



FAKULTA ELEKTROTECHNICKÁ

BAKALÁŘSKÁ PRÁCE

Analýza akumulace přebytků elektřiny

Štěpán Otépka

Vedoucí práce: Mgr. Ing. Vít Klein, Ph.D.

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Otéпка** Jméno: **Štěpán** Osobní číslo: **465840**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávající katedra/ústav: **Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**
Studijní obor: **Elektrotechnika a management**

II. ÚDAJE K BAKALÁŘSKÉ PRÁCI

Název bakalářské práce:

Analýza akumulace přebytků elektřiny

Název bakalářské práce anglicky:

Analysis of accumulation of surplus electricity

Pokyny pro vypracování:

1. Analýza vývoje a současného stavu přebytků elektrické energie v elektrizační soustavě ČR a Německa.
2. Technická a ekonomická analýza vybraných metod akumulace elektrické energie.
3. Ekonomický model investice do vybraných řešení akumulace elektrické energie z elektrizační soustavy.
4. Vyhodnocení závěrů analýzy a doporučení.

Seznam doporučené literatury:

- 1) CENEK, Miroslav. Akumulátory od principu k praxi. Praha: FCC Public, 2003. ISBN 80-865-3403-0.
- 2) BREALEY, Richard A., Stewart C. MYERS a Franklin ALLEN. Teorie a praxe firemních financí. 2., aktualiz. vyd. Přeložil Vladimír GOLIK, přeložil Zdeněk MUŽÍK, přeložil Liběna STIEBITZOVÁ. Brno: BizBooks, 2014. ISBN 978-80-265-0028-5.

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) bakalářské práce:

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

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

Datum zadání bakalářské práce: **27.01.2020**

Termín odevzdání bakalářské práce: **22.05.2020**

Platnost zadání bakalářské práce: **30.09.2021**

Ing. Mgr. Vít Klein, Ph.D.
podpis vedoucí(ho) práce

podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

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

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

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

Datum převzetí zadání

Podpis studenta

Čestné prohlášení

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

V Praze dne

Štěpán Otépka

Poděkování

Myslím si, že je skvělé na chvíli se zastavit a uvědomit si, kolik lidí vlastně přispělo k napsání práce, přestože samotná slova a čísla byla napsána mými prsty. Tuto bakalářskou práci bych nebyl schopný napsat bez podpory řady lidí. Za prvé musím poděkovat rodině za poskytnutí skvělého zázemí, které mi umožnilo plně se soustředit na psaní a dumání. Ne každý má takové štěstí. Poděkování patří i rodině Kolářů, kteří mi otevřeli dveře vždy, když jsem potřeboval klidné místo na práci. Dále bych chtěl poděkovat svému vždy velmi přátelskému a vstřícnému vedoucímu panu Mgr. Ing. Vítu Kleinovi, Ph.D., který laskavě přijal můj návrh tématu a dal mi mnoho rad ke snad úspěšné obhajobě. Děkuji i kamarádům, se kterými jsem mohl často diskutovat svoje myšlenky a se kterými jsme se navzájem podporovali. Velmi oceňuji kvalitní veřejně dostupná data od společností ČEPS, a.s. a OTE, a.s. i ochotu jejich zaměstnanců mi jen tak zadarmo poradit.

Abstrakt

Tato bakalářská práce se zabývá akumulací přebytků elektrické energie z elektrizační soustavy. Na začátku popisuje vývoj intermitentních zdrojů energie VTE a FVE a jejich vliv na cenu elektřiny na denním a spotovém trhu. V další části popisuje současnou strukturu trhů s elektřinou a ukazuje, že přirozeně vyplývá z potřeb elektrizační soustavy. Poté analyzuje z technického a ekonomického hlediska dvě technologie pro ukládání elektrické energie – přečerpávací vodní elektrárnu a vanadovou redoxní průtočnou baterii. Ke konci prezentuje výsledky analýzy navrhovaných režimů provozů. Analýzy byly provedeny pomocí vlastnoručně psaných programů v jazyce C na veřejně dostupných datech. V závěru je jsou uvedeny výsledky ekonomického modelu, který modeluje ziskovost/ztrátovost navrhovaných režimů provozů každého z úložišť na reálných datech a předpokladech.

Klíčová slova

akumulace elektrické energie, větrná elektrárna, fotovoltaická elektrárna, trhy s elektřinou, přečerpávací vodní elektrárna, vanadová redoxní průtočná baterie, ekonomický model

Abstract

This bachelor thesis deals with an accumulation of surplus electricity from the grid. In the beginning it describes the evolution of intermittent sources of electricity (wind and solar power plants) and their influence on the price of electricity on both day and intraday markets. In the next part the thesis describes the current structure of electricity markets and shows, that they naturally stem from the grid's needs. Then it analyses technical and economical aspects of two storage technologies – pumped hydro storage and vanadium redox flow battery. Towards the end it presents results of analysis of suggested modes of operation using my own programme written in C language and using publicly available data. Results of economic models of both chosen storage technologies when operated in suggested modes are presented. Economic models are based on real historic data and assumptions.

Keywords

accumulation of electricity, wind power plant, solar power plant, electricity markets, pumped hydro storage, vanadium redox flow battery, economic model

Obsah

1	Úvod	22
2	Motivace	23
3	Vývoj větrných a fotovoltaických elektráren.....	24
3.1	Česká republika	24
3.2	Německo.....	26
3.3	Zhodnocení	30
4	Průběhy výkonů větrných a fotovoltaických elektráren.....	31
4.1	Větrné elektrárny.....	31
4.2	Fotovoltaické elektrárny	36
4.3	Zhodnocení	38
5	Trhy s elektřinou	40
5.1	Základní odlišnosti trhů s elektřinou od ostatních trhů.....	40
5.2	Účastníci trhů s elektřinou.....	43
5.2.1	Výrobci elektřiny.....	43
5.2.2	Provozovatel přenosové soustavy	44
5.2.3	Provozovatelé distribučních soustav	45
5.2.4	Operátor trhu	45
5.2.5	Obchodníci s elektřinou.....	46
5.2.6	Zákazníci	47
5.3	Typy trhů	48
5.3.1	Neveřejné obchody	57

5.3.2	Burza.....	58
5.3.3	Krátkodobé trhy	59
6	Ekonomický potenciál	62
6.1	Problematika určení ekonomického potenciálu	62
6.2	Základní odhad ekonomického potenciálu.....	63
6.3	Alternativní režim provozu a zdroj příjmů.....	65
7	Úložiště	66
7.1	Úvod.....	66
7.2	Energie.....	72
7.3	Přečerpávací vodní elektrárna	72
7.3.1	Základní princip	72
7.3.2	Výhody a nevýhody	83
7.3.3	Investiční a provozní náklady	84
7.4	Vanadová redoxní průtočná baterie.....	85
7.4.1	Základní princip	85
7.4.1	Výhody a nevýhody	91
7.4.2	Investiční a provozní náklady	92
8	Ekonomický model investice do úložiště	94
8.1	Úvod.....	94
8.2	Režim provozu „nabívám v noci, vybívám během dne“	95
8.3	Režim provozu „korekce odchylky subjektu zúčtování“	100
8.4	Ekonomický model přečerpávací vodní elektrárny	104
8.5	Ekonomický model vanadové redoxní průtočné baterie	107

8.6	Alternativní režimy provozu.....	109
9	Zhodnocení.....	111
9.1	Analýza vývoje a současného stavu přebytků elektrické energie v elektrizační soustavě ČR s Německa.....	111
9.2	Technická a ekonomická analýza vybraných metod akumulace elektrické energie 112	
9.3	Ekonomické modely investice do vybraných řešení akumulace elektrické energie z elektrizační soustavy.....	113
9.4	Závěr.....	114
10	Seznam zdrojů.....	115
11	Seznam příloh.....	117

Grafy

Graf 1: Struktura instalovaného výkonu v Německu v [GW]	26
Graf 2: Výroba elektřiny v Německu v roce 2009 v [TWh]	28
Graf 3: Výroba elektřiny v Německu v roce 2018 v [TWh]	28
Graf 4: Celková výroba VTE v Německu v roce 2018 den po dni v [TWh].....	31
Graf 5: Celková německá spotřeba den po dni v roce 2018 v [TWh].....	32
Graf 6: Celková německá spotřeba (šedá) a celková německá výroba VTE (zelená) den po dni v prosinci 2018 v [TWh].....	33
Graf 7: Celkové německá spotřeba (šedá) a celková německá výroba VTE (zelená) den po dni v prosinci 2017 v [TWh].....	33
Graf 8: Celkový výkon VTE v Německu po 15minutových blocích v posledním týdnu v prosinci 2018 v [GW]	34
Graf 9: Celkový výkon VTE v Německu v [GW] (zelený průběh s výplní), celkové zatížení v Německu v [GW] (černá), průměrné vnitrodenní ceny elektřiny v [EUR·MWh ⁻¹] (modrá) a spotové ceny na další den v [EUR·MWh ⁻¹] (červená) v posledním týdnu v prosinci 2018....	35
Graf 10: Celková výroba FVE v Německu den po dni v roce 2018 v [TWh].....	36
Graf 11: Celkový výkon FVE v Německu v [GW] (průběh s výplní), celkové německé zatížení v [GW] (černá), průměrné vnitrodenní ceny elektřiny v [EUR·MWh ⁻¹] (modrá) a spotové ceny elektřiny na další den v [EUR·MWh ⁻¹] (červená) po hodinách v posledním týdnu v červnu 2018	37
Graf 12: Celkový výkon FVE v Německu v [GW] (průběh s výplní), celkové německé zatížení v [GW] (černá), průměrné vnitrodenní ceny elektřiny v [EUR·MWh ⁻¹] (modrá) a spotové ceny elektřiny na další den v [EUR·MWh ⁻¹] (červená) po hodinách v týdnu s největší výrobou FVE v 2018.....	38
Graf 13: Počet hodin se zápornou cenou elektřiny na denních (spotových) trzích ČR a Německa	40

Graf 14: Vývoj výroby elektřiny brutto v ČR v GWh	48
Graf 15: Zatížení brutto 3.4. 2018 v ČR	51
Graf 16: Zatížení brutto 8.-14. 10. 2018 v ČR	52
Graf 17: Zatížení brutto 2018 v ČR (denní průměry).....	53
Graf 18: Zatížení brutto 2018 v ČR (denní minima)	54
Graf 19: Zatížení brutto bez čerpání PVE v ČR	55
Graf 20: Zobchodované objemy peněz na denním a vnitrodenním trhu	64

Obrázky

Obrázek 1: Znázornění základního, pološpičkového a špičkového zatížení.....	57
Obrázek 3: Gravitační síla od jednoho hmotného bodů na druhý	78
Obrázek 4: PVE Dlouhé stráně	82
Obrázek 5: Schéma vanadové redoxní průtočné baterie	87
Obrázek 6: Schéma nabíjení VFRB	88
Obrázek 7: Schéma vybíjení VFRB.....	90

Rovnice

Rovnice 1: Definice účinnosti	67
Rovnice 2: Celková účinnost jako součin dílčích účinností	71
Rovnice 3: Druhý Newtonův zákon	75
Rovnice 4: Kinetická energie.....	76
Rovnice 5: Práce konaná silou.....	77
Rovnice 6: Newtonův gravitační zákon	78
Rovnice 7: Změna gravitační potenciální energie soustavy těleso + Země	80
Rovnice 8: Gravitační potenciální energie.....	81

Tabulky

Tabulka 1: Struktura instalovaného výkonu v ČR v [MW]	24
Tabulka 2: Výroba elektřiny brutto v ČR v [GWh].....	25
Tabulka 3: Struktura instalovaného výkonu v ČR v MW	48
Tabulka 4: Zatížení brutto bez čerpání PVE v ČR	54
Tabulka 5: Zobchodované objemy peněz na denním a vnitrodenním trhu	64
Tabulka 6: CF pouze z nákupu a prodeje elektřiny	96
Tabulka 7: CF děleno maximem v daném roce.....	96
Tabulka 8: CF na jednotku kapacity pouze z nákupu a prodeje elektřiny	96
Tabulka 9: CF děleno maximem v daném roce.....	97
Tabulka 10: CF pouze z nákupu a prodeje elektřiny	97
Tabulka 11: CF na jednotku kapacity pouze z nákupu a prodeje elektřiny	97
Tabulka 12: Průměrné CF za poslední tři roky na vnitrodenním trhu.....	98
Tabulka 13: Průměrné CF za poslední tři roky na denním trhu.....	98
Tabulka 14: Průměrné CF na jednotku kapacity za poslední 3 roky na vnitrodenním trhu ...	99
Tabulka 15: Průměrné CF na jednotku kapacity za poslední 3 roky na denním trhu.....	99
Tabulka 16: Celkové CF na jednotku kapacity za rok	102
Tabulka 17: Celkové CF za rok neboli CF ušetřené na odchylkách.....	102
Tabulka 18: Průměr CF za roky 2016, 2017 a 2018	103
Tabulka 19: Průměr CF na jednotku kapacity za roky 2016, 2017 a 2018.....	103
Tabulka 20: Výkaz zisku a ztrát PVE na denním trhu	106

Tabulka 21: Ekonomické ukazatele provozu PVE na denním trhu	106
Tabulka 22: Výkaz zisku a ztrát VRFB v režimu korekce odchylky SZ	108
Tabulka 23: Ekonomické ukazatele VRFB v režimu korekce odchylky SZ	108

1 Úvod

Cílem této práce je vypracovat technickou a ekonomickou analýzu možností akumulace přebytků elektrické energie v elektrizační soustavě České republiky.

Nejprve krátce shrnu vývoj struktury instalovaného výkonu v posledních zhruba deseti letech. Porovnáme typické průběhy výroby větrných elektráren (VTE) a fotovoltaických elektráren (FVE) s typickým průběhem agregovaného zatížení elektrizační soustavy (ES). Poté vysvětlím vliv současné struktury instalovaného výkonu a současné politiky na výkyvy cen elektřiny na krátkodobých trzích (tedy přebytky elektrické energie). Ukáži, že na míru přebytků elektrické energie má velký vliv VTE.

Poté popíši trhy s elektřinou. Řeknu něco k jejich odlišnostem od ostatních trhů, uvedu základní zákon, který z velké části definuje současné tržní prostředí včetně účastníků trhů s elektřinou, které stručně popíši a zasadím do kontextu. Znalosti všech účastníků trhů s elektřinou umožní hlubší pochopení fungování trhů. Jejich typy a k čemu každý z nich slouží budou hned následovat. Myslím si, že znalosti fungování trhů a jejich účastníků jsou důležité, pokud máme analyzovat provoz úložiště, které má za cíl dosahovat ekonomického zisku vyrovnáváním špiček, protože každé nabíjení je vlastně nakupování a každé vybíjení je vlastně prodávání elektřiny.

V další části popíši vybrané metody akumulace. Popíši jejich základní princip, výhody a nevýhody z technického, ekonomického a někdy i politického úhlu pohledu. I užitečná technologie může být nerealizovatelná z politických důvodů. Příkladem je stále trvajícím náhlý odstup Německa od jaderné energetiky krátce po havárii jaderné elektrárny Fukušima. Někdy emoce převládnu a rozum jde stranou. Proto je užitečné dopředu tento aspekt promyslet.

V závěru práce uvedu finanční namodelování jednotlivých variant na reálných datech z ČR. Volba sledovaného období mezi lety 2009 až 2019 není náhodná. Za prvé více než deset let považuji za dostatečně dlouhý časový interval, aby byl vypovídající o typickém celkovém fungování daného sektoru. Za druhé se v těchto letech netriviálně mění struktura instalovaného výkonu, struktura a fungování trhů s elektřinou (např. postupné propojování evropských trhů). Za třetí sledované období obsahuje období hluboké recese (která vypukla v roce 2008), období stagnace a nakonec období silné expanze což považuji za důležité při hodnocení investičního záměru.

V ideálním případě práce poskytne základní ale komplexní analýzu provozu úložiště elektrické energie v elektrizační soustavě. Samozřejmě si netroufám tvrdit, že analýza tohoto rozsahu je dostačující. Jsem si plně vědom, že mé znalosti ve spojení s omezeným rozsahem této práce neumožňují vypracování dostatečně detailní a přesné analýzy, ale přesto jsem se snažil o co nejvíce komplexní pohled na věc, protože věřím tomu, že každou problematiku je nutné zasadit do širšího kontextu.

2 Motivace

V posledních zhruba deseti letech probíhá na energetiku relativně rychlý rozvoj větrných (VTE) a fotovoltaických (FVE) elektráren (měřeno v celkovém instalovaném výkonu) se kterým je spojen problém přerušovaného a někdy špatně predikovatelného dodávaného výkonu. Problém je to proto, že agregované zatížení (spotřeba) přerušované není, a i mžiková nerovnováha dodávaného a odebíraného výkonu v elektrizační soustavě (ES) je neakceptovatelná. A protože výkon dodávaný VTE a FVE se pohybuje mezi „žádným“ a „značným“ v závislosti na člověkem nekontrolovatelných okolnostech, nabízí se otázka, zda je technicky a ekonomicky proveditelná nějaká forma akumulace elektrické energie jako předmět podnikání s cílem vydělávat peníze na vyrovnávání špiček, protože si myslím, že je to zajímavá kombinace užitečné aktivity a příležitosti pro zisk.

3 Vývoj větrných a fotovoltaických elektráren

Pro začátek uvedu základní data o instalovaném výkonu větrných elektráren (VTE) a fotovoltaických elektráren (FVE) a jejich roční výrobě elektrické energie v ČR a Německu. Pro zlepšení orientace v textu jsou jednotky uváděny v hranatých závorkách.

3.1 Česká republika

Růst instalovaného výkonu VTE a FVE v ČR je zřejmý z následující tabulky.

Tabulka 1: Struktura instalovaného výkonu v ČR v [MW]¹

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Celkem ČR	18 325,8	20 072,9	20 250,0	20 519,5	21 079,2	21 848,4	21 865,7	21 989,0	22 266,7	22 276,9
Jaderné (JE)	3 830,0	3 900,0	3 970,0	4 040,0	4 290,0	4 290,0	4 290,0	4 290,0	4 290,0	4 290,0
Parní (PE)	10 720,1	10 769,0	10 787,5	10 644,1	10 819,5	10 741,9	10 741,9	10 850,0	11 075,4	11 075,4
Paroplynové (PPE)	560,7	590,7	590,7	520,7	518,0	1 363,3	1 363,3	1 363,5	1 363,5	1 363,5
Plynové a spalovací (PSE)	374,2	433,7	510,8	750,1	820,1	855,9	855,9	874,0	895,9	910,9
Vodní (VE)	1 036,5	1 056,1	1 054,6	1 069,2	1 082,7	1 080,4	1 087,5	1 090,2	1 092,7	1 092,5
Přečerpávací (PVE)	1 146,5	1 146,5	1 146,5	1 146,5	1 146,5	1 171,5	1 171,5	1 171,5	1 171,5	1 171,5
Větrné (VTE)	193,2	217,8	218,9	263,0	270,0	278,1	280,6	282,0	308,2	316,2
Fotovoltaické (FVE)	464,6	1 959,1	1 971,0	2 086,0	2 132,4	2 067,4	2 074,9	2 067,9	2 069,5	2 056,8

Čísla odpovídají instalovanému výkonu v [MW] jednotlivých typů elektráren na území ČR v daném roce. Instalovaný výkon VTE vzrostl za 10 let z **193,2 [MW]** neboli **1,054 [%]** celkového instalovaného výkonu v roce **2009** na **316,2 [MW]** neboli **1,419 [%]** celkového instalovaného výkonu v roce **2018**. Přestože se jedná o relativní nárůst cca 63 [%], je to stále zanedbatelná část celkové kapacity českých zdrojů a při znalosti doby ročního využití instalovaného výkonu (elektrická energie vyrobená za rok vydělená instalovaným výkonem – maximem je tedy 8760 [hod] což je počet hodin v roce) VTE, která se v ČR pohybuje průměrně okolo **1900 [hod]** (např. průměr za rok 2018 z dat Energetického regulačního úřadu neboli ERÚ je 1 927 [hod]), je jejich význam ještě menší. Důvodem je, že doba ročního využití elektráren, které v ČR tvoří většinu instalovaného výkonu je násobně větší. Viz následující tabulka.

¹ ERÚ, „Roční zpráva o provozu ES ČR 2018“, 2019, [cit. 2019-12-20], <https://www.eru.cz/cs/zpravy-o-provozu-elektrizacni-soustavy>.

Tabulka 2: Výroba elektřiny brutto v ČR v [GWh]²

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Výroba elektřiny brutto	82 250,0	85 900,1	87 560,6	87 573,7	87 064,9	86 003,4	83 888,3	83 301,9	87 037,6	88 001,8
Jaderné (JE)	27 207,8	27 988,2	28 282,6	30 324,2	30 745,3	30 324,9	26 840,8	24 104,2	28 339,6	29 921,3
Parní (PE)	48 457,4	49 979,7	49 973,0	47 261,0	44 737,0	44 419,3	44 819,2	45 704,1	45 431,7	45 070,8
Paroplynové (PPE)	2 250,9	2 349,6	2 344,4	2 200,4	2 092,8	2 204,7	2 749,0	4 049,2	3 722,4	3 690,9
Plynové a spalovací (PSE)	974,3	1 250,8	1 610,7	2 234,7	3 179,6	3 494,4	3 572,1	3 613,9	3 719,6	3 690,4
Vodní (VE)	2 429,6	2 789,4	2 134,1	2 231,5	2 856,4	1 909,2	1 794,8	2 000,5	1 869,5	1 628,8
Přečerpávací (PVE)	553,1	591,2	700,9	731,4	905,3	1 051,5	1 276,0	1 201,5	1 170,5	1 050,6
Větrné (VTE)	288,1	335,5	396,8	417,3	478,3	476,5	572,6	497,0	591,0	609,3
Fotovoltaické (FVE)	88,8	615,7	2 118,0	2 173,1	2 070,2	2 122,9	2 263,8	2 131,5	2 193,4	2 339,7

Uvedená čísla reprezentují množství vyrobené elektřiny brutto v [GWh] všech elektráren daného typu v ČR v daném roce. V roce **2009** VTE vyrobily **288,1 [GWh]** což odpovídá **0,3503 [%]** celku a v roce **2018** vyrobily **609,3 [GWh]** což odpovídá **0,6924 [%]** celku. Protože podíl na celkovém množství vyrobené elektřiny je menší než podíl na celkovém instalovaném výkonu, nutně je doba ročního využití větrných elektráren menší než ostatních významných typů elektráren. Z předchozích dvou tabulek lze roční využití nejvýznamnějších elektráren přibližně spočítat, pokud zanedbáme fakt, že se jedná o brutto výrobu, která není ponížena o vlastní spotřebu elektráren. V roce 2018 jaderné elektrárny dosáhly doby ročního využití cca 6975 [hod] a parní cca 4069 [hod]. Větrné elektrárny jsou v ČR stále nevýznamným zdrojem elektrické energie z pohledu instalovaného výkonu i množství vyrobené elektrické energie.

Instalovaný výkon FVE v ČR také rostl mezi roky 2009 a 2018, ale zcela jiným způsobem. Z tabulky 1 je vidět, že došlo ke skokovému nárůstu z roku 2009 na 2010 a poté se růst téměř zastavil. Příčinou skokového růstu byly tehdejší podmínky dotačního programu na podporu FVE. Byly velmi finančně atraktivní a pro jejich splnění se musela daná FVE dokončit a připojit do konce roku 2010. Po roce 2010 dotační podmínky nebyly zdaleka tak rentabilní jako do roku 2010 a proto je z tabulky 1 vidět, že růst instalovaného výkonu byl miniaturní. V zájmu snadné porovnatelnosti míry růstu VTE a FVE v ČR lze psát, že za 10 let instalovaný výkon FVE vzrostl z **464,6 [MW]** neboli **2,535 [%]** celkového instalovaného výkonu v roce **2009** na **2 056,8 [MW]** neboli **9,233 [%]** celkového instalovaného výkonu v roce **2018**. Na rozdíl od VTE FVE již mají v ČR významný podíl na celkovém instalovaném výkonu, ale je potřeba zohlednit i dobu ročního využití FVE. Např. pro rok 2018 lze z tabulek 1 a 2 spočítat, že doba ročního využití FVE v ČR je cca **1 138 [hod]**. Oproti VTE dosahuje FVE využití o cca 31 [%] nižší. Instalované výkony VTE a FVE je tedy nutné porovnávat opatrně, kvůli značně rozdílné

² ERÚ.

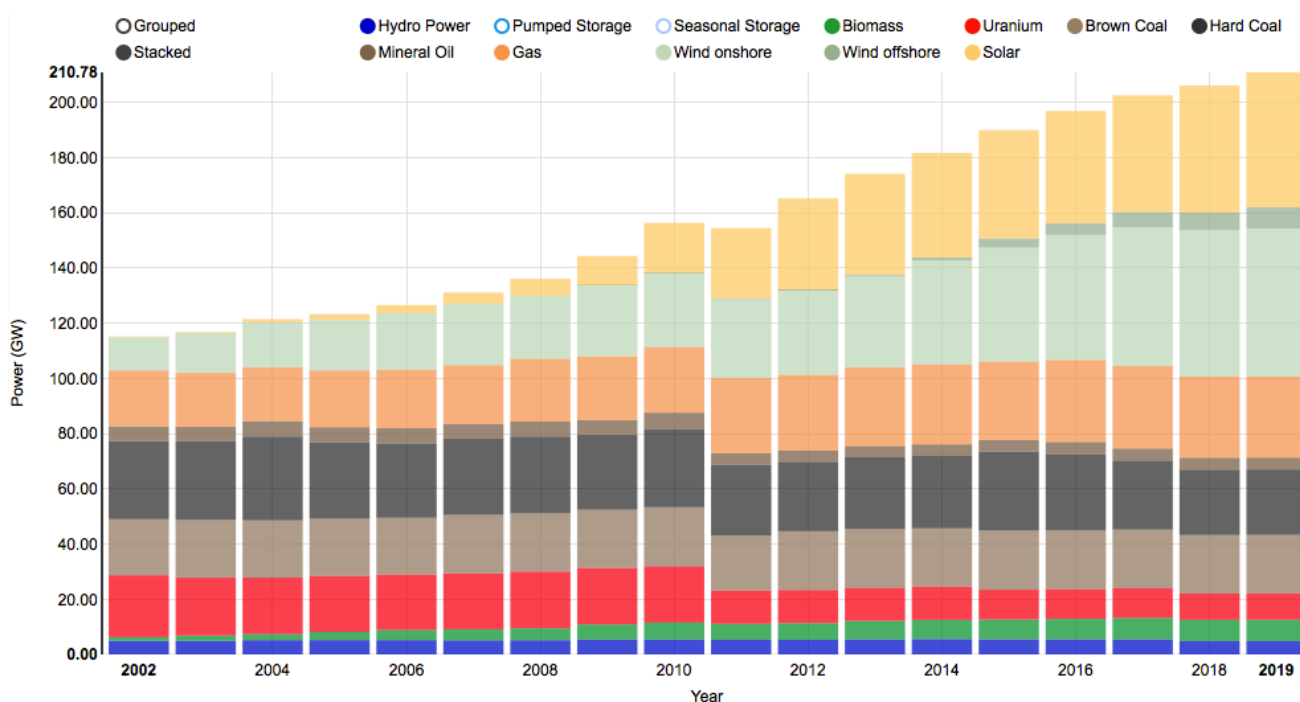
době ročního využití. V roce **2009** FVE vyrobily **88,8 [GWh]** což odpovídá **0,1080 [%]** celku a v roce **2018** vyrobily **2 339,7 [GWh]** což odpovídá **2,659 [%]** celku. Je vidět, že i přes nezanedbatelný podíl FVE na celkovém instalovaném výkonu je kvůli velmi nízké době ročního využití v ČR podíl FVE na celkové vyrobené elektřině brutto malý.

Tedy VTE i FVE lze v ČR zařadit spíše k nevýznamným zdrojům elektrické energie, které tím pádem nebudou mít ani zásadní vliv na fluktuaci přebytků a cen elektrické energie.

3.2 Německo

V této části popíšu vývoj VTE a FVE v Německu. Vycházím z dat uvedených v následujícím grafu.

Graf 1: Struktura instalovaného výkonu v Německu v [GW]³



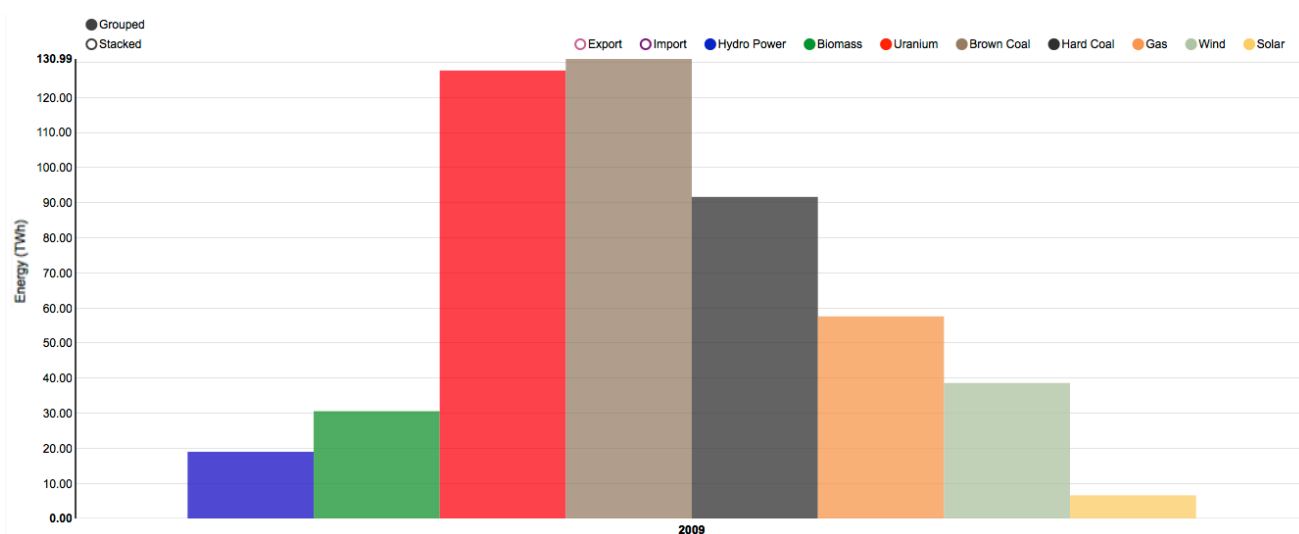
Každý rok je rozdělen na několik barevných sloupců reprezentujících instalovaný výkon v [GW] daného typu zdroje elektrické energie v daném roce. Na první pohled je zřejmé, že

³ Fraunhofer ISE, „Installed power in Germany“, 2019, [cit. 2019-12-20], https://energy-charts.de/power_inst.htm.

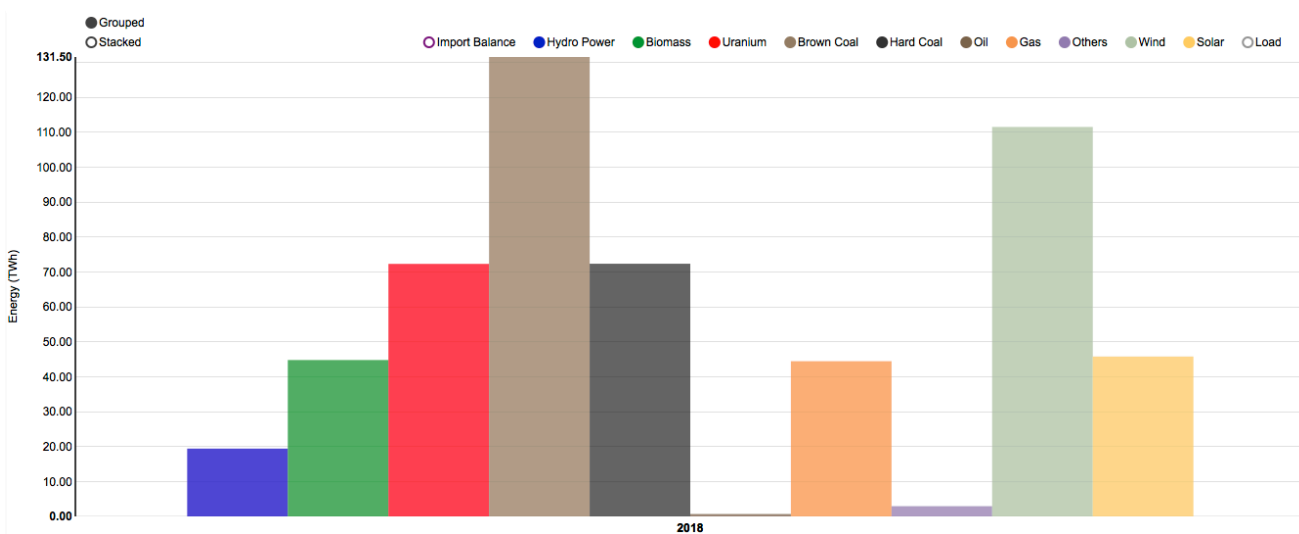
nárůst instalovaného výkonu FVE je postupný na rozdíl od nárůstu FVE v ČR, který byl náhlý. Z růstu VTE je zase patrné, že na jeho rozvoji se pracuje nejméně od roku 2002 a až do současnosti postupně roste. Rozvoj VTE a FVE je v Německu dlouhodobý a postupný, na rozdíl od ČR, a vede k zásadnímu podílu VTE a FVE na celkovém instalovaném výkonu. Pro snadnější porovnání růstu s ČR uvedu nárůst mezi lety 2009 a 2018. Instalovaný výkon VTE vzrostl z **25 740 [MW]** neboli **17,84 [%]** celkového instalovaného výkonu v roce **2009** na **59 420 [MW]** neboli **28,84 [%]** celkového instalovaného výkonu v roce **2018**. Německo tedy mělo v roce 2018 více jak **188krát větší** instalovaný výkon VTE. Důvodů bude více, ale hlavním je tamní dotační politika a celková ochota vlády jít obnovitelným zdrojům energie (OZE) naproti. Např. kvůli rozsáhlým protestům proti jaderné energetice v Německu krátce po havárii ve Fukušimě se Německo rozhodlo postupně ustoupit od jaderné energetiky, což logicky vedlo k intenzivnějšímu využití klasických energetických zdrojů emitujících velké množství emise jako parní elektrárny na uhlí, což zvýšilo Německem produkováné emise na jednotku vyrobené energie. To není v souladu s evropským trendem emise snižovat a podpora rozvoje OZE je způsob, jak tento průměr snížit.

Množství vyrobené elektrické energie VTE v letech 2009 a 2018 je v následujících grafech zobrazené šedo-zelenými sloupci.

Graf 2: Výroba elektřiny v Německu v roce 2009 v [TWh]⁴



Graf 3: Výroba elektřiny v Německu v roce 2018 v [TWh]⁵



V roce **2009** VTE vyrobily **38 610 [GWh]**, což odpovídá **7,680 [%]** celku a v roce **2018** vyrobily **111 460 [GWh]** což odpovídá **20,54 [%]** celku. V roce 2018 VTE dosáhly průměrné doby ročního využití **1 876 [hod]**. Je vidět, že v Německu mají VTE zásadní podíl na celkovém

⁴ Fraunhofer ISE, „Bar charts on electricity generation“, 2019, [cit. 2019-12-20], <https://energy-charts.de/energy.htm>.

instalovaném výkonu i na celkové vyrobené elektrické energii. V porovnání s ČR je podíl na celkové vyrobené elektřině téměř třicetkrát větší. Překvapilo mě, že doba ročního využití VTE v Německu a ČR byla v roce 2018 téměř totožná, protože jak bylo zmíněno, Německo má přístup k moři, na kterém fouká silněji a pravidelněji než ve vnitrozemí. Nadprůměrně fouká i v blízkosti moře na pevnině a většina německého instalovaného výkonu VTE je situována v severnější polovině Německa na pevnině a v moři. Příčin téměř shodného využití může být mnoho. Za prvé je např. možné, že se přeceňuje vhodnost umístění německých VTE oproti ČR. Za druhé je možné, že data, ze kterých vycházím nejsou přesná. Např. v ČR se vedly (a možná stále vedou) spory mezi některými majiteli FVE a úřady, které zpochybnili majiteli reportovanou vyrobenou elektrickou energii za rok (na jejímž základě je jim vyplácena dotace) a z toho plynoucí dobu ročního využití jejich FVE. Podrobná analýza jako moc přesné jsou vstupní data použité v této části je nad rámec této práce a případná mírná odchylka neovlivní fakt, že Německo má řádově větší podíl VTE a FVE na instalovaném výkonu a jejich výroba na celkové vyrobené elektřině než ČR, jehož demonstrace byl cíl této části práce.

Instalovaný výkon FVE v Německu začal významněji růst podobně jako v ČR někdy okolo roku 2009. Na rozdíl od ČR růst v Německu byl a je pozvolný a stále trvajícím. Obdobně jako u VTE je výsledkem významný podíl FVE na celkovém instalovaném výkonu. Instalovaný výkon FVE vzrostl z **10 570 [MW]** neboli **7,326 [%]** celkového instalovaného výkonu v roce **2009** na **45 930 [MW]** neboli **22,30 [%]** celkového instalovaného výkonu v roce **2018**. Tedy i FVE má v Německu zásadní podíl na celkovém instalovaném výkonu. V porovnání s ČR je podíl FVE na instalovaném výkonu v Německu více jak dvojnásobný a absolutní velikost instalovaného výkonu je více jak 22násobná. Protože průměrná celková spotřeba elektrické energie celého Německa není 22krát větší než ČR, nebude podíl elektřiny vyrobené FVE na celkové výrobě v Německu dvakrát větší než v ČR, jak by se mohlo na první pohled na data o podílu FVE na instalovaném výkonu v ČR a Německu zdát. V roce **2009** FVE vyrobily **6 600 [GWh]**, což odpovídá **1,313 [%]** celku a v roce **2018** vyrobily **45 750 [GWh]** což odpovídá **8,432 [%]** celku. V roce 2018 FVE dosáhly průměrné doby ročního využití **996 [hod]**. Skutečně FVE v Německu dosáhly více jak třikrát většího podílu na celkové vyrobené

⁵ Fraunhofer ISE, „Bar charts on electricity generation“, 2019, [cit. 2019-12-20], <https://energy-charts.de/energy.htm>.

elektřině než v ČR, přestože podíl instalovaného výkonu FVE je v Německu pouze 2,2násobný. Je to dáno tím, že Německo mělo v roce 2018 206 [GW] instalovaného výkonu při průměrném zatížení okolo 55 [GW] a ČR měla v roce 2018 22 [GW] instalovaného výkonu při průměrném zatížení okolo 7 [GW]. Je vidět, že Německo má téměř čtyřikrát více instalovaného výkonu, než je průměrné zatížení sítě a ČR má „pouze“ cca třikrát více instalovaného výkonu, než je průměrné zatížení v ČR. Proto jsou některá porovnání různých podílů VTE a FVE na instalovaném výkonu mezi Německem a ČR zkreslená. Je důležité na jednotlivá čísla nahlížet v širším kontextu.

3.3 Zhodnocení

Ukázali jsme si na objektivních datech, že VTE a FVE mají v Německu mnohem větší podíl na celkovém instalovaném výkonu a celkové vyrobené elektřině než v ČR. Zároveň celkový instalovaný výkon v Německu odpovídá cca 4násobku průměrného zatížení, kdežto v ČR pouze cca 3násobku, proto nelze porovnávat pouze podíly VTE a FVE na instalovaných výkonech jako sobě rovné informace. Opět je důležité nahlížet na data v širším kontextu.

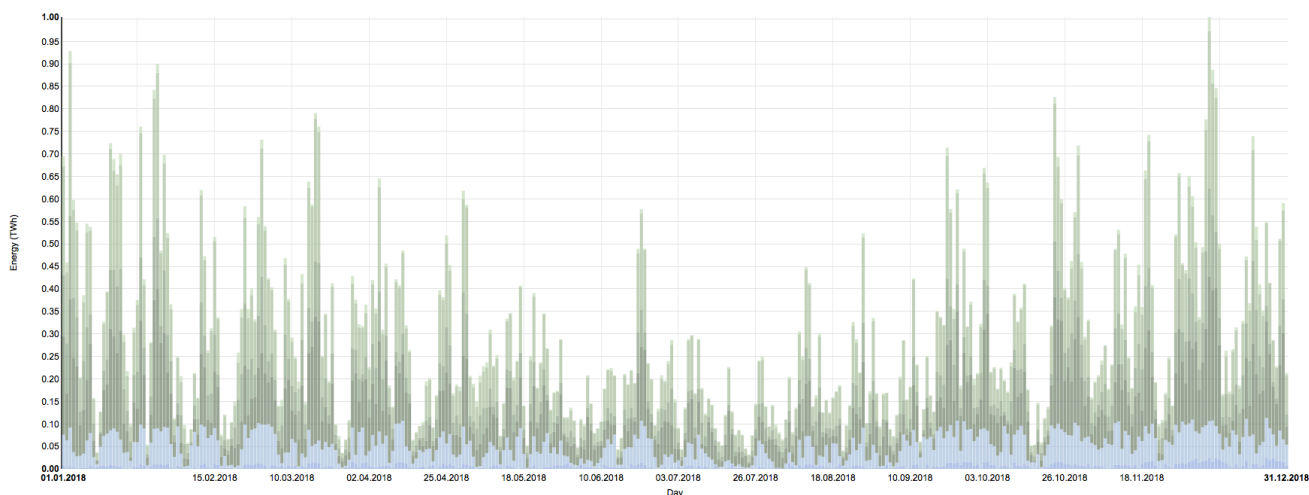
4 Průběhy výkonů větrných a fotovoltaických elektráren

V této části popíšu typický průběh výkonu (tedy výroby, přestože elektrárny elektrickou energii nevyrábějí, nýbrž pouze mění jinou formu energie na elektrickou) větrných elektráren (VTE) a fotovoltaických elektráren (FVE) v rámci různých časových intervalů. Zásadní bude průběh výkonu VTE. Vyjdu z průběhů VTE a FVE v Německu, protože k nim existují kvalitnější dostupná data, díky vysokému podílu VTE a FVE na celkovém instalovaném výkonu v Německu poskytují přesnější představu o jejich agregátním chování ve velkém měřítku, ke kterému současný trend v energetice daný evropskou politikou směřuje a díky geografické blízkosti ČR a Německa by se typické průběhy neměly dramaticky lišit. Již jsme ukázali, že doby ročního využití maxima jsou si podobné,

4.1 Větrné elektrárny

Začněme pohledem na následující graf, kde jednotlivé sloupce reprezentují celkové množství vyrobené elektrické energie VTE v Německu v roce 2018 den po dni.

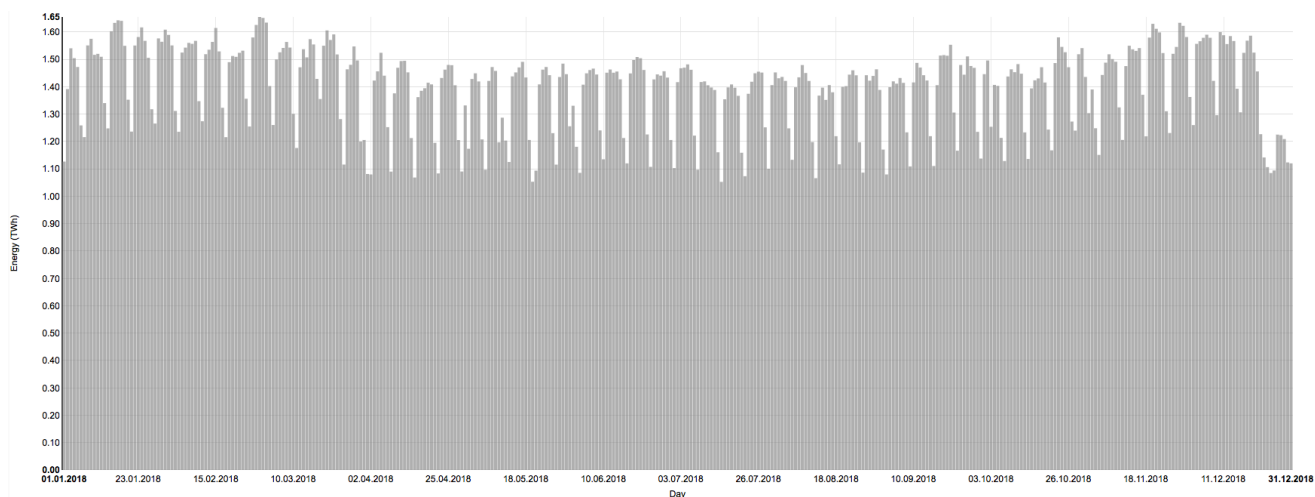
Graf 4: Celková výroba VTE v Německu v roce 2018 den po dni v [TWh]⁶



⁶ Fraunhofer ISE, „Bar charts on electricity generation“, 2019, [cit. 2019-12-20], <https://energy-charts.de/energy.htm>.

Z grafu je zřejmá značná variabilita vyrobeného množství. Velmi těžce se v datech hledá opakující se vzor. Lze např. konstatovat, že v zimních měsících se celkově vyrobí více než v letních, ale pro množství přebytků el. energie a cenu el. energie na spotovém trhu je důležitější, jak se mění výkon VTE v kratších časových intervalech. A z grafu vidíme, že variabilita na denní bázi je značná. Porovnejme průběh výroby VTE s průběhem celkové německé spotřeby den po dni např. v roce 2018.

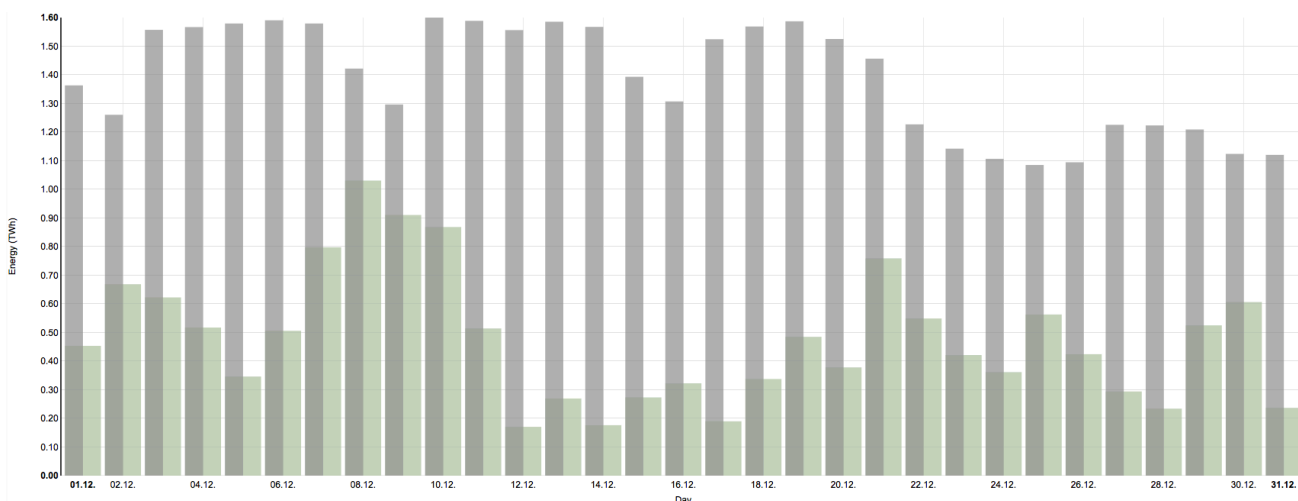
Graf 5: Celková německá spotřeba den po dni v roce 2018 v [TWh]⁷



Je vidět, že variabilita zatížení je menší než variabilita výroby VTE. Velikost celkového zatížení se pohybuje v relativně úzkém pásmu, pravidelně se opakuje velmi podobný vzorec pracovního týdne a víkendu. Tedy první zásadní poznatek je, že průběh výroby VTE je hodně variabilní a většinou neodpovídá průběhu celkového zatížení sítě. Z toho vyplývá, že za předpokladu, že chceme co nejvíce vyrobené el. energie z OZE využít, protože se jedná zdroj s nulovými lokálními emisemi, musí se ostatní zdroje regulovat nebo se musí přebytky exportovat do zahraničí. Pro další ilustraci nepravidelnosti výroby el. energie pomocí VTE se podíváme na prosinec 2018, měsíc s druhým největším množstvím vyrobené energie z VTE v Německu v roce 2018.

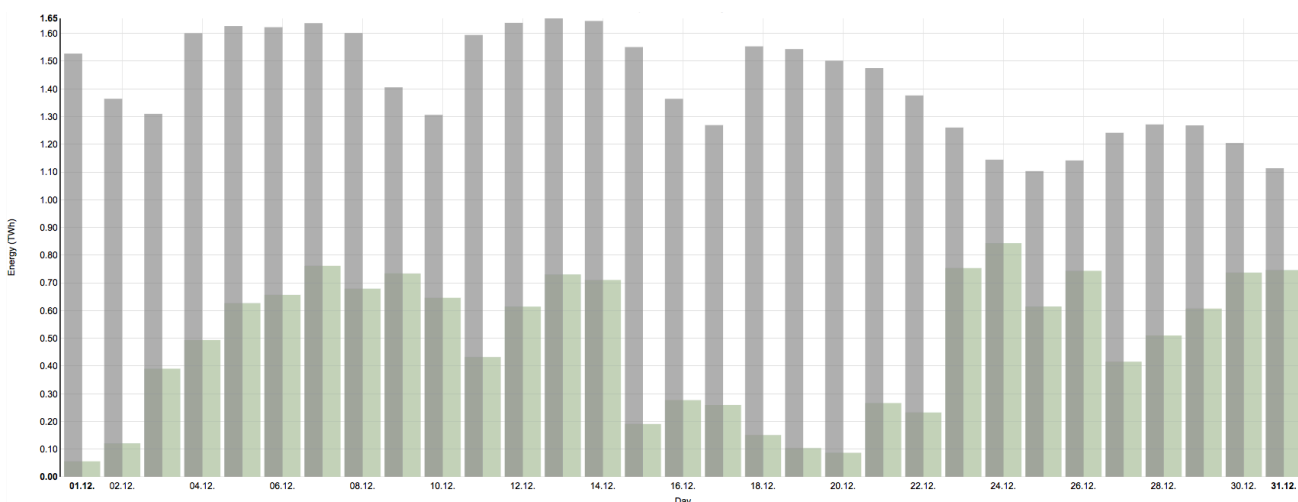
⁷ Fraunhofer ISE, „Bar charts on electricity generation“, 2019, [cit. 2019-12-20], <https://energy-charts.de/energy.htm>.

Graf 6: Celková německá spotřeba (šedá) a celková německá výroba VTE (zelená) den po dni v prosinci 2018 v [TWh]⁸



Opět je pouhým pohledem zřejmé, že výroba VTE je značně variabilní den po dni a její průběh neodpovídá průběhu zatížení. Pro zajímavost jsem přidal stejný graf ale z roku 2017.

Graf 7: Celková německá spotřeba (šedá) a celková německá výroba VTE (zelená) den po dni v prosinci 2017 v [TWh]⁹



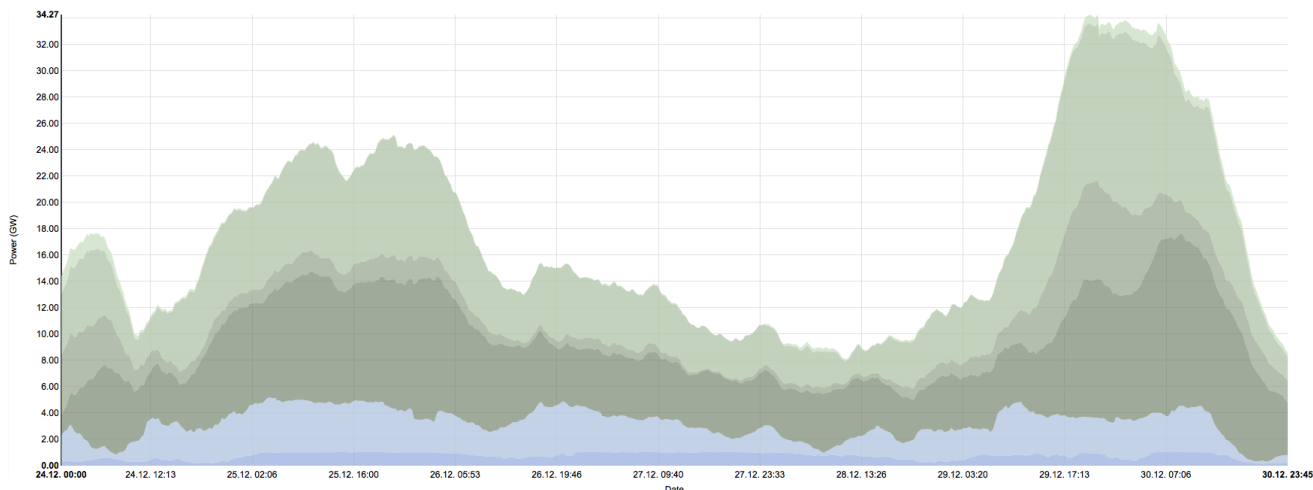
Je vidět, že průběh zatížení v prosinci 2018 je velmi podobný průběhu v prosinci 2017, ale průběhy výroby VTE podobné nejsou. Dosahují různých maxim v různých dnech a tvar

⁸ Fraunhofer ISE, „Bar charts on electricity generation“, 2019, [cit. 2019-12-20], <https://energy-charts.de/energy.htm>.

⁹ Fraunhofer ISE, „Bar charts on electricity generation“, 2019, [cit. 2019-12-20], <https://energy-charts.de/energy.htm>.

průběhu je také rozdílný. To nám naznačuje, že se jedná o dlouhodobou skutečnost a ne o výjimku roku 2018. Pro ilustraci kratšího intervalu přikládám graf celkového výkonu VTE v Německu od 24.12. do 30.12. 2018 po 15minutových blocích.

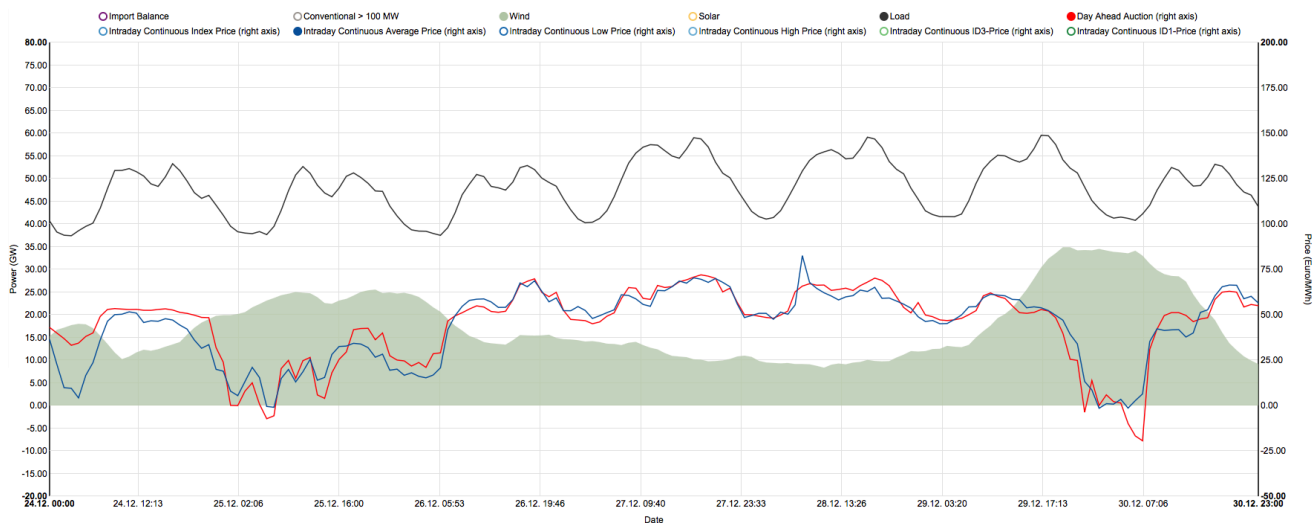
Graf 8: Celkový výkon VTE v Německu po 15minutových blocích v posledním týdnu v prosinci 2018 v [GW]¹⁰



Při tomto pohledu již průběh nevypadá tak silně proměnlivě jako při pohledu na celý rok členěný na dny. Přesto variabilní je. Občas výkon začne prudce růst a udrží se vysoko klidně jeden celý den, jindy po prudkém nárůstu prudce klesne. Hlavně ale nekopíruje průběh celkového zatížení tedy celkové poptávky po elektřině což má zásadní vliv na cenu el. energie na spotovém trhu. Viz graf č. 9, který zobrazuje stejné období jako graf č. 8, ale kromě VTE obsahuje navíc i průběh celkového zatížení a průběh spotové (denní) a průměrné vnitrodenní ceny elektřiny.

¹⁰ Fraunhofer ISE, „Bar charts on electricity generation“, 2019, [cit. 2019-12-20], <https://energy-charts.de/energy.htm>.

Graf 9: Celkový výkon VTE v Německu v [GW] (zelený průběh s výplní), celkové zatížení v Německu v [GW] (černá), průměrné vnitrodenní ceny elektřiny v [EUR·MWh⁻¹] (modrá) a spotové ceny na další den v [EUR·MWh⁻¹] (červená) v posledním týdnu v prosinci 2018¹¹



Z grafu je patrný náznak nepřímé úměry ceny elektřiny na spotovém trhu a výkonu VTE. Vliv výkonu VTE na cenu el. energie je tak silný, že cena několikrát zabíhá až do záporných hodnot. Na první pohled absurdní fakt, na který si ale v poslední době energetici museli zvyknout. Jen v cca první polovině roku 2018 v Německu zaznamenali 194 [hod] se zápornými cenami (kombinace vnitrodenní a spotové)¹². Je vskutku podivné muset jako výrobce el. energie zaplatit za to, že ji od nás někdo odebere. V dané situaci to samozřejmě smysl má, protože je potřeba zajistit rovnost výroby a spotřeby, ale z pohledu majitele elektrárny je to silně nežádoucí jev. Z grafu je dále mimo jiné patrné, že zatížení sítě je přibližně pravidelné a předvídatelné v nějakém rozumném rozsahu, naproti tomu výroba VTE je nepravidelná.

Ukázali jsme si, že výroba VTE je značně variabilní a že existuje jistá přibližně nepřímá závislost ceny elektřiny na spotovém trhu a aktuálního výkonu VTE. Předchozí tvrzení

¹¹ Fraunhofer ISE, „Bar charts on electricity generation“, 2019, [cit. 2019-12-20], <https://energy-charts.de/energy.htm>.

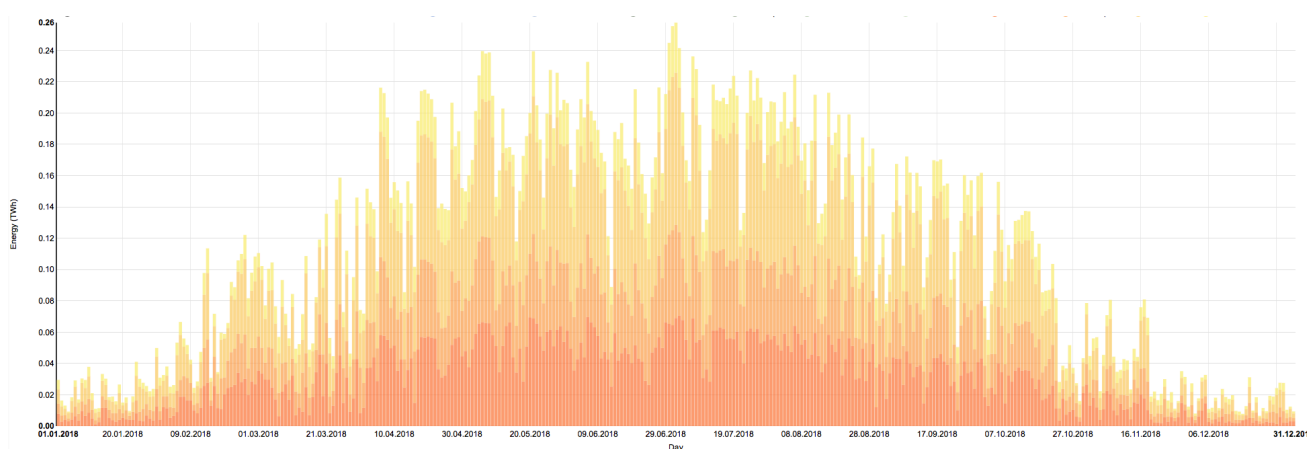
¹² Eduard Majling, „Záporné ceny elektřiny se s rostoucím výkonem obnovitelných zdrojů objevují čím dál častěji“, O Energetice, 8 2018, [cit. 2019-12-20], <https://oenergetice.cz/trh-s-elektrinou/zaporne-ceny-elektriny-se-rostoucim-vykonem-obnovitelnych-zdroju-objevuji-cim-dal-casteji>.

samozřejmě značně zjednodušuje realitu, neboť ve skutečnosti do spotové ceny vstupuje obrovské množství parametrů včetně např. očekávané výroby VTE, ale postačuje jako uchopitelné přiblížení současného stavu, které potvrzuje předpoklad práce – variabilita výroby VTE má netriviální vliv na spotovou cenu elektřiny a tedy na přebytky el. energie, neboť kvůli požadavku na rovnost výkonů v elektrizační soustavě mají krátkodobé nerovnováhy nabídky a poptávky elektřiny takový vliv na ceny elektřiny na krátkodobých trzích.

4.2 Fotovoltaické elektrárny

Začněme pohledem na celkovou výrobu FVE v Německu v roce 2018 den po dni v [TWh].

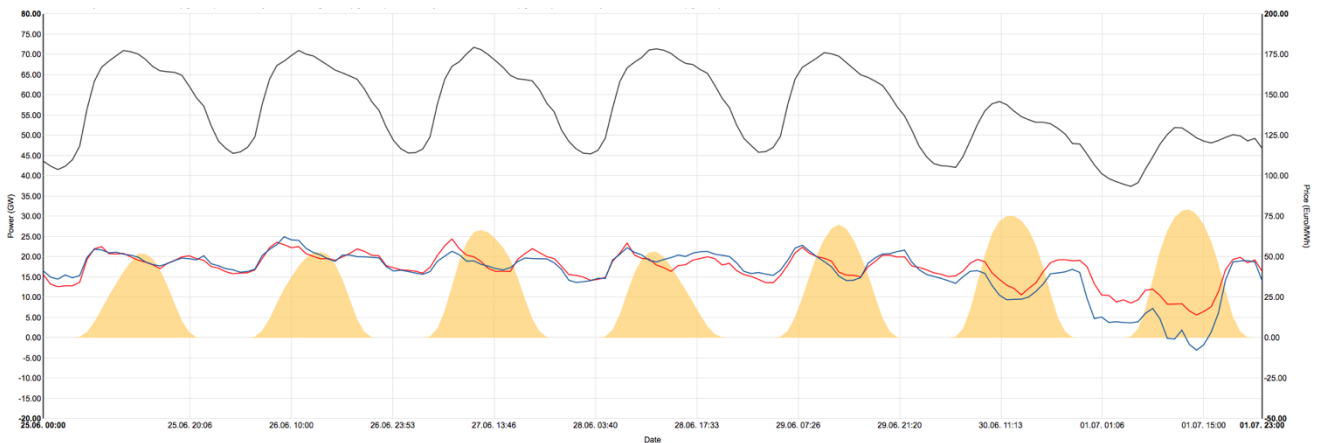
Graf 10: Celková výroba FVE v Německu den po dni v roce 2018 v [TWh]¹³



Prostým pohledem je zřejmé, že průběh výroby FVE je méně variabilní v rámci roku než výroby VTE. Vidíme zřejmé rozdělení zimy a léta. Během období největší výroby nepozorujeme tak dramatické rozdíly ve výrobě mezi jednotlivými dny jako u VTE. Graf výše odpovídá běžné životní zkušenosti – v létě často a pravidelně dopadá na povrch Země přímé sluneční záření. Na následujícím grafu je průběh zátěže, spotové ceny elektřiny a výroby FVE v běžném letním měsíci v Německu v roce 2018.

¹³ Fraunhofer ISE, „Bar charts on electricity generation“, 2019, [cit. 2019-12-20], <https://energy-charts.de/energy.htm>.

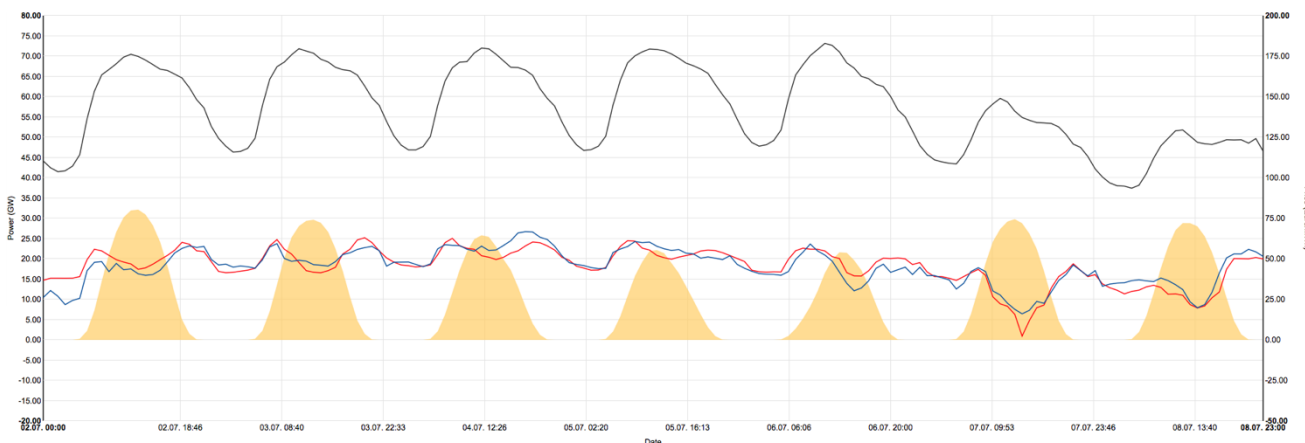
Graf 11: Celkový výkon FVE v Německu v [GW] (průběh s výplní), celkové německé zatížení v [GW] (černá), průměrné vnitrodenní ceny elektřiny v [EUR·MWh⁻¹] (modrá) a spotové ceny elektřiny na další den v [EUR·MWh⁻¹] (červená) po hodinách v posledním týdnu v červnu 2018¹⁴



Průběh výkonu FVE je velmi pravidelný. Dokonce do jisté míry kopíruje křivku zatížení, což je ideální. Pravidelnost a dobrá predikovatelnost výkonu FVE je promítnuta do malé fluktuaace spotové ceny alespoň v průběhu pracovního týdne. O víkendu již pozorujeme propad ceny i do záporných hodnot. Avšak při pohledu na celý týden je zřejmé, že fluktuaace ceny je nízká. Tyto poznatky platí i pro týden s největší výrobou FVE v roce 2018. Viz následující graf.

¹⁴ Fraunhofer ISE, „Bar charts on electricity generation“, 2019, [cit. 2019-12-20], <https://energy-charts.de/energy.htm>.

Graf 12: Celkový výkon FVE v Německu v [GW] (průběh s výplní), celkové německé zatížení v [GW] (černá), průměrné vnitrodenní ceny elektřiny v [EUR·MWh⁻¹] (modrá) a spotové ceny elektřiny na další den v [EUR·MWh⁻¹] (červená) po hodinách v týdnu s největší výrobou FVE v 2018¹⁵



Výroba je opět pravidelná, dobře kopíruje křivku zatížení, v pracovní týdnu je fluktuace ceny minimální a až o víkendu s poklesem spotřeby pozorujeme nadprůměrnou fluktuaci spotové ceny.

Data naznačují, že průběh výkonu FVE je pravidelnější, predikovatelnější a lépe kopíruje křivku spotřeby než průběh výkonu VTE, což se projevuje menším vlivem FVE na fluktuaci spotové ceny a tedy přebytků el. energie. Když už dochází k fluktuaci, většinou o víkendu, kdy klesá spotřeba.

4.3 Zhodnocení

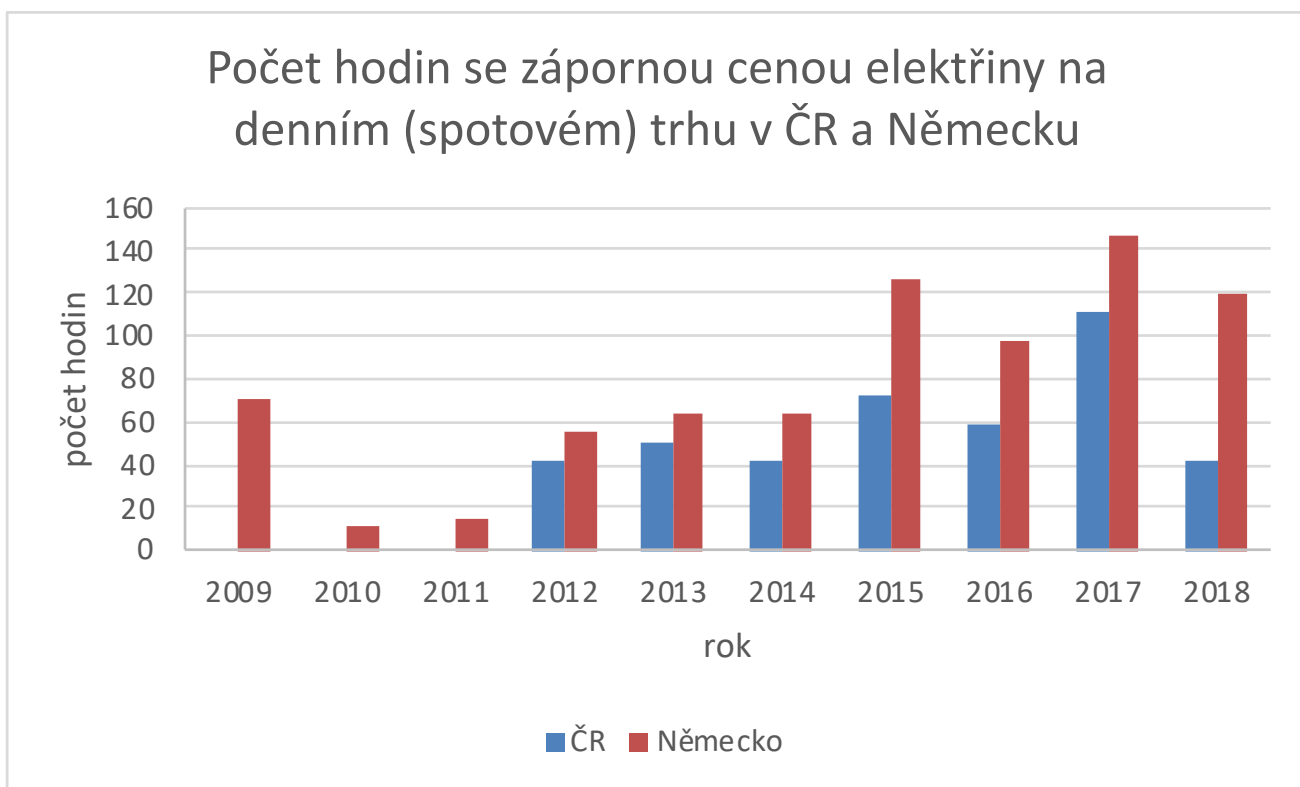
Porovnal jsem typické průběhy výkonů VTE a FVE potvrdil si tak předpoklad této práce. VTE mají velmi nepravidelný obtížně predikovatelný průběh výroby, což se projevuje jejich zásadním vlivem na fluktuaci spotové ceny a proto mají zásadním vliv na přebytky el. energie. Naproti tomu FVE jsou v obdobích své největší výroby (tedy v létě) velmi dobře predikovatelné, jejich výroba je pravidelná a dobře kopíruje zatížení, a proto FVE nemají zásadní vliv na fluktuaci ceny spotové elektřiny po většinu roku.

¹⁵ Fraunhofer ISE, „Bar charts on electricity generation“, 2019, [cit. 2019-12-20], <https://energy-charts.de/energy.htm>.

V analyzovaných grafech občas spotová cena zabíhá do záporných hodnot, což je na první pohled zvláštní. Proč by výrobci dodávali elektřinu odběratelům, a ještě jim za to platili? Hlavním důvodem je současné nastavení dotační politiky. Obnovitelné zdroje energie (OZE) v dnešní době mají většinou garantovanou výkupní cenu po většinu doby (existují jistá omezení dotací, pokud by např. záporné ceny přetrvávaly několik hodin v řadě), a proto nemusí řešit, kolik je aktuální cena elektřiny. Prostě pokud jim např. VTE nebo FVE energii vyrobí, okamžitě ji dodají do sítě za jakékoliv cenové situace, protože jejich výdělek z každé vyrobené [MWh] je dopředu daný. Nemají pobídku např. natočit lopatky pro snížení nebo úplné přerušování dodávky výkonu do sítě. U většiny německých VTE významných výkonů je tato dotační politika nastavená na dobu 20 let od spuštění elektrárny po kterých bude jejich výdělek z [MWh] daný aktuální tržní cenou. Je tedy možné, že v následujících letech postupně fenomén záporných cen odezní¹⁶, protože vliv VTE na záporné ceny je značný a majitel VTE nebude dobrovolně prodělávat na dodávání elektřiny za zápornou cenu, pokud může rotor přibrzdit nebo zastavit. Přesto očekávám, že vliv na spotovou cenu zůstane značný, neboť marginální náklady VTE budou i po ukončení dotací blízké nule, takže VTE budou mít pobídku vyrábět i za velmi nízkých cen a jejich vliv na cenu elektřiny na denním trhu by měl z velké části být zachován. Vyrábět budou proto, že dnes se určuje, kdo a za kolik dodá elektřinu v každé hodině na spotovém trhu podle tzv. merit order principu. Ten uspokojuje poptávku postupně nejprve pomocí zdrojů s nejnižšími marginálními náklady a ty mají VTE a FVE nulové nebo téměř nulové. Marginální náklady jsou náklady na výrobu dodatečné jednotky produkce.

Na následujícím grafu je vidět, že v posledních letech roste počet hodin se zápornou cenou elektřiny na spotových trzích ČR i Německa. Je vidět, že Německo jich má v každém roce více než ČR. V roce 2012 došlo k propojení maďarského denního trhu s již propojenými trhy České republiky a Slovenska, což možná přispělo k prvnímu výskytu záporných hodin v ČR.

¹⁶ Eduard Majling, „Záporné ceny elektřiny mohou být v nadcházejících letech běžnější, do roku 2030 by ale měly vymizet“, O Energetice, zima 2019, [cit. 2020-5-10], <https://oenergetice.cz/trh-s-elektřinou/zaporne-ceny-elektřiny-mohou-byt-nadchazejicich-letech-beznejsi-roku-2030-by-mely-vymizet>.



5 Trhy s elektřinou

5.1 Základní odlišnosti trhů s elektřinou od ostatních trhů

Většina firem vyrábějící nějaký produkt nastavuje objem výroby tak, aby zhruba odpovídal objemu poptávky, protože nerovnováha logicky povede buď k přebytkům, které se musí skladovat, což stojí peníze, nebo to povede k nedostatkům, což by mělo vést ke snížení příjmů – výjimečně se vyplatí vyrábět cíleně méně než je poptávka za účelem umělého zvýšení ceny. Protože většinu zboží lze relativně jednoduše skladovat, není nutné docílit dokonalé rovnováhy výroby a poptávky v každém okamžiku. U elektřiny je naopak dokonalá rovnováha kritická, protože skladovat přímo elektrickou energii nejde. Elektrárna nemůže přechovat vedení elektrickou energií s tím, že se spotřebuje někdy později (např. na rozdíl od plynovodů, které mají netriviální akumulaci schopnost). Elektrická energie je specifická tím,

že ihned po její výrobě (opět připomínám, že energie se nevyrábí, pouze se mění z jedné formy na jinou) musí být spotřebována (i užitečná spotřeba elektrické energie je opět pouze transformace jednoho typu energie na jiný). „Skladovat“ elektrickou energii lze pouze tak, že ji nejprve transformujeme na jinou formu energie, která skladovatelná je a poté v okamžiku potřeby zpětnou transformací získáme opět elektrickou energii poníženou o ztráty spjaté s transformacemi. Trh s elektřinou je proto specifický tím, že celková elektrická energie dodávaná do sítě musí v každý okamžik velmi přesně odpovídat celkové elektrické energie odebírané ze sítě v daným okamžik – tedy dodávaný výkon se musí rovnat odebíranému. Narušení rovnováhy činných výkonů se projeví změnou frekvence v síti tak, že při nedostatku klesá, což způsobí zvýšení zátěžného úhlu synchronních generátorů v elektrárnách. Vyšší než kritické zvýšení zátěžného úhlu vede k vypnutí stroje ze synchronismu, což dále sníží dodávaný výkon do sítě, což dále sníží frekvenci v síti a výsledkem může být řetězová reakce postupného vypadávání generátorů ze synchronismu, která končí rozpadem sítě (dle výuky v rámci předmětu „*Elektroenergetika 2*“ vyučovaném v zimním semestru ak. roku 2019/20 na ČVUT FEL). Věřím, že tento krajní příklad dostatečně ilustruje důležitost udržování rovnováhy výkonů. Dalším důvodem je, že elektrická zařízení, která jsou napájena ze sítě, jsou navrhována na konkrétní velmi specifické parametry napětí v síti, a i malé odchylky mohou narušit jejich chod. V ČR je zajištěním rovnováhy výkonů v síti pověřena společnost ČEPS a.s. Zajišťuje ji především pomocí regulování dodávaného a někdy i odebíraného výkonu. Pro zajištění těchto služeb musí mít ČEPS nasmlouvané regulační kapacity – tedy výrobce elektrické energie, kteří mu za úplatu poskytnou část svého výrobního výkonu, který může ČEPS dálkově spínat a vypínat nebo velké spotřebitele elektrické energie, kteří se za úplatu zavážou snížit odebíraný výkon ze sítě za předem daných podmínek, pokud si to ČEPS vyžádá. Regulační výkon je logicky poskytován za úplatu, kterou hradí ČEPS. Avšak ČEPS je pouhým správcem sítě, který má udržování rovnováhy za úkol ze zákona, takže by na něm měl naopak vydělávat, a ne za něj platit. Skutečnými plátcí regulační energie jsou subjekty zúčtování (SZ). Definice SZ přímo ze zákona č. 458/2000 Sb.: „*Zákon o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů*“ zkráceně „Energetický zákon“ (EZ):

*„Dále se pro účely tohoto zákona rozumí v elektroenergetice **subjektem zúčtování** fyzická nebo právnická osoba, pro kterou operátor trhu na základě smlouvy o zúčtování odchylek provádí vyhodnocení, zúčtování a vypořádání odchylek,“¹⁷*

Např. obchodník s elektřinou je subjektem zúčtování, protože jeho klienti na něj přenesli odpovědnost za odchylku, která je definovaná přímo v Energetickém zákoně takto:

*„Dále se pro účely tohoto zákona rozumí v elektroenergetice **odchytkou** součet rozdílů skutečných a sjednaných dodávek nebo odběrů elektřiny v daném časovém úseku,“¹⁸*

Kvůli výše zmíněnému se trzích s elektřinou eviduje odchylka – rozdíl mezi nakoupeným a skutečně odebraným nebo rozdíl mezi prodaným a skutečně dodaným výkonem po dohodnutou dobu. Princip je následující. V ČR se obchoduje elektřina po hodinách, tedy kupuji nebo prodávám výkon, který mi bude dodáván nebo který budu dodávat po dobu jedné konkrétní hodiny v konkrétní den. Obchodování elektřiny na danou hodinu se uzavře nejméně hodinu dopředu. Výsledkem obchodů je evidence, kolik každý účastník trhu nakoupil/prodal. Až tato hodina nastane, ČEPS zajistí, že se dodá tolik, kolik je skutečně v daný okamžik potřeba, aby v síti zachoval rovnováhu výkonů, nehledě na uzavřené obchody. Následně dojde k vyhodnocení, kolik ho regulace stála a určí se zúčtovací cena odchylky (protiodchylky) dané hodiny. Každý subjekt zúčtování, u kterého je v dané hodině evidována odchylka, za ní musí zaplatit penále vypočítané jako velikost odchylky (protiodchylky) krát zúčtovací cena odchylky (protiodchylky). Troufnu si ze zkušenosti říct, že např. obchodník s elektřinou (jako např. BOHEMIA ENERGY entity s.r.o.) nemůže odhadnout přesně množství elektrické energie odebrané jeho klienty v dané hodině, to je nemyslitelné. Na druhou stranu by to měl trefit co nejpřesněji, protože rovnováha výkonů je velmi důležitá a její udržení je složitý a nákladný proces. Zpoplatněné odchylky slouží jako pobídka, aby každý SZ měl motivaci nakupovat, respektive prodávat co nejpřesněji v souladu se skutečným budoucím odběrem, respektive skutečnou budoucí dodávkou.

¹⁷ „Zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (Energetický zákon).“, [cit. 2020-5-10], <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2000-458>.

¹⁸ „Zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (Energetický zákon).“, [cit. 2020-5-10], <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2000-458>.

5.2 Účastníci trhů s elektřinou

Účastníci trhu s elektřinou jsou definováni v Energetickém zákonu¹⁹. Současná struktura elektroenergetiky je výsledkem liberalizace trhu s elektřinou, která oddělila přirozeně monopolní část elektroenergetiky od částí, ve kterých je konkurence žádoucí. Správa a rozvoj přenosových a distribučních soustav jsou přirozeně monopolní byznysy, protože je nesmyslné stavět více soustav vedle sebe. Přistoupilo se proto k režimu, kdy přenosovou soustavu obstarává jedna firma a distribuční soustavu tři firmy (každá na jiném území) a pravidla jejich fungování jsou pečlivě definována příslušnými zákony a místním regulátorem – Energetickým regulačním úřadem (ERÚ). Ten určuje ceny za jejich služby tak, aby vybrané firmy mohly soustavy spravovat a rozvíjet, poplatily všechny náklady s tím spojené a dosáhly přiměřeného zisku. Třetím regulovaným účastníkem je operátor trhu, kterým je v ČR společnost OTE, a.s (OTE). Zabývá se především organizací krátkodobých trhů a správou odchylek, což jsou opět činnosti přirozeně monopolní. Provoz několika organizátorů krátkodobých trhů či několika správců odchylek je zcela zbytečný a mohl by některé z účastníků motivovat k nekalým praktikám v honbě za konkurenční výhodou. To je regulovaná část elektroenergetiky.

Neregulovaná část elektroenergetiky je tvořena výrobci, obchodníky a zákazníky. Samozřejmě i na tyto subjekty se vztahuje řada pravidel a regulí, ale nejsou regulovaná ve smyslu výše zmíněných subjektů – tedy jsou organizovány tak, aby mezi jednotlivými účastníky probíhala konkurence, která ideálně vede k pobídce zlepšovat a zlevňovat poskytované služby. Výsledkem je, že spotřebitel má na výběr s řady obchodníků a obchodníci nakupující elektřinu pro své zákazníky mají na výběr z mnoha výrobců elektrické energie. Avšak i přes proběhlou liberalizaci pozorujeme tendenci shlukování firem do holdingů vlastněných typicky velmi malým počtem majitelů. Diskutujme, zda současná míra centralizace je v rozumných mezích či nikoliv.

5.2.1 Výrobci elektřiny

Jsou to držitelé licence na výrobu elektrické energie vydávané ERÚ. Cílem výrobce je co nejlevněji vyrábět co největší množství elektrické energie, které typicky dodává přímo do

¹⁹ „Zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (Energetický zákon).“, [cit. 2020-5-10], <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2000-458>.

přenosové sítě. Na výrobce se vztahuje řada pravidel a povinností, aby byla docílena stabilita sítě a vysoká kvalita dodávané elektrické energie. Výrobci logicky vytváří stranu nabídky na trzích, ale může být i zákazníkem pro pokrytí své technologické spotřeby. V dnešní době je sektor výroby elektrické energie zásadně ovlivňován snahou o zvýšení podílu nízko emisních zdrojů což vede např. k tlačením ceny silové elektřiny směrem dolů, protože např. VTE a FVE mají vlastně přednost v dodávání elektrické energie do sítě, protože příjmy z těchto typů elektráren jsou postaveny na dotacích. Tedy majitele VTE a FVE téměř nezajímá aktuální cena elektrické energie na trzích, protože vydělává na základě dotací a ne na základě současné ceny na trzích. Navíc jak již bylo zmíněno, pokrytí poptávky je dnes zajišťováno dle principu merit order, který nejprve upřednostňuje výrobce s nejnižšími marginálními náklady, které VTE a FVE mají nulové nebo skoro nulové. Výsledkem je, že do sítě dodávají elektrickou energii kdykoliv ji vyrábí, což tlačí cenu dolů. Může poklesnout natolik, že některým klasickým zdrojům se nevyplatí vyrábět, protože jen náklady na palivo a emisní povolenky převyšují příjmy za prodanou energii. Pro výrobce elektrické energie (vyjma např. již zmíněných FVE a VTE) je v posledních letech zcela zásadní cena silové elektřiny, protože determinuje, zda vůbec budou vyrábět. Proto např. paroplynové elektrárny většinou fungují pouze jako regulační zdroj, který vyrábí příležitostně pro vyrovnaní špiček, protože by cena plynu jiným režimem provozu neumožnila.

5.2.2 Provozovatel přenosové soustavy

Provozovatelem přenosové soustavy v ČR je společnost ČEPS, a.s., vlastněná výhradně státem. Protože správa přenosové soustavy je přirozeně monopolní byznys, může ho vykonávat pouze jedna společnost (navíc státní) dle přísných pravidel, která mimo jiné stanovují přiměřenou míru marže. Představa více přenosových vedení od více vzájemně si konkurujících firem není žádoucí, neboť by byla neekonomická (stejně náklady se rozmělní na menší počet zákazníků) a zbytečně by se zastavilo více plochy. Důležitým předpokladem úspěšného fungování současného řešení je vhodné nastavení pravidel, především necenění přiměřených nákladů a marže na správu a rozvoj přenosové sítě.

Hlavní činnosti provozovatele přenosové soustavy (tedy ČEPSu) jsou:

- správa a rozvoj přenosové soustavy v ČR a v kontextu mezinárodní spolupráce i v rámci spojených přenosových soustav,
- přenos elektřiny mezi výrobcí a distributory,

- systémové a podpůrné služby,
- zajistit rovnováhu výroby a spotřeby,
- spolupráce na přidělování přeshraniční kapacity formou aukcí.

Funkce ČEPSu je zcela zásadní pro správné fungování naší ale i přilehlých sousedních elektrizačních soustav, především proto, že ČEPS zajišťuje rovnováhu výkonů v síti a kvalitu elektrické energie. Protože ze zákona nesmí provozovatel přenosové sítě vlastnit zdroje elektrické energie, musí se dohodnout s výrobcí elektrické energie na poskytování regulační kapacity, pomocí které zajistí rovnováhu výkonů v síti. Regulační výrobní výkony slouží pro zajištění podpůrných služeb (PpS), které ČEPS zajišťuje za co nejnižší cenu např. formou tendru. Proto je provozovatel přenosové sítě (ČEPS) jedním z účastníků trhu s elektřinou.

5.2.3 Provozovatelé distribučních soustav

Provozovatelé distribučních soustav musí mít licenci na tuto činnost. Zajišťují správu a rozvoj částí elektrizační soustavy, která navazuje na přenosovou soustavu a končí u skutečných spotřebitelů elektrické energie. V ČR jsou tři provozovatelé distribučních soustav (každý spravuje jiné území v ČR): ČEZ Distribuce, a.s., E.ON Distribuce, a.s., a PREDistribuce, a.s. Protože jedním z hlavních úkolů provozovatele distribuční soustavy je udržení rovnováhy výkonů v distribuční síti (obdoba provozovatele přenosové soustavy v přenosové síti), má ze zákona právo „*nakupovat s nejnižšími náklady podpůrné služby a elektřinu pro krytí ztrát elektřiny v distribuční soustavě*“²⁰. Tedy i provozovatel distribuční soustavy je logicky účastníkem trhu s elektřinou.

5.2.4 Operátor trhu

Operátorem trhu je v ČR společnost OTE, a.s. (OTE) vlastněná státem, která se věnuje řadě činností, vyplývajících především z Energetického zákona (EZ). Mimo jiné se OTE zabývá i

²⁰ „Zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (Energetický zákon).“, [cit. 2020-5-10], <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2000-458>.

sektorem plynu, kterému se ale v této práci nevěnuji. Hlavní činnosti v elektroenergetice jsou:²¹

- organizace krátkodobých trhů s elektřinou (blokový, denní a vnitrodenní),
- vyhodnocování odchylek za celé území České republiky,
- na základě vyhodnocení odchylek zajišťování zúčtování a vypořádání odchylek,
- zpracování a zveřejňování měsíční a roční zprávy o trhu s elektřinou v ČR.

V rámci liberalizace trhu Energetický zákon říká, že společnost pověřená činností operátora trhu nesmí být zároveň pověřena další licencovanou činností jmenovanou v § 4 Energetického zákona:

1. výroba elektřiny,
2. přenos elektřiny,
3. distribuce elektřiny,
4. obchod s elektřinou.

Omezení na souběžně vykonávané činnosti jsou v elektroenergetice běžné. Vychází z myšlenky důsledného oddělení jednotlivých činností ve snaze eliminovat střet zájmů a docílit co nejvyšší ekonomiky provozu elektrizační soustavy (ES). Např. by nebylo vhodné, aby operátor trhu působil zároveň jako obchodník s elektřinou, protože operátor vypořádává odchylky obchodníků.

5.2.5 Obchodníci s elektřinou

Obchodníci s elektřinou především agregují poptávku spotřebitelů rozptýlenou na až milióny odběrných míst, kterou se pak snaží se ziskem pokrýt elektrickou energií nakoupenou na trzích. Jedním z jejich hlavních úkolů je co nejpřesněji vyhodnotit budoucí spotřebu jejich portfolia a na jejím základě na trzích co nejpřesněji a nejlevněji nakoupit. Co nejpřesněji proto, že odchylky mezi plánovanou a skutečnou spotřebou jsou penalizovány a co nejlevněji proto,

²¹ „Zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (Energetický zákon).“, [cit. 2020-5-10], <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2000-458>.

že obchodník vydělává na rozdílu prodejní a nákupní ceny. Nakupuje se (tedy i prodává) výkon dodávaný po dobu konkrétní hodiny v konkrétní den.

5.2.6 Zákazníci

Zákazníci logicky tvoří stranu poptávky na trzích s elektřinou. Většina zákazníků je na trzích zastoupena zprostředkovaně svým obchodníkem, na kterého také deleguje odpovědnost za odchylku. Větším zákazníkům z řad firem (ocelárny, výrobci aut) se může vyplatit vlastní oddělení zabývající se nákupem elektrické energie přímo od výrobců. Je důležité si uvědomit, že výsledná cena za jednotku elektřiny placená spotřebitelem je pouze asi z 25 [%] tvořena silovou elektřinou. Většina ceny za elektřinu jde na služby spojené s jejím dodáním. Tedy služby ČEPSu (přenosová soustava), distribučních společností, OTE (operátor trhu), příspěvky na obnovitelné zdroje energie atd. Správa a provoz elektrizační soustavy zajišťující spolehlivou dodávku elektrické energie odběratelům je při dnešních cenách mnohém dražší než komodita samotná.

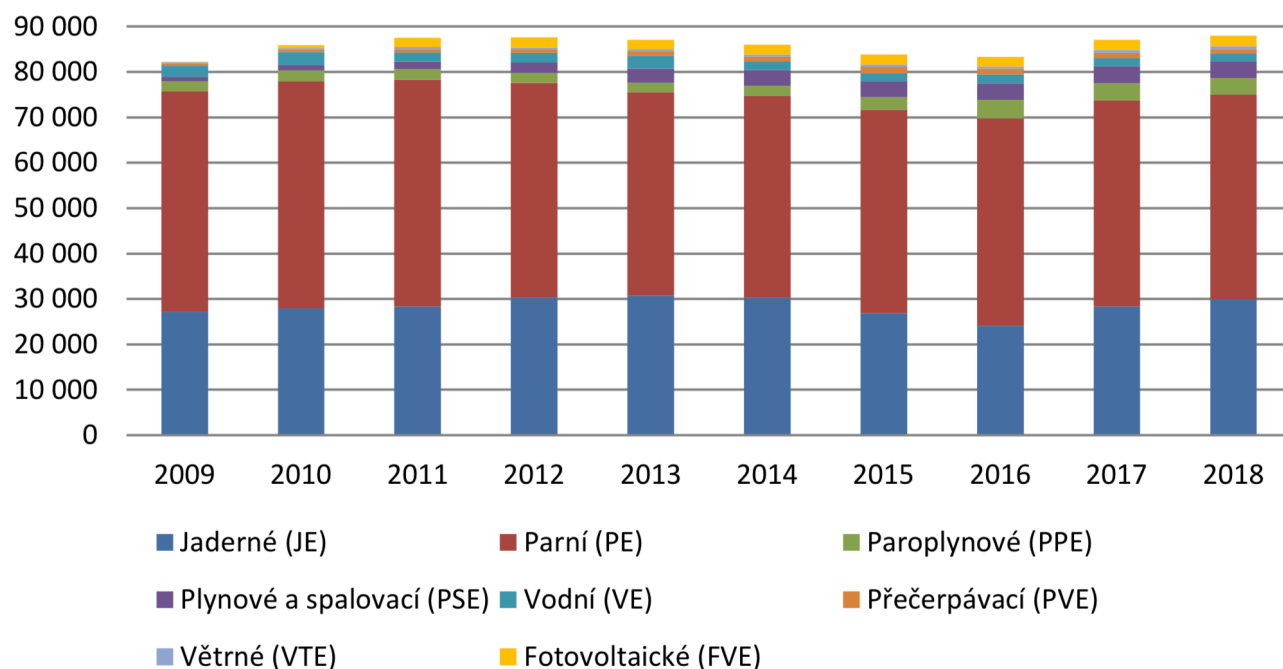
5.3 Typy trhů

Pro pochopení trhů s elektřinou je nejprve potřeba pochopit, co je důležité pro výrobce. Jací výrobci dominují v ČR je zaznamenáno v následujících grafech struktury instalovaného výkonu a struktury výroby v ČR mezi lety 2009 a 2018.

Tabulka 3: Struktura instalovaného výkonu v ČR v MW²²

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Celkem ČR	18 325,8	20 072,9	20 250,0	20 519,5	21 079,2	21 848,4	21 865,7	21 989,0	22 266,7	22 276,9
Jaderné (JE)	3 830,0	3 900,0	3 970,0	4 040,0	4 290,0	4 290,0	4 290,0	4 290,0	4 290,0	4 290,0
Parní (PE)	10 720,1	10 769,0	10 787,5	10 644,1	10 819,5	10 741,9	10 741,9	10 850,0	11 075,4	11 075,4
Paroplynové (PPE)	560,7	590,7	590,7	520,7	518,0	1 363,3	1 363,3	1 363,5	1 363,5	1 363,5
Plynové a spalovací (PSE)	374,2	433,7	510,8	750,1	820,1	855,9	855,9	874,0	895,9	910,9
Vodní (VE)	1 036,5	1 056,1	1 054,6	1 069,2	1 082,7	1 080,4	1 087,5	1 090,2	1 092,7	1 092,5
Přečerpávací (PVE)	1 146,5	1 146,5	1 146,5	1 146,5	1 146,5	1 171,5	1 171,5	1 171,5	1 171,5	1 171,5
Větrné (VTE)	193,2	217,8	218,9	263,0	270,0	278,1	280,6	282,0	308,2	316,2
Fotovoltaické (FVE)	464,6	1 959,1	1 971,0	2 086,0	2 132,4	2 067,4	2 074,9	2 067,9	2 069,5	2 056,8

Graf 14: Vývoj výroby elektřiny brutto v ČR v GWh²³



²² ERÚ, „Roční zpráva o provozu ES ČR 2018“, [cit. 2020-5-10], <https://www.eru.cz/cs/zpravy-o-provozu-elektrizacni-soustavy>.

²³ ERÚ, „Roční zpráva o provozu ES ČR 2018“, [cit. 2020-5-10], <https://www.eru.cz/cs/zpravy-o-provozu-elektrizacni-soustavy>.

Z prvního grafu je zřejmé, že podíl jaderných a parních elektráren na celkovém instalovaném výkonu byl v roce 2009 necelých 80 [%] a do roku 2018 poklesl na necelých 69 [%]. Tedy i přes mírný pokles stále zastávají většinu. A při pohledu na skutečně vyrobenou elektřinu je jejich převaha ještě markantnější. V roce 2009 vyrobili téměř 92 [%] veškeré elektřiny vyrobené elektrárnami v ČR a do roku 2018 jejich podíl postupně poklesl na stále vysokých 85 [%]. Je proto logické, že pro hlubší pochopení trhů s elektřinou je radno pochopit, jak tito výrobci elektřiny uvažují. Parní elektrárny nejsou pouze ty spalující uhlí, přestože zastávají většinu. Všechny zastoupené typy včetně jejich výroby brutto v roce 2018 viz níže.

Tabulka 4: Roční výroba elektřiny brutto v roce 2018 v [GWh]²⁴

Parní elektrárny (PE)	45 070,8
■ Biomasa	2 116,0
■ Bioplyn	11,9
■ Černé uhlí	3 454,5
■ Hnědé uhlí	37 733,8
■ Koks	0,0
■ Odpadní teplo	63,6
■ Ostatní kapalná paliva	21,6
■ Ostatní pevná paliva	177,0
■ Ostatní plyny	879,7
■ Ostatní	0,0
■ Topné oleje	22,2
■ Zemní plyn	590,6

Hlavní cíl je zřejmý – vydělat peníze. To lze dvěma způsoby. Buď prodejem elektřiny nebo prodejem regulačního výkonu, jehož výstupem je nakonec také elektrická energie dodaná do elektrizační soustavy. V roce 2018 dosáhla výroba elektřiny brutto 88 002 [GWh] a celkově

²⁴ ERÚ, „Roční zpráva o provozu ES ČR 2018“, [cit. 2020-5-10], <https://www.eru.cz/cs/zpravy-o-provozu-elektrizacni-soustavy>.

bylo spotřebováno jako regulační energie 595 [GWh]²⁵ (součet absolutních hodnot záporné a kladné regulační energie), proto se nyní omezím pouze na prodej elektřiny, přestože cena jednotky regulační energie je vždy vyšší než silové - např. v roce 2018 byl vážený průměr cen elektřiny na denním trhu 1 208 [Kč·MWh⁻¹] a vážený průměr nákladů na kladnou regulační energii byl 2 503 [Kč·MWh⁻¹]²⁶. Představme si, že jsme majiteli jaderné nebo parní elektrárny a chceme pouze prodávat silovou elektřinu. Jak poskytnout co nejkvalitnější službu a vydělat nejvíce peněz? Dokud nejde o detaily, je to vlastně docela jednoduché. Poskytovaná služba bude kvalitní, pokud budeme vyrábět elektrickou energii dle dohodnutého harmonogramu s parametry odpovídajícím požadavkům správce sítě. Neplánované poklesy nebo nárůsty výroby či dokonce výpadky jsou zcela nežádoucí, protože ohrožují stabilitu sítě a kvalitu elektrické energie, čímž přidáváme práci správci sítě, který musí naši neschopnost dodržet plánovaný harmonogram výroby korigovat regulační energií, která je drahá. Maximálního zisku dosáhneme, pokud by 100 [%] času pracovala elektrárna v jmenovitém pracovním bodu. Jmenovitý výkon je takový, při kterém může elektrárna pracovat trvale a zároveň je účinnost výroby maximální. Typicky je jmenovitý výkon o pár procent nižší než maximální, protože je žádoucí mít k dispozici nějakou výkonovou rezervu, ale příliš vysoká rezerva by byla neekonomická. Zbytečně bychom při výstavbě museli investovat do výrobní kapacity, kterou bychom využili pouze občas. Ideálu stoprocentního vytížení brání proměnlivá poptávka po elektřině a servis elektrárny. Servis je zásadní pro zajištění stabilních dodávek elektrické energie, která je zcela zásadní pro náš moderní životní styl, protože bez ní kolabuje většina ekonomiky a základních veřejných služeb jako hromadná doprava, osvětlení, napáječky pitné vody atd. Tedy nepřipadá v úvahu zvyšovat dobu běhu na úkor servisu. Zbývá pouze snažit se co nejvíce času mezi nutnými servisovými jet na jmenovitý výkon, čemuž brání pouze proměnlivá poptávka po elektřině.

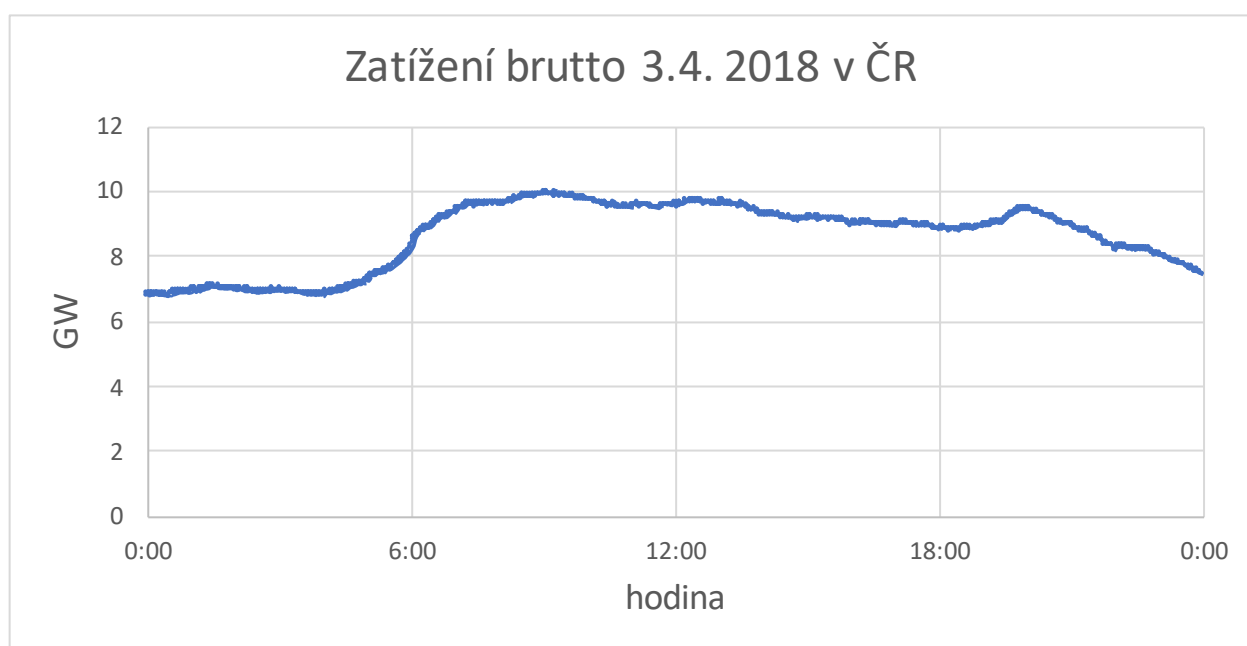
Pro základní přiblížení typického průběhu poptávky (tedy zatížení) stačí popsat tři pravidelně se opakující cykly – denní, týdenní a roční. V rámci jednoho dne je typické, že nejmenší

²⁵ ERÚ, „Roční zpráva o provozu ES ČR 2018“, [cit. 2020-5-10], <https://www.eru.cz/cs/zpravy-o-provozu-elektrizacni-soustavy>.

²⁶ ERÚ, „Roční zpráva o provozu ES ČR 2018“, [cit. 2020-5-10], <https://www.eru.cz/cs/zpravy-o-provozu-elektrizacni-soustavy>.

poptávka (a tedy výroba) po elektřině je v noci, poté prudce stoupá v ranních hodinách a okolo ranního maxima se pohybuje až do odpoledních hodin. S příchodem večera poptávka klesá, okolo sedmé až osmé hodiny probíhá poslední nárůst poptávky, po kterém dochází k postupnému poklesu opět na noční nižší úroveň. Tento typický průběh je zobrazen na následujícím grafu, zaznamenávající průběh zatížení brutto v náhodný pracovní den v ČR. Víkendový den má podobná průběh, ale jeho maxima i minima jsou nižší, protože spotřeba během víkendu je nižší.

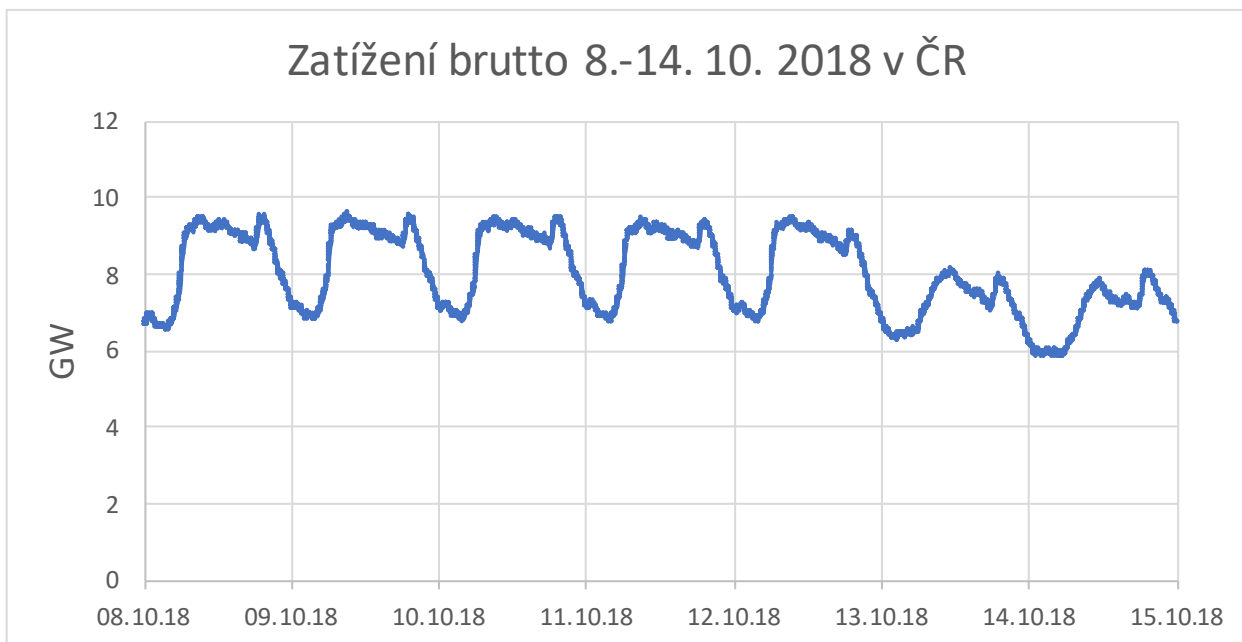
Graf 15: Zatížení brutto 3.4. 2018 v ČR²⁷



Dle očekávání je týdenní průběh prostým opakováním typických denních průběhů – tedy pět pracovních dnů následované dvěma víkendovými, který jsou tvarem velmi podobné ale celkově posunuty směrem dolů k nižším hodnotám zatížení kvůli nižší poptávce. Na následujícím grafu je náhodný průběh týdenního zatížení v ČR.

²⁷ ČEPS, „Webové stránky ČEPS“, [cit. 2020-5-10], <https://www.ceps.cz/cs/data>.

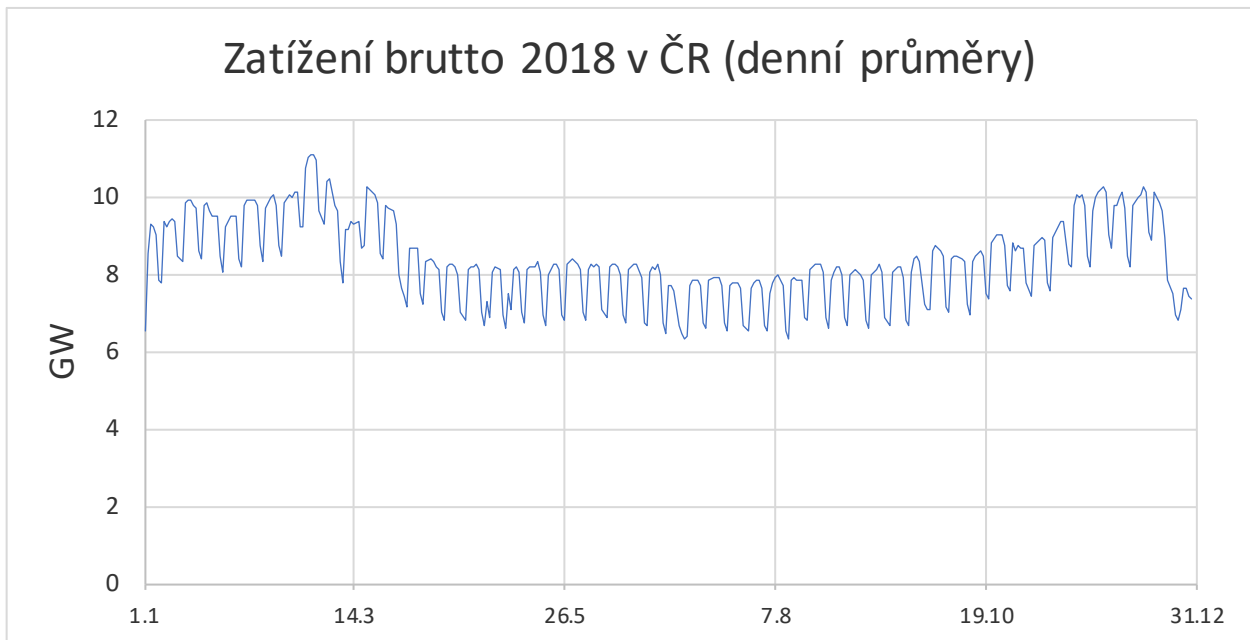
Graf 16: Zatížení brutto 8.-14. 10. 2018 v ČR²⁸



Opět dle očekávání je typický roční průběh zatížení sledem typických týdenních průběhů, avšak zde již viditelně hraje roli i roční období. Z následujícího grafu je patrné, že spotřeba je vyšší v zimních měsících a nižší v letních.

²⁸ ČEPS, „Webové stránky ČEPS“, [cit. 2020-5-10], <https://www.ceps.cz/cs/data>.

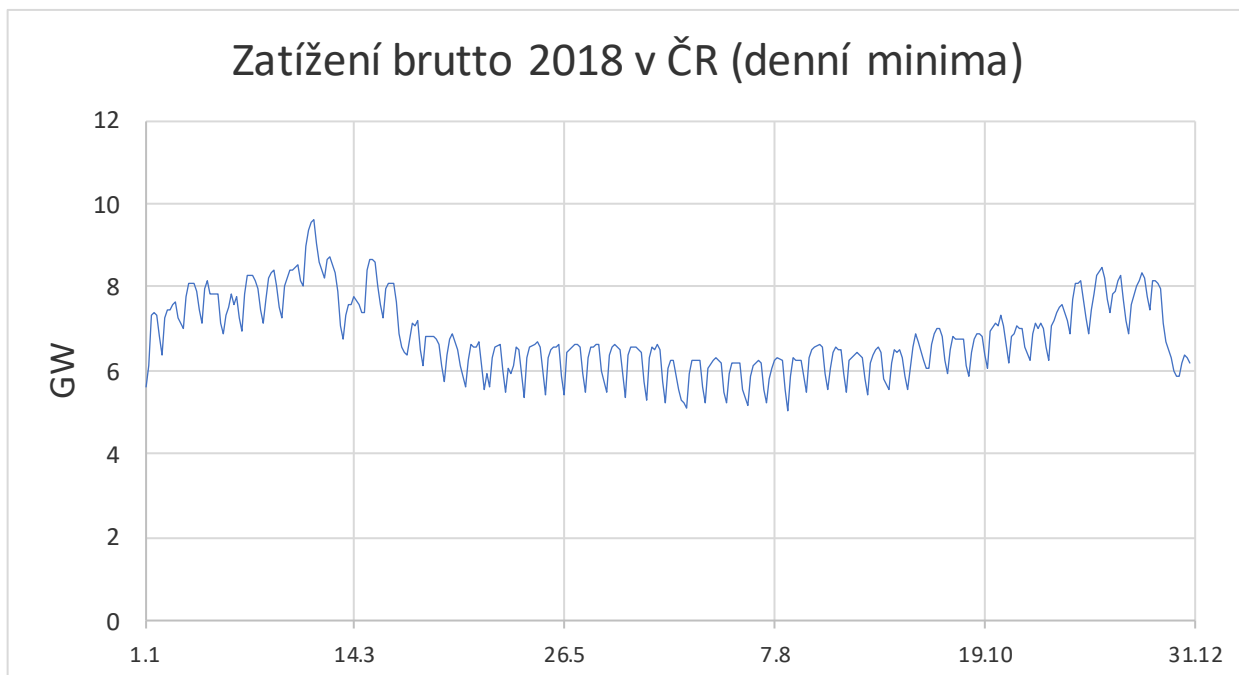
Graf 17: Zatížení brutto 2018 v ČR (denní průměry)²⁹



Mým hlavním cílem bylo na zmíněných grafech ukázat, že přestože zatížení kolísá, ani v rámci celého roku nikdy neklesá pod určitou (docela vysokou) úroveň. Pro upřesnění pohledně na následující graf, který je obdobou grafu č. 16, ale místo denních průměrů jsou vyneseny denní minima.

²⁹ ČEPS, „Webové stránky ČEPS“, [cit. 2020-5-10], <https://www.ceps.cz/cs/data>.

Graf 18: Zatížení brutto 2018 v ČR (denní minima)³⁰



Prostým pohledem je zřejmé, že zatížení ani jednou nekleslo pod cca 5 [GW] což není výjimka roku 2018. Naopak je zcela typické, že celkové zatížení nikdy neklesá pod cca 55 [%] průměrného zatížení viz následující tabulka.

Tabulka 5: Zatížení brutto bez čerpání PVE v ČR³¹

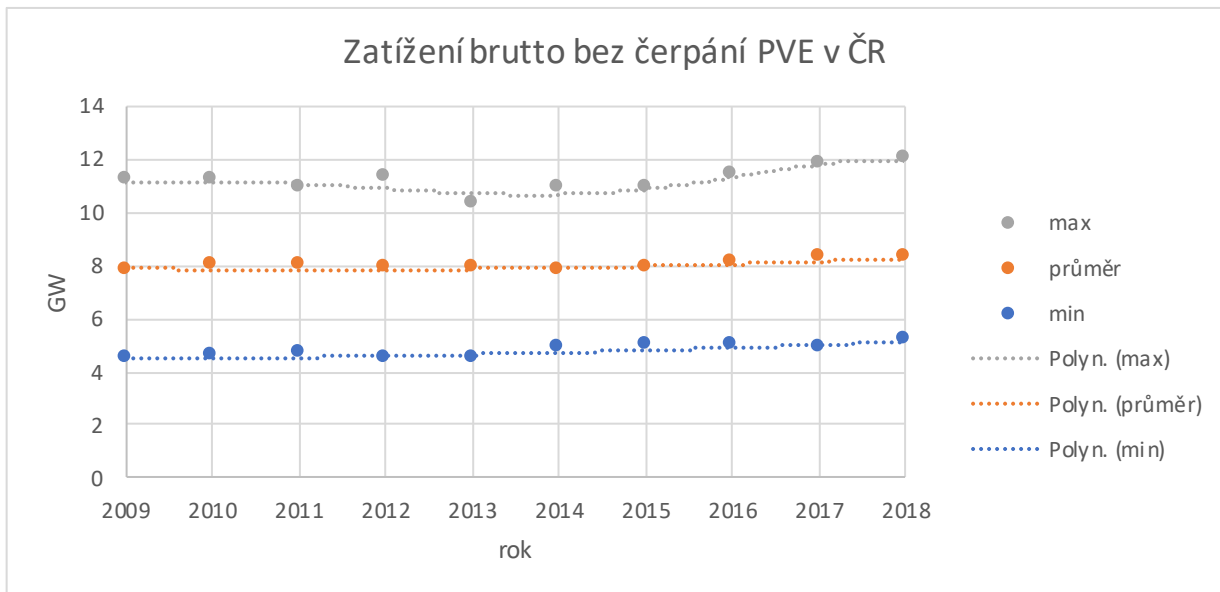
Zatížení brutto bez čerpání PVE v ČR [GW]	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
min	4,5	4,6	4,7	4,4	4,4	4,8	5,0	4,9	4,9	5,2
průměr	7,7	8,0	7,9	7,9	7,9	7,8	7,9	8,1	8,3	8,3
max	11,2	11,2	10,9	11,3	10,3	10,9	10,9	11,4	11,8	12,0

Skutečně je typické, že minimum zatížení je relativně vysoké. Mezi lety 2009 a 2018 dosahovalo v průměru 59 [%] průměrného zatížení v daném roce. V následujícím grafu jsou vyneseny hodnoty z tabulky.

³⁰ ČEPS, „Webové stránky ČEPS“, [cit. 2020-5-10], <https://www.ceps.cz/cs/data>.

³¹ ERÚ, „Roční zprávy o provozu ES ČR 2009 až 2018“, [cit. 2020-5-10], <https://www.eru.cz/cs/zpravy-o-provozu-elektrizacni-soustavy>.

Graf 19: Zatížení brutto bez čerpání PVE v ČR³²



Protože fakt, že celkové zatížení nikdy neklesá pod určitou úroveň, je v energetice známá věc, existuje pojem „základní zatížení“ („base load“ anglicky), které odpovídá právě minimálnímu zatížení ve sledovaném období.

Existence základního zatížení je velmi užitečná. Na začátku této kapitoly jsem se zmiňoval o tom, že v zájmu majitele jaderné nebo uhelné elektrárny (které v ČR tvoří většinu instalovaného výkonu a vyrábí okolo 90 [%] celkové vyrobené elektřiny) je, aby jeho elektrárna co největší dobu mezi servisními intervaly pracovala na jmenovitý výkon. Snižování či zvyšování výroby elektrárny jednak snižuje ekonomiku provozu, jednak urychluje opotřebování elektrárny. Proto je existence základního zatížení ideální pro tyto elektrárny. V praxi to znamená, že pokud jsou schopny vyrábět elektřinu dostatečně levně, jsou schopny prodat většinu své výrobní kapacity klidně na rok dopředu, protože na základě historických dat je velmi pravděpodobné, že poptávka nikdy neklesne pod základní zatížení. Výrobce si tak dopředu zajistí odběr většiny své kapacity, má jisté budoucí příjmy a je zajištěn proti fluktuacím cen elektřiny, které nemusí být v jeho prospěch. Když někdo prodává, musí někdo kupovat, což jsou v tomto případě především obchodníci s elektřinou, kteří zprostředkovaně

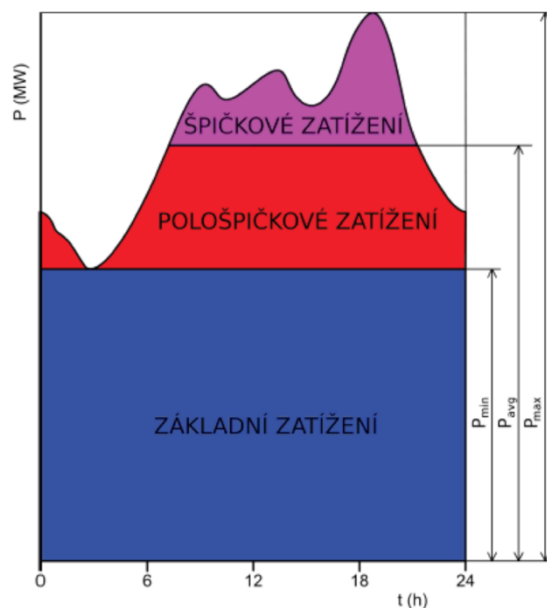
³² ERÚ, „Roční zprávy o provozu ES ČR 2009 až 2018“, [cit. 2020-5-10], <https://www.eru.cz/cs/zpravy-o-provozu-elektrizacni-soustavy>.

zastupují většinu odběrných míst v ČR a nakupují za ně elektřinu na trzích od výrobců. Pro obchodníky je existence základního zatížení také výhodná, protože tak jako výrobci elektřiny mohou většinu odhadované budoucí spotřeby svého portfolia klientů nakoupit dopředu a až v menším předstihu dokupovat zbytek dle aktuální spotřeby a ceny – tedy jako výrobce si zajistí většinu své potřeby dlouho dopředu za cenu rozumnou pro ně i pro výrobce a také se zajistí proti fluktuacím, které mohou být pro obchodníka likvidační kvůli způsobu zajištění obchodů uzavřených přes burzu (viz další části práce). Zbytkem je myšleno především pološpičkové a špičkové zatížení. Následují definice pojmů dle přednášek předmětu „Elektroenergetika 2“ vyučovaného v zimního semestru ak. roku 2019/2020 doc. Radkem Procházkou:

- *Základní zatížení* *část diagramu zatížení ležící pod minimálním zatížením*
- *Pološpičkové zatížení* *část zatížení mezi středním a základním zatížením*
- *Špičkové zatížení* *část zatížení nad středním zatížením*
- *Střední zatížení* *trvalé zatížení při němž by zařízení dosáhlo za celé sledované období stejné práce W jako podle diagramu zatížení*

Pojmy jsou graficky znázorněny na následujícím grafu také převzatém z přednášek předmětu „Elektroenergetika 2“.

Obrázek 1: Znárodnění základního, pološpičkového a špičkového zatížení



Současné typy trhů jsou vlastně přirozeným důsledkem předchozích informací.

5.3.1 Neveřejné obchody

Neveřejné obchody jsou bilaterální dohody o prodeji a koupi dodávky elektřiny. Tyto obchody nejsou centrálně organizovány jako např. krátkodobé trhy. Probíhají přirozeně díky spolupráci obchodníků s elektřinou a výrobců elektřiny, přesto se na ně vztahují určitá pravidla. Mimo zřejmých pravidel jako obecně platných zákonů, antimonopolních nařízení atd. jsou protistrany povinny nahlásit uzavřené obchody agentuře ACER na základě nařízení REMIT, jehož cílem je monitoring evropského trhu s cílem odhalit nekalé praktiky. Informace o uzavřených obchodech se samozřejmě musí dostat i k organizátorovi trhu OTE, který vyhodnocuje a vypořádává odchylky všech subjektů zúčtování.

Neveřejné obchody jsou využívány především k obchodování dodávek v základním zatížení (dle diskuze s traderem s energiemi ze společnosti BOHEMIA ENERGY entity s.r.o.), o kterém jsem psal v předchozích odstavcích. Mezi lety 2009 a 2018 dosahovalo základní zatížení v průměru 59 [%] průměrného zatížení v daném roce. Tedy většina spotřebované elektřiny byla spotřebována v základním zatížení, a proto je očekávatelné, že většina elektřiny se zobchoduje dlouho předem bilaterálními dohodami.

Hlavní výzvou těchto obchodů je vypořádání (clearing) a zajištění (margining). Proč? Protože obchodované objemy elektřiny jsou obrovské, a tedy i obchodovaná množství peněz jsou obrovská. Pro příklad se podívejme na rok 2018 v ČR. Minimum zatížení brutto bez čerpání PVE bylo 5,2 [GW]. Rok měl 8760 [hod]. Vážený průměr cen elektřiny zobchodované neveřejnými obchody je z definice neveřejný, proto pro jeho aproximaci použijí vážený průměr cen na denním trhu, který dosáhl v roce 2018 47,11 [EUR·MWh⁻¹]. Předpokládejme, že cena elektřiny obchodované neveřejnými obchody je o něco nižší a stanovme tedy odhad jejího váženého průměru na kulatých 40,00 [EUR·MWh⁻¹]. To by znamenalo, že v roce 2018 dosáhl zobchodovaný objem cca 1 822 080 000 [EUR] – téměř dvě miliardy euro! Počet SZ byl ke dni 24.4.2020 dle dat OTE 119. Předpokládejme, že jich bylo tolik i v roce 2018 a že by obchodovaný objem byl rovnoměrně rozdělen mezi ně. Každému by pak připadaly transakce o objemu cca 15 300 000 [EUR]. Kvůli velikosti obchodovaných objemů a kvůli fluktuaci cen elektřiny vzniká riziko, že by v případě významnějšího poklesu cen mohl být např. obchodník s elektřinou motivovaný nesplnit své původní závazky o odběru a zaplacení dodávek elektřiny a místo toho si je zajistit od někoho jiného za současnou nižší cenu. Fluktuace v řádů desítek procent nejsou výjimkou a desítky procent z miliónů eur jsou velké peníze.

Kvůli clearing a marginingu se běžně pro realizace neveřejných obchodů využívá burza, která obě činnosti řeší za protistrany.

Neveřejné obchody nedávají smysl pro provoz akumulčního zařízení, protože předpokladem ziskového provozu opakovaný nákup a prodej i několikrát za den.

5.3.2 Burza

Burzu s elektřinou zajišťuje ve stále více státech (díky neustále se propojujícímu evropskému trhu) společnost EEX – European Energy Exchange spadající pod skupinu EEX Group. Pro střední a východní Evropu je provozována burza PXE – Power Exchange Central Europe, která ale také spadá pod EEX Group a účastníci EEX mají přístup na PXE a obráceně. Na burzách je možné obchodovat deriváty – konkrétně finančními a fyzickými futures. Futures jsou kontrakty, jejichž předmětem je budoucí dodávka určitého množství elektřiny v určitém čase za určitou cenu. Kupující futures kontraktu se zavazuje elektřinu odebrat dle podmínek určených v kontraktu. Teoreticky lze obchodovat pouze futures kontrakty a nikdy nerealizovat skutečný odběr podkladového aktiva, ale v kontextu této práce mají futures smysl pro zajištění prodeje a nákupu základního zatížení na dlouhou dobu dopředu (měsíce až roky).

Jak již bylo zmíněno v předchozí části o neveřejných obchodech, velkým přínosem burzy je, že zajišťuje vypořádání (clearing) a zajištění (margining). Neboli když dvě protistrany uzavřou kontrakt o dodávce elektřiny formou futures kontraktu, burza zajistí administrativní vypořádání a složitý proces zajištění. Jak již bylo zmíněno v části o neveřejných obchodech, v případě kolísání cen elektřiny vznikají rizika, že jedna z protistran nedostojí svému závazku odběru/dodávky elektřiny (protože pro jednu z nich budou současné ceny výhodnější), což je zcela nežádoucí jev. Kvůli velkým obchodovaným objemům to může být likvidační pro jednu z protistran. Proto se přistoupilo ke strategii zajištění založené na následujícím principu. Po uzavření kontraktu systém burzy sleduje vývoj ceny elektřiny, která byla předmětem kontraktu, a pokud dochází k jejímu odchýlení od ceny dohodnuté v kontraktu, burza začne automaticky postupně strhávat peníze jedné z protistran z jejího clearingového účtu. Nejedná se o pokutu nebo něco takového, ale o předčasné finanční plnění sjednaného závazku. Např. pokud by cena šla dolů, burza bude postupně strhávat peníze z clearingového účtu obchodníka, který stojí na straně odběratele ve futures kontraktu, dle svých matematických modelů. Proč? Aby obchodník (odběratel) měl v případě poklesu cen postupně více a více peněz již investovaných do tohoto obchodu a ani ho nenapadlo snažit se nedostát svému závazku odběru, protože by díky poklesu cen mohl stejné množství elektřiny nakoupit nyní levněji od někoho jiného.

Přínos burzy je značný díky její snaze zajistit stabilní prostředí pro obchod. Není proto divu, že řada neveřejných obchodů je sice dohodnuta neorganizovaně pouze mezi protistranami, ale nakonec uskutečněna právě přes burzu.

Tak jako neveřejné obchody ani burza nedává smysl jako trh, na kterém bychom obchodovali elektřinu pro nabíjení a vybíjení akumulčního zařízení ze stejných důvodů jako u neveřejných obchodů.

5.3.3 Krátkodobé trhy

Organizátor trhu (společnost „OTE, a.s.“, dále jen „OTE“) má řadu zákonem stanovených činností, které musí vykonávat. Mimo jiné má za úkol organizovat krátkodobé trhy s elektřinou v ČR. V současné době OTE organizuje blokový, denní a vnitrodenní trh. Ještě na začátku roku 2020 byl provozován vyrovnávací trh, který ale už provozován není.

BLOKOVÝ

Na blokovém trhu lze obchodovat elektřinu na předem definované bloky - Base (0:00–24:00), Peak (8:00–20:00) a Offpeak (0:00–8:00; 20:00–24:00). V roce 2018 bylo na tomto trhu zobchodováno pouze 17 [GWh] což je např. méně jak jedna tisícina objemu zobchodovaného na trhu vnitrodenním. Je to nejméně využívány krátkodobý trh. Ani tento trh není vhodný pro akumulační zařízení z důvodů uvedených v předchozích podkapitolách o neveřejných obchodech a burze.

DENNÍ (SPOTOVÝ)

Na denním trhu mohou účastníci anonymně podávat poptávku a nabídku elektřiny na konkrétní hodinu dalšího dne. V určitou hodinu se sběr uzavře a systém OTE provede tzv. market coupling jehož výstupem je přesně dané zobchodované množství a cena elektřiny v každou hodinu na další den. Lze proto říci, že na tomto trhu se obchoduje formou jakési aukce. V roce 2018 zde bylo zobchodováno 22 890 [GWh] elektřiny což je opravdu hodně v kontextu faktu, že celková výroba brutto v ČR v roce 2018 dosáhla 88 000 [GWh]. Samozřejmě tyto čísla nejde přímo porovnávat, protože přestože elektřinu lze vyrobit pouze jednou, zobchodovat ji lze kolikrát chceme a tím nafouknout zobchodovaný objem. Ale i tak je zřejmé, že denní trh je hojně využíván. Typicky slouží pro pokrytí pološpičkového a špičkového zatížení, jehož cena kolísá mnohem více než cena základního zatížení a kolísání závisí na řadě faktorů jako např. na venkovní teplotě, oblačnosti, slunečním svitu, větru apod. které nelze predikovat s velkým předstihem. S krátkým předstihem je však lze predikovat relativně dobře, a proto jsme v poslední době občas svědky velmi nízkých či dokonce záporných cen na denním spotovém trhu např. ve dnech, ve kterých je předvídané velké množství slunečního svitu. Proč? Protože výše zmíněné faktory mají zásadní vliv na velikost výroby OZE, které za současné situace dodávají do sítě kdykoliv, kdy vyrábějí. Zařízení na akumulaci elektrické energie by mohlo být nabíjeno a vybíjeno nákupem a prodejem elektřiny na denním trhu, protože je likvidní a volatilní – volatilita je zásadní pro rentabilní zamýšlený provoz akumulačního zařízení, protože zisk takového režimu provozu závisí na existenci rozdílů cen v různých časech. Na denním trhu existuje např. spread mezi nočními a denními cenami. Vyhodnocení provozu akumulačního zařízení na denním trhu dává smysl.

VNITRODENNÍ

Na vnitrodenním trhu lze kontinuálně obchodovat anonymní nabídky a poptávky elektřiny na konkrétní hodinu daný den. Lze obchodovat až do 60 [min] před započítáním hodiny, ve které mají dojít k dodávce nebo odběru elektřiny. V roce 2018 zde bylo zobchodováno 550 [GWh] elektřiny. Vnitrodenní trh slouží především pro doladění nakoupeného/prodaného množství elektřiny s velmi malým předstihem na základě aktuálních podmínek jako venkovní teplota, vítr, srážky, oblačnost atd. viz předchozí odstavec. Tak jako denní trh je i vnitrodenní vhodný pro provoz akumulčního zařízení s cílem vyrovnávání špiček – tedy s cílem vydělávat na rozdílů cen elektřiny v různých časech. Myslím si, že tento trh má dost možná největší potenciál pro provoz akumulčního zařízení, protože lze vyhodnocovat v reálném čase, zda se nyní vyplatí nabíjet či vybíjet. Lze například sledovat aktuální hodnotu regulační energie, která signalizuje, jestli je trh celkově dlouhý (přebytek elektrické energie) nebo krátký (nedostatek elektrické energie) a na jejím základě nastavovat výkon akumulčního zařízení. Teoreticky je to způsob, jak si může např. obchodník snížit svoji odchylku v každé hodině.

Vyhodnocení provozu akumulčního zařízení na denním a vnitrodenním trhu dává smysl, ale je náročné, protože existuje nekonečně mnoho způsobů, jak určit kdy se bude zařízení nabíjet (tedy nakupovat elektřinu) a kdy vybíjet (tedy prodávat elektřinu).

6 Ekonomický potenciál

6.1 Problematika určení ekonomického potenciálu

Myslím si, že analýza každé investice by měla obsahovat základní zhodnocení toho, jaký maximální ekonomický užitek může přinést. Zajímavá moderní technologie může mít téměř nulový ekonomický potenciál, pokud pro ni neexistuje dostatečně velký trh nebo alespoň šance na jeho vznik. Např. elektrická bugina na solární pohon vyvinutá pro lety lidí na Měsíc je vsukutku impozantní kus technologie (obzvláště na tehdejší dobu), ale trh elektrických bugin na solární pohon čítal pouze jeden subjekt a sice organizaci NASA a dnes čítá přesně nula subjektů a nic nenasvědčuje tomu, že jich v blízké budoucnosti přibude. Tedy současný ekonomický potenciál této technologie je nula, proto nejspíše nemá smysl se takovou technologií zaobírat, pokud je předmětem podnikání ekonomický zisk. Buďme proto vděční za univerzity a výzkumné instituce, které pracují na technologiích, které jsou teprve v zárodku, protože v tomto ohledu je naivní spoléhat ze 100 [%] na ziskový sektor.

Naopak akumulace elektrické energie z ES za nízkou cenu a následné navrácení do ES za cenu vyšší má, alespoň na papíře, netriviální ekonomický potenciál, protože jak jsem ukázal v předchozích kapitolách, spotové i vnitrodenní ceny elektřiny jsou v rámci dne volatilní – tedy teoreticky lze akumulovat elektřinu levněji, než za kolik se později vrátí do ES – a navíc s rostoucím instalovaným výkonem VTE pravděpodobně bude přibývat hodin s velmi nízkou či dokonce zápornou cenou elektřiny. Tedy základní úvaha má smysl, trh také existuje a teď zbývá odhadnout, jaký ekonomický potenciál nabízí.

Jak určíme ekonomický potenciál trhu? Není to jednoduché. Zaprvé musíme určit, za jakých podmínek a jak budeme akumulovat a za jakých a jak naopak vracet elektřinu do ES. Cílem je maximalizovat rozdíl mezi příjmy z elektřiny prodané do sítě z úložiště a náklady na její akumulaci. Proměnné jsou: kdy akumulují, jakým výkonem akumulují, kdy vracím do sítě a jakým výkonem vracím do sítě. Limitujícími faktory jsou kapacita úložiště, výkon kterým lze elektřinu akumulovat a následně vracet a „velikost trhu“. Uvědomme si, že odebíráním elektrické energie z ES zvyšujeme její poptávku což by mělo vést ke zvýšení její ceny. Proto určitě existuje nějaký limit, kolik elektrické energie můžeme „odčerpat“ z ES v době nízkých cen, než vlastní aktivitou vytlačíme cenu elektřinu nahoru. A i kdyby naše poptávka po

elektríně neměla žádný vliv na cenu (což je nesmyslné), existuje fyzický limit množství elektrické energie, kterou lze odebrat za nějaký časový úsek z ES.

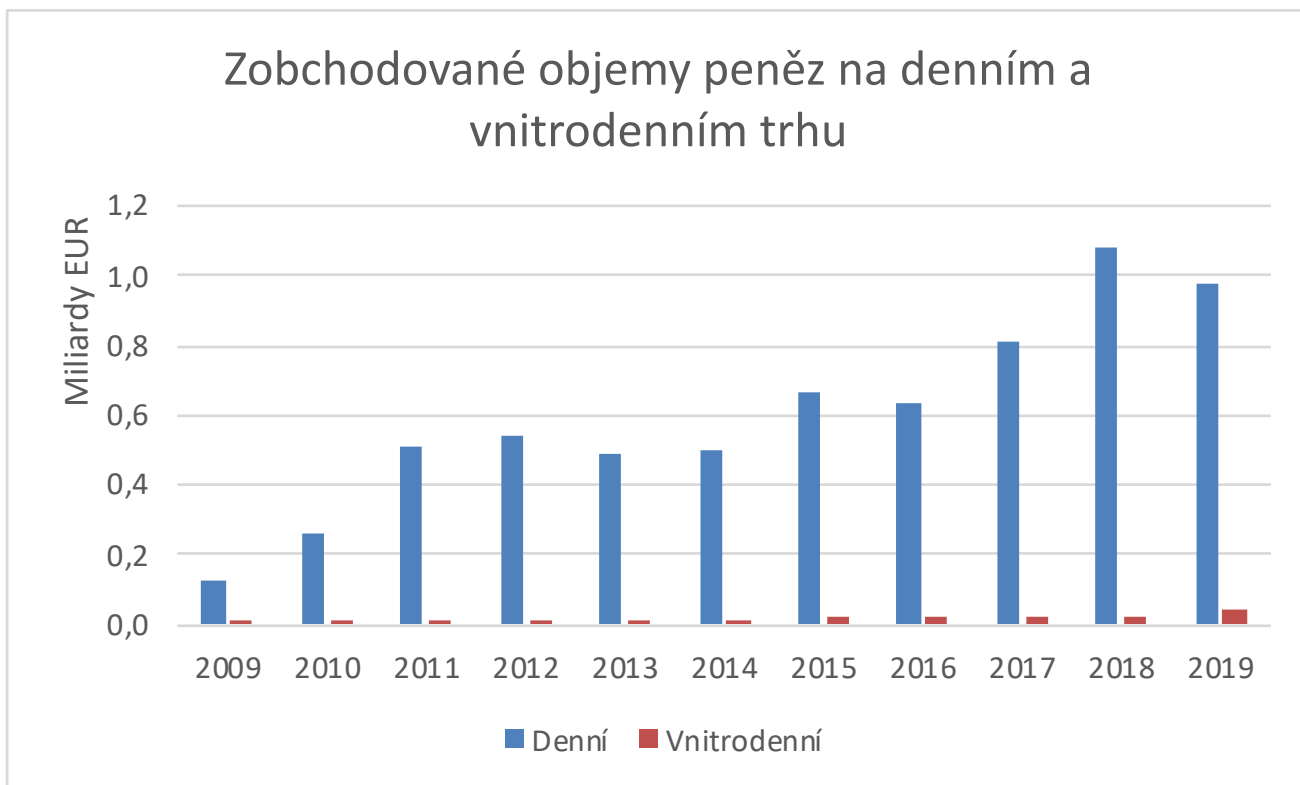
Z předchozího je zjevné, že přesnější určení ekonomického potenciálu není jednoduché a to ani zpětně. Nemluvě o řízení úložiště v reálném čase, kdy je potřeba ke všem předchozím úvahám dále predikovat co nastane v budoucnu – vyplatí se akumulovat během následující hodinu za současnou cenu, nebo raději počkat ještě hodinu a začít akumulovat až poté? V reálném provozu musí řízení úložiště obsahovat propracovaný automatizovaný matematický predikční model.

6.2 Základní odhad ekonomického potenciálu

Z předchozí podkapitoly je zřejmé, že jen tak určit ekonomický potenciál nelze už jen proto, že jeho velikost závisí na zvoleném režimu provozu a těch je nekonečně mnoho. A i kdybychom si jej velmi přesně nadefinovali, nelze jen tak od stolu odhadnout, jak velké zásahy snesou sledované trhy, že je sami začneme významně vychylovat. Je to důležité, protože zamýšlené režimy provozu stojí na existenci spreadu (rozdílu cen) v různých časech. Čím více úložišť by začalo na trhu fungovat, tím menší a menší by byl spread až by postupně téměř vymizel při nějakém kritickém množství úložišť v provozu. Určení jen tohoto množství je podle mě úkol na samostatnou práci.

Proto uvedu pouze zobchodované objemy na denním a vnitrodenním trhu v posledních letech, které bych určitě nepovažoval za ekvivalenty ekonomického potenciálu, ale vzhledem k výše popsanému je považuji za jakýsi kompromis, který poskytne alespoň základní přiblížení. Je totiž zřejmé, že pokud by se zobchodované objemy pohybovaly v řádu stovek tisíc [Kč], nemohla by být řeč o ekonomickém potenciálu úložiště, protože by trh nebyl dostatečně likvidní. Na druhou stranu likvidita v řádů desítek až stovek miliónů [Kč] pravděpodobně již stačí a daný investiční záměr stojí dále analyzovat.

Graf 20: Zobchodované objemy peněz na denním a vnitrodenním trhu za daný rok³³



Tabulka 6: Zobchodované objemy peněz na denním a vnitrodenním trhu za daný rok³⁴

hodnoty v milionech euro za rok	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Denní	124	261	511	537	490	504	667	633	816	1 078	978
Vnitrodenní	4	7	16	14	17	16	19	19	21	26	43

V grafu č. 20 jsou vynesena data z tabulky č. 5, která jsou veřejně dostupná na stránkách operátora trhu OTE. Denní trh zřejmě poskytuje dostatek likvidity pro provoz úložiště, neboť zobchodované objemy v posledních letech dosahují až miliardy euro. Zato vnitrodenní je mnohem méně likvidní. Odpovídá to popisu trhů v páté kapitole, kde se zmiňují, že vnitrodenní trh je využíván především pro jemné doladění nakoupeného/prodaného množství dodávek

³³ ERÚ, „Roční zprávy o provozu ES ČR 2009 až 2018“, [cit. 2020-5-10], <https://www.eru.cz/cs/zpravy-o-provozu-elektrizacni-soustavy>.

³⁴ ERÚ, „Roční zprávy o provozu ES ČR 2009 až 2018“, [cit. 2020-5-10], <https://www.eru.cz/cs/zpravy-o-provozu-elektrizacni-soustavy>.

elektrické energie v hodinových předstizích před dodáním. Přestože je vnitrodenní trh mnohem méně likvidní než denní (spotový), zobchodované objemy dosahují desítek miliónů euro což podle mě obhajuje další analýzu provozu úložiště na tomto trhu.

Je důležité poznamenat, že nárůst objemu na vnitrodenním trhu mezi lety 2018 a 2019 je především díky dalšímu prohloubení propojení trhů ČR a Německa, které bylo spuštěno během podzimu. Za poslední 3 měsíce roku 2019 se zobchodovaly 2/3 celkového objemu za rok 2019. Jedním z důvodů, proč trhy nejsou propojeny na 100 [%] je např. omezená přenosová kapacita přeshraničního vedení, což vede k tomu, že především v hodinách velkých přebytků elektřiny např. díky velké výrobě VTE rychle dochází k vyčerpání dostupné přeshraniční přenosové kapacity, vnitrodenní trhy ČR a Německa přestávají být plně propojeny a ceny na obou trzích se začínají lišit.

6.3 Alternativní režim provozu a zdroj příjmů

Již víme, že ČEPS zajišťuje udržení rovnováhy výkonů v přenosové síti pomocí tzv. podpůrných služeb (PpS). Aby je mohl poskytovat, musí si nasmlouvat regulační kapacitu neboli uzavřít dohody s výrobcí elektrické energie, kteří mu umožní dálkově snižovat a zvyšovat výkon svých elektráren v domluvených mezích tak, aby zajistil rovnováhy výkonů a kvalitu elektrické energie (regulační kapacitu poskytují i někteří velcí odběratelé elektřiny, kteří na povel ČEPSu musí snížit odběr). Poskytovatel regulační kapacity dostává zapláceno za to, že je připraven poskytnout regulační výkon, tedy dostává zapláceno i tehdy, kdy regulační výkon neposkytuje. Např. někteří provozovatelé paroplynových a plynových elektráren se v posledních letech zaměřují pouze na poskytování regulačního výkonu, protože náklady na plyn a emisní povolenky jsou takové, že neumožňují rentabilní provoz při prodeji pouze silové elektřiny v normálním režimu. Vzhledem k tomu, že úložiště elektrické energie z definice umožňuje poskytovat regulační kapacitu, stojí za analýzu, zda by bylo technicky, legislativně a ekonomické možné provozovat některý z typů úložišť jako regulační kapacitu. Vyhodnocení tohoto režimu provozu ale přesahuje rozsah této práce. Rád bych si však takovou analýzu zpracoval a doufám, že se k ní jednou dostanu. Třeba v rámci diplomové práce.

7 Úložiště

7.1 Úvod

Myšlenka úložiště vychází z předpokladu, že poptávka po elektřině v elektrizační soustavě je neustále proměnlivá. Kvůli proměnlivé poptávce vzniká potřeba neustále aktivně nastavovat množství výroby (a někdy i spotřeby) a zároveň je kvůli ní proměnlivá i cena elektřiny, především hodinu od hodiny v rámci jednoho dne, protože nejvýraznější rozdíly mezi poptávkou po elektřině jsou typicky mezi dnem a nocí. Samozřejmě hraje roli i roční období a elektřina je typicky dražší v zimě než v létě, kdy se méně svítí, topí a někdy i méně vyrábí, ale to teď není důležité. Důležité je, že díky požadavku na rovnováhu výkonu v síti je aktuální cena elektřiny silně závislá na rovnováze nabídky a poptávky. Neboli velmi nízká cena elektřiny v danou hodinu signalizuje především to, že je očekávaný přebytek výroby, a naopak velmi vysoká cena signalizuje očekávaný nedostatek výroby. Cena tak přirozeně funguje jako pobídka pro rovnováhu výkonů. Netvrdím, že pouze cena je dostačujícím prostředkem. Vůbec ne. Role ČEPSu je v současnosti nenahraditelná. Přesto považuji za pozitivní skutečnost, že ekonomická aktivita za účelem zisku postavená na vyrovnávání cenových (tedy poptávkových) výchylek má skutečný přínos elektrizační soustavě, protože přispívá k zajištění rovnováhy výkonů a teoreticky může přispět i k nižším cenám elektřiny, neboť nasazení více takových „vyrovnávačů“ by nejspíše vedlo ke snížení maxim a minim cen elektřiny na krátkodobých trzích, což už ale není v ekonomickém zájmu majitele úložiště a proto větší rozmach a úspěch takovýchto úložišť paradoxně není v zájmu jejich majitelů, protože by postupně vyčerpali spread (rozdíl cen), který jejich ekonomický provoz umožňuje. Z dlouhodobé hlediska by se za předpokladu rostoucí kapacity takových úložišť stával tento byznys méně a méně atraktivní a zachránit by ho mohl pouze dramaticky pokles nákladů na výstavbu a provoz takovýchto úložišť.

Nejprve je potřeba si uvědomit, že nelze skladovat přímo elektrickou energii. Je to hlavní odlišnost elektrické energie od ostatních komodit a hlavní příčina současné struktury trhu s elektřinou. Kvůli její přímé neskladovatelnosti je kritické konstantní udržování rovnováhy dodávaného a odebíraného výkonu v elektrizační soustavě. Jak již bylo zmíněno, bohužel nelze elektrické vedení „pěchovat“ elektrickou energií jako lze do určité míry „pěchovat“ plynovod plynem, kde díky toleranci proměnlivého tlaku (v rozumných mezích) je možné do soustavy potrubí krátkodobě dodávat více než se odebírá nebo naopak dodávat méně, než

se odebírá. Okamžitý rozdíl na výstupu a vstupu je pokrytý z naakumulovaného plynu v potrubí, jehož čerpání se projeví poklesem tlaku v potrubí. V elektrizační soustavě se musí rovnováha udržovat výkonů velmi přesně což v ČR zajišťuje ČEPS pomocí podpůrných služeb (PpS), o kterých jsem se již zmínil v předchozích kapitolách.

Pro skladování elektrické energie je nejprve potřeba ji transformovat na jiný typ energie, který je skladovatelný a který je zároveň zpětně transformovatelný na elektrickou energii. Typickým úložištěm elektrické energie v ES je přečerpávací vodní elektrárna, ve které se elektrická energie mění v elektrickém pohonu (čerpadlo poháněné elektrickým) na kinetickou energii lopatek turbíny, které předávají svoji energii vodě pomocí srážek s jejími molekulami, které se tak urychlují a stoupají vzhůru čímž postupně získávají větší potenciální energii vzhledem ke své původní poloze. Výsledkem procesu je voda přečerpána do vyšší nadmořské výšky. Tedy dodaná elektrická energie byla částečně transformována do potenciální energie vody. Proč částečně? Protože je známo, že každá transformace energie je spjata se ztrátami a uvědomme si, že jenom při popsané transformaci elektrické energie na potenciální energii vody je potřeba několika dílčích transformací – elektrická energie na kinetickou energii lopatek turbíny, ta na kinetickou energii vody, která postupným stoupáním vody přechází v potenciální energii vody. Každá z nich podléhá empirickému zákonu (který dodnes nebyl ještě ani jednou vyvrácen), že nemůže dosáhnout 100 [%] účinnosti, kterou definujeme takto.

Rovnice 1: Definice účinnosti

$$\eta = \frac{\text{výstupní energie}}{\text{vstupní energie}} [-; J; J] \quad (1)$$

Tedy každá z nich je alespoň trochu ztrátová. Navíc pro zpětně získání elektrické energie z potenciální energie vody je potřeba zpětná transformace, která je samozřejmě také ztrátová. Je tedy zřejmé, že jeden z požadavků na úložiště elektrické energie bude co nejvyšší účinnost transformace elektrické energie na ukládanou energii a i zpětné transformace na elektrickou energii.

Myslím si, že definice ideálního úložiště se bude odvíjet od zamýšleného použití, což je vlastně obecná poučka. Hodnocení optimálnosti daného zařízení je vždy podmíněno jeho schopností plnit požadované cíle. V mém případě by úložiště pracovalo v krátkodobých časových horizontech. Pokud by ukládaná elektrická energie byla obchodovaná na denním či vnitrodenním trhu, úložiště se by se nabíjelo a poté vybíjelo vždy nejméně jednu hodinu,

neboť to je nejmenší obchodovatelná jednotka na denním a vnitrodenním trhu v ČR. Maximálně by se nabíjelo 12 hodin a poté vybíjelo 12 hodin a provoz by nevyžadoval příliš vysokou dynamiku výkonu úložiště, protože by byla vyžadována pouze na začátku a na konci intervalů, kdy se úložiště začíná nabíjet nebo vybíjet a po zbytek doby intervalu by úložiště bylo provozováno s konstantním nabíjecím či vybíjecím výkonem. Alternativní dynamičtější provoz úložiště je takový, kterým by si daný subjekt zúčtování korigoval svoji odchylku na minutové bázi. V reálném čase jsou totiž veřejně dostupná data o aktuálně využívaném regulačním výkonu minutu po minutě. Data zveřejňuje ČEPS, který nasazení regulačního výkonu řídí. Protože regulační výkon je nasazován pouze pokud existuje nenulová systémová odchylka, je zřejmé, že sledováním regulačního výkonu lze hodnotit, jaká byla v uplynulých minutách systémová odchylka – tedy jestli byla kladná nebo záporná a jak moc byla velká. Systémová odchylka je definovaná v příslušné vyhlášce takto.

*„Pro účely této vyhlášky se rozumí **systémovou odchylkou** součet kladných a záporných odchylek všech subjektů zúčtování v obchodní hodině,“³⁵*

Dále lze předpokládat, že pokud je systém celkově krátký (je nedostatek výkonu a aktivuje se kladná regulační kapacita) nebo dlouhý (je přebytek výkonu a aktivuje se záporná regulační kapacita), je i většina obchodníků také krátká nebo dlouhá, protože systémová odchylka je většinou způsobená především proměnlivou spotřebou (dle diskuze s traderem energií ze společnosti BOHEMIA ENERGY entity s.r.o.). Důvodem je velmi dobrá predikovatelnost výroby i intermitentních zdrojů jako VTE a FVE s hodinovým až denním předstihem, přestože dlouhodoběji přesně predikovatelné nejsou. Navíc většina výroby sestává z klasických zdrojů, které jsem velmi spolehlivé a výpadky jsou výjimečné. Tedy o velikosti výroby řádově hodiny dopředu je celkem jasno, na rozdíl od spotřeby. Není to tak, že by spotřeba byla úplně náhodná, ale je zkrátka více variabilní než výroba. Proto když už obchodník skončí danou hodinu v odchylce (což nastane téměř vždy), většinou se jedná o odchylku a nikoliv o protidochylku, která je definovaná takto.

³⁵ ČESKO, „Vyhláška č. 408/2015 Sb. o Pravidlech trhu s elektřinou“ [cit. 2020-5-10], <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2015-408>.

*„Pro účely této vyhlášky se rozumí **protiodchylkou** kladná odchylna subjektu zúčtování v případě záporné systémové odchylny nebo záporná odchylna subjektu zúčtování v případě kladné systémové odchylny,“³⁶*

Při tomto režimu provozu je požadovaná dynamika vyšší, protože ke změně výkonu může dojít až 60krát za hodinu a je nutné, aby doba přechodu mezi ustálenými stavy byla co nejrychlejší, protože pokud by trvala řádově jednotky až desítky sekund, netriviální část intervalu by byla zmařena.

Technické požadavky na úložiště bych shrnul následovně.

DYNAMIKA

Je potřeba, aby úložiště umělo dynamicky měnit svůj výkon z maximálně kladných do maximálně záporných hodnot (tedy z režimu maximálního vybíjení do stavu maximálního nabíjení) nebo obráceně řádově v jednotkách až desítkách sekund při provozu na denním či vnitrodenním trhu a řádově v desetinách sekund při provozu v režimu korigování odchylny subjektu zúčtování na základě aktuálního systémového regulačního výkonu.

VÝKON

Úložiště musí být schopno dosáhnout dostatečně vysokého nabíjecího a vybíjecího výkonu, aby bylo schopno za intervaly v řádů jednotek minut až jednotek hodin naakumulovat ze sítě nebo dodat do sítě dostatečně vysoké množství energie, které bude mít netriviální vliv na elektrizační soustavu a které umožní dosáhnout ekonomické rentability. Dle dosavadních propočtů odhaduji minimální výkon úložiště na jednotky MW. Zařízení musí být dimenzováno na nepřetržitý provoz 24 hodin denně bez negativních důsledků jako např. urychlená degradace vlivem přehřívání.

KAPACITA

³⁶ ČESKO, „Vyhláška č. 408/2015 Sb. o Pravidlech trhu s elektřinou“ [cit. 2020-5-10], <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2015-408>.

Protože cílem úložiště je primárně dodávat či odebírat netriviální množství elektrické energie do nebo z elektrizační soustavy, je zřejmé, že kapacita úložiště by měla umožnit nabíjení či vybíjení jmenovitým výkonem po dobu až několika jednotek hodin. Odlišnou filozofii mají úložiště elektrické energie jejichž primárním cílem je vyrovnávání výkonů v reálném čase na vteřinové bázi. Příkladem budiž energetický zdroj C-Energy Planá, který v roce 2019 uvedl do provozu baterii o výkonu 4 [MW] a kapacitě 2,5 [MWh]³⁷. Je vidět, že při provozu na maximální výkon by došlo k vybití či nabití úložiště za méně než jednu hodinu, což je v daném projektu naprosto v pořádku, protože cíl úložiště je primárně suplovat dynamiku stávajících generátorů elektřiny. Při požadavku na rychlou změnu jejich výkonů reagují společně s baterií, která reaguje téměř okamžitě a postupně utlumuje svůj výkon v závislosti na pomalejší reakci generátorů.

Aplikace úložišť v této práci nemají za primární cíl suplovat okamžitou výkonovou rovnováhu energetického zdroje, proto je by kapacita úložiště ve [Wh] měla být cca 0,5 až 12násobek velikosti jmenovitého výkonu ve [W]. Při provozu na denním či vnitrodenním trhu je žádoucí kapacita bližší maximu tohoto rozsahu, při provozu s cílem korigovat odchylku SZ bude dostačující kapacita bližší minimu tohoto rozsahu. Přesná kapacita záleží na konkrétní aplikaci.

ÚČINNOST

Ještě nikdo nikdy nebyl schopen demonstrovat přeměnu energie se 100 [%] účinností. Mluvíme tedy o empirickém zákonu, který říká, že každá přeměna energie je spojena s nějakými ztrátami. Protože pro ukládání elektrické energie je nejprve potřeba ji transformovat na jiný druh energie, který skladovatelný je, je zásadní požadavek vysoké účinnosti všech dílčích energetických transformací. Zásadní je o to víc, uvědomíme-li si, že všechny dílčí transformace je potřeba provést dvakrát pro dokončení celého jednoho cyklu uložení a zpětného získání elektrické energie. Ideální úložiště by mělo vyžadovat co nejméně dílčích energetických transformací a každá z nich by měla dosahovat co nejvyšší účinnosti.

³⁷ C-Energy Planá, „Energetický zdroj C-Energy Planá uvádí do provozu největší bateriové úložiště v ČR dodané firmou Siemens“, 20. září 2019, [cit. 2020-5-10] https://www.c-energy.cz/upload/Aktuality/TZ_Bateriove_uloziste_C_Energy_Plana.pdf.

Stačí jedna neúčinná a celková účinnost dramaticky klesne, protože celková účinnost je součin dílčích.

Rovnice 2: Celková účinnost jako součin dílčích účinností

$$\eta_{\text{celková}} = \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \dots \cdot \eta_n \quad [-] \quad (2)$$

EKONOMICKÉ POŽADAVKY

Splnění všech technických požadavků je nutná ale nikoliv postačující podmínka. Sebelepší technologie je pouhou fantazií, pokud není ekonomická. Tvrdá ekonomická realita spojená se snahou fungovat v dnešní ekonomice dostihne každého. Proto je po technické analýze dané technologie neméně zásadní zhodnotit současné a teoretické budoucí výdaje a výnosy spojené s jejím zhotovením a provozem. Ekonomické požadavky bych shrnul velmi stručně. Čím menší investiční náklady na zhotovení technologie a její uvedení do provozu, tím lépe. I přesto velké investiční náklady nemusí nutně znamenat konec světa, pokud výnosy z provozu budou úměrně vysoké. Výnosy z provozu musí přesáhnout výdaje na provoz, aby vůbec bylo teoreticky možné dosáhnout ekonomického zisku, který je hlavním cílem podnikajícího subjektu. Čím kratší payback period (prostá návratnost – doba, za kterou dojde ke splacení počáteční investice bez zohlednění časové ceny peněz), tím lépe, protože cílem každého investora by mělo být snažit se co nejrychleji vydělat co nejvíce (samozřejmě s ohledem na riziko). Kratší návratnost vzbuzuje větší důvěru u investora, protože se snižuje pravděpodobnost, že před splacením investice dojde k zásadním změnám na trzích, které mohou ohrozit ziskovost investičního projektu. Investice do dané technologie by zároveň měla být finančně atraktivnější než ostatní dostupné investice. Tehdy přijdou vhod ukazatele jako čistá současná hodnota (anglicky net present value, proto často zapisováno pomocí zkratky NPV), pomocí které lze diskontovat všechny plánované budoucí peněžní toky projektu pomocí zvoleného diskontu do dnešních peněz. Užitečná je také vnitřní výnosová míra (anglicky internal rate of return, proto se používá zkratka IRR) což je taková míra diskontu, při které vychází NPV nulové.

Požadavku tedy jsou co nejnižší investiční náklady, co nejvyšší výnosy, co nejnižší výdaje, co nejkratší prostá návratnost, co nejvyšší NPV a IRR. Přílišné zaměření na tyto metriky může vést k opomenutí rizika spojeného s daným investičním projektem. Dvakrát vyšší výnosy za cenu třikrát vyššího rizika většinou není správná volba, ale je to individuální. Každopádně je nutné ho vyhodnotit. Nedůsledné vyhodnocení rizik může vést až k velké hospodářské krizi,

kteřá vypukla např. v roce 2008. Tehdy byly někteří účastníci finančních trhů nesprávně ohodnocováni, protože míra ohodnocení závisela pouze na velikosti obchodu, nikoliv na velikosti obchodu a zároveň na míře jeho rizika.

7.2 Energie

Definovat energii je složité. Samozřejmě lze uvést klasickou definici, která je snad v každé učebnici fyziky.

„Energie je skalární veličina, jejíž hodnota je určena stavem fyzikální soustavy.“³⁸

Přestože je technicky správná, vždy mi přišlo, že je moc obecná a vlastně neříká, co je energie zač. Má to ale svůj důvod. Forem energií je totiž mnoho. Můžeme mluvit o energii kinetické, gravitační potenciální, tepelné atd. Přestože pro všechny energie platí některé obecné zákony, jako že energii nelze vytvořit ale pouze přeměnit z jedné formy do druhé, že energie se v izolovaném systému vždy zachovává, že každá přeměna energie je nutně ztrátová a tak dále, nenašel jsem v základních kurzech fyziky (ani po konzultaci s profesorem na ČVUT) nějakou uchopitelnou obecnou definici energie, která by zároveň energii popsala. Došel jsem tedy k závěru, že kompromisem je vyjít z definice uvedené na začátku této podkapitoly a doplnit ji o již zmíněné obecné zákony spjaté s energií. Např. v kontextu přečerpávacích vodních elektráren je energie uchopitelnější, protože se je řeč o konkrétních formách a dojde se k nim přes síly, které konají práci.

7.3 Přečerpávací vodní elektrárna

7.3.1 Základní princip

Pro pochopení základního principu úložišť využívající gravitačního potenciálu musíme nejprve postupně vybudovat určité základy fyzikální teorie.

³⁸ Halliday, David, Robert Resnick, Jearl Walker, Petr Dub, Miroslav Černý, a Vysoké učení technické v Brně. *Fyzika*. Brno: VUTIUM, 2013.

Zkoumáme-li síly působící mezi objekty makrosvěta, které se pohybují rychlostí zanedbatelnou vůči rychlosti světla, nelze nezačít Newtonovy zákony. Makrosvětlem myslím objekty, které jsou řádově větší než částice jako např. fotony a elektrony, které řadíme do kategorie mikrosvěta a které se chovají podle úplně jiných pravidel, než podle kterých se chová např. jedoucí automobil jakožto zástupce makrosvěta. Tento nesoulad je vskutku zarážející, neboť teorie kvantové fyziky se zdá velmi dobře popisovat mikrosvět, Newtonovy zákony často dostatečně přesně popisují makrosvět a teorie relativity zřejmě nabízí zatím nejlepší popis jevů probíhajících při rychlostech blízkých rychlosti světla, ale nikomu se zatím nepodařilo všechny teorie sjednotit v jednu obecnou. Pro účely této práce bude však bohatě stačit důkladně pochopit Newtonovy zákony.

První Newtonův zákon lze formulovat následovně:

„Nepůsobí-li na těleso žádná síla, nemění se jeho rychlost, těleso se neurychluje.“³⁹

Přestože je formulace zákona jednoduchá, není zcela intuitivní na základě běžné lidské zkušenosti, protože my lidi žijící na Zemi nikdy nejsme svědky tělesa, které by se neustále pohybovalo, přestože by nebylo urychlováno. Když kopnu do míče, urychlím ho, míč stoupá a letí do dálky, ale maximálně po desítkách vteřin se zastaví. Tedy určitě musel být zpomalován a dle zákona výše na něho tedy musela působit nějaká síla. Záludný je totiž fakt, že na míč skutečně síly působí (dokonce několik), ale většina lidí si to neuvědomuje. Za prvé na něho působí gravitační síla, která na něho působí trvale ať se míč nachází kdekoliv. Ta je příčinou pádu míče zpátky na Zem. Působí na míč ve směru do středu Země (přibližně) a proto je tímto směrem míč urychlován. Za druhé na něho po celou dobu pohybu působí odporová síla od vzduchu, skrz který se pohybuje. Pohyb skrz vzduch je vlastně obrovské množství srážek míče a molekul vzduchu, které jsou tak urychlovány. Protože jsou

³⁹ Halliday, David, Robert Resnick, Jearl Walker, Petr Dub, Miroslav Černý, a Vysoké učení technické v Brně. *Fyzika*. Brno: VUTIUM, 2013.

urychlovány, musela na ně působit síla, kterou zajistil pohybující se míč. Zde narážíme na další Newtonův zákon, konkrétně **třetí**:

„Síly, jimiž na sebe navzájem působí interagující tělesa, mají stejnou velikost a opačný směr.“⁴⁰

Tento zákon poskytuje vysvětlení toho, proč je míč zpomalován srážkami s molekulami vzduchu. Je to proto, že když míč působí silově na molekuly vzduchu, které tak urychluje, musí zároveň stejně velkou silou působit molekuly vzduchu na míč. Někdy se mluví o zákonu „akce a reakce“. Podle mě je to jeden z nejdůležitějších konceptů celé základní fyziky. Když na objekt začnu silově působit, okamžitě a úměrně mému silovému působení začne objekt silově působit na mě. Díky tomuto zákonu např. mohu položit knihu na stůl. Je známý fakt, že na všechny objekty na povrchu Země působí gravitační síla Země (ve skutečnosti všechny objekty ve vesmíru působí na sebe navzájem gravitačními silami, protože gravitační síla působí na nekonečnou vzdálenost, ale zároveň velmi slabě, neboť její účinek klesá s kvadrátem vzdálenosti), tedy i na učebnici položenou na stole bude působit gravitační síla Země, která se snaží učebnici urychlit přibližně směrem ke středu Země. Naše zkušenost ale praví, že učebnice se nikam neurychluje, naopak v klidu leží na stole. Jak to? Učebnici díky gravitaci silově působí na stůl, který se na mikro úrovni mírně prohne (zdeformuje) neboli dojde k vychýlení jeho atomů z neutrální polohy, čímž začne působit síla snažící se navrátit atomy zpět do neutrální polohy, obdobně jako působí gumička, kterou rukama natáhneme. Tato vratná síla vyvozená stolem působí na učebnici přesně v opačném směru než síla gravitační a je stejně veliká (viz třetí Newtonův zákon). Díky ní je výsledná síla působící na učebnici nulová (obě síly se navzájem vyruší). Pokud je výslednice sil působících na těleso nulová, těleso se neurychluje – tedy ani učebnice se nebude urychlovat, nýbrž bude v klidu což je v souladu s naší zkušeností. Zmínkou o výslednici sil působících na těleso se dostáváme k poslednímu Newtonovému zákonu, **druhému**:

⁴⁰ Halliday, David, Robert Resnick, Jearl Walker, Petr Dub, Miroslav Černý, a Vysoké učení technické v Brně. *Fyzika*. Brno: VUTIUM, 2013.

„Součin hmotnosti a zrychlení tělesa je roven výslednici sil, které na těleso působí.“⁴¹

Zákon lze zapsat matematicky následovně

Rovnice 3: Druhý Newtonův zákon

$$\vec{F}_{\text{výsledná}} = \sum_{i=1}^n \vec{F}_i = M \cdot \vec{a} \quad (3)$$

kde

$\vec{F}_{\text{výsledná}}$ je vektor síly působící na těleso, která má stejný efekt, jako součet všech dílčích sil [N]

\vec{F}_i je vektor dílčí síly působící na těleso [N]

M je hmotnost tělesa [kg]

\vec{a} je vektor zrychlení tělesa vlivem sil na těleso působících.

Matematický zápis třetího Newtonova zákona nám říká několik informací. Za prvé že síla je vektorová fyzikální veličina, která působením na těleso vyvoluje jeho zrychlení, které je také vektorovou fyzikální veličinou (tedy kromě velikosti má i orientaci). Jednotkou síly je newton. Za druhé těleso je urychlováno ve směru působící síly. Za třetí velikost zrychlení tělesa je nepřímo úměrné jeho hmotnosti, tedy čím hmotnější těleso, tím větší tendenci má setrvávat ve svém současném stavu a více odolává snaze ho urychlit. Z čtvrté nám rovnice říká, že více různých sil působících na těleso lze vektorovým součtem zjednodušit na jednu výslednou sílu, která má stejný účinek jako všechny dílčí síly dohromady – tzv. princip superpozice. S těmito znalostmi lze alternativně definovat první Newtonův zákon tak, že pokud je výslednice sil na těleso působících nulová, těleso se neurychluje.

⁴¹ Halliday, David, Robert Resnick, Jearl Walker, Petr Dub, Miroslav Černý, a Vysoké učení technické v Brně. *Fyzika*. Brno: VUTIUM, 2013.

Hmotnost

V této práci se omezím na velmi jednoduchou definici hmotnosti, neboť pro mé účely to stačí a hlubší zabřednutí do této byt' základní ale velmi komplexní problematiky přesahuje rozsah práce i mé znalosti.

„Hmotnost tělesa je jeho charakteristika, která zprostředkovává vztah mezi jeho zrychlením a výslednicí sil, kterými na toto těleso působí okolní objekty. Hmotnost je skalární veličina.“⁴²

Nad hmotností lze uvažovat jako nad mírou setrvačnosti daného tělesa neboli nad mírou jeho snahy setrvávat ve svém stavu a odolávat vnějšímu silovému působení snažící se ho urychlit.

Práce

Představme si kolečkové křeslo v klidu na rovné hladké podlaze, na které začneme tlačit konstantní vodorovnou silou. Výsledkem silového působení bude urychlení křesla z nulové na nenulovou rychlost. Připomeňme nyní definici kinetické energie. Kinetická energie souvisí s rychlostí daného objektu a s jeho hmotností. Čím rychleji se pohybuje a čím je hmotnější, tím je vyšší jeho kinetická energie definovaná následující rovnicí

Rovnice 4: Kinetická energie⁴³

$$E_k = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 \quad (4)$$

kde

E_k je kinetická energie objektu [J]

m je hmotnost objektu [kg]

v je velikost rychlosti objektu [$m \cdot s^{-1}$].

⁴² Halliday, David, Robert Resnick, Jearl Walker, Petr Dub, Miroslav Černý, a Vysoké učení technické v Brně. *Fyzika*. Brno: VUTIUM, 2013.

⁴³ Halliday, David, Robert Resnick, Jearl Walker, Petr Dub, Miroslav Černý, a Vysoké učení technické v Brně. *Fyzika*. Brno: VUTIUM, 2013.

Z rovnice je zřejmé, že na začátku, kdy bylo křeslo v klidu, mělo nulovou kinetickou energii. Po jeho roztlačení vnější silou na nenulovou rychlost však již křeslo má nenulovou kinetickou energii, kterou získalo právě díky vnějšímu silovému působení. Protože přenos energie vnějším silovým působením je ve fyzice běžný, říkáme, že **síla koná práci**, když působí na nějaký objekt na nějaké dráze. Jednotkou práce je joule. Příkladem budiž třeba výtah. Dokud je výtah v klidu, motor vyvozuje sílu, kterou kompenzuje gravitační sílu snažící se urychlit výtah směrem dolů, ale tato síla vyvozená výtahem práci nekoná. Až když se výtah rozjede, začne motor konat práci, protože silově působí na dráze. Následující rovnice je matematickým zápisem práce obecné síly na obecné dráze

Rovnice 5: Práce konaná silou⁴⁴

$$W = \int_{s_1}^{s_2} \vec{F}(\vec{s}) \cdot d\vec{s} \quad (5)$$

kde

W je práce vykonaná silou \vec{F} na dráze mezi body s_1 a s_2 [J]

$\vec{F}(\vec{s})$ je vektor obecně proměnlivé síly konající práci [N]

$d\vec{s}$ je vektor nekonečně krátkého úseku dráhy [m].

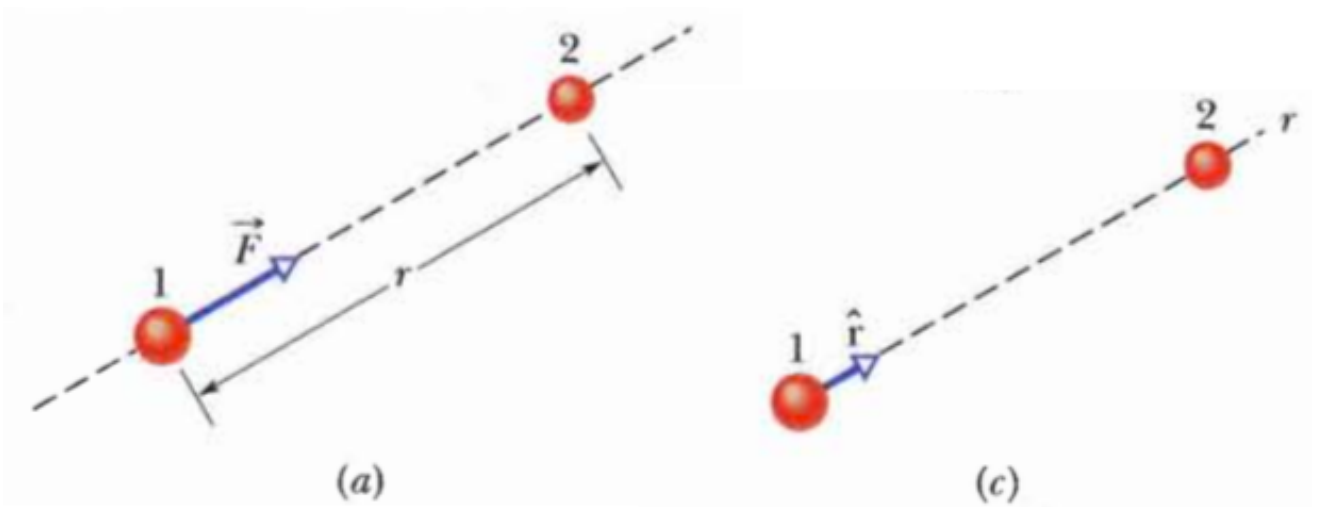
V rovnici je skalární součin vektoru síly a vektoru nekonečně krátkého úseku dráhy. Skalární součin dvou vektorů lze také zapsat jako součin velikostí vektorů a kosinu jejich vzájemného úhlu. Funkce kosinu nabývá hodnot od -1 do +1 a proto i práce konaná silou může být záporná nebo kladná v závislosti na vzájemné orientaci vektoru síly a vektoru dráhy. Např. motor výtahu koná kladnou práci při chodu nahoru a zápornou při chodu dolů. Pokud síla energii dodává, koná kladnou práci a pokud odebírá, koná zápornou práci. Proto je teoreticky možné rekuperovat potenciální energii z výtahu pomocí elektropohonu zpět do zdroje napětí.

⁴⁴ Halliday, David, Robert Resnick, Jearl Walker, Petr Dub, Miroslav Černý, a Vysoké učení technické v Brně. *Fyzika*. Brno: VUTIUM, 2013.

Gravitační síly

Všechny hmotné objekty ve vesmíru působí na všechny ostatní hmotné objekty gravitační silou. Jakákoliv hmota vytváří ve svém okolí, které sahá až do nekonečna, gravitační silové pole, kterým jsou všechny ostatní hmoty přitahovány k jejímu středu. Zajímavé je, že gravitační sílu nelze odstínit. Přestože gravitaci ještě úplně nerozumíme, díky Newtonovu gravitačnímu zákonu máme užitečný základní rámec, jak nad gravitací uvažovat a jak s ní počítat, který je plně dostatečný pro účely této práce. Matematický zápis Newtonova gravitačního zákona včetně doplňujícího obrázku dvou na sebe působících hmotných bodů

Obrázek 2: Gravitační síla od jednoho hmotného bodu na druhý⁴⁵



Rovnice 6: Newtonův gravitační zákon⁴⁶

$$\vec{F} = G \cdot \frac{m_1 \cdot m_2}{r^2} \cdot \vec{r} \quad (6)$$

⁴⁵ Halliday, David, Robert Resnick, Jearl Walker, Petr Dub, Miroslav Černý, a Vysoké učení technické v Brně. *Fyzika*. Brno: VUTIUM, 2013.

⁴⁶ Halliday, David, Robert Resnick, Jearl Walker, Petr Dub, Miroslav Černý, a Vysoké učení technické v Brně. *Fyzika*. Brno: VUTIUM, 2013.

kde

\vec{F} je vektor síly, kterou hmotný bod 2 přitahuje hmotný bod 1 [N]

G je gravitační konstanta [$m^3 \cdot kg^{-1} \cdot s^{-2}$]

m_1 a m_2 jsou hmotnosti hmotných bodů [kg]

r je vzdálenost hmotných bodů [m]

\vec{r} je jednotkový vektor udávající směr působení síly [m].

Gravitační potenciální energie

Představme si, že stojíme opření o zábradlí na mostě a v rukách natažených za zábradlím držíme fotbalový míč. Dokud míč držíme, je v klidu, a proto má nulovou kinetickou energii (viz matematický vztah pro kinetickou energii). Upustíme-li míč, okamžitě začne padat směrem dolů neboli okamžitě začne být urychlován gravitační silou směrem k cca středu Země. Protože má nenulovou rychlost, má určitě nenulovou kinetickou energii, kterou získal silovým působením od gravitační síly. Pokud bychom míč upustili z vyšší výšky, dosáhl by před dopadem na zem vyšší rychlosti vůči zemi než při upuštění z nižší výšky, protože gravitační síla by na něho působila na delší dráze a dle definice práce to znamená, že mu předá větší množství energie. Vypadá to, že čím dále jsou předměty od zemského povrchu, tím vyšší mají potenciál pro získání energie od gravitační síly. Pro popis tohoto jevu byl zaveden pojem *gravitační potenciální energie*.

Potenciální energie je typ energie, která souvisí s uspořádáním soustavy, ve které působí konzervativní síly.

„Síla působící na částici je konzervativní, je-li celková práce, kterou vykoná při pohybu částice po libovolné uzavřené trajektorii, nulová.“⁴⁷

⁴⁷ Halliday, David, Robert Resnick, Jearl Walker, Petr Dub, Miroslav Černý, a Vysoké učení technické v Brně. *Fyzika*. Brno: VUTIUM, 2013.

Alternativně lze říci, že kritériem pro určení síly jako konzervativní je fakt, že práce silou vykonaná při přemístění částice mezi dvěma body nezáleží na její trajektorii. Gravitační síla je příkladem konzervativní síly, a proto můžeme zavést pojem gravitační potenciální energie soustavy těleso + Země.

„Změna ΔE_p gravitační potenciální energie soustavy těleso + Země je definovaná jako záporně vzatá práce vykonaná gravitačními interakčními silami mezi Zemí a tělesem.“⁴⁸

Matematicky lze tvrzení zapsat pomocí této rovnice

Rovnice 7: Změna gravitační potenciální energie soustavy těleso + Země⁴⁹

$$\Delta E_p = -W_g \quad (7)$$

kde

ΔE_p je změna potenciální energie [J]

$-W_g$ je záporně vzatá práce vykonaná gravitačními silami [J].

Vzhledem k definici využívající rozdíl energií je pro počty s potenciální energií těles v blízkosti zemského povrchu užitečné definovat pozici, ve které si stanovíme potenciální energii nulovou. Pokud definujeme, že potenciální energie soustavy těleso + Země je nulová v nulové nadmořské výšce nebo v nulové výšce nad zemským povrchem v místě, kde potřebujeme s potenciální energií počítat, vztah pro potenciální energii se velmi zjednoduší. Pokud si určíme souřadnou soustavu spojenou s povrchem Země tak, že osa y bude rovnoběžná se směrem vektoru gravitační síly (tedy kolmá na vodorovnou rovinu) a osy x a z bude tvořit vodorovnou rovinu, vektor gravitační síly bude mít nenulovou pouze složku y a potenciální energie soustavy těleso + Země bude záviset pouze na výšce tělesa nad Zemí. Proto lze psát

⁴⁸ Halliday, David, Robert Resnick, Jearl Walker, Petr Dub, Miroslav Černý, a Vysoké učení technické v Brně. *Fyzika*. Brno: VUTIUM, 2013.

⁴⁹ Halliday, David, Robert Resnick, Jearl Walker, Petr Dub, Miroslav Černý, a Vysoké učení technické v Brně. *Fyzika*. Brno: VUTIUM, 2013.

$$E_p(\mathbf{y}) = M \cdot \mathbf{g} \cdot \mathbf{y} \quad (8)$$

kde

$E_p(\mathbf{y})$ je gravitační potenciální energie [J]

M je hmotnost tělesa [kg]

\mathbf{g} je gravitační zrychlení [$m \cdot s^{-2}$]

\mathbf{y} je výška tělesa nad referenčním bodem [m].

Gravitační zrychlení závisí na vzájemné vzdálenost tělesa a Země (čím jsou si blíže, tím je větší), ale pro úvahy v této práci ho lze považovat za přibližně konstantní. Z rovnice je zřejmé, že lze uložit (akumulovat) energii do hmoty, kterou nějakým způsobem přemístíme do vyšší výšky nad Zemským povrchem. Protože \mathbf{g} lze považovat při malých změnách výšky za konstantu, množství teoreticky uložitelné energie do přemísťované hmoty je přímo úměrné její hmotnosti a změně výšky.

⁵⁰ Halliday, David, Robert Resnick, Jearl Walker, Petr Dub, Miroslav Černý, a Vysoké učení technické v Brně. *Fyzika*. Brno: VUTIUM, 2013.

Příklad aplikace

Obrázek 3: PVE Dlouhé stráně

V ČR je typickým příkladem zařízení na akumulaci elektrické energie využívající gravitačního potenciálu přečerpávací vodní elektrárna (PVE) Dlouhé stráně. Na fotografii vpravo⁵¹ jsou vidět obě nádrže elektrárny, která v režimu akumulace přečerpává elektrickým pohonem vodu z dolní nádrže do horní, která je o cca 500 [m] výš. Tím je spotřebovaná elektrická energie z elektrizační soustavy částečně transformovaná do potenciální energie vody. Po přečerpání je v dobách nedostatku elektrické energie naopak voda nechána téci (díky gravitační síle) přes turbínu spojenou s elektropohonem schopným pracovat v režimu generátoru zpět do spodní nádrže. Průtokem vody přes turbínu dochází



k jejímu roztočení, která přes hřídel roztáčí elektrický generátor, jehož výstup je vyveden přes transformátor do sítě. Pohon obstarávají dva synchronní stroje každý o výkonu 325 [MW], které jsou schopny pracovat v motorovém i generátorovém režimu. Protože napětí na jejich svorkách je 22 [kV], jsou se sítí spojeny přes blokové třífázové transformátory, které zajišťuje snížení vstupního napětí 400 [kV] ze sítě při generátorovém chodu a naopak zvýšení napětí dodávané elektrické energie při motorovém chodu. Použité turbíny jsou kaplanovy reverzní, tedy schopné čerpat vodu do horní nádrže a zároveň schopné být jí poháněny. Ovládání celé elektrárny je automatizováno a lze ji řídit dálkově z dispečinku společnosti ČEZ, a.s. v Praze, která tuto elektrárnu vlastní. Elektrárnu lze uvést do plného výkonu 650 [MW] do 100 [s]. Maximálním výkonem lze objem horní nádrže spotřebovat za cca 6 [hod]. Teoretická akumulační kapacita tak dosahuje cca 3,9 [GWh], avšak reálná je nižší kvůli ztrátám. Účinnost

⁵¹ ČEZ, a.s., Vodní elektrárny, *Fotografie PVE Dlouhé stráně*, [cit. 2020-5-10], <https://www.dlouhe-strane.cz/strane/fotogalerie>.

přečerpávacího cyklu dosahuje 76,5 [%]⁵², tedy reálná akumulční kapacita se pohybuje okolo necelých 3 [GWh]. Budování začalo v roce 1978 a trvalo až do roku 1996. Celkové investiční náklady prý dosáhli cca 6 miliard [Kč], ale vzhledem k tomu, že výstavba probíhala před i po revoluci, může být tato částka velmi zavádějící, kvůli např. rozdílným cenovým hladinám a velmi odlišnému politickému režimu, který mohl přispět ke snížení nákladů na papíře – zdroj investičních nákladů totiž neuvádí způsob výpočtu. Tak či onak absolutní náklady byly zcela určitě vysoké z mnoha důvodů. Muselo se najít vhodné místo pro stavbu, vykopat a odvézt obrovské množství zeminy (jen horní nádrž má objem 2 719 750 [m³]) pro nádrže a pro strojovou část, která je z ekologických důvodů v podzemí, naprojektovat na míru elektropohon o vysokém výkonu, kvůli umístění v horách blízko hranic nejspíše padlo dost nákladů jen na dopravu pracovníků na místo stavby atd. Už jen to, že se jedná o unikátní dílo na míru přispěje k vyšším nákladům, protože náklady na návrh elektrárny nelze rozmělnit mezi více standardizovaných realizací.

7.3.2 Výhody a nevýhody

Technologie použité pro realizace tohoto typu úložiště jsou relativně jednoduché, léty odzkoušené a trvanlivé. I základní princip je velmi jednoduchý. Je založen na prostém přesunutí hmoty z nižší do vyšší nadmořské výšky. I proto odborníci odhadují životnost např. PVE Dlouhé stráně na 100 let.⁵³ Další výhodou je možnost realizovat úložiště o vysokém výkonu a vysoké kapacitě opět viz např. přečerpávací elektrárna Dlouhé stráně, která má výkon až 650 [MW] a je schopna akumulovat necelé 3 [GWh] elektrické energie nebo např. nejvýkonnější PVE na světě Bath County v USA, která má výkon až 3 000 [MW] a je schopná akumulovat až 24 [GWh] elektrické energie. Úložiště tak může sloužit jako významný prvek pro regulaci výkonové rovnováhy. Užitečný je i fakt, že těžké břemeno ve formě vody, pomocí které se energie akumuluje, může setrvávat ve vyšší poloze libovolně dlouho bez toho, aby docházelo k významné ztrátě akumulované energie – ke ztrátě při ležení ladem dochází

⁵² ČEZ, „Přečerpávací vodní elektrárny u nás“, in *Encyklopedie energetiky*, [cit. 2020-5-10], https://www.cez.cz/edee/content/file/static/encyklopedie/encyklopedie-energetiky/06/precerpel_1.html.

⁵³ ČEZ, „Přečerpávací vodní elektrárny u nás“, in *Encyklopedie energetiky*, [cit. 2020-5-10], https://www.cez.cz/edee/content/file/static/encyklopedie/encyklopedie-energetiky/06/precerpel_1.html.

pouze vlivem odparu vody u otevřených systémů. Pozitivní jsou i nulové emise produkované pracující PVE.

Mezi nevýhody určitě patří náročnost realizace PVE. Příčin je několik. Za prvé kvůli dosažení úspor z rozsahu jsou konstruovány většinou pouze ty, které poskytnou vysoký výkon (desítky až tisíce [MW]) a umožní akumulovat velké množství elektrické energie (stovky [MWh] až desítky [GWh]). Kvůli relativně nízké hustotě vody jsou pro dosažení těchto výkonů a kapacit potřeba obrovské nádrže na vodu (jednotky miliónů [m³]) a velké výškové spády (většinou stovky metrů). Velikost těchto staveb potom taková, že stavba už není pouze otázkou nalezení investorů a schopných techniků, ale je potřeba najít shodu s ekology, politiky a dalšími zájmovými spolky. Nevýhodou jsou i vysoké absolutní investiční náklady, které odradí celou řadu investorů, přestože cena na 1 [kWh] či na 1 [kW] může vycházet dobře vzhledem k současné situaci na trhu. Pro energetiku je typické, že investiční projekty vyžadují velmi vysoké investiční náklady, konstrukce trvá jednotky až desítky let a životnost dosahuje až desítky let, což opět řadu investorů odradí, protože i v řádu jednotek let se mohou změnit tržní podmínky, politika státu či zákony natolik, že projekt přestane být rentabilní. Nevýhodou je také omezená dynamika jejich výkonu. Zatímco např. špičkové elektrochemické úložiště umí změnit dodávaný výkon z nuly na maximum cca do jedné [s], PVE potřebují řádově desítky až stovky [s].

7.3.3 Investiční a provozní náklady

Odhadované náklady na výstavbu PVE Dlouhé stráně dosahují 6 miliard [Kč]. Opět připomínám, že tyto náklady je nutno brát s velkou rezervou, neboť výstavba probíhala před i po revoluci a zdroj⁵⁴ této částky neuvádí způsob jejich výpočtu. Elektrárna dosahuje výkonu 650 [MW] a umožňuje akumulovat cca 3 [GWh] elektrické energie (toto číslo je již očištěno o ztráty).

Za těchto předpokladů dostáváme tyto investiční náklady na výstavbu: 9 231 [Kč·kW⁻¹] ~ 370 [\$·kW⁻¹]; **2 000 [Kč·kWh⁻¹] ~ 80 [\$·kWh⁻¹]**. Nejvýkonnější PVE na světě je v Bath County v USA (brzo ji překoná nově budovaná čínská PVE) a její výstavba si vyžádala 1,6 miliardy

⁵⁴ ČEZ, „Přečerpávací vodní elektrárny u nás“, in *Encyklopedie energetiky*, [cit. 2020-5-10], https://www.cez.cz/edee/content/file/static/encyklopedie/encyklopedie-energetiky/06/precerpel_1.html.

[\$] v roce 1985, což odpovídá cca 3,8 miliardy [\$] dnes. Její výkon dosahuje 3 000 [MW] a kapacita 24 [GWh]. Za těchto předpokladů dostáváme tyto náklady: 31 667 [Kč·kW⁻¹] ~ 1 267 [\$·kW⁻¹]; **3 958 [Kč·kWh⁻¹] ~ 158 [\$·kWh⁻¹]**. V rešerši publikované Evropskou Energetickou Výzkumnou Aliancí⁵⁵ (European Energy Research Alliance) výzkumníci tvrdí, že v roce 2016 dosahovaly investiční náklady na výstavbu PVE v průměru: 800 – 1 600 [€·kW⁻¹]. V závislosti na měnovém kurzu toto cenové rozpětí je téměř stejné při přepočtu do amerických dolarů. Zároveň uvádí, že typická kapacita PVE ve [Wh] dosahuje více jak osminásobku výkonu ve [W]. Pokud bychom předpokládali osminásobek, investiční náklady na výstavbu PVE na [kWh] by pak dosahovaly v průměru 100–200 [€·kWh⁻¹] neboli cca **2 700 – 5 400 [Kč·kWh⁻¹] ~ 93–185 [\$·kWh⁻¹]**. Rešerše ještě uvádí typickou životnost mezi 40 a 80 lety a průměrné provozní náklady ve výši **2 [%]** investiční nákladů.

Výše zmíněná čísla považuji za důvěryhodná, neboť pochází z více zdrojů a většina z nich si navzájem přibližně odpovídá. Během sběru dat pro vypracování této práce jsem četl několik dalších studií/rešerší a většina z nich dospěla k podobným číslům.

7.4 Vanadová redoxní průtočná baterie

7.4.1 Základní princip

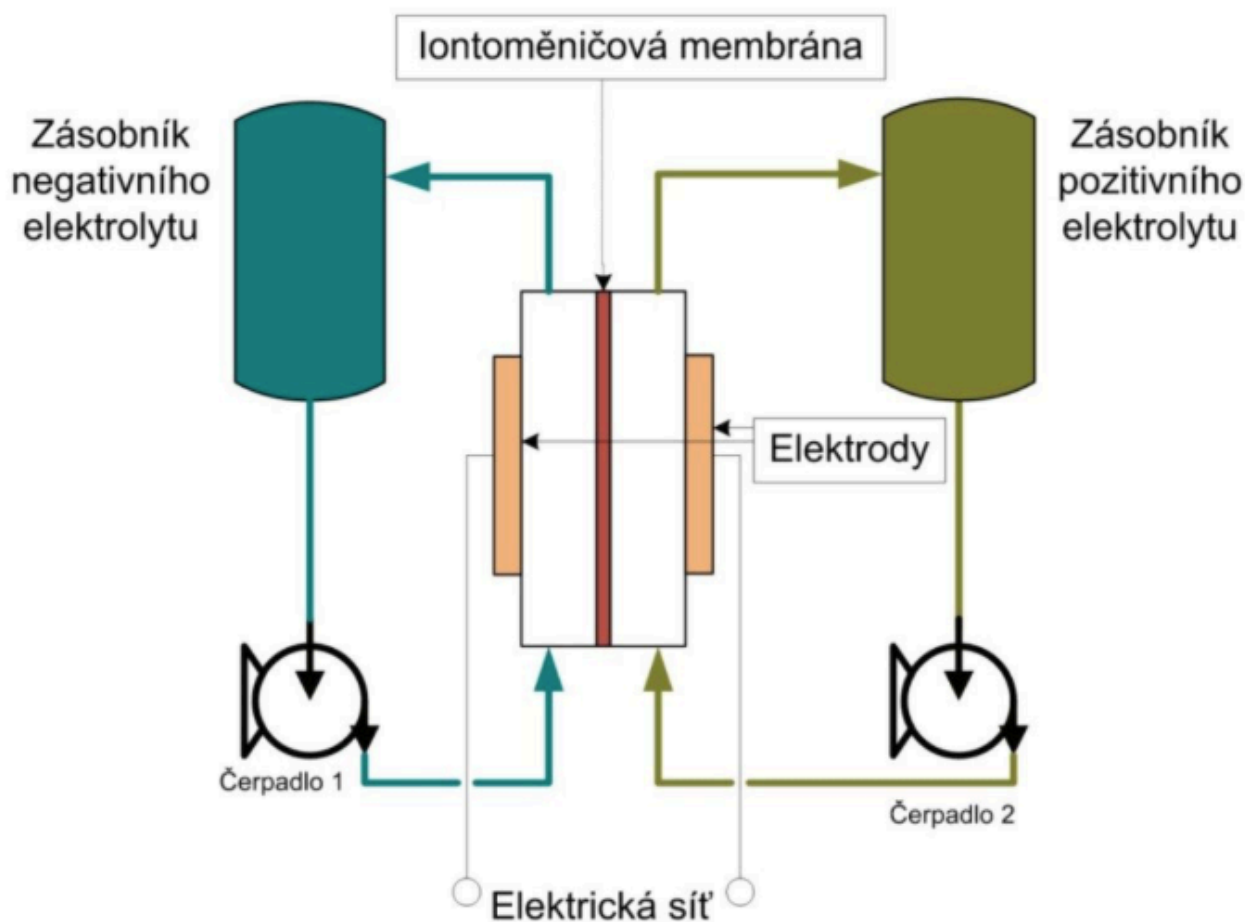
Existuje mnoho typů elektrochemických úložišť založených na různých chemických reakcích a jejich popis přesahuje rozsah této práce i mé znalosti, protože obor chemie není předmětem mého studia. Proto se omezím na základní popis pouze vanadové redoxní průtočné baterie (VRFB). Princip této technologie stojí především na oxidačně redukčních reakcích, při kterých se mění oxidační čísla atomů, tedy dochází k přesunu elektronů. Výběrem této technologie netvrdím, že není vhodnější technologie pro ukládání přebytků elektrické energie. Technologie VRFB sice není nová, ale zároveň není ani masivně rozšířená, přesto mi na základě mého průzkumu přišla jako teoreticky nejvhodnější pro ukládání elektrické energie z elektrizační soustavy. Především díky dlouhé životnosti (řádově stejná jako přečerpávacích elektráren), malé degradaci jejich schopností v čase a nezávislosti výkonu a kapacity. Nízká energetická hustota těchto baterií není zásadní nevýhodou pro zamýšlenou stacionární

⁵⁵ EERA, „Pumped Hydro Energy Storage“, [cit. 2020-5-10], https://eera-es.eu/wp-content/uploads/2016/03/EERA_Factsheet_Pumped-Hydro-Energy-Storage.pdf.

aplikaci, ale je to jeden z hlavních důvodů, proč se nepoužívá např. v elektromobilech, kde dominuje li-on technologie, která má cca desetkrát vyšší energetickou hustotu.

Základními stavebními kameny všech chemických látek jsou atomy, protože nejsou dále dělitelné pomocí chemických reakcí. Atom je tvořen atomovým jádrem a obalem. V jádře se nachází neutrální neutrony a kladně nabitě protony. V atomovém obalu se nachází záporně nabitě elektrony, kterých je stejný počet jako protonů v jádře, pokud je atom elektroneutrální. Odtržením nebo přijetím elektronů vznikají kationty (kladně nabitý iont), resp. anionty (záporně nabitý iont) neboli elektricky nabitě atomy, protože počet protonů v jádře již neodpovídá počtu elektronů v obalu. Vlastnosti látky jsou dány tím, z jakých atomů a jak je utvořena. Molekula je víceatomová částice. Schéma základních prvků vanadové redoxní baterie je na obrázku č. 5.

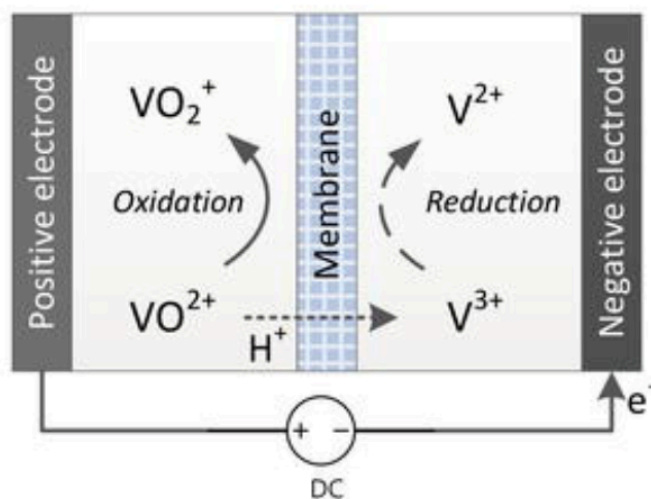
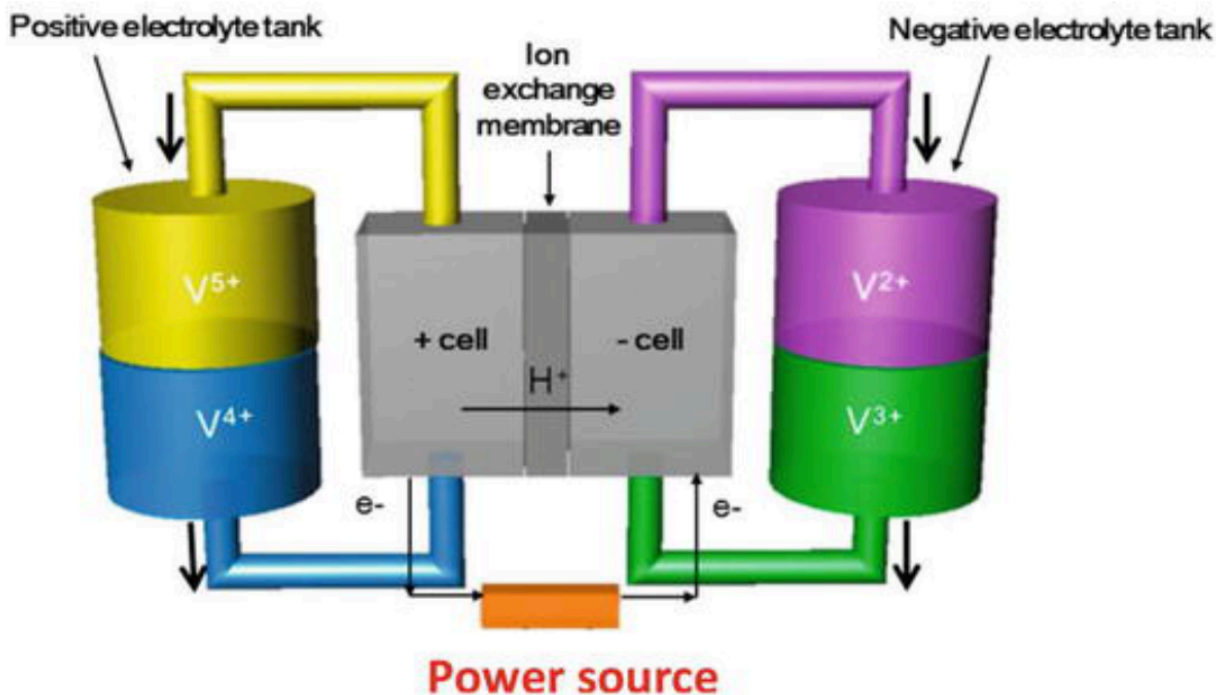
Obrázek 4: Schéma vanadové redoxní průtokové baterie⁵⁶



Princip baterie je založený na nuceném oběhu negativního a pozitivního elektrolytu. Oba jsou tvořeny roztoky vanadu což je kovový prvek. Vanad má pět elektronů ve své valenční (nejvíce vnější) vrstvě svého elektronového obalu. Odtržením valenčního elektronu z neutrálního vanadu vzniká jeho kationt, který bude mít kladné oxidační číslo +1. Oxidační číslo je definováno jako součet kladných a záporných nábojů v atomu, a protože elektron má náboj záporný, jeho odtržením se oxidační číslo zvyšuje. Negativní elektrolyt VRFB obsahuje kationt vanadu s oxidačním číslem +3 a kladný elektrolyt kationt vanadu s oxidačním číslem +4. Nyní popíšu základní princip nabíjení baterie.

⁵⁶ Tomáš Reichl, „Průtoková baterie“, [cit. 2020-5-10], <https://oenergetice.cz/akumulace-energie/prutokova-baterie>.

Obrázek 5: Schéma nabíjení VFRB⁵⁷

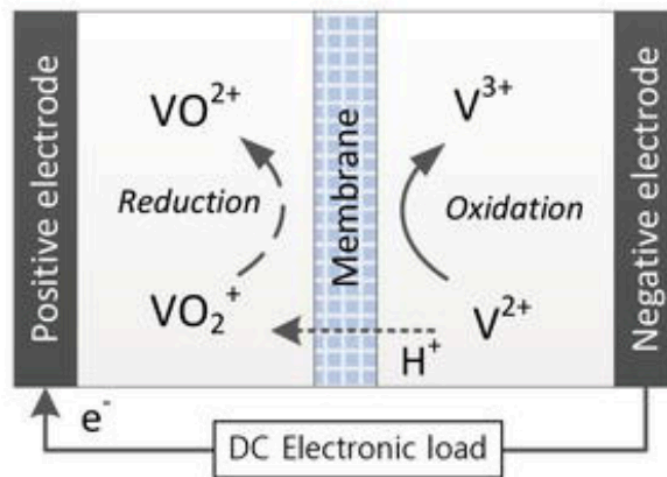
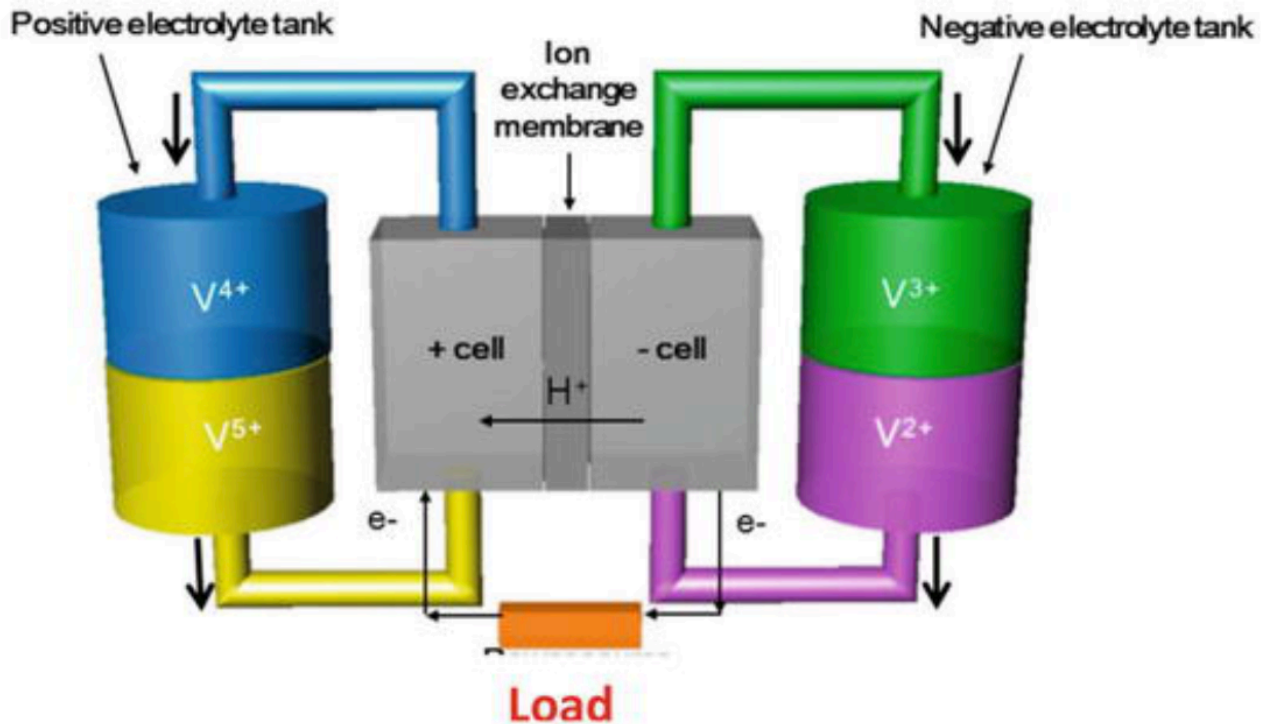


Přiložíme-li kladný pól vnějšího zdroje napětí na elektrodu spojenou s pozitivním elektrolytem, kationt vanadu s oxidačním číslem +4 se zoxiduje. Při oxidaci reagující látka odevzdává své elektrony čímž se zvětší její oxidační číslo. Kationt oxidací odevzdá jeden elektron, který díky

⁵⁷ Kim Sangwon, „Vanadium Redox Flow Batteries: Electrochemical Engineering“, in *Energy Storage Devices*, 2019, [cit. 2020-5-10], <https://www.intechopen.com/books/energy-storage-devices/vanadium-redox-flow-batteries-electrochemical-engineering>.

působení vnějšího zdroje napětí projde vnějším obvodem, a dva kationty vodíku, které projdou přes iontoměničovou membránu do negativního elektrolytu. V negativním elektrolytu dojde k redukci kationtu vanadu s oxidačním číslem +3. Při redukci reagující látka přijímá elektrony a její oxidační číslo se sníží. Kationt negativního elektrolytu s oxidačním číslem +3 totiž přijme elektron, který předtím odevzdal kationt vanadu +4 v pozitivním elektrolytu. Čerpadla zajistí nucený oběh obou elektrolytů, aby takto mohlo zreagovat co největší množství iontů v elektrolytech. Napětí naprázdno jednoho nabitého článku je pouze 1,26 [V], a proto pro reálné aplikace je nutné navrhnout vhodné sério-paralelní zapojení více článků. Např. li-on baterie jsou také tvořeny mnoha jednotlivými články, které jsou vhodně galvanicky spojeny ve větší celek. Při vybíjení baterie je proces přesně opačný.

Obrázek 6: Schéma vybíjení VFRB⁵⁸



Připojením externí elektrické zátěže dojde k uzavření vnějšího obvodu. Kationt vanadu s oxidačním číslem +2 se oxiduje, odevzdává jeden elektron a zvyšuje svoje oxidační číslo na +3. Odevzdaný elektron prochází přes vnější obvod zátěží a putuje k elektrodě pozitivního

⁵⁸ Kim Sangwon, „Vanadium Redox Flow Batteries: Electrochemical Engineering“, in *Energy Storage Devices*, 2019, [cit. 2020-5-10], <https://www.intechopen.com/books/energy-storage-devices/vanadium-redox-flow-batteries-electrochemical-engineering>.

elektrolytu, kde zreaguje s kationtem vanadu s oxidačním číslem +5 a dvěma kationty vodíku, které se sem dostaly přes iontoměničovou membránu. Díky tomu se kationt +5 redukuje, čímž sníží své oxidační číslo na původních +4. I při vybíjení jsou důležitá čerpadla zajišťující nucený oběh, aby mohla postupně zreagovat většina kationtů.

7.4.1 Výhody a nevýhody

První výhodou je mnohem delší životnost oproti jiným technologiím elektrochemických úložišť. Životnost je typicky řádově desítky tisíc cyklů. Např. výrobce redT energy uvádí životnost přes 25 let a desítky tisíc nabíjecích cyklů. Výrobce zároveň uvádí účinnost celého jednoho cyklu okolo 70–75 [%]. Další výhodou VFBR je fakt, že lze nezávisle na sobě měnit kapacitu a výkon baterie. Kapacita je daná množstvími elektrolytů, tedy lze ji modulovat velikostí nádrže. Výkon je pak daný především plochou iontoměničové membrány, počtem článků a jejich uspořádáním. Zejména pro akumulaci větších množství elektrické energie je tato vlastnost velmi výhodná, neboť je užitečné mít baterii, kterou lze jejím maximálním výkonem nabíjet a poté vybijet řádově jednotky hodin. Zkrátka je důležitější velikost kapacity než velikost maximálního výkonu. Teoreticky lze také modulárně rozšiřovat kapacitu již fungující baterie. Velmi slušná je dynamika výkonu. VFBR jsou typicky schopné podat maximální výkon z nulového za řádově stovky [ms] až jednotky [s]. V jedné studii zkoumající dynamiku velké VFBR (5 [MW], 10 [MWh]) naměřili, že baterie byla schopna podat maximální nabíjecí výkon po 2 221 [ms] a plný vybíjecí výkon po 571 [ms]⁵⁹. Výhodný je i relativně jednoduchý princip a fakt, že po celou dobu jsou aktivní látky v jednom skupenství (kapalném). Nedochozí ke skupenským přeměnám, které by mohly přispět k degradaci. Bezpečnosti přispívá, že negativní i pozitivní elektrolyt jsou na bázi stejného materiálu pouze v jiném oxidačním stavu, takže jejich smícháním nehrozí nebezpečí.

Nevýhodou pro některé aplikace je nízká energetická hustota, která je cca desetkrát nižší než u li-on baterií. Pro stacionární úložiště akumulující přebytky elektrické energie z elektrizační soustavy to tolik nevadí, neboť objem, který baterie zabere, ani její hmotnost nejsou kritické parametry. Další nevýhodou jsou vyšší investiční náklady. Ty jsou částečně způsobeny

⁵⁹ Song Li, „Analysis on the Response Time of the Battery Energy Storage System“, 2014, [cit. 2020-5-10], https://www.worldscientific.com/doi/abs/10.1142/9789814678971_0080.

vysokou cenou vanadu, který je zároveň náročný na těžbu, takže i přes jeho velké zásoby v zemské kůře (větší než lithia) je drahý. S masovým rozšířením tohoto typu baterie lze předpokládat ještě další růst jeho ceny, což by mohlo zcela zničit ekonomickou rentabilitu této technologie pro jakýkoliv režimu provozu. Teoreticky jsou však vyšší investiční náklady vykompenzovány dlouho životností a nízkou degradací výkonnosti. Nízká rozšířenost VFBR je na jedné straně příležitost, na druhé straně překážka, protože nejsou tolik odzkoušené, těžko se budou hledat zkušení odborníci na tuto technologii atd. Zkrátka není okolo této technologie vybudovaný rozvinutý silný sektor ekonomiky.

Shrnu bych to tak, že VFBR jsou slibná technologie, která má teoreticky potenciál na velké uplatnění díky rozvoji intermitentních zdrojů elektrické energie, ale stále je dost drahá, málo odzkoušená a její masivnější rozvoj může způsobit její neúnosné zdražení, kvůli drahému vanadu, na kterém technologie stojí.

7.4.2 Investiční a provozní náklady

Vzhledem k malé rozšířenosti VFBR a netriviální závislost jejich ceny na ceně vanadu, musím zde zmíněné náklady brát s rezervou. Přesto již existují reálné aplikace s reálnými náklady i teoretické propočty s teoretickými náklady. Dle zakladatele a šéfa americké společnosti UniEnergy Technologies zabývající se výrobou vanadových redoxních průtočných baterií primárně určených jako doplněk intermitentních zdrojů elektrické energie či jako doplněk elektrizační soustavy se dnešní investiční náklady pohybují lehce přes **400 [USD·kWh⁻¹]**. Studie ze švédské univerzity Mälardalen University Sweden zkoumající VFBR jako zdroj elektrické energie pro těžké stavební stroje došla k částce **479 [USD·kWh⁻¹]**⁶⁰. Myslím si, že pro výpočty bude rozumné být konzervativní a uvažovat investiční náklady okolo **500 [USD·kWh⁻¹]**.

Provozní náklady závisí na konkrétní aplikaci a konkrétní režimu provozu, proto je každé zobecnění provozních nákladů nepřesné. Výzkumníci Christine Minke a Miguel A. Dorantes Ledesma ve své studii došli k závěru, že zohlednění provozních nákladů včetně obměny některých částí baterie (vyjma např. elektrolytu) navýší výdaje na kWh o cca 30 [%]. Vzhledem

⁶⁰ NATHAN ZIMMERMAN, „VANADIUM REDOX FLOW BATTERY“ (Mälardalen University Sweden, 2014), [cit. 2020-5-10], <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:772090/FULLTEXT01.pdf>.

k předpokládané životnosti 25 let bych tedy odhadl provozní náklady na 1,5 [%] investičních ročně. Předpokladem je tedy rovnoměrné rozložení provozních nákladů. V reálném provozu je pravděpodobnější, že prvních řekněme 10-13 let budou provozní náklady minimální a poté bude potřeba vydat najednou větší obnos peněz na repasi/obnovu některých částí baterie. Jednorázové velké výdaje mohou ohrozit solventnost majitele baterie.

8 Ekonomický model investice do úložiště

8.1 Úvod

Ekonomické modely jednotlivých úložišť zde uvedené predikují budoucí cash flow daného úložiště při daném režimu provozu na základě typických příjmů a výdajů, které byly získány analýzou historických dat. Všechny analýzy vycházejí z veřejně dostupných dat. Většina z nich (ne-li všechny) je dostupná na webových stránkách firem ČEPS, a.s., a OTE, a.s. Pro analýzu všech režimů provozu na historických datech jsem použil vlastní programy napsané v programovacím jazyku C. Výstupy těchto analýz posloužily jako vstupy ekonomických modelů, které byly zpracovány v aplikaci Excel. Kódy všech vlastních programů a tabulky všech modelů jsou přiloženy jako příloha této práce.

Problematika ekonomického modelování investičního záměru je velmi komplexní a nelze od ní očekávat černobílé odpovědi. Za prvé každý model je vždy pouze přibližným popisem skutečnosti, protože jakýkoliv skutečný jev je natolik složitý, že nám dnes nic jiného nezbyvá. Za druhé ekonomické modely vycházejí z historických dat, o kterých předpokládají, že se přibližně budou opakovat i v budoucnu. Za třetí ekonomické modely vycházejí z nauky o ekonomii, která se snaží popsat ekonomické chování všech účastníků ekonomiky, což je nadlidský úkol, neboť se jedná velmi komplexní systém, který má obrovské množství proměnných a jen velmi těžko jej lze exaktně popsat. Na ekonomicky zaměřených vysokých školách se je obvyklé, že celá bakalářská práce je zaměřená pouze na ekonomický model dané investice.

8.2 Režim provozu „nabíjím v noci, vybíjím během dne“

Nejprve bylo potřeba určit, v jakých intervalech nabíjet a poté zase vybíjet úložiště. Předpokládal jsem, že každých 24 hodin dojde k plnému nabití a vybití a že doba nabíjení i vybíjení je vždy stejná. Zde vzniká první nepřesnost, neboť účinnost jednoho cyklu není 100 [%], a proto se úložiště nikdy nemůže vybíjet stejným výkonem stejnou dobu jakou se nabíjelo. Já jsem účinnost úložiště zhodnotil tak, že se sice vybíjelo stejně dlouho jako se nabíjelo, ale zpět do sítě dodalo pouze **75 [%]** původně odebrané elektrické energie. Celková účinnost jednoho cyklu je pro PVE i VRFB cca 75 [%]. Vysoká účinnost je klíčová, protože jinak je značná část teoretické marže zmařena, neboť elektřinu musíme nejprve nakoupit a prodat můžeme pouze část očištěnou o ztráty. Dále jsem předpokládal, že nabíjecí i vybíjecí cyklus může každý trvat **maximálně 12 hodin** a že úložiště je vždy nabíjeno nebo vybíjeno maximálním dostupným výkonem. Pro všechny výsledky byl použit výkon **1 [MW]**. Teoreticky je možné, že lze dosáhnout optimálnějšího provozu, pokud bychom někdy povolili nabíjecí cyklus delší než 12 hodin a ne vždy nabíjely maximálním výkonem, ale náročnost analýzy by takto přesáhla rozsah práce. Za těchto předpokladů existuje 3456 unikátních párů nabíjecího a vybíjecího cyklu v rámci 24hodinového cyklu jako např. nabíjení od 22 hod do 5 hod dalšího dne a vybíjení od 12 hod do 18 hod. Kvůli jejich množství jsem si naprogramoval vlastní program v jazyce C, který mi vygeneroval všechny možné páry.

V dalším kroku bylo potřeba zjistit, které páry byly nejziskovější na základě analýzy historických dat cen, kterými byly ceny elektřiny v jednotlivých hodinách na denním a vnitrodenním trhu. Analyzoval jsem období od roku 2009 do roku 2019. Každý rok má 8760 hodin (přestupný 8784 hodin). Tedy celkem 96 408 hodnot cen elektřiny. Všechny tyto hodnoty musely být otestovány na každém možné páru z celkových 3 456. Proto jsem opět přistoupil k naprogramování vlastních programů v jazyce C pro provedení této analýzy – jeden pro denní trh, druhý pro vnitrodenní trh. Výsledkem je seznam 3 456 hodnot pro každý analyzovaný rok. Každá hodnota říká, jaké bylo dosaženo cash flow (CF) za daný rok při daném páru nabíjecího a vybíjecího intervalu. Délka intervalu je vlastně poměr mezi kapacitou úložiště ve [Wh] a maximálním výkonem úložiště ve [W]. V následujících tabulkách jsou uvedeny maxima dosaženého CF v daném roce pro danou délku intervalů. Barevné formátování je závislé na percentilu dané hodnoty v dané tabulce. Čím zelenější tím lepší protože cílem je maximalizovat CF. Pomlčka znamená, že v daném roce bylo CF záporné nebo nulové.

Denní trh

Tabulka 9: CF pouze z nákupu a prodeje elektřiny

délka intervalu [hod]	2009 [€·rok ⁻¹]	2010 [€·rok ⁻¹]	2011 [€·rok ⁻¹]	2012 [€·rok ⁻¹]	2013 [€·rok ⁻¹]	2014 [€·rok ⁻¹]	2015 [€·rok ⁻¹]	2016 [€·rok ⁻¹]	2017 [€·rok ⁻¹]	2018 [€·rok ⁻¹]	2019 [€·rok ⁻¹]
12	25 470	11 117	0	931	6 572	0	0	0	2 229	0	0
11	28 995	14 920	0	5 470	10 650	2 049	0	2 696	5 880	0	0
10	30 904	17 340	3 527	9 036	14 230	5 605	3 084	5 816	9 607	0	0
9	32 417	19 264	7 199	12 725	17 844	8 869	6 882	8 118	12 316	1 931	914
8	35 051	22 063	10 251	16 910	20 977	12 322	10 400	9 693	14 203	6 387	4 849
7	35 655	23 526	12 391	18 978	22 846	14 453	12 618	11 379	16 444	10 176	8 005
6	35 102	24 425	14 374	20 398	23 573	15 417	13 550	11 819	16 518	11 992	9 822
5	32 768	23 502	14 858	20 287	22 765	15 314	13 215	11 453	15 846	12 162	10 089
4	28 150	20 957	14 180	18 498	20 466	14 086	12 095	10 299	14 129	11 785	9 791
3	22 738	17 019	12 029	15 541	16 895	11 937	10 154	8 502	11 653	9 999	8 552
2	16 059	11 873	8 874	11 404	12 045	8 740	7 323	6 181	8 068	7 314	6 126
1	8 344	6 411	4 556	5 757	6 212	4 566	3 833	3 246	4 164	3 946	3 404

Tabulka 7: CF děleno maximem v daném roce

délka intervalu [hod]	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
12	71%	46%	0%	5%	28%	0%	0%	0%	13%	0%	0%
11	81%	61%	0%	27%	45%	13%	0%	23%	36%	0%	0%
10	87%	71%	24%	44%	60%	36%	23%	49%	58%	0%	0%
9	91%	79%	48%	62%	76%	58%	51%	69%	75%	16%	9%
8	98%	90%	69%	83%	89%	80%	77%	82%	86%	53%	48%
7	100%	96%	83%	93%	97%	94%	93%	96%	100%	84%	79%
6	98%	100%	97%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	99%	97%
5	92%	96%	100%	99%	97%	99%	98%	97%	96%	100%	100%
4	79%	86%	95%	91%	87%	91%	89%	87%	86%	97%	97%
3	64%	70%	81%	76%	72%	77%	75%	72%	71%	82%	85%
2	45%	49%	60%	56%	51%	57%	54%	52%	49%	60%	61%
1	23%	26%	31%	28%	26%	30%	28%	27%	25%	32%	34%

Tabulka 8: CF na jednotku kapacity pouze z nákupu a prodeje elektřiny

délka intervalu [hod]	2009 [€·rok ⁻¹ ·MW/h ⁻¹]	2010 [€·rok ⁻¹ ·MW/h ⁻¹]	2011 [€·rok ⁻¹ ·MW/h ⁻¹]	2012 [€·rok ⁻¹ ·MW/h ⁻¹]	2013 [€·rok ⁻¹ ·MW/h ⁻¹]	2014 [€·rok ⁻¹ ·MW/h ⁻¹]	2015 [€·rok ⁻¹ ·MW/h ⁻¹]	2016 [€·rok ⁻¹ ·MW/h ⁻¹]	2017 [€·rok ⁻¹ ·MW/h ⁻¹]	2018 [€·rok ⁻¹ ·MW/h ⁻¹]	2019 [€·rok ⁻¹ ·MW/h ⁻¹]
12	2 123	926	0	78	548	0	0	0	186	0	0
11	2 636	1 356	0	497	968	186	0	245	535	0	0
10	3 090	1 734	353	904	1 423	560	308	582	961	0	0
9	3 602	2 140	800	1 414	1 983	985	765	902	1 368	215	102
8	4 381	2 758	1 281	2 114	2 622	1 540	1 300	1 212	1 775	798	606
7	5 094	3 361	1 770	2 711	3 264	2 065	1 803	1 626	2 349	1 454	1 144
6	5 850	4 071	2 396	3 400	3 929	2 569	2 258	1 970	2 753	1 999	1 637
5	6 554	4 700	2 972	4 057	4 553	3 063	2 643	2 291	3 169	2 432	2 018
4	7 038	5 239	3 545	4 624	5 116	3 521	3 024	2 575	3 532	2 946	2 448
3	7 579	5 673	4 010	5 180	5 632	3 979	3 385	2 834	3 884	3 333	2 851
2	8 030	5 936	4 437	5 702	6 023	4 370	3 661	3 091	4 034	3 657	3 063
1	8 344	6 411	4 556	5 757	6 212	4 566	3 833	3 246	4 164	3 946	3 404

Vnitrodenní trh

Tabulka 12: CF na jednotku kapacity pouze z nákupu a prodeje elektřiny

délka intervalu [hod]	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
	[€·rok ⁻¹ ·MWh ⁻¹]	[€·rok ⁻¹ ·MWh ⁻¹]	[€·rok ⁻¹ ·MWh ⁻¹]	[€·rok ⁻¹ ·MWh ⁻¹]	[€·rok ⁻¹ ·MWh ⁻¹]	[€·rok ⁻¹ ·MWh ⁻¹]	[€·rok ⁻¹ ·MWh ⁻¹]	[€·rok ⁻¹ ·MWh ⁻¹]	[€·rok ⁻¹ ·MWh ⁻¹]	[€·rok ⁻¹ ·MWh ⁻¹]	[€·rok ⁻¹ ·MWh ⁻¹]
12	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
11	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
10	- €	- €	- €	- €	114 €	61 €	- €	117 €	367 €	- €	- €
9	- €	- €	- €	- €	491 €	381 €	4 €	414 €	749 €	477 €	- €
8	- €	- €	- €	- €	932 €	729 €	401 €	719 €	1 186 €	1 029 €	281 €
7	- €	- €	- €	64 €	576 €	1 342 €	813 €	1 032 €	1 753 €	1 577 €	799 €
6	- €	- €	- €	221 €	859 €	1 777 €	1 215 €	1 373 €	2 241 €	2 174 €	1 299 €
5	- €	- €	- €	432 €	1 087 €	2 169 €	1 440 €	1 569 €	2 626 €	2 552 €	1 647 €
4	57 €	- €	- €	693 €	1 285 €	2 660 €	1 726 €	1 787 €	2 961 €	2 947 €	1 952 €
3	84 €	- €	- €	868 €	1 513 €	2 906 €	1 968 €	2 054 €	3 222 €	3 197 €	2 273 €
2	206 €	9 €	- €	945 €	1 729 €	3 119 €	2 200 €	2 325 €	3 501 €	3 454 €	2 430 €
1	236 €	154 €	1 109 €	1 790 €	3 234 €	2 796 €	2 296 €	2 432 €	3 763 €	3 694 €	2 777 €

Tabulka 11: CF pouze z nákupu a prodeje elektřiny

délka intervalu [hod]	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
12	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
11	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
10	0%	0%	0%	0%	11%	7%	0%	14%	27%	0%	0%
9	0%	0%	0%	0%	41%	37%	0%	45%	50%	33%	0%
8	0%	0%	0%	35%	69%	63%	44%	70%	71%	63%	27%
7	0%	0%	16%	74%	87%	87%	78%	88%	91%	85%	68%
6	0%	0%	48%	95%	98%	100%	100%	100%	100%	100%	95%
5	0%	0%	78%	100%	100%	98%	99%	95%	98%	98%	100%
4	56%	0%	100%	95%	98%	92%	95%	87%	88%	90%	95%
3	61%	0%	94%	84%	80%	79%	81%	75%	72%	74%	83%
2	100%	12%	68%	64%	58%	58%	60%	56%	52%	53%	59%
1	57%	100%	40%	33%	30%	30%	31%	30%	28%	28%	34%

Tabulka 10: CF děleno maximem v daném roce

délka intervalu [hod]	2009 [€·rok ⁻¹]	2010 [€·rok ⁻¹]	2011 [€·rok ⁻¹]	2012 [€·rok ⁻¹]	2013 [€·rok ⁻¹]	2014 [€·rok ⁻¹]	2015 [€·rok ⁻¹]	2016 [€·rok ⁻¹]	2017 [€·rok ⁻¹]	2018 [€·rok ⁻¹]	2019 [€·rok ⁻¹]
12	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
11	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
10	- €	- €	- €	- €	1 140 €	614 €	- €	1 172 €	3 673 €	- €	- €
9	- €	- €	- €	- €	4 423 €	3 426 €	36 €	3 728 €	6 743 €	4 294 €	- €
8	- €	- €	- €	- €	7 458 €	5 832 €	3 208 €	5 756 €	9 489 €	8 230 €	2 249 €
7	- €	- €	451 €	4 029 €	9 392 €	8 050 €	5 690 €	7 227 €	12 274 €	11 042 €	5 592 €
6	- €	- €	1 327 €	5 155 €	10 663 €	9 228 €	7 293 €	8 240 €	13 447 €	13 045 €	7 792 €
5	- €	- €	2 160 €	5 434 €	10 843 €	9 042 €	7 202 €	7 845 €	13 131 €	12 762 €	8 236 €
4	230 €	- €	2 770 €	5 138 €	10 638 €	8 479 €	6 904 €	7 149 €	11 845 €	11 787 €	7 809 €
3	252 €	- €	2 605 €	4 540 €	8 718 €	7 334 €	5 904 €	6 161 €	9 666 €	9 592 €	6 819 €
2	413 €	18 €	1 890 €	3 457 €	6 239 €	5 315 €	4 400 €	4 651 €	7 003 €	6 908 €	4 860 €
1	236 €	154 €	1 109 €	1 790 €	3 234 €	2 796 €	2 296 €	2 432 €	3 763 €	3 694 €	2 777 €

Z tabulek č. 6 a 10 je patrné, že teoreticky dosažitelná CF se mění rok od roku. Na denním trhu byly podmínky pro tento provoz nejlepší v roce 2009 a postupně se zhoršovaly. Naopak na vnitrodenním trhu by byl provoz v letech na začátku sledovaného intervalu ztrátový a postupně se dostával do kladných čísel. V roce 2018 by byl provoz na obou trzích téměř shodný a v roce 2019 opět vychází o něco lépe denní (spotový) trh. Kvůli vysoké variabilitě výsledků ve sledovaném období uvádím ještě tabulky shrnující poslední tři roky.

Tabulka 13: Průměrné CF za poslední tři roky na denním trhu

Délka intervalu [hod]	Průměr CF za poslední tři roky [€·rok ⁻¹]
12	743
11	1 960
10	3 202
9	5 054
8	8 480
7	11 542
6	12 777
5	12 699
4	11 902
3	10 068
2	7 169
1	3 838

Tabulka 14: Průměrné CF za poslední tři roky na vnitrodenním trhu

Délka intervalu [hod]	Průměr CF za poslední tři roky [€·rok ⁻¹]
12	0
11	0
10	1 224
9	3 679
8	6 656
7	9 636
6	11 428
5	11 376
4	10 480
3	8 692
2	6 257
1	3 411

Na obou trzích vychází jako absolutně nejziskovější interval o délce 6 hodin, tedy takový, kdy se v noci baterie nabíjí 6 hodin a poté se přes den 6 hodin vybíjí. Avšak intervaly dlouhé 3 až 5 hodin dosahují velmi podobných absolutních CF, ale vyžadují menší investici. Proto dále uvádím tabulky shrnující průměrné CF na jednotku délky intervalu tedy na jednotku kapacity.

Tabulka 15: Průměrné CF na jednotku kapacity za poslední 3 roky na denním trhu

Délka intervalu [hod]	Průměr CF za poslední tři roky [$\text{€}\cdot\text{rok}^{-1}\cdot\text{MWh}^{-1}$]
12	62
11	178
10	320
9	562
8	1 060
7	1 649
6	2 130
5	2 540
4	2 975
3	3 356
2	3 585
1	3 838

Tabulka 16: Průměrné CF na jednotku kapacity za poslední 3 roky na vnitrodenním trhu

Délka intervalu [hod]	Průměr CF za poslední tři roky [$\text{€}\cdot\text{rok}^{-1}\cdot\text{MWh}^{-1}$]
12	0
11	0
10	122
9	409
8	832
7	1 377
6	1 905
5	2 275
4	2 620
3	2 897
2	3 128
1	3 411

Je vidět, že CF na jednotku kapacity dosahuje maxima při kapacitě takové, kdy se prázdné úložiště nabije maximálním výkonem za jednu hodinu a pro vyšší kapacity postupně klesá. Řekl bych, že ještě při kapacitě odpovídající číselně trojnásobku maximálního výkonu na denním a dvojnásobku na vnitrodenním je dosaženo dostatečně vysoké výnosnosti v porovnání s jednotkovou kapacitou. Volba větších kapacit nedává smysl z ekonomického úhlu pohledu. Hlavní důvodu jsou podle mě dva. Za prvé noční ceny zřejmě dosahují (v průměru) svého minima v krátkém intervalu několika hodin (2-4) a proto je dosaženo největšího rozdílu mezi příjmy z vybití a výdaji na nabití, když je úložiště co nejvíce nabito v tomto krátkém nočním čase, kdy jsou ceny minimální. Za druhé čím delší je interval, tím větší je pravděpodobnost, že se v daném intervalu trefíme i do hodin, které neodpovídají typickému průběhu což dále sníží ziskovost. Data tedy říkají, že je ekonomicky výhodnější mít úložiště s vyšším výkonem, které lze plně nabít za 1-3 hodiny. ⁻¹

8.3 Režim provozu „korekce odchylky subjektu zúčtování“

Subjekt zúčtování (SZ) je zodpovědný za svoji odchylku. Např. obchodník nakupuje na trzích dodávky elektřiny na základě odhadované celkové spotřeby jeho portfolia klientů. Po uplynutí dané hodiny se vyhodnotí, jestli jeho klienti celkem spotřebovali více, stejně nebo méně, než kolik nakoupil. Pokud se skutečná spotřeba liší od plánované, vzniká tzv. odchylka případně protiodchylka (více k odchylkám v předchozích kapitolách). Za odchylku je SZ odpovědný, což znamená, že za ní musí zaplatit „pokutu“ úměrnou její velikosti dle zúčtovací ceny odchylky pro danou hodinu. Pro obchodníka je nereálné mít dlouhodobě nulové odchylky, protože je silně nepravděpodobné takto přesně spotřebu odhadnout. Přesto je žádoucí mít je co nejmenší, protože výdaje na ně mu nepřinášejí žádný užitek.

Jedním z teoretických způsobů, jak snížit odchylku, je aktivně korigovat spotřebu portfolia pomocí úložiště elektrické energie. Navrhovaný způsob je následující. ČEPS neustále zajišťuje rovnováhu výkonů v síti, neboli zajišťuje, že se dodá v každý okamžik přesně tolik energie, kolik je skutečně spotřeba. Využívá k tomu regulační výkon, který poskytují za úplatu někteří výrobci (regulační výkon může poskytnout i velký odběratel – na povel ČEPSu sníží odběr). Tedy když nastane okamžik, kdy je celkový odběr ze sítě jiný, než se očekávalo, aktivuje se regulační výkon (kladný nebo záporný) pro vyrovnání tohoto rozdílu. Proto lze předpokládat, že když je např. v danou minutu kladný regulační výkon, znamená to, že systémová odchylka v danou minutu je záporná, neboli celkový odběr je vyšší, než se očekávalo (trh je krátký). Obráceně když je regulační výkon záporný, systémová odchylka by měla být kladná, protože celkový odběr je nižší než očekávaný (trh je dlouhý). Tato skutečnost je užitečná, protože systémová odchylka silně koreluje s odchylkou obchodníků, kteří jsou zároveň SZ (dle diskuze z traderem energií ze společnosti BOHEMIA ENERGY entity, a.s.). Tedy když je systémová odchylka kladná (záporná), velmi pravděpodobně je kladná (záporná) i odchylka obchodníka. Proto lze teoreticky v reálném čase na základě dat o aktuálním regulačním výkonu (který poskytuje ČEPS) určovat aktuální odchylku obchodníka, který je SZ. Navíc regulační výkon se nemění prudce z velkých záporných na velké kladné hodnoty z minuty na minutu. Jeho průběh je samozřejmě spojitý, a přestože v rámci jedné hodiny může několikrát změnit znaménko, když už např. kladný, typicky zůstane kladný několik dalších minut. Proto zápornost/kladnost regulačního výkonu v právě uplynulé minutě

může dobře predikovat zápornost/kladnost regulačního výkonu následující minuty. Proto navrhuji provozovat úložiště elektrické energie následovně. Na minutové bázi na základě dat o aktuálním regulačním výkonu nastavovat výkon úložiště. Pokud byl regulační výkon právě uplynulé minuty kladný, systém je krátký (a obchodník pravděpodobně taky) a úložiště se začne vybíjet (vracet energii do sítě) maximálním výkonem. Pokud byl regulační výkon právě uplynulé minuty záporný, systém je dlouhý (a obchodník pravděpodobně taky) a úložiště se začne nabíjet (odebírat energii ze sítě) maximálním výkonem. Absolutní hodnota rozdílu energie v úložišti na začátku a na konci dané hodiny vynásobená zúčtovací cenou odchylky dané hodiny se rovná ušetřeným nákladům na odchylku daného SZ. Je to proto, že odchylka se vyhodnocuje vždy za celou hodinu. Teoreticky je možné, že by se úložiště např. půl hodiny nabíjelo a poté půl hodiny vybíjelo stejným výkonem. Rozdíl energie v úložišti na začátku a na konci by byl nula, tedy i korekce odchylky SZ by byla nula a na poplatku za odchylku bychom nic neušetřili. Je to určitě jedna ze slabin tohoto velmi jednoduchého režimu provozu. Je důležité poznamenat, že tento režim provozu předpokládá, že příslušní regulátoři povolí provoz úložiště připojeného do elektrizační soustavy, který má na každou hodinu provozu plánovanou nulovou dodávku a nulový odběr elektrické energie. Díky tomu je pak jakékoliv dodané či odebrané množství energie okamžitě bráno jako odchylka (protiodchylka) a zpoplatněno dle zúčtovací ceny odchylky (protiodchylky) – tento provoz je samozřejmě možný jenom pokud je odchylka úložiště vyhodnocována v rámci odchylky celého portfolia klientů, protože odchylka úložiště musí korigovat odchylku zbytku portfolia, aby byl jeho provoz ekonomický. Na základě diskuzí s odborníky s oboru si myslím, že by tento režim provozu měl být proveditelný v ČR.

Kvůli vysoké dynamice tohoto režimu provozu se hodí pouze pro vanadovou redoxní průtočnou baterii a nehodí se pro přečerpávací vodní elektrárnu. Ve všech uvedených analýzách předpokládám nabíjecí i vybíjecí výkon úložiště 1 [MW] a účinnost 75 [%]. Je zajímavé, že PVE i VRFB dosahují velmi podobné účinnosti okolo 75 [%], ale účinnost VRFB více závisí na konkrétním režimu provozu, takže v reálném provozu je třeba ji očekávat spíše nižší. Rok 2019 zde není vyhodnocen, protože zdrojová data pro analýzu podle mě obsahovala chyby, což způsobovalo chybný chod programu na jejich analýzu a nebylo v mých silách data opravit v dostatečně krátkém čase – každý nepřestupný rok má 525 600 minut a tedy i stejný počet regulačních minut.

Tabulka 17: Celkové CF na jednotku kapacity za rok

délka intervalu [hod]	2010 [€·rok ⁻¹ ·MWh ⁻¹]	2011 [€·rok ⁻¹ ·MWh ⁻¹]	2012 [€·rok ⁻¹ ·MWh ⁻¹]	2013 [€·rok ⁻¹ ·MWh ⁻¹]	2014 [€·rok ⁻¹ ·MWh ⁻¹]	2015 [€·rok ⁻¹ ·MWh ⁻¹]	2016 [€·rok ⁻¹ ·MWh ⁻¹]	2017 [€·rok ⁻¹ ·MWh ⁻¹]	2018 [€·rok ⁻¹ ·MWh ⁻¹]
12	2 730	2 706	2 833	2 581	2 151	2 215	1 975	2 080	2 194
6	4 713	4 647	4 879	4 489	3 815	3 865	3 509	3 722	3 929
5	5 371	5 328	5 594	5 176	4 442	4 456	4 063	4 291	4 558
4	6 320	6 241	6 556	6 151	5 285	5 285	4 845	5 147	5 475
3	7 686	7 609	8 006	7 533	6 529	6 582	6 077	6 468	6 799
2	10 036	9 908	10 245	9 850	8 684	8 857	8 014	8 763	9 188
1	15 407	15 060	15 353	14 670	13 739	14 007	13 190	14 254	14 721
0,5	23 496	21 855	21 783	21 262	20 413	21 846	21 299	22 429	23 606
0,25	27 945	25 296	24 437	23 709	22 496	24 780	25 437	26 220	28 875

Tabulka 18: Celkové CF za rok neboli CF ušetřené na odchylkách

Délka intervalu [hod]	2010 [€·rok ⁻¹]	2011 [€·rok ⁻¹]	2012 [€·rok ⁻¹]	2013 [€·rok ⁻¹]	2014 [€·rok ⁻¹]	2015 [€·rok ⁻¹]	2016 [€·rok ⁻¹]	2017 [€·rok ⁻¹]	2018 [€·rok ⁻¹]
12	32 755	32 472	33 991	30 974	25 817	26 580	23 700	24 963	26 330
6	28 278	27 882	29 275	26 936	22 891	23 190	21 057	22 330	23 575
5	26 853	26 639	27 971	25 881	22 210	22 281	20 316	21 454	22 788
4	25 279	24 962	26 223	24 605	21 138	21 139	19 380	20 589	21 902
3	23 057	22 827	24 019	22 599	19 588	19 746	18 230	19 405	20 398
2	20 072	19 817	20 491	19 700	17 368	17 715	16 028	17 526	18 375
1	15 407	15 060	15 353	14 670	13 739	14 007	13 190	14 254	14 721
0,5	11 748	10 927	10 892	10 631	10 206	10 923	10 649	11 214	11 803
0,25	6 986	6 324	6 109	5 927	5 624	6 195	6 359	6 555	7 219

Na rozdíl od režimu provozu „nabím v noci, vybím během dne“ zde nepozorujeme výraznou variabilitu CF v čase. Teoreticky ušetřené výdaje na odchylky byly sice vyšší v letech na začátku sledovaného intervalu ale ne výrazně. Nižší variabilitu CF hodnotím pozitivně, neboť je žádoucí. Pokud je pravděpodobné, že CF z daného režimu provozu se rok od roku může výrazně změnit, málokdo bude ochotný do takového projektu investovat.

Obdobně jako u režimu „nabím v noci, vybím během dne“ roste CF s klesající kapacitou úložiště. Myslím si, že jedním z příčin je způsob, kterým se vyhodnocuje odchylka. Jak jsem psal, teoreticky je možné, že se úložiště bude půl hodiny nabíjet a poté půl hodiny vybíjet a úložiště bude na konci hodiny nabitě stejně jako na jejím začátku. Protože odchylka se vyhodnocuje jednou za hodinu, neušetřili bychom ani korunu v takové situaci. Myslím si, že úložiště s malou kapacitou dosahuje nejvyšší výnosnosti na jednotku kapacitu, protože kapacita větších úložišť je často zbytečně nabíjena a vybíjena v rámci hodiny tam a zpět, což pro nás není užitečné.

Níže opět uvádím shrnutí celkového CF a CF na jednotku kapacity za tři roky (důvod vynechání roku 2019 viz úvod této podkapitoly).

Tabulka 19: Průměr CF za roky 2016, 2017 a 2018

Délka intervalu [hod]	Průměr CF za 2016, 2017 a 2018 [€·rok ⁻¹]
12	24 997
6	22 321
5	21 520
4	20 624
3	19 344
2	17 310
1	14 055
0,5	11 222
0,25	6 711

Tabulka 20: Průměr CF na jednotku kapacity za roky 2016, 2017 a 2018

Délka intervalu [hod]	Průměr CF za 2016, 2017 a 2018 [€·rok ⁻¹ ·MWh ⁻¹]
12	2 083
6	3 720
5	4 304
4	5 156
3	6 448
2	8 655
1	14 055
0,5	22 445
0,25	26 844

8.4 Ekonomický model přečerpávací vodní elektrárny

V předchozích kapitolách jsem se zmínil o tom, že přečerpávací vodní elektrárna typicky vyniká vysokou kapacitou a nevýhodou je její slabší dynamika. Náběh z nuly na maximální výkon trvá řádově desítky až stovky sekund. Proto jsem se rozhodl namodelovat její fungování v režimu, kdy je nabíjena z elektrizační soustavy v noci a vybíjena do elektrizační soustavy přes den, protože historicky vždy existoval a stále existuje spread (rozdíl cen) mezi dnem a nocí, kvůli rozdílným poptávkám. Přes den je samozřejmě vyšší poptávka a proto i vyšší cena.

Výsledky ekonomického modelu jsou shrnuty v tabulkách na další straně ve formě výkazu zisku a ztrát a ukazatelů IRR, NPV a prostá doba návratnosti. Z výkazu je zřejmé, že investice do PVE pro provoz v tomto režimu se určitě ekonomicky nevyplatí za současných podmínek. Protože z předchozích analýz vyšla jako nejziskovější kapacita taková, která se maximálním výkonem úložiště nabije (a vybije) za 1 hodinu, byla zvolena jako předpoklad ekonomického modelu. Již zde vzniká problém, protože PVE jsou charakteristické tím, že mají kapacitu relativně velkou neboli maximálním výkonem se nabíjí (vybíjí) řádově jednotky hodin. Např. PVE Dlouhé stráně cca 6 hodin a výzkumné rešerše (zmíněné v kapitole o PVE) reportují průměrnou kapacitu současných PVE okolo 8násobku maximálního výkonu (tedy kapacita ve Wh je číselně rovna osminásobku max. výkonu ve W). Uvedené investiční náklady PVE na jednotku kapacity mohou být zavádějící, protože nelze předpokládat, že PVE s kapacitou např. 1 [GWh] bude osmkrát levnější než PVE s kapacitou 8 [GWh]. Důvodem je to, že řada nákladů spojených s výstavbou PVE tolik nezávisí na konkrétní kapacitě – zkrátka u větších PVE je dosahováno úspor z rozsahu. A přesto ani PVE s kapacitou, kterou lze nabít (vybít) max. výkonem za 1 hodinu nevychází ziskově. Naopak vychází silně ztrátové viz. tabulky na další straně. NPV vychází -135 319 euro při diskontní sazbě 10 [%], přičemž investiční náklady na projekt jsou 150 000 euro, protože uvažuji úložiště o kapacitě 1 [MWh] s výkonem 1 [MW] a investičními náklady 150 euro na 1 kWh. V kapitole o PVE jsem psal, že investiční náklady na PVE jsou v dnešní době mezi 100 a 200 euro na kWh kapacity. Tedy 150 euro na kWh je konzervativní předpoklad, a přesto investice hrubě nevychází. Abychom dosáhli alespoň nulového NPV při diskontu 10 [%], investiční náklady by musely klesnout na 30,2 euro na kWh. Životnost projektu byla stanovena na 40 let, což je nejspíše konzervativní odhad, protože publikované rešerše (uvedené v kapitole o PVE č. 7.3) odhadují průměrnou životnost současných PVE na 40 až 80 let a např. životnost PVE Dlouhé stráně je odhadována až na 100 let. Bohužel zde zamýšlený režim provozu toho neumí využít. Problémem tkví

v tom, že výdaje na provoz úložiště budou jednak podléhat inflaci, jednak s časem růst kvůli vyššímu opotřebení. Bohužel příjmy nejspíše růst nebudou. Z již prezentovaných dat spíše vyplývá, že výhodnost tohoto provozu rok od roku klesá. Důvodem je možná rozvoj FVE, které se kryjí s nejvyšší poptávkou zhruba uprostřed dne čímž zmenšují velikost spreadu cen ve dne a v noci. Těžko říci, protože důvodů může být mnoho. Přesto lze na základě uvedených dat předpokládat, že výhodnost tohoto režimu provozu bude spíše klesat, protože výdaje na provoz budou růst kvůli inflaci a opotřebení zařízení a příjmy budou nejspíše klesat. Uvedené výsledky ekonomického modelu dále uvažují uhrazení investičních výdajů ze 100 [%] investorem což je také spíše nepravděpodobné. U velkých investic je typické, že značná část investičních výdajů je hrazena z např. bankovního úvěru. Půjčovat si peníze samozřejmě celý projekt dále prodražuje kvůli úrokům z půjčené jistiny a poplatkům za půjčku. Částečné financování bankovním úvěrem jsem do modelu zanesl, ale nakonec jsem ho kvůli vysoké ztrátovosti vypustil, protože tento projekt tak jako tak nedává ekonomický smysl. Vzhledem k tomu, že se u PVE nepoužívají moderní technologie, u kterých by teoreticky byl prostor pro výrazný pokles cen, myslím si, že pokud se významně nezmění situace na trzích s elektřinou, tento režim provozu PVE nebude nikdy ekonomicky rentabilní. Vnitrodenní trh poskytuje ještě nižší potenciál pro zisk, a proto jsem jeho ekonomický model vynechal.

Výsledky ekonomického modelu provozu PVE na denním trhu

Tabulka 22: Výkaz zisku a ztrát PVE na denním trhu

čísťky v EUR	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
Výnosy	778	717	655	591	526	460	392	323	253	181	108	33	-43	-120	-199	-280	-363	-447	-532	-620
Provozní náklady	-3 060	-3 121	-3 184	-3 247	-3 312	-3 378	-3 446	-3 515	-3 585	-3 657	-3 730	-3 805	-3 881	-3 958	-4 038	-4 118	-4 201	-4 285	-4 370	-4 458
EBITDA	-2 282	-2 404	-2 529	-2 656	-2 786	-2 919	-3 054	-3 192	-3 332	-3 476	-3 622	-3 771	-3 923	-4 079	-4 237	-4 399	-4 563	-4 731	-4 903	-5 078
Danové odpisy	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EBIT	-2 282	-2 404	-2 529	-2 656	-2 786	-2 919	-3 054	-3 192	-3 332	-3 476	-3 622	-3 771	-3 923	-4 079	-4 237	-4 399	-4 563	-4 731	-4 903	-5 078
Úroky	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EBT	-2 282	-2 404	-2 529	-2 656	-2 786	-2 919	-3 054	-3 192	-3 332	-3 476	-3 622	-3 771	-3 923	-4 079	-4 237	-4 399	-4 563	-4 731	-4 903	-5 078
Dan z příjmu v %	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%
Dan z příjmu	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EAT	- 2 282	- 2 404	- 2 529	- 2 656	- 2 786	- 2 919	- 3 054	- 3 192	- 3 332	- 3 476	- 3 622	- 3 771	- 3 923	- 4 079	- 4 237	- 4 399	- 4 563	- 4 731	- 4 903	- 5 078

čísťky v EUR	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Výnosy	778	717	655	591	526	460	392	323	253	181	108	33	-43	-120	-199	-280	-363	-447	-532	-620
Provozní náklady	-3 060	-3 121	-3 184	-3 247	-3 312	-3 378	-3 446	-3 515	-3 585	-3 657	-3 730	-3 805	-3 881	-3 958	-4 038	-4 118	-4 201	-4 285	-4 370	-4 458
EBITDA	-2 282	-2 404	-2 529	-2 656	-2 786	-2 919	-3 054	-3 192	-3 332	-3 476	-3 622	-3 771	-3 923	-4 079	-4 237	-4 399	-4 563	-4 731	-4 903	-5 078
Danové odpisy	-7 500	-7 500	-7 500	-7 500	-7 500	-7 500	-7 500	-7 500	-7 500	-7 500	-7 500	-7 500	-7 500	-7 500	-7 500	-7 500	-7 500	-7 500	-7 500	0
EBIT	-9 782	-9 904	-10 029	-10 156	-10 286	-10 419	-10 554	-10 692	-10 832	-10 976	-11 122	-11 271	-11 423	-11 579	-11 737	-11 899	-12 063	-12 231	-12 403	-5 078
Úroky	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EBT	-9 782	-9 904	-10 029	-10 156	-10 286	-10 419	-10 554	-10 692	-10 832	-10 976	-11 122	-11 271	-11 423	-11 579	-11 737	-11 899	-12 063	-12 231	-12 403	-5 078
Dan z příjmu v %	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%
Dan z příjmu	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EAT	- 9 782	- 9 904	-10 029	-10 156	-10 286	-10 419	-10 554	-10 692	-10 832	-10 976	-11 122	-11 271	-11 423	-11 579	-11 737	-11 899	-12 063	-12 231	-12 403	- 5 078

Tabulka 21: Ekonomické ukazatele provozu PVE na denním trhu

IRR	/
NPV	-135 319 €
Prostá doba návratnosti	nikdy
Reálná doba návratnosti	nikdy

8.5 Ekonomický model vanadové redoxní průtočné baterie

Elektrochemická úložiště obecně vynikají vyšší dynamikou než PVE. VRFB jsou schopny podat maximální výkon v řádu desetin až jednotek vteřin, a proto jsou teoreticky vhodné pro režim provozu korekce odchylky SZ, kde dochází ke změně výkonu na minutové bázi.

Výsledky ekonomického modelu jsou opět shrnuty formou tabulek na další straně. Shrnují výkaz zisku a ztrát a hlavní ekonomické ukazatele. Předpoklady jsou životnost 20 let, příjmy z provozu dle předchozích analýz a diskontní sazba opět 10 [%]. I v analýze tohoto provozu vyšlo (viz předchozí podkapitoly), že nejvyššího příjmu na jednotku kapacity je dosaženo u úložišť s malou kapacitou. Nejlépe v tomto ohledu vychází kapacita, která se plným výkonem nabije za čtvrt hodiny. Možné důvody jsou podrobněji popsány v příslušné kapitole. Myslím si, že jsou dva hlavní. Za první je baterie v tomto režimu provozu často plně nabitá nebo plně vybitá a nemůže tak užitečně pracovat. Za druhé vyšší kapacita je pravděpodobně často využívána zbytečně, neboť v rámci jedné hodiny může dojít k jejímu nabití a poté vybití což nepřinese žádný ekonomický užitek kvůli způsobu zúčtování odchylek. Pro ekonomický model jsem vybral tedy úložiště, které se maximálním výkonem nabije za 15 min. Obdobně jako u PVE zde vzniká nepřesnost v předpokládaných nákladech, protože typická VRFB má číselný poměr kapacity a maximálního výkonu okolo 4. Tedy maximálním výkonem by se nabíjela 4 hodiny. Protože kapacita VRFB je daná především množstvím elektrolytu, nelze předpokládat, že baterie o číselném poměru kapacity a výkonu 0,25 bude mít 16krát nižší investiční náklady, protože řada nákladů nezávisí na kapacitě. Např. náklady na článek obsahující membránu závisí hlavně na výkonu. Zklamáním je fakt, že i přes tuto nepřesnost, která uměle snižuje náklady na malé úložiště, vychází zamýšlený režim provozu při současných cenách ztrátově. Je to kombinace vysokých investičních nákladů a zřejmě nevhodného režimu provozu, který byl záměrně zvolen relativně jednoduchý s cílem otestovat, zda velmi jednoduchý způsob rozhodování může poskytnout prostor pro zisk. Motivací je zkušenost, že komplexnost a náročnost modelu rozhodování neroste lineárně s množstvím parametrů, na základě kterých se rozhoduje. Aby bylo dosaženo alespoň nulového NPV s diskontem 10 [%], investiční náklady by musely klesnout na cca 209 640 euro na 1 [MWh]. Protože VRFB je spíše nová technologie, která je málo rozšířená, potenciál pro pokles její ceny je spíše větší než u PVE. Myslím si, že stejně důležité je najít jiný režim provozu, který lépe využije přednosti baterie. Teoreticky je možné, že baterii lze provozovat ziskově i pro korekci odchylky, „jen“ je potřeba najít funkční model řídicí její provoz.

Výsledky ekonomického modelu provozu VRFB v režimu korekce odchylky SZ

Tabulka 24: Výkaz zisku a ztrát VRFB
v režimu korekce odchylky SZ

čísťky v EUR	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Výnosy	4 798	4 760	4 721	4 681	4 641	4 599	4 557	4 514	4 470	4 425	4 380	4 333	4 285	4 237	4 187	4 137	4 086	4 033	3 979	3 925
Provozní náklady	-1 913	-1 951	-1 990	-2 030	-2 070	-2 112	-2 154	-2 197	-2 241	-2 286	-2 331	-2 378	-2 426	-2 474	-2 524	-2 574	-2 625	-2 678	-2 732	-2 786
EBITDA	2 886	2 809	2 731	2 652	2 571	2 488	2 403	2 317	2 229	2 140	2 048	1 955	1 860	1 763	1 664	1 563	1 460	1 355	1 248	1 139
Datové odpisy	-6 250	-6 250	-6 250	-6 250	-6 250	-6 250	-6 250	-6 250	-6 250	-6 250	-6 250	-6 250	-6 250	-6 250	-6 250	-6 250	-6 250	-6 250	-6 250	-6 250
EBIT	-3 364	-3 441	-3 519	-3 598	-3 679	-3 762	-3 847	-3 933	-4 021	-4 110	-4 202	-4 295	-4 390	-4 487	-4 586	-4 687	-4 790	-4 895	-5 002	-5 109
Úroky	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EBT	-3 364	-3 441	-3 519	-3 598	-3 679	-3 762	-3 847	-3 933	-4 021	-4 110	-4 202	-4 295	-4 390	-4 487	-4 586	-4 687	-4 790	-4 895	-5 002	-5 109
Dat z příjmu v %	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%
Dat z příjmu	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-216
EAT	3 364	- 3 441	- 3 519	- 3 598	- 3 679	- 3 762	- 3 847	- 3 933	- 4 021	- 4 110	- 4 202	- 4 295	- 4 390	- 4 487	- 4 586	- 4 687	- 4 790	- 4 895	- 5 002	922

čísťky v EUR	2041	2042	2043	2044	2045
Výnosy	4 798	4 760	4 721	4 681	4 641
Provozní náklady	-1 913	-1 951	-1 990	-2 030	-2 070
EBITDA	2 886	2 809	2 731	2 652	2 571
Datové odpisy	0	0	0	0	0
EBIT	2 886	2 809	2 731	2 652	2 571
Úroky	0	0	0	0	0
EBT	2 886	2 809	2 731	2 652	2 571
Dat z příjmu v %	19%	19%	19%	19%	19%
Dat z příjmu	-548	-534	-519	-504	-488
EAT	2 338	2 276	2 212	2 148	2 082

Tabulka 23: Ekonomické ukazatele
VRFB v režimu korekce odchylky SZ

IRR	-1%
NPV	-76 701 €
Prostá doba návratnosti	nikdy
Reálná doba návratnosti	nikdy

8.6 Alternativní režimy provozu

Navrhované režimy provozu vybraných úložišť se ukázaly jako ztrátové za současných cen. Vzhledem k jejich pravděpodobnému dalšímu poklesu výnosnosti na základě analýz uvedených na začátku této kapitoly zřejmě nebudou ziskové ani v příštích několika letech, protože investiční a provozní výdaje by musely klesnout výrazně. Investiční řádově o desítky procent. U PVE je to podle mě vyloučeno, u VRFB si to teoreticky umím představit, protože se zatím jedná o málo rozšířenou technologii. Na druhou stranu rostoucí poptávka po vanadu do elektrolytu VRFB může cenu naopak vyhnat nahoru. Problematika VRFB by si sama zasloužila rozsáhlou detailní analýzu.

Napadají mě dva další možné postupy. Za prvé ponaučit se z dosavadních výsledků a zkusit vylepšit navrhované režimy provozu tak, aby dosahovaly vyšších výnosů nebo vymyslet úplně nové. Ukázalo se, že jednoduché rozhodovací modely zřejmě nestačí, a proto by další uvažované modely měly být propracovanější a specifitější. Druhým možným postupem je zanalyzovat provoz úložiště jako nasmlouvané regulační kapacity tedy jako poskytovatele podpůrných služeb (PpS), které odebírá ČEPS pro zajištění výkonové rovnováhy. Hlavní výhodou tohoto režimu je, že provozovatel regulační kapacity dostává zapláceno po celou dobu, po kterou je připraven poskytnout regulační výkon. Vydělává i tehdy, kdy žádný výkon nedodává a když už nějaký dodává, dostane zapláceno i za dodanou regulační energii (dle diskuze s členem dozorčí rady společnosti SEV.EN EC, a.s., která vlastní uhelnou elektrárnu ve Chvaleticích). Proto lze teoreticky vydělávat na každém nabíjení a vybíjení, na rozdíl od zde analyzovaného režimu provozu korekce odchylky SZ, kde je příjem z provozu daný pouze rozdílem odebrané a dodané elektřiny na konci každé hodiny. Analýza provozu úložiště jako poskytovatele PpS vyžaduje i nastudování současné legislativy, neboť tradičně je poskytování PpS umožněno pouze točivým strojem. ČEPS již podnikl kroky směrem k umožnění bateriím začít nabízet některé PpS v roce 2018⁶¹. V Německu již v roce 2018 mohly baterie poskytovat i primární regulaci frekvence (viz článek v předchozí referenci). Tedy

⁶¹ Jan Budín, „ČEPS otevírá bateriím trh s podpůrnými službami, zatím však pouze jeho část“, léto 2018, [cit. 2020-5-10], <https://oenergetice.cz/akumulace-energie/ceps-otevira-bateriim-trh-podpurnymi-sluzbami-zatim-vsak-cast>.

současný trend jde bateriím naproti, což je podle další důvod pro navazující analýzu hodnotí provoz různých baterií jako poskytovatelů PpS.

9 Zhodnocení

9.1 Analýza vývoje a současného stavu přebytků elektrické energie v elektrizační soustavě ČR s Německa

Na objektivních datech jsem ukázal, že Německo má významnější zastoupení větrných (VTE) a fotovoltaických (FVE) elektráren než ČR. VTE a FVE v Německu mají vyšší absolutní instalovaný výkon i relativní instalovaný výkon (podíl na celkovém instalovaném). Jejich instalovaný výkon je tak velký, že převyšuje dokonce průměrné zatížení Německé sítě. V ČR je relativně málo instalovaného výkonu VTE a relativně dost instalovaného výkonu FVE. Dohromady jejich instalovaný výkon odpovídá cca 1/3 průměrného zatížení ČR.

Dále jsem ukázal, že intermitentní výroba FVE je typicky pravidelnější a lépe kopíruje typické zatížení než intermitentní výroba VTE. Protože se v každý okamžik musí výkony do sítě dodávané a odebírané rovnat, a protože přebytek nabídky elektřiny vede k poklesu cen na trzích s elektřinou, a protože díky současné dotační politice dodávají VTE a FVE výkon do sítě vždy, když to povětrnostní a slunečné podmínky umožňují, bez ohledu na aktuální cenu elektřiny, mají obvykle VTE a FVE (především VTE) velký vliv na cenu elektřiny na krátkodobých trzích v dobách převisu nabídky elektřiny nad poptávkou. Na historických průbězích jsem ukázal, že tomu tak skutečně bývá. Netriviální nárůst výroby VTE skutečně vede k poklesu cen na denním a vnitrodenním trhu. Tedy nízké ceny lze vnímat jako signál příliš vysoké nabídky, a proto podle nich lze určit, v jakých hodinách vznikají přebytky elektrické energie. Díky práci správcům přenosových soustav se vždy dodá pouze tolik, kolik je skutečně potřeba, proto je potřeba slovní spojení „přebytky elektrické energie“ brát s rezervou. Popisují spíše přebytky aktuálně dostupné výrobní kapacity.

Nakonec jsem ukázal, že Německo s větším zastoupením VTE a FVE častěji dosahuje záporných cen na denním trhu než ČR. Záporné ceny jsem výsledkem především současné dotační politiky, díky které stále většina majitelé VTE a FVE vydělává na zákonem stanovených bonusech za každou vyrobenou a dodanou [Wh] a ne na tržné stanovených cenách. Proto vyrábí i tehdy, kdy nabídka natolik převýšila poptávku, že cena klesla do záporných hodnot.

9.2 Technická a ekonomická analýza vybraných metod akumulace elektrické energie

Pro analýzu jsem vybral dvě technologie. Přečerpávací vodní elektrárny (PVE) a vanadové redoxní průtočné baterie (VRFB).

PVE se ukázaly jako lety prověřená funkční technologie s vysokou kapacitou akumulované energie, velmi dlouhou životností v řádu vyšších desítek let a relativně nízkými investičními náklady na jednotku kapacity v porovnání s jinými metody akumulace elektrické energie. Jejich nevýhody jsou především vysoké absolutní investiční náklady, doba výstavby řádově vyšší jednotky až nižší desítky let, nutnost politické podpory kvůli rozsahu stavby a shoda řady podmínek pro vhodné umístění. PVE dávají z technického hlediska smysl pro vyrovnávání zatížení sítě v řádu vyšších jednotek hodin, protože díky využití točivých elektrických strojů jako motoru, resp. generátoru dosahují typický výkonu v řádu stovek [MW] a kapacit v řádu jednotek [GWh] což tak vysoké hodnoty, že už mají potenciál významně ovlivnit aktuální stav v síti. Naopak nedávají smysl pro okamžitou regulaci (tedy primární regulaci), protože jejich dynamika by nejspíše neumožnila takto rychlé změny výkonu. Typicky jim trvá až desítky vteřin náběh z nulového na maximální výkon. Důvodem bude už jen velká setrvačnost rotačních hmot. V další části zhodnocení okomentuji ekonomiku jejich provozu.

VRFB obecně sice nejsou zbrusu nová technologie, ale zároveň nejsou moc rozšířené a používané. Možná i proto dosahují jejich investiční náklady na jednotku kapacity vysokých hodnot okolo 500 euro na 1 kWh, na druhou stranu prvek vanad, který je použit v jejich elektrolytu je náročný na těžbu a masivnější rozšíření VRFB by naopak mohlo vést k jejich celkovému prodražení. Vynikají především dlouhou životností, která dosahuje řádově desítek tisíc cyklů a cca 25 let. Přitom elektrolyt, který tvoří s membránou většinu nákladů, degraduje minimálně. Velmi užitečné je, že jejich výkon a kapacita jsou na sobě nezávislé, protože výkon je dán vlastnostmi článku, který obsahuje mimo jiné iontoměničovou membránu, a kapacita množstvím elektrolytu v nádržích. Parametry baterie lze proto nastavit přesně na danou aplikaci. V porovnání s PVE nabízejí vysokou dynamiku, protože maximální výkon jsou schopny podat z nuly do cca dvou až tří sekund. Teoreticky se tak můžou být vhodné jak pro akumulaci většího množství elektrické energie, tak pro krátkodobější uložení naopak s vyšší dynamikou. V další části zhodnocení okomentuji ekonomiku jejich provozu.

9.3 Ekonomické modely investice do vybraných řešení akumulace elektrické energie z elektrizační soustavy

Zhodnocení ekonomiky provozu úložišť v navrhovaných režimech provozů skončilo zklamáním. Ani jeden z nich se neukázal jako ziskový při současných investičních nákladech na vybrané technologie.

PVE byla modelována v režimu provozu, kdy je nabíjena v noci a vybíjena přes den, přičemž zisk měl pramenit z rozdílu cen během dne a v noci na denním a vnitrodenním trhu. Kvůli vyšší poptávce přes den jsou ceny typicky vyšší než v noci. Vlastní program na analýzu tohoto režimu provozu nejprve poskytl odpověď na otázku, jaký pár intervalů nabíjení a vybíjení poskytuje největší potenciál pro zisk. Ukázalo se, že největšího zisku na jednotku kapacity je dosaženo u nejmenšího uvažovaného úložiště. Bohužel ani u něho nebylo v následném ekonomickém modelu dosaženo ziskovosti investice dokonce ani kladného kumulativního cash flow. Investiční náklady by musely klesnout na cca 1/3 současných, aby se provoz vyplatil, což je podle mě u PVE silně nepravděpodobné.

VRFB byla namodelována v režimu provozu, kdy se pomocí ní koriguje odchylka SZ na základě aktuálního regulačního výkonu. Regulační výkon je totiž nasazován pouze pokud je nenulová systémová odchylka a obchodníci s elektřinou, kteří jsou SZ, mají typicky odchylku stejným směrem jako systémová. Protože náklady na odchylky nepřináší obchodníkovi užitek, je žádoucí odchylku minimalizovat. Bohužel ani tento režim provozu by byl ztrátový. Investiční náklady by musely klesnout ze současných cca 500 na alespoň 210 euro na 1 kWh, aby navrhovaný režim provozu fungoval ekonomicky – tedy aby bylo dosaženo alespoň čistě současné hodnoty při diskontu 10 [%].

Bohužel se ukázalo, že jednoduché rozhodovací modely řídící provoz vybraných úložišť nestačí pro dosažení ekonomického užitku. Myslím si, že by se musely výrazně zkvalitnit nebo by se musely navrhnout úplně jiné. Mrzí mě, že jsem nebyl schopný navrhnout užitečný režim provozu úložiště, který by uměl využít současného trendu častějšího výskytu velmi nízkých až záporných cen elektřiny na denním a vnitrodenním trhu. Postupně jsem totiž došel k závěru, že komplexnost potřebného rozhodovacího modelu převyšuje rozsah práce a mých současných znalostí.

Po vypracování této práce si myslím, že největší potenciál pro ekonomicky ziskový provoz těchto úložišť je v režimu dodavatele podpůrných služeb, protože v takovém režimu provozu dostává provozovatel zapláceno za každou hodinu, kdy je připraven poskytnout regulační výkon a také za skutečně dodanou či odebranou regulační energii. Teoreticky úložiště vydělává neustále už jen svou připraveností a zároveň každým nabitím či vybitím. Myslím si, že takový režim provozu je nejvíce perspektivní pro současná úložiště a rád bych ho někdy v budoucnu detailněji zpracoval.

9.4 Závěr

Myslím si, že díky významnému rozvoji intermitentních zdrojů elektrické energie budou mít úložiště této energie uplatnění, přestože se mi ho v této práci nepodařilo najít. Přikláním k názoru, že provoz úložišť čistě v tržním režimu, kdy je nabíjeno (nakupováno) a vybíjeno (prodáváno) kdykoliv kdy to provozovatel úložiště uzná za vhodné, je spíše nevhodná strategie, neboť potenciál pro zisk z těchto provozů je limitovaný mnoha faktory a rok od roku variabilní. Naopak mi přijde perspektivní provoz úložišť elektrické energie jako regulační kapacity, kterou potřebuje ČEPS. Tento režim provozu teoreticky nabízí více zdrojů příjmů, protože se platí už jen za připravenost výkon dodat a dále i za skutečně dodanou energii. Zároveň teoreticky nabízí vyšší jistotu příjmů, neboť ty vyplývají z vzájemné smluvní dohody mezi provozovatelem a ČEPSem, který regulační kapacitu potřebuje neustále. Proto bych se dále zaměřil především na analýzu toho, zda a jak je vůbec možné provozovat vybraná úložiště elektrické energie jako smluvní regulační kapacity. Snahu o nalezení ekonomicky rentabilního režimu provozu na krátkodobých trzích bych odsunul na druhou kolej.

10 Seznam zdrojů

- 1) Budín, Jan. „ČEPS otevírá bateriím trh s podpůrnými službami, zatím však pouze jeho část“, léto 2018, [cit. 2020-5-10], <https://oenergetice.cz/akumulace-energie/ceps-otevira-bateriim-trh-podpurnymi-sluzbami-zatim-vsak-cast>.
- 2) BREALEY, Richard A., Stewart C. MYERS a Franklin ALLEN. Teorie a praxe firemních financí. 2., aktualiz. vyd. Přeložil Vladimír GOLIK, přeložil Zdeněk MUŽÍK, přeložil Liběna STIEBITZOVÁ. Brno: BizBooks, 2014. ISBN 978-80-265-0028-5.
- 3) CENEK, Miroslav. Akumulátory od principu k praxi. Praha: FCC Public, 2003. ISBN 80-865-3403-0.
- 4) C-Energy Planá, „Energetický zdroj C-Energy Planá uvádí do provozu největší bateriové úložiště v ČR dodané firmou Siemens“, 20. září 2019, [cit. 2020-5-10] https://www.c-energy.cz/upload/Aktuality/TZ_Bateriove_uloziste_C_Energy_Plana.pdf.
- 5) ČEPS, „Webové stránky ČEPS“, [cit. 2020-5-10], <https://www.ceps.cz/cs/data>.
- 6) ČESKO, „Vyhláška č. 408/2015 Sb. o Pravidlech trhu s elektřinou“ [cit. 2020-5-10], <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2015-408>.
- 7) ČEZ, „Přečerpávací vodní elektrárny u nás“, in *Encyklopedie energetiky*, [cit. 2020-5-10], https://www.cez.cz/edee/content/file/static/encyklopedie/encyklopedie-energetiky/06/precerpel_1.html.
- 8) ČEZ, a.s., Vodní elektrárny, *Fotografie PVE Dlouhé stráně*, [cit. 2020-5-10], <https://www.dlouhe-strane.cz/strane/fotogalerie>.
- 9) EERA, „Pumped Hydro Energy Storage“, [cit. 2020-5-10], https://eera-es.eu/wp-content/uploads/2016/03/EERA_Factsheet_Pumped-Hydro-Energy-Storage.pdf.
- 10) ERÚ, „Roční zpráva o provozu ES ČR 2018“, [cit. 2020-5-10], <https://www.eru.cz/cs/zpravy-o-provozu-elektrizacni-soustavy>.
- 11) ERÚ, „Roční zprávy o provozu ES ČR 2009 až 2018“, [cit. 2020-5-10], <https://www.eru.cz/cs/zpravy-o-provozu-elektrizacni-soustavy>.
- 12) Fraunhofer ISE, „Bar charts on electricity generation“, 2019, [cit. 2019-12-20], <https://energy-charts.de/energy.htm>.

- 13) Fraunhofer ISE, „Installed power in Germany“, 2019, [cit. 2019-12-20], https://energy-charts.de/power_inst.htm.
- 14) Halliday, David, Robert Resnick, Jearl Walker, Petr Dub, Miroslav Černý, a Vysoké učení technické v Brně. *Fyzika*. Brno: VUTIUM, 2013.
- 15) Li, Song. „Analysis on the Response Time of the Battery Energy Storage System“, 2014, [cit. 2020-5-10], https://www.worldscientific.com/doi/abs/10.1142/9789814678971_0080.
- 16) Majling, Eduard. „Záporné ceny elektřiny mohou být v nadcházejících letech běžnější, do roku 2030 by ale měly vymizet“. O Energetice, zima 2019. [cit. 2010-12-20] <https://oenergetice.cz/trh-s-elektrinou/zaporne-ceny-elektriny-mohou-byt-nadchazejicich-letech-beznejsi-roku-2030-by-mely-vymizet>.
- 17) Majling, Eduard. „Záporné ceny elektřiny se s rostoucím výkonem obnovitelných zdrojů objevují čím dál častěji“. O Energetice, 8 2018. [cit. 2020-5-10] <https://oenergetice.cz/trh-s-elektrinou/zaporne-ceny-elektriny-se-rostoucim-vykonem-obnovitelnych-zdroju-objevuji-cim-dal-casteji>.
- 18) Procházka, Radek. Přednášky předmětu "Elektroenergetika 2" vyučovaného na ČVUT FEL v zimním semestru ak. roku 2019/2020.
- 19) Reichl, Tomáš. „Průtoková baterie“, [cit. 2020-5-10] <https://oenergetice.cz/akumulace-energie/prutokova-baterie>.
- 20) Sangwon, Kim. „Vanadium Redox Flow Batteries: Electrochemical Engineering“. In *Energy Storage Devices*, 2019. [cit. 2020-5-10] <https://www.intechopen.com/books/energy-storage-devices/vanadium-redox-flow-batteries-electrochemical-engineering>.
- 21) Zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (Energetický zákon). [cit. 2020-5-10]. <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2000-458>.
- 22) ZIMMERMAN, NATHAN. „VANADIUM REDOX FLOW BATTERY“. Mälardalen University Sweden, 2014. [cit. 2020-5-10] <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:772090/FULLTEXT01.pdf>.

11 Seznam příloh

- 1) Zdrojový kód programu pro analýzu provozu úložiště na denním trhu
- 2) Zdrojový kód programu pro analýzu provozu úložiště na vnitrodenním trhu
- 3) Zdrojový kód programu pro analýzu provozu úložiště v režimu korekce odchylky SZ
- 4) Ekonomický model PVE v režimu „nabíjím v noci, vybíjím během den“ na denním trhu
- 5) Ekonomický model VRFB v režimu korekce odchylky SZ