

ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE
FAKULTA ELEKTROTECHNICKÁ
KATEDRA EKONOMIKY MANAŽERSTVÍ A HUMANITNÍCH VĚD



**METODIKA PRO TECHNICKO-EKONOMICKOU
OPTIMALIZACI VÝSTAVBY A PROVOZU ZAŘÍZENÍ
PRO AKUMULACI ELEKTŘINY Z OBNOVITELNÝCH
ZDROJŮ**

Disertační práce

Ing. Tomáš Králík

Praha, srpen, 2016

Doktorský studijní program: Elektrotechnika a informatika

Studijní obor: Řízení a ekonomika podniku

Školitel: Doc. Ing. Jaromír Vastl, CSc.

Čestné prohlášení

Prohlašuji, že jsem svou disertační práci na téma *“Metodika pro technicko-ekonomickou optimalizaci výstavby a provozu zařízení pro akumulaci elektřiny z obnovitelných zdrojů”* vypracoval samostatně a v předložené práci důsledně citoval použitou literaturu.

V Praze, dne 25.8.2016

Ing. Tomáš Králík

Poděkování

Na tomto místě bych chtěl poděkovat svému vedoucímu Doc. Ing. Jaromíru Vastlovi, CSc. za jeho rady, věcné připomínky a čas strávený při konzultacích této práce. Mé díky však patří i dalším členům katedry ekonomiky, manažerství a humanitních věd, kteří přispěli cennými radami ke vzniku této práce a kteří se mnou měli i nadstandartní dávku trpělivosti.

Abstrakt

Využívání fosilních paliv jako dominantního zdroje energie je, při současných odhadech jejich těžitelných zásob a objemu produkovaných emisí při jejich využívání, dlouhodobě neudržitelné. V krátkodobém horizontu pak využití fosilních paliv komplikuje i bezpečnostně politická situace v oblastech s významnou těžbou. Z tohoto pohledu je logické, že zejména vyspělé země hledají alternativní (obnovitelné) zdroje energie, které mají potenciál tato fosilní paliva nahradit.

Obnovitelné zdroje v sobě kumulují řadu výhod. Jsou všeobecně dostupné a jejich provozní náklady mohou být v některých případech (sluneční, větrné či vodní zdroje) extrémně nízké v porovnání s klasickými zdroji energie. Jejich využívání nevyvolává emise CO₂ (s výjimkou CO₂ neutrálních zdrojů využívajících biomasu) ani jiných škodlivých látek do ovzduší, dokáží zvýšit energetickou bezpečnost a soběstačnost atd.

Značnou překážkou pro využití některých (intermitentních) obnovitelných zdrojů je však jejich neřiditelnost. Z tohoto důvodu tak není možné, bez dodatečných technických řešení, využívat tyto intermitentní zdroje v takové míře, aby mohly plně nahradit klasické (fosilní) zdroje.

Zařízení pro akumulaci energie však tuto fundamentální překážku dokáží technicky vyřešit. Pro plné využití akumulačních zařízení je však nutno taktéž vyřešit ekonomické aspekty instalace a provozu, což si tato práce klade za cíl.

Navrhovaný inovativní metodický postup ohodnocení ekonomických benefitů instalace a provozu akumulačních zařízení je principiálně založen na rozdílu v ohodnocení diagramu výroby s akumulačním zařízením a bez něj. Pokud má tedy akumulační zařízení ekonomický přínos, je při jeho provozu potřeba nakupovat méně vyrovnávací energie (odchylek) a hodnota původního výrobního diagramu je takto zvýšena.

Summary

The utilization of fossil fuels as a dominant energy source is not sustainable in long term, especially due to the current estimation of fossil fuels reserves. In a short term fossil fuel usage is limited by the security situation at the regions, in which those fuels are mined. Therefore it is only logical, considering also ecological impact of utilization of fossil fuels that especially developed countries are seeking for alternative energy sources that can ensure long term stability, such as renewables.

Renewable energy sources (RES) combine a vast range of positive attributes. They are widely available, their operating costs can be extremely low (wind, photovoltaics, hydro) and they are not polluting harmful emissions (with the exception on CO₂ neutral biomass). These renewable sources can also increase the energy security and self-sufficiency of energy supply.

However the key limiting factor for extensive further development of RES is the fact that some of these sources cannot be controlled in terms of their load diagram. It is therefore impossible to fully substitute fossil fuels with renewables without additional technical solution now.

Energy storage units can overcome this fundamental drawback of RES. It is however necessary to solve not only the technical problems connected to energy storage utilization but also the economic consequence of installation and operation of such units. This thesis is therefore aimed at energy storage economy, more precise it is focused on economic benefits of energy storage installation and operation.

The proposed innovating methodology for calculation of energy storage economic benefits is based on the difference of valuation of load diagram with and without energy storage unit.

Obsah

Obsah	6
1 Úvod.....	8
1.1 Cíle disertační práce	8
1.2 Struktura disertační práce	9
1.3 Metody výzkumu	10
2 Primární energetické zdroje	12
2.1 Světová spotřeba PEZ	13
2.2 Spotřeba PEZ v kontextu EU 28	15
2.3 Dovozní závislost EU 28	17
2.4 OZE jako nástroj ochrany klimatu	20
3 Obnovitelné zdroje energie	22
3.1 Obnovitelné zdroje energie v ČR	25
4 Současný stav řešené problematiky	31
5 Návrh metodického postupu hodnocení ekonomických benefitů instalace a provozu akumulčních zařízení	38
5.1 Diagramy výroby a jejich oceňování	39
5.2 Oceňování diagramu dodávky	40
5.2.1 Zjednodušený matematický model hodnocení	42
5.2.2 Zjednodušený model pro výpočet.....	44
5.2.3 Další vlivy na ocenění diagramu výroby s akumulací	46
5.3 Analýza výroby elektřiny z geograficky blízkých FVE	47
6 Výsledky analýzy výroby elektřiny z FVE	52
6.1 Deskriptivní analýza dat	52
6.1.1 Shrnutí výsledků statistické deskriptivní analýzy	58
6.2 Výsledky výpočtů korelačních koeficientů pro FVE.....	58
6.3 Analýza jalových výkonů	63
7 Další vstupní data modelu.....	65
7.1 Ceny silové elektřiny	65
7.2 Pravděpodobnost a cena systémové odchylky	66

7.3	Zařízení pro skladování elektrické energie	70
7.3.1	Výběr akumulární technologie	71
7.3.2	Ekonomika akumulárních zařízení	72
7.4	Výsledky modelových výpočtů	73
7.5	Výsledky ekonomického přínosu akumulárního zařízení	73
7.6	Shrnutí výsledků praktických analýz	75
8	Rekapitulace a zhodnocení stanovených cílů	77
8.1	Vyhodnocení výsledků výzkumných otázek	78
8.2	Témata pro navazující výzkum:	79
9	Literatura	81
	Seznam obrázků	90
	Seznam tabulek	93
	Přílohy	95

1 Úvod

Lidská společnost byla, je a bude vždy závislá na dostupné energii, kterou může využívat ve svůj prospěch. Tato energie zabezpečuje nejen přežití naší společnosti, ale umožňuje i její další rozvoj. Je proto nezbytně nutné zajistit dostatečné množství využitelné energie ve formě primárních energetických zdrojů (PEZ).

Podíváme-li se však na současné trendy v oblasti výroby a spotřeby energie, které jsou podrobně diskutovány v kapitole 2, lze je snadno označit za dlouhodobě sociálně, ekonomicky i ekologicky neudržitelné. Z tohoto důvodu je třeba v relativně krátké době identifikovat a následně i implementovat taková technologická řešení, která povedou k dosažení dlouhodobé udržitelnosti.

Mezi technologie, které mají potenciál výrazně přispět k této udržitelnosti, patří v současné době zejména systémy pro akumulaci energie. Tyto systémy jsou schopny absorbovat energii v době přebytku, uložit ji a po daném časovém období zajistit její zpětné dodání do soustavy. Tento proces tak umožňuje časově i geograficky oddělit okamžik výroby a spotřeby dané energie. Využití systému pro akumulaci energie tak dle [1] umožňuje:

- zvýšit efektivnost využití energetických zdrojů
- zvýšit možnost decentralizace soustavy
- zvýšit dostupnost energie
- zvýšit stabilitu, flexibilitu, spolehlivost a odolnost elektrizační soustavy
- **zvýšit využití intermitentních obnovitelných zdrojů energie**

1.1 Cíle disertační práce

Pro vhodný algoritmus výběru optimální akumulační technologie je nutné znát nejen technologické parametry a omezení daného typu akumulačního systému, ale i ekonomické aspekty provozu daného zařízení. Z tohoto důvodu je hlavním cílem této disertační práce **navrhnout metodický přístup pro hodnocení ekonomických benefitů provozu akumulačních zařízení instalovaných v rozvodnách distribuční soustavy**. Identifikované a vyčíslené ekonomické benefity mohou výrazně pomoci při rozhodování o instalaci a provozu akumulačních zařízení a v návaznosti na ně i k dalšímu rozvoji obnovitelných zdrojů energie.

K úspěšnému splnění hlavního cíle je nutno naplnit dílčí cíle této disertační práce:

- Analyzovat a statisticky popsat výrobu elektřiny z FVE v geograficky omezené lokalitě
- Postup pro popis pravděpodobnostní systémové odchylky ES a její cenu
- Navrhnout metodický postup hodnocení ekonomické efektivnosti akumulačních zařízení
- Verifikovat navržený metodický postup pro jeden uzlový bod distribuční soustavy

Disertační práce vychází současně z popisu a analýzy současného stavu užití OZE a přehledu používaných přístupů k hodnocení ekonomické efektivity instalace akumulčních zařízení.

Na základě výše uvedených cílů předkládané disertační práce byla zformulována následující primární výzkumná otázka (VO₁):

Vytváří současný stav, pravidla a regulace v oblasti elektroenergetiky, současná podoba trhu s elektřinou, investiční a provozní výdaje a vlastní ekonomické přínosy akumulčních technologií dostatečně motivační předpoklady a prostředí pro ekonomicky efektivní instalaci zařízení pro akumulaci elektrické energie?

V průběhu verifikace navržené metodiky pro stanovení ekonomických benefitů instalace akumulčních zařízení byla identifikována sekundární výzkumná oblast týkající se analýzy výroby elektřiny z fotovoltaických zdrojů v geograficky blízkých oblastech a v návaznosti na ni pak byla definována i sekundární výzkumná otázka (VO₂):

Výroba elektřiny v geograficky blízkých fotovoltaických elektrárnách vykazuje výraznou shodu/korelaci z pohledu výroby i v krátkých časových úsecích.

1.2 Struktura disertační práce

V první kapitole jsou představeny cíle předkládané disertační práce, na jejichž základě jsou následně formulovány i dvě výzkumné otázky. Úvodní kapitola taktéž klasifikuje základní metody výzkumu a definuje, které z těchto metod byly využity v rámci této práce.

Kapitola 2 obsahuje popis a analýzu současného trendu a struktury spotřeby primárních energetických zdrojů (PEZ). Tato kapitola prezentuje taktéž dovozní závislost zemí EU (včetně detailního pohledu na země, ze kterých EU importuje PEZ) a diskutuje tuto skutečnost jako jeden z hlavních důvodů (společně s programem ochrany klimatu) minulé, současné i budoucí podpory OZE.

Třetí kapitola je věnována vlastním obnovitelným zdrojům energie, jejich výhodám i nevýhodám. V rámci této kapitoly jsou diskutovány jak souhrnné cíle EU v oblasti OZE tak i diferenciované cíle jednotlivých členských států. Hlavní důraz je pak kladen na situaci v oblasti OZE v České republice, zejména pak na analýzu příčin, důsledků a možných řešení tzv. solárního boomu. Jako jedno z možných řešení je identifikována možnost využití akumulčních zařízení.

Kapitola 4 se zabývá současným stavem poznání v oblasti systémů pro akumulaci elektrické energie. Problematika akumulace je popsána jak z technického tak i ekonomického pohledu, s důrazem na systémy akumulace pracující v těsné součinnosti s intermitentními obnovitelnými zdroji.

Stěžejní pátá kapitola reaguje na absenci (identifikovanou v rámci kapitoly 4) robustního metodického postupu hodnocení ekonomických benefitů instalace akumulčních systémů a navrhuje nový přístup ohodnocení ekonomických přínosů akumulace.

Následující, šestá, kapitola je zaměřena na detailní statistickou analýzu výroby elektřiny ze 17 geograficky blízkých fotovoltaických elektráren, jakožto nezbytného vstupu navrhovaného metodického postupu.

Kapitola 7 následně analyzuje a shrnuje všechny další technicko–ekonomické vstupy navrhovaného metodického postupu hodnocení ekonomických benefitů akumulčních zařízení. Tato kapitola taktéž obsahuje výsledky verifikačního výsledku.

Poslední, osmá, kapitola je pak věnována rekapitulaci a zhodnocení stanovených cílů a tématům pro navazující výzkum.

1.3 Metody výzkumu

Volba vědeckých procedur a výzkumných metod je klíčovým okamžikem každého výzkumu. Dle [2] se vědeckou procedurou rozumí komplexní postup, který umožní realizaci daného výzkumného cíle a který vychází z příslušné (vhodné) metodologie. Jejím smyslem je naplnit výzkumný cíl současně je i implementačním postupem uplatňování výzkumných metod.

Metody vědeckého zkoumání lze klasifikovat s využitím různých přístupů. Dle [2] a [3] je lze rozdělit do dvou hlavních kategorií, a to:

Metody empirické

Tyto metody jsou založeny na zkoumání skutečných projevů zkoumaných jevů, a s jejichž pomocí lze zjistit a popsat konkrétní vlastnosti zkoumaných objektů či jevů (pracuje vždy s konkrétními daty). Tyto metody lze rozčlenit do podskupin na:

- pozorování
- měření
- experimentování

Metodiky logické

Logické metody, jak již jejich název napovídá, využívají základní principy logického myšlení a patří sem trojice základních párových metod:

- indukce a dedukce
- analýza a syntéza
- abstrakce a konkretizace

Nad rámec výše uvedených dvou hlavních kategorií lze identifikovat i další metody vhodné pro specifické výzkumné úkoly, dle [2] např. metody heuristické, hermeneutické a další.

Z pohledu přístupu k výzkumu a zejména z pohledu struktury vědecké práce je možná kategorizace metod výzkumu (shodně dle [2] a [3]) na kvalitativní a kvantitativní. Rozdíl

spočívá nejen ve výběru logické metody, ale zejména ve struktuře vlastní práce a to konkrétně:

Kvantitativní metoda využívá primárně dedukci a struktura práce je:

teorie → formulace hypotéz → pozorování → testování hypotéz → interpretace a zobecnění.

Oproti tomu kvalitativní přístup je postaven na indukci a struktura obsahuje:

pozorování → zjištění pravidelností a závislostí → formulace závěrů → zobecnění ve formě teorie.

Oba tyto přístupy (kvantitativní i kvalitativní) mají své přednosti (výhody) i nedostatky. U kvantitativního výzkumu uvádí [3] vysokou reliabilitu za cenu nízké validity, oproti tomu u kvalitativního výzkumu popisuje vysokou validitu za cenu nízké reliability. Kombinaci silných stránek při minimalizaci, respektive eliminaci, slabých popisují autoři [4] při využití tzv. smíšeného výzkumu.

Metodu smíšeného výzkumu využívá i tato předkládaná práce. Pro primární výzkumnou otázku VO₁ jsou využívány metody a principy kvantitativního výzkumu. Pro oblast analýzy výroby elektřiny z fotovoltaických elektráren (oblast výzkumu odpovídající výzkumné otázce VO₂) pak metody kvalitativní.

Technika sběru dat

Principiálně existuje celá škála technik a způsobů, které zajišťují sběr dat pro následnou konfrontaci teoretických předpokladů, respektive závěrů s praxí. K dispozici máme následující metody sběru dat (dle [3]):

- Přímé či nepřímé pozorování
- Strukturovaný rozhovor
- Dotazník
- Experiment
- Analýza dokumentů

Pro účely sběru dat pro předkládanou disertační práci byla použita kombinace analýzy dokumentů (pro rešeršní část práce) a přímého měření (analyzovaná data z výroby fotovoltaických elektráren), respektive data-mining (data o velikosti a ceně odchylek).

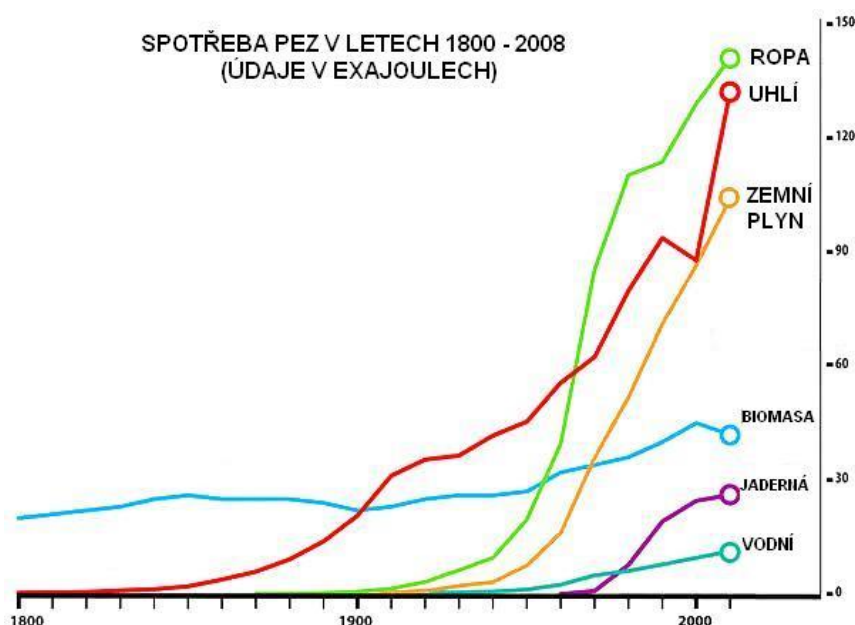
2 Primární energetické zdroje

Lidská společnost a její rozvoj je velmi silně závislý na množství energie, které má lidstvo v daný okamžik k dispozici a na technologiích, které tyto dostupné zdroje dokáží transformovat do konečné a využitelné formy energie. Lze tak dokumentovat i přímou spojitost mezi množstvím spotřebované energie a technickým rozvojem lidské společnosti. Pro účely vyčíslení celkové spotřebované energie byl zaveden a definován pojem primární energetické zdroje (PEZ).

Primární energetické zdroje ze své definice zahrnují obnovitelné i neobnovitelné zdroje a představují vstup energie do následného využití v energetických procesech. Primární zdroje energie se využívají buď přímo (např. výroba elektřiny v uhelných elektrárnách spalováním uhlí) nebo se z nich vyrábějí druhotná energetická paliva (např. zpracováním ropy vzniká benzín, nafta, topný olej, atd.).

Podíváme-li se detailněji na graf celosvětové spotřeby výše definovaných primárních energetických zdrojů, můžeme spojitost spotřeby PEZ a rozvoje civilizace velmi dobře pozorovat. Na následujícím grafu (Obrázek 1) je zřejmé, jak v důsledku průmyslové revoluce v průběhu 19. století velmi rychle narůstá spotřeba PEZ. Tento výrazný růstový trend ve spotřebě PEZ přetrvává až do současnosti a ani v blízké budoucnosti nelze předpokládat změnu tohoto trendu. Důvodem pro tento předpoklad je nejen konstantní (mírně narůstající) spotřeba PEZ v rozvinutých zemích, ale především dynamický nárůst spotřeby PEZ v rychle rostoucích velkých ekonomikách (např. Čína, Indie, atd. – viz kapitola 2.1).

Druhá důležitá informace, kterou lze vyčíst z následujícího obrázku (Obrázek 1) je, že více než dvě třetiny z celkové světové spotřeby bylo spotřebováno v posledních 50 letech a 90% této energie bylo pokryto z neobnovitelných (fosilních) zdrojů energie [5].



Obrázek 1: Vývoj celosvětové spotřeby PES v letech 1800-2008. Zpracováno autorem na základě [6]

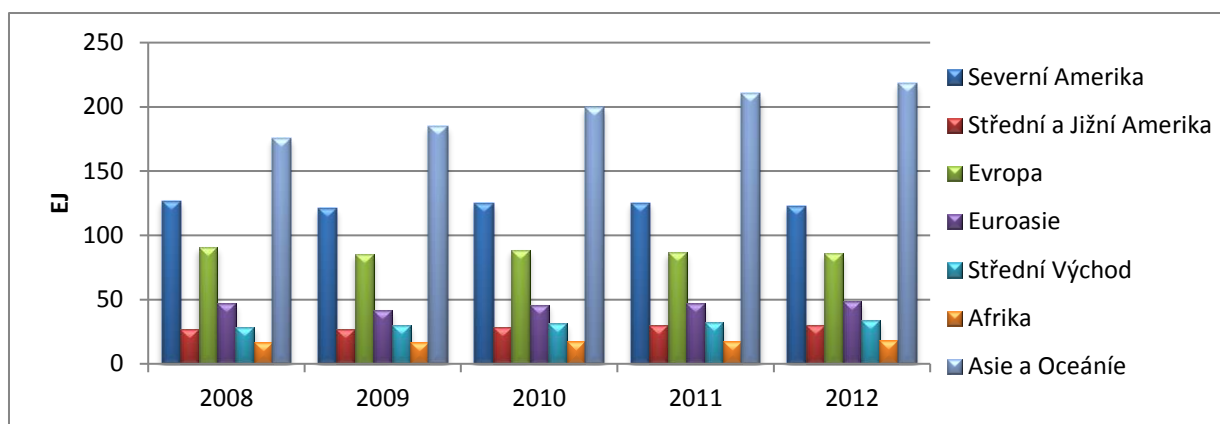
Tento rychle rostoucí trend však není dlouhodobě udržitelný (a to i s ohledem na vývoj účinnosti moderních technologií výroby a spotřeby energie) a odporuje i myšlence a principu trvale udržitelného rozvoje¹. Z tohoto pohledu je proto logické, že lidstvo usilovně hledá dostupnou alternativu k fosilním zdrojům, která má potenciál v relativně krátké době alespoň částečně tyto fosilní zdroje nahradit. Jako nejvíce slibná varianta (jak z pohledu technické proveditelnosti, tak i ekonomické náročnosti) se v současnosti jeví oblast obnovitelných zdrojů energie na bázi sluneční, větrné a vodní energie a energie biomasy.

2.1 Světová spotřeba PEZ

Velmi často se v souvislosti se spotřebou primárních energetických zdrojů srovnávají jednotlivé státy a větší geografické oblasti. Údaje o spotřebě totiž obsahují nejen informaci o ekonomické a technické rozvinutosti daného státu či oblasti, ale lze z nich také získat informaci o případné efektivitě nakládání s těmito zdroji. Absolutní výši spotřeby PEZ diferenciovanou dle hlavních geografických oblastí a regionů ukazuje následující graf (Obrázek 2). Již na první pohled je patrné, že z hlediska absolutní spotřeby PEZ nejvyšších hodnot dosahuje region Asie a Oceánie. Co je však nejvíce zajímavé a důležité je tempo růstu spotřeby tohoto regionu. To je ze všech analyzovaných regionů nejvyšší (v absolutních i relativních číslech) a mezi lety 2008 a 2012² činí přes 20 % (hodnoty se liší v závislosti na tom, který rok je určen jako bazický). U v pořadí druhého a třetího regionu (Severní Amerika a Evropa) naproti tomu lze konstatovat stagnaci, respektive velmi mírný pokles celkového množství spotřebovaných PEZ. Důvod pro tento pokles je možno připsat na vrub kombinaci dvou skutečností, ekonomické krizi (začátek lze datovat v roce 2008), která výrazně ovlivnila poptávku po primární energii v kombinaci se snahou (zejména zemí EU) o dramatické zvýšení účinnosti využívání PEZ.

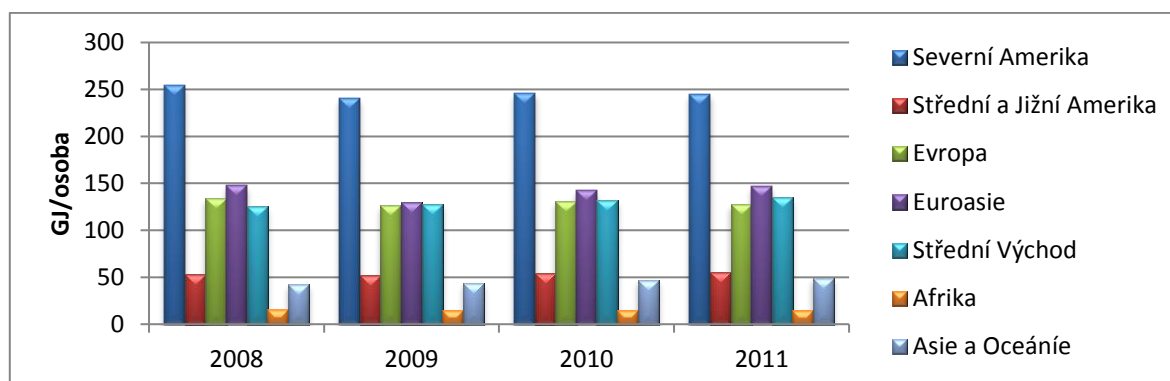
¹ Tento princip je dle § 6 zákona č. 17/1992 Sb., o životním prostředí definován následovně: „*Trvale udržitelný rozvoj společnosti je takový rozvoj, který současným i budoucím generacím zachovává možnost uspokojovat jejich základní životní potřeby a přitom nesnižuje rozmanitost přírody a zachovává přirozené funkce ekosystémů*“

²Zdroj dat [7] bohužel aktualizuje data v několikaletých cyklech, z tohoto důvodu nebyly v době zpracování a odevzdání práce (2016) dostupné novější údaje. Lze však konstatovat, že od roku 2012 nedošlo k žádné významné globální události, která by výrazně změnila trend spotřeby PEZ. Totéž platí i pro údaje o měrné spotřebě PEZ, pro kterou datová řada končí v roce 2011.



Obrázek 2: Vývoj spotřeby PEZ v letech 2008-2012. Zpracováno autorem na základě [7]

Z hlediska korektnosti je však třeba analyzovat více než jen absolutní hodnoty spotřeby PEZ. Velmi důležitou vypovídající hodnotu má totiž informace a následné srovnání regionů a států na základě tzv. měrné spotřeby³ (pro další účely této práce se rozumí spotřeba PEZ vztážená na jednoho občana). Důvodem pro právě toto porovnávání je premisa, že každý člověk na planetě by měl mít právo a taktéž možnost spotřebovat stejný objem PEZ, respektive té části PEZ, jejichž zásoby jsou konečné. Toto porovnání měrné spotřeby pro stejné, výše uvedené, regiony je na následujícím obrázku (Obrázek 3)⁴.



Obrázek 3: Vývoj měrné spotřeby PEZ v letech 2008-2011. Zpracováno autorem na základě [7]

Zde je již patrné, že díky velmi vysoké kumulaci populace, patří Asie a Oceánie k regionům s nejmenší měrnou spotřebou PEZ na osobu.

Opakem je pak situace v severní Americe, která vykazuje oproti všem ostatním regionům výrazně vyšší měrnou spotřebu. Ve srovnání s měrnou spotřebou Evropy je tato hodnota

³ Spotřebu PEZ lze normovat i ekonomickými ukazateli (např. HDP). Pro účely práce však toto srovnání bylo vypuštěno, Důvodem je vlastní princip stanovení HDP, který může být při následném normování PEZ do jisté míry zavádějící.

⁴ V době zpracování práce nebyly k dispozici data pro stejný časový úsek

téměř dvojnásobná. Lze tak konstatovat, že snahy zemí Evropy o maximalizaci efektivity využívání primárních energetických zdrojů mají prokazatelné výsledky.

2.2 Spotřeba PEZ v kontextu EU 28

Spotřeba primárních energetických zdrojů v roce 2014 dle [8] dosáhla v rámci Evropská unie (28) hodnoty 1 606 milionů tun ropného ekvivalentu (toe⁵). Tato hodnota je jen o málo nižší než spotřeba PEZ v roce 1990⁶ (1667,6 milionů tun toe). Oproti roku 2005 (1825,1 milionů toe) tak lze pozorovat znatelné snížení. Tento pokles reflektuje cíle EU v oblasti snižování spotřeby PEZ a zvyšování efektivity vlastního využití PEZ při zachování ekonomického růstu. Prvotním impulsem pro něj byla integrovaná klimaticko-energetická strategie, v rámci které se EU zavázala ke snížení spotřeby energie o 20% do roku 2020 [8].

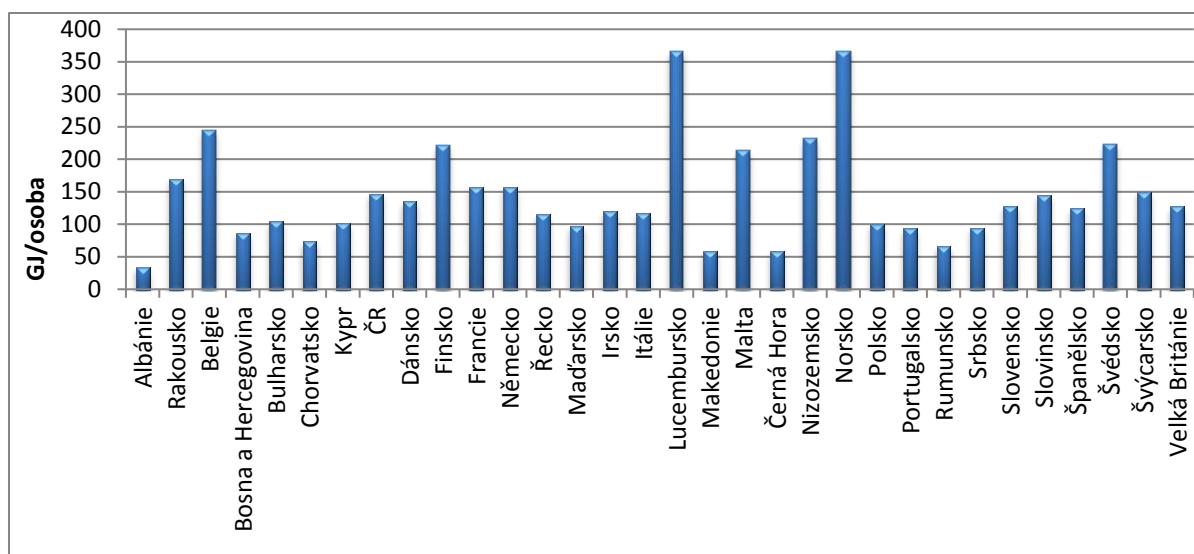
Otázkou však zůstává, na kolik je toto snížení spotřeby PEZ výsledkem vlastních snah a strukturálních změn v hospodaření s energií, implementovaných ze strany EU, a na kolik může za toto snížení spotřeby PEZ celosvětová ekonomická krize a přesun energeticky náročného průmyslu (který byl historicky lokalizován zejména v regionu střední a východní Evropy) mimo území EU.

Údaj o celkové spotřebě PEZ v rámci EU však v sobě neobsahuje důležitou informaci týkající se diferenciací spotřeby PEZ dle jednotlivých členských států. Každý stát EU je z pohledu spotřeby PEZ unikátní a jeho spotřeba PEZ závisí na celé řadě určujících faktorů, jako je dostupnost přírodních zdrojů, rozvinutost a struktura průmyslového odvětví, ekonomické situaci, klimatické podmínky atd.

Pro ilustraci porovnání jednotlivých států EU z pohledu spotřeby PEZ byly taktéž použity, při využití stejného principu korektnosti jako v kapitole 2.1, měrné hodnoty spotřeby primárních energetických zdrojů vztažené na jednoho občana. Jejich hodnoty jsou uvedeny v následujícím grafu (Obrázek 4). Na první pohled je patrná značná variabilita a hovořit tak o jakékoliv „průměrné hodnotě“ pro EU je silně zavádějící. Konkrétně se hodnoty pohybují v rozmezí 33 – 367 GJ/osoba.

⁵ 1 tuna ropného ekvivalentu (toe) odpovídá cca 41 GJ

⁶ Spotřeba přepočítána pro stávající státy EU



Obrázek 4: Měrná spotřeba PEZ na osobu v roce 2011 pro vybrané evropské státy. Zpracováno autorem na základě [7]⁷

Jako dobrý příklad pro ilustraci problematiky porovnatelnosti měrné spotřeby PEZ může posloužit případ České republiky. V ČR existuje stále relativně velký podíl průmyslové výroby náročné z pohledu spotřeby energie oproti službám (např. výroba aut, která má čtvrtinový podíl na celkové průmyslové výrobě [9]). To má za následek větší nároky na PEZ na osobu v ČR i přesto, že užitek z nich je spotřebován v zahraničí (vývoz vyrobených aut).

Dalšími příklady věcí, které ovlivňují spotřebu PEZ mohou být:

- klimatické podmínky a jejich přímá souvislosti s vyššími nároky na vytápění či klimatizování v jednotlivých státech (severské státy versus státy jižní Evropy),
- různé přírodní podmínky, které ovlivňují strukturu spotřebovávaných PEZ (např. Rakousko má oproti ČR mnohonásobně větší potenciál pro výrobu elektřiny na bázi vodních elektráren – voda přitékající z Alp),
- naleziště jistého druhu PEZ na území daného státu (např. Polsko či ČR, které využívají vlastní zdroje hnědého i černého uhlí),
- politické smýšlení politických špiček/obyvatelstva (např. současný odklon Německa od jaderné energetiky, tzv. „Energiewende“ a masivní rozvoj OZE).

Z výše uvedených důvodů je tak vždy nutné při jakémkoliv srovnání (případně při stanovování jakéhokoliv závazného cíle v oblasti využití PEZ) respektovat specifika a omezení jednotlivých států.

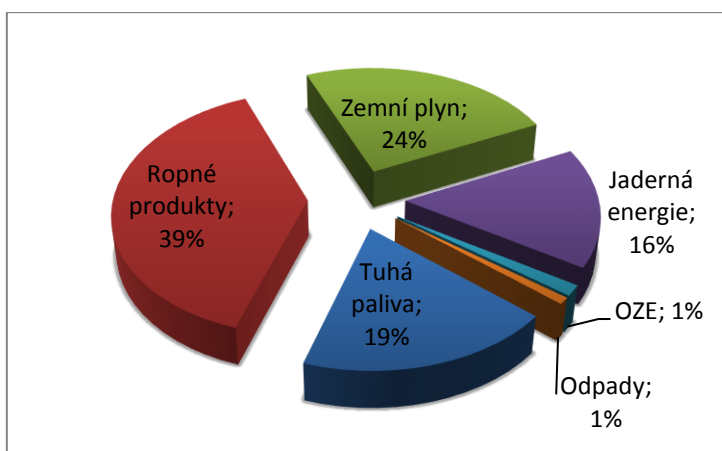
⁷ Z důvodu zachování stejné datové základny jako v kapitole 2.1, jsou dostupné hodnoty pouze pro rok 2011. Toto však díky účelu grafu (primárně demonstrovat variabilitu v měrné spotřebě) nemá vliv.

2.3 Dovození závislost EU 28

Doposud jsme nerozlišovali PEZ z pohledu zastoupení jednotlivých složek. Těmito složkami jsou dle obecně využívaného členění (využívaných i státními úřady pro statistické účely):

- ropné produkty
- zemní plyn
- tuhá paliva
- jaderná energie
- OZE
- energie z odpadů

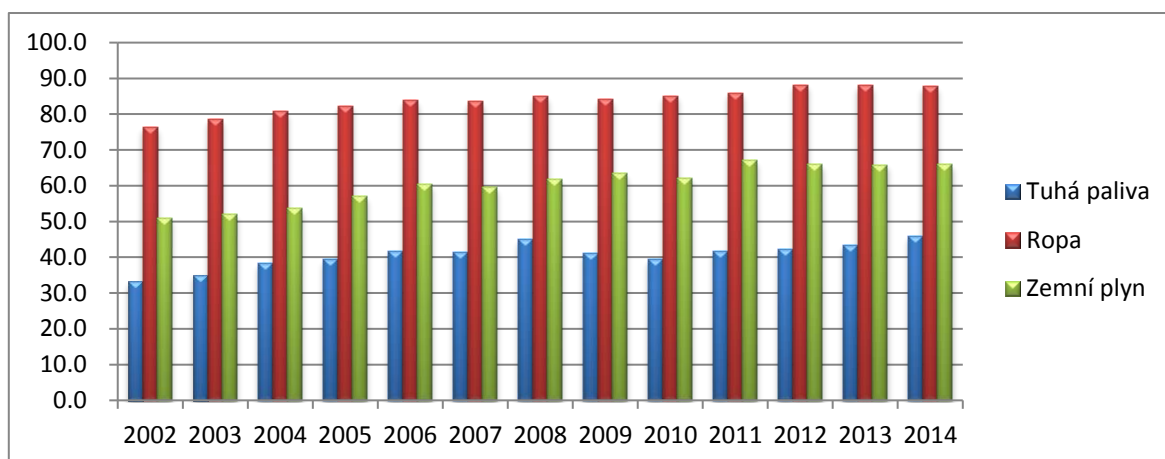
Procentuální zastoupení jednotlivých druhů primárních energetických zdrojů pro rok 2014 spotřebovávaných v EU je uveden na následujícím grafu (Obrázek 5).



Obrázek 5: Procentuální zastoupení PEZ - spotřeba EU v roce 2014 [10]

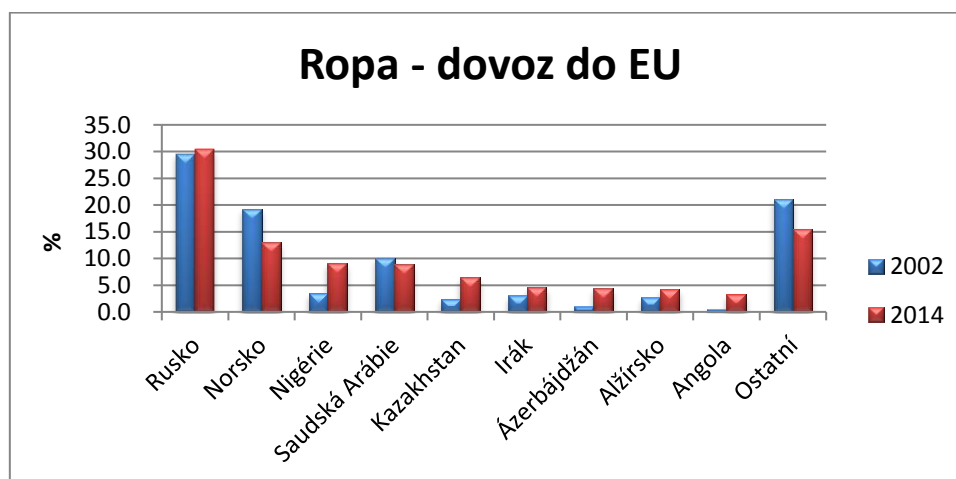
Na tomto místě je nutné si položit otázku, z jakých zdrojů (odkud) pochází primární energetické zdroje, které jsou v EU spotřebovávány. Ze spotřebovávaných 1 606 milionů tun ropného ekvivalentu v PEZ je na území celé Evropy vyprodukováno pouze 771 milionů tun ropného ekvivalentu [11], což odpovídá vykrytí spotřeby z vlastních zdrojů na úrovni 48 %⁸. Více než polovina primárních energetických zdrojů tak musí být do Evropy v současné době importována. Vývoj dovozní závislosti mezi roky 2002 – 2014 pro tři hlavní kategorie (ropné produkty, zemní plyn a tuhá paliva) reprezentující kumulovaně téměř tři čtvrtiny celkové spotřeby PEZ je zpracován na následujícím grafu (Obrázek 6).

⁸ Údaje pro rok 2014



Obrázek 6: Vývoj dovozní závislosti EU-28

Zejména u ropy je patrné, že je v současné době importováno více než 80 % z celkové spotřeby, respektive přes 60 % v případě zemního plynu⁹. Takto vysoké hodnoty importu indikují velmi silnou strategickou závislost na vnějších dodavatelích mimo země EU. Odkud tedy EU dováží? Na tuto klíčovou otázku odpovídají následující tři grafy (Obrázek 7, Obrázek 8, Obrázek 9) zpracované na základě podkladových dat z [11], které prezentují původ tří nejvýznamnějších primárních energetických zdrojů importovaných do EU a jejich časové srovnání mezi lety 2002 a 2014. Pro každý zdroj je uvedeno vždy devět hlavních států, které tyto zdroje do EU poskytují. Procentuální hodnoty reprezentují pouze dovážené množství daného druhu PEZ a ne jejich celkovou spotřebu.

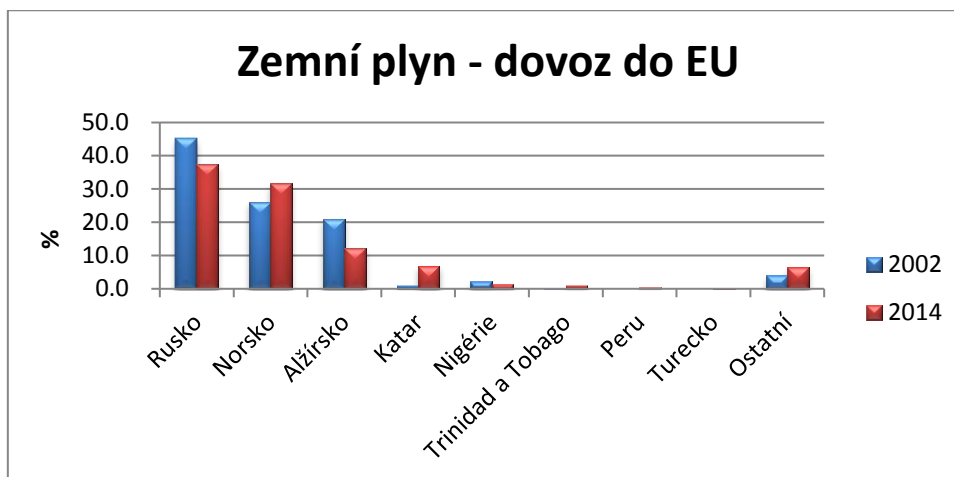


Obrázek 7: Původ importu ropy v rámci PEZ do EU. Zpracováno autorem na základě [12]

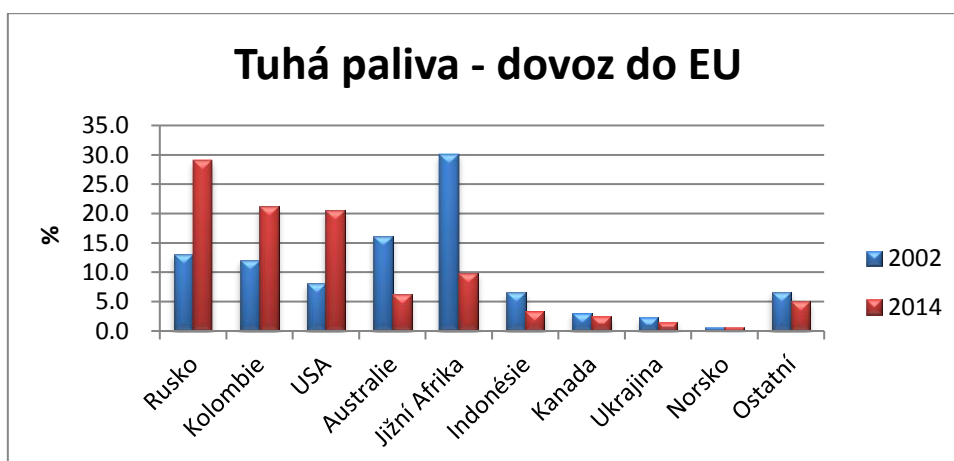
Z informace o původu importu ropy lze vyvodit následující závěry. Prvním je skutečnost, že v roce 2014 více než třetina dovážené ropy pocházela z Ruska. Ve světle krize na Ukrajině a vyhrocené politické situaci mezi EU a Ruskem, která vyústila až v ekonomické sankce

⁹ Hodnoty dovozní závislosti diferenciované dle jednotlivých států jsou uvedeny v příloze

z obou stran [13], lze pouze spekulovat, jak bezpečné a spolehlivé tyto dodávky jsou a do budoucna budou. Podíváme-li se na v pořadí další státy z pohledu geopolitické situace, nutně musíme dojít k závěru, že až na výjimky (např. Norsko) tyto státy nepatří mezi dlouhodobě stabilní regiony a dodávky z nich mohou být náhle přerušeny¹⁰. Oba výše uvedené závěry plně platí i pro dovoz zemního plynu.



Obrázek 8: Původ importu zemního plynu v rámci PEZ do EU. Zpracováno autorem na základě [12]



Obrázek 9: Původ importu tuhých paliv v rámci PEZ do EU. Zpracováno autorem na základě [12]

Pro pevná paliva (což pro import znamená zejména černé uhlí¹¹) je situace mírně odlišná. Prvním důvodem je, že spotřeba pevných paliv v rámci PEZ je poloviční ve srovnání

¹⁰ Například přerušování dodávek z Libye v důsledku tzv. Arabského jara, detailně viz. např. [85]

¹¹ Z pohledu dopravy se díky velmi nízké energii obsažené v 1 kg uhlí nevyplácí dopravovat na větší vzdálenosti hnědé uhlí. Toto je i důvodem, proč není hnědé uhlí, na rozdíl od černého, obchodováno na burzách a jeho spotřeba je obvykle silně lokálního charakteru. Podrobně se touto problematikou zabývá [86].

s ropnými produkty, druhým pak větší diverzifikace regionů, ze kterých se tato paliva importují.

Problematika zajištění kontinuálních dodávek PEZ, zejména pak ropy a zemního plynu, je pro EU jedna z klíčových oblastí. Z toho důvodu se EU snaží nejen o co největší diverzifikaci možných dodavatelů (v kombinaci s velkými zásobníky PEZ, zejména ropy a zemního plynu, ve kterých je uschována rezerva v řádu měsíců), ale do budoucna usiluje i o co největší energetickou soběstačnost a nezávislost i za cenu zvýšení koncové ceny elektřiny (např. v důsledku obnovitelných zdrojů energie, které tuto soběstačnost zvyšují).

Trvání těchto snah v rámci EU potvrdil i energeticko–klimatický balíček zahrnující období do roku 2030, který byl Evropskou radou přijat na konci roku 2014 [14]. V něm je, mimo jiné, směrem ke zvýšení energetické soběstačnosti a nezávislosti jasně deklarována snaha o:

- *“zvýšení podílu výroby energie z obnovitelných zdrojů na nejméně 27%,*
- *zvýšení energetické účinnosti o 27%,*
- *posílení a propojení energetických sítí (k roku 2030 růst o 15 %).”*

Z tohoto důvodu tak lze předpokládat, že v rámci EU dojde k další vlně nárůstu instalovaného výkonu v obnovitelných zdrojích energie.

2.4 OZE jako nástroj ochrany klimatu

Druhým, neméně významným a v současné době velmi akcentovaným, důvodem podpory OZE, je snaha o ochranu životního prostředí, především pak snaha o omezení/eliminaci dopadů klimatických změn. Počátek těchto snah lze datovat do 50. a 60. let 19. století, kdy se objevuje první snaha vyspělých států řešit dílčí problémy ochrany životního prostředí. Jedním z milníků této doby je i [15], ve kterém autoři v roce 1957 poprvé předkládají teorii o posilování skleníkového efektu v důsledku lidské činnosti a o dlouhodobé neudržitelnosti této situace.

Jako jedním z prvních legislativních výstupů snah o ochranu životního prostředí lze pak chápat National Environmental Policy Act of US 1970 [16], který v US ustanovil národní politiku ochrany životního prostředí a zavedl povinnost vyhodnotit dopady zásadních federálních rozhodnutí na životní prostředí.

Podíváme-li se na současnou politiku a legislativu ochrany životního prostředí, zejména pak ochrany klimatu, lze za nejdůležitější dokument označit tzv. Kjótský protokol, který představuje první, alespoň částečně, úspěšné celosvětové úsilí o snížení emisí skleníkových plynů v důsledku lidské činnosti. Průmyslové země se v rámci něj zavázaly ke snížení emisí šesti hlavních skleníkových plynů. Vlastní naplnění této smlouvy však trvalo 7 let, během kterých se jen obtížně hledal kompromis i vlastní způsob naplnění dohody (následné konference v Bonnu, Buenos Aires a Haagu) a během kterých následně probíhala i ratifikace dohody jednotlivými státy.

Jedním z hlavních nástrojů EU pro naplnění cílů stanovených Kjótským protokolem se stala podpora obnovitelných zdrojů energie, respektive znevýhodnění fosilních zdrojů tak, aby se na základě tržních principů snížil celkový objem skleníkových plynů produkovaných na území EU na požadovanou cílovou hodnotu. Jako způsob, jak tohoto požadovaného snížení dosáhnout, zvolila EU zavedení systému emisních povolenek, respektive formu přímých a nepřímých podpor OZE.

Prvním konkrétním cílem EU v oblasti snížení emisí skleníkových plynů byla hodnota 12 % podílu elektřiny z OZE pro rok 2010 definovaná v direktivě Evropské komise 2001/77/EC. Již během doby trvání tohoto cíle se EU zaměřila na další pokračování svých environmentálních snah, a tak ještě před cílovým rokem 2010 byla v roce 2009 EU přijata směrnice 2009/28/ES, která definovala nové ambicióznější cíle pro rok 2020. Tento klimaticko–energetický balíček, jenž se následně stal součástí strategie Evropa 2020 [17], obsahuje notoricky známé cíle 20-20-20, tedy do roku 2020 snížit emise skleníkových plynů o plných 20 % (oproti referenčnímu roku 1990), dosáhnout zvýšení podílu energie z obnovitelných zdrojů na 20 % a zvýšit energetickou účinnost o 20 %.

V současné době je nejnovějším cílem v oblasti ochrany klimatu cíl 40 % snížení emisí do roku 2030 definovaný v novém klimaticko–energetickém balíčku [14].

Taktéž na celosvětové úrovni došlo na konci 2015 k zásadnímu posunu, kdy po letech marných snah a vyjednávání byla na summitu v Paříži podepsána dohoda, v rámci které 195 zemí světa „přijalo nové všeobecné a právně závazné celosvětové ujednání v oblasti klimatu“, jehož cílem je omezit „vzestup globální teploty na výrazně méně než 2 °C, a tím se předešlo nebezpečné změně klimatu“. [18]

Z výše uvedeného přehledu je patrné, že snahy o snížení emisí neustávají a naopak si svět i EU do budoucna klade ambiciózní cíle, ve kterých budou hrát významnou roli i obnovitelné zdroje energie, kterými se proto podrobněji zabývá následující kapitola.

Tyto ambiciózní cíle jsou ve strategických dokumentech transformovány do podoby zvyšování absolutní hodnoty produkce energie z obnovitelných zdrojů, respektive zvyšování procentního podílu těchto OZE v celkové bilanci. Takto formulované cíle však neberou v úvahu problémy způsobené masivní penetrací OZE do elektrizačních soustav, se kterými musí vypořádat provozovatelé přenosových a distribučních soustav. Jedním z možných způsobů omezení negativních dopadů OZE je využití akumulčních zařízení, které umožňují přesouvat a optimalizovat „energii v čase“.

3 Obnovitelné zdroje energie

V kapitole 2.3 jsou uvedeny, jako jedna ze složek primárních energetických zdrojů, i obnovitelné zdroje energie. Dosud však nebyl v rámci této práce tento klíčový pojem jakkoliv definován. Pro účely legislativy byla, ze zřejmých důvodů, zvolena definice taxativní. Pro českou legislativu je pojem obnovitelné zdroje energie definován zákonem 165/2012 Sb.¹² o podporovaných zdrojích energie následovně:

„Obnovitelnými zdroji (OZE) se rozumí obnovitelné nefosilní přírodní zdroje energie, jimiž jsou energie větru, energie slunečního záření, geotermální energie, energie vody, energie půdy, energie vzduchu, energie biomasy, energie skládkového plynu, energie kalového plynu z čistíren odpadních vod a energie bioplynu.“ [19]

Jiné než taxativní definice využívají v drtivé většině případů fundamentální vlastnost obnovitelných zdrojů (která je přímo charakterizuje), což je schopnost zdroje se při postupném spotřebovávání částečně či úplně obnovovat v relativně krátkém časovém období. Takto například OZE definuje i EPA [20].¹³ Oproti tomu neobnovitelné (fosilní) zdroje energie (např. uhlí, ropa, zemní plyn atd.) po spotřebování zanikají a nedochází k jejich následné obnově.

Jak je již nejen z předchozích definic zřejmé, obnovitelné zdroje energie mají schopnost (do jisté míry) nahradit neobnovitelné zdroje energie a tím i potažmo šetřit zásoby fosilních paliv. Úspora fosilních paliv však není jedinou výhodou. Výčet dalších hlavních přínosů OZE, které hovoří pro jejich rozvoj, je uveden v následujícím přehledu:

- Minimalizace celkového množství skleníkových plynů, které jsou vypouštěny do atmosféry v důsledku spalování fosilních paliv.
- Absence spalovacích procesů (s výjimkou biomasy a bioplynu) – nedochází k produkci dalších škodlivin (SO_x, NO_x, atd.) a tuhých odpadů.
- Diverzifikace primárních energetických zdrojů jednotlivých států - umožňují zajistit maximálně možnou energetickou nezávislost jednotlivých států (v současné době je drtivá většina států EU importéry primárních energetických zdrojů – viz Přílohy).
- Přispívají k mezigenerační solidaritě (vycházející z myšlenky trvale udržitelného rozvoje)
- Diverzifikace činností v zemědělských oblastech (biomasa pro energetické účely) – lokální zaměstnanost

¹² Zákon 165/2012 Sb. nahrazuje původní zákon 180/2005 Sb. o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie. V rámci definice OZE touto změnou došlo k drobné úpravě, kdy se upřesňuje jako druh OZE z původní definice „*energie kalového plynu*“ na „*energie kalového plynu z čistíren odpadních vod*“

¹³ United States Environmental Protection Agency

Nad rámec výše uvedených výhod jsou obnovitelné zdroje vnímány jako velká příležitost k přechodu na distribuovanou (decentrální) výrobu elektrické energie. S tímto přechodem jsou dle [21] spojeny i další potenciální výhody:

- Snížení celkových ztrát v distribuční a přenosové síti a v návaznosti snížení nákladů na tyto ztráty, jež jsou transferovány na konečné spotřebitele elektrické energie.
- Možnost odložení výstavby velkých centrálních zdrojů a nových přenosových sítí a s tím spojené úspory investičních a provozních výdajů.
- Zvýšená spolehlivost dodávek.

Na tomto místě je však nutné podotknout, že tyto efekty nenastávají automaticky, ale pouze za zjednodušených (a ne vždy splněných) předpokladů:

- Průběh výroby a spotřeby decentralizovaného zdroje a odběrného místa mají podobný diagram.
- Decentralizované zdroje nemají výrazně vyšší náklady než velké centralizované zdroje.
- V případě masivního rozvoje decentralizovaných zdrojů bude muset být revidován přístup k řízení elektrizační soustavy tak, aby bylo možné využívat v dané lokalitě efektů decentrální výroby.

Implementace decentrálních intermitentních obnovitelných zdrojů energie lze dosáhnout různými způsoby, a to:

- Vyrovnáváním odchylek diagramu výroby a spotřeby pomocí dalších výrobních zdrojů schopných poskytovat požadované podpůrné služby.
- Využitím akumulačních technologií pro přesun přebytků vyrobené energie v čase.
- Změnou chování spotřebitelů směrem k přizpůsobení spotřebních diagramů (zvyklostí) směrem k výrobním diagramům (technickým možnostem) intermitentních OZE. Toto by však vyžadovalo signifikantní revizi stávající tarifní struktury.

Zvýšená penetrace obnovitelných zdrojů energie však s sebou přináší i celou řadu limitací, problémů a budoucích výzev, které v současné době brání ještě většímu uplatnění OZE. V následujícím výčtu jsou identifikovány ty nejvýznamnější:

- Nízká hustota energie - obnovitelné zdroje energie mají v porovnání s neobnovitelnými zdroji (fosilní a jaderné) velmi nízkou hustotu energie, tzn. pro získání stejného množství energie je u OZE potřeba využít několikanásobně větší užitečnou plochu.
- Závislost některých OZE na vnějších neřiditelných podmínkách okolního prostředí (např. sezónní křivka, okamžité kolísání rychlosti větru, oblačnost, srážky, den/noc, atd.) a s tím spojená menší doba využití (týká se zejména intermitentních zdrojů¹⁴)

¹⁴ Jako intermitentní zdroje jsou označovány principiálně neřiditelné zdroje (řiditelnost je omezena pouze na možnost odpojení daného zdroje), jejichž výroba je v přímé závislosti na klimatických

- Na nedeformovaném trhu s elektřinou jsou OZE zpravidla ekonomicky nekonkurenceschopné s klasickými zdroji energie (výjimku tvoří kategorie vodních elektráren)
- Nedostatek volných a vhodných lokalit pro další výstavbu některých druhů OZE (s postupem rozvojem instalací OZE se investoři musí přesouvat i do méně kvalitních lokalit. Toto má za následek zvýšení minimální ceny produkce těchto nových OZE ve srovnání se stejnými technickými řešeními, které využívají lepší lokality).

I přes výše uvedené nevýhody si EU stanovila ambiciózní cíle v oblasti instalace a provozu obnovitelných zdrojů. Konkrétně jsou tyto cíle za celou EU do roku 2030 uvedeny v kapitole 2.3. Tyto cíle však obsahují závazky za celou EU 28, cíle jednotlivých států jsou pak diferenciovány dle jejich specifických podmínek a jsou, respektive budou, zakotveny v národních politikách členských států.

Tuto diferenciaci lze velmi dobře demonstrovat na cílech EU k roku 2020 stanovené směrnicí 2009/28/ES. Souhrnným cílem EU pro rok 2020 je v oblasti OZE dosažení hodnoty 20 % konečné spotřeby energie pokryté z obnovitelných zdrojů. Diferenciované cíle jednotlivých států jsou uvedeny v následující tabulce. Ta kromě národních cílů obsahuje i předpokládané cílové hodnoty stanovené v rámci jednotlivých Národních akčních plánů pro obnovitelné zdroje zpracovaných na základě závazné směrnice Evropského parlamentu a Rady 2009/548/ES, stanovující a upravující vzor a strukturu těchto NAPů [22].

Z tohoto přehledu lze vyčíst, že Česká republika z pohledu výše požadovaného podílu obnovitelných zdrojů na konečné spotřebě patří ke skupině států s relativně nejmenšími cíli. Tyto hodnoty jsou však výrazně ovlivněny jak dostupným potenciálem OZE tak i historickým vývojem celé elektrizační soustavy, zejména pak zdrojovou částí. Detailnější pohled na problematiku obnovitelných zdrojů v ČR nabízí následující kapitola.

podmínkách, respektive u solárních elektráren i na osvětlení v rámci dne a noci, konkrétně pak do této kategorie spadají fotovoltaické a větrné zdroje.

	Národní cíle stanovené direktivou 2009/28/EC (příloha I.)	Podíl OZE na konečné spotřebě energie dle předpokladů Národních akčních plánů	Podíl OZE na konečné spotřebě energie dle odhadů producentů OZE
	%	%	%
AT	34	34,2	46,4
BE	13	13	14,5
BG	16	18,8	20,8
CY	13	13	14,5
CZ	13	13,5	13,7
DK	30	30,5	30,5
DE	18	19,6	26,7
EE	25	25	25
EL	18	20,2	25,2
ES	20	22,7	28,3
FI	36	38	42,3
FR	23	23,3	23,6
HU	13	14,7	18,3
IE	16	16	16
IT	17	16,2	19,1
LT	23	24,2	31,7
LU	11	8,9	10,4
LV	40	40	46,4
MT	10	10,2	16,6
NL	14	14,5	16,8
PL	15	15,5	18,4
PT	31	31	35,3
RO	24	24	24
SL	25	25,3	34,1
SK	14	15,3	26
SE	49	50,2	57,1
UK	15	15	17
EU	20	20,7	24,4

Tabulka 1: Cíle EU v oblasti OZE do roku 2020

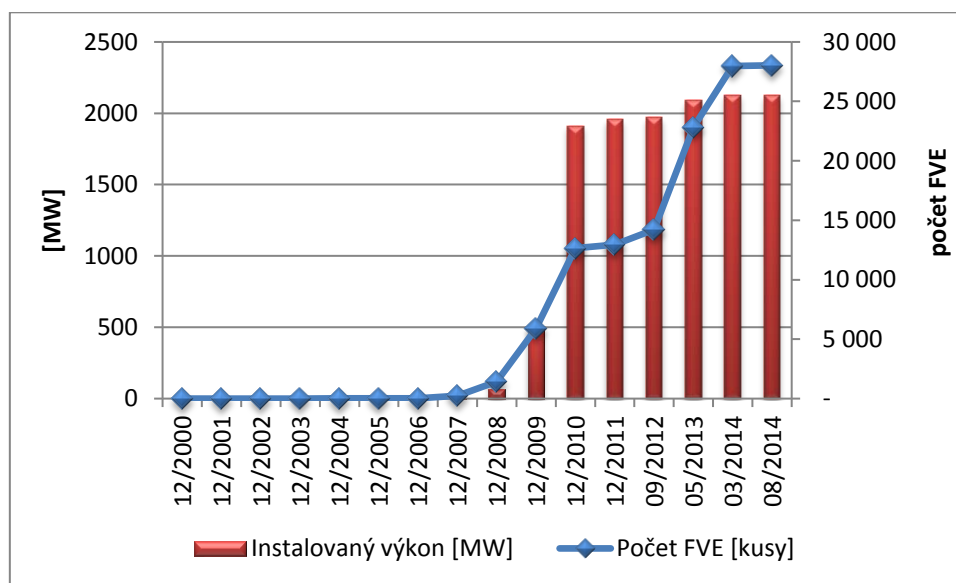
3.1 Obnovitelné zdroje energie v ČR

V podmínkách České republiky se první obnovitelné zdroje elektrické energie datují na konec 19. století, konkrétněji k roku 1888, kdy byla vybudována první vodní elektrárna v Písku. Její vybudování bylo reakcí na úspěšný projekt propagačního elektrického osvětlení centra města, který v Praze realizoval František Křížík v červnu roku 1887 [23]. Písek se tak stal ve své době prvním českým městem se stálým veřejným osvětlením. Po písecké elektrárně byly na začátku 20. století vybudovány dvě vodní elektrárny přímo v Praze, a to na Těšnově a na Štvanici (kde je, samozřejmě po rekonstrukci, v provozu dodnes).

Dominance vodních elektráren, jako nejvýznamnějšího obnovitelného zdroje (jak z pohledu instalovaného výkonu, tak i z pohledu vyrobené elektřiny) trvala až do první dekády 21. století. Prvním rokem, kdy výroba elektřiny z vodních elektráren klesla pod 50 % z celkové výroby elektřiny z OZE v ČR, byl rok 2010. V tomto roce vodní elektrárny zajistily 47 %

vyrobené elektřiny z OZE [24]. Původ této změny lze datovat do roku 2005, kdy ČR spustila program systematické podpory obnovitelných zdrojů energie formou stanovení výkupních cen pro jednotlivé kategorie OZE. Princip této podpory byl založen na myšlence stejné návratnosti kapitálu u všech druhů OZE bez ohledu na velkou rozdílnost investičních a provozních výdajů jednotlivých druhů OZE. [25]

V prvních letech po zavedení tohoto podpůrného schématu nebyl nárůst nových instalovaných kapacit nijak dramatický. Tento stav trval až do roku 2009, respektive 2010, kdy se naplno projeví dramatické nedostatky (chyby) v nastavení podpůrných schémat. Tyto nedostatky vyústili v letech 2009 – 2010 až v situaci, která je dnes nazývána „Solárním boomem“ a toto mělo pak za následek důkladnou revizi a následnou změnu celého systému podpory OZE v ČR. Obrázek 11 demonstruje růst výroby elektřiny na bázi OZE (zejména FVE). Ještě patrnější je tento nárůst z pohledu instalovaného výkonu, který uvádí Obrázek 10. Z něj lze snadno identifikovat více než čtyřnásobný meziroční nárůst instalovaného výkonu fotovoltaických elektráren mezi roky 2009 a 2010. Pro identifikaci a pochopení přesných důvodů tohoto živelného růstu je třeba detailněji popsat a analyzovat pravidla a garance nastavené zákonem 180/2005 Sb. o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie a o změně některých zákonů (zákon o podpoře využívání obnovitelných zdrojů).

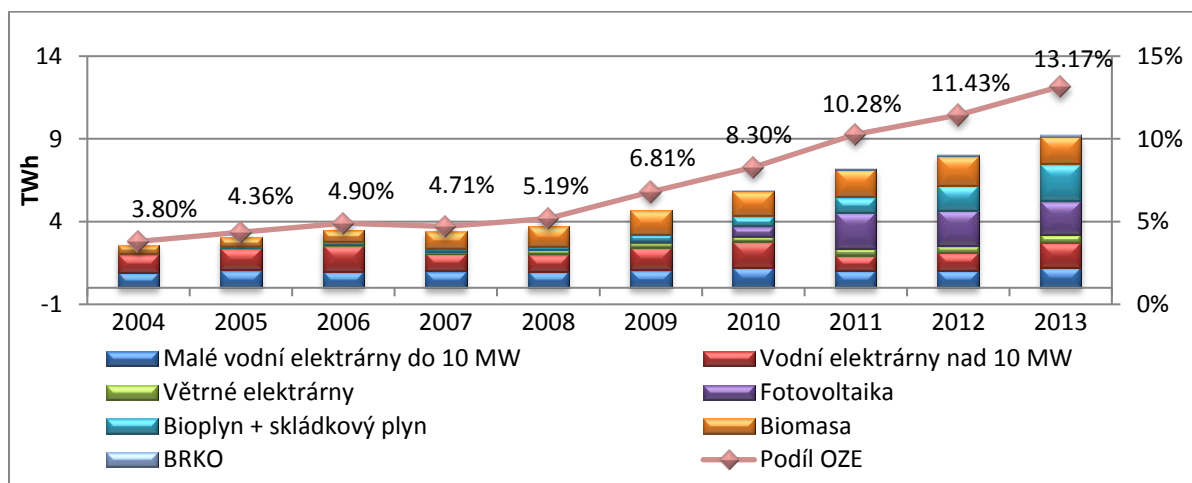


Obrázek 10: Vývoj instalovaného výkonu FVE a počtu licencí [26]

Celý systém podpory obnovitelných zdrojů energie v České republice byl principiálně nastaven na základě referenčních projektů, s typickými technicko–ekonomickými parametry daného zdroje, s využitím principu návratnosti na vložený kapitál. Vlastní simulace hotovostních toků referenčních projektů jednotlivých druhů OZE a následné výpočty

výkupních cen, respektive zelených bonusů, musely respektovat následující podmínky a předpoklady [25]¹⁵:

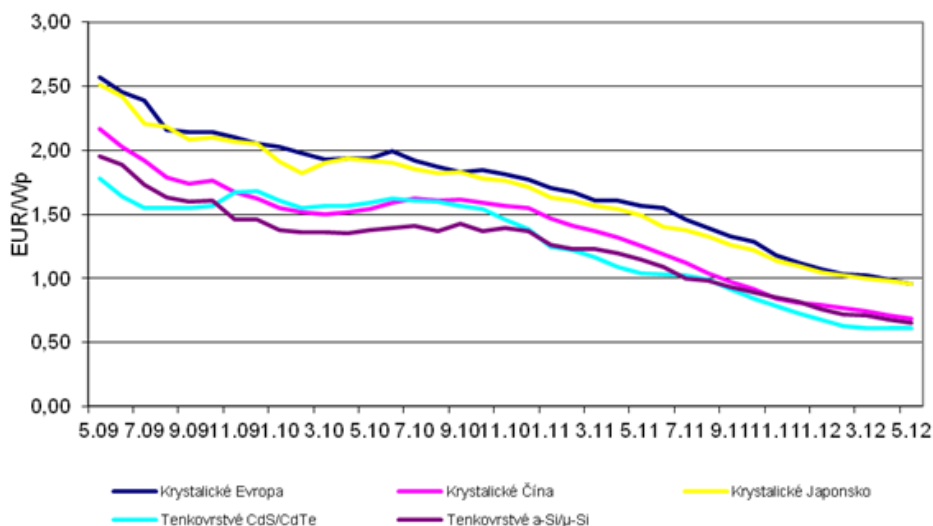
- Výrobci elektřiny si mohli zvolit mezi režimem výkupních cen a zelenými bonusy.
- Každoročně docházelo k aktualizaci výpočtů výkupních cen a zelených bonusů.
- Již přiznané výkupní ceny i zelené bonusy byly každoročně upravovány o inflační navýšení v rozmezí 2% – 4%.
- Výkupní cena/zelený bonus byl garantován na 20 let pro všechny druhy OZE s výjimkou malých vodních elektráren, u nichž byla garantovaná doba 30 let.
- Elektřina z obnovitelných zdrojů byla přednostně vykupována ze strany provozovatele distribuční respektive přenosové soustavy na pokrytí ztrát v sítích.
- Nebyla uvažována možnost křížových dotací.
- Diskontní míra využívaná při kalkulacích návratnosti projektů byla stanovena na 7% a významově odpovídala vážené ceně kapitálu (WACC).
- **Neexistovaly žádné limity na velikost instalovaného výkonu obnovitelných zdrojů energie, respektive výroby (celkové ani pro jednotlivé typy OZE).**
- **Výkupní cena mohla meziročně klesnout maximálně o 5%.**



Obrázek 11: Vývoj výroby elektřiny z OZE a její podíl na hrubé domácí spotřebě [24]

Jak je patrné z prezentovaných dat o instalovaném výkonu a výrobě elektřiny z obnovitelných zdrojů (Obrázek 10, Obrázek 11) až do roku 2008 byl nárůst OZE pozvolný a neindikoval žádné potenciální problémy. Tyto problémy nastaly až v průběhu roku 2008, kdy začalo docházet k poklesu investičních nákladů na výstavbu fotovoltaických elektráren. Tento trend snižování investičních nákladů pokračoval výrazně i v následujících letech a je zobrazen na následujícím obrázku (Obrázek 12 založených na datech z databáze sologico.com), který znázorňuje vývoj cen krystalických a tenkovrstvých fotovoltaických panelů. Ceny krystalických panelů jsou ještě dále rozděleny na ceny panelů vyrobených v Evropě, Japonsku a Číně.

¹⁵ Nejedná se o plný výčet, ale jen o vybrané podmínky a předpoklady ovlivňující výstavbu FVE



Obrázek 12: Vývoj cen PV panelů na evropském trhu – ceny bez DPH

Z grafu je vidět, že ceny fotovoltaických panelů klesly v tomto období až trojnásobně (tenkovrstvé panely), respektive asi 2,5 násobně (krystalické panely). Tento výrazný pokles byl zapříčiněn kombinací více faktorů. Cena panelů přitom tvořila a tvoří cca 2/3 celkových investic.

Jako hlavní jsou uváděny výzkum a vývoj nových technologií a taktéž růst objemu produkce a následné zvyšování konkurence [27]. Velmi zajímavý důvod pro možné snižování cen popisuje i autor [28]. Ve svém článku uvádí, že cena fotovoltaických panelů a potažmo tak i celých fotovoltaických systémů, byla tažena očekáváním poptávajících, kteří předpokládali klesající trendy v cenách panelů a vyčkávali tak dlouho, až se toto očekávání stalo skutečností.

Na tento dramatický pokles investičních nákladů však nebyl Energetický regulační úřad ani vláda a parlament schopni adekvátně reagovat. Díky nastaveným pravidlům podpory obnovitelných zdrojů v ČR mohl snižovat meziročně výkupní ceny maximálně o 5 %, což však vůbec nekorrespondovalo s poklesem cen fotovoltaických instalací. Situaci navíc nepomohla ani vládní krize, která vyústila až k pádu vlády na jaře roku 2009 a zrušení/přesun předčasných voleb Ústavním soudem z podzimu 2009 na léto 2010, což fakticky znamenalo nemožnost rychle reagovat na danou situaci formou legislativních změn v oblasti podpory OZE [29].

Posledním faktorem, který umocnil živelný rozvoj instalací fotovoltaických elektráren na území ČR, byla probíhající celosvětová finanční krize, která započala v roce 2008 [30]. Investoři tak v tomto období hledali možnost, jak zhodnotit svůj kapitál a státem garantovaná možnost investice do FVE se jevila jako více než lákavá. Původně byl systém podpory nastaven tak, aby splňoval podmínku 7 % WACC. Díky výše popsáným skutečnostem však výše podpory (dle [25]) byla o 30 % – 40 % vyšší, než by odpovídalo 7 % WACC.

Toto tak rezultovalo v situaci, kdy v listopadu 2009 registrovali provozovatelé distribučních soustav požadavky na připojení fotovoltaických elektráren s instalovaným výkonem převyšujícím 6 500 MW¹⁶. V dubnu 2010 bylo s kladným vyjádřením k připojení registrováno přibližně 4 500 MW FVE. Tyto hodnoty je nutné dát ještě do perspektivy elektrizační soustavy ČR. Ve zmiňovaném roce 2010 bylo dle [31] roční maximum spotřeby ve výši 11 204 MW (27.1.) a roční minimum spotřeby¹⁷ 4 578¹⁸ MW. Tento stav vyústil ve vyhlášení moratoria na přijímání nových žádostí, respektive na vydávání kladných stanovisek o připojení, ze strany provozovatelů distribučních soustav, které vešlo v platnost na konci února 2010. Prostým porovnáním hodnoty minima spotřeby a potenciálních FVE s kladným vyjádřením k připojení do ES byl patrný problém. Z tohoto důvodu byla zpracována studie [32], která pro podmínky české ES stanovila jako mezní hodnotu instalovaného výkonu ve FVE 1 650 MW. Výsledná situace byla prezentována výše (Obrázek 10, Obrázek 11). Je z ní patrné, že mezní hodnota instalovaného výkonu FVE 1 650 MW byla překročena již v roce 2010.

Další reakcí na fotovoltaický boom byla v roce 2010 revize legislativy, která mimo jiné znamenala:

- zrušení 5% omezení na maximální meziroční změnu výkupních cen,
- zrušení podpory velkých aplikací (nad 30 kW instalovaného výkonu) na zemědělské půdě,
- navázání podpory OZE na hodnoty instalovaného výkonu, respektive celkové výroby daného druhu OZE na NAP.

Další rozvoj fotovoltaických elektráren na území ČR byl limitován nulovou investiční a provozní podporou. Toto se změnilo vyhlášením programu „Nová zelená úsporám“, který investičně podporuje výstavbu malých střešních aplikací do 10 kW. Podmínkou obdržení podpory je požadavek na 70 % využití vyrobené energie v místě spotřeby. Toto lze, a je i v rámci výzvy explicitně podporováno, zajistit instalací akumulací technologie. Předpokládá se, že takto optimalizované malé zdroje nebudou mít zásadní negativní vliv na chod soustavy.

¹⁶ V této hodnotě však byly zahrnuty i projekty čistě spekulativního charakteru.

¹⁷ Roční maximum i minimum spotřeby bylo pro rok 2010 vypočteno jako zatížení soustavy minus výkon na přečerpávání v PVE

¹⁸ Tato hodnota se v průběhu času nijak zásadně nemění a např. pro rok 2013 [24] byla 4 428 MW (včetně salda zahraničního obchodu s elektřinou)

Druhou rovinou „problémů“ spojených s fotovoltaickým boomem v ČR je otázka vícenákladů spojených s garantovanou výrobou elektřiny z obnovitelných zdrojů. Detailní analýza této problematiky je však nad rámec této práce a více se tímto v kontextu České republiky zabývají např. autoři [33]. Obecněji se této tématice věnují i autoři [34], kteří při modifikovaném využití modelu „WorldScan“ variantně vyčíslují celkové vyvolané náklady do OZE při splnění klimatických cílů EU k roku 2020.

4 Současný stav řešené problematiky

Články, které se věnují dané problematice, lze principiálně rozdělit do dvou hlavních tematických skupin. **První skupina** odborných prací se zabývá ryze technickou stránkou akumulace, tzn. klasifikací akumulčních zařízení, srovnáním a hodnocením jejich specifických technických vlastností a v neposlední řadě i integrací (včetně optimalizačních úloh) akumulčních zařízení jako vhodného nástroje pro širší zapojení obnovitelných zdrojů energie do ES. V [35], [36], [37], [38], [39], [40] se autoři zabývají především porovnáním vybraných technických a ekonomických parametrů (účinnost, kapacita, hustota energie, doba provozu, životnost v letech a počtech cyklů, samovybitení a investiční náklady a další) různých typů akumulčních technologií, zejména pak bateriových systémů. Autoři [41] rozšiřují toto porovnání o baterie určené pro elektromobilitu. V [42] jsou klasifikovány technologie na stálé a přenosné, dle časového hlediska ukládání na krátkodobé a dlouhodobé a dle požadavků na maximální špičkový výkon. [43] se věnuje odhadům, které technologie jsou nadějně z pohledu budoucího technologického vývoje v horizontu příštích 20 let.

V [44] jsou porovnávány přečerpávací elektrárny, systémy využívající stlačený vzduch, bateriové systémy, palivové články, supravodivé magnetické úložiště, setrvačníky, kondenzátory a superkondenzátory a ukládání energie do tepelného média. Autoři popisují technickou stránku jednotlivých systémů a energetickou efektivitu nabíjecích a vybíjecích cyklů. [45] se zaměřuje na stacionární systémy akumulace vhodné pro kombinaci s větrnými elektrárnami. Porovnání technických parametrů akumulčních zařízení určenými k ostrovnímu provozu v součinnosti s OZE se zabývají autoři [46].

Práce [47] porovnává vysokorychlostní setrvačníky, ultrakapacity a baterie, které lze využít pro účely elektromobilů. Autoři simulovali provoz automobilu ve dvou různých režimech, aby prokázali, která technologie je nejlepší v různých modech provozu. Pro nastavený model vychází, že vysokorychlostní setrvačníky mohou být konkurenceschopné bateriím i ultrakapacitorům z pohledu celkových nákladů i účinnosti.

V [48] jsou porovnávány dostupné typy technologických řešení akumulace zejména z pohledu technických specifikací. Práce technologie klasifikuje na mechanické, elektrické, chemické a termální. Dalším souhrnným článkem zabývajícím se porovnáním různých druhů akumulčních zařízení je [49]. Nad rámec toho však práce velmi dobře popisuje a modeluje efektivnost celého nabíjecího a vybíjecího cyklu tak, aby tento model bylo možno využít pro technologicky rozdílné systémy ukládání energie.

Práce [50] se věnuje novým technologiím pro ukládání elektřiny, které lze využít v ES. Soustřeďuje se na vanadium redoxové průtokové baterie (VRFB), které jsou v provozu v rámci distribuční sítě v Texasu. Autoři formulovali optimalizační nelineární úlohu, jejímž výsledkem je očekávaná hodnota VRFB při primární regulaci frekvence. Tuto hodnotu odhadují na 1 500 USD/kW. Optimalizace probíhá na denním základu, regulace frekvence je

oceněna hodinovými cenami regulační energie, jak pro kladné tak i pro záporné odchylky. Cena elektřiny pro nabíjení baterií je určována v třiminutových intervalech a je reprezentována odhadovanou cenou na energetické burze.

Velká pozornost je v současné době věnována i optimalizačním modelům popisujícím spolupráci intermitentních zdrojů a akumulčních zařízení. Za všechny lze uvést například [51], kde autoři vytvořili časově podrobný optimalizační model pro popis výrobního mixu, který bere v potaz deseti minutové časové řezy a pokrývá celý kalendářní rok pro Japonsko. Autoři dále konstatují, že s růstem instalovaného výkonu fotovoltaických zdrojů klesá stupeň jejich integrace do ES. Dále rostoucí podíl FV zdrojů snižuje dobu využití paroplynových zdrojů. Domnívají se tak na základě svých analýz, že z důvodu vysoké ceny baterií je výhodnější regulovat výkon FV zdrojů místo vlastního využití akumulace.

Optimalizační úlohu nasazení akumulčního zařízení řeší i autoři [52]. Využívají k tomu simulační program vyvinutý na univerzitě v Durhamu (UK), který vyhodnocuje přínosy provozu akumulčního zařízení v rámci různých provozních stavů. Klíčovými parametry pro evaluaci jsou řízení napětí a činného výkonu. Ekonomické ohodnocení identifikovaných benefitů však chybí. Kritériem je snížení počtu odchylek klíčových parametrů od požadovaných hodnot.

Velkým systémům pro uskladnění energie se věnuje [53] a diskutuje navíc i další externí faktory, kterými jsou zejména dostupnost přírodních zdrojů a dalších limitujících faktorů. Akumulční zařízení je zde chápáno jako prostředek pro výrazné snížení variability výroby z intermitentních OZE, konkrétně pak z větrných farem. Taktéž integrací větrné energie, tentokrát do systému zásobování teplem v Irsku, se zabývá [54]. Akumulčním zařízením je přečerpávací elektrárna. Srovnání je provedeno s teplem čerpadlem a vytápěním pomocí zemního plynu v kombinovaném cyklu. Ekonomické porovnání je provedeno pouze na základě nákladů. Pro případ Irsku došli autoři k závěru, že z výše navržených systémů lze preferovat využití přečerpávací elektrárny ovšem za podmínky dostatečného rozvoje přenosové a distribuční sítě.

Velmi zajímavý je i pohled autorů [55], kteří pomocí metody „fuzzy Delphy“ vyhodnotili názory expertů v oblasti akumulčních technologií. Položenou otázkou bylo, které technologické řešení akumulace považují vybraní experti za nejvíce slibné pro integraci větrné energie v regionu severozápadního Pacifiku (USA). Výsledný názor se přiklonil k technologii stlačeného vzduchu, která dominovala ve 3 ze 4 analyzovaných oblastí (ekonomická, environmentální, sociální a technická).

Velmi často diskutovaným tématem v oblasti akumulace elektrické energie je integrace těchto systémů do konceptů chytrých sítí (smart grids). V [56] jsou popsány akumulční technologie právě jako nedílná součást integrace OZE do tohoto konceptu. V rámci článku jsou popsány způsoby využití spolupráce OZE a 4 rozdílných akumulčních technologií – setrvačníky, elektrochemické systémy, přečerpávací elektrárny a akumulace na bázi stlačeného vzduchu. Z technického pohledu jsou dle autorů všechny analyzované

technologie využitelné, záleží jen na jejich ekonomických parametrech, které autoři ve své práci nerozebírají.

Další možný přístup k integraci OZE v rámci konceptů chytrých sítí nabízejí autoři [57], kteří navrhuji v současnosti notoricky diskutovaný systém spojení intermitentních OZE a elektromobility. Systém počítá s využitím proměnné výroby z FVE pro nabíjení baterií, které jsou uzpůsobeny k rychlé výměně v elektromobilech. Vznikly by tak de facto distribuované bateriové farmy v rámci nabíjecích stanic. Detailně je tu zpracován matematický model nabíjení a výměny bateriových sestav. V rámci ekonomické optimalizace minimalizují ekvivalentní (anuitní) roční náklady systému složené z nákladů FVE, baterií, nabíjecích stanic, transformátorů a ceny silové elektřiny. Druhým optimalizačním kritériem je maximalizace procentuálního využití FVE pro nabíjení baterií. Vícekriteriální problém řeší pomocí Paretova optima. Zcela však chybí diskuze o jakýchkoliv ekonomických benefitech a jejich vlastní ohodnocení.

Poslední oblastí, která je v současné době masivně diskutována z technického a optimalizačního pohledu, je využití akumulčních zařízení v kombinaci s obnovitelnými zdroji energie pro zajištění chodu mikrosystémů, respektive ostrovních provozů. Autoři [58] modelují provoz malých zdrojů obnovitelné energie, včetně ekonomiky jejich provozu. Toto porovnání provádějí pro vícero potenciálně slibných technologických řešení akumulace. Vlastní vyhodnocení je pak provedeno za pomoci externích evaluačních softwarů – Simulink a HOMER. Výsledky nedoporučují instalaci akumulčního zařízení. Autoři [59] navíc oproti předchozí práci představují myšlenku distribuované výroby elektřiny a zapojení mikrosystémů do aktivního řízení spotřeby. Analyzovaný mikrosystém byl založen na bateriích typu NaS. V [60] vytvořili autoři nad rámec předešlých prací model fotovoltaického zdroje a akumulace využívající nejen bateriové systémy, ale i superkapacity. [61] hledá optimální kapacitu akumulčního systému pracujícího v kombinaci s FVE pro rodinný dům v Japonsku. Kritériem je minimalizace celkových nákladů za dobu životnosti systému (20 let). Zajímavé je využití metaheuristického algoritmu „Tabu search“, který je založený na principu tabulkového vyhledávání.

Nedílnou součástí všech akumulčních technologií je jejich potenciální vliv na životní prostředí. Tímto se zabývá [62], v rámci kterého je řešena problematika recyklace použitých Li-ion baterií. Autoři konstatují, že bez plného zvládnutí celého životního cyklu bateriových systémů nelze předpokládat jejich masivní rozvoj v souladu s principy trvale udržitelného rozvoje. Navrhují tak optimalizační model pro analýzu výnosnosti recyklace na základě současných parametrů Li-ion bateriových systémů a na ceně vstupních surovin. Závažným závěr je, že s přechodem výrobců na levnější katody u Li-ion baterií, je jejich recyklace ekonomicky méně výhodná/nerentabilní. Vlastní dostupnost lithia pro bateriové systémy elektromobilů v horizontu do roku 2050 řeší [63]. V článku je upozorněno na vysokou nejistotu kritických vstupních údajů pro odhady dostupnosti a potřeby lithia.

Jednomu z dalších přístupů hodnocení implementace akumulčních systémů soustředujícímu se na ekologické aspekty (množství skleníkových plynů vyprodukovaných během celého životního cyklu) se věnuje [64]. Z tohoto pohledu se jako technologie, která nejméně zatěžuje životní prostředí, jeví přečerpávací systémy (pro kombinaci s jadernými zdroji a OZE) nebo systémy na stlačený vzduch v kombinaci se zdroji na fosilní paliva. Je však otázkou, zdali další ekologické implikace výstavby přečerpávacích elektráren nemohou tento pohled zvrátit ve prospěch jiných akumulčních technologií.

Druhou, menší, **skupinou** jsou práce řešící nejen vlastní technickou stránku provozu akumulčních zařízení, ale i jejich ekonomické parametry. Tuto skupinu lze následně rozdělit na práce pokrývající problematiku investičních a provozních nákladů a minoritní část, která se zabývá i ekonomickými přínosy zapojení akumulčních zařízení do ES.

Z pohledu kvantifikace ekonomických přínosů instalace akumulčních zařízení je však třeba již hned na začátku rozdělit akumulční technologie na dvě základní kategorie, a to velké přečerpávací elektrárny a všechny ostatní akumulční technologie. Důvodem pro tuto kategorizaci je fakt, že přečerpávací elektrárny jsou historicky nejrozšířenějším (dominantním) druhem v rámci akumulčních technologií. Toto lze demonstrovat i na příkladu USA, které dlouhodobě patří k leaderům v oblasti vývoje a implementace akumulčních technologií. Z celkově instalovaných 228 GW v akumulčních technologiích je 99 % realizováno ve formě přečerpávacích elektráren využívaných pro dlouhodobé přesuny (noc-den, pracovní dny-víkendy) výkonu [65]. Ekonomické přínosy těchto zdrojů lze identifikovat nejen v principu cenové arbitráže, který je detailně popsán v následujícím textu, ale i v možnosti poskytovat placené podpůrné služby. Oproti tomu všechny ostatní druhy akumulčních technologií nejsou v současné době certifikovány pro poskytování podpůrných služeb, respektive některé nesplňují technické požadavky, a z tohoto důvodu jsou jejich ekonomické přínosy, v porovnání s přečerpávacími elektrárnami, nižší. Do budoucna je proto snahou všech výrobců a provozovatelů, aby akumulční technologie tuto certifikaci, a tím další zdroj příjmů, získali.

Náklady akumulčních systémů řeší autoři [66]. Jedná se o přehledovou práci věnující se nákladům za dobu životnosti pro stacionární baterie. Autoři konstatují, že i přes relativní dostupnost dat o různých akumulčních technologiích, je málo pozornosti věnováno nejistotám vstupních parametrů těchto technologií. Výstupem práce je pravděpodobnostní technicko-ekonomický model, který stanovuje roční průměrné náklady za dobu životnosti. Model byl testován na 4 vybraných akumulčních bateriových technologiích – VRFB, NaS, olověných akumulátorech a Li-ion. Presentované výsledky ukazují značnou nejistotu výsledných hodnot ročních provozních nákladů, které se vůči vypočteným průměrným hodnotám pohybují v desítkách procent. Taktéž autoři konstatují absenci jedné nejlepší technologie.

Roční ekvivalentní náklady podrobně rozebírají i autoři v [67]. Výpočet ročních ekvivalentních nákladů na akumulaci elektřiny (levelized cost of energy) je založený na standardním

principu výpočtu současné hodnoty. Při použití pouze nákladového přístupu k ekonomickému hodnocení instalace akumulčních zařízení je to nejvíce korektní přístup, beroucí v potaz časovou cenu peněz. Práce navíc ukazuje, jak zohlednit případný růst/pokles cen elektřiny pomocí složeného zásobitele nebo pomocí autory navrženého zjednodušení. Na modelových výpočtech vychází jako nejefektivnější redoxové baterie a naopak nejméně efektivní jsou olověné akumulátory.

Vlastní stanovení ekonomických benefitů instalace akumulčních systémů se diskutuje minimálně. Jako jedni z mála se touto problematikou zabývají autoři [68], když ve své práci diskutují ekonomické benefity, které může přinést instalace akumulčního zařízení. Model pracuje s následujícími ekonomickými přínosy:

- časový posun výroby – přesunutí výroby z mimošpičkových do špičkových pásem a tím využití cenové arbitráže,
- přizpůsobení diagramu výroby požadavkům sítě (zatížení),
- náhrada točivé rezervy,
- zvýšení maximální možné výše integrace intermitentních zdrojů (autoři mezi tyto zdroje zahrnují i jaderné elektrárny),
- regulace výkonu,
- kompenzace účinníku.

Autoři testují ekonomickou efektivnost těchto potenciálních benefitů na případové studii redox baterií ve Španělsku. Dosažené vnitřní výnosové procento (ve výši 12 %) indikuje nečekaně vysokou ekonomickou rentabilitu. Je však otázkou, kterou bez detailní znalosti vlastního výpočtového modelu nelze zodpovědět, jak bylo těchto 6 ekonomických přínosů vzájemně kombinováno. Dle mého názoru je ekonomický přínos značně nadhodnocen, čemuž odpovídá i mizivá implementace těchto bateriových systémů v praxi.

Cenovou arbitráž využívají pro ohodnocení benefitů akumulace i autoři [69] v podmínkách trhu s elektřinou v Jižní Koreji. Pro vlastní model využívají Hotellingova principu, který říká, že držitel práv k neobnovitelnému zdroji bude tento zdroj ekonomicky využívat pouze v případě, že benefity takto získané budou vyšší než benefity dostupné v rámci tržních finančních nástrojů. Jinak řečeno investor se chová racionálně a je motivován pouze ziskem a dále se předpokládá, že trh je efektivní.

Výše uvedená cenová arbitráž je využitelná pro subjekty, které se mohou přímo účastnit obchodování na trzích s elektrickou energií. Instalaci akumulčních technologií v rámci ČR a (potažmo celého regionu střední Evropy) ovlivňují historické konsekvence popsané v kapitole 3. Mezi hlavní určující faktory lze tak zařadit zejména garanci podpory formou kompletního výkupu produkce elektřiny z fotovoltaických elektráren na 20 let bez ohledu na tvar výrobního diagramu dodávky. Odpovědnost za případné odchylky je přenesena směrem od provozovatele zdroje. Toto ve své podstatě znamená, že provozovatelé intermitentních zdrojů (zejména fotovoltaických elektráren) nemají v současné době žádnou motivaci pro dodatečné investice do akumulčních zdrojů.

Potenciálním investorem akumulční technologie většího rozsahu tak může být „z donucení“ provozovatel distribuční nebo přenosové soustavy, u kterého je však využitelnost výše popsané metody cenové arbitráže výrazně omezená. Důvod pro toto omezení lze najít v procesu unbundlingu, v rámci kterého došlo ke zrušení integrovaných podniků v rámci elektroenergetiky. V praxi toto znamenalo právní oddělení jednotlivých částí dříve integrovaného procesu výroby, přenosu, distribuce a prodeje elektrické energie. Z pohledu algoritmu ekonomického hodnocení přínosů akumulace elektrické energie je nejdůležitější fakt, že se v současné době distributor nemůže přímo účastnit vlastního obchodování s elektřinou a z tohoto důvodu je pro něj princip ekonomické arbitráže pro ocenění přínosů akumulace nepoužitelný. Podrobněji se analýzou vlastního unbundlingu a jeho dopadů v zemích UCTE zabývají např. autoři [70], popřípadě autoři [71], kteří diskutují dopady unbundlingu v 16 evropských zemích. Rozbor konkrétních dopadů unbundlingu je pak již nad rámec předkládané práce.

Z provedené rešerše lze vyvodit následující závěry:

- Většina publikací se věnuje technickým problémům spojeným s instalací a provozem akumulčních zařízení.
- Jednotlivé technologie jsou v literatuře podrobně porovnávány mezi sebou zejména z pohledu svých technických parametrů.
- Autoři se shodují, že v odhadech budoucího vývoje, a to jak v oblasti technických parametrů, tak i ekonomických, je vysoká míra nejistoty. Z teorie reálných opcí toto však znamená, že opce na odložení investice do akumulčních systémů bude mít relativně vysokou hodnotu.
- Neméně důležitou částí jsou ekologické aspekty celého životního cyklu akumulčních technologií, respektive dlouhodobá dostupnost nutných surovin pro výrobu.
- Velmi často řešenou úlohou je nalezení správného mixu zdrojů a akumulční technologie. Ukazuje se, že neexistuje jedna univerzální kombinace a pro každý specifický případ se výsledné portfolio může měnit.
- Problematiku instalace a hledání optimální velikosti i technologie akumulčního zařízení lze rozdělit na tři, někdy se částečně překrývající, oblasti:
 - Velké (systémové) aplikace přímo napojené do distribuční či přenosové soustavy v řádu stovek kW až stovek MW instalovaného výkonu v akumulaci.
 - Malé (často i ostrovní) instalace v jednotkách až stovkách kW.
 - Aplikace zajišťující nabíjení baterií pro elektromobily.
- Metody pro vlastní optimalizaci navržených modelů se liší, lze identifikovat jak jednoduché (lineární) modely, tak i velmi sofistikované postupy (heuristické, na bázi umělé inteligence atd.)
- Ekonomické hodnocení akumulace je prováděno třemi hlavními způsoby:
 - Prosté uvedení investičních výdajů obvykle vztažených na jednotku výkonu, méně často na jednotku energie.
 - Celkové roční náklady provozu akumulčních zařízení (a to jak s uvažováním časové ceny peněz, tak i bez ní).
 - Nad rámec nákladů jsou stanoveny a ohodnoceny i ekonomické benefity akumulčních zařízení. Nejčastějším, a nejjednodušším, popsaným příkladem je využití cenové arbitráže mezi cenou základního a špičkového zatížení.

V dalších kapitolách práce se proto soustředím na vytvoření metodického postupu, který by doplnil metody ekonomického hodnocení akumulčních zařízení o případy, kdy nelze využít cenovou arbitráž. Bude nutné se na danou problematiku podívat ze systémového hlediska – z pohledu celé elektrizační soustavy. Metodický postup by měl být navržen tak, aby byl použitelný i pro potenciální investory pro kalkulaci jejich ekonomických přínosů.

5 Návrh metodického postupu hodnocení ekonomických benefitů instalace a provozu akumulčních zařízení

Pro korektní hodnocení ekonomické efektivity instalace akumulčních zařízení je nutno nejprve identifikovat všechny relevantní vstupní údaje, které pak mohou vstoupit do „klasických“ metod hodnocení ekonomické efektivity investic (NPV, IRR). Jako největší problém se v současné době jeví identifikace ekonomických benefitů, které vyvolá instalace akumulčního zařízení. Stanovením těchto benefitů se zabývá tato kapitola.

Ekonomické přínosy instalace zařízení pro akumulaci elektrické energie většího rozsahu, s výjimkou přečerpávacích elektráren, nelze v současné době odvodit přímo z ceny podpůrných služeb. Důvodem je nynější praktická nemožnost přímého prodeje podpůrných služeb poskytovaných provozovateli akumulčních zařízení. Dostupné akumulční technologie mají příliš malý výkon a nesplní tak formální náležitosti poskytovatelů podpůrných služeb, respektive pro větší akumulční zdroje v současnosti chybí verifikovaný certifikační proces.

Změny v diagramu by bylo možné ohodnocovat s využitím cenové arbitráže mezi base a peak produkty. Tento rozdíl se však v poslední době takřka smazává díky deformaci trhu s elektřinou, kterou lze identifikovat na všech trzích v EU, které zavedly masivní podporu vybraných zdrojů.

Z výše uvedeného tedy plyne, že jedinou využitelnou metodikou pro ocenění přínosů akumulční technologie je stanovení rozdílu v ohodnocení diagramu výroby s akumulčním zařízením a bez něj. Pokud má akumulční zařízení ekonomický přínos, je při jeho provozu potřeba nakupovat méně vyrovnávací energie (odchylek) a hodnota tohoto diagramu je takto zvýšena.

Další zvýšení hodnoty je způsobeno nejen zvýšením střední očekávané hodnoty oceňovaného diagramu, ale i snížením volatility (očekávaného rizika) tohoto diagramu.

V některých případech může k vyššímu ohodnocení akumulční technologie přispět i reálná opce na odložení výstavby/rekonstrukce vedení a stanic distribuční soustavy. Tato myšlenka je založena na principu, že akumulční zařízení v příslušném uzlu DS (do kterého jsou připojeny intermitentní zdroje) sníží v době maxima koncového odběru odběr z distribuční sítě, a tím oddálí nutnost posílení přenosové schopnosti této sítě.

Pro soukromé investory by se nabízelo využít akumulční technologii pro zisky na krátkodobém trhu s elektřinou. V tomto případě je ovšem nezbytné předpovídat úspěšně období, kdy bude cena vyšší, než trh prozatím předpokládal a naopak, kdy bude cena nižší, tedy vhodná pro dobíjení akumulátorů. Pro ohodnocení projektu akumulace jsou ovšem tyto postupy nevhodné, protože jsou zatíženy velkým rizikem a předpokládá se, že uživatel

akumulace je schopen „zvítězit“ nad trhem. Proto je v rámci této práce preferován přístup, kdy akumulace slouží výhradně k minimalizaci celkového objemu odchylek. Tento postup je vždy možný, přibližuje intermitentní zdroje zdrojům regulovatelným a zvyšuje tím jejich hodnotu, protože zdroje s menšími odchylkami jsou z pohledu celé elektrizační soustavy cennější.

Z výše uvedených důvodů je tak návrh nového metodického postupu hodnocení ekonomické efektivity akumulčních zařízení založen na oceňování diagramu výroby výrobního zdroje.

5.1 Diagramy výroby a jejich oceňování

Každý diagram výroby elektrické energie lze ocenit několika způsoby. Pro systémové účely se často využívá **metoda marginálních nákladů** [72] [73], kdy je diagram pokrýván zcela novými zdroji a to včetně případné akumulace elektrické energie.

Dále je možné diagram ocenit pomocí **nákladů zdrojů** [74] [75]. Tato metoda je vhodná pouze pro výrobce, respektive vlastníky, kteří mohou výrobu zdrojů řídit a zjistit tak příslušné náklady pro ocenění, a to včetně nákladů ušlé příležitosti.

Pro účely ocenění se jeví jako nejvhodnější využít údajů z trhů s energií. Dodávku elektřiny z obnovitelného zdroje je nezbytné ocenit tak, aby její hodnota odpovídala tržním principům, které se při obchodování se silovou elektřinou v současnosti používají. V konkurenčním prostředí lze i elektřinu z libovolného zdroje ocenit nabídkou konkurentů, pokud je oceňovaný zdroj proti celému trhu natolik malý, že cenu nemůže prakticky ovlivnit. To platí pro obnovitelné zdroje energie beze zbytku, protože objem elektřiny jimi nabízený na trhu je natolik malý, že neovlivní zásadně cenu silové elektřiny na trhu.

Hlavním použitým principem ocenění libovolného diagramu výrobce je pokrytí plánovaného diagramu takovým způsobem, aby **celková hodnota prodané elektřiny byla maximální**. Toto pokrytí se ovšem dokonale zdaří jen ve zcela výjimečných případech, prakticky vždy se vyskytnou odchylky mezi produkty nabízenými na energetických burzách s elektřinou a plánovaným (očekávaným/předpovězeným) diagramem. Tyto odchylky snižují hodnotu vyráběné elektřiny, protože musí být vyrovnány, ať již jsou kladné nebo záporné. O plánovanou hodnotu odchylek se snižuje výše uvedená hodnota výroby ve FVE, respektive dodané z akumulčního zařízení.

Pro implementaci této metodiky je nezbytně nutné mít k dispozici údaje o cenách silové elektřiny a údaje o velikosti a ceně systémové odchylky. Obecně je tak třeba mít k dispozici údaje z dostatečně likvidní burzy s elektřinou a taktéž přístup k datům organizace, která je zodpovědná za zúčtování systémové odchylky.

Pro podmínky ČR lze tyto údaje čerpat z následujících pramenů:

- Burza EEX, respektive PXE – údaje o cenách silové elektřiny.
- ČEPS – údaje o cenách podpůrných služeb a podmínkách jejich poskytování.
- OTE – údaje o ceně systémové odchylky.

5.2 Oceňování diagramu dodávky

Metodika oceňování diagramu dodávky je obecnou úlohou ekonomiky energetiky a její řešení závisí na technických, ekonomických a organizačních podmínkách v energetice. Tato úloha byla již pro podmínky trhu s elektřinou řešena dříve, v rámci [76], a její závěry jsou využity pro způsob ocenění diagramu dodávky jakožto vstupního parametru pro následný model ocenění ekonomických přínosů akumulčních zařízení.

Hlavním veřejným trhem s elektřinou je v ČR Energetická burza Praha (PXE), která je však velmi silně ovlivňována (tažena) European Energy Exchange (EEX) burzou se sídlem v Lipsku. Hlavním použitým principem, dle [76], ocenění libovolného diagramu výrobce je pokrytí plánovaného diagramu takovým způsobem, aby celková hodnota prodané elektřiny byla maximální. Toto pokrytí se ovšem dokonale zdaří jen ve zcela výjimečných případech, prakticky vždy se vyskytnou odchylky mezi produkty nabízenými PXE na trhu s elektřinou a plánovaným diagramem. Tyto odchylky snižují hodnotu vyráběné elektřiny, protože musí být vyrovnány, ať již jsou kladné, nebo záporné. O plánovanou hodnotu odchylek se snižuje výše uvedená hodnota diagramu.

Pro výpočet hodnoty plánovaného diagramu vyráběné elektřiny byl sestaven optimalizační model, řešený numerickými metodami. Předpokladem je pokrývání diagramu výroby po jednotlivých hodinách během roku, pro zjednodušení výpočtů předpokládáme pokrývání diagramu v 52 týdnech, což je 364 dní v roce, tedy 8736 hodin. Pro pokrytí diagramu jsou využity následující produkty: roční, čtvrtletní, měsíční, vždy ve variantě základní a špičkové. Špičková varianta znamená pokrytí daného produktu od pondělí do pátku bez ohledu na státní svátky od 8 do 20 hodin, tedy polovinu dne.

Potom je základní kritériální funkce pro výpočet hodnoty výroby elektřiny definovaná v [76] následovně:

$$CD = \sum_{t=1}^{8736} \left(c_{rb} P_{rb} + c_{rp} P_{rp} + c_{qb,t} P_{qb,t} + c_{qp,t} P_{qp,t} + c_{mb,t} P_{mb,t} + c_{mp,t} P_{mp,t} + \right. \\ \left. - c_{o-,t} P_{o-,t} - c_{o+,t} P_{o+,t} \right) \rightarrow MAX \quad (1)$$

kde:

CD	cena výrobního diagramu elektřiny [Kč]
c_{rb}	cena za roční produkt základní [Kč/MWh]
P_{rb}	výkon roční základní [MW]
c_{rp}	cena za roční produkt špičkový [Kč/MWh]
P_{rp}	výkon roční špičkový [MW]
$c_{qb,t}$	cena za čtvrtletní produkt základní v hodině t [Kč/MWh]
$P_{qb,t}$	výkon čtvrtletní základní v hodině t [MW]
$c_{qp,t}$	cena za čtvrtletní produkt špičkový v hodině t [Kč/MWh]
$P_{qp,t}$	výkon čtvrtletní špičkový v hodině t [MW]

$C_{mb,t}$	cena za měsíční produkt základní v hodině t [Kč/MWh]
$P_{mb,t}$	výkon měsíční základní v hodině t [MW]
$C_{mp,t}$	cena za měsíční produkt špičkový v hodině t [Kč/MWh]
$P_{mp,t}$	výkon měsíční špičkový v hodině t [MW]
$C_{o-,t}$	cena za zápornou odchylku v hodině t [Kč/MWh]
$P_{o-,t}$	záporná odchylka výkonu v hodině t [MW]
$C_{o+,t}$	cena za kladnou odchylku v hodině t [Kč/MWh]
$P_{o+,t}$	kladná odchylka výkonu v hodině t [MW]

Pro roční produkty nemá smysl uvádět index t, protože hodnoty jak cen, tak i výkonů jsou pro celý rok konstantní. Záporná odchylka výkonu znamená, že součet výkonů produktů PXE v dané hodině je vyšší než výroba, při kladné odchylce výroba zdroje převyší produkty.

Omezením pro pokrývání je plánovaný diagram výroby:

$$\forall t \in \{1, 2, \dots, 8736\} \quad (2)$$

$$P_{diag,t} = P_{rb} + P_{rp} + P_{qb,t} + P_{qp,t} + P_{mb,t} + P_{mp,t} + P_{o-,t} - P_{o+,t}$$

kde:

$P_{diag,t}$ plánovaný/předpokládaný výkon zdroje (oceňovaný diagram) v hodině t [MW]

Všechny proměnné jsou nezáporné.

Ačkoli je model na první pohled jednoduchý, je počet proměnných velmi velký a výpočet může trvat poměrně dlouho. Dále platí, že při správné optimalizaci je v každé hodině buď kladná nebo záporná odchylka větší než nula, nikdy obě najednou. Odchylky totiž snižují hodnotu kriteriální funkce, a tak by měly být celkově v každé hodině minimalizovány.

Jako vstup do modelu slouží ceny produktů z PXE, jichž je $2 \times (1 + 4 + 12 + 8736) = 17\,506$ hodnot. Pro každý produkt (1x roční, 4x čtvrtletní, 12x měsíční a 8736x hodinový) jsou uvažovány 2 hodnoty: base a peak.

Cen odchylek je pro roční období 17 472 hodnot. Počet hodnot, jimiž je definován diagram, je 8736 (pravé strany omezení). Celkový počet proměnných je $2 \times (1 + 4 + 12 + 3 \times 8736) = 52\,450$. Je tedy zcela zřejmé, že vstupní parametry musí být do modelu načteny automaticky ze souboru a není možné je zadávat ručně.

Zásadním problémem při výpočtech pokrývání diagramu výroby je odhad budoucích cen elektřiny na burze. Ceny jsou při poměrně malém rozsahu trhu velmi citlivé a krátkodobě i střednědobě mohou značně kolísat. K nejistotě přispívá i rozkolísanost trhů s jinými druhy energie jako jsou trhy s ropou, zemním plynem a uhlím. Odchylka o 30 % oběma směry

může být v současné situaci poměrně pravděpodobná. Tato nejistota se nedá nijak ovlivnit, dlouhodobě by tak v ideálním případě měly ceny energií kopírovat marginální náklady.

Nejistota je i při plánování výroby. Zde lze ovšem spoléhat na zkušenosti v delším časovém úseku, pokud nedojde k extrémním výkyvům počasí, dá se například měsíční odchylka výroby ve fotovoltaických elektrárnách poměrně dobře odhadnout a odečíst jako neplánované odchylky.

Platby za neplánované odchylky se nakupují na zvláštním trhu s podpůrnými službami. Jistou výhodou je, že zdroje zde využívané mají malý podíl proměnných nákladů, a jsou tedy méně citlivé na výkyvy cen paliva. Stálá složka nákladů je poměrně stabilní, navíc se tyto služby nakupují částečně s větším časovým předstihem a cenu lze tedy poměrně dobře odhadnout.

5.2.1 Zjednodušený matematický model hodnocení

Výše popsaný model je pro řešení značně komplikovaný. Počet proměnných je značně vysoký a pro řešení by bylo nutné použít výpočetní prostředky, které řešení takto rozsáhlých matematických modelů umožňují.

Pro možnost výpočtu na běžně dostupných výpočetních zařízeních bylo proto nutné vymyslet takové zjednodušené řešení, které by poskytovalo srovnatelné výsledky a násobně by zredukovalo požadavky na výpočetní výkon. Z tohoto důvodu byl navržen následující postup.

V prvním kroku se pokryje diagram výroby zdroje bez použití akumulace tak, aby se minimalizovaly odchylky dle postupu uvedeného v 5.2.

V dalším kroku se použije akumulární zařízení tak, aby se dále zmenšila velikost odchylek, a tím zvýšila celková hodnota výroby. Vzhledem k odhadům ceny akumulárního zařízení se bude toto zařízení používat v denním cyklu. Hodnota uložené a získané elektřiny (nabíjení a vybití) bude během 24 hodin shodná.

Důvodem pro denní cyklus je tak maximalizace ekonomických přínosů z pohledu maximálního využití kapacity akumulárního zařízení. Při plánování delších než denních cyklů, např. přesun výkonu mezi pracovními dny a víkendy, by požadovaná kapacita akumulárních zařízení musela být násobně vyšší, respektive by se výrazně snížilo využití (snížení počtu cyklů akumulace generujících ekonomické přínosy). Vzhledem k velmi vysoké investiční náročnosti všech druhů akumulárních zařízení a snížení využití byla tato myšlenka zamítnuta již na počátku optimalizace.

Následně tak lze rozdělit komplikovanou úlohu, mající 17472 proměnných na úlohy o 48 proměnných. Úlohu optimalizace nasazení akumulátoru během jednoho dne lze pak popsat následovně:

$$\sum_{t=1}^{24} (c_{o-,t} P_{A,o-,t} + c_{o+,t} P_{A,o+,t}) = MIN \quad (3)$$

Kde:

- $P_{A,o-,t}$ odchylka po užití akumulace (vybíjení)
 $P_{A,o+,t}$ odchylka po užití akumulace (nabíjení)
 $c_{o+,t}$ cena za kladnou odchylku v hodině t [Kč/MWh]
 $c_{o-,t}$ cena za zápornou odchylku v hodině t [Kč/MWh]

Kriteriální funkce je minimalizující, protože počítá platby za odchytky, které se nasazením akumulátorů zmenší. Platby za odchytky budou tedy menší a je výhodné je snižovat co nejvíce.

Nové odchytky se spočítají jako:

$$P_{A,o-,t} = P_{o-,t} - P_{A-,t} \quad (4)$$

$$P_{A,o+,t} = P_{o+,t} - P_{A+,t}$$

kde:

- $P_{A-,t}$ výkon vybíjející akumulátor
 $P_{A+,t}$ výkon nabíjející akumulátor

Bilance nabíjení a vybíjení v jednom dni musí být vyrovnaná:

$$\sum_{t=1}^{24} P_{A-,t} - \sum_{t=1}^{24} P_{A+,t} = 0 \quad (5)$$

Dále musí být v každé hodině splněna omezení akumulátoru. Akumulátor nesmí být vybit do záporných hodnot energie:

$$\begin{aligned}
 &t \in \{1\} \\
 &E_{A,1} = E_{poc} + P_{A+,1} - P_{A-,1} \geq 0 \\
 &\forall t \in \{2, \dots, 24\} \\
 &E_{A,t} = E_{A,t-1} + P_{A+,t} - P_{A-,t} \geq 0
 \end{aligned} \quad (6)$$

kde:

$E_{A,t}$ energie akumulátoru v čase t [MWh]
 $E_{A,t-1}$ energie akumulátoru v čase $t - 1$ [MWh]

Současně nesmí být překročena celková kapacita akumulátoru E_{Acelk} , počáteční hodnota nabití akumulátoru je E_{poc} :

$$\begin{aligned} t &\in \{1\} \\ E_{A,1} &= E_{poc} + P_{A+,1} - P_{A-,1} \leq E_{Acelk} \\ \forall t &\in \{2, \dots, 24\} \\ E_{A,t} &= E_{A,t-1} + P_{A+,t} - P_{A-,t} \leq E_{Acelk} \end{aligned} \tag{7}$$

Současně platí pro odchylky po užití akumulace a pro proměnné:

$$\begin{aligned} \forall t &\in \{1, \dots, 24\} \\ P_{A,o+,t} &\geq 0 \\ P_{A,o-,t} &\geq 0 \\ P_{A+,t} &\geq 0 \\ P_{A-,t} &\geq 0 \end{aligned} \tag{8}$$

Proměnné jsou kladné a pro optimalizaci lze použít lineární model¹⁹.

5.2.2 Zjednodušený model pro výpočet

Výše popsaný model je univerzální, je ovšem výpočetně náročný, jak na čas výpočtu, tak na výpočetní prostředky. Pro poměrně přesnou představu o výpočtu byl vytvořen zjednodušený model, jehož výsledky jsou poměrně přesné, od ideálního výsledku se liší o 0,6 %, a chyba je tak pro praktické využití zanedbatelná.

Zjednodušený model seřadí ceny v hodinách s kladnou odchylkou a ceny v hodinách se zápornou odchylkou do dvou seznamů v klesajícím pořadí. Nabíjení a vybíjení se nasadí do dvou hodin symetricky tak, aby byla zachována denní bilance. Po nasazení se zkontrolují omezení akumulátoru. Pokud je některé z omezení akumulátoru překročeno, sníží se výkon ve dvojici hodin tak, aby nebylo žádné z omezení překročeno. Poté se vyřadí z optimalizace

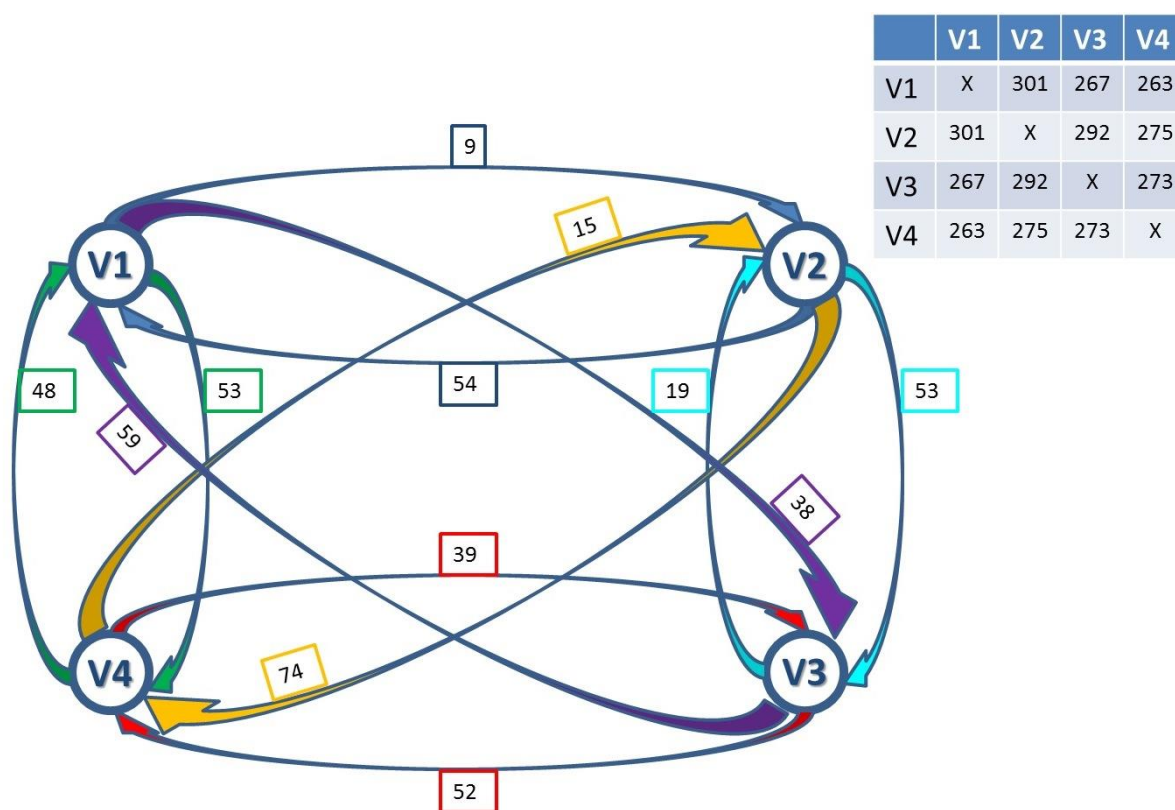
¹⁹ I při nelineární optimalizaci byly dosaženy shodné výsledky, časová náročnost výpočtů však byla násobně vyšší.

cena vybití/nabití, která dosáhla nulové nové odchyly. Pokud obě ceny z důvodu překročení omezení akumulátoru mají nenulovou novou odchytku, vyřadí se ta z hodnot, která:

- způsobila překročení omezení akumulátoru (V1)
- má nižší cenu za odchytku (V2)
- má nižší součin ceny za odchytku a zbytkové kapacity (V3)
- má nižší rozdíl mezi cenou za odchytku a další cenou za odchytku v pořadí (V4)

a pokračuje se v nasazování tak dlouho, než je možné bez překročení omezení nasadit nabíjení/vybíjení akumulátoru nebo jsou v jednom ze seznamů vyřazeny všechny hodnoty.

Po provedení výpočtů pro všechny výše uvedené strategie postupu bylo zjištěno, že každá ze strategií je v některých situacích výhodná. Při vlastním výpočtu bylo spočítáno nasazení akumulace každý den ve všech výše uvedených čtyřech variantách a následně z nich byla vždy vybrána ta nejvýhodnější varianta, tedy ta s minimálními platbami. Optimální nasazení akumulace v každém dni je kalkulováno tak, aby byl výsledek odchytky minimální ze všech čtyř vypočtených variant. Na obrázku 13 je schématicky znázorněná výhodnost jednotlivých strategií nasazení akumulace. V tabulce jsou uvedeny počty případů, kdy dané dvě varianty generovaly stejné výsledky. Ve schématu jsou pak uvedeny vždy počty případů, kdy jedna ze strategií byla objektivně lepší.



Obrázek 13: Schéma porovnání výhodnosti jednotlivých strategií nasazení akumulace

5.2.3 Další vlivy na ocenění diagramu výroby s akumulací

U intermitentních zdrojů, u kterých je výroba zatížena značnou nejistotou, je hodnota výroby snížena právě o cenu za vyrovnávání neplánovaných odchylek. Jako příklad lze uvést fotovoltaické a větrné elektrárny.

Platby za neplánované odchylky se nakupují na zvláštním trhu s podpůrnými službami. Jistou výhodou je, že zdroje zde využívané mají malý podíl proměnných nákladů (blíží se nule), a jsou tedy méně citlivé na výkyvy cen paliva. Stálá složka nákladů je poměrně stabilní, navíc se tyto služby nakupují částečně s větším časovým předstihem a cenu lze tedy poměrně dobře odhadnout.

Je vysoce teoretickou otázkou, zda mají být platby za odchylky, pokud se v čase velmi mění, zatíženy další rizikovou přírážkou. V teorii finančního řízení jsou nejisté příjmy a výdaje diskontovány vyšší sazbou, nejistý zisk je v současné hodnotě menší. Lze předpokládat, že při ročním plánování je obtížné odhadnout výši odchylek a rizikovou „pokutu“. V každém případě použití akumulace toto riziko významně snižuje.

Dosažené ekonomické výsledky uvedeného modelu na druhou stranu zlepšují oproti reálnému provozu následující faktory:

- uvažovaná dokonalá účinnost nabíjení a vybíjení,
- nesnižování kapacity baterií v čase,
- dynamika baterií nemusí být v některých případech dokonalá, pro náš verifikační model uvažujeme Li-ion baterie, jejichž dynamika je dostačující,
- dokonalá životnost baterií, nezávislá příliš na způsobu provozu a hloubce vybíjení.

V praxi budou tedy dosažené hodnoty ekonomického přínosu z výše uvedených důvodů vyšší. Je proto nutné si toto uvědomit zejména pro situace, kdy se ekonomický přínos bude pohybovat v oblasti tzv. kladné nuly. V těch případech lze totiž předpokládat, že při reálném provozu mohou být v závislosti na konkrétním druhu akumulárního zařízení dosahovány horší ekonomické výsledky.

Pro validaci výše navržené metodiky pro hodnocení ekonomických výsledků je nezbytné stanovit všechny nezbytné parametry vstupující do modelu. Jedná se zejména o:

- Analýzu výroby elektřiny z geograficky blízkých FVE jakožto vstupu pro následné ocenění výrobního diagramu.
- Analýzu pravděpodobnosti a ceny za odchylky.
- Technické a ekonomické údaje akumulárního zařízení pro pilotní výpočet.

Jak již bylo zmíněné na začátku této kapitoly, výše popsaný postup umožňuje stanovit pouze ekonomické benefity instalace akumulárních zařízení, které lze pro účely následných výpočtů ekonomické efektivity instalace považovat za příjmy. Pro vlastní vyhodnocení ekonomické efektivity instalace akumulárních zařízení lze využít standardního postupu výpočtu čisté současné hodnoty (NPV), respektive vnitřního výnosového procenta (IRR) jako základního kritéria pro investiční rozhodování.

5.3 Analýza výroby elektřiny z geograficky blízkých FVE

Obecně lze pro prvotní deskriptivní analýzu dat o charakteru výroby elektřiny využít celou řadu metod a charakteristik. Při výběru popisné metody velmi záleží na důvodu, respektive cíli, pro který jsou tyto data zpracovávána. Přehledem a srovnáním statistických metod vhodných pro analýzu FVE se zabývá např. [77] a [78]. V prvním kroku je vhodné provést vlastní vizualizaci dat, na základě které je možno rozhodnout, zdali vstupní data odpovídají předpokládaným průběhům (dle technologie) nebo zdali jsou data nějakým způsobem porušena a je třeba některé části datového souboru vyloučit z následné evaluace. Pro datové soubory většího rozsahu lze před vlastní vizualizací dat využít agregace. Pro FVE byla jako nejvhodnější zvolena varianta průměrného výkonu s denní agregací dat vypočtená dle:

$$P_D = \frac{\sum_{i=0}^{1440} P_o}{1440} \quad (9)$$

kde: P_D průměrný výkon daného dne
 P_o okamžitý výkon v dané minutě daného dne

Pro účely optimalizace nasazení akumulárního zařízení je klíčovou informací údaj o variabilitě výroby, který lze získat z analýzy směrodatné odchylky, respektive rozptylu. Směrodatná odchylka je definována následovně:

$$s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n}} \quad (10)$$

kde: s směrodatná odchylka
 x_i jednotlivé analyzované hodnoty
 \bar{x} aritmetický průměr analyzované datové sady
 n počet prvků analyzované datové sady

Interpretovat ji pak lze tak, že čím je standardní odchylka větší, tím více jsou data v analyzovaném datovém setu kolem aritmetického průměru rozptýlena, respektive při malých hodnotách směrodatné odchylky se analyzované hodnoty hromadí kolem průměru.

V rámci optimalizace a analýzy vstupních dat pro výrobu elektřiny z geograficky blízkých fotovoltaických elektráren jakožto primárního vstupu pro metodický postup hodnocení ekonomické efektivnosti akumulárních zařízení byla identifikována sekundární výzkumná otázka:

Výroba elektřiny v geograficky blízkých fotovoltaických elektrárnách vykazuje výraznou shodu/korelaci z pohledu výroby i v krátkých časových úsecích.

Důvodem pro tuto výzkumnou otázku je fakt, že pokud by výroba jednotlivých zdrojů mezi sebou vykazovala výraznou shodu v časovém průběhu, mohli bychom agregovat výrobu z geograficky blízkých fotovoltaických elektráren do jedné elektrárny, která by měla stejný časový průběh jako jednotlivé FVE a lišila by se pouze ve velikosti výroby elektřiny, která by odpovídala součtovému výkonu jednotlivých FVE v dané lokalitě. Dala by se tak poté pracovat s konceptem „virtuálního“ zdroje pro účely dalších výpočtů.

Z pohledu elektrizační soustavy by to však znamenalo, že veškeré odchylky jednotlivých FVE (zvýšení či snížení výroby) by se pouze sčítaly a nedocházelo by vůbec k tzv. „vyhlazování“ celkového výrobního diagramu z titulu rozptýlené výroby.

Jako vhodný nástroj pro ověření VO_2 byla zvolena korelační analýza. Vlastní korelační koeficienty jsou matematicky definovány následovně:

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad (11)$$

kde: r	hodnota korelačního koeficientu
x_i	jednotlivé analyzované hodnoty první datové sady
\bar{x}	aritmetický průměr první analyzované datové sady
y_i	jednotlivé analyzované hodnoty druhé datové sady
\bar{y}	aritmetický průměr druhé analyzované datové sady
n	počet prvků analyzovaných datových sad

Korelační koeficient může ze své definice nabývat hodnot v rozmezí -1 až 1, přičemž krajní hodnoty ± 1 nabývá tehdy, pokud všechny analyzované dvojice x_i a y_i leží na přímce a jsou pak interpretovány jako funkční závislosti (hodnota 1 znamená přímou úměru a hodnota -1 nepřímou úměru). V případě neexistence lineárního vztahu korelační koeficient vychází blízky nule a jedná se pak o dva lineárně nezávislé jevy. Korelační koeficient 0 však může být dosažen i v případě, že analyzované veličiny x a y jsou funkčně závislé, ale tato závislost není lineární. Je proto nutné vždy posoudit, zdali je předpoklad linearit proměnných X a Y validní.

Pro verifikaci lineární závislosti analyzovaných veličin X a Y s danou hladinou významnosti je nutné provést po výpočtu vlastních korelačních koeficientů test nezávislosti. Ten je prováděn

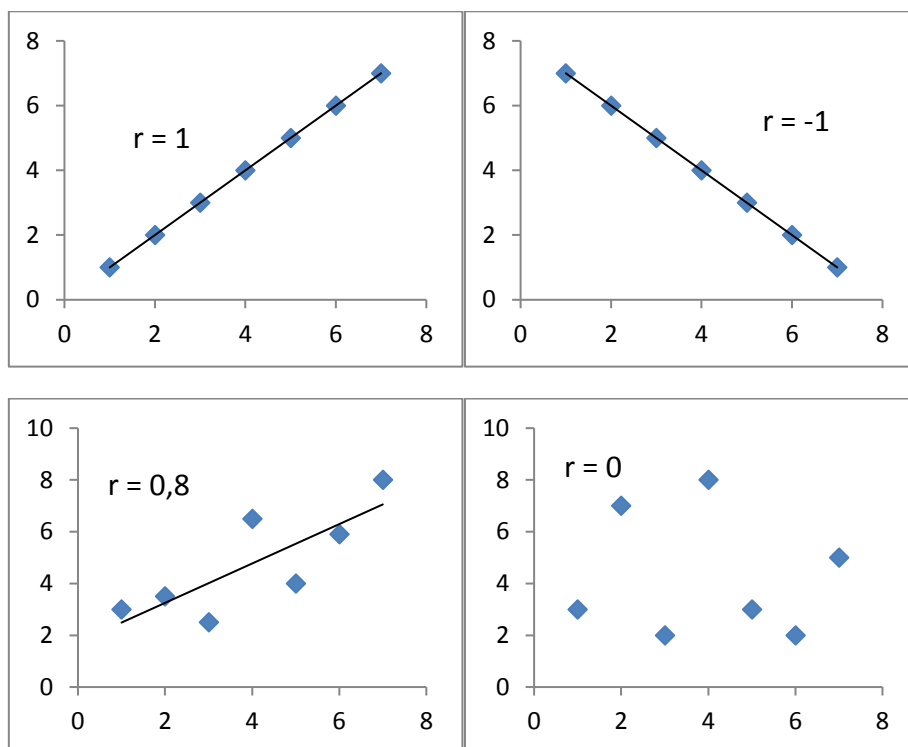
za pomoci testu nulovosti korelačního koeficientu, tedy test hypotézy $H_0 : r=0$ proti $H_1 : r \neq 0$. Po převedení na dvoustranný t-test pro $n-2$ stupňů volnosti dostáváme následující testovou statistiku:

$$t = \frac{r}{\sqrt{1-r^2}} \sqrt{n-2} \sim t_{n-2} \quad (12)$$

následně z jejího rozdělení určíme kritický obor

$$W = (-\infty; -t_{n-2, 1-\alpha/2}) \cup (t_{n-2, 1-\alpha/2}; \infty) \quad (13)$$

Graficky jsou možné případy vybraných dosažitelných výsledků znázorněny na následujících schématech včetně vstupních hodnot x a y .

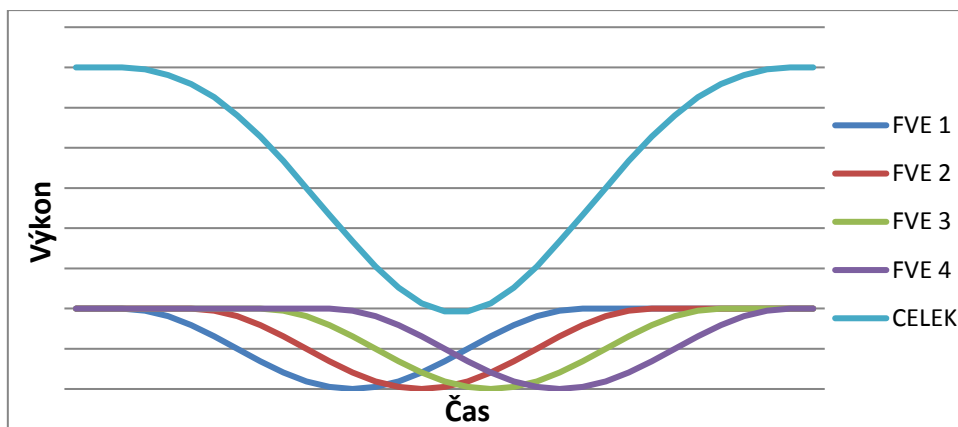


Obrázek 14: Schémata pro vizualizaci korelačních koeficientů

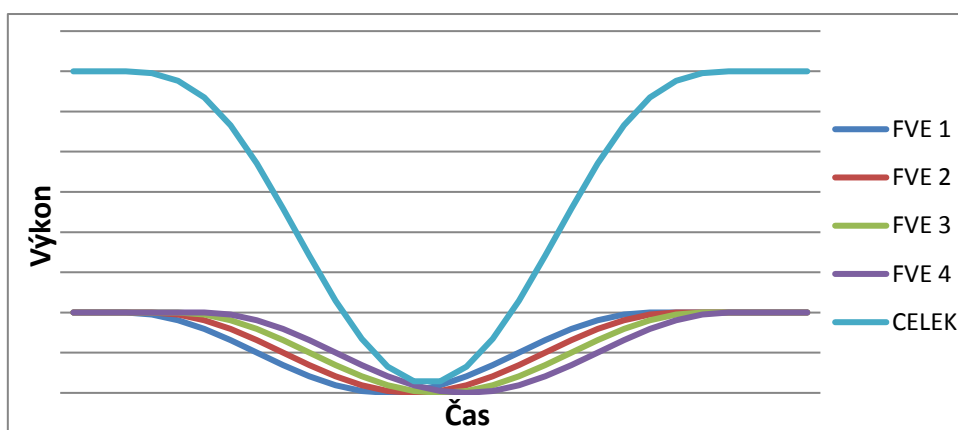
Pro výše uvedený koncept „virtuálního“ zdroje hovoří i závěry z [79], ve kterém autoři uvádí závislost korelačních koeficientů výroby elektřiny na vzájemné vzdálenosti daných dvojic FVE v Kanadě. Výpočty provedli pro datovou sadu obsahující výrobu za 3 po sobě jdoucí roky. Pro velmi malé vzdálenosti (v [79] odpovídající 31 km), které odpovídají situaci, kdy všechny FVE zdroje jsou (mohou být) zapojeny do jednoho uzlového bodu soustavy neklesá korelační koeficient r pod hodnotu 0,925. Takto vysoký koeficient indikuje velmi silnou závislost. S narůstající vzdáleností mezi FVE pak logicky klesají i korelační koeficienty až na mezní hodnotu 0,387 pro vzdálenost 1 481 km.

Pro lepší pochopení problematiky korelací u FVE je na následujících dvou případech simulován stejný časový průběh výroby ve čtyřech stejných fotovoltaických elektrárnách. Tato simulace odpovídá situaci, kdy při plném osvětlení přechází přes danou oblast s výrobou

elektriny na bázi slunečního záření oblačnost. Jediným rozdílem je tak časový posun poklesu a následného nárůstu výroby u jednotlivých FVE, který odpovídá jejich vzájemné vzdálenosti a rychlosti přechodu oblačnosti. Čím jsou elektrárny od sebe více vzdáleny, tím dochází při přechodu lokální oblačnosti k většímu časovému posunu. Graficky je toto znázorněno na následujících dvou grafech.



Obrázek 15: Výroba FVE - 1. případ



Obrázek 16: Výroba FVE - 2. případ

Pro lepší představu jsou v následující tabulce uvedeny i jednotlivé hodnoty korelačních koeficientů. Na první pohled je patrné, že v 1. případě nedochází, ve srovnání se 2. případem, k tak výraznému poklesu součtového diagramu výroby. Toto je zapříčiněno relativně velkým rozptylem hodnot korelačních koeficientů, kdy se mezi koeficienty vyskytují i záporné hodnoty. Z pohledu soustavy pak dochází právě díky těmto negativním hodnotám k efektu „vyhlazování“ výrobního diagramu.

Korelační koeficienty - 1. případ				
	FVE 1	FVE 2	FVE 3	FVE 4
FVE 1	1,000	0,768	0,238	-0,273
FVE 2	0,768	1,000	0,768	0,238
FVE 3	0,238	0,768	1,000	0,768
FVE 4	-0,273	0,238	0,768	1,000

Korelační koeficienty - 2. případ				
	FVE 1	FVE 2	FVE 3	FVE 4
FVE 1	1,000	0,971	0,885	0,752
FVE 2	0,971	1,000	0,971	0,885
FVE 3	0,885	0,971	1,000	0,971
FVE 4	0,752	0,885	0,971	1,000

Tabulka 2: Korelační koeficienty pro 1. a 2. případ

6 Výsledky analýzy výroby elektřiny z FVE

Pro účely zpracování této práce byla k dispozici data z obchodních měření pro 17 fotovoltaických elektráren o souhrnném kumulativním jmenovitém výkonu 14 MW v časovém rozpětí 13 po sobě jdoucích měsíců. Všechny FVE jsou shodně zapojeny do stejného uzlového bodu distribuční sítě – stanice 110/22 kV. Geograficky toto znamená, že všech 17 fotovoltaických elektráren se nachází na relativně malém území a vzdálenost libovolných dvou elektráren nepřesáhne 25 km.

Všechny elektrárny spadají do kategorie střední až velké, tzn. jejich instalovaný výkon je v rozmezí 150 kW až 2 000 kW.

Datový set z obchodních měření obsahoval následující informace zaznamenávané v 15 minutových intervalech:

- Činný výkon dodaný danou FVE do distribuční sítě.
- Činný výkon odebraný danou FVE z distribuční sítě.
- Jalový kapacitní výkon dodaný danou FVE do distribuční sítě.
- Jalový kapacitní výkon odebraný danou FVE z distribuční sítě.
- Jalový induktivní výkon dodaný danou FVE do distribuční sítě.
- Jalový induktivní výkon odebraný danou FVE z distribuční sítě.

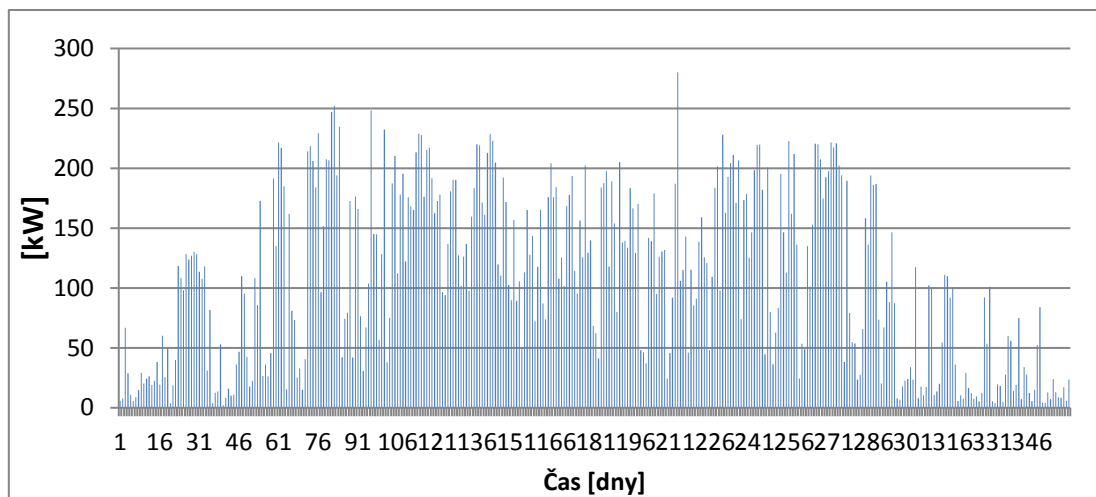
Nad rámec dat z obchodních měření byla pro 3 ze 17 elektráren k dispozici i data z dispečerských měření. Tato data se liší především tím, že jsou zaznamenávána v minutových řezech a je tak možné sledovat i relativně rychlé změny ve výrobě.

Výše zmíněné tři elektrárny mají souhrnný instalovaný jmenovitý výkon 2 MW a datové podklady jsou za 12 po sobě jdoucích měsíců. Data z dispečerských měření obsahují:

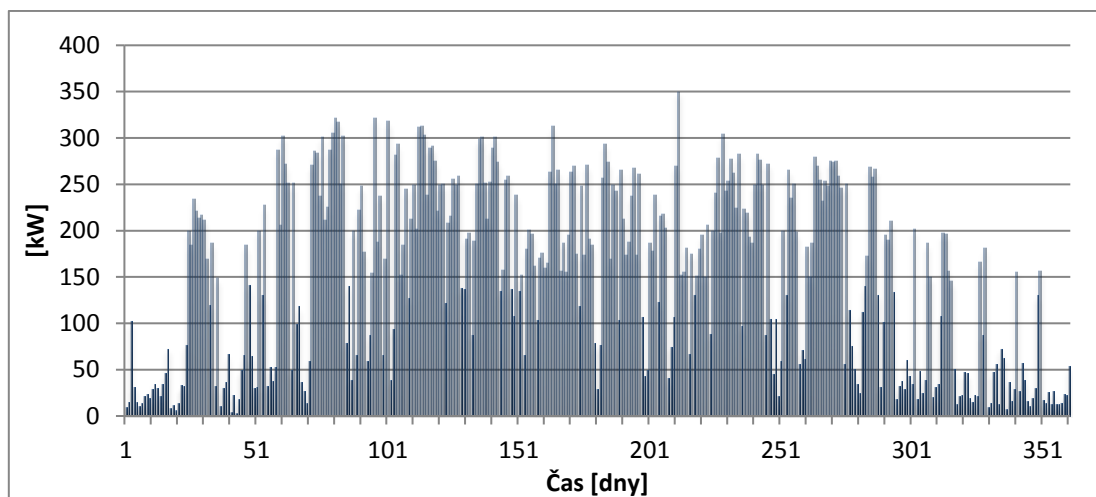
- Činný výkon dodaný/odebraný danou FVE do/z distribuční sítě.
- Jalový výkon dodaný/odebraný danou FVE do/z distribuční sítě.
- Napětí a proud.

6.1 Deskriptivní analýza dat

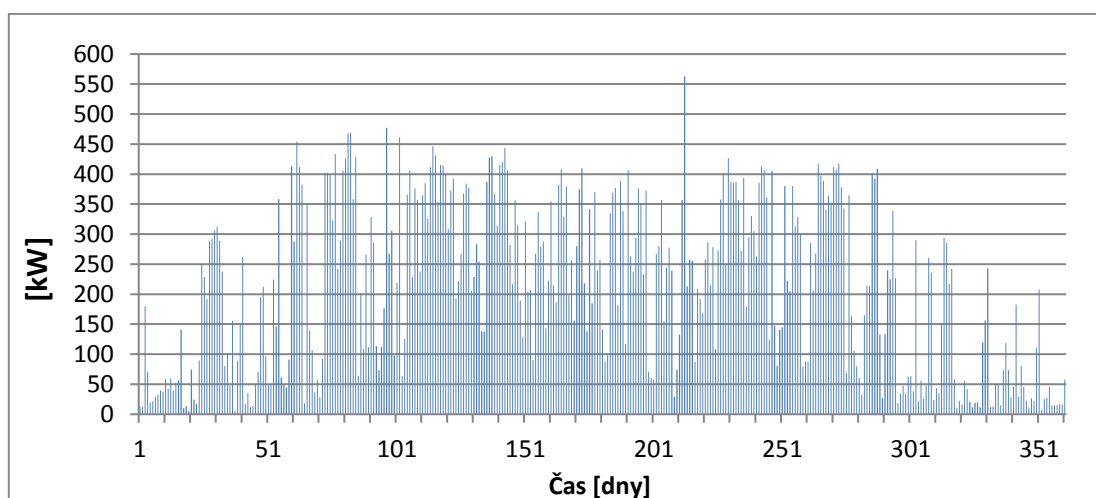
Pro deskriptivní analýzu dat o výrobě elektřiny z fotovoltaických elektráren je možno použít celou řadu metod a charakteristik. Při výběru popisné metody velmi záleží na důvodu, respektive cíli, pro který jsou tyto data zpracovávána. Pro účely této práce byly pro prvotní popis dat využity základní nástroje statistické analýzy. Primárně byla využita data z dispečerského měření, a to z důvodu větší (15 násobné) datové základny. Jako první byl podroben zkoumání průběh výroby v jednotlivých elektrárnách. Díky lokalizaci elektráren v „těsné“ blízkosti existoval předpoklad, že by výrobní diagramy měly vykazovat značnou shodu. Tato shoda však může být výrazně ovlivněna volbou velikosti agregace. Výsledky jsou uvedeny na následujících obrázcích (Obrázek 17, Obrázek 18, Obrázek 19).



Obrázek 17: Roční diagram zatížení zdroje 08 - agregace po dnech



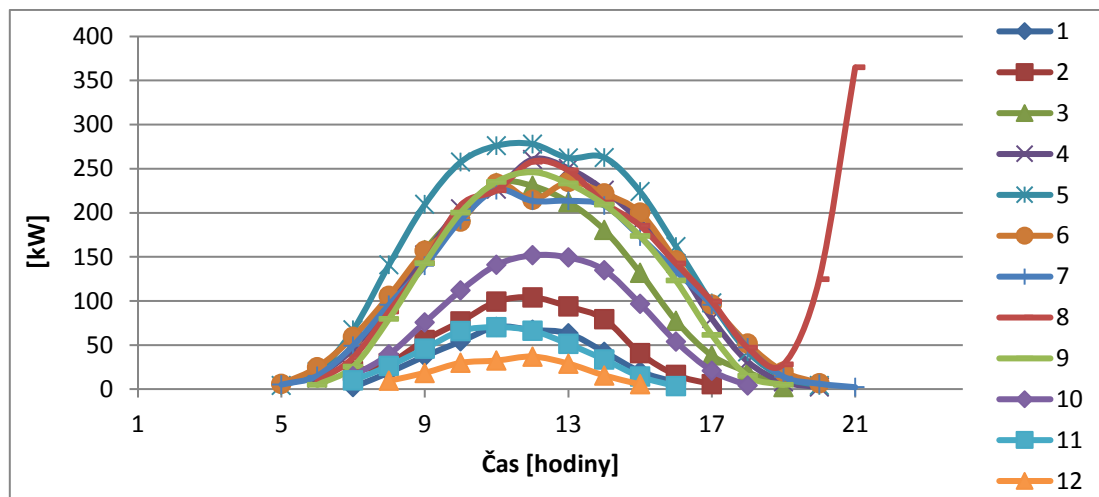
Obrázek 18: Roční diagram zatížení zdroje 09 - agregace po dnech



Obrázek 19: Roční diagram zatížení zdroje 10 - agregace po dnech

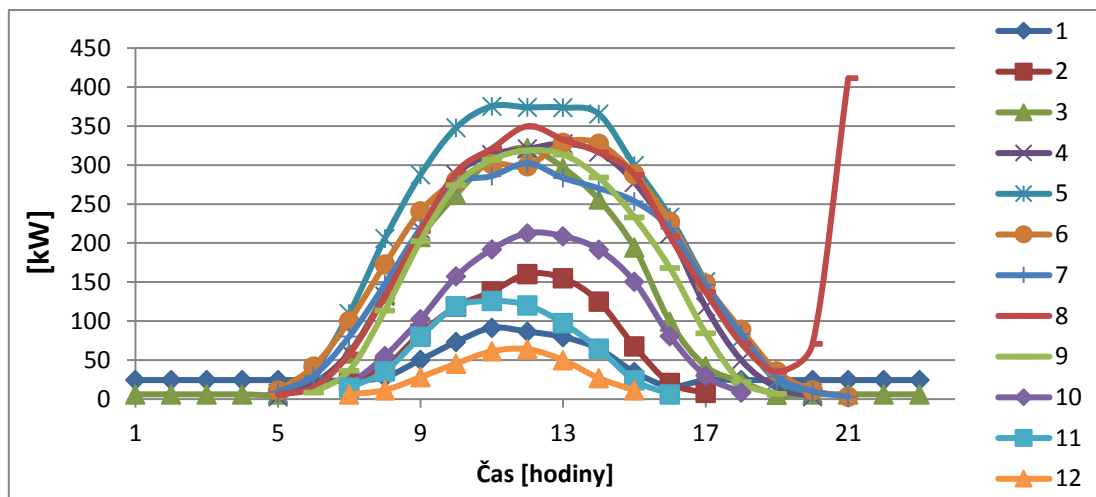
Z výše uvedených grafů je již na první pohled patrné, že při denní agregaci vykazují výrobní diagramy značnou shodu. V dalším kroku byla provedena agregace pro stejné tři elektrárny z pohledu denních diagramů (při stejné hodinové agregaci) vykreslené pro jednotlivé měsíce. Tyto grafy jsou uvedeny na následujících obrázcích (Obrázek 20, Obrázek 21, Obrázek 22). U všech tří elektráren je zjevná nekonzistence dat pro 8 měsíc (srpen) pro hodinové průměry ve večerních hodinách. Hodnoty v těchto časech vykazují vysoké hodnoty, které neodpovídají fyzikální realitě²⁰. Maximum výroby nelze očekávat ve večerních hodinách (21:00). Přesnou příčinu této zjevné chyby se nepodařilo identifikovat, avšak s největší pravděpodobností se jedná o chybu monitorovacího systému (chyba se vyskytla u všech tří elektráren v rámci dispečerského řízení ve stejném období).

Pro další výpočty tak bylo třeba tyto hodnoty vyjmout z hodnocení. Dalším důležitým faktem je potvrzení skutečnosti, že díky teplotní závislosti účinnosti fotovoltaických panelů se výroba v jarních a podzimních měsících silně přibližuje z pohledu maxima dosaženého výkonu letním měsícům.

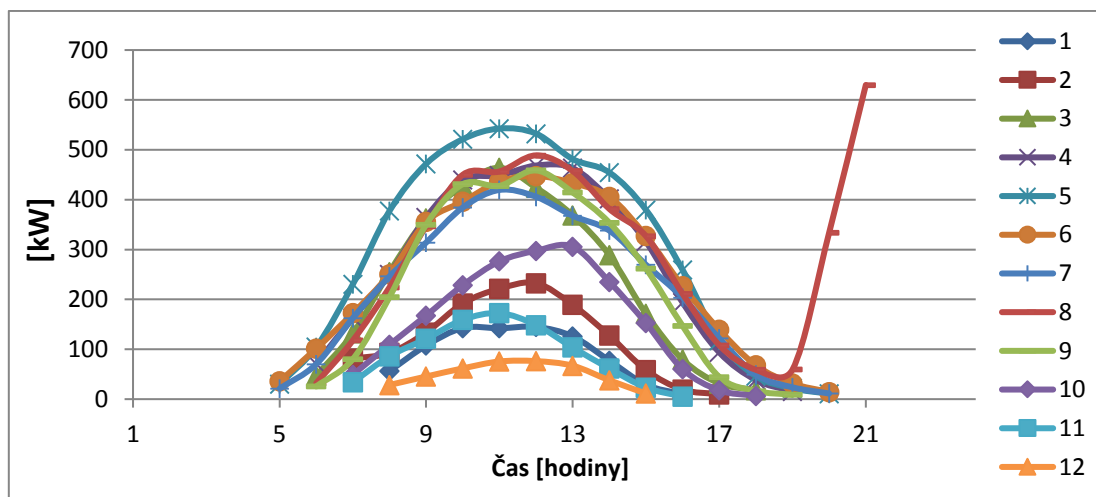


Obrázek 20: Denní diagramy zatížení zdroje 08 po měsících

²⁰ Data v obchodním měření tuto chybu v neobsahovala.



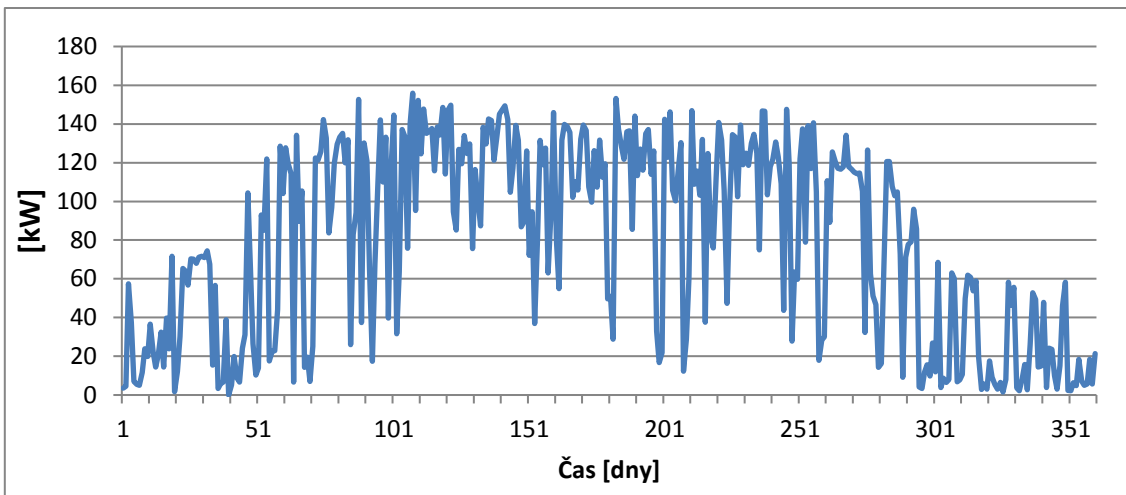
Obrázek 21: Denní diagramy zatížení zdroje 09 po měsících



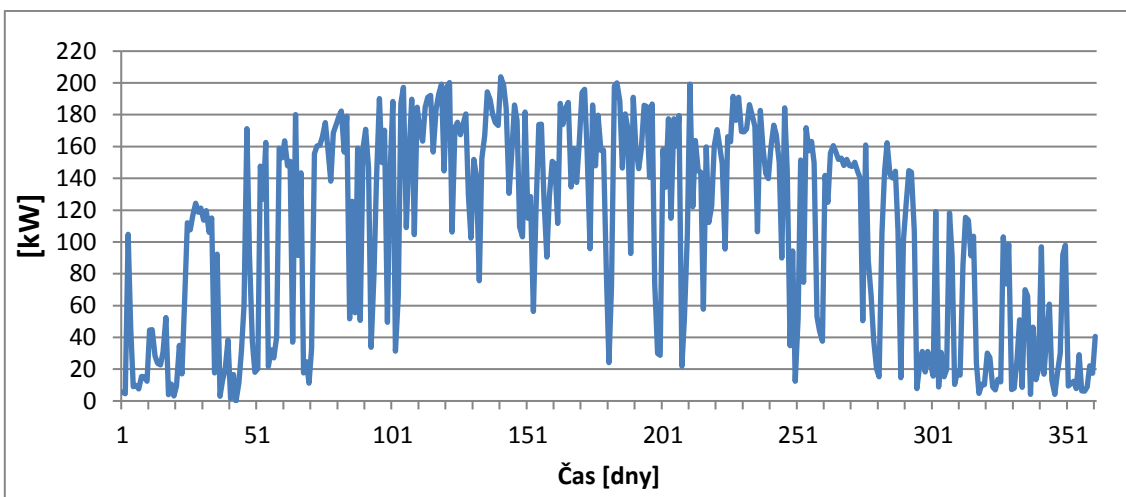
Obrázek 22: Denní diagramy zatížení zdroje 10 po měsících

Doposud byla hodnocena výroba všech tří elektráren v dispečerském řízení z pohledu průměrných hodnot a jejich shody ve tvaru výrobních diagramů.

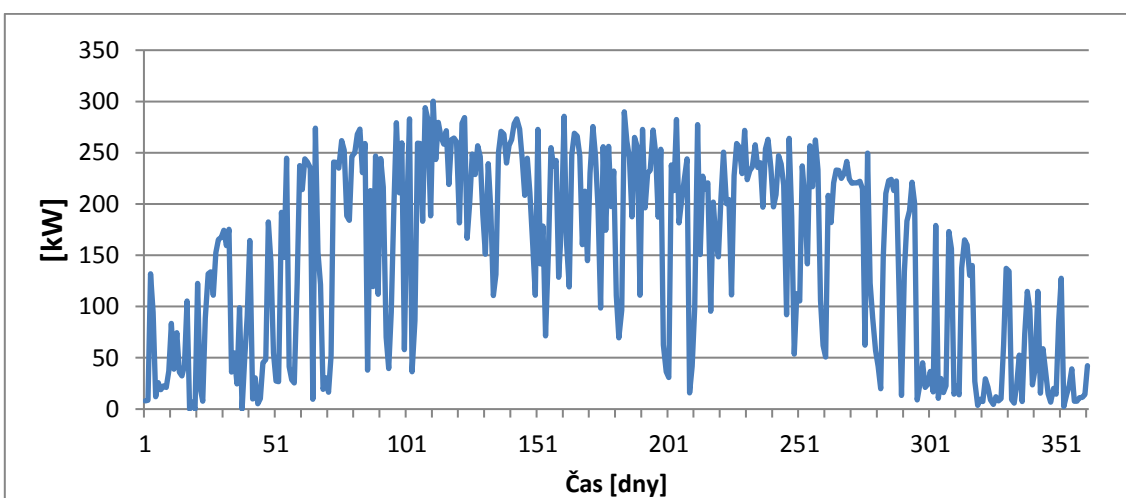
Hodnoty ročních směrodatných odchylek při zachování denní agregace jsou znázorněny na následujících třech grafech (Obrázek 23, Obrázek 24, Obrázek 25). Je z nich zřejmé, že volatilita výroby na bázi fotovoltaických elektráren je velmi vysoká a že (tato volatilita) vzhledem k dosahovaným a očekávaným výkonům má téměř shodný časový průběh jako výkony samotné.



Obrázek 23: Roční směrodatná odchylka zdroje 08 - agregace po dnech

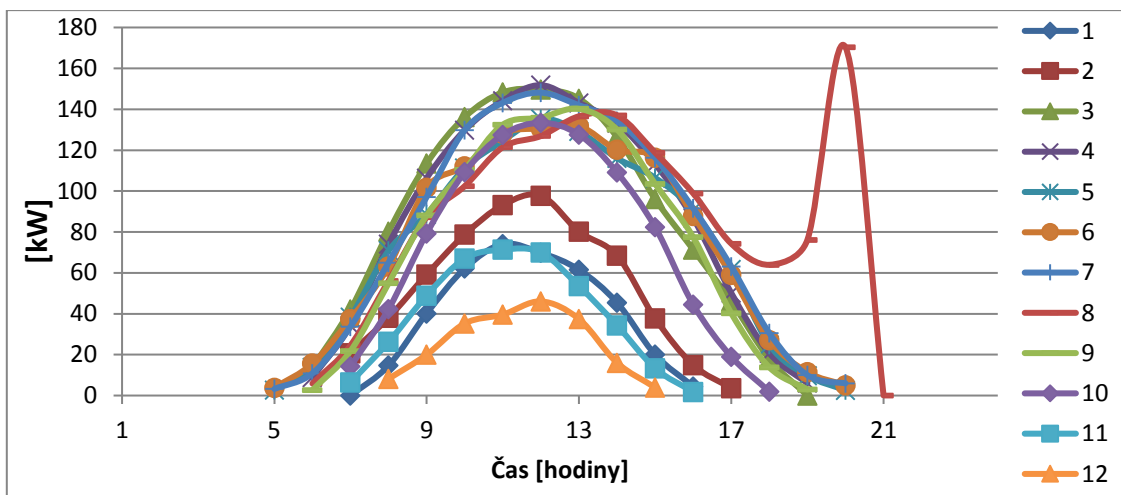


Obrázek 24: Roční směrodatná odchylka zdroje 09 - agregace po dnech

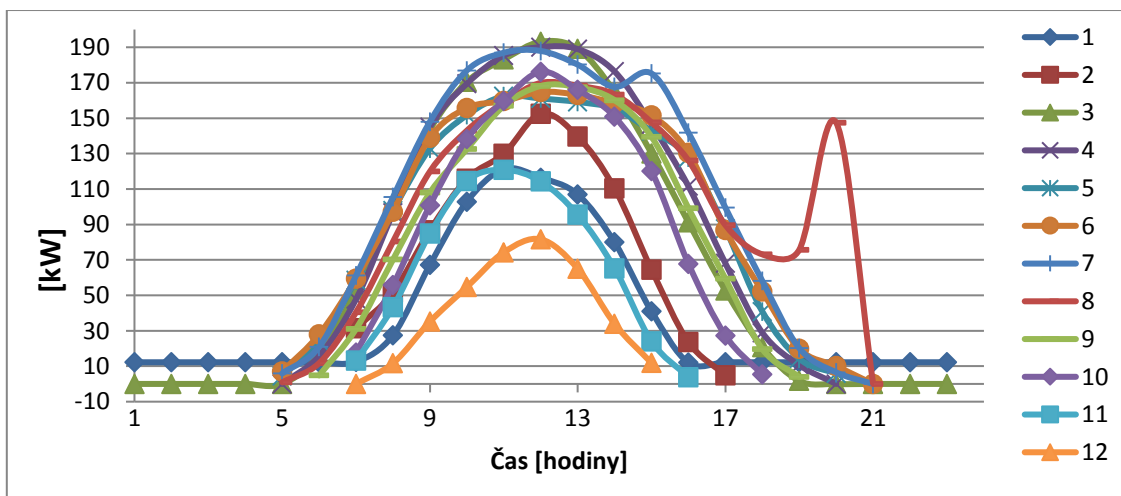


Obrázek 25: Roční směrodatná odchylka zdroje 10 - agregace po dnech

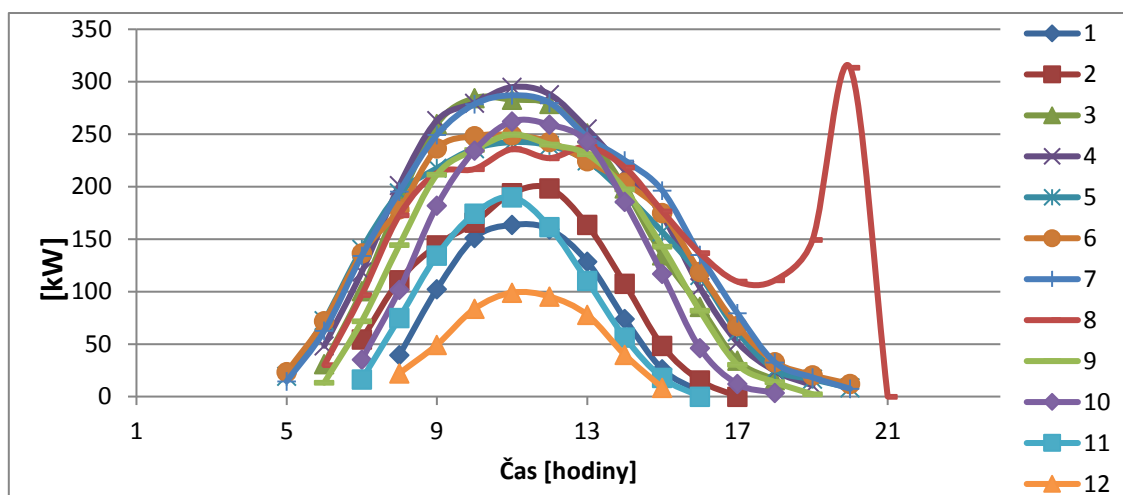
Jako poslední popisná charakteristika byla zvolena směrodatná odchylka zatížení pro jednotlivé měsíce roku s hodinovým rozlišením (viz Obrázek 26, Obrázek 27, Obrázek 28). Zde je znovu patrná nekonzistence datové sady pro 8. měsíc (srpen) ve večerních hodinách. Maximální variabilita výroby elektrické energie na bázi FVE je dle předpokladu v jarních měsících a v červenci.



Obrázek 26: Denní směrodatné odchylky zatížení zdroje 08



Obrázek 27: Denní směrodatné odchylky zatížení zdroje 09



Obrázek 28: Denní směrodatné odchylky zatížení zdroje 10

6.1.1 Shrnutí výsledků statistické deskriptivní analýzy

Z výše uvedených výpočtů a analýz vyplývají následující závěry:

- Volatilita výroby na bázi fotovoltaických elektráren je dle předpokladu velmi vysoká.
- Tato volatilita vzhledem k dosahovaným a očekávaným výkonům má téměř totožný časový průběh jako výkony, variační koeficient (poměr směrodatné odchylky a průměru) se během dne takřka nemění.
- Maximální variabilita výroby elektrické energie na bázi FVE je v jarních měsících a v červenci.
- V měsíci srpnu byly identifikovány zjevně chybné údaje, kdy výkon od 19-21 hod výrazně převyšuje očekávaný výkon.
- Variační rozpětí (maximum-minimum) je vždy blízké jmenovitému výkonu, v každém měsíci se vyskytne minimální výkon (nulový) i výkon blízký se jmenovitému.

6.2 Výsledky výpočtů korelačních koeficientů pro FVE

Výše uvedené statistické metody měly za úkol popsat a charakterizovat vstupní data. Pro další výpočty je však nutné zjistit, jak přesně mají shodný časový průběh výroby elektřiny v jednotlivých fotovoltaických elektrárnách. Následující analýzy tak vycházejí z VO₂ a mají za úkol ověřit, zdali výroba v geograficky blízkých fotovoltaických elektrárnách vykazuje výraznou shodu z pohledu výroby i v krátkých časových úsecích. Tento předpoklad podporují i závěry analýzy korelací výroby ve fotovoltaických elektrárnách na území Ontaria (Kanada) [79].

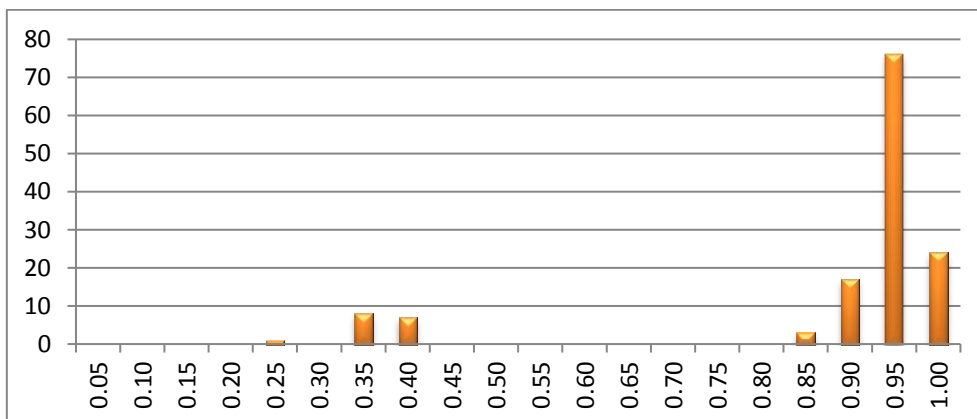
Z tohoto důvodu je druhá část statistické analýzy výroby elektřiny z FVE zaměřena na výpočet a interpretaci korelačních koeficientů pro činný výkon. Korelační koeficienty výroby z FVE lze ve své podstatě chápat jako informaci o tzv. soudobosti výroby.

Pro výše nastíněné výpočty je nutné mít k dispozici data o časovém průběhu výkonu ve stejném časovém rozlišení pro všechny analyzované FVE, která navíc byla naměřena dle stejné metodiky a za použití srovnatelných měřících zařízení. Z tohoto důvodu nelze využít data z dispečerských měření (byla k dispozici pouze pro 3 ze 17 FVE), a je proto nutné využít data z obchodních měření (i za cenu, že časové řezy odečtů výroby jsou v rozmezí 15 minut).

Výsledkem výpočtů korelací je pro náš případ matice s rozměrem 17×17, tj. 289 hodnot korelačních koeficientů. Těchto 289 hodnot však obsahuje pro každou dvojici FVE stejný korelační koeficient dvakrát. Taktéž je nutno výsledný počet „očistit“ o 17 hodnot, které odpovídají korelacím dané FVE s sebou²¹. Po odečtení výše uvedených hodnot dostáváme maximálně 136 korelačních koeficientů. V případě, že jsou pro výpočet korelačních koeficientů zavedeny další omezující podmínky, např. z pohledu minima výkonu v daném časovém okamžiku, logicky klesá i celkový dosažený počet korelačních koeficientů.

Graficky ve formě četnosti korelačních koeficientů s intervalem 0,05 jsou výsledky uvedeny na následujících grafech. Vlastní hodnoty korelačních koeficientů jsou pak pro všechny varianty uvedeny v Přílohách.

V prvním kroku byly korelovány hodnoty obchodních měření pro všechny jednotlivé kombinace FVE a všechny naměřené hodnoty výroby pokrývající 24 hodin denně. Výsledkem je vysoká hodnota závislosti s většinou hodnot nad úrovní 0,9 (viz Obrázek 29), což by odpovídalo i výsledkům a závěrům prezentovaným v [79]. Tento výsledek je však výrazně ovlivněn (zdeformován) velkým počtem nulových hodnot výroby pro období, kdy žádná z FVE nebyla v provozu (jedná se zejména o noční intervaly).

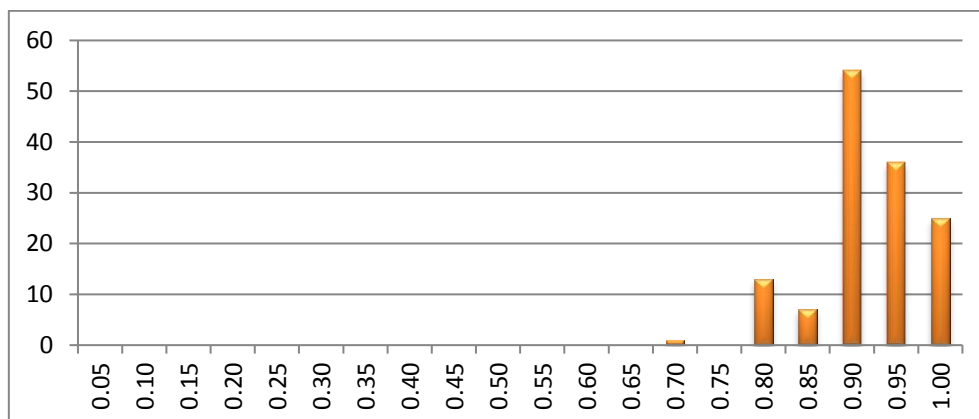


Obrázek 29: Četnosti korelačních koeficientů - všechny hodnoty

²¹ Toto odpovídá hodnotě korelačního koeficientu 1 a tyto hodnoty jsou uvedeny na diagonále korelační matice

Z tohoto důvodu byla v dalším kroku upravena vstupní data a z výpočtu byly vyjmuty všechny záporné a nulové hodnoty činného výkonu (časové úseky odpovídající době bez slunečního záření).

Pro tato upravená data byl znovu proveden výpočet korelačních koeficientů. Výsledek je uveden na následujícím obrázku (Obrázek 30). Z něj je již patrné, že byt se stále jedná o relativně vysokou závislost analyzovaných hodnot, v porovnání s údaji o rozložení četností korelačních koeficientů pro všechny hodnoty v datovém setu (Obrázek 29) již dochází k poklesu míry korelace (korelační pole se „posunuje“ směrem doleva).

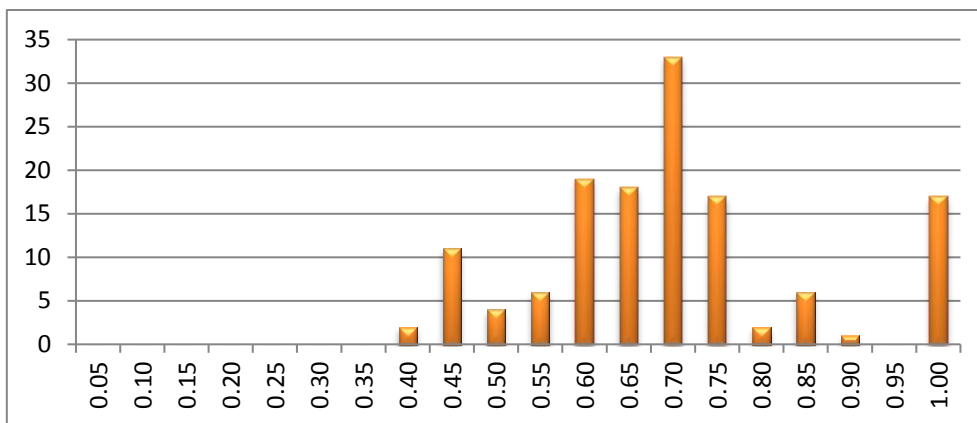


Obrázek 30: Četnosti korelačních koeficientů - kladné dodávky do sítě

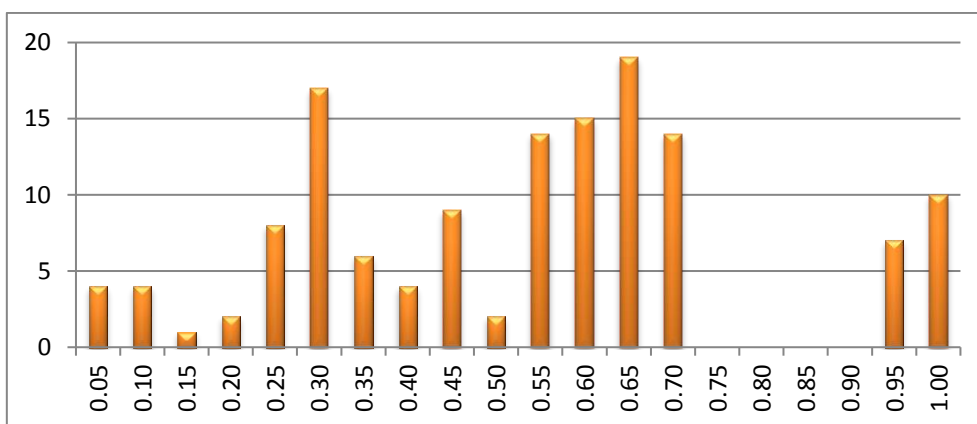
Na výslednou hodnotu korelačního koeficientu mají významný vliv zejména extrémní hodnoty. Pro náš případ jsme se zaměřili pouze na hodnoty z pravé strany rozdělení, což v našem případě znamená na období zvýšené výroby elektřiny na bázi FVE.

Důvodem pro to je předpoklad, že problémové a potenciálně kritické stavy v distribuční soustavě, které jsou způsobeny výrobou a zejména pak fluktuací ve výrobě elektřiny z FVE, nastávají s velkou mírou pravděpodobnosti právě v obdobích, kdy tyto FVE vyrábí na hranici svých jmenovitých výkonů. Z tohoto důvodu jsou na následujících obrázcích (Obrázek 31, Obrázek 32, Obrázek 33) postupně zpracovány histogramy korelačních koeficientů pro hodnoty okamžitého výkonu, které jsou větší než 25 %, 50 % a 75 % jmenovitého výkonu dané FVE.

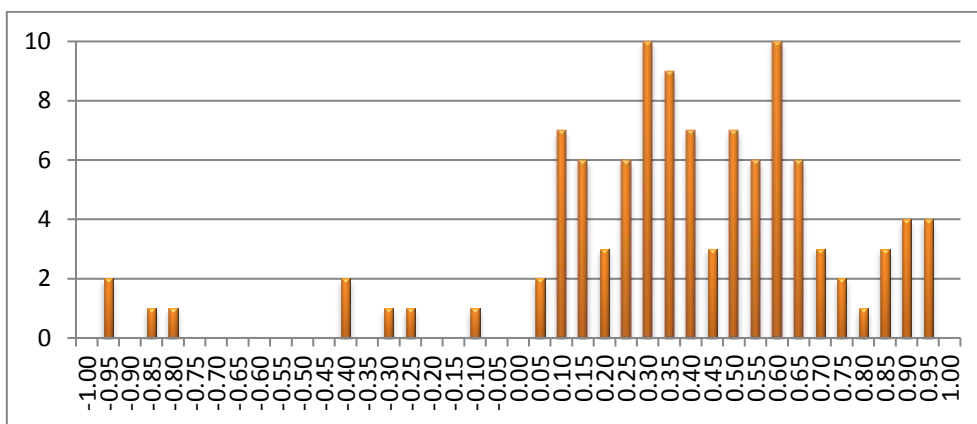
Metodicky toto znamená, že do výpočtu korelačních koeficientů vstupují jen takové výkony, kdy obě FVE splňují dané procento minimálního aktuálního výkonu ve stejném časovém okamžiku. Logicky pak toto znamená, že do výpočtu vstupuje (zejména pro omezení výkonu nad 75 % jmenovitého výkonu) významně méně hodnot. Konkrétně pro výpočet korelačních koeficientů pro minimální hodnotu okamžitého výkonu přesahující 50 % jmenovitého výkonu bylo v průměru vybráno 36 % z celkové datové sady a pro 75 % pak pouze 5 % hodnot. Podrobně jsou údaje o procentním výběru dat přes jednotlivé FVE uvedeny v Přílohách.



Obrázek 31: Četnosti korelačních koeficientů - kladná dodávka nad 25% jmenovitého výkonu



Obrázek 32: Četnosti korelačních koeficientů - kladná dodávka nad 50% jmenovitého výkonu



Obrázek 33: Četnosti korelačních koeficientů - kladná dodávka nad 75% jmenovitého výkonu

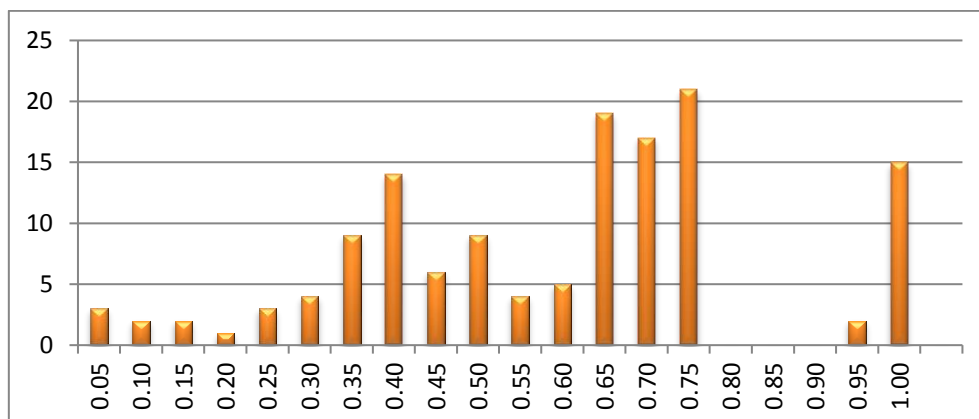
Výše korelačních koeficientů může být silně ovlivněna nejenom vzdáleností mezi jednotlivými fotovoltaickými elektrárnami ale i volbou časové agregace výroby. Pro ověření této domněnky byly proto zpracovány výpočty korelačních koeficientů pro hodinovou agregaci dat (výše uvedené korelační koeficienty byly počítány z 15 minutových časových řezů) pro dvě nejvyšší výkonová omezení, tj. 50 % a 75 % jmenovitého výkonu. Tato dvě výkonová

omezení byla vybraná z toho důvodu, že v těchto časových úsecích může výroba z FVE potenciálně představovat největší ohrožení pro stabilitu distribuční sítě.

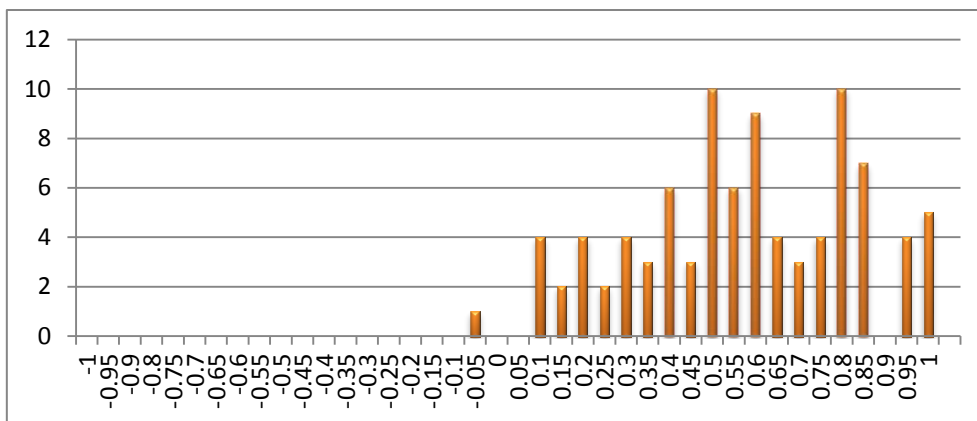
Výsledky ve formě četností jsou prezentovány na následujících dvou grafech (Obrázek 34, Obrázek 35). Pokud je následně i vyčíslíme, pro lepší srovnání, průměrnou hodnotu korelačního koeficientu dostaneme:

- 0,584 pro 50 % výkonové omezení a hodinovou agregaci.
- 0,501 pro 50 % výkonové omezení a 15 minutové časové řezy.
- 0,540 pro 75 % výkonové omezení a hodinovou agregaci.
- 0,346 pro 75 % výkonové omezení a 15 minutové časové řezy.

Z výše uvedených průměrných hodnot tak vyplývá, že při hodinové agregaci se výrazně zmenšuje rozdíl mezi korelačními koeficienty pro 50 % a 75 % výkonové omezení. Toto je zapříčiněno zejména tím, že se krátkodobé fluktuace „zprůměrovávají“ do agregovaných hodinových hodnot. Dále se taktéž projevuje značný rozdíl pro 75 % výkonové omezení (0,540 oproti 0,346) při různé časové agregaci. Z tohoto důvodu se tak jeví jako nejvhodnější varianta pro jakékoliv výpočty časové závislosti jednotlivých zdrojů (např. korelační koeficienty) pro výrobu elektrické energie využívat data s co nejmenšími časovým rozlišením. Jak je totiž patrné, již hodinové agregace mohou výrazně zvýšit odhad vzájemné závislosti a vést tak k misinterpretaci soudobosti výroby.



Obrázek 34: Četnosti korelačních koeficientů - kladná dodávka nad 50 % jmen. výkonu - agregace 1 hodina



Obrázek 35: Četnosti korelačních koeficientů - kladná dodávka nad 75 % jmen. výkonu - agregace 1 hodina

Z výše prezentovaných výpočtů a jejich výsledků je taktéž zřejmé, že se zvyšujícím se požadavkem na procento dodávaného výkonu se takřka úměrně snižuje i korelační koeficient (soudobost). Toto lze interpretovat z pohledu systému jako příznivý a chtěný jev. Znamená to totiž, že maximální výroba jednotlivých elektráren se časově liší a nemělo by tak docházet k výrazné soudobosti maximální výroby a stejně tak i fluktuací ve výrobě.

Taktéž se ukázalo, že pro krátkodobé fluktuace má nezanedbatelný vliv zvolená časová agregace dat. Podrobně jsou pak veškeré korelační koeficienty pro všechny výše zmíněné případy uvedeny v Příloze.

Na základě vypočítaných výsledků je tak zřejmé, že pro následující výpočty nelze využít koncept virtuálního zdroje (výrobu pouze jedné elektrárny a zvětšit ji proporčně na celkový instalovaný výkon), ale je nutné počítat s celkovou výrobou soustavy elektráren v daném uzlu distribuční soustavy. **Na výzkumnou otázku VO₂ tak není možné dát kladnou odpověď.**

6.3 Analýza jalových výkonů

Paralelně s analýzou činných výkonů byla provedena i prvotní analýza jalových výkonů. Důvodem pro tuto analýzu je skutečnost, že fotovoltaické elektrárny nevyužívají k výrobě elektřiny točivé generátory a neposkytují tak primárně do soustavy jalový výkon. Tento výkon tak musí být do soustavy dodán dodatečně z jiných výrobních zdrojů, respektive lze pro tyto účely využít i systémy kompenzace účinníku přímo instalované ve výrobě.

Hlavní závěry z prvotního rozboru jalových výkonů pro analyzovaných 17 FVE (zapojených do jednoho distribučního uzlu 110/22 kV), jsou:

- Problematika kompenzace jalových výkonů by neměla zásadně ovlivňovat výkonové poměry v dané části distribuční sítě. Vypočítané účinníky se pohybují v povolených rozmezích daných kodexem přenosové soustavy a požadavky distributora.
- Z předložených dat nelze s jistotou určit, zdali všechny analyzované FVE disponují plnohodnotným systémem kompenzace.
- Instalace akumulačního zařízení může do jisté míry ovlivnit výkonové poměry (účinník) z důvodu změny dodávky činného výkonu.

Pro další navazující výzkum se jeví jako potřebná detailní analýza jalových výkonů z pohledu zajištění požadované kvality dodávky elektřiny.

7 Další vstupní data modelu

Časový rámec pro verifikaci navrhované metodiky hodnocení ekonomických benefitů instalace akumulčního zařízení byl zvolen tak, aby odpovídal situaci roku 2013. Důvodem pro to je snaha maximálně přiblížit podmínky rozhodování reálné situaci, ve které by byl investor. Pro dostupná data výroby z FVE (výroba odpovídá roku 2012 a začátku roku 2013) by se potenciální investor rozhodoval právě v průběhu roku 2013 s daty dostupnými k tomuto datu. V rámci diskuze výsledků je zohledněn cenový vývoj/změny vstupů a jejich vliv na ekonomiku provozu akumulčního zařízení.

7.1 Ceny silové elektřiny

Ceny byly převzaty z dat pražské energetické burzy. Tmavě jsou uvedeny ceny jednotlivých produktů, při stanovení ceny je respektován objem obchodů. Šedě jsou uvedeny údaje, přenesené z předcházejících období.

2013	EUR/MWh		
Base	roční	čtvrtletní	měsíční
1	45	47	47
2	45	47	51
3	45	47	41
4	45	38	38
5	45	38	36
6	45	38	38
7	45	39	38
8	45	39	37
9	45	39	39
10	45	44	44
11	45	44	45
12	45	44	47

Tabulka 3: Ceny elektřiny - BASE 2013

2013	EUR/MWh		
Peak	roční	čtvrtletní	měsíční
1	60	61	63
2	60	61	64
3	60	61	48
4	60	48	46
5	60	48	44
6	60	48	46
7	60	48	46
8	60	48	46
9	60	48	48
10	60	61	61
11	60	61	62
12	60	61	63

Tabulka 4: Ceny elektřiny - PEAK 2013

Výše uvedené burzovní produkty byly použity pro vhodné pokrytí výrobního diagramu, výrobní diagram je součtovým diagramem všech elektráren. Pro pokrytí diagramu jsme použili metodiku z kapitoly 5.2. Pro vlastní výpočet byly využity prostředky numerické matematiky, v našem případě implementovaný numerický nástroj programu Microsoft Excel.

Celková roční kladná odchylka (výroba je vyšší než produkty v rámci sjednaného diagramu) je 8 450 MWh, celková roční záporná odchylka je 2 241 MWh. Vyrovnáním těchto odchylek je možné dosáhnout zlepšení ocenění diagramu tím, že se zmenší platby za odchylky jejich vyrovnáním. Kladná odchylka se využije pro dobítí baterií, analogicky se pak záporná odchylka projeví jako snížení nabití baterií.

Je patrné, že odchylky jsou vzhledem k celkové výrobě 13 655 MWh ročně velmi vysoké a tento zdroj je z celosystémového pohledu extrémně nespolehlivý. Například nasazením 3 MWh akumulace je možné odchylky snížit na kladných 7 987 MWh, záporných 1 779 MWh.

7.2 Pravděpodobnost a cena systémové odchylky

Systém penalizací a bonifikací fungující v současné době v rámci ČR je shrnut v tabulce 5. Tento systém je postaven na principu, ve kterém jsou jednotliví výrobci penalizováni za zvyšování celkové odchylky, tzn. pokud při přebytku výkonu v soustavě dodávají elektřinu nad rámec sjednaného diagramu a analogicky při nedostatku výkonu v soustavě vyrábí méně než je jejich sjednaný výrobní diagram.

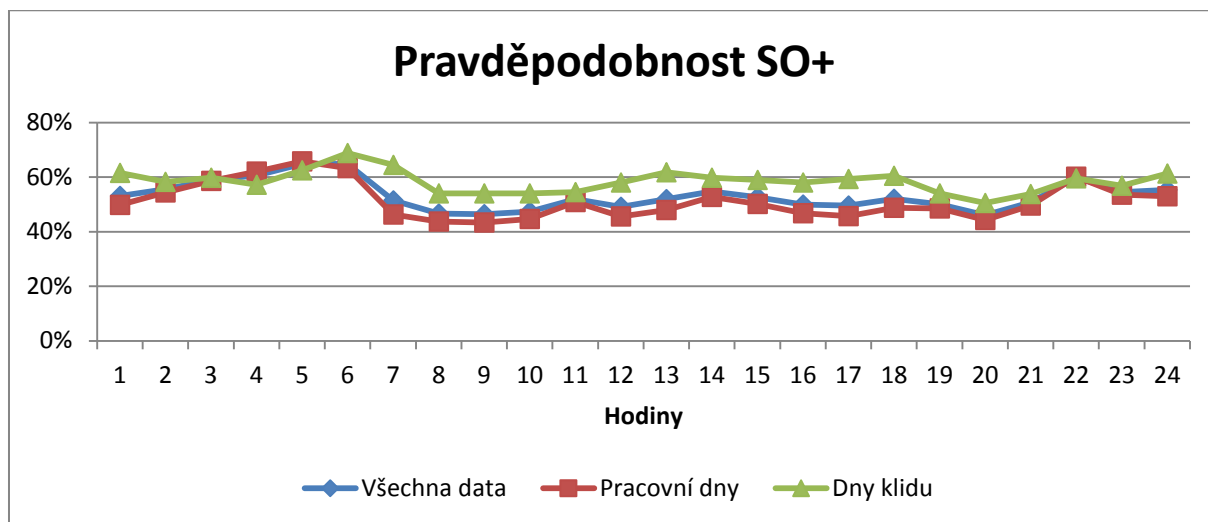
Odchylka		Soustava	
		+	-
Výrobce	+	Penalizace/odchylka	Bonifikace/protiodchylka
	-	Bonifikace/protiodchylka	Penalizace/odchylka

Tabulka 5: Systém plateb za odchylky

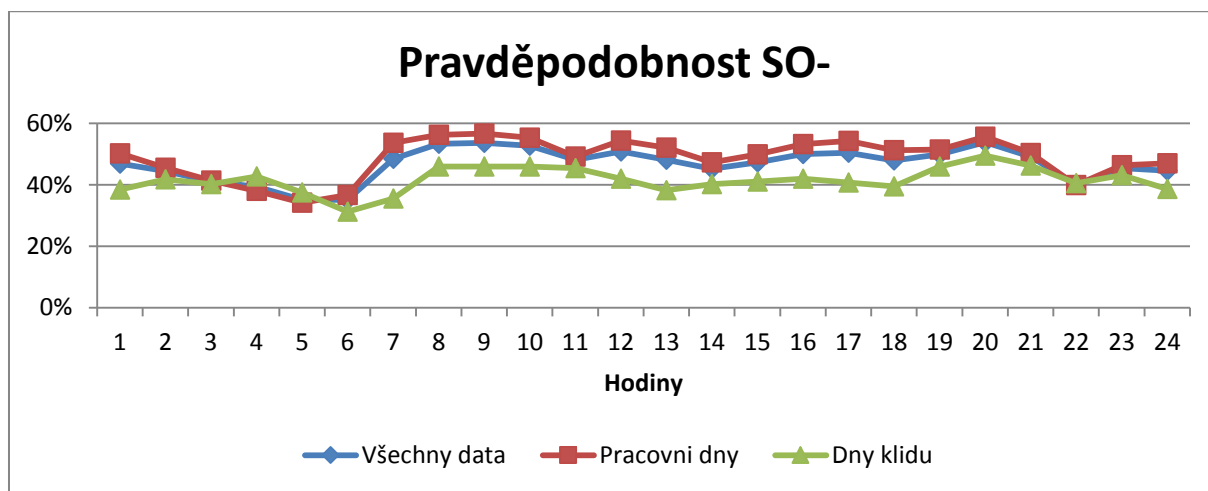
Opačná situace nastane v případě, že výrobce nedodržením svého diagramu soustavě pomáhá, tzn. při nedostatku výkonu v soustavě dodává nad rámec sjednaného diagramu a obráceně při nedostatku výkonu v soustavě jsou jeho dodávky vyšší než původně sjednaný diagram.

Pro vstupní analýzu odchylek soustavy a jejich cen byla využita data dostupná na OTE (data za období 2009-2012 pro odchylky a data za období 2010-2012 pro ceny odchylek a

protiodchylek²²). V první fázi byla provedena pravděpodobnostní analýza odchylek v závislosti na pracovních dnech a dnech klidu. Výsledky jsou prezentovány na následujících dvou grafech, na kterých je zobrazena pravděpodobnost dané odchylky na jednotlivých hodinách dne.



Obrázek 36: Statistická analýza kladných odchylek-pracovní dny/dny klidu

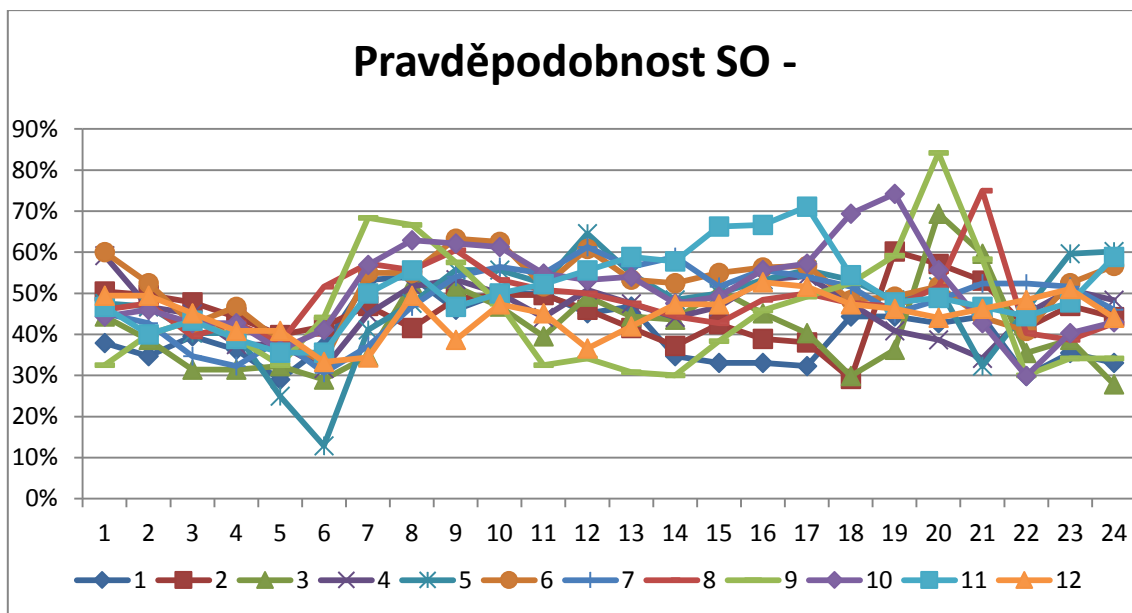


Obrázek 37: Statistická analýza záporných odchylek-pracovní dny/dny klidu

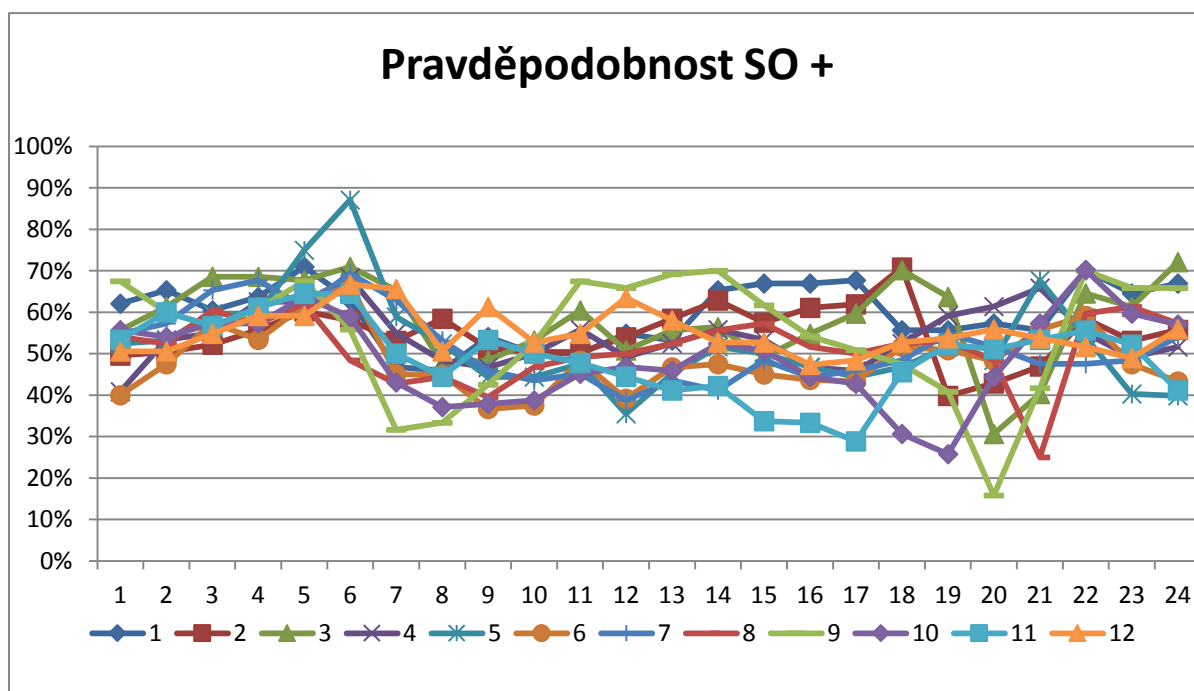
Z těchto grafů je patrné, že neexistuje významný rozdíl v pravděpodobnosti kladných/záporné systémové odchylky v závislosti na typu dne (pracovní, dny klidu). Z tohoto důvodu jsou pro další výpočty využívána souhrnná data bez dalšího vnitřního členění.

²² Systém odchylek a protiodchylek byl OTE zaveden a vykazován až od roku 2010, z tohoto důvodu nebylo možné využít větší set dat.

Další fáze analýzy byla zaměřena na vliv jednotlivých měsíců na velikost pravděpodobnosti jednotlivých odchylek. Zde je již variační koeficient výraznější (Obrázky 20 a 21) a z tohoto důvodu byly pro účely modelu vytvořeny matice pravděpodobností po měsících a hodinách dne, které na základě dat z předchozích 4 let uvádí pravděpodobnost, s jakou nastala kladná/záporná systémová odchylka. Přesné hodnoty jsou uvedeny v příloze.

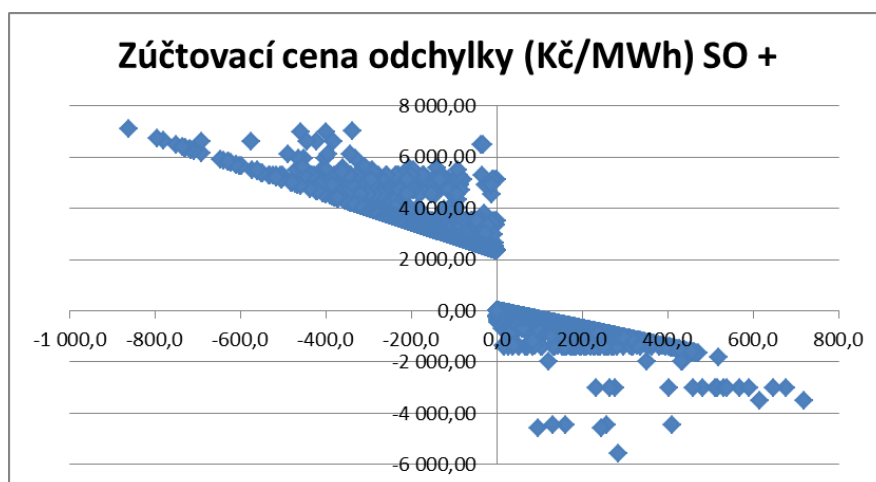


Obrázek 38: Statistická analýza záporných odchylek

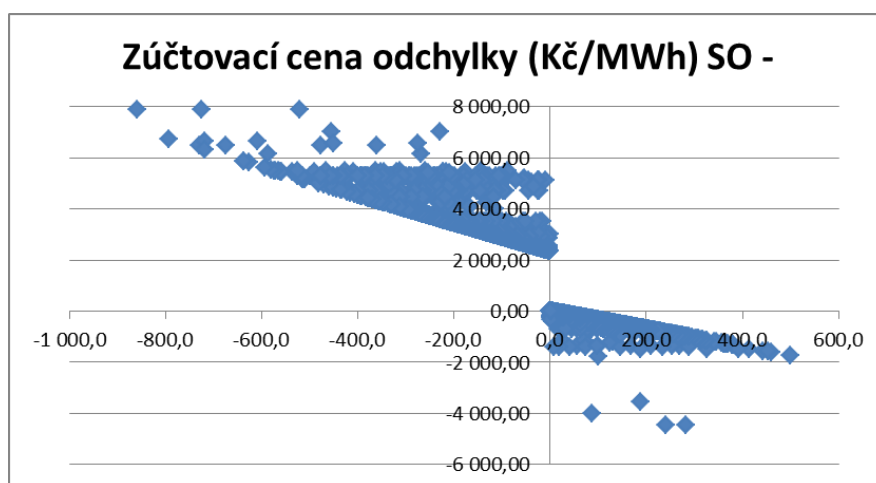


Obrázek 39: Statistická analýza kladných odchylek

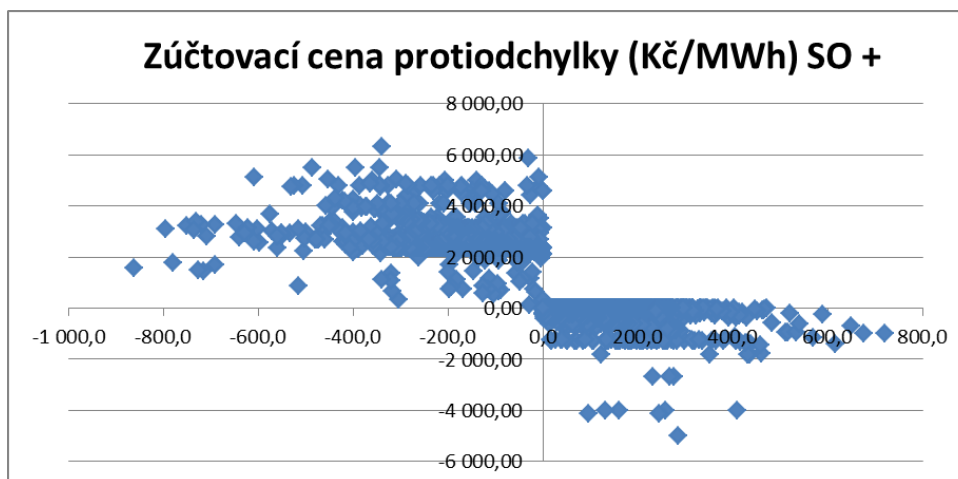
V poslední fázi bylo nutné stanovit pravděpodobnostní ocenění odchylek a protiodchylek. K dispozici byly údaje za tři roky, tzn. v rozmezí let 2010-2012. Jejich grafické zpracování je na následujících čtyřech grafech. Je z nich mimo jiné patrné, že zejména pro protiodchylku nelze určit žádnou funkci, která by plně vystihovala danou závislost. Z tohoto důvodu byla na základě statistických výpočtů vytvořena pravděpodobnostní matice cen odchylek a protiodchylek, která je pak využita v rámci vlastního modelu ocenění akumulace.



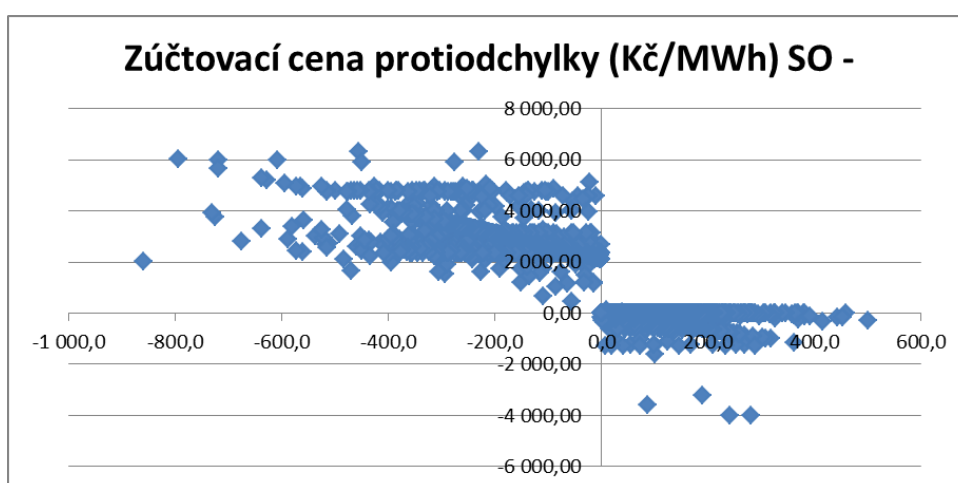
Obrázek 40: Zúčtovací cena odchylky pro kladnou SO



Obrázek 41: Zúčtovací cena odchylky pro zápornou SO



Obrázek 42: Zúčtovací cena protiodchylky pro kladnou SO



Obrázek 43: Zúčtovací cena protiodchylky pro zápornou SO

7.3 Zařízení pro skladování elektrické energie

V současné době existuje celá řada akumulačních technologií lišících se nejen fyzikálním principem zajišťujícím skladování energie, ale i technickými specifiky a omezeními a v neposlední řadě i velmi různorodými finančními parametry (CAPEX, OPEX). Klasifikaci dle fyzikálního principu, včetně vybraných příkladů jednotlivých technologií, pro skladování energie nabízí následující přehled:

- **Elektrický princip:** kapacitory a ultrakapacitory; supravodivé akumulátory (Superconducting Magnetic Energy Storage - SMES); hybridní automobily připojené k síti (Plug in Hybrid Vehicle-to-Grid - PHVG).
- **Mechanický princip:** přečerpávací vodní elektrárny; technologie stlačeného vzduchu (Compressed Air Energy Storage - CAES); setrvačníky.
- **Elektro–chemický princip:** standardní baterie; baterie s tokem iontů (Flow batteries); palivové články.
- **Chemický princip:** elektrolýza.
- **Termický princip:** rozpuštěné soli, parní akumulátor.

7.3.1 Výběr akumulční technologie

Všechny výše uvedené technologie jsou v současnosti využívány nebo testovány pro použití v rámci akumulace energie. Vezmeme-li v potaz jejich vlastnosti, omezení (dané jak jejich technologiemi tak i omezení daná vlastním záměrem této práce – optimalizace provozu intermitentních OZE), zkušenosti s jejich provozem a v neposlední řadě jejich investiční a provozní výdaje, jeví se v současné době jako nejvhodnější technologie bateriové systémy. Pro specifické případy lze využít i setrvačnický (aplikace pro zkvalitňování dodávek elektřiny tzn., regulace frekvence či vyrovnávání napětí).

Akumulční systémy je třeba taktéž rozdělit na dvě základní kategorie dle užití, a to na aplikace pro poskytování výkonu a aplikace pro poskytování energie. Rozdíl je zejména v době vybíjení, kdy aplikace pro poskytování výkonu dodávají relativně vysoký výkon po relativně krátký čas. Aplikace pro poskytování energie se oproti tomu vybíjejí výrazně pomaleji (v řádu hodin – až 10 hodin). Toto dělení je pak respektováno i v přiložených tabulkách a přehledech.

Pro výběr a následný provoz akumulčního zařízení jsou klíčové následující čtyři parametry:

- Výkon akumulčního zařízení.
- Účinnost.
- Doba vybíjení.
- Počet přípustných nabíjecích cyklů (životnost).

Následující tabulka shrnuje výše uvedené klíčové parametry pro uvažované bateriové technologie²³.

Název	Doba vybíjení [hod]	Účinnost [%]	Životnost DoD 80% [cykly]	Životnost DoD 20% [cykly]
VRB	4-10	70	> 10 000	> 10 000
ZnBr	2-10	65	> 5 000	> 5 000
NAS	6	82	> 4 500	40 000
Zebra	3-10	78	3 000	> 20 000
Pb	2-4	83	< 500	< 2 000
Pokročilé Pb	2-10	85	2 000	5 000
Li-ion energie	4	90	10 000	> 100 000
Li-ion výkon	0,25-0,5	90	> 5 000	> 100 000
Setrvačnický	0,25	85	> 150 000	> 150 000
Ultrakondenzátor	sekundy	95	> 500 000	> 500 000

Tabulka 6: Hlavní technické parametry pro akumulční technologie s výkonem 1 MW

²³ VRB - Redoxní průtokové baterie s vanadem; ZnBr - Průtokové baterie zinek-brom; NAS - Baterie sodík/síra; Zebra - Sodík-kov-halogenid; Pb - Baterie olovo-kyselina; Pokročilé Pb - Pokročilé baterie olovo-kyselina; Li-ion - Baterie s elektrolytem s ionty lithia

Pro účely modelového výpočtu byly jako nejvhodnější akumulční zařízení identifikovány baterie Li-ion zejména z důvodů schopnosti relativně rychlého vybíjení (v rámci našeho modelového nasazení uvažujeme hodinové provozní cykly), vysoké účinnosti a relativně dobré technologické vyspělosti.

Existují však i další parametry, které mohou ovlivnit konečnou volbu konkrétního akumulčního zařízení:

- délka nabíjení,
- samovybíjení,
- degradace/opotřebení,
- reakční doba,
- regulační elektronika,
- teplota,
- modularita,
- napětí na člancích atd.,

a velmi tak záleží na konkrétních technických požadavcích jednotlivých projektů.

7.3.2 Ekonomika akumulčních zařízení

Jednotlivé bateriové technologie se výrazně liší nejen ve svých technických parametrech ale i investičních nákladech. Následující přehled udává investiční náklady jednotlivých technologií udávané výrobcí na konci roku 2012 a jejich tehdy předpokládaný vývoj v čase. Z odhadů pro rok 2015 je patrné, že výrobci silně přecenili potenciál snižování investičních nákladů. V současné době (rok 2016) se poslední údaje o investiční náročnosti Li-ion baterií pohybují nad 1000 EUR/kW, viz projekt diskutovaný v [80], jehož investiční náklady dosáhnou minimálně 100 milionů EUR pro 90 MW bateriový systém.

Název	kW (2012)	kWh (2012)	kW (2015)	kWh (2015)
VRB	10.000	1.250	-	940
ZnBr	3.000–4.000	1.200–1.500	-	900–1.100
NAS	2.500	300	-	300
Zebra	1.000–1.500	500	-	370
Pb	200–300	100–200	-	100–200
Pokročilé Pb	<800	400–600	-	300–450
Li-ion energie	4.000–6.000	1000–1600	-	500–800
Li-ion výkon	700–1.000	-	400–500	-
Setrvačnick	1.500–2.000	-	1.500–2.000	-
Ultrakondenzátor	350	-	250	-

Tabulka 7: Ceny (v EUR) vybraných technologií v roce 2012 a odhady těchto cen v roce 2015

Provozní náklady (výdaje) jsou u akumulčních technologií, i když jsou v drtivé většině výrobcí prezentovány jako plně bezobslužné, spojeny zejména se spotřebou elektrické energie pro chlazení, popřípadě spotřebou energie pro pohon čerpadel u průtokových baterií,

vlastními nabíjecími a vybíjecími ztrátami a elementární údržbou. Tyto náklady se mění v závislosti na způsobu provozu a ročně se obvykle pohybují v rozmezí 1 – 2 % z investičních nákladů.

7.4 Výsledky modelových výpočtů

Pro účely vyhodnocení ekonomického přínosu akumulace byly pro srovnání využity jako referenční velikosti akumulárního zařízení hodnoty akumulární jednotky o kapacitě 0,1 a 3 MWh. Údaje o investičních a provozních výdajích těchto dvou akumulárních jednotek rekapituluje následující tabulka:

0,1 MWh		3 MWh	
WACC	0,08	WACC	0,08
CAPEX	7 000 000 Kč	CAPEX	95 000 000 Kč
OPEX	90 000 Kč	OPEX	2 000 000 Kč

Tabulka 8: Rekapitulace investičních a provozních výdajů navrhovaných variant akumulárních zařízení

Životnost těchto bateriových systémů je velmi citlivá na počet nabíjecích cyklů a taktéž na hloubce vybití, se kterou je akumulární zařízení provozováno. Pro účely této práce, při uvažování denního optimalizačního cyklu, se v závislosti na hloubce vybití bude pohybovat mezi 7 až 12 roky. Vážená cena kapitálu byla stanovena na základě oportunitních ušlých nákladů středních a velkých energetických projektů. Jak však bude zřejmé z výsledků, nehraje v našem případě hodnota WACC žádnou roli a proto nebylo nutné provést ověření této hodnoty pomocí modelu CAPM.

7.5 Výsledky ekonomického přínosu akumulárního zařízení

Výpočet hodnoty ekonomického přínosu akumulárního zařízení byl proveden pro dva scénáře:

1) Scénář, ve kterém je uvažováno se stávajícím reálným oceněním odchylek

V tomto případě dochází díky pravděpodobnostnímu rozdělení kladných a záporných systémových odchylek a specificky nastavenému systému cen odchylek/proti odchylek k situaci, kdy se provozovateli FVE/distributorovi vyplatí záměrně způsobovat odchylky. V tomto případě bude docházet k cenové arbitráži a užití akumulárního zařízení nebude v daných podmínkách maximalizováno.

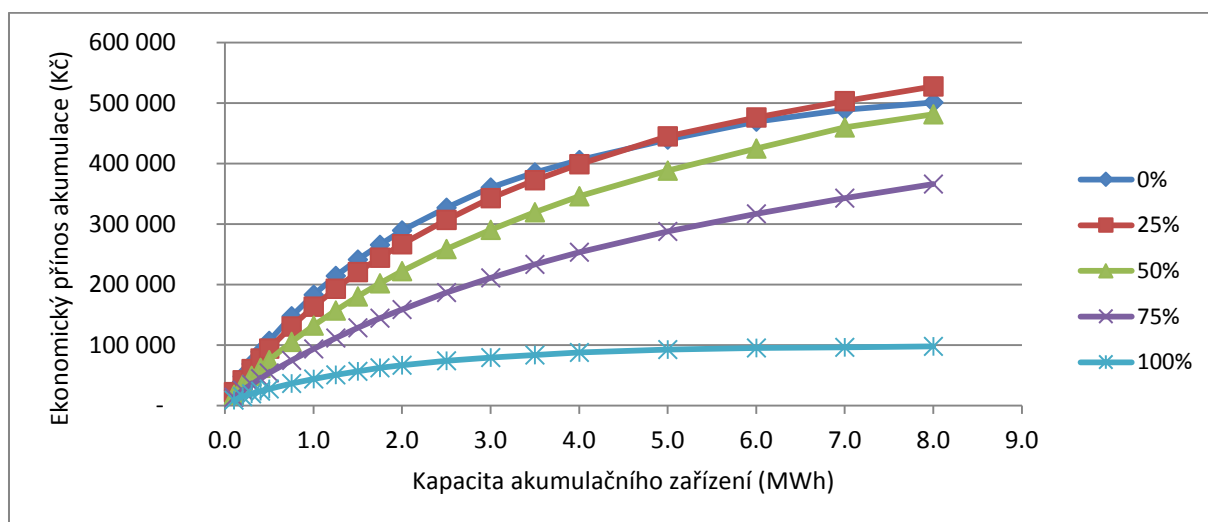
2) Scénář, ve kterém je uvažováno s pseudo oceněním odchylek

V tomto scénáři je hlavní myšlenkou snaha eliminovat problém arbitráže ze scénáře 1 pomocí premisy, že každá odchylka od sjednaného výrobního diagramu (bez ohledu na aktuální stav systémové odchylky) je z hlediska provozu soustavy špatná a jako taková by

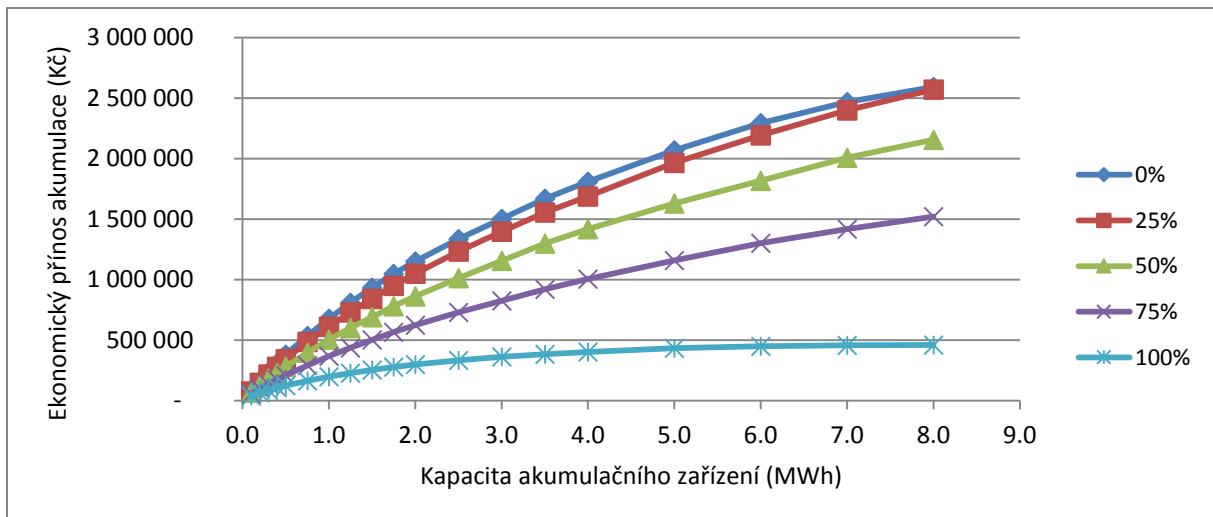
měla být penalizována. Pravděpodobnostní cena odchylky/protiodchylky je stejná jako v předcházejícím scénáři, ale na rozdíl od scénáře 1 je vždy placena (nemůže nastat situace, že by provozovatel FVE/distributor inkasoval jakékoliv finanční prostředky za porušení sjednaného výrobního diagramu).

Výsledná hodnota ekonomického přínosu akumulace při denním cyklu provozu závisí nejen na celkové kapacitě daného zařízení, ale i na velikosti průběžně udržovaného stupně nabití. Jak je patrné z následujících dvou grafů, s rostoucí velikostí stupně nabití výrazně klesá ekonomický přínos. Toto je však v přímém rozporu s požadavky na hospodárny provoz akumulčních zařízení (nerealizovat často stav plného vybití kvůli významnému poklesu životnosti baterie). Dále je patrné, že ekonomický přínos akumulace roste se zvyšováním kapacity akumulátoru. Tato závislost je konkávní tzn. s každým dalším zvýšením kapacity marginální přínos klesá.

Z výše uvedených důvodů je proto třeba optimalizovat nejen velikost akumulčního zařízení, ale i způsob jeho provozu.



Obrázek 44: Ekonomický přínos akumulace v závislosti na celkové kapacitě a velikosti průběžně udržovaného stupně nabití – varianta s reálně oceněnými odchylkami (tzn. arbitrážní situace)



Obrázek 45: Ekonomický přínos akumulace v závislosti na celkové kapacitě a velikosti průběžně udržovaného stupně nabití – varianta s pseudo-reálně oceněnými odchylkami (tzn. každá odchylka je pro soustavu nevhodná a finančně penalizovaná)

Z dosažených výsledků prezentovaných na výše uvedených grafech je patrné, že i při zjednodušeném modelu, který mírně nadhodnocuje přínos akumulace, ekonomický přínos není sto pokrýt byt' jen provozní náklady akumulčního zařízení a akumulční zařízení tak nemůže být za daných podmínek ekonomicky efektivní.

K žádnému výraznému zlepšení ekonomiky akumulčního zařízení nedojde ani při přepočtu na aktuální data první poloviny roku 2016, ekonomické výsledky ve variantě s reálným oceněním odchylek stále nejsou schopny pokrýt ani provozní výdaje.

7.6 Shrnutí výsledků praktických analýz

Na základě provedených výpočtů a analýz lze formulovat následující závěry a komentáře:

- Maxima výroby v jednotlivých FVE zdrojích, i přes relativně blízkou geografickou polohu (vyústění do jedné stanice DS), jsou v čase posunuta tak, že z výsledku jejich korelace je možné konstatovat nezávislost maxim jednotlivých FVE. Na základě těchto výsledků nemůžeme pro následné výpočty použít výrobu pouze jedné elektrárny a zvětšit ji proporčně na celkový instalovaný výkon, ale musíme počítat s celkovou výrobou soustavy elektráren v daném uzlu distribuční soustavy. Pro výpočet je tedy nutno získat všechna naměřená data.
- Pravděpodobnost, že bude systémová odchylka kladná/záporná, nezávisí na tom, zdali se jedná o pracovní den nebo den klidu.
- Pravděpodobnost, že bude systémová odchylka kladná/záporná závisí na hodině dne a měsíci v roce.
- Pro výpočet pravděpodobnostní ceny byla využita data z OTE za období 2009-2012 pro stanovení systémové odchylky a 2010-2012 pro ocenění

odchylek/protiodchylek (toto časové omezení je způsobeno změnou metodiky OTE pro oceňování odchylek).

- Ocenění protiodchylek, a to zvláště při kladné systémové odchylce, je natolik vysoké, že fakticky nedokáže motivovat provozovatele intermitentních zdrojů k minimalizaci odchylek. V tomto nastavení se FVE vyplatí dlouhodobý provoz v kladné odchylce (nad sjednaný diagram výroby). Je tedy otázkou, zdali je tento stav dlouhodobě udržitelný z pohledu řízení soustavy a z tohoto důvodu variantně ohodnocujeme ekonomické benefity akumulace i pro situaci, kdy by každá odchylka od sjednaného diagramu byla penalizovaná. Tento přístup by tak měl motivovat všechny zdroje dodržovat své smluvní výrobní diagramy.
- Pro ohodnocení smluvního diagramu zatížení jsou využity produkty nabízené na PXE (roční, čtvrtletní, měsíční, base, peak). Ceny produktů jsou váženy pomocí objemů obchodů.
- Optimalizace smluvního diagramu FVE je prováděna metodami numerické matematiky tak, aby byla maximalizována hodnota diagramu, a odchylky od tohoto diagramu byly v předem definovaném rozpětí.
- Využitím akumulace lze odchylky dále zmenšit. Optimalizační model zajišťuje ekonomicky nejvýhodnější minimalizaci odchylek. Rozdíl hodnoty diagramu s/bez využití akumulace udává ekonomický přínos akumulace.
- Hodnota ekonomického přínosu akumulace byla variantně vypočtena pro různé velikosti akumulace a způsoby jejího využití (velikost průběžně udržovaného stupně nabití). Z výsledků je patrné, že:
 - ekonomický přínos akumulace roste se zvyšováním kapacity akumulátoru. Závislost je konkávní tzn., s každým dalším zvýšením kapacity marginální přínos klesá.
 - ekonomický přínos akumulace klesá se zvyšujícím se průběžně udržovaným stupněm nabití.
 - i při zjednodušeném modelu (který mírně nadhodnocuje přínos akumulace) ekonomický přínos není sto pokryt byť jen provozní náklady akumulačního zařízení.

8 Rekapitulace a zhodnocení stanovených cílů

Hlavním cílem disertační práce byl návrh zcela nového způsobu ocenění ekonomických přínosů instalace akumulčního zařízení, tak aby bylo možné korektně posoudit ekonomické důsledky nasazení akumulace. V návaznosti na stanovené cíle v oblasti energetiky a klimatu EU do roku 2020, respektive do roku 2030, lze očekávat další posílení role obnovitelných zdrojů energie v rámci energetického mixu jednotlivých států EU. Tyto snahy potvrdily i závěry klimatické konference v Paříži.

Trend zvyšování podílu (intermitentních) OZE na celkové výrobě elektrické energie tak bude znamenat i zvýšené nároky na řízení sítí. Jedním ze slibných způsobů, jak eliminovat negativní vlivy intermitentních OZE na elektrizační soustavu a umožnit tak naplnění cílů EU v klimaticko-energetické oblasti (popsaných v kapitole 2.4), je nasazení a využívání akumulčních zařízení.

Díličními cíli disertační práce bylo:

➤ **Analyzovat a statisticky popsat výrobu elektřiny z FVE v geograficky omezené lokalitě.**

Metodický postup statistické analýzy je uveden v kapitole 5.3. Pro prvotní popis datového souboru, obsahující údaje o výrobě elektřiny z FVE, byly použity základní nástroje statistické analýzy. Na jejich základě byla identifikována nekonzistence v datovém setu a následně upraven i vlastní datový set pro další analýzy. Pro verifikaci výzkumné otázky VO_2 byla následně zpracována i korelační analýza výroby 17 geograficky blízkých fotovoltaických elektráren, jejíž výsledky jsou uvedeny v kapitole 6. Na základě těchto vstupních analýz byl pak zpracován vlastní datový set výroby FVE pro následný verifikační výpočet ekonomické efektivity nasazení akumulace.

➤ **Vytvořit postup pro popis pravděpodobnostní systémové odchylky ES a její cenu.**

Touto problematikou se zabývá kapitola 7.2. Pro vstupní analýzu odchylek soustavy a jejich cen byla využita data dostupná na OTE. Nejprve byla podrobena zkoumání pravděpodobnostní analýza odchylek v závislosti na pracovních dnech a dnech klidu. Neprokázal se významný rozdíl v pravděpodobnosti kladné/záporné systémové odchylky v závislosti na typu dne (pracovní, dny klidu). Ve druhém kroku byl statisticky analyzován vliv jednotlivých měsíců na velikost pravděpodobnosti jednotlivých odchylek. Zde již byl variační koeficient výraznější a z tohoto důvodu byly pro účely modelu vytvořeny matice pravděpodobností po měsících a hodinách dne, které na základě dat z předchozích 4 let uvádí pravděpodobnost, s jakou nastala kladná/záporná systémová odchylka

➤ **Navrhnout metodický postup hodnocení ekonomické efektivity akumulčních zařízení.**

Návrh metodického postupu hodnocení ekonomické efektivity akumulčního zařízení obsahuje kapitola 5. Návrh tohoto hodnocení vychází z teorie ekonomického ocenění diagramu výrobního zdroje. Vlastní ocenění přínosů akumulace je pak založeno na skutečnosti, že optimální využití akumulčního zařízení v součinnosti s výrobou z OZE zvyšuje celkovou cenu výrobního diagramu (snižuje volatilitu tohoto zdroje). Toto zvýšení lze pak označit za ekonomický přínos instalace akumulčního zařízení. Pro účely verifikačního výpočtu byl následně navržen zjednodušující model optimálního nasazení akumulčního zařízení v denním cyklu respektující identifikovaná technická omezení.

➤ **Verifikovat navržený metodický postup pro jeden uzlový bod distribuční soustavy.**

V posledním kroku předkládané disertační práce byl provedený verifikační výpočet pro zapojení dvou různě velikých akumulčních zařízení do distribučního uzlu 110/22 kV. Výsledky jsou prezentovány a diskutovány v kapitole 7.4. Lze konstatovat, že dosažené výsledky ekonomických přínosů akumulčního zařízení nejsou dostatečně velké na to, aby (bez dodatečných finančních příjmů) zavdávaly důvod toto zařízení instalovat. Z tohoto důvodu jsou v závěru práce navrženy další možné směry zvýšení ekonomických přínosů (a to jak peněžních tak i nepeněžních) akumulčních zařízení. Bez ohledu na negativní výsledek verifikačního výpočtu byla ověřena funkčnost a správnost nově navrženého metodického postupu hodnocení ekonomické efektivity akumulčních zařízení.

8.1 Vyhodnocení výsledků výzkumných otázek

V rámci předkládané disertační práce byly formulovány dvě výzkumné otázky:

Výzkumná otázka VO₁:

Vytváří současný stav, pravidla a regulace v oblasti elektroenergetiky, současná podoba trhu s elektřinou, investiční a provozní výdaje a vlastní ekonomické přínosy akumulčních technologií dostatečně motivační předpoklady a prostředí pro ekonomicky efektivní instalaci zařízení pro akumulaci elektrické energie?

Odpověď na VO₁:

Ne, v současné době je v podmínkách ČR stále nutno hledat a identifikovat další potenciální peněžní i nepeněžní benefity instalace akumulčních zařízení. Jako nejvíce slibnou oblastí se v současné chvíli jeví využití akumulčních zařízení jakožto zdroje podpůrných služeb. Detailně je toto diskutováno v následující kapitole 8.2.

Výzkumná otázka VO₂:

Vyazuje výroba elektřiny v geograficky blízkých fotovoltaických elektrárnách výraznou shodu/korelaci z pohledu výroby i v krátkých časových úsecích?

Odpověď na VO₂:

Ne, detailní analýzou korelačních koeficientů výroby 17 geograficky blízkých fotovoltaických elektráren zapojených do jednoho uzlu distribuční soustavy bylo prokázáno v kapitole 6, že hodnota korelačních koeficientů s rostoucí hodnotou okamžitého výkonu jednotlivých FVE (nad 25%, 50 % a 75 %) výrazně klesá. Z tohoto důvodu nelze ani u geograficky blízkých FVE pracovat s konceptem „virtuálního zdroje“ a naopak je nutné respektovat veškeré jednotlivé výrobní diagramy.

8.2 Témata pro navazující výzkum:

Témata pro navazující výzkum identifikovaná v průběhu této práce lze rozdělit do dvou hlavních kategorií. První oblastí jsou **technicko-ekonomické** parametry akumulčních zařízení. Jak již bylo uvedeno v kapitole 7.3, pro výběr a nasazení akumulční technologie jsou určující následující parametry:

- Výkon akumulčního zařízení na jednotku hmotnosti (objemu)
- Účinnost nabíjecího a vybíjecího cyklu
- Doba vybíjení
- Počet přípustných nabíjecích cyklů (životnost)
- Délka nabíjení
- Samovybíjení
- Degradace/opotřebení
- Reakční doba
- Regulační elektronika
- Maximální přípustná teplota provozu
- Modularita
- Napětí na člancích
- Investiční a provozní náklady

Jakékoliv zlepšení výše uvedených parametrů bude mít za následek větší možnost uplatnění akumulčních technologií, což ve svém důsledku může znamenat i zvýšení maximálního přípustného instalovaného výkonu intermitentních OZE. Výzkum v této oblasti však spadá do ryze technické oblasti a je tak mimo rámec zaměření této práce.

Druhou oblastí jak zvýšit uplatnitelnost akumulčních technologií a potažmo tak i intermitentních OZE je **zvýšení ekonomických přínosů akumulace**. Jako velmi slibnou oblastí, jak tohoto dosáhnout, může být opuštění maximalizace ekonomických přínosů pouze na principu arbitráže ceny elektřiny a investigace potenciálních možností provozu akumulčních zařízení jakožto zdrojů poskytujících podpůrné služby, zejména pak primární regulaci. První projekt jsou již v rámci EU ve výstavbě, konkrétně pak projekt 90 MW instalovaného výkonu bateriového systému typu Li-ion určeného pro primární regulaci.

Projekt je rozfázován do 6 etap po 15 MW a první etapa již byla v létě 2016 dokončena (u 750 MW černouhelné elektrárny Lünena) a je v současné době v testovacím provozu. Dokončení zbývajících etap je naplánováno během roku 2017 [81].

V ČR je problematika bateriových systémů poskytujících podpůrné služby dosud nevyřešena. V současné době nejsou ve výstavbě žádné srovnatelné projekty a není ani zcela jasné, zdali Kodex přenosové soustavy dovoluje využití bateriových systémů pro poskytování primární regulace. Dle následující definice Kodexu přenosové soustavy [82]:

„Sumární regulační záloha (PR) – jedná se o točivou výkonovou zálohu, která je vyčleněna na blocích poskytujících podpůrnou službu primární regulace f bloku.“

je PR regulace definována jako **točivá** výkonová záloha, což bateriové systémy nesplňují. Toto je tak třeba do budoucna vyjasnit. Pro bateriové systémy totiž hovoří i fakt, že s postupným dožíváním fosilních zdrojů bude ubývat zařízení, která jsou primární regulaci schopna poskytovat.

Navazující výzkum v oblasti ekonomické optimalizace provozu akumulčních zařízení by tak měl řešit jak vlastní model provozování akumulčního zařízení, tak i předpisy, které tento provoz upravují.

Dalším způsobem, jak zvýšit penetraci akumulčních technologií, je identifikace a ocenění všech reálných opcí, které instalace akumulční technologie svému majiteli poskytuje. Příkladem reálných opcí pro akumulční zařízení instalované do uzlu distribuční soustavy může být opce odložení investic kvůli posílení distribuční sítě vyvolanému zvýšenou penetrací intermitentních OZE zapojených do daného distribučního uzlu.

Otázka vlivu akumulčních technologií na spolehlivost distribuční soustavy může být taktéž předmětem dalšího výzkumu. Podobně mohou akumulční technologie významně přispívat k zajištění funkce kritické infrastruktury v krizových stavech (blackout, přírodní katastrofy atd.), a tím snižovat potenciální výdaje a finanční i nefinanční ztráty.

9 Literatura

- [1] I. E. Agency, „Technology Roadmap: Energy storage,“ OECD/IEA, Paris, 2014.
- [2] M. Sebera, „Vybrané kapitoly z metodologie,“ Masarykova univerzita, Brno, 2012.
- [3] Z. Molnár, „Úvod do základů vědecké práce,“ ČVUT v Praze, Praha, rok vydání není k dispozici.
- [4] J. Creswell a V. Plano Clark, Designing and Conducting Mixed Methods Research, Thousand Oaks: SAGE Publications, 2011.
- [5] A. TER-GAZARIAN, Energy Storage for Power Systems, London: Lightning Source UK Ltd, 2008, p. 232.
- [6] CSMonitor, „New energy: climate change and sustainability shape a new era,“ 8. 11. 2010. [Online]. Available: <http://www.csmonitor.com/Environment/2010/1108/Newenergy-climate-change-and-sustainability-shape-a-new-era>. [Přístup získán 13. 3. 2012].
- [7] U.S. Energy Information Administration, „International Energy Statistics,“ [Online]. Available: <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=44&pid=44&aid=2&cid=regions&syid=2008&eyid=2011&unit=MBTUPP>. [Přístup získán 12. 12. 2013].
- [8] European Commission - Eurostat, „Consumption of energy,“ 3. 2014. [Online]. Available: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Consumption_of_energy. [Přístup získán 18. 12. 2014].
- [9] Ministerstvo průmyslu a obchodu, „Analýza vývoje ekonomiky ČR za rok 2012,“ 4. 2013. [Online]. Available: http://www.businessinfo.cz/app/content/files/zpravodajstvi-pro-export/Analyza_2012.pdf. [Přístup získán 4. 5. 2014].
- [10] European Commission, „Eurostat,“ [Online]. Available: http://ec.europa.eu/eurostat/data/database?p_auth=z7zc2J7A&p_p_id=estatsearchportlet_WAR_estatsearchportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_estatsearchportlet_WAR_estatsearchportlet_action=search&text=Gross+inland+energy+consumption+by+. [Přístup získán 12. 12. 2014].

- [11] European Commission - Eurostat, „Energy production and imports,“ 2014. [Online]. Available: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_production_and_imports&oldid=212805. [Přístup získán 18. 12. 2014].
- [12] Eurostat, „Main origin of primary energy imports,“ 28 7 2016. [Online]. Available: [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Main_origin_of_primary_energy_imports,_EU-28,_2004%E2%80%9314_\(%25_of_extra_EU-28_imports\)_YB16.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Main_origin_of_primary_energy_imports,_EU-28,_2004%E2%80%9314_(%25_of_extra_EU-28_imports)_YB16.png). [Přístup získán 1 8 2016].
- [13] Ministerstvo financí ČR, „Sankce EU ve vztahu k Rusku - žádost o povolení podle čl. 3, resp. čl. 4 odst. 3 nařízení (EU) č. 833/2014,“ 1. 8. 2014. [Online]. Available: <http://www.mfcr.cz/cs/verejny-sektor/regulace/boj-proti-prani-penez-a-financovani-tero/novinky-fau/2014/sankce-eu-ve-vztahu-k-rusku-zadost-o-pov-18676>. [Přístup získán 18. 12. 2014].
- [14] Evropská komise, „Evropská rada přijala energeticko-klimatický balíček,“ 24. 10. 2014. [Online]. Available: http://ec.europa.eu/ceskarepublika/news/141022_evropska_rada_cs.htm. [Přístup získán 19. 12. 2014].
- [15] H. E. S. ROGER REVELLE, „Carbon Dioxide Exchange Between Atmosphere and Ocean and the Question of an Increase of Atmospheric CO₂ during the Past Decades,“ *Tellus*, sv. 9, č. 1, pp. 18-27, 2. 1957.
- [16] A. L. Alm, „1988 Article on NEPA: Past, Present, and Future,“ 1988. [Online]. Available: <https://www.epa.gov/aboutepa/1988-article-nepa-past-present-and-future>. [Přístup získán 25. 8. 2015].
- [17] E. komise, „Cíle strategie Evropa 2020,“ 22 06 2015. [Online]. Available: http://ec.europa.eu/europe2020/europe-2020-in-a-nutshell/targets/index_cs.htm. [Přístup získán 15 03 2016].
- [18] E. komise, *Tisková zpráva: EU stála v Paříži v čele celosvětového úsilí o zvrácení změny klimatu*, Brusel: Evropská komise, 2015.
- [19] Parlament České republiky, *Zákon 165/2012 Sb. o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů*, 2012.

- [20] EPA, „Green Power Market,“ [Online]. Available: <http://www.epa.gov/greenpower/gpmarket/>. [Přístup získán 25. 10. 2014].
- [21] A. Zahedi, „A review of drivers, benefits, and challenges in integrating renewable energy sources into electricity grid,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 5. 10. 2011.
- [22] Ministerstvo průmyslu a obchodu, „Národní akční plán České republiky pro energii z obnovitelných zdrojů,“ 8. 2012. [Online]. Available: <http://www.mpo.cz/assets/cz/2012/11/NAP.pdf>. [Přístup získán 5. 8. 2014].
- [23] ČEZ, „Využívání vodní energie v ČR,“ [Online]. Available: <http://www.cez.cz/cs/vyroba-elektriny/obnovitelne-zdroje/voda/informace-o-vodni-energetice.html>. [Přístup získán 12. 9. 2014].
- [24] ERÚ, „Roční zpráva o provozu ES ČR 2013,“ 2014. [Online]. Available: http://www.eru.cz/documents/10540/462820/Rocni_zprava_provoz_ES_2013.pdf/20c3f587-a658-49f7-ace9-56be8a66b7b9. [Přístup získán 8 12 2014].
- [25] J. Knápek, J. Vašíček a M. Valentová, „Possible Pitfalls In Feed-In Tarrif Support Scheme,“ Proceedings of the 6th International Scientific Symposium on Electrical Power Engineering, 2011.
- [26] Energetický Regulační Úřad, „Statistika držitelů licencí,“ [Online]. Available: www.eru.cz. [Přístup získán 25. 8. 2014].
- [27] T. Novák, J. Šnobl a K. Sokanský, „FVE z pohledu investičních nákladů a návratnosti,“ *Světlo*, sv. 06, 2010.
- [28] P. Mints, „PV in prices: the hard sell,“ 19. 4. 2012. [Online]. Available: <http://www.renewableenergyfocus.com/view/25249/pv-in-prices-the-hard-sell/>. [Přístup získán 22. 12. 2014].
- [29] MF Dnes, „Politická krize 2009,“ 2009. [Online]. Available: <http://zpravy.idnes.cz/politicka-krize-2009-0ne-/domaci.aspx?klic=16042>. [Přístup získán 18. 12. 2014].
- [30] Forbes, „Ben Bernanke: The 2008 Financial Crisis Was Worse Than The Great Depression,“ 27. 8. 2014. [Online]. Available: <http://www.forbes.com/sites/timworstall/2014/08/27/ben-bernanke-the-2008-financial->

- crisis-was-worse-than-the-great-depression/. [Přístup získán 18. 12. 2014].
- [31] Energetický regulační úřad, „Roční zpráva o provozu ES ČR 2010,“ 2011. [Online]. Available:
http://www.eru.cz/documents/10540/462820/Rocni_zprava_provoz_ES_2010.pdf/e33fe1d5-b15c-4a0e-bcc8-08cfaf3252ae. [Přístup získán 18. 12. 2014].
- [32] ČSRES, „Připojování OZE do ES ČR – Síťová část, Podpůrné služby, Ekonomika,“ únor 2010. [Online]. Available: http://www.csres.cz/Upload/OZE_public_CSRES.pdf. [Přístup získán 13 prosinec 2014].
- [33] J. Knaápek, T. Králík a M. Valentová, „Modelling of additional costs of RES electricity generation in 2020,“ ELEN - Vydavatelství ČVUT v Praze, Praha, 2012.
- [34] S. Boeters a J. Koornneef, „Supply of renewable energy sources and the cost of EU climate policy,“ *Energy Economics*, pp. 1024-1034, 30. 4. 2011.
- [35] A. Evans, V. Strezov a T. J. Evans, „Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, sv. 16, pp. 4141-4147, 30. 4. 2012.
- [36] J. P. Hall a E. J. Bain, „Energy-storage technologies and electricity generation,“ *Energy Policy*, sv. 36, pp. 4352-4355, 18. 10. 2008.
- [37] T. Kousksou, P. Bruel, A. Jamil, T. El Rhafiki a Y. Zeraoui, „Energy storage: Applications and challenges,“ *Solar Energy Materials & Solar Cells*, sv. 120, pp. 59-80, 12. 9. 2013.
- [38] J. Baker, „New technology and possible advances in energy storage,“ *Energy Policy*, sv. 36, pp. 4368-4373, 4. 11. 2008.
- [39] I. Hadjipaschalis, A. Poullikkas a V. Efthimiou, „Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, sv. 13, pp. 1513-1522, 30. 9. 2008.
- [40] T. Mahlia, T. Saktisahdan, A. Jannifar, M. Hasan a H. Matseelar, „Review of available methods and development on energy storage; technology update,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, sv. 33, pp. 532-545, 12 3. 2014.
- [41] K. Divya a J. Østergaard, „Battery energy storage technology for power systems - An overview,“ *Electric Power Systems Research*, pp. 511-520, 11. 12. 2008.

- [42] H. Ibrahim, A. Ilinca a J. Perron, „Energy storage systems-Characteristics and comparisons,“ *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, sv. 12, pp. 1221-1250, 5. 1. 2007.
- [43] R. Dell a D. Rand, „Energy storage – a key technology for global energy sustainability,“ *Journal of Power Sources*, sv. 100, pp. 2-17, 2001.
- [44] H. Chen, T. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li a Y. Ding, „Progress in electrical energy storage system - critical review,“ *Progress in Natural Science*, sv. 19, pp. 291-312, 27. 2008.
- [45] F. Díaz-González, A. Sumper, O. Gomis-Bellmunt a R. Villafáfila-Robles, „A review of energy storage technologies for wind power applications,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, sv. 16, pp. 2154-2171, 18. 2. 2012.
- [46] J. Kaldellis, D. Zafirakis a K. Kavadias, „Techno-economic comparison of energy storage systems for island autonomous electrical networks,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, sv. 13, pp. 378-392, 2. 11. 2007.
- [47] R. Doucette a M. McCulloch, „A comparison of high-speed flywheels, batteries and ultracapacitors on the bases of cost and fuel economy as the energy storage system in a fuel cell based hybrid electric vehicle,“ *Journal of Power Sources*, sv. 196, pp. 1163-1170, 6. 9. 2010.
- [48] T. Mahlia, T. Saktisahdan, A. Jannifar, M. Hasan a H. Metseelar, „A review of available methods and development on energy storage; technology update,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, sv. 33, pp. 532-545, 12. 3. 2014.
- [49] J. Kondoh, I. Ishii, H. Yamaguchi, A. Murata, K. Otani, K. Sakuta, N. Higuchi, S. Sekine a M. Kamimoto, „Electrical energy storage systems for energy networks,“ *Energy Conversion and Management*, sv. 41, pp. 1863-1874, 7. 2. 2000.
- [50] R. Fares, J. Meyers a M. Webber, „A dynamic model-based estimate of the value of a vanadium redox flow battery for Freq regulation in Texas,“ *Applied Energy*, sv. 113, pp. 189-198, 7. 8. 2013.
- [51] R. Komiyama a F. Yasumasa, „Assessment of massive integration of photovoltaic system considering rechargeable battery in Japan with high time resolution optimal power generation mix model,“ *Energy Policy*, sv. 66, pp. 73-89, 4. 12. 2013.

- [52] N. Wade, P. Taylor, P. Lang a P. Jones, „Evaluating the benefits of an electrical energy storage system in a future smart grid,“ *Energy Policy*, sv. 38, pp. 7180-7188, 17. 8. 2010.
- [53] M. Beaudin, H. Zareipour, A. Schellenberglabe a W. Rosehart, „energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review,“ *Energy for Sustainable Development*, sv. 14, pp. 302-314, 27. 9. 2010.
- [54] D. Connolly, H. Lund, B. Mathiesen, E. Pican a M. Leahy, „The technical and economic implications of integrating fluctuating renewable energy using energy storage,“ *Renewable Energy*, pp. 47-60, 4 1. 2012.
- [55] T. Daim, X. Li, J. Kim a S. Simms, „Evaluation of energy storage technologies for integration with renewable electricity,“ *Environmental Innovation and Societal Transitions*, sv. 3, pp. 29-49, 12. 5. 2012.
- [56] S. Koochi-Kamali, V. Tyagi, N. Rahim, N. Panwar a H. Mokhlis, „Emergence of energy storage technologies as the solution for reliable operation of smart power systems: A review,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, sv. 25, pp. 135-165, 20. 5. 2013.
- [57] N. Liu, Z. Chen, J. Liu, X. Tang, X. Xiao a J. Zhang, „Multi-objective optimization for component capacity of the PV based battery switch stations: Towards benefits of economy and environment,“ *Energy*, sv. 64, pp. 779-792, 4. 12. 2013.
- [58] N. C. Nair a N. Garimella, „Battery energy storage system - Assessment for small scale renewable energy integration,“ *Energy and Buildings*, sv. 42, pp. 2124-2130, 4 7. 2010.
- [59] O. Toledo, D. Filho a A. Diniz, „Distributed photovoltaic generation and energy storage systems: A review,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, sv. 14, pp. 506-511, 7. 8. 2009.
- [60] A. Zahedi, „Maximizing solar PV energy penetration using energy storage technology,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 866-870, 2 9. 2010.
- [61] A. Yoza, A. Yona, T. Senjyu a T. Funabashi, „Optimal capacity and expansion planning methodology of PV and battery in smart house,“ *Renewable Energy*, pp. 25-33, 31 3. 2014.

- [62] X. Wang, G. Gaustad, C. Babbitt a K. Richa, „Economies of scale for future lithium-ion battery recycling infrastructure,” *Resources, Conservation and Recycling*, sv. 83, pp. 53-62, 16. 11. 2013.
- [63] J. Speirs, M. Contestabile, Y. Houari a R. Gross, „The future of lithium availability for electric vehicle batteries,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, sv. 35, pp. 183-193, 22. 4. 2014.
- [64] P. Denholm a G. Kulcincki, „Life cycle energy requirements and greenhouse gas emissions from large scale energy storage systems,” *Energy Conversion and Management*, sv. 45, pp. 2153-2172, 26. 10. 2003.
- [65] D. Rastler, Electricity Energy Storage-A White Paper Primer on Applications, Costs and Benefits (1020676), Palo Alto: ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE , 2010.
- [66] B. Battke, T. Schmidt, Grosspietsch, D. a V. Hoffmann, „A review and probabilistic model of lifecycle costs of stationary batteries in multiple applications,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, sv. 25, pp. 240-250, 24. 5. 2013.
- [67] I. Pawel, „The cost of storage-how to calculate the levelized cost of stored energy and applications to renewable energy generation,” *Energy Procedia*, sv. 46, pp. 68-77, 2014.
- [68] J. Escudero–González a P. López–Jiménez, „Iron redox battery as electrical energy storage system in the Spanish energetic framework,” *Electrical Power and Energy Systems*, sv. 61, pp. 421-428, 23. 3. 2014.
- [69] A. Shcherbakova, A. Kleit a J. Cho, „The value of energy storage in South Korea's electricity market: A Hotelling approach,” *Applied Energy*, sv. 125, pp. 93-102, 16. 4. 2014.
- [70] P. Nardi, „Transmission network unbundling and grid investments: Evidence from the UCTE countries,” *Utilities Policy*, pp. 50-58, 2012.
- [71] K. Gugler, M. Rammerstorfer a S. Schmitt, „Ownership unbundling and investment in electricity markets — A cross country study,” *Energy Economics*, sv. 40, pp. 702-713, 14. 9. 2013.
- [72] S. Bigerna, C. A. Bollino a P. Polinori, „Marginal cost and congestion in the Italian electricity market: An indirect estimation approach,” *Energy Policy*, sv. 85, pp. 445-

454, 16 4 2015.

- [73] M. Simoni, A. Pel, R. Waraich a S. Hoogendoorn, „Marginal cost congestion pricing based on the network fundamental diagram,“ *Transportation Research Part C: Emerging Technologies*, sv. 56, pp. 221-238, 21 4 2015.
- [74] B. Elliston, J. Riesz a I. MacGill, „What cost for more renewables? The incremental cost of renewable generation – An Australian National Electricity Market case study,“ *Renewable Energy*, sv. 95, pp. 127-139, 8 4 2016.
- [75] K. Rajesh, S. Kannan a C. Thangaraj, „Least cost generation expansion planning with wind power plant incorporating emission using Differential Evolution algorithm,“ *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, sv. 80, pp. 275-286, 15 2 2016.
- [76] J. Knápek, B. M., O. Starý, J. Vašíček a J. Vastl, „Studie k problematice obnovitelných zdrojů energie a kombinované výroby elektřiny a tepla,“ Elektra, Praha, 2009.
- [77] M. Zamo, O. Mestre, P. Arbogast a O. Pannekoucke, „A benchmark of statistical regression methods for short-terms forecasting of photovoltaic electricity production. Part II: Probabilistic forecast of daily production,“ *Solar Energy*, pp. 804-816, 28 4. 2014.
- [78] M. Zamo, O. Mestre, P. Arbogast a O. Pannekoucke, „A benchmark of statistical regression methods for short-term forecasting of photovoltaic electricity production, part I: Deterministic forecast of hourly production,“ *Solar Energy*, pp. 792-803, 3. 5. 2014.
- [79] I. H. Rowlands, B. P. Kemery a I. Beausoleil-Morrison, „Managing solar-PV variability with geographical dispersion: An,“ *Renewable Energy*, 26. 2. 2014.
- [80] J. Budín, „O Energetice,“ 18 7 2016. [Online]. Available: <http://oenergetice.cz/elektrina/akumulace-energie/steag-zprovoznil-prvnich-15-mw-baterii-pro-regulaci-frekvence-v-nemecku/>. [Přístup získán 1 8 2016].
- [81] P. Magazine, „Germany: First 15 MW Steag Storage System Complete,“ 8. 7. 2016. [Online]. Available: http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/germany--first-15-mw-steag-storage-system-complete_100025322/#axzz4E137xXvj. [Přístup získán 8. 8. 2016].

- [82] a. ČEPS, „KODEX PŘENOSOVÉ SOUSTAVY - Část II. Podpůrné služby (PpS),“ 1. 2014. [Online]. Available: https://www.eru.cz/documents/10540/479698/CII_k_prip.pdf/098792a3-e424-4a52-a1a3-a51a983bf8bc. [Přístup získán 8. 8. 2016].
- [83] B. Bechník, „Fotovoltaika – kolik je možno ještě nainstalovat,“ 10 1 2011. [Online]. Available: <http://www.czrea.org/cs/druhy-oze/fotovoltaika/fv-kolik-jeste-mozno-instalovat>. [Přístup získán 8 12 2014].
- [84] M. Zamo, O. Mestre, P. Arbogast a O. Pannekoucke, „A benchmark of statistical regression methods for short-term forecasting of photovoltaic electricity production, part I: Deterministic forecast of hourly production,“ *Solar Energy*, pp. 792-803, 6. 2014.
- [85] Svět Průmyslu, „Eni uzavřela kvůli nepokojům v Libyi plynovod Greenstream - See more at: <http://www.svetprumyslu.cz/eni-uzavrela-kvuli-nepokojum-v-libyi-plynovod-greenstream/#sthash.eugNtqzd.dpuf>,“ 26. 8. 2012. [Online]. Available: <http://www.svetprumyslu.cz/eni-uzavrela-kvuli-nepokojum-v-libyi-plynovod-greenstream/>. [Přístup získán 18. 12. 2014].
- [86] J. Bejbl, J. Bemš, T. Králík, O. Starý a J. Vastl, „New approach to brown coal pricing using internal rate of return,“ *Applied Energy*, sv. 133, pp. 289-297, 2014.
- [87] SolarniNovinky.cz, „Stát chystá novou investiční podporu střešním elektrárnám. Jak bude vypadat?,“ 12. 3. 2015. [Online]. Available: <http://www.solarninovinky.cz/?zpravy/2015031201/stat-chysta-novou-investicni-podporu-stresnim-elektrarnam-jak-bude-vypadat>. [Přístup získán 12. 3. 2015].
- [88] D. Connolly, H. Lund, B. Mathiesen, E. Pican a M. Leahy, „The technical and economic implications of integrating fluctuating renewable energy using energy storage,“ *Renewable Energy*, sv. 63, pp. 47-60, 4. 1. 2012.
- [89] A. Zahedi, „Maximizing solar PV energy penetration using energy storage technology,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, sv. 15, pp. 866-870, 12. 9. 2010.

Seznam obrázků

Obrázek 1: Vývoj celosvětové spotřeby PES v letech 1800-2008. Zpracováno autorem na základě [6]	12
Obrázek 2: Vývoj spotřeby PEZ v letech 2008-2012. Zpracováno autorem na základě [7]... 14	14
Obrázek 3: Vývoj měrné spotřeby PEZ v letech 2008-2011. Zpracováno autorem na základě [7].....	14
Obrázek 4: Měrná spotřeba PEZ na osobu v roce 2011 pro vybrané evropské státy. Zpracováno autorem na základě [7]	16
Obrázek 5: Procentuální zastoupení PEZ - spotřeba EU v roce 2014 [10]	17
Obrázek 6: Vývoj dovozní závislosti EU-28.....	18
Obrázek 7: Původ importu ropy v rámci PEZ do EU. Zpracováno autorem na základě [12] .	18
Obrázek 8: Původ importu zemního plynu v rámci PEZ do EU. Zpracováno autorem na základě [12]	19
Obrázek 9: Původ importu tuhých paliv v rámci PEZ do EU. Zpracováno autorem na základě [12].....	19
Obrázek 10: Vývoj instalovaného výkonu FVE a počtu licencí [26]	26
Obrázek 11: Vývoj výroby elektřiny z OZE a její podíl na hrubé domácí spotřebě [24]	27
Obrázek 12: Vývoj cen PV panelů na evropském trhu – ceny bez DPH	28
Obrázek 13: Schéma porovnání výhodnosti jednotlivých strategií nasazení akumulace.....	45
Obrázek 14: Schémata pro vizualizaci korelačních koeficientů	49
Obrázek 15: Výroba FVE - 1. případ	50
Obrázek 16: Výroba FVE - 2. případ	50
Obrázek 17: Roční diagram zatížení zdroje 08 - agregace po dnech	53
Obrázek 18: Roční diagram zatížení zdroje 09 - agregace po dnech	53
Obrázek 19: Roční diagram zatížení zdroje 10 - agregace po dnech	53
Obrázek 20: Denní diagramy zatížení zdroje 08 po měsících	54
Obrázek 21: Denní diagramy zatížení zdroje 09 po měsících	55
Obrázek 22: Denní diagramy zatížení zdroje 10 po měsících	55
Obrázek 23: Roční směrodatná odchylka zdroje 08 - agregace po dnech.....	56
Obrázek 24: Roční směrodatná odchylka zdroje 09 - agregace po dnech.....	56
Obrázek 25: Roční směrodatná odchylka zdroje 10 - agregace po dnech.....	56

Obrázek 26: Denní směrodatné odchyly zatížení zdroje 08	57
Obrázek 27: Denní směrodatné odchyly zatížení zdroje 09	57
Obrázek 28: Denní směrodatné odchyly zatížení zdroje 10	58
Obrázek 29: Četnosti korelačních koeficientů - všechny hodnoty	59
Obrázek 30: Četnosti korelačních koeficientů - kladné dodávky do sítě	60
Obrázek 31: Četnosti korelačních koeficientů - kladná dodávka nad 25% jmenovitého výkonu	61
Obrázek 32: Četnosti korelačních koeficientů - kladná dodávka nad 50% jmenovitého výkonu	61
Obrázek 33: Četnosti korelačních koeficientů - kladná dodávka nad 75% jmenovitého výkonu	61
Obrázek 34: Četnosti korelačních koeficientů - kladná dodávka nad 50 % jmen. výkonu - agregace 1 hodina.....	62
Obrázek 35: Četnosti korelačních koeficientů - kladná dodávka nad 75 % jmen. výkonu - agregace 1 hodina.....	63
Obrázek 36: Statistická analýza kladných odchylek-pracovní dny/dny klidu.....	67
Obrázek 37: Statistická analýza záporných odchylek-pracovní dny/dny klidu	67
Obrázek 38: Statistická analýza záporných odchylek	68
Obrázek 39: Statistická analýza kladných odchylek.....	68
Obrázek 40: Zúčtovací cena odchyly pro kladnou SO	69
Obrázek 41: Zúčtovací cena odchyly pro zápornou SO	69
Obrázek 42: Zúčtovací cena protiodchyly pro kladnou SO	70
Obrázek 43: Zúčtovací cena protiodchyly pro zápornou SO.....	70
Obrázek 44: Ekonomický přínos akumulace v závislosti na celkové kapacitě a velikosti průběžně udržovaného stupně nabití – varianta s reálně oceněnými odchylykami (tzn. arbitrážní situace).....	74
Obrázek 45: Ekonomický přínos akumulace v závislosti na celkové kapacitě a velikosti průběžně udržovaného stupně nabití – varianta s pseudo-reálně oceněnými odchylykami (tzn. každá odchylyka je pro soustavu nevhodná a finančně penalizovaná).....	75
Obrázek 46: PXE BL M04-13 – zdroj PXE	102
Obrázek 47: PXE BL M05-13 zdroj PXE	103
Obrázek 48: PXE BL M06-13 zdroj PXE	103
Obrázek 49: PXE BL M07-13 zdroj PXE	104

Obrázek 50: PXE BL M08-13 zdroj PXE	104
Obrázek 51: PXE BL M09-13 zdroj PXE	105
Obrázek 52: PXE BL Q02-13 zdroj PXE	105
Obrázek 53: PXE BL Q03-13 zdroj PXE	106
Obrázek 54: PXE BL Q04-13 zdroj PXE	106
Obrázek 55: PXE PL M04-13 zdroj PXE	107
Obrázek 56: PXE PL M05-13 zdroj PXE	107
Obrázek 57: PXE PL M06-13 zdroj PXE	108
Obrázek 58: PXE PL M07-13 zdroj PXE	108
Obrázek 59: PXE PL M08-13 zdroj PXE	109
Obrázek 60: PXE PL M09-13 zdroj PXE	109
Obrázek 61: PXE PL Q02-13 zdroj PXE	110
Obrázek 62: PXE PL Q03-13 zdroj PXE	110
Obrázek 63: PXE PL Q04-13 zdroj PXE	111
Obrázek 64: Přehled dovozní závislosti evropských zemí. [11].....	113
Obrázek 65: Vývoj instalovaného výkonu v ES ČR 2004-2013 [24].....	114

Seznam tabulek

Tabulka 1: Cíle EU v oblasti OZE do roku 2020	25
Tabulka 2: Korelační koeficienty pro 1. a 2. případ	51
Tabulka 3: Ceny elektřiny - BASE 2013	65
Tabulka 4: Ceny elektřiny - PEAK 2013	65
Tabulka 5: Systém plateb za odchylky	66
Tabulka 6: Hlavní technické parametry pro akumulční technologii s výkonem 1 MW.....	71
Tabulka 7: Ceny (v EUR) vybraných technologií v roce 2012 a odhady těchto cen v roce 2015.....	72
Tabulka 8: Rekapitulace investičních a provozních výdajů navrhovaných variant akumulčních zařízení	73
Tabulka 9: Korelační koeficienty – kompletní data – vlastní práce autora.....	95
Tabulka 10: Korelační koeficienty pro kladné dodávky– vlastní práce autora.....	95
Tabulka 11: Korelační koeficienty pro dodávky nad 25% maxima– vlastní práce autora	96
Tabulka 12: Korelační koeficienty pro dodávky nad 50% maxima– vlastní práce autora	96
Tabulka 13: Korelační koeficienty pro dodávky nad 75% maxima– vlastní práce autora	97
Tabulka 14: Podíl vybraných hodnot (nad 50 % maxima) výroby k celkové výrobě– vlastní práce autora	97
Tabulka 15: Podíl vybraných hodnot (nad 75 % maxima) výroby k celkové výrobě– vlastní práce autora	98
Tabulka 16: Podíl vybraných hodnot (nad 50 % maxima) výroby k celkové výrobě - agregace 1 hodina– vlastní práce autora.....	98
Tabulka 17: Podíl vybraných hodnot (nad 75 % maxima) výroby k celkové výrobě - agregace 1 hodina– vlastní práce autora.....	99
Tabulka 18: FVE 1 - základní statistické údaje.....	99
Tabulka 19: FVE 2 - základní statistické údaje.....	99
Tabulka 20: FVE 3 - základní statistické údaje.....	99
Tabulka 21: FVE 4 - základní statistické údaje.....	100
Tabulka 22: FVE 5 - základní statistické údaje.....	100
Tabulka 23: FVE 6 - základní statistické údaje.....	100
Tabulka 24: FVE 7 - základní statistické údaje.....	100

Tabulka 25: FVE 8 - základní statistické údaje.....	100
Tabulka 26: FVE 9 - základní statistické údaje.....	100
Tabulka 27: FVE 10 - základní statistické údaje	101
Tabulka 28: : FVE 11 - základní statistické údaje	101
Tabulka 29: FVE 12 - základní statistické údaje	101
Tabulka 30: FVE 13 - základní statistické údaje	101
Tabulka 31: FVE 14 - základní statistické údaje	101
Tabulka 32: FVE 15 - základní statistické údaje	101
Tabulka 33: FVE 16 - základní statistické údaje	102
Tabulka 34: FVE 17 - základní statistické údaje	102
Tabulka 35: Pravděpodobnost SO + (1.-12. hodina) – vlastní práce autora	111
Tabulka 36: Pravděpodobnost SO + (13.-24. hodina) – vlastní práce autora	112
Tabulka 37: Pravděpodobnost SO - (1.-12. hodina) – vlastní práce autora	112
Tabulka 38: Pravděpodobnost SO - (13.-24. hodina) – vlastní práce autora	113

Přílohy

Korelační koeficienty – kompletní data																	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	1	0,898	0,902	0,926	0,924	0,927	0,830	0,891	0,901	0,883	0,928	0,928	0,927	0,929	0,887	0,879	0,374
2	0,898	1	0,996	0,933	0,931	0,933	0,873	0,938	0,931	0,948	0,934	0,934	0,931	0,935	0,941	0,926	0,335
3	0,902	0,996	1	0,937	0,936	0,932	0,871	0,943	0,934	0,965	0,938	0,938	0,935	0,939	0,944	0,932	0,341
4	0,926	0,933	0,937	1	0,994	0,973	0,869	0,920	0,932	0,910	0,995	0,995	0,991	0,997	0,926	0,910	0,347
5	0,924	0,931	0,936	0,994	1	0,970	0,867	0,918	0,931	0,909	0,993	0,993	0,989	0,995	0,925	0,908	0,348
6	0,927	0,933	0,932	0,973	0,970	1	0,862	0,915	0,928	0,894	0,976	0,976	0,974	0,976	0,919	0,906	0,359
7	0,830	0,873	0,871	0,869	0,867	0,862	1	0,860	0,901	0,842	0,868	0,868	0,864	0,870	0,894	0,839	0,235
8	0,891	0,938	0,943	0,920	0,918	0,915	0,860	1	0,918	0,926	0,921	0,922	0,918	0,922	0,946	0,977	0,366
9	0,901	0,931	0,934	0,932	0,931	0,928	0,901	0,918	1	0,915	0,933	0,934	0,933	0,934	0,930	0,907	0,364
10	0,883	0,948	0,965	0,910	0,909	0,894	0,842	0,926	0,915	1	0,909	0,911	0,910	0,911	0,926	0,917	0,357
11	0,928	0,934	0,938	0,995	0,993	0,976	0,868	0,921	0,933	0,909	1	0,998	0,996	0,999	0,927	0,910	0,352
12	0,928	0,934	0,938	0,995	0,993	0,976	0,868	0,922	0,934	0,911	0,998	1	0,995	0,998	0,928	0,912	0,350
13	0,927	0,931	0,935	0,991	0,989	0,974	0,864	0,918	0,933	0,910	0,996	0,995	1	0,995	0,923	0,907	0,348
14	0,929	0,935	0,939	0,997	0,995	0,976	0,870	0,922	0,934	0,911	0,999	0,998	0,995	1	0,928	0,911	0,348
15	0,887	0,941	0,944	0,926	0,925	0,919	0,894	0,946	0,930	0,926	0,927	0,928	0,923	0,928	1	0,932	0,346
16	0,879	0,926	0,932	0,910	0,908	0,906	0,839	0,977	0,907	0,917	0,910	0,912	0,907	0,911	0,932	1	0,367
17	0,374	0,335	0,341	0,347	0,348	0,359	0,235	0,366	0,364	0,357	0,352	0,350	0,348	0,348	0,346	0,367	1

Tabulka 9: Korelační koeficienty – kompletní data – vlastní práce autora

Korelační koeficienty pro kladné dodávky																	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	1	0,877	0,886	0,920	0,920	0,921	0,772	0,865	0,895	0,852	0,920	0,920	0,921	0,921	0,864	0,873	0,964
2	0,877	1	0,993	0,901	0,901	0,897	0,795	0,909	0,905	0,929	0,900	0,899	0,899	0,901	0,910	0,913	0,841
3	0,886	0,993	1	0,907	0,908	0,896	0,793	0,917	0,910	0,957	0,906	0,906	0,906	0,908	0,916	0,922	0,849
4	0,920	0,901	0,907	1	0,997	0,960	0,789	0,882	0,906	0,866	0,995	0,995	0,993	0,997	0,887	0,889	0,900
5	0,920	0,901	0,908	0,997	1	0,960	0,790	0,882	0,908	0,866	0,994	0,994	0,992	0,997	0,888	0,890	0,899
6	0,921	0,897	0,896	0,960	0,960	1	0,772	0,870	0,896	0,838	0,963	0,963	0,964	0,962	0,871	0,876	0,895
7	0,772	0,795	0,793	0,789	0,790	0,772	1	0,774	0,856	0,753	0,786	0,786	0,786	0,790	0,828	0,770	0,692
8	0,865	0,909	0,917	0,882	0,882	0,870	0,774	1	0,885	0,892	0,880	0,882	0,879	0,882	0,920	0,995	0,839
9	0,895	0,905	0,910	0,906	0,908	0,896	0,856	0,885	1	0,879	0,906	0,906	0,905	0,908	0,900	0,890	0,872
10	0,852	0,929	0,957	0,866	0,866	0,838	0,753	0,892	0,879	1	0,862	0,865	0,863	0,865	0,892	0,902	0,814
11	0,920	0,900	0,906	0,995	0,994	0,963	0,786	0,880	0,906	0,862	1	0,998	0,998	0,998	0,886	0,888	0,899
12	0,920	0,899	0,906	0,995	0,994	0,963	0,786	0,882	0,906	0,865	0,998	1	0,998	0,998	0,887	0,889	0,900
13	0,921	0,899	0,906	0,993	0,992	0,964	0,786	0,879	0,905	0,863	0,998	0,998	1	0,997	0,886	0,887	0,898
14	0,921	0,901	0,908	0,997	0,997	0,962	0,790	0,882	0,908	0,865	0,998	0,998	0,997	1	0,888	0,890	0,901
15	0,864	0,910	0,916	0,887	0,888	0,871	0,828	0,920	0,900	0,892	0,886	0,887	0,886	0,888	1	0,920	0,856
16	0,873	0,913	0,922	0,889	0,890	0,876	0,770	0,995	0,890	0,902	0,888	0,889	0,887	0,890	0,920	1	0,841
17	0,964	0,841	0,849	0,900	0,899	0,895	0,692	0,839	0,872	0,814	0,899	0,900	0,898	0,901	0,856	0,841	1

Tabulka 10: Korelační koeficienty pro kladné dodávky – vlastní práce autora

Korelační koeficienty pro dodávky nad 25% maxima																	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	1	0,659	0,687	0,745	0,745	0,718	0,435	0,619	0,691	0,583	0,742	0,745	0,745	0,746	0,577	0,645	0,763
2	0,659	1	0,974	0,685	0,686	0,685	0,438	0,672	0,670	0,770	0,682	0,680	0,682	0,687	0,670	0,677	0,508
3	0,687	0,974	1	0,716	0,717	0,671	0,442	0,705	0,694	0,850	0,710	0,710	0,712	0,716	0,690	0,725	0,524
4	0,745	0,685	0,716	1	0,993	0,818	0,424	0,641	0,681	0,583	0,982	0,980	0,972	0,993	0,637	0,659	0,598
5	0,745	0,686	0,717	0,993	1	0,815	0,426	0,644	0,685	0,588	0,973	0,973	0,964	0,987	0,636	0,663	0,594
6	0,718	0,685	0,671	0,818	0,815	1	0,355	0,586	0,626	0,491	0,828	0,821	0,828	0,822	0,565	0,597	0,542
7	0,435	0,438	0,442	0,424	0,426	0,355	1	0,439	0,590	0,363	0,413	0,425	0,424	0,427	0,539	0,417	0,450
8	0,619	0,672	0,705	0,641	0,644	0,586	0,439	1	0,662	0,638	0,638	0,640	0,638	0,643	0,711	0,982	0,530
9	0,691	0,670	0,694	0,681	0,685	0,626	0,590	0,662	1	0,608	0,679	0,674	0,674	0,684	0,651	0,662	0,567
10	0,583	0,770	0,850	0,583	0,588	0,491	0,363	0,638	0,608	1	0,573	0,584	0,581	0,584	0,594	0,667	0,485
11	0,742	0,682	0,710	0,982	0,973	0,828	0,413	0,638	0,679	0,573	1	0,990	0,993	0,992	0,636	0,653	0,599
12	0,745	0,680	0,710	0,980	0,973	0,821	0,425	0,640	0,674	0,584	0,990	1	0,994	0,990	0,638	0,657	0,596
13	0,745	0,682	0,712	0,972	0,964	0,828	0,424	0,638	0,674	0,581	0,993	0,994	1	0,984	0,639	0,655	0,590
14	0,746	0,687	0,716	0,993	0,987	0,822	0,427	0,643	0,684	0,584	0,992	0,990	0,984	1	0,640	0,659	0,604
15	0,577	0,670	0,690	0,637	0,636	0,565	0,539	0,711	0,651	0,594	0,636	0,638	0,639	0,640	1	0,700	0,538
16	0,645	0,677	0,725	0,659	0,663	0,597	0,417	0,982	0,662	0,667	0,653	0,657	0,655	0,659	0,700	1	0,499
17	0,763	0,508	0,524	0,598	0,594	0,542	0,450	0,530	0,567	0,485	0,599	0,596	0,590	0,604	0,538	0,499	1

Tabulka 11: Korelační koeficienty pro dodávky nad 25% maxima– vlastní práce autora

Korelační koeficienty pro dodávky nad 50% maxima																	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	1	0,575	0,611	0,651	0,647	0,566	0,259	0,508	0,515	0,429	0,624	0,626	0,630	0,637	0,174	0,525	0,071
2	0,575	1	0,937	0,607	0,601	0,628	0,237	0,580	0,514	0,507	0,607	0,606	0,610	0,615	0,268	0,524	0,057
3	0,611	0,937	1	0,675	0,672	0,590	0,227	0,612	0,560	0,662	0,658	0,670	0,669	0,676	0,276	0,603	0,092
4	0,651	0,607	0,675	1	0,988	0,663	0,251	0,589	0,529	0,416	0,946	0,946	0,926	0,986	0,219	0,554	0,203
5	0,647	0,601	0,672	0,988	1	0,658	0,260	0,583	0,528	0,420	0,924	0,930	0,908	0,968	0,228	0,552	0,205
6	0,566	0,628	0,590	0,663	0,658	1	0,061	0,485	0,402	0,238	0,670	0,670	0,680	0,666	0,111	0,429	0,273
7	0,259	0,237	0,227	0,251	0,260	0,061	1	0,313	0,491	0,167	0,253	0,271	0,285	0,263	0,539	0,279	-0,081
8	0,508	0,580	0,612	0,589	0,583	0,485	0,313	1	0,581	0,408	0,612	0,604	0,614	0,603	0,341	0,954	0,016
9	0,515	0,514	0,560	0,529	0,528	0,402	0,491	0,581	1	0,397	0,533	0,537	0,536	0,547	0,392	0,577	-0,118
10	0,429	0,507	0,662	0,416	0,420	0,238	0,167	0,408	0,397	1	0,395	0,412	0,407	0,411	0,288	0,511	0,242
11	0,624	0,607	0,658	0,946	0,924	0,670	0,253	0,612	0,533	0,395	1	0,969	0,975	0,974	0,262	0,559	0,301
12	0,626	0,606	0,670	0,946	0,930	0,670	0,271	0,604	0,537	0,412	0,969	1	0,980	0,969	0,268	0,556	0,312
13	0,630	0,610	0,669	0,926	0,908	0,680	0,285	0,614	0,536	0,407	0,975	0,980	1	0,954	0,271	0,568	0,345
14	0,637	0,615	0,676	0,986	0,968	0,666	0,263	0,603	0,547	0,411	0,974	0,969	0,954	1	0,251	0,558	0,257
15	0,174	0,268	0,276	0,219	0,228	0,111	0,539	0,341	0,392	0,288	0,262	0,268	0,271	0,251	1	0,315	0,392
16	0,525	0,524	0,603	0,554	0,552	0,429	0,279	0,954	0,577	0,511	0,559	0,556	0,568	0,558	0,315	1	-0,085
17	0,071	0,057	0,092	0,203	0,205	0,273	-0,081	0,016	-0,118	0,242	0,301	0,312	0,345	0,257	0,392	-0,085	1

Tabulka 12: Korelační koeficienty pro dodávky nad 50% maxima– vlastní práce autora

Korelační koeficienty pro dodávky nad 75% maxima																	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	1	0,339	0,327	0,396	0,414	0,083	-0,404	0,233	0,292	0,066	0,152	0,243	0,207	0,273	0,306	0,287	XXX
2	0,339	1	0,798	0,555	0,579	0,424	XXX	0,466	0,017	0,261	0,572	0,588	0,569	0,557	0,865	0,249	XXX
3	0,327	0,798	1	0,635	0,659	0,267	XXX	0,472	0,103	0,364	0,579	0,616	0,601	0,583	0,907	0,311	XXX
4	0,396	0,555	0,635	1	0,943	0,440	XXX	0,465	0,105	0,277	0,627	0,723	0,655	0,897	-0,331	0,300	XXX
5	0,414	0,579	0,659	0,943	1	0,459	XXX	0,477	0,116	0,271	0,610	0,696	0,649	0,823	-0,426	0,340	XXX
6	0,083	0,424	0,267	0,440	0,459	1	XXX	0,175	-0,115	0,144	0,528	0,524	0,495	0,512	XXX	0,252	XXX
7	-0,404	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	1	XXX	0,226	XXX	XXX	-0,829	XXX	XXX	XXX	-0,996	XXX
8	0,233	0,466	0,472	0,465	0,477	0,175	XXX	1	0,192	0,342	0,489	0,569	0,516	0,505	-0,261	0,716	XXX
9	0,292	0,017	0,103	0,105	0,116	-0,115	0,226	0,192	1	0,080	0,059	0,148	0,083	0,057	0,078	0,366	XXX
10	0,066	0,261	0,364	0,277	0,271	0,144	XXX	0,342	0,080	1	0,397	0,361	0,387	0,245	0,522	0,311	XXX
11	0,152	0,572	0,579	0,627	0,610	0,528	XXX	0,489	0,059	0,397	1	0,892	0,928	0,829	-0,994	0,323	XXX
12	0,243	0,588	0,616	0,723	0,696	0,524	-0,829	0,569	0,148	0,361	0,892	1	0,923	0,869	0,113	0,364	XXX
13	0,207	0,569	0,601	0,655	0,649	0,495	XXX	0,516	0,083	0,387	0,928	0,923	1	0,821	0,568	0,308	XXX
14	0,273	0,557	0,583	0,897	0,823	0,512	XXX	0,505	0,057	0,245	0,829	0,869	0,821	1	-0,861	0,282	XXX
15	0,306	0,865	0,907	-0,331	-0,426	XXX	XXX	-0,261	0,078	0,522	-0,994	0,113	0,568	-0,861	1	0,029	XXX
16	0,287	0,249	0,311	0,300	0,340	0,252	-0,996	0,716	0,366	0,311	0,323	0,364	0,308	0,282	0,029	1	XXX
17	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX

Tabulka 13: Korelační koeficienty pro dodávky nad 75% maxima– vlastní práce autora

Pozn. Hodnota XXX značí situaci, kdy nebylo možné nalézt žádný časový okamžik, ve kterém by dané dvě fotovoltaické elektrárny vyráběly více než je 75% jejich jmenovitého výkonu.

Podíl vybraných hodnot (nad 50 % maxima) výroby k celkové výrobě																	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	63%	45%	45%	47%	47%	43%	22%	41%	42%	39%	46%	47%	46%	46%	30%	43%	2%
2	45%	54%	52%	44%	44%	41%	23%	41%	41%	42%	43%	43%	43%	43%	32%	42%	2%
3	45%	52%	54%	45%	45%	41%	23%	42%	41%	44%	43%	44%	44%	44%	32%	44%	2%
4	47%	44%	45%	55%	54%	44%	22%	40%	41%	38%	52%	52%	51%	53%	31%	42%	2%
5	47%	44%	45%	54%	55%	44%	22%	40%	41%	38%	51%	52%	51%	52%	31%	42%	2%
6	43%	41%	41%	44%	44%	49%	22%	38%	37%	35%	44%	44%	44%	44%	28%	38%	5%
7	22%	23%	23%	22%	22%	22%	33%	23%	25%	21%	22%	22%	22%	22%	21%	23%	2%
8	41%	41%	42%	40%	40%	38%	23%	51%	39%	39%	40%	40%	39%	40%	33%	49%	3%
9	42%	41%	41%	41%	41%	37%	25%	39%	50%	37%	40%	40%	40%	40%	30%	40%	3%
10	39%	42%	44%	38%	38%	35%	21%	39%	37%	50%	37%	37%	37%	37%	31%	41%	2%
11	46%	43%	43%	52%	51%	44%	22%	40%	40%	37%	53%	52%	52%	52%	31%	41%	2%
12	47%	43%	44%	52%	52%	44%	22%	40%	40%	37%	52%	53%	52%	52%	31%	41%	2%
13	46%	43%	44%	51%	51%	44%	22%	39%	40%	37%	52%	52%	53%	52%	30%	40%	2%
14	46%	43%	44%	53%	52%	44%	22%	40%	40%	37%	52%	52%	52%	53%	31%	41%	2%
15	30%	32%	32%	31%	31%	28%	21%	33%	30%	31%	31%	31%	30%	31%	37%	33%	3%
16	43%	42%	44%	42%	42%	38%	23%	49%	40%	41%	41%	41%	40%	41%	33%	54%	4%
17	2%	2%	2%	2%	2%	5%	2%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	3%	4%	9%

Tabulka 14: Podíl vybraných hodnot (nad 50 % maxima) výroby k celkové výrobě– vlastní práce autora

Podíl vybraných hodnot (nad 75 % maxima) výroby k celkové výrobě																	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	33%	9%	10%	10%	10%	3%	0%	9%	8%	4%	6%	8%	7%	7%	0%	11%	0%
2	9%	12%	11%	7%	7%	3%	0%	7%	6%	4%	5%	6%	6%	6%	0%	7%	0%
3	10%	11%	13%	8%	8%	3%	0%	8%	6%	5%	6%	7%	6%	6%	0%	8%	0%
4	10%	7%	8%	12%	12%	3%	0%	7%	6%	3%	8%	9%	8%	9%	0%	7%	0%
5	10%	7%	8%	12%	13%	3%	0%	7%	6%	3%	8%	9%	8%	9%	0%	8%	0%
6	3%	3%	3%	3%	3%	4%	0%	3%	2%	1%	3%	3%	3%	3%	0%	3%	0%
7	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
8	9%	7%	8%	7%	7%	3%	0%	13%	6%	4%	5%	6%	6%	6%	0%	12%	0%
9	8%	6%	6%	6%	6%	2%	0%	6%	11%	3%	5%	5%	5%	5%	0%	7%	0%
10	4%	4%	5%	3%	3%	1%	0%	4%	3%	6%	2%	3%	3%	3%	0%	4%	0%
11	6%	5%	6%	8%	8%	3%	0%	5%	5%	2%	8%	8%	8%	8%	0%	5%	0%
12	8%	6%	7%	9%	9%	3%	0%	6%	5%	3%	8%	10%	9%	9%	0%	6%	0%
13	7%	6%	6%	8%	8%	3%	0%	6%	5%	3%	8%	9%	9%	8%	0%	6%	0%
14	7%	6%	6%	9%	9%	3%	0%	6%	5%	3%	8%	9%	8%	9%	0%	6%	0%
15	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
16	11%	7%	8%	7%	8%	3%	0%	12%	7%	4%	5%	6%	6%	6%	0%	17%	0%
17	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Tabulka 15: Podíl vybraných hodnot (nad 75 % maxima) výroby k celkové výrobě – vlastní práce autora

Podíl vybraných hodnot (nad 50 % maxima) výroby k celkové výrobě - agregace 1 hodina																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	Celek
1	60%	45%	45%	46%	46%	41%	21%	41%	43%	38%	45%	46%	45%	45%	30%	43%	1%	57%
2	45%	52%	49%	43%	43%	40%	22%	41%	41%	39%	43%	43%	43%	43%	32%	42%	2%	50%
3	45%	49%	51%	45%	44%	40%	22%	42%	41%	41%	44%	44%	44%	44%	32%	44%	2%	49%
4	46%	43%	45%	51%	50%	42%	21%	40%	41%	37%	48%	49%	48%	49%	30%	41%	2%	50%
5	46%	43%	44%	50%	51%	41%	21%	39%	41%	37%	48%	48%	47%	48%	30%	41%	2%	50%
6	41%	40%	40%	42%	41%	44%	20%	36%	36%	33%	41%	41%	41%	41%	27%	37%	3%	43%
7	21%	22%	22%	21%	21%	20%	29%	22%	23%	19%	20%	20%	20%	20%	20%	22%	1%	22%
8	41%	41%	42%	40%	39%	36%	22%	48%	39%	37%	39%	39%	39%	39%	33%	47%	2%	44%
9	43%	41%	41%	41%	41%	36%	23%	39%	48%	36%	40%	40%	40%	40%	30%	40%	2%	46%
10	38%	39%	41%	37%	37%	33%	19%	37%	36%	46%	37%	37%	37%	36%	30%	39%	2%	41%
11	45%	43%	44%	48%	48%	41%	20%	39%	40%	37%	49%	48%	48%	48%	30%	40%	2%	48%
12	46%	43%	44%	49%	48%	41%	20%	39%	40%	37%	48%	49%	48%	48%	30%	41%	2%	49%
13	45%	43%	44%	48%	47%	41%	20%	39%	40%	37%	48%	48%	49%	48%	30%	40%	2%	48%
14	45%	43%	44%	49%	48%	41%	20%	39%	40%	36%	48%	48%	48%	49%	30%	40%	1%	48%
15	30%	32%	32%	30%	30%	27%	20%	33%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	34%	32%	2%	33%
16	43%	42%	44%	41%	41%	37%	22%	47%	40%	39%	40%	41%	40%	40%	32%	50%	3%	47%
17	1%	2%	2%	2%	2%	3%	1%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	1%	2%	3%	7%	1%
Celek	57%	50%	49%	50%	50%	43%	22%	44%	46%	41%	48%	49%	48%	48%	33%	47%	1%	100%

Tabulka 16: Podíl vybraných hodnot (nad 50 % maxima) výroby k celkové výrobě - agregace 1 hodina – vlastní práce autora

Podíl vybraných hodnot (nad 75 % maxima) výroby k celkové výrobě - agregace 1 hodina																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	Celek
1	28%	7%	7%	7%	8%	2%	0%	7%	6%	3%	5%	6%	5%	5%	0%	9%	0%	26%
2	7%	8%	7%	5%	5%	2%	0%	5%	4%	2%	4%	5%	4%	4%	0%	6%	0%	8%
3	7%	7%	9%	6%	6%	2%	0%	6%	5%	3%	4%	5%	5%	5%	0%	7%	0%	8%
4	7%	5%	6%	8%	8%	2%	0%	5%	5%	2%	5%	6%	5%	5%	0%	6%	0%	8%
5	8%	5%	6%	8%	9%	2%	0%	6%	5%	2%	5%	6%	5%	5%	0%	6%	0%	9%
6	2%	2%	2%	2%	2%	2%	0%	2%	2%	1%	2%	2%	2%	2%	0%	2%	0%	2%
7	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
8	7%	5%	6%	5%	6%	2%	0%	9%	5%	3%	4%	5%	4%	4%	0%	8%	0%	8%
9	6%	4%	5%	5%	5%	2%	0%	5%	7%	2%	4%	4%	4%	4%	0%	5%	0%	7%
10	3%	2%	3%	2%	2%	1%	0%	3%	2%	3%	2%	2%	2%	2%	0%	3%	0%	3%
11	5%	4%	4%	5%	5%	2%	0%	4%	4%	2%	5%	5%	5%	5%	0%	4%	0%	5%
12	6%	5%	5%	6%	6%	2%	0%	5%	4%	2%	5%	6%	6%	5%	0%	5%	0%	6%
13	5%	4%	5%	5%	5%	2%	0%	4%	4%	2%	5%	6%	6%	5%	0%	4%	0%	6%
14	5%	4%	5%	5%	5%	2%	0%	4%	4%	2%	5%	5%	5%	5%	0%	4%	0%	5%
15	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
16	9%	6%	7%	6%	6%	2%	0%	8%	5%	3%	4%	5%	4%	4%	0%	12%	0%	11%
17	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Celek	26%	8%	8%	8%	9%	2%	0%	8%	7%	3%	5%	6%	6%	5%	0%	11%	0%	100%

Tabulka 17: Podíl vybraných hodnot (nad 75 % maxima) výroby k celkové výrobě - agregace 1 hodina – vlastní práce autora

Základní statistické údaje o jednotlivých FVE

FVE 1	A+	Rc+	Ri+	A-	Rc-	Ri-
Průměr	0,06	5,11	0,02	447,62	0,17	8,52
Min	0	0	0	1	0	0
Max	7	58	13	1506	24	32
Medián	0	1	0	279	0	1

Tabulka 18: FVE 1 - základní statistické údaje

FVE 2	A+	Rc+	Ri+	A-	Rc-	Ri-
Průměr	0,01	12,06	0,00	214,64	0,09	3,83
Min	0	0	0	1	0	0
Max	2	79	0	723	9	10
Medián	0	0	0	125	0	4

Tabulka 19: FVE 2 - základní statistické údaje

FVE 3	A+	Rc+	Ri+	A-	Rc-	Ri-
Průměr	0,01	11,60	0,00	204,05	0,09	3,57
Min	0	0	0	1	0	0
Max	2	76	0	689	9	10
Medián	0	0	0	119	0	4

Tabulka 20: FVE 3 - základní statistické údaje

FVE 4						
	A+	Rc+	Ri+	A-	Rc-	Ri-
Průměr	0,01	14,51	0,00	247,85	0,11	5,36
Min	0	0	0	1	0	0
Max	3	97	0	836	12	19
Medián	0	0	0	141	0	6

Tabulka 21: FVE 4 - základní statistické údaje

FVE 5						
	A+	Rc+	Ri+	A-	Rc-	Ri-
Průměr	0,01	14,10	0,00	246,62	0,11	5,18
Min	0	0	0	1	0	0
Max	2	95	0	834	12	13
Medián	0	0	0	141	0	6

Tabulka 22: FVE 5 - základní statistické údaje

FVE 6						
	A+	Rc+	Ri+	A-	Rc-	Ri-
Průměr	0,00	0,59	0,00	26,00	0,00	1,44
Min	0	0	0	1	0	0
Max	0	5	0	96	0	4
Medián	0	0	0	16	0	2

Tabulka 23: FVE 6 - základní statistické údaje

FVE 7						
	A+	Rc+	Ri+	A-	Rc-	Ri-
Průměr	0,48	1,78	0,47	34,75	0,07	2,38
Min	0	0	0	0,96	0	0
Max	49,92	31	28	132,48	18	27
Medián	0	0	0	24,96	0	2

Tabulka 24: FVE 7 - základní statistické údaje

FVE 8						
	A+	Rc+	Ri+	A-	Rc-	Ri-
Průměr	0,01	1,67	0,02	119,18	0,00	0,10
Min	0	0	0	0,96	0	0
Max	2,08	10	4	487	1	3
Medián	0	1	0	73,92	0	0

Tabulka 25: FVE 8 - základní statistické údaje

FVE 9						
	A+	Rc+	Ri+	A-	Rc-	Ri-
Průměr	0,01	0,00	0,00	168,17	0,07	21,23
Min	0	0	0	0,96	0	0
Max	2,08	0	0	536,64	9	33
Medián	0	0	0	111,36	0	20

Tabulka 26: FVE 9 - základní statistické údaje

FVE 10						
	A+	Rc+	Ri+	A-	Rc-	Ri-
Průměr	0,07	19,74	0,00	213,34	0,24	2,26
Min	0	0	0	1	0	0
Max	5	141	1	823	10	14
Medián	0	5	0	115	0	0

Tabulka 27: FVE 10 - základní statistické údaje

FVE 11						
	A+	Rc+	Ri+	A-	Rc-	Ri-
Průměr	0,02	7,05	0,01	240,47	0,16	9,02
Min	0	0	0	1	0	0
Max	9	57	10	858	53	62
Medián	0	2	0	138	0	0

Tabulka 28: : FVE 11 - základní statistické údaje

FVE 12						
	A+	Rc+	Ri+	A-	Rc-	Ri-
Průměr	0,02	12,90	0,04	245,62	0,15	8,63
Min	0	0	0	1	0	0
Max	10	63	9	859	54	68
Medián	0	9	0	145	0	0

Tabulka 29: FVE 12 - základní statistické údaje

FVE 13						
	A+	Rc+	Ri+	A-	Rc-	Ri-
Průměr	0,03	8,35	0,03	242,35	0,21	13,04
Min	0	0	0	1	0	0
Max	10	59	9	862	64	75
Medián	0	3	0	140	0	0

Tabulka 30: FVE 13 - základní statistické údaje

FVE 14						
	A+	Rc+	Ri+	A-	Rc-	Ri-
Průměr	0,03	20,09	0,00	486,88	0,34	19,36
Min	0	0	0	1	0	0
Max	8	173	13	1665	53	75
Medián	0	0	0	280	0	11

Tabulka 31: FVE 14 - základní statistické údaje

FVE 15						
	A+	Rc+	Ri+	A-	Rc-	Ri-
Průměr	0,00	2,38	0,00	86,30	0,02	1,90
Min	0	0	0	0,96	0	0
Max	1,04	8	0	346	7	9
Medián	0	2	0	54,72	0	0

Tabulka 32: FVE 15 - základní statistické údaje

FVE 16						
	A+	Rc+	Ri+	A-	Rc-	Ri-
Průměr	0,00	0,50	0,00	62,42	0,01	0,06
Min	0	0	0	1	0	0
Max	1	1	1	231	4	8
Medián	0	0	0	37	0	0

Tabulka 33: FVE 16 - základní statistické údaje

FVE 17						
	A+	Rc+	Ri+	A-	Rc-	Ri-
Průměr	0,01	0,00	0,00	243,92	0,19	55,48
Min	0	0	0	1	0	5
Max	1	0	1	900	14	76
Medián	0	0	0	215	0	55

Tabulka 34: FVE 17 - základní statistické údaje

Ceny elektřiny – podkladová data statistické analýzy z PXE



Název	Typ produktu	Typ vypořádání	Délka dodávky	Dodací období	První obchodní den	Poslední obchodní den	Objem kontraktu [MWh]
F PXE CZ BL M04-13	Base load	finanční	month	APRIL 2013	27.9.2012	28.3.2013	720,00

Obrázek 46: PXE BL M04-13 – zdroj PXE



Název	Typ produktu	Typ vypořádání	Délka dodávky	Dodací období	První obchodní den	Poslední obchodní den	Objem kontraktu [MWh]
F PXE CZ BL M05-13	Base load	finanční	month	MAY 2013	31.10.2012	29.4.2013	744,00

Obrázek 47: PXE BL M05-13 zdroj PXE



Název	Typ produktu	Typ vypořádání	Délka dodávky	Dodací období	První obchodní den	Poslední obchodní den	Objem kontraktu [MWh]
F PXE CZ BL M06-13	Base load	finanční	month	JUNE 2013	30.11.2012	30.5.2013	720,00

Obrázek 48: PXE BL M06-13 zdroj PXE



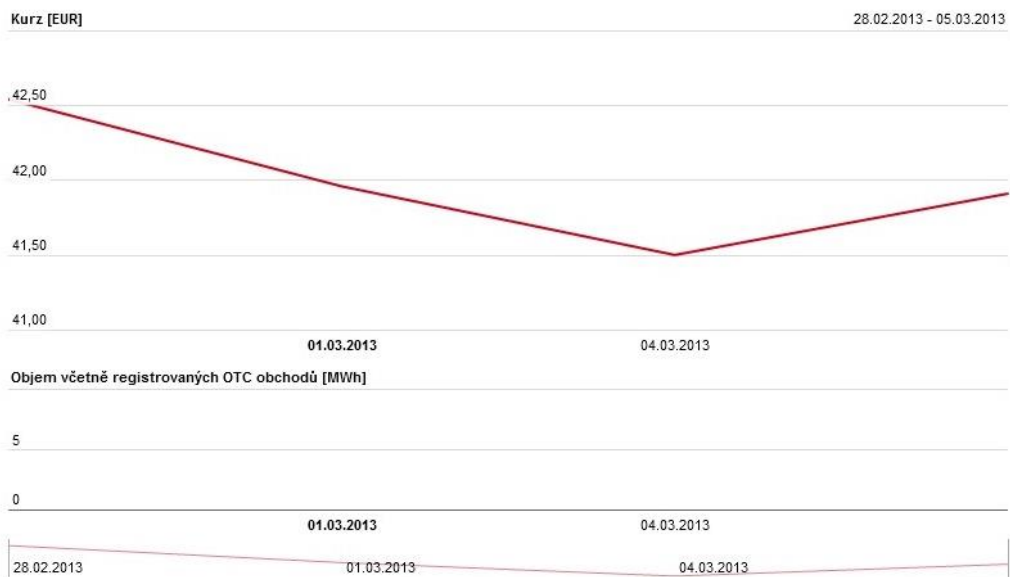
Název	Typ produktu	Typ vypořádání	Délka dodávky	Dodací období	První obchodní den	Poslední obchodní den	Objem kontraktu [MWh]
F PXE CZ BL M07-13	Base load	finanční	month	JULY 2013	31.12.2012	27.6.2013	744,00

Obrázek 49: PXE BL M07-13 zdroj PXE



Název	Typ produktu	Typ vypořádání	Délka dodávky	Dodací období	První obchodní den	Poslední obchodní den	Objem kontraktu [MWh]
F PXE CZ BL M08-13	Base load	finanční	month	AUGUST 2013	31.1.2013	30.7.2013	744,00

Obrázek 50: PXE BL M08-13 zdroj PXE



Název	Typ produktu	Typ vypořádání	Délka dodávky	Dodací období	První obchodní den	Poslední obchodní den	Objem kontraktu [MWh]
F PXE CZ BL M09-13	Base load	finanční	month	SEPTEMBER 2013	28.2.2013	29.8.2013	720,00

Obrázek 51: PXE BL M09-13 zdroj PXE



Název	Typ produktu	Typ vypořádání	Délka dodávky	Dodací období	První obchodní den	Poslední obchodní den	Objem kontraktu [MWh]
F PXE CZ BL Q02-13	Base load	finanční	quarter	QUARTER 02 2013	30.3.2012	28.3.2013	2 184,00

Obrázek 52: PXE BL Q02-13 zdroj PXE



Název	Typ produktu	Typ vypořádání	Délka dodávky	Dodací období	První obchodní den	Poslední obchodní den	Objem kontraktu [MWh]
F PXE CZ BL Q03-13	Base load	finanční	quarter	QUARTER 03 2013	29.6.2012	27.6.2013	2 208,00

Obrázek 53: PXE BL Q03-13 zdroj PXE

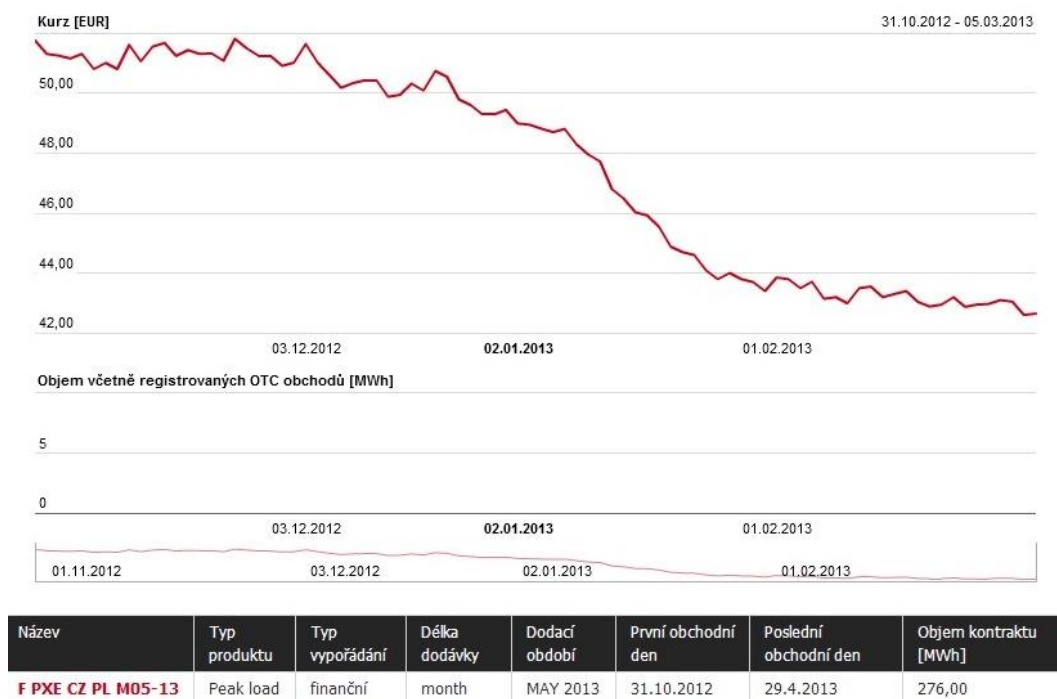


Název	Typ produktu	Typ vypořádání	Délka dodávky	Dodací období	První obchodní den	Poslední obchodní den	Objem kontraktu [MWh]
F PXE CZ BL Q04-13	Base load	finanční	quarter	QUARTER 04 2013	27.9.2012	27.9.2013	2 209,00

Obrázek 54: PXE BL Q04-13 zdroj PXE



Obrázek 55: PXE PL M04-13 zdroj PXE



Obrázek 56: PXE PL M05-13 zdroj PXE



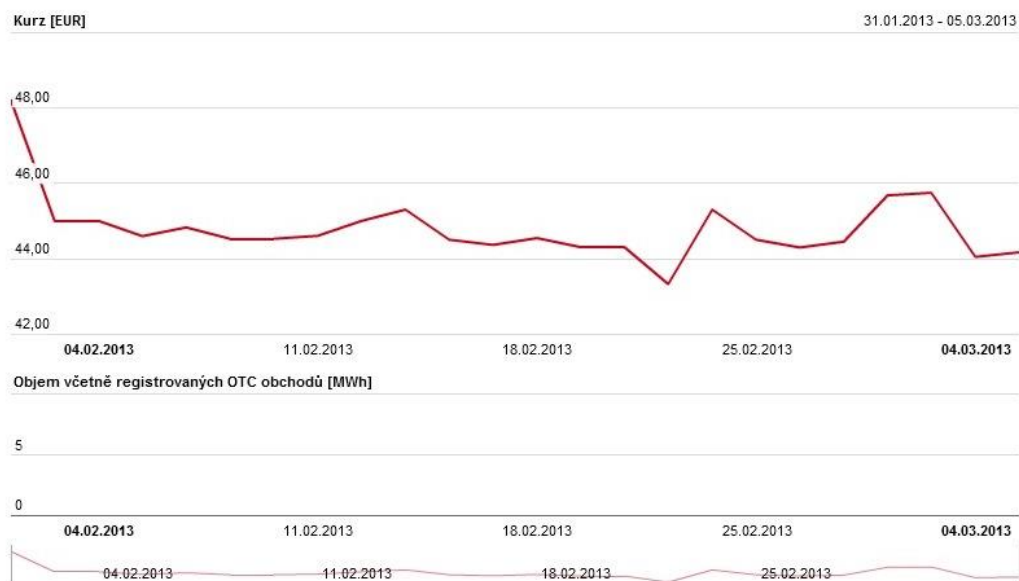
Název	Typ produktu	Typ vypořádání	Délka dodávky	Dodací období	První obchodní den	Poslední obchodní den	Objem kontraktu [MWh]
F PXE CZ PL M06-13	Peak load	finanční	month	JUNE 2013	30.11.2012	30.5.2013	240,00

Obrázek 57: PXE PL M06-13 zdroj PXE



Název	Typ produktu	Typ vypořádání	Délka dodávky	Dodací období	První obchodní den	Poslední obchodní den	Objem kontraktu [MWh]
F PXE CZ PL M07-13	Peak load	finanční	month	JULY 2013	31.12.2012	27.6.2013	276,00

Obrázek 58: PXE PL M07-13 zdroj PXE



Název	Typ produktu	Typ vypořádání	Délka dodávky	Dodací období	První obchodní den	Poslední obchodní den	Objem kontraktu [MWh]
F PXE CZ PL M08-13	Peak load	finanční	month	AUGUST 2013	31.1.2013	30.7.2013	264,00

Obrázek 59: PXE PL M08-13 zdroj PXE



Název	Typ produktu	Typ vypořádání	Délka dodávky	Dodací období	První obchodní den	Poslední obchodní den	Objem kontraktu [MWh]
F PXE CZ PL M09-13	Peak load	finanční	month	SEPTEMBER 2013	28.2.2013	29.8.2013	252,00

Obrázek 60: PXE PL M09-13 zdroj PXE



Název	Typ produktu	Typ vypořádání	Délka dodávky	Dodací období	První obchodní den	Poslední obchodní den	Objem kontraktu [MWh]
F PXE CZ PL Q02-13	Peak load	finanční	quarter	QUARTER 02 2013	30.3.2012	28.3.2013	780,00

Obrázek 61: PXE PL Q02-13 zdroj PXE



Název	Typ produktu	Typ vypořádání	Délka dodávky	Dodací období	První obchodní den	Poslední obchodní den	Objem kontraktu [MWh]
F PXE CZ PL Q03-13	Peak load	finanční	quarter	QUARTER 03 2013	29.6.2012	27.6.2013	792,00

Obrázek 62: PXE PL Q03-13 zdroj PXE



Název	Typ produktu	Typ vypořádání	Délka dodávky	Dodací období	První obchodní den	Poslední obchodní den	Objem kontraktu [MWh]
F PXE CZ PL Q04-13	Peak load	finanční	quarter	QUARTER 04 2013	27.9.2012	27.9.2013	792,00

Obrázek 63: PXE PL Q04-13 zdroj PXE

Výsledky statistické analýzy dat z OTE

SO +		Hodina											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Měsíc	1	62,1%	65,3%	60,5%	63,7%	71,0%	62,9%	46,8%	46,0%	54,0%	50,0%	50,0%	54,8%
	2	49,6%	50,4%	52,2%	55,8%	60,2%	58,0%	53,1%	58,4%	51,3%	50,4%	50,4%	54,0%
	3	55,6%	61,3%	68,5%	68,5%	67,7%	71,0%	65,3%	47,6%	48,4%	53,2%	60,5%	50,8%
	4	40,8%	53,3%	55,0%	62,5%	62,5%	68,3%	55,0%	48,3%	46,7%	50,0%	55,8%	49,2%
	5	52,4%	53,2%	59,7%	59,7%	75,0%	87,1%	58,9%	52,4%	44,4%	44,4%	47,6%	35,5%
	6	40,0%	47,5%	57,5%	53,3%	61,7%	66,7%	45,0%	45,0%	36,7%	37,5%	48,3%	39,2%
	7	54,8%	57,3%	65,3%	67,7%	61,3%	69,4%	62,9%	53,2%	46,0%	43,5%	45,2%	38,7%
	8	54,0%	52,4%	60,5%	57,3%	62,1%	48,4%	42,7%	44,4%	39,5%	46,8%	49,2%	50,0%
	9	67,5%	60,0%	56,7%	60,8%	67,5%	55,8%	31,7%	33,3%	42,5%	52,5%	67,5%	65,8%
	10	55,6%	54,0%	57,3%	57,3%	63,7%	58,9%	43,1%	37,1%	37,9%	38,7%	45,2%	46,8%
	11	53,3%	60,0%	56,7%	61,1%	64,4%	64,4%	50,0%	44,4%	53,3%	50,0%	47,8%	44,4%
	12	50,5%	50,5%	54,8%	59,1%	59,1%	66,7%	65,6%	50,5%	61,3%	52,7%	54,8%	63,4%

Tabulka 35: Pravděpodobnost SO + (1.-12. hodina) – vlastní práce autora

SO +		Hodina											
		13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Měsíc	1	53,2%	65,3%	66,9%	66,9%	67,7%	55,6%	55,6%	57,3%	55,6%	70,2%	64,5%	66,9%
	2	58,4%	62,8%	57,5%	61,1%	61,9%	70,8%	39,8%	42,9%	46,9%	58,4%	53,1%	55,8%
	3	55,6%	56,5%	49,2%	54,8%	59,7%	70,2%	63,7%	30,6%	40,3%	64,5%	61,3%	72,1%
	4	52,5%	55,8%	53,3%	46,7%	45,8%	52,5%	59,2%	61,3%	65,8%	55,0%	49,2%	51,7%
	5	45,2%	51,6%	50,0%	46,8%	44,4%	46,8%	51,6%	48,4%	67,7%	54,0%	40,3%	39,8%
	6	46,7%	47,5%	45,0%	43,7%	43,3%	51,7%	50,8%	48,3%	55,8%	59,2%	47,5%	43,3%
	7	43,5%	41,1%	48,4%	44,4%	46,0%	48,4%	54,8%	51,6%	47,6%	47,6%	48,4%	54,0%
	8	52,4%	55,6%	57,3%	51,6%	50,0%	52,4%	53,2%	48,4%	25,0%	59,7%	61,3%	57,3%
	9	69,2%	70,0%	61,7%	54,2%	50,8%	47,5%	40,8%	15,8%	41,7%	70,0%	65,8%	65,8%
	10	46,0%	52,4%	50,8%	44,4%	42,7%	30,6%	25,8%	44,4%	57,3%	70,2%	59,7%	57,0%
	11	41,1%	42,2%	33,7%	33,3%	28,9%	45,6%	52,2%	51,1%	53,3%	55,6%	52,2%	41,1%
	12	58,1%	52,7%	52,7%	47,3%	48,4%	52,7%	53,8%	55,9%	53,8%	51,6%	48,9%	55,9%

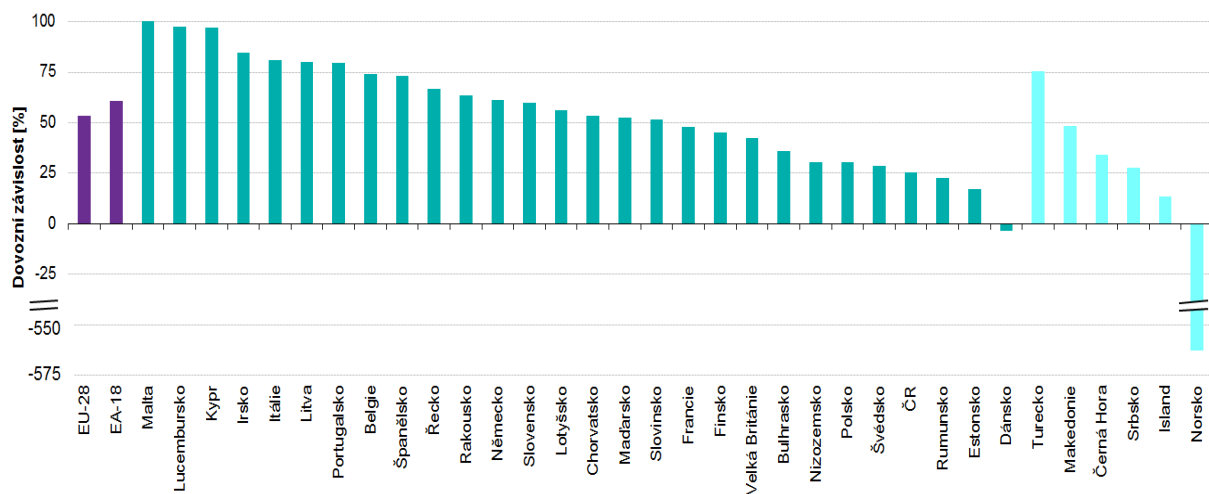
Tabulka 36: Pravděpodobnost SO + (13.-24. hodina) – vlastní práce autora

SO -		Hodina											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Měsíc	1	37,9%	34,7%	39,5%	36,3%	29,0%	37,1%	53,2%	54,0%	46,0%	50,0%	50,0%	45,2%
	2	50,4%	49,6%	47,8%	44,2%	39,8%	42,0%	46,9%	41,6%	48,7%	49,6%	49,6%	46,0%
	3	44,4%	38,7%	31,5%	31,5%	32,3%	29,0%	34,7%	52,4%	51,6%	46,8%	39,5%	49,2%
	4	59,2%	46,7%	45,0%	37,5%	37,5%	31,7%	45,0%	51,7%	53,3%	50,0%	44,2%	50,8%
	5	47,6%	46,8%	40,3%	40,3%	25,0%	12,9%	41,1%	47,6%	55,6%	55,6%	52,4%	64,5%
	6	60,0%	52,5%	42,5%	46,7%	38,3%	33,3%	55,0%	55,0%	63,3%	62,5%	51,7%	60,8%
	7	45,2%	42,7%	34,7%	32,3%	38,7%	30,6%	37,1%	46,8%	54,0%	56,5%	54,8%	61,3%
	8	46,0%	47,6%	39,5%	42,7%	37,9%	51,6%	57,3%	55,6%	60,5%	53,2%	50,8%	50,0%
	9	32,5%	40,0%	43,3%	39,2%	32,5%	44,2%	68,3%	66,7%	57,5%	47,5%	32,5%	34,2%
	10	44,4%	46,0%	42,7%	42,7%	36,3%	41,1%	56,9%	62,9%	62,1%	61,3%	54,8%	53,2%
	11	46,7%	40,0%	43,3%	38,9%	35,6%	35,6%	50,0%	55,6%	46,7%	50,0%	52,2%	55,6%
	12	49,5%	49,5%	45,2%	40,9%	40,9%	33,3%	34,4%	49,5%	38,7%	47,3%	45,2%	36,6%

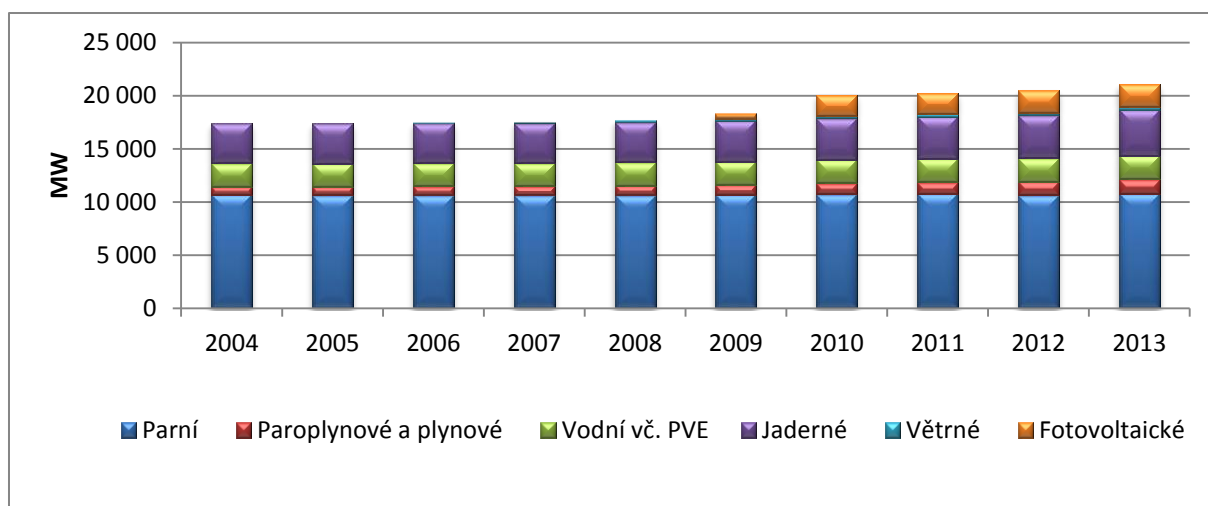
Tabulka 37: Pravděpodobnost SO - (1.-12. hodina) – vlastní práce autora

SO -		Hodina											
		13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Měsíc	1	46,8%	34,7%	33,1%	33,1%	32,3%	44,4%	44,4%	42,7%	44,4%	29,8%	35,5%	33,1%
	2	41,6%	37,2%	42,5%	38,9%	38,1%	29,2%	60,2%	57,1%	53,1%	41,6%	46,9%	44,2%
	3	44,4%	43,5%	50,8%	45,2%	40,3%	29,8%	36,3%	69,4%	59,7%	35,5%	38,7%	27,9%
	4	47,5%	44,2%	46,7%	53,3%	54,2%	47,5%	40,8%	38,7%	34,2%	45,0%	50,8%	48,3%
	5	54,8%	48,4%	50,0%	53,2%	55,6%	53,2%	48,4%	51,6%	32,3%	46,0%	59,7%	60,2%
	6	53,3%	52,5%	55,0%	56,3%	56,7%	48,3%	49,2%	51,7%	44,2%	40,8%	52,5%	56,7%
	7	56,5%	58,9%	51,6%	55,6%	54,0%	51,6%	45,2%	48,4%	52,4%	52,4%	51,6%	46,0%
	8	47,6%	44,4%	42,7%	48,4%	50,0%	47,6%	46,8%	51,6%	75,0%	40,3%	38,7%	42,7%
	9	30,8%	30,0%	38,3%	45,8%	49,2%	52,5%	59,2%	84,2%	58,3%	30,0%	34,2%	34,2%
	10	54,0%	47,6%	49,2%	55,6%	57,3%	69,4%	74,2%	55,6%	42,7%	29,8%	40,3%	43,0%
	11	58,9%	57,8%	66,3%	66,7%	71,1%	54,4%	47,8%	48,9%	46,7%	44,4%	47,8%	58,9%
	12	41,9%	47,3%	47,3%	52,7%	51,6%	47,3%	46,2%	44,1%	46,2%	48,4%	51,1%	44,1%

Tabulka 38: Pravděpodobnost SO - (13.-24. hodina) – vlastní práce autora



Obrázek 64: Přehled dovozní závislosti evropských zemí. [11]



Obrázek 65: Vývoj instalovaného výkonu v ES ČR 2004-2013 [24]