



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

**Postupy při analýze výrobní přiměřenosti ES ČR
ve střednědobém časovém horizontu**

**Mid-term generation adequacy forecast
for the Czech Republic**

Diplomová práce

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Studijní obor: Ekonomika a řízení energetiky

Vedoucí práce: Ing. Karel Vinkler, MBA

Bc. Jakub Sýkora

Praha 2018

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Sýkora** Jméno: **Jakub** Osobní číslo: **406241**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávací katedra/ústav: **Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**
Studijní obor: **Ekonomika a řízení energetiky**

II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

Postupy při analýze výrobní přiměřenosti ES ČR ve střednědobém časovém horizontu

Název diplomové práce anglicky:

Mid-term generation adequacy forecast for the Czech republic

Pokyny pro vypracování:

- Doporučené postupy v rámci EU při analýze výrobní přiměřenosti.
- Statistický model chování zatížení a obnovitelných zdrojů na klimatických podmínkách.
- Pravděpodobnostní analýza zbytkového zatížení se zaměřením na vyhodnocení hodinových změn, požadavků na flexibilitu a regulační výkony.
- Citlivostní analýza.
- Vyhodnocení ekonomických dopadů pro zajištění potřebné úrovně zabezpečení

Seznam doporučené literatury:

- ENTSO-E ? Mid-term adequacy forecast, Winter outlook, Summer outlook
- ČEPS ? Výrobní přiměřenost ES ČR
- MPO ? Státní energetická koncepce

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

Ing. Karel Vinkler, ČEPS, a.s.

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

Datum zadání diplomové práce: **25.09.2017**

Termín odevzdání diplomové práce: **09.01.2018**

Platnost zadání diplomové práce:

do konce zimního semestru 2018/2019

Ing. Karel Vinkler
podpis vedoucí(ho) práce

podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

prof. Ing. Pavel Řípka, CSc.
podpis děkana(ky)

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

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

_____ Datum převzetí zadání

_____ Podpis studenta

Prohlášení

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

V Praze dne

podpis

Poděkování

Především bych rád poděkoval vedoucímu práce Karlu Vinklerovi za vedení práce, ochotu, trpělivost a cenné rady. Také bych velice rád poděkoval jeho kolegům ze společnosti ČEPS za cenné rady, připomínky a možnosti konzultací, které mi pomohly při psaní této práce.

Abstrakt

Obsahem této diplomové práce je použití metod využívaných při analýze výrobní přiměřenosti ve společnosti ČEPS. V první části je analyzován současný výrobní mix a předpoklad jeho vývoje v nejbližších letech jak pro ČR, tak i celou evropskou soustavu. V další části je sestaven model pro výpočet zbytkového zatížení pro rok 2025 s využitím historických klimatických dat. Zbytkové zatížení je poté analyzováno na potřebu výkonu a jeho flexibility, včetně citlivostní analýzy s důrazem na různou míru penetrace OZE. V poslední části jsou nastíněny ekonomické důsledky potřebných změn v elektrizační soustavě, aby byla i v budoucnu zajištěna potřebná úroveň zabezpečení pokrytí zatížení.

Abstract

This thesis is focused on the application of methods used for generation adequacy assessment by Czech transmission system operator ČEPS. The first part covers the analysis of current generation sources mix in Europe and the Czech Republic and its prospects in following years. In next part, the model for residual load calculation is described. This model uses historical climatic data to estimate the situation in 2025. Residual load is then analysed to calculate demands for power plants generation and its flexibility. Sensitivity analysis focused on renewable sources penetration is then performed. In the last part, economic aspects of some options for necessary investments to maintain the level of the security of supply are described.

Obsah

| | | |
|-------|---|----|
| 1 | Úvod | 5 |
| 2 | Dosavadní vývoj a předpokládané trendy | 7 |
| 2.1 | Budoucí vývoj výrobních kapacit..... | 8 |
| 2.1.1 | Vývoj v Evropě | 8 |
| 2.1.2 | Vývoj v ČR..... | 11 |
| 3 | Metody hodnocení výrobní přiměřenosti..... | 15 |
| 3.1 | Definice přiměřenosti..... | 15 |
| 3.1.1 | Systémová přiměřenost..... | 15 |
| 3.1.2 | Výrobní přiměřenost | 15 |
| 3.2 | Návaznost na ostatní dokumenty | 16 |
| 3.3 | Pravděpodobnostní ukazatele výrobní přiměřenosti | 17 |
| 3.3.1 | Nedodaná energie (ENS)..... | 17 |
| 3.3.2 | Počet hodin nepokrytého zatížení (LOLE) | 17 |
| 3.3.3 | Pravděpodobnost nepokrytí zatížení (LOLP) | 17 |
| 3.4 | Modelování zatížení | 17 |
| 3.4.1 | Teplotní závislost zatížení | 18 |
| 3.4.2 | Metody odhadu teplotní závislosti | 18 |
| 3.4.3 | Teplota | 19 |
| 3.4.4 | Zatížení | 21 |
| 3.5 | Odhad teplotní závislosti zatížení..... | 22 |
| 3.5.1 | Výsledky analýzy teplotní závislosti zatížení | 23 |
| 3.5.2 | Analýza odlehlých pozorování | 26 |
| 3.5.3 | Výpočet hodinového zatížení při normální teplotě..... | 27 |
| 3.5.4 | PECD..... | 28 |
| 4 | Analýza zbytkového zatížení..... | 29 |
| 4.1 | Zbytkové zatížení..... | 29 |
| 4.2 | Konstrukce zbytkového zatížení pro daný klimatický rok..... | 30 |
| 4.2.1 | Výpočet zatížení | 30 |
| 4.2.2 | Odhad výroby FVE a VTE..... | 31 |
| 4.2.3 | Odhad výroby dalších zdrojů určených časovou řadou | 32 |
| 4.2.4 | Vyhazení špiček zbytkového zatížení | 33 |
| 4.2.5 | Průběh zbytkového zatížení | 34 |

| | | |
|-------|---|----|
| 4.2.6 | Pokrytí zbytkového zatížení..... | 35 |
| 4.2.7 | Vyhodnocení potřeby flexibility..... | 36 |
| 4.3 | Citlivostní analýza | 38 |
| 4.3.1 | Vliv spotřeby a penetrace FVE a VTE na potřebu flexibility..... | 38 |
| 4.3.2 | Vliv penetrace FVE a VTE na velikost zbytkového zatížení | 40 |
| 5 | Ekonomické zhodnocení | 43 |
| 5.1 | Výstavba nových zdrojů | 43 |
| 5.1.1 | Flexibilní klasické zdroje..... | 43 |
| 5.1.2 | Úložiště energie..... | 43 |
| 5.2 | Řízení strany spotřeby | 44 |
| 6 | Závěr | 45 |
| | Bibliografie | 46 |
| | Seznam použitých zkratk..... | 48 |
| | Seznam obrázků..... | 49 |

1 Úvod

Cílem této práce je aplikace metod využívaných při analýze výrobní přiměřenosti (generation adequacy) ve společnosti ČEPS a následné vyhodnocení požadavků na flexibilitu výkonu v ES. Důraz bude kladen na modelování zatížení ES ČR z teplotních závislostí a provedení analýzy zbytkového zatížení (residual load).

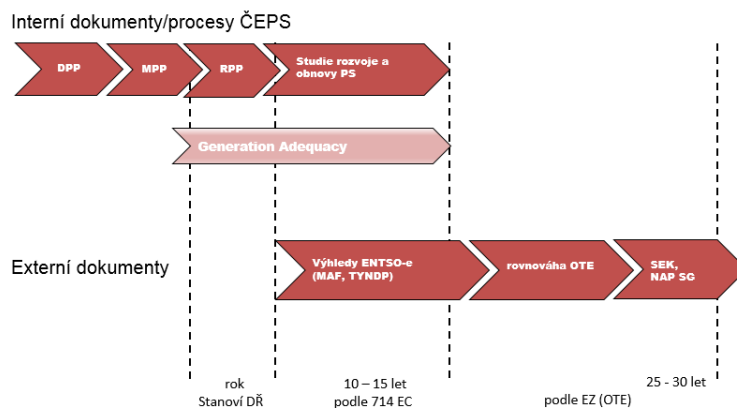
Vycházím z předpokladu, že s rostoucí penetrací obnovitelných zdrojů, hlavně FVE a VTE, dochází k úbytku flexibility výkonu, a bude muset dojít k významným změnám ve zdrojové základně. V první části této práce se zabývám analýzou stávajícího výrobního mixu, v následujících kapitolách pak modelováním a analýzou předpokládaného stavu v roce 2025.

Vlivem rostoucího podílu intermitentních zdrojů, především fotovoltaických a větrných, v soustavě jsou vytlačovány flexibilní klasické zdroje se schopností měnit svou výrobu v rámci regulačního rozsahu. To může mít za následek neschopnost následného pokrývání zatížení. Tato rizika musí být včas identifikována, aby mohla být eliminována, což se neobejde bez pokročilých metod analýzy výrobního portfolia.

Nařízení EP 714/2009 upravuje povinnosti provozovatelů přenosových soustav v oblasti analýz chování výrobního portfolia. Jedná se o vydávání střednědobých výhledů přiměřenosti výrobních kapacit v Evropě a letních, respektive zimních výhledů. V zájmu bezpečnosti a spolehlivosti provozu řada TSO rozvíjí tyto požadavky dále na základě dobrovolnosti nebo národních legislativních požadavků.

„Cílem dokumentu „Hodnocení přiměřenosti výrobních kapacit ES ČR do roku 2030“ zpracovávaného ČEPS je analýza systémových rizik spolehlivosti výkonové bilance ES s využitím pravděpodobnostního přístupu pro různá období a scénáře spotřeby, úrovně výstavby a obnovy konvenčních zdrojů, propustnosti mezinárodních propojení a variantního podílu OZE a DECE.“ [1]

Report doplňuje dokumenty v ČR již zavedené, jako roční přípravu provozu a dlouhodobou rovnováhu mezi poptávkou a nabídkou, v podobě zpracování střednědobého výhledu a zároveň je i součástí interních dokumentů ČEPS – studie rozvoje a obnovy PS. Návaznost dokumentů je zřejmá z následujícího obrázku. [1]



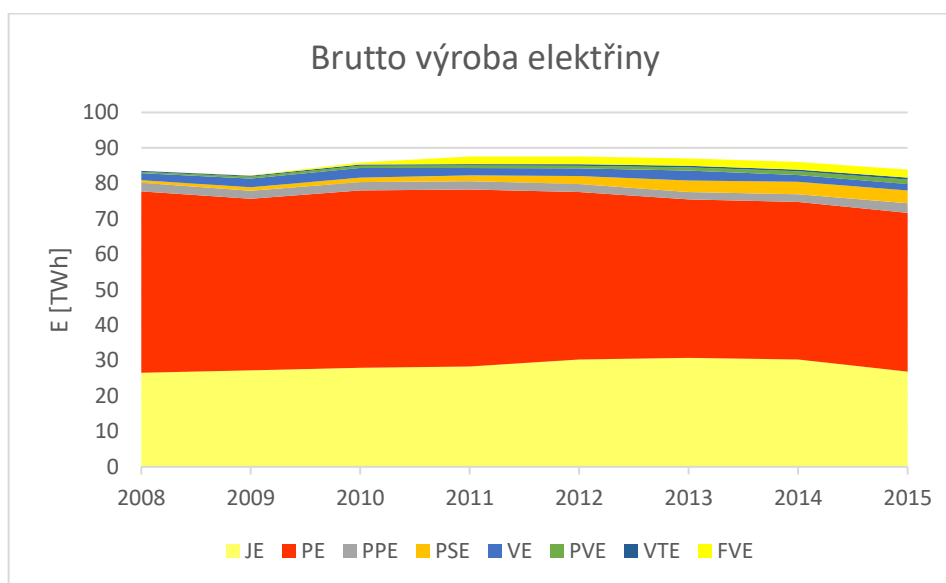
Obrázek 1.1- Návaznost interních a externích dokumentů [1]

Navazuje tak na evropské výpočty s cílem provést detailnější hodnocení se zohledněním specifických regionálních podmínek.

2 Dosavadní vývoj a předpokládané trendy

V této části se budu zabývat analýzou vývoje výrobního mixu, abych mohl následně definovat parametry pro výpočty a citlivostní analýzy.

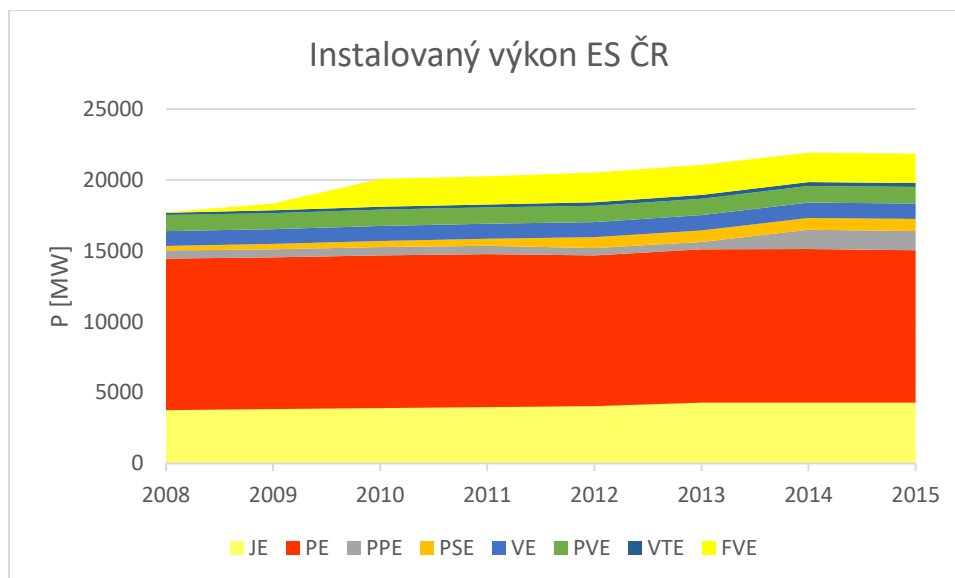
V posledních letech se česká energetika spoléhala na stabilní výrobu z jaderných a uhelných elektráren zajišťujících dohromady 93 % vyrobené energie v roce 2008 až 85 % v roce 2015. Instalovaný výkon v těchto stabilních zdrojích se v průběhu tohoto období měnil jen minimálně. U obnovitelných zdrojů je nízká doba využití instalovaného výkonu, do celkové bilance vyrobené elektrické energie přispívají FVE 2,7 % a VTE 0,7 %.



Obrázek 2.1 Brutto výroba elektřiny od roku 2008 [2]

V instalovaném výkonu je v těchto letech patrný nejvíce nárůst OZE, zejména ve fotovoltaických elektrárnách během tzv. „solárního boomu“, tedy období vysokých výkupních cen a výrazného poklesu cen fotovoltaických panelů, v letech 2008-2010. Z velkých konvenčních elektráren byla v posledních letech připojena pouze paroplynová elektrárna Počerady, která je však kvůli nízkým cenám silové elektřiny využívána pouze jako záložní. Do budoucna se však jedná o důležitý flexibilní zdroj v české soustavě.

Největší podíl instalovaného výkonu měly v roce 2015 parní elektrárny (49,1 %) a jaderné (19,6 %). Fotovoltaické elektrárny zvýšily svůj podíl z 0,2 % v roce 2008 až na 9,5 % v roce 2015.



Obrázek 2.2 Instalovaný výkon ES ČR od roku 2008 [2]

2.1 Budoucí vývoj výrobních kapacit

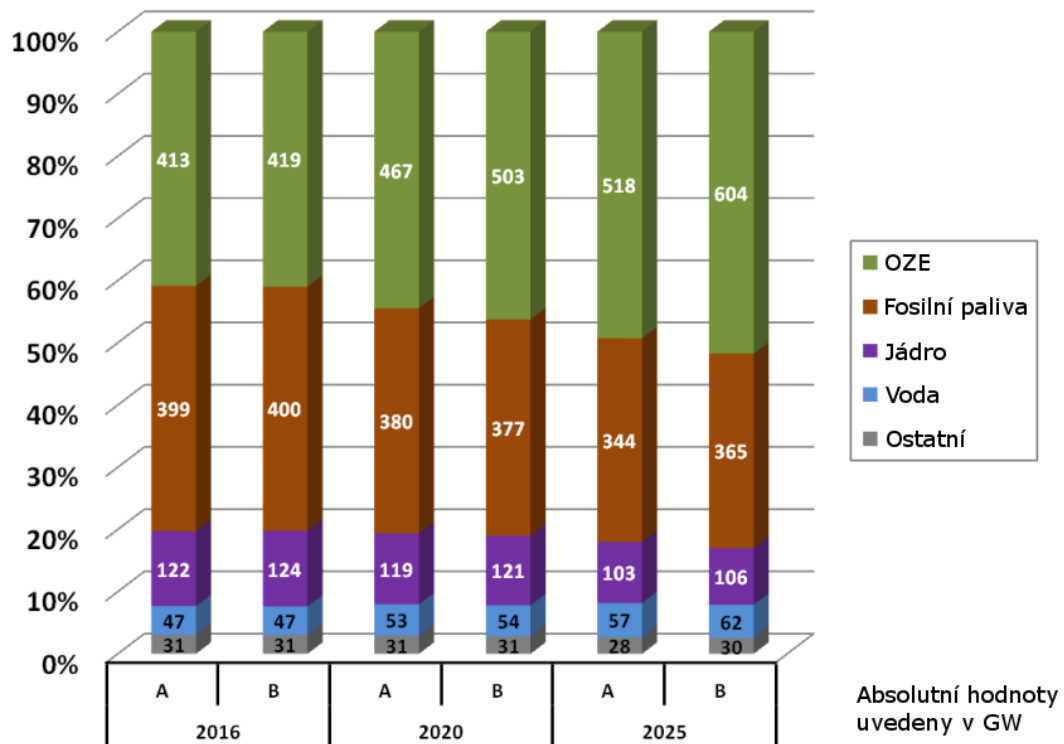
Následující část je věnovaná výhledu vývoje výrobních kapacit v Evropě a v ČR.

2.1.1 Vývoj v Evropě

V SO&AF 2015 [3] byly přestaveny dva pravděpodobné scénáře vývoje do roku 2025.

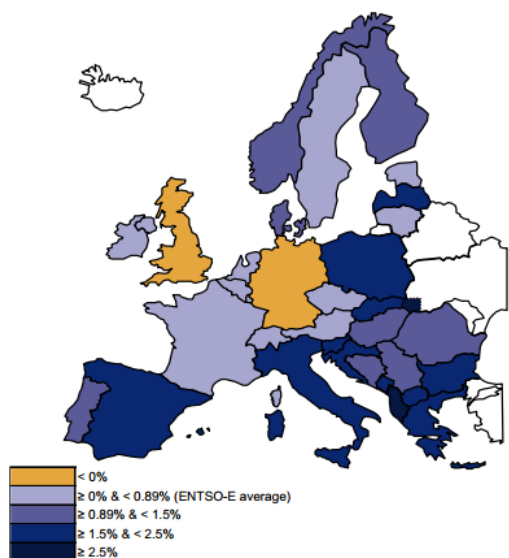
Konzervativní scénář A předpokládá uvedení do provozu pouze zdrojů, které jsou již ve výstavbě. Zároveň je počítáno s odstavením zdrojů, které jsou na konci své technické životnosti. U zatížení se předpokládá nejvyšší očekávatelný růst podle národních plánů rozvoje.

Scénář B představuje nejlepší odhad, kdy oproti scénáři A uvažuje navíc spouštění zdrojů s rozumnou ekonomickou rentabilitou. Zároveň se počítá s odstavením pouze u zdrojů, kde to již bylo oznámeno, a u ostatních dožívajících s prodloužením jejich životnosti, nebo alespoň s jejich dostupností jako strategické rezervy.

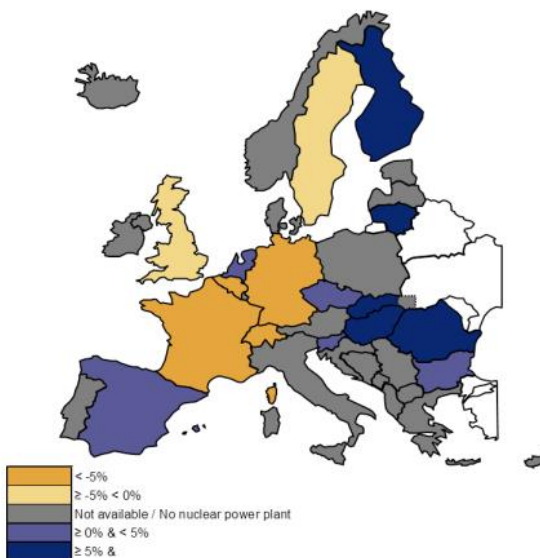


Obrázek 2.3 Výhled instalovaného výkonu v EU [3]

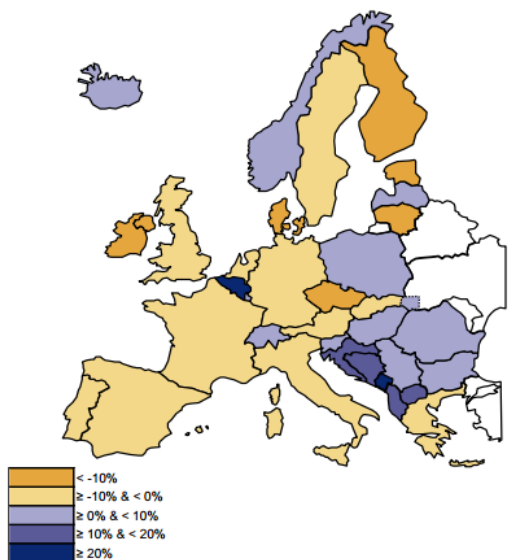
Z pohledu na očekávaný vývoj instalovaného výkonu v EU na obrázku Obrázek 2.3 je na první pohled patrný nárůst výkonu OZE a pokles fosilních a jaderných zdrojů v obou scénářích.



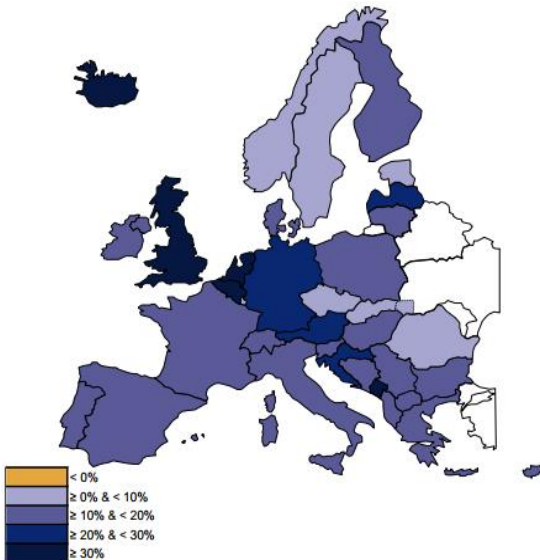
Obrázek 2.4 Průměrný roční růst zatížení [3]



Obrázek 2.5 Vývoj instalovaného výkonu JE [3]



Obrázek 2.6 Vývoj instalovaného výkonu zdrojů na fosilní paliva [3]



Obrázek 2.7 Vývoj instalovaného výkonu OZE [3]

Na obrázku Obrázek 2.4 je zobrazen průměrný roční nárůst zatížení v referenčním bodě v lednu. Německo předpokládá pokles do roku 2020, poté stagnaci, Velká Británie předpokládá pokles v celém období do roku 2025. Ostatní země očekávají nárůst.

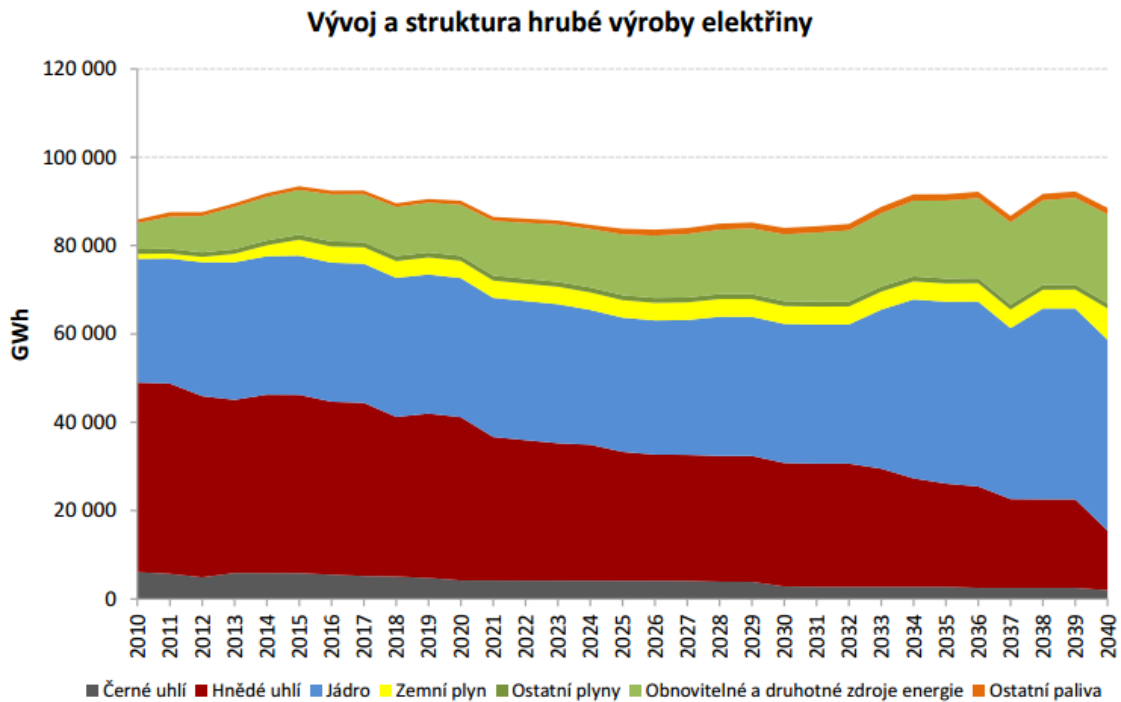
Vývoj instalovaného výkonu jaderných elektráren na obrázku Obrázek 2.5 ukazuje nejvyšší nárůst v Litvě, Finsku, Maďarsku, Slovensku a Rumunsku. Naopak vysoký pokles v Belgii, Švýcarsku, Německu, Francii, Švédsku a Velké Británii.

U fosilních zdrojů (Obrázek 2.6) dojde k poklesu instalovaného výkonu ve většině zemí. Nejvyšší nárůst, přes 20 % čisté výrobní kapacity v roce 2016, je očekáván v Belgii a Černé Hoře. Vysoký pokles (přes 10 %) pak v Estonsku, Finsku, Litvě, Dánsku, Irsku, Severním Irsku a České republice.

Nárůst instalovaného výkonu OZE (Obrázek 2.8) je předpokládán ve všech zemích. Nejvyšší pak ve Velké Británii, Belgii, Nizozemsku a Černé Hoře.

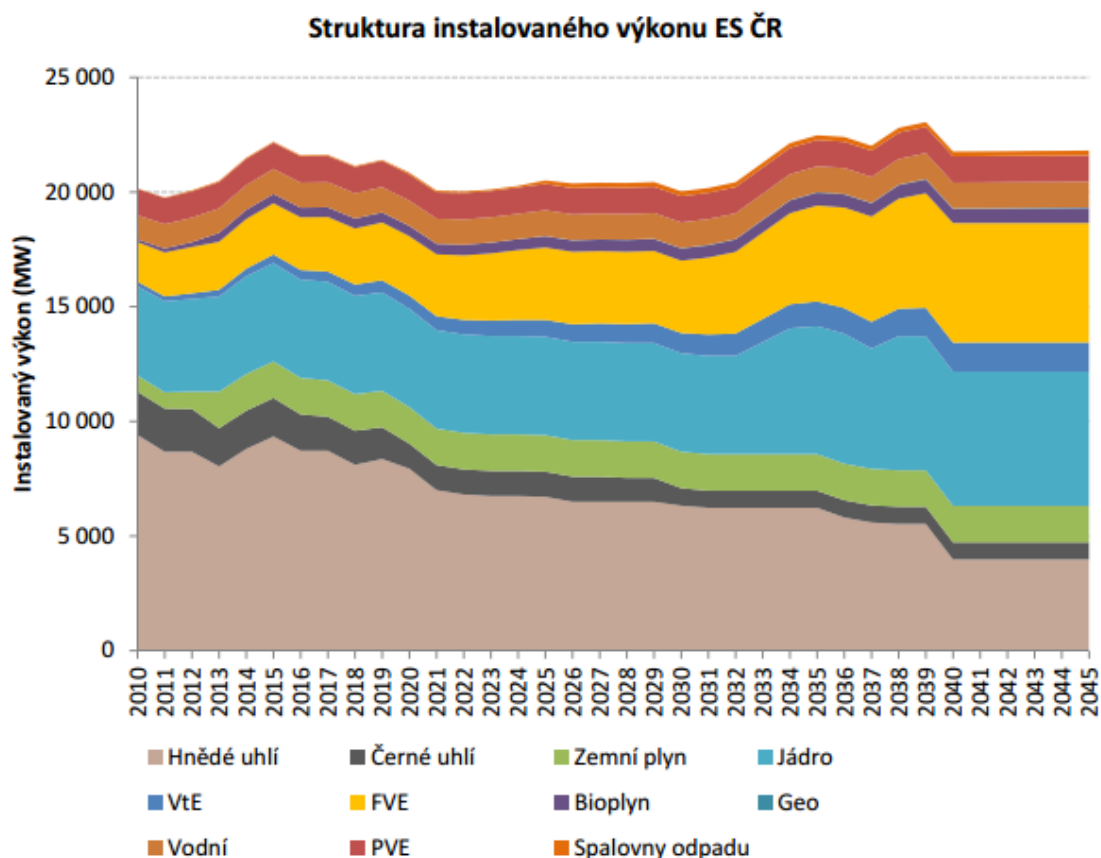
2.1.2 Vývoj v ČR

Jedním z hlavních cílů státní energetické koncepce je udržení výkonově přebytkové výrobní bilance založené na diverzifikovaném palivovém mixu a efektivním využití disponibilních tuzemských primárních zdrojů. To znamená rozvoj OZE, postupný útlum uhelných zdrojů a jeho využívání pouze pro vysokoúčinné zdroje teplárenství a také rozvoj jaderné energetiky. [4]



Obrázek 2.8 Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny do roku 2045 [4]

Ve struktuře výroby elektřiny je patrný klesající trend u hnědého uhlí a nárůst u OZE. Celkový trend je klesající do roku 2032, kdy je uvažováno spuštění nového jaderného bloku, ke kterému ale dle současné situace nejspíše nedojde.



Obrázek 2.9 Struktura instalovaného výkonu ES ČR do roku 2045 [4]

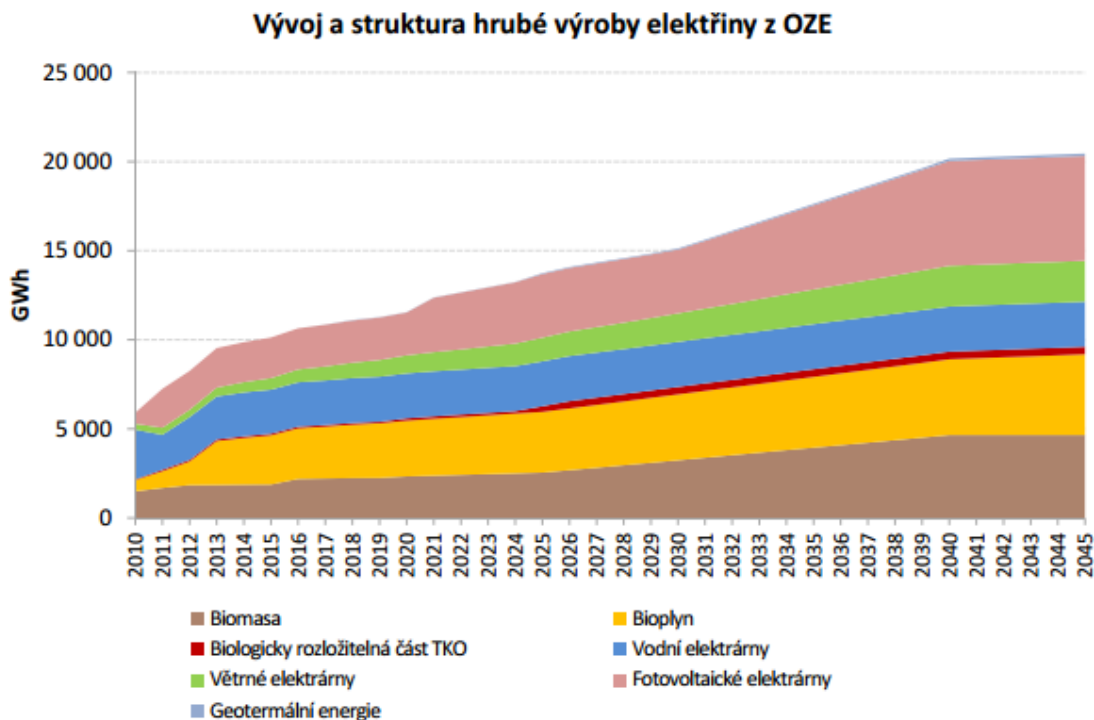
2.1.2.1 Jaderná energetika

V českém výrobním mixu má jaderná energetika své nezastupitelné místo. V letech 2015-2017 postupně končí projektová životnost jednotlivých bloků JE Dukovany a stále není jasné, do kdy bude možné bloky provozovat. Očekává se prodloužení povolení do let 2025-2027, nicméně v současné době je povolení vydáno na dobu neurčitou a je podmíněno plněním přísných požadavků na bezpečnost. ČEZ ve svém projektu na dlouhodobý provoz JEDU plánuje šedesátiletý provoz do let 2035-2037, toto však nelze vzhledem k chybějícím předchozím zkušenostem nijak zaručit a je nutné počítat i s variantou odstavení před rokem 2025. [4]

Dostavba nových jaderných bloků není zatím připravena, tendr na dostavbu JE Temelín byl zrušen. Vzhledem ke zkušenostem z probíhajících projektů výstavby nových jaderných bloků ve světě, které nabírají mnohaleté zpoždění v případě všech dodavatelů, nemůžeme reálně počítat se spuštěním nového bloku před rokem 2030. Existuje zde tedy reálná hrozba nedostatku výkonu po roce 2025.

2.1.2.2 OZE

U obnovitelných zdrojů SEK počítá se stále rostoucím instalovaným výkonem i dodanou energií, a to jak z důvodů zpřísňující se legislativy v oblasti ochrany klimatu, tak hlavně díky rostoucí konkurenceschopnosti OZE bez nutnosti vysoké podpory zatěžující konečné spotřebitele a státní rozpočet. [4]



Obrázek 2.10 Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE do roku 2045 [4]

Velký potenciál rozvoje stále skrývá biomasa, především cíleně pěstovaná. Počítá se s velkým využitím dostupných zdrojů při zachování omezení, především potravinové bezpečnosti. [4]

Velký růst se očekává v oblasti fotovoltaiky, především díky zlevňování panelů a s tím související plné konkurenceschopnosti s ostatními zdroji. Po roce 2025 by měl růst zpomalit z důvodu dožívání instalací z první vlny před rokem 2010. Naprostá většina nových instalací by se měla realizovat na střechách budov, naopak u zemědělské půdy by mělo docházet k jejímu uvolňování. [4]

U větrných elektráren se vzhledem k již poměrně malému využitelnému potenciálu neočekává dramatický růst.

Poslední významný příspěvek se očekává z využití odpadů vzhledem k omezování objemu ke skládkování. Počítá se s téměř úplným využitím nerecyklovatelné složky odpadu.

2.1.2.3 Fosilní

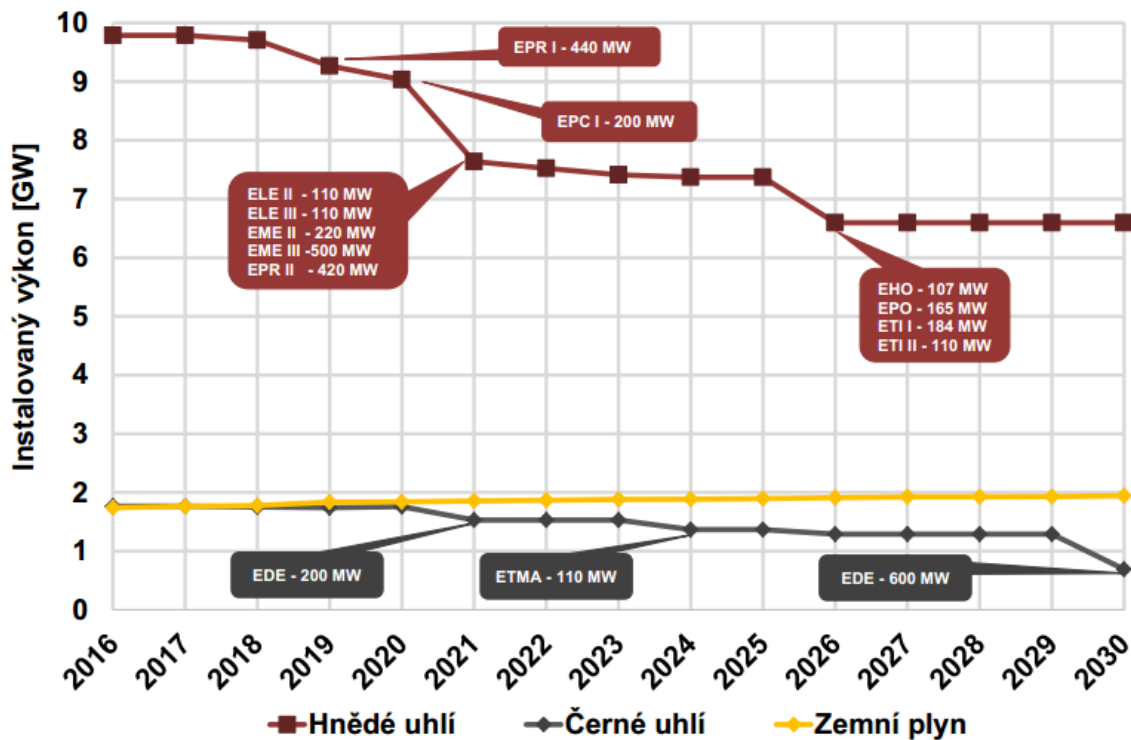
U fosilních paliv se počítá s jejich postupným omezováním pouze na vysoce účinné zdroje a teplárenství. Dojde k úplnému útlumu výroby elektřiny z ropných produktů kvůli zvyšujícím se daním za tyto produkty a emisní daním.

U černého uhlí bude docházet k úplnému útlumu jeho těžby, pro energetické účely tak bude využíváno pouze v moderních elektrárnách s vysokou účinností.

Hnědouhelné elektrárny se budou taktéž uzavírat, především kvůli emisním omezením a hnědé uhlí bude využíváno pouze v teplárnách. Kolem roku 2020 se

očekává odstavení bloků o instalovaném výkonu až 2000 MW (viz. Obrázek 2.11 Vývoj instalovaného výkonu fosilních zdrojů do roku 2030), což zahrnuje bloky v Prunéřově, Ledvicích, Počeradech a Mělníku.

Plynové elektrárny budou pravděpodobně využívány v maximální možné míře, hlavně díky jejich velké flexibilitě a možnosti poměrně rychlého startu. U plynových zdrojů by nemělo docházet k jejich odstavování, ale velké investice do nových zdrojů se však také neočekávají.



Obrázek 2.11 Vývoj instalovaného výkonu fosilních zdrojů do roku 2030 [5]

3 Metody hodnocení výrobní přiměřenosti

V této části jsou vymezeny základní pojmy v oblasti systémové a výrobní přiměřenosti. Hodnocení výrobní přiměřenosti je nástroj, který analyzuje relevantní rizika v ES tak, aby bylo možné kvantifikovat relevantní parametry a navrhnout adekvátní opatření.

3.1 Definice přiměřenosti

3.1.1 Systémová přiměřenost

Systémová přiměřenost (*system adequacy*) je dána mírou schopnosti elektrizační soustavy zajistit dodávku ve všech ustálených stavech, ve kterých se systém může nacházet a zahrnuje tak především očekávané zatížení, provoz zdrojů, konfigurace sítě a technologická omezení. [5]

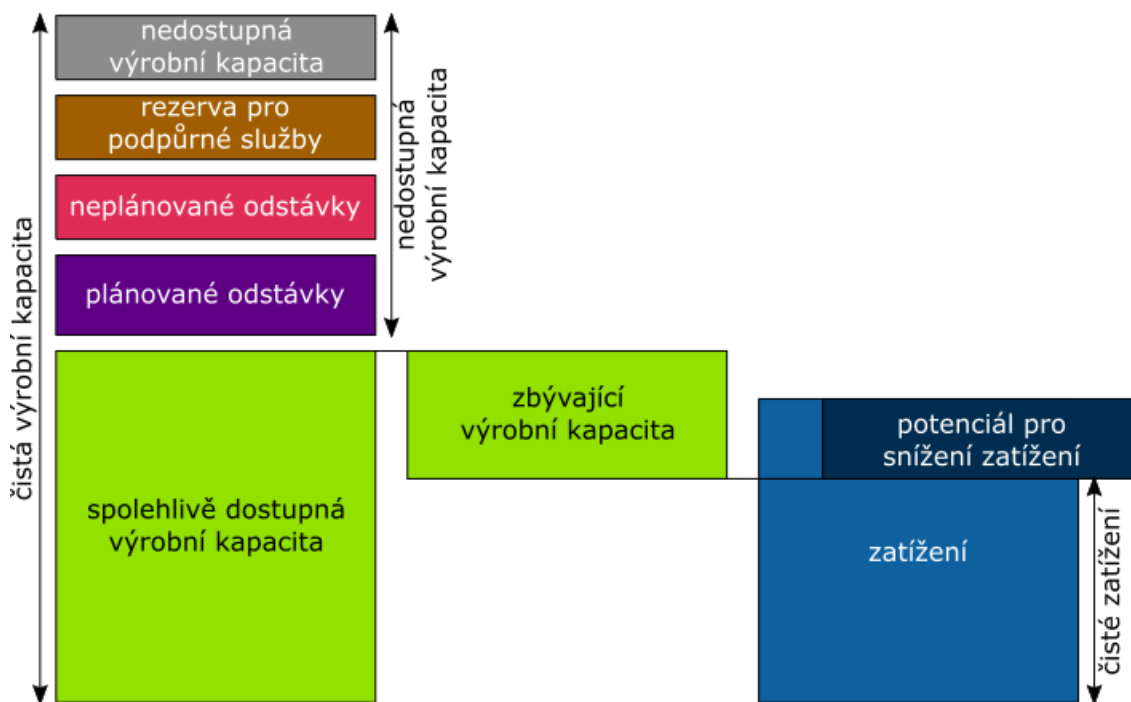
Výpočet je realizován jak pro normální podmínky, tak především pro zvláštní klimatické podmínky, kdy může být zvýšená poptávka, nebo omezená výroba. Zvýšení poptávky může nastat při velmi nízkých teplotách, kdy je zvýšená potřeba tepla, nebo naopak při vysokých teplotách, kdy je potřeba maximální výkon pro chlazení. Snížení vyráběného výkonu nastává u větrných a solárních elektráren při nízké rychlosti větru, respektive nízké úrovni dopadajícího slunečního záření, u klasických elektráren pak při vysokých teplotách a nedostatku vody, kdy dochází k nedostatečnému chlazení a snížení účinnosti, nebo nucenému odstavení těchto zdrojů, jako se stalo například v Polsku během léta 2015. [6]

3.1.2 Výrobní přiměřenost

Výrobní přiměřenost (*generation adequacy*), je definována jako schopnost vyrovnávat spotřebu a dodávku se zajištěním flexibility výrobního portfolia reagujícího na náhlé výkonové změny. Přístup ENTSO-E je založen na posouzení míry spolehlivosti, analýze chování zbytkového diagramu, vyhodnocení flexibilních kapacit a zahrnutí tržních a klimatických podmínek s dopadem na provoz zdrojů. [5]

V době nízké poptávky se soustavy mohou potýkat s nedostatkem flexibility připojených zdrojů. Některé zdroje mají nucený provoz, jako například teplárny, nebo zdroje poskytující regulaci napětí. V kombinaci s neregulovatelnými obnovitelnými zdroji, větrnými a solárními, může nastat situace, že tato neflexibilní výroba přesáhne aktuální poptávku a přebytečný výkon je tak nutné exportovat do sousedních soustav. Pokud by již byla veškerá přeshraniční kapacita využita, bylo by nutné přistoupit k odpojování zdrojů od sítě. [6]

Výsledná informace, zda je v systému dostatek výkonu k pokrytí očekávaného zatížení, je vyjádřena pomocí ukazatelů popsaných v kap. 3.3.



Obrázek 3.1: Upward adequacy [6] (přeloženo)

Je stanovena jako zbývající výrobní kapacita v soustavě určená rozdílem mezi spolehlivě dostupnou výrobní kapacitou v soustavě a zatížením v referenčním bodě podle následujícího vztahu (1). [3] [4]

$$RC = RAC - (P_{load} - P_{DSR}) = NGC - UC - (P_{load} - P_{DSR}) [MW] \quad (1)$$

| | |
|------------|--------------------------------------|
| RC | zbývající výrobní kapacita |
| RAC | spolehlivě dostupná výrobní kapacita |
| P_{load} | zatížení |
| P_{DSR} | potenciál pro snížení zatížení |
| NGC | čistá výrobní kapacita |
| UC | nedostupná výrobní kapacita |

3.2 Návaznost na ostatní dokumenty

Evropská síť provozovatelů přenosových soustav pro elektřinu – ENTSO-E – byla založena v návaznosti na nařízení evropského parlamentu a rady 714/2009. V tomto nařízení je mimo jiné zakotvena povinnost ENTSO-E vydávat každé dva roky nezávazný desetiletý plán rozvoje sítě, včetně výhledu přiměřenosti výrobních kapacit v Evropě, a každoroční letní a zimní výhledy přiměřenosti výrobních kapacit. [7]

Výhled přiměřenosti výrobních kapacit v Evropě zahrnuje celkovou přiměřenost elektrizační soustavy z hlediska stávajících dodávek elektřiny a předpokládané poptávky po ní, a to na období následujících pěti let i na období od pěti do patnácti let od data vypracování výhledu. Tento výhled přiměřenosti výrobních kapacit

v Evropě vychází z národních výhledů přiměřenosti výrobních kapacit vypracovaných jednotlivými provozovateli přenosových soustav. [7]

3.3 Praviděpodobnostní ukazatele výrobní přiměřenosti

Na vyhodnocení výrobní přiměřenosti jsou používány dále zmíněné praviděpodobnostní ukazatele. [5]

3.3.1 Nedodaná energie (ENS)

Ukazatel ENS (Energy not supplied) [MWh/rok] vyjadřuje množství nedodané energie z důvodu poptávky převyšující dostupné výrobní a importní kapacity. [8]

Při simulaci se ENS vypočítá podle následujícího vztahu:

$$ENS = \frac{1}{N} \sum_i ENS_i \quad (2)$$

ENS_i nedodaná energie v j-té simulaci
 N celkový počet simulací

3.3.2 Počet hodin nepokrytého zatížení (LOLE)

Ukazatel LOLE (Loss of load expectation) udává očekávaný počet hodin za dané období (rok), ve kterých výroba a import nedokáže pokrýt zatížení v dané soustavě. Ukazatel nezohledňuje výši nepokrytí, pouze jeho délku. [5] [8]

$$LOLE = \frac{1}{N} \sum_i LLD_i \quad (3)$$

LLD_i trvání nepokrytí zatížení v j-té simulaci
 N celkový počet simulací

3.3.3 Praviděpodobnost nepokrytí zatížení (LOLP)

LOLP (Loss of load probability) udává praviděpodobnost, s jakou dojde k nepokrytí zatížení. Tento ukazatel nedává informaci o vážnosti ani trvání nepokrytí. [5] [8]

$$LOLP = \sum_i p_i(C_i < L_i) \quad (4)$$

p_i praviděpodobnost
 C_i dostupná výrobní kapacita
 L_i zatížení

3.4 Modelování zatížení

Cílem této kapitoly je získání sady statistických parametrů, které umožní modelovat teplotní závislost zatížení časově efektivními modely. Jedná se především o závislost minimálního a maximálního denního výkonu a denní dodané energie pro vybrané kategorie dní.

3.4.1 Teplotní závislost zatížení

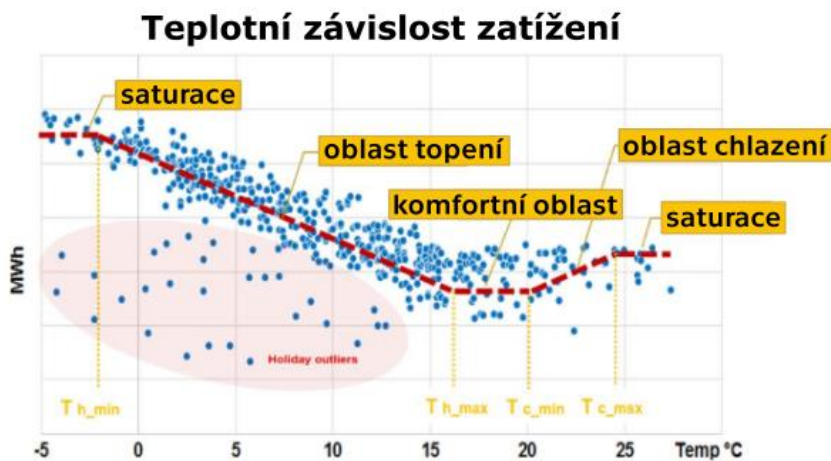
Jedním ze základních kamenů simulací pro posuzování přiměřenosti je odhalení závislosti zatížení na teplotě. Největší podíl na této závislosti má elektrické vytápění v chladných a chlazení v horkých dnech.

Závislost denní dodané energie, naznačená na Obrázek 3.2, má tři hlavní části, topení, komfortní a chlazení, kdy každá z nich je charakterizována jinou teplotní citlivostí dP/dT .

V části topení je teplotní citlivost dP/dT záporná, nižší teplotě tak odpovídá vyšší zatížení, neboť je potřeba vyššího tepelného výkonu na vytápění budov.

V komfortní části, což je poměrně úzký interval mezi topením a chlazením, je zatížení nezávislé na teplotě ($dP/dT=0$).

V oblasti vyšších teplot se nachází zóna chlazení, kde s teplotou roste zatížení ($dP/dT>0$).



Obrázek 3.2 Teplotní závislost zatížení [8]

Z obrázku je patrné, že pod křivkou závislosti se nachází několik bodů, které tuto závislost nerespektují. Jedná se pravděpodobně o dny, jako jsou státní svátky, nebo dny volna k nim přiléhající. Tyto dny prošly filtrem na pracovní dny od pondělí do pátku, ale pro výpočet závislosti by se uvažovat neměly.

3.4.2 Metody odhadu teplotní závislosti

Na odhadování závislosti se dá použít několik nástrojů. Jejich možné výhody a nevýhody jsou shrnuty dále.

3.4.2.1 Neuronové sítě

Umělá neuronová síť je algoritmus, který se snaží napodobit činnost mozku. Stejně jako v něm je základním stavebním prvkem jedna mozková buňka – neuron.

První definici umělého neuronu publikovali McCulloch a Pitts již v roce 1943. Neurony jsou vzájemně propojeny vazbami s definovanými vahami. Výstup neuronu se vyhodnotí jako suma vstupů vynásobená jejich vahami. Váhy vazeb si

síť sama upravuje během procesu učení, popřípadě porovnáváním předpovězených dat se skutečnými.

Výhodou neuronových sítí je, že předem není nutné znát jakékoliv informace o zkoumané závislosti. Při dostatečně velké množině dat pro učení je pak předpověď velice přesná a algoritmus je odolný vůči chybám ve vstupních datech. Nevýhodou je pak vyšší výpočetní náročnost. [9]

3.4.2.2 Statistické metody

Mezi statistické metody pro analýzu časových řad patří klouzavé průměry (MA), autoregresní modely (AR), jejich kombinace (ARMA), popřípadě rozšířená o integrační složku (ARIMA).

Modely ARIMA jsou charakterizovány třemi parametry p, d, q . Parametr p určuje řád autoregrese, tedy kolik minulých stavů je bráno v potaz pro odhad stavu následujícího. Parametr d určuje řád diferenciací a q řád klouzavého průměru.

Nevýhodou těchto modelů je poměrně obtížné nastavení jejich parametrů, které se mohou lišit u dat z různých zemí, nemohou tedy být aplikovány globálně. Jsou však dobře použitelné pro predikce v kratších časových intervalech.

3.4.2.3 Polynomická regrese

Základem polynomické aproximace je proložení známých bodů očekávanou funkční závislostí metodou nejmenších čtverců, tedy minimalizací druhých mocnin odchylek od této funkce.

Tvar očekávané křivky na obrázku Obrázek 3.2 přímo napovídá k využití kubické funkce, která se v praxi ukazuje jako dostatečně přesná, a přitom se s ní velice jednoduše pracuje.

Výhodou je jednoduchost a nízká výpočetní náročnost. Za nevýhodu by se dala označit menší přesnost, což však pro účely simulací není velký problém.

Tato metoda je doporučena ENTSO-E a byla použita v dokumentu Hodnocení výrobní přiměřenosti ES ČR.

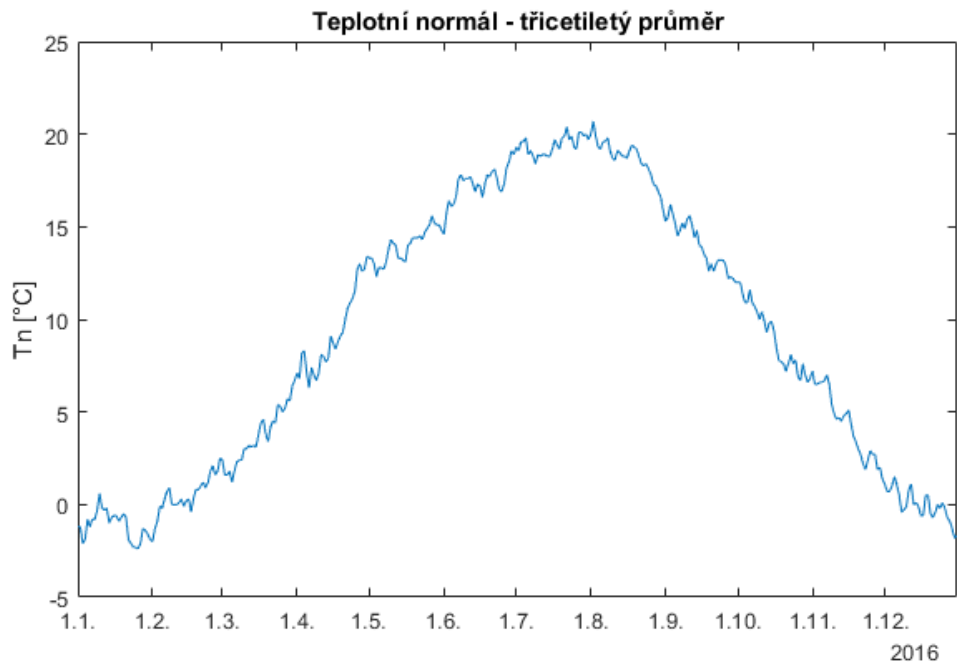
3.4.3 Teplota

Jako zdroj dat o teplotě byla využita volně dostupná databáze ČHMÚ, konkrétně letiště Praha-Ruzyně, Brno-Tuřany a Ostrava-Mošnov. V této databázi jsou pro tato tři místa uvedeny denní hodnoty o počasí od roku 1961 do současnosti.

Z průměrných teplot na jednotlivých stanicích byl vypočítán vážený průměr pro každý den od roku 1987 do roku 2016. Váhy pro jednotlivé stanice byly převzaty z výpočtů ČEPS a jsou voleny tak, aby pokud možno respektovaly rozložení obyvatelstva na území ČR, konkrétně takto:

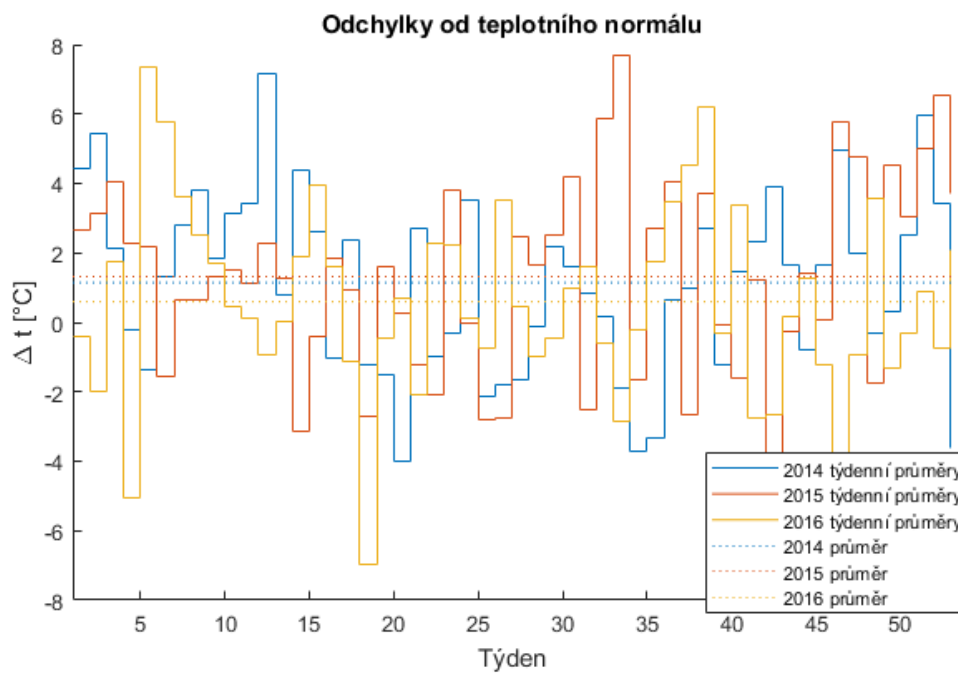
| | | |
|--------|--------|--------|
| Ruzyně | Tuřany | Mošnov |
| 0,7358 | 0,1442 | 0,1200 |

Zároveň pro účely pozdějšího normování teploty byl spočítán teplotní normál pro každý den roku jako třicetiletý průměr, tedy mezi roky 1987 a 2016.



Obrázek 3.3 Teplotní normál

Pro odhad závislosti budou použity poslední tři roky, proto níže přikládám průběh odchylek teploty od normálu. Všechny tři roky jsou teplotně nadprůměrné, konkrétně rok 2014 o 1,3 °C, 2015 o 1,5 °C a 2016 o 0,7 °C.



Obrázek 3.4 Odchylky od teplotního normálu

3.4.4 Zatížení

Získané hodinové hodnoty zatížení z webu ČEPS jsou hodnoty brutto zatížení. Tyto hodnoty jsou okamžité hodnoty zatížení, agregované na hodinové průměry, což způsobuje mírnou nepřesnost. Hlavní nepřesnost však vzniká již při samotném výpočtu zatížení, jelikož tuto veličinu nelze měřit přímo. Navíc například výroba v malých decentralizovaných zdrojích je pouze odhadována.

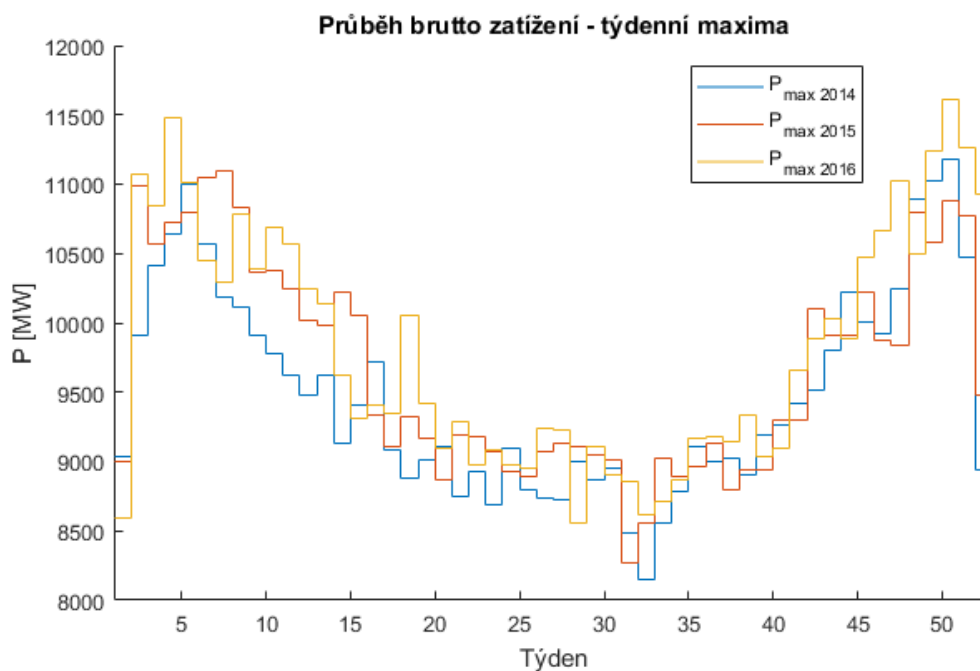
Z tohoto důvodu byla provedena korekce průběhů podle hodnot tuzemské brutto spotřeby (TNS) a tuzemské brutto spotřeby (TBS), publikované ERÚ v roční zprávě o provozu ES ČR 2016.

$$P_{Bi} = k_B * P_{oi} = \frac{TBS}{\sum P_{oi} * \Delta t} * P_{oi} \quad (5)$$

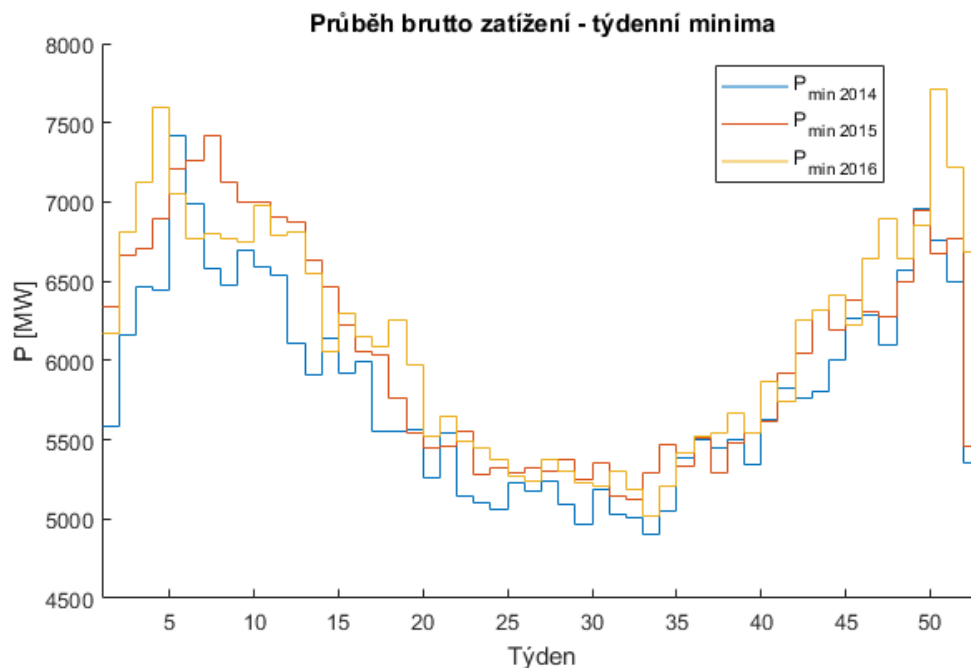
$$P_{Ni} = k_N * P_{oi} = \frac{TNS}{\sum P_{oi} * \Delta t} * P_{oi} = \frac{TNS}{TBS} * P_{Bi} \quad (6)$$

| | |
|------------------|--|
| P_{Bi}, P_{Ni} | hodnota brutto /netto zatížení v intervalu i |
| P_{oi} | okamžitá nekorigovaná hodnota zatížení v intervalu i |
| TBS, TNS | tuzemská brutto / netto spotřeba |
| k_B, k_N | přepočítávací koeficienty |
| Δt | délka časového intervalu |

Z přepočtených dat byly vytvořeny následující grafy, pro přehlednost zobrazující pouze týdenní maxima a minima zatížení. Z nich je patrný rostoucí trend mezi jednotlivými roky.



Obrázek 3.5 Průběh brutto zatížení – týdenní maxima



Obrázek 3.6 Průběh brutto zatížení – týdenní minima

3.5 Odhad teplotní závislosti zatížení

Jak již bylo zmíněno v kapitole 3.4.2, pro odhad teplotní závislosti se používá regresní model s polynomem třetího stupně ve tvaru:

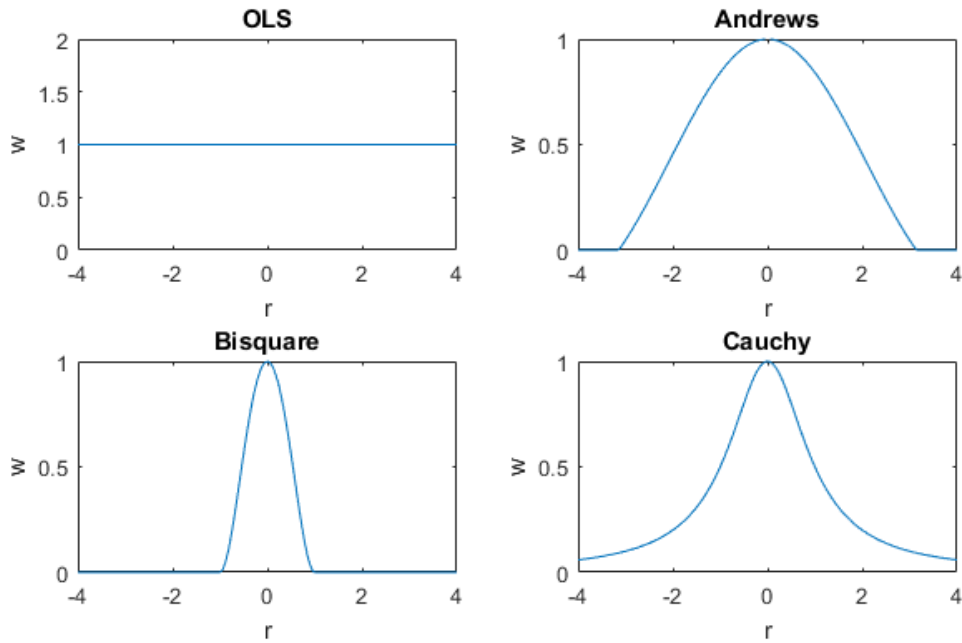
$$\hat{P} = a_1 * t^3 + a_2 * t^2 + a_3 * t + a_4 \quad (7)$$

- t průměrná denní teplota [°C]
- a_i odhadnuté regresní koeficienty

Pro odhadnutí tohoto modelu byla použita funkce *robustfit()* v prostředí MATLAB, jelikož se dokáže vypořádat s určitým počtem odlehlých pozorování.

Jedná se o iterativní postup, kdy je nejprve odhadnutý model obyčejnou metodou nejmenších čtverců. Poté je jednotlivým bodům přiřazena váha podle zvolené funkce na základě normované vzdálenosti od aktuálně odhadnutého modelu. Na základě těchto vah se odhadne nový model a celý postup se opakuje. [10]

Funkcí přiřazujících váhu je k dispozici několik, jako příklad zde uvádím několik z nich ve srovnání s metodou nejmenších čtverců (OLS):



Obrázek 3.7 Vážící funkce pro robust fit [10]

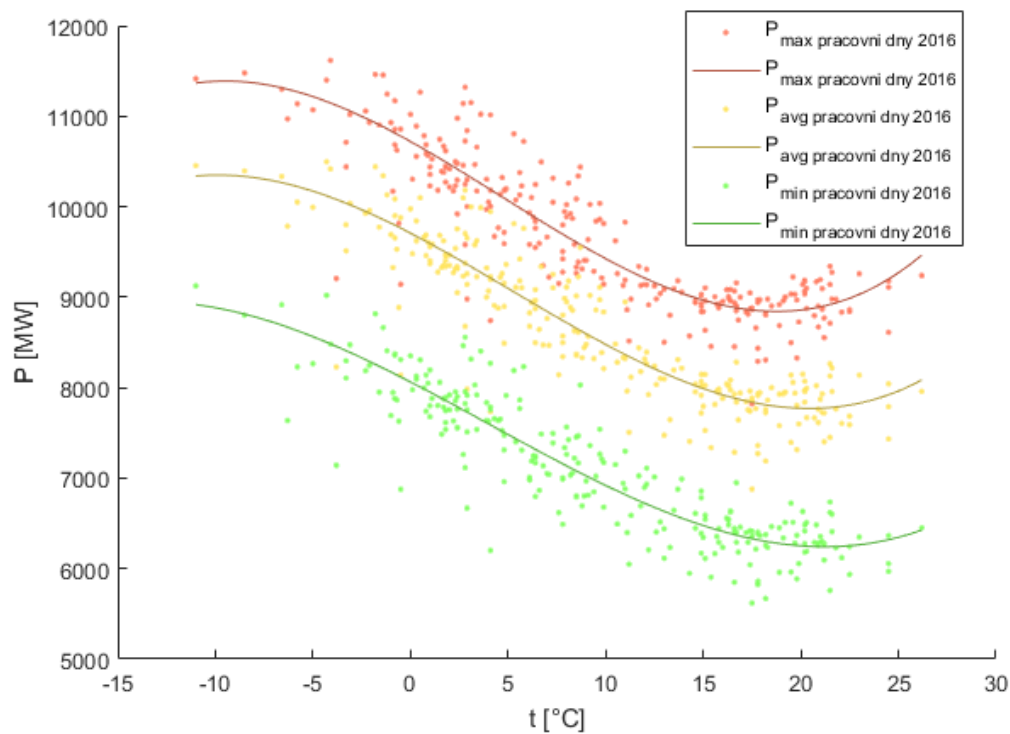
Vliv použité funkce na výsledný odhadnutý model je však minimální, proto byla dále používána *bisquare* funkce.

Vzhledem k povaze výpočtu parametrů modelu filtrováním odlehlých pozorování není možné pro tyto modely vypočítat koeficienty determinace R^2 , nebo podobně jednoduché ukazatele úrovně modelu. Toto však není těžištěm této práce, a navíc výsledky těchto dílčích výpočtů budou dále vystaveny dalším náhodným vlivům, proto budou výsledky brány tak jak jsou, bez dalších testů.

3.5.1 Výsledky analýzy teplotní závislosti zatížení

Příklady analýzy jsou zobrazené v následujících grafech včetně rovnic popisující odhadnuté modely.

První je závislost pro pracovní dny roku 2016:



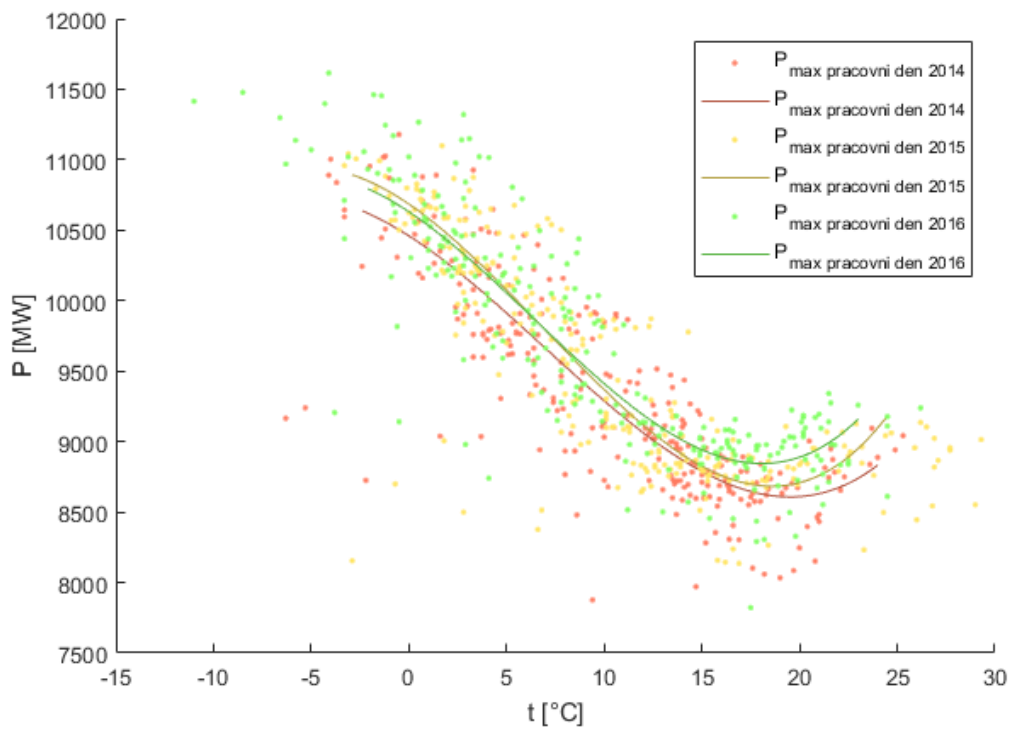
Obrázek 3.8 Závislost P_{max} P_{avg} P_{min} na teplotě – rok 2016

$$P_{max \text{ pracovni den } 2016} = +10719.9 - 120.586 t - 3.14201 t^2 + 0.225825 t^3$$

$$P_{avg \text{ pracovni den } 2016} = +9706.92 - 112.114 t - 2.93586 t^2 + 0.185184 t^3$$

$$P_{min \text{ pracovni den } 2016} = +8062.75 - 111.539 t - 1.61331 t^2 + 0.133138 t^3$$

Další zobrazenou závislostí je maximální denní zatížení pro jednotlivé roky. Z tohoto grafu je patrný mírný meziroční nárůst, stejně jako na obrázcích Obrázek 3.5 a Obrázek 3.6.



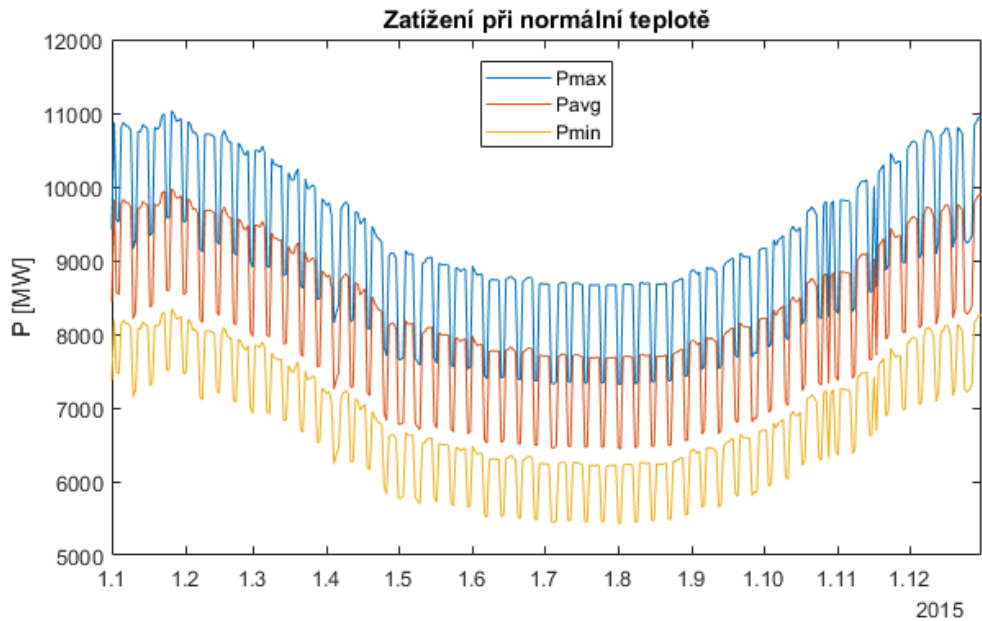
Obrázek 3.9 Závislost P_{max} na teplotě – roky 2014 - 2016

$$P_{max \text{ pracovní den } 2014} = +10516.5 - 105.117 t - 4.22733 t^2 + 0.236695 t^3$$

$$P_{max \text{ pracovní den } 2015} = +10714.4 - 135.194 t - 1.21433 t^2 + 0.14272 t^3$$

$$P_{max \text{ pracovní den } 2016} = +10719.9 - 120.586 t - 3.14201 t^2 + 0.225825 t^3$$

Na základě těchto hodnot pro jednotlivé kategorie dní, pracovní a nepracovní, byl vypočten průběh zatížení při normální teplotě (viz. kapitola 3.4.3) pro hodnoty odpovídající roku 2015, se kterými bude v dalších částech výpočtu počítáno.



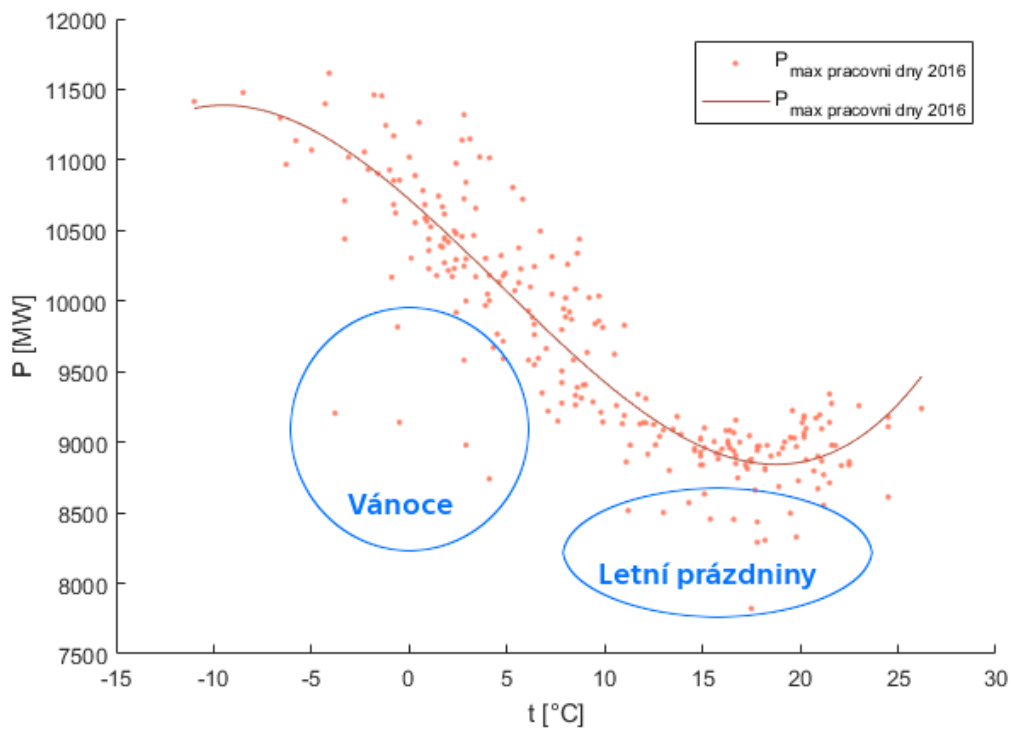
Obrázek 3.10 Zatížení při normální teplotě

3.5.2 Analýza odlehlých pozorování

Ve zkoumaných datech se nachází poměrně velké množství dnů, při kterých bylo skutečné zatížení významně odlišné od předpokládaného modelu, jedná se především o nízké zatížení ve dnech s nízkou teplotou.

Tyto body hluboko pod odhadnutou závislostí jsou v období Vánoc, tj. přibližně od 20.12. do 5.1., nebo během letních prázdnin, tj. v červenci a srpnu.

Tato období jsou formálně brána jako pracovní, nicméně velká část podniků funguje pouze v omezeném režimu, což zapříčiní pokles zatížení.



Obrázek 3.11 Odlehlá pozorování

3.5.3 Výpočet hodinového zatížení při normální teplotě

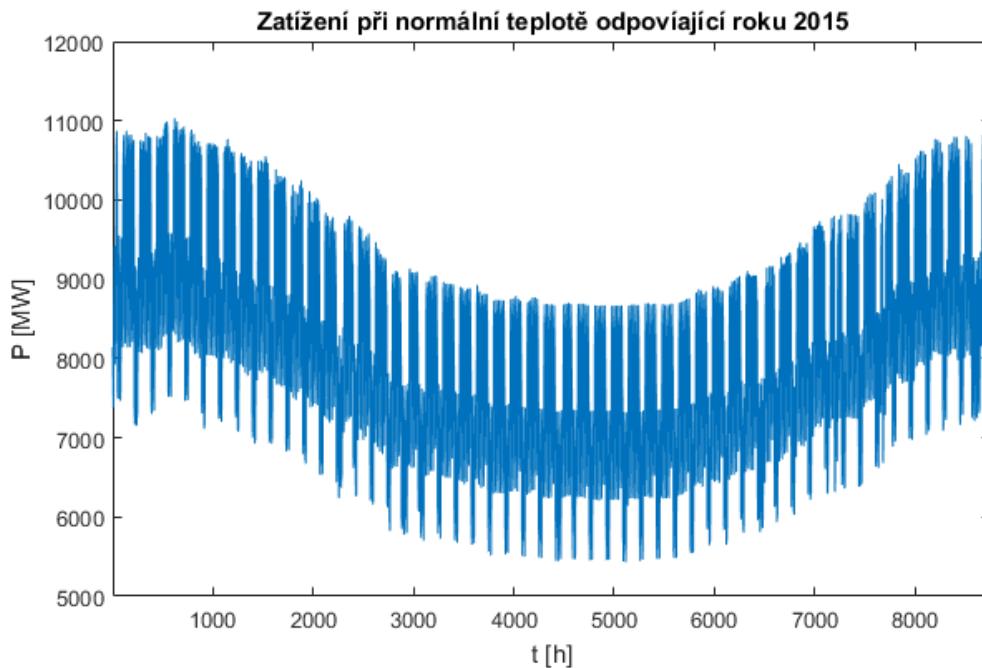
Při znalosti hodnoty denních extrémů zatížení (P_{\min} a P_{\max}) při normální teplotě bylo možné přepočítat zatížení libovolného roku. Jako základ jsem zvolil rok 2015, neboť to je poslední nepřestupný rok, ke kterému byla dostupná data.

Hodinové brutto zatížení bez přeshraničních toků bylo pro každý den přepočítáno podle denních extrémů následujícím způsobem:

$$P_n(h) = \frac{P_{2015}(h) - P_{\min 2015}(d)}{P_{\max 2015}(d) - P_{\min 2015}(d)} * (P_{\max N}(d) - P_{\min N}(d)) + P_{\min N}(d) \quad [MW] \quad (8)$$

| | |
|----------------------|--|
| $P_n(h)$ | zatížení v hodně h při normální teplotě |
| $P_{2015}(h)$ | zatížení v hodně h v roce 2015 |
| $P_{\max N}(d) /$ | maximální / minimální hodinové zatížení |
| $P_{\min N}(d)$ | ve dni d normálního roku (viz. Obrázek 3.10) |
| $P_{\max 2015}(d) /$ | maximální / minimální hodinové zatížení |
| $P_{\min 2015}(d)$ | ve dni d roku 2015 |

Výsledný průběh vypadá následovně.



Obrázek 3.12 Hodinové zatížení při normální teplotě

3.5.4 PECD

Provozovatelé přenosových soustav pro výpočty výrobní přiměřenosti používají celoevropskou klimatickou databázi PECD (Pan-European Climate Database). Tato databáze obsahuje historická data od roku 1982 pro celou Evropu ve velmi vysokém rozlišení. Jedná se především o rychlost větru, sluneční záření a oblačnost, ze kterých je vypočítán potenciál pro výrobu z VTE, respektive FVE, a samozřejmě také teplotu.

Tato databáze umožňuje provázanost výpočtů mezi jednotlivými soustavami, neboť respektuje souvislosti klimatických podmínek v Evropě. Nemůže se tak stát, že by ve výpočtu v jednom okamžiku například v ČR panovaly tropy a jasné nebe, kdežto na Slovensku by mrzlo a sněžilo.

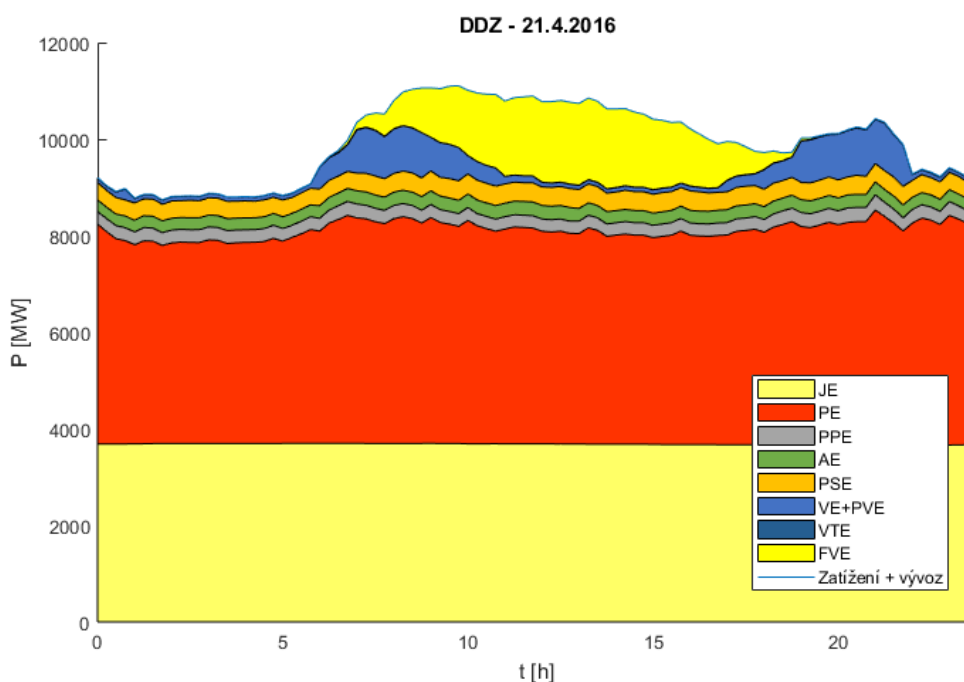
V zatím obsažených 34 letech jsou tak již obsaženy téměř všechny představitelné stavy počasí, které v této době nastaly, ať už to byly letní vlny horka, zimních mrazů, nebo zatmění slunce. Každý rok navíc přibude další sada dat pro budoucí zpřesňování výpočtů.

4 Analýza zbytkového zatížení

4.1 Zbytkové zatížení

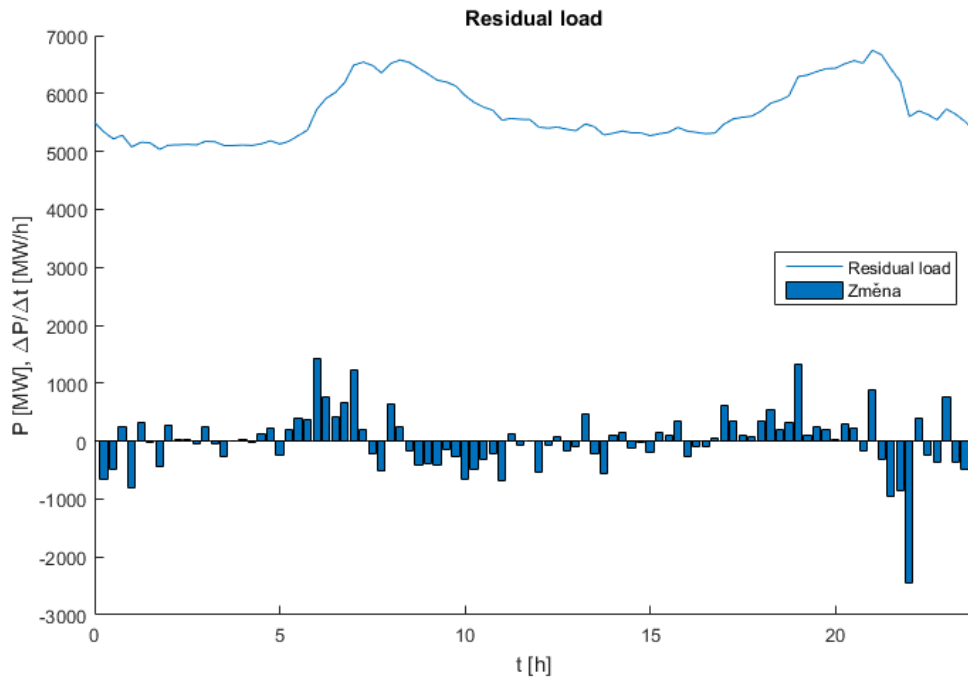
Residual load, neboli zbytkové zatížení, je definován jako rozdíl zatížení a výroby neregulovatelných, tedy především solárních a větrných, zdrojů a neregulovaných, u kterých se regulace výkonu neprovádí z technickoekonomických důvodů, typicky jaderné elektrárny, nebo teplárny, kde je provoz vynucen dodávkou tepla. Pokrytí zbytkového zatížení je pak realizováno flexibilnějšími zdroji, které musí reagovat na jeho změny.

Níže (Obrázek 4.1) je vidět denní diagram zatížení ES ČR pokrytý různými typy zdrojů.



Obrázek 4.1 Denní diagram zatížení ES ČR 21.4.2016 [8]

Odečtením neregulovatelných FVE a VTE a také JE, které jsou provozovány s konstantním výkonem, vznikne průběh zbytkového zatížení (Obrázek 4.2). Rozdíly mezi jednotlivými patnáctiminutovými hodnotami jsou znázorněny sloupcovým grafem o velikosti tempa změny v MW/h.



Obrázek 4.2 Residual load

4.2 Konstrukce zbytkového zatížení pro daný klimatický rok

Z koeficientů teplotních závislostí vypočtených v kapitole 3.5 je možné odhadnout průběh zatížení pro jakýkoliv klimatický rok pouze se znalostí teplot pro jeho jednotlivé dny.

K dispozici mám od společnosti ČEPS pro účely této práce data pro jeden klimatický rok. Výpočet tak nebude tolik komplexní, aby zahrnoval všechny možné klimatické podmínky, nicméně principiálně se od výpočtu nad všemi 34 klimatickými lety lišit nebude.

4.2.1 Výpočet zatížení

Zatížení pro zadaný klimatický rok je vypočítáno ze zatížení odpovídajícího normální teplotě obdobně jako v kap. 3.5.3., které je dále pronásobeno koeficientem na očekávanou hodnotu tuzemské spotřeby k_{TNS} . (Předpokládám obdobný poměr netto a brutto spotřeby i do budoucna, proto je možné přepočítávat brutto model přes netto spotřeby.)

$$k_{TNS} = \frac{TNS_{2025}}{TNS_{2015}} \quad (9)$$

TNS byla v roce 2015 rovná 59280 GWh. Pro rok 2025 se podle ASEK [4] očekává její růst na 66492 GWh. Materiál ČEPS Hodnocení přiměřenosti výrobních kapacit ES ČR do roku 2030 [1] pak předpokládá dva scénáře TNS v roce 2025 s hodnotou 66651 GWh, respektive 65146 GWh. Vzhledem k nevýrazným rozdílům těchto hodnot jsem se rozhodl preferovat hodnoty z ASEK, stejně jako u veličin v následujících částech této práce.

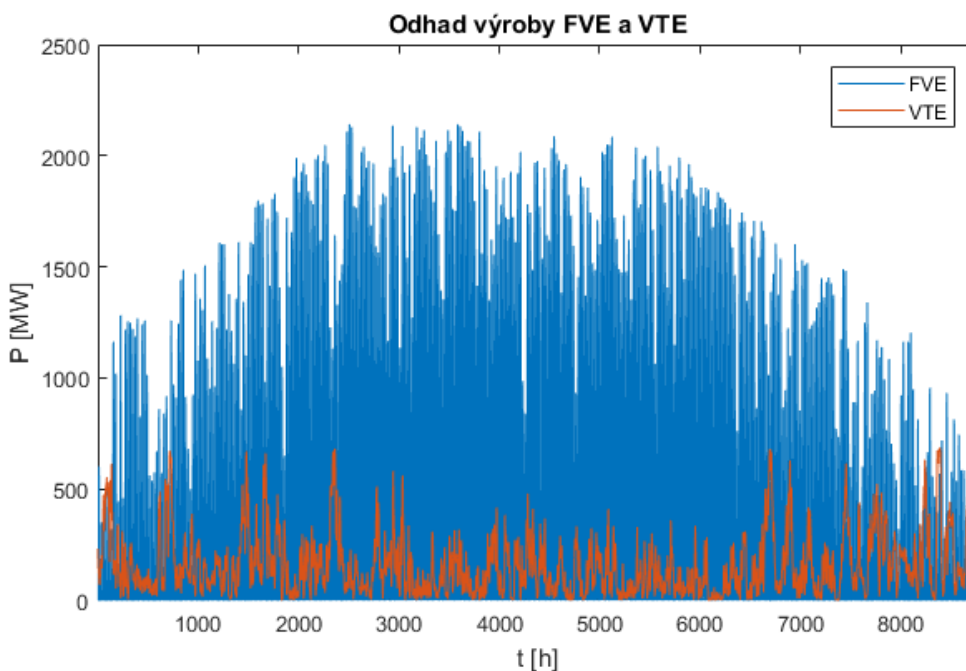
4.2.2 Odhad výroby FVE a VTE

Pro odhad časové řady výroby z větrných a fotovoltaických elektráren jsem využil data z PECD poskytnutá ČEPS, která korespondují s teplotami použitými pro výpočet zatížení.

Tato data bylo nutné opět škálovat podle očekávaného instalovaného výkonu. V SEK je uvedena pouze očekávaná hrubá výroba z jednotlivých typů elektráren. Z té byl instalovaný výkon odhadnut dělením očekávaným ročním využitím instalovaného výkonu podle hodnot z posledních let. Hodnoty očekávám

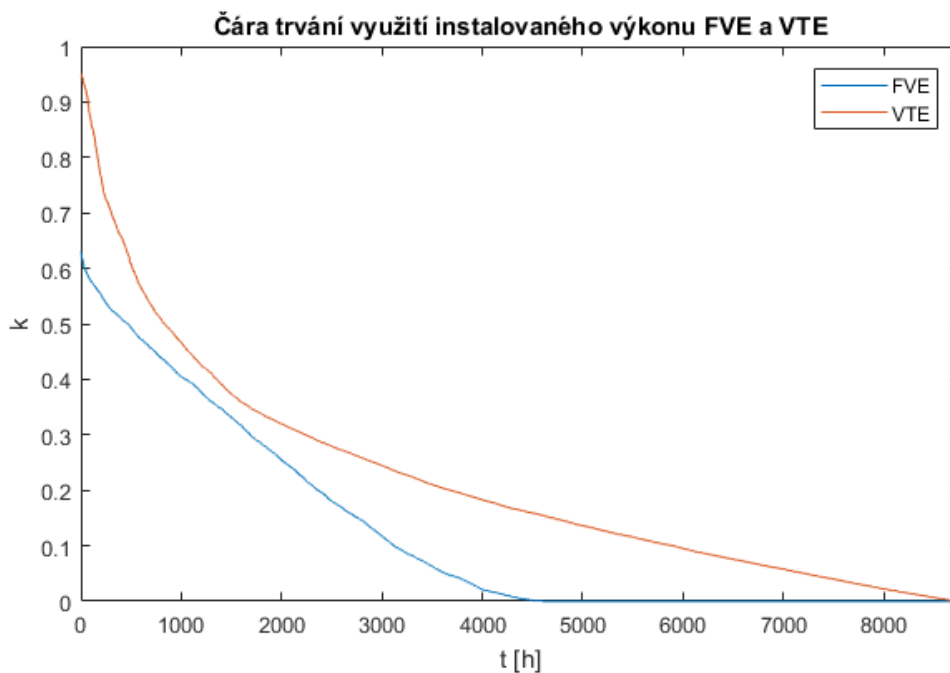
| rok | 2014 | 2015 | 2016 | odhad 2025 |
|---------------|------|------|------|------------|
| k_{FVE} [h] | 1027 | 1091 | 1030 | 1050 |
| k_{VTE} [h] | 1716 | 2039 | 1762 | 1839 |

Z těchto hodnot a očekávané brutto výroby (FVE 3567 GWh, VTE 1328 GWh) dostávám přibližnou hodnotu instalovaného výkonu FVE 3400 MW, u VTE pak 720 MW.



Obrázek 4.3 Odhad výroby FVE a VTE

Maximální hodinová hodnota výroby z FVE dosahuje 63 % instalovaného výkonu, v tomto případě tedy 2142 MW, výroba VTE pak dosáhla maxima 95 % instalovaného výkonu, tedy 684 MW.



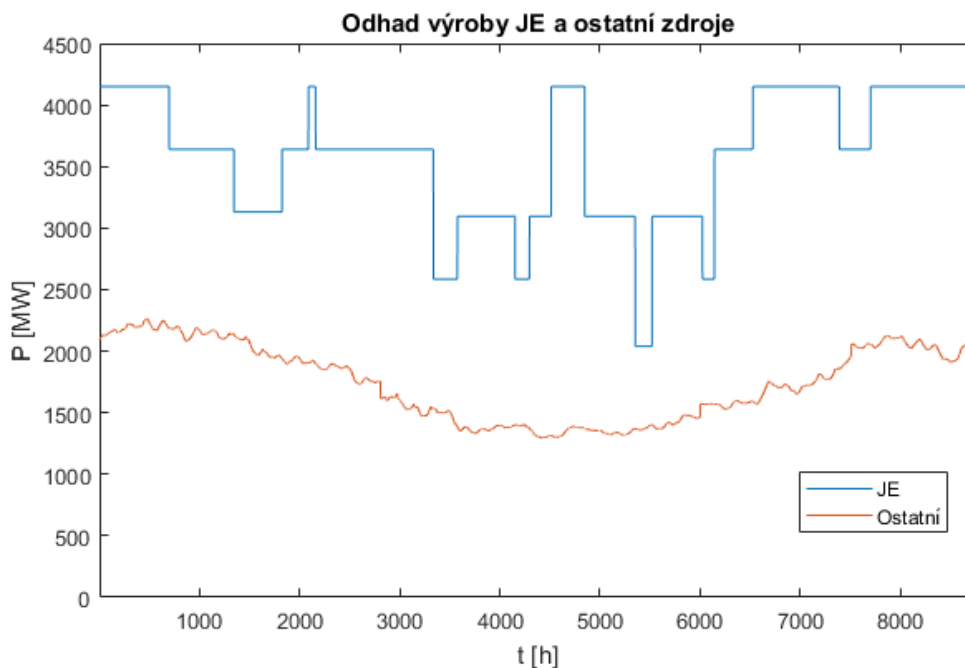
Obrázek 4.4 Čára trvání využití instalovaného výkonu FVE a VTE

4.2.3 Odhad výroby dalších zdrojů určených časovou řadou

Kategorie výroben určených časovou řadou zahrnuje především jaderné elektrárny, teplárny, malé vodní elektrárny, zdroje na biomasu, bioplyn, či spalovny odpadu.

Výroba jaderných elektráren je uvažována v obdobném průběhu jako v dosavadních letech. Zahrnuje tedy plánované odstávky, jejichž rozložení v roce odpovídá dosavadnímu stavu, a také několik náhodných výpadků. Pro výpočet uvažuji v provozu všechny bloky, které jsou v provozu nyní, tedy 2 bloky v Temelíně a 4 bloky v Dukovanech. Průběh byl vyhlazen tak, že každý blok buď pracuje na svůj jmenovitý výkon (ETE 1055 MW, EDU 510 MW), nebo pracuje s nulovým výkonem. Přechodné stavy, nebo částečné snížení výkonu nebyly pro jednoduchost uvažovány.

Zbytek výše vyjmenovaných zdrojů je agregován do společné kategorie ostatní, jejíž očekávaný průběh je získán z interních zdrojů ČEPS. Na jejich průběhu je vidět snížení během léta způsobené nižší výrobou kogeneračních zdrojů a také nižší výroby z vodních elektráren z důvodu menšího množství vody v letních měsících.



Obrázek 4.5 Odhad výroby JE a ostatních zdrojů

4.2.4 Vyhlazení špiček zbytkového zatížení

Pro vyrovnávání špiček zatížení v soustavě jsou často využívány přečerpávací vodní elektrárny (PVE), které jsou schopné v době nízkého zatížení čerpat vodu do horní nádrže, nebo naopak v době vysokého zatížení elektřinu vyrábět vypouštěním naakumulované vody přes turbíny. V ČR existují 3 přečerpávací elektrárny, konkrétně Dalešice (4 x 120 MW), Dlouhé Stráně (2 x 325 MW) a Štěchovice (45 MW).

Pro účely mého modelu využívám jednu turbínu PVE Dlouhé Stráně a dvě turbíny PVE Dalešice. Zbytek turbín tak může být v odstávce, nebo rezervován pro poskytování podpůrných služeb (minutové zálohy).

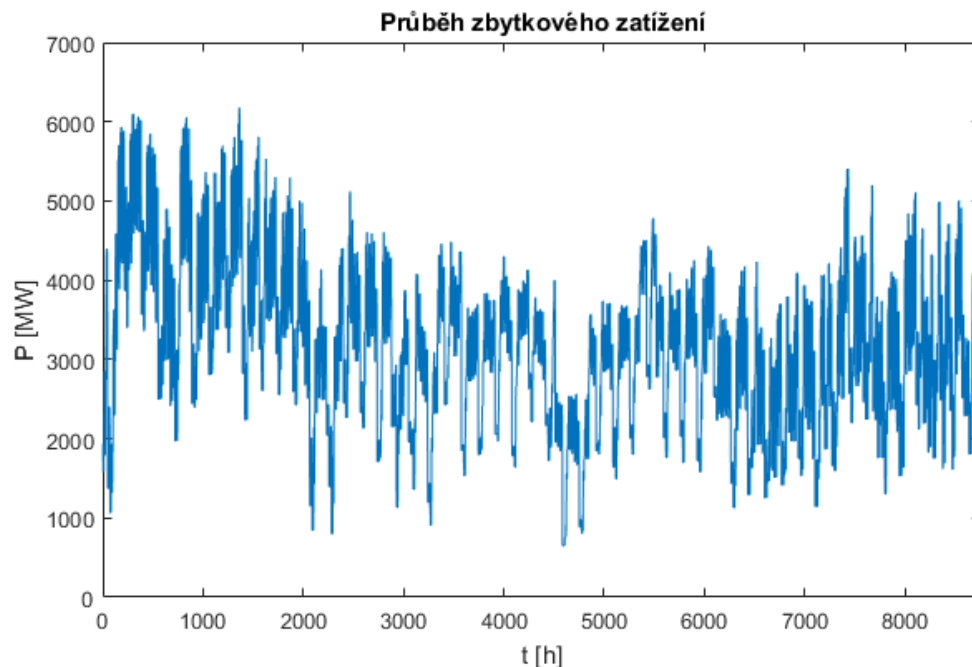
Maximální výkon při turbínovém provozu ($P_{t,max}$) je tak 565 MW, maximální celkový příkon těchto turbín při čerpání pak 545 MW. Při čerpání je možné využívat i turbíny rezervované pro MZ, budu tedy uvažovat ještě jednu z PVE Dalešice o příkonu 115 MW, celkový maximální příkon pro čerpání ($P_{p,max}$) je tedy 660 MW.

Pro každý den je maximální zbytkové zatížení shora oříznuté o $P_{t,max}$, případně méně, pokud by celková vyrobená energie měla přesáhnout denní limit 5000 MWh. Minimální zbytkové zatížení je zvýšeno o $P_{p,max}$, případně méně, pokud by mělo být vyčerpáno vyšší množství vody, než odpovídá vyrobené energii v turbínovém provozu dělené účinností přečerpání. Přesné nasazení při čerpání není zaručeno, což však není nezbytně nutné, neboť vyhodnocovány budou následně pouze denní minima a maxima.

4.2.5 Průběh zbytkového zatížení

Po sečtení všech potřebných vstupů získaných výše vznikl celý roční průběh zbytkového zatížení.

$$P_{\text{zbytkové zatížení}} = P_{\text{zatížení}} - P_{FVE} - P_{VTE} - P_{JE} - P_{\text{ostatní}} - P_{PVE} \quad (10)$$

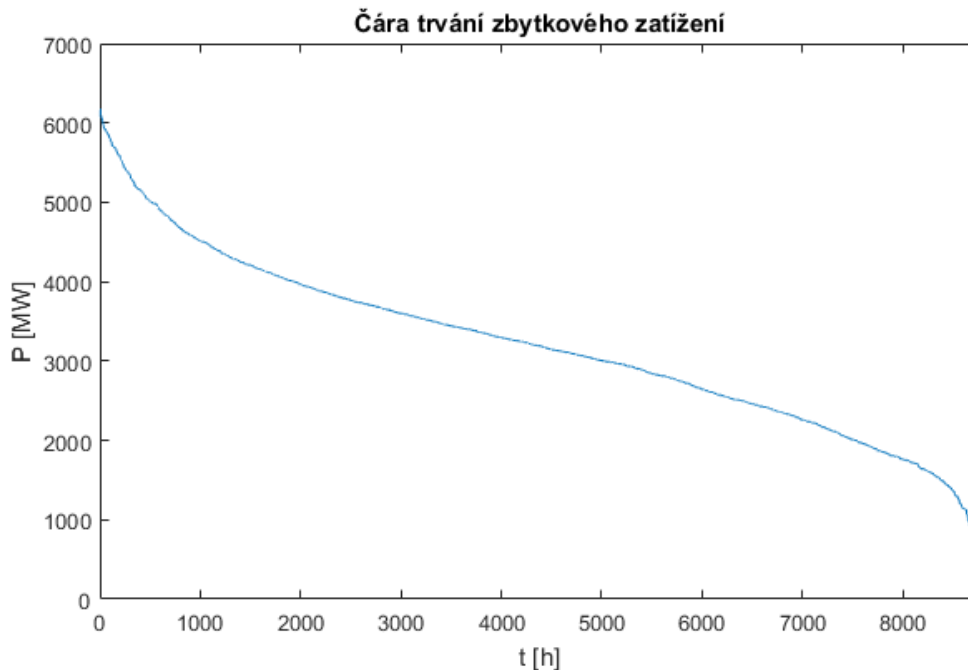


Obrázek 4.6 Průběh zbytkového zatížení

Při těchto vstupních podmínkách má průběh následující parametry (zaokrouhloeno na celé MW):

| | Percentil | Hodnota | | Hodnota |
|--------------|-----------------|---------|---------------------|---------|
| P_{\min} | 0 % (minimum) | 653 MW | Průměr | 3207 MW |
| $P_{2.5\%}$ | 2,5 % | 1295 MW | Směrodatná odchylka | 1066 MW |
| $P_{5\%}$ | 5 % | 1560 MW | | |
| $P_{50\%}$ | 50 % (medián) | 3189 MW | | |
| $P_{95\%}$ | 95 % | 5104 MW | | |
| $P_{97.5\%}$ | 97,5 % | 5522 MW | | |
| P_{\max} | 100 % (maximum) | 6174 MW | | |

Pro snazší následnou analýzu byl průběh zbytkového zatížení (Obrázek 4.6) převeden seřazením hodnot na čáru trvání.



Obrázek 4.7 Čára trvání zbytkového zatížení

Zbytkové zatížení je rozloženo téměř symetricky kolem průměru. Špičatost vychází 2.76, je tedy lehce špičatější než normální rozdělení.

4.2.6 Pokrytí zbytkového zatížení

Ve skutečném výpočtu výrobní přiměřenosti by se prováděl tzv. „unit commitment“, tedy hodinové nasazení zdrojů. Tento výpočet vyžaduje detailní data o všech výrobních zdrojích v soustavě a je také výpočetně náročný. Z těchto důvodů budu srovnávat pouze sumární data, která by měla poskytnout hrubý náhled na situaci v soustavě.

Na pokrytí tohoto zatížení zbývají v soustavě vodní, uhelné, plynové a paroplynové elektrárny. Do roku 2025 bude část v současnosti provozovaných zdrojů uzavřena. Předpokládám provoz bloků s následujícím dosažitelným výkonem.

| | Dosažitelný výkon [MW] |
|-------------------------|------------------------|
| PEH (parní hnědouhelné) | 5147 |
| PPE (paroplynové) | 936 |
| PSE (plynové spalovací) | 170 |
| VE (vodní) | 694 |
| celkem | 6947 |

Tento dosažitelný výkon je nutné snížit o regulační zálohu pro sekundární regulaci. Velikost zálohy pro SR je závislá na poměrech v soustavě a její potřeba se v průběhu roku lehce mění. V roce 2017 je dle roční přípravy provozu maximální

potřeba 360 MW. Její hodnota se bude v budoucnosti v souvislosti s nárůstem instalovaného výkonu OZE dále zvyšovat, proto v tomto výpočtu budu dále uvažovat hodnotu 400 MW.

Tímto se dostávám na hodnotu 6547 MW maximálního dosažitelného výkonu. Ten bylo ještě předtím nutné snížit o výpadky a odstávky jednotlivých elektráren. Pokud budu na toto uvažovat průměrnou rezervu 10 %, zbývá dostupný výkon 5852 MW.

Roční maximum zbytkového zatížení je 6174 MW, což s tímto výkonem není možné pokrýt. Celkem by bylo nepokryto zatížení v 79 hodinách v daném roce. Ke všem těmto potenciálním nepokrytím dochází v rozmezí od ledna do začátku března, tedy v období, kdy zpravidla nejsou plánovány významné odstávky a bývá dostatek vody pro provoz vodních elektráren. Navíc se dá předpokládat dostupnost více turbín v přečerpávacích elektrárnách, než bylo využito pro vyhlazování špiček (kap. 4.2.4). Z těchto důvodů tak budou data oříznuta o horní 2,5 %.

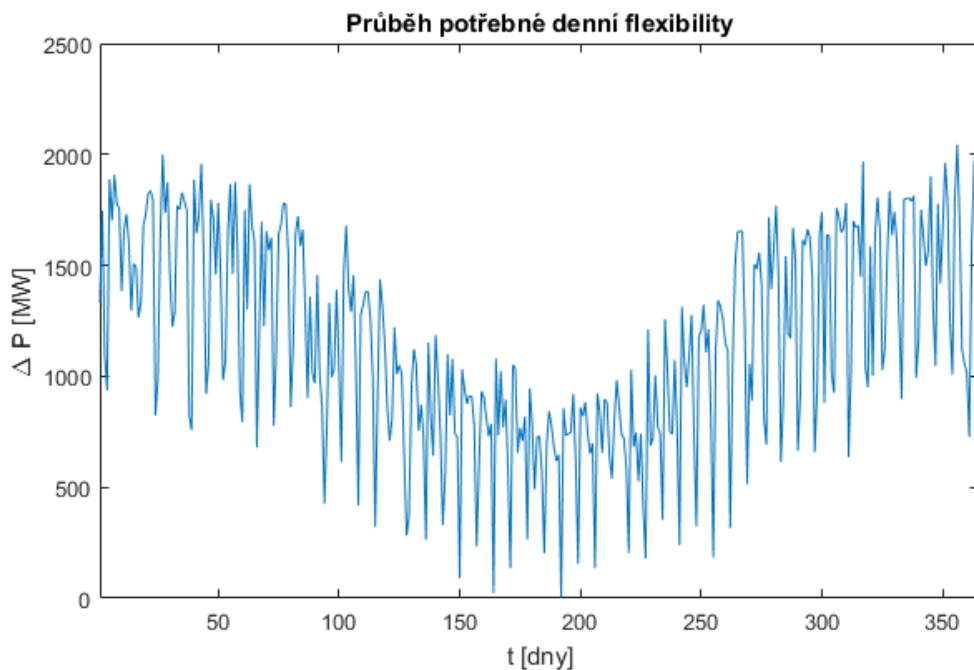
Hodnota percentilu 97,5 % je 5522 MW, což je hodnota, kterou je možné spolehlivě pokrýt s dostupnými zdroji.

Dále se pokrýváním zatížení budu zabývat v citlivostní analýze.

4.2.7 Vyhodnocení potřeby flexibility

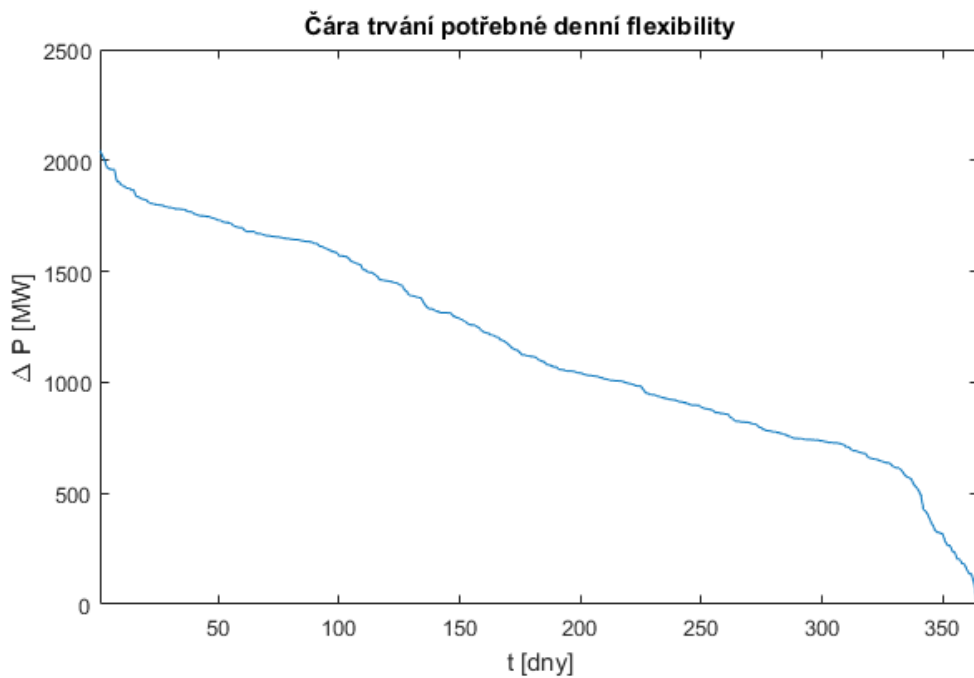
Snižování absolutní hodnoty zbytkového zatížení má za následek úbytek počtu zapojených klasických zdrojů, což snižuje dostupnou flexibilitu pro změny výkonu během dne. Pro účely analýzy tak budu porovnávat potřebnou denní flexibilitu (rozdíl denního minima a maxima zbytkového zatížení) s dostupnou flexibilitou klasických zdrojů.

Flexibilita je obecně chápána jako schopnost zařízení dodávajících nebo spotřebovávajících elektrickou energii její množství na povel měnit oproti předem sjednanému průběhu.



Obrázek 4.8 Průběh potřebné denní flexibility

Na obrázku Obrázek 4.8 Průběh potřebné denní flexibility je zobrazen průběh potřebné denní flexibility. Ten byl získán pro každý den odečtením denního maxima a minima. Z jeho průběhu je vidět, že za daných podmínek tohoto výpočtu je potřeba flexibility přes léto nižší než v zimě. Tedy stále ještě převažuje vliv zatížení nad výrobou. Při vyšším podílu OZE bude postupně letní pokles méně znatelný, až může časem naprosto vymizet.



Obrázek 4.9 Čára trvání potřebné denní flexibility

Časový průběh z obrázku Obrázek 4.8 jsem seřazením hodnot převedl na čáru trvání potřeby denní flexibility, což usnadní další analýzu.

Tato flexibilita musí být pokryta regulačními rozsahy klasických elektráren. Do roku 2025 dojde k odstavení několika bloků systémových elektráren. Pro rok 2025 počítám s dostupností následujícího výkonu:

Data pro následující tabulku (stejná jako pro související Obrázek 2.11) jsem získal od společnosti ČEPS, která je získala dotazníkovým šetřením mezi provozovateli zdrojů. Primární data není možné publikovat, proto po dohodě uvádím agregovaná data podle typu zdroje.

| | Dosažitelný výkon [MW] | Regulační rozsah [MW] |
|-------------------------|------------------------|-----------------------|
| PEH (parní hnědouhelné) | 5147 | 3176 |
| PPE (paroplynové) | 936 | 436 |
| PSE (plynové spalovací) | 170 | 161 |
| celkem | 6253 | 3773 |

Celkový regulační rozsah je potřeba korigovat o potřeby sekundární regulace. Pro účely analýzy uvažuji velikost zálohy pro SR 400 MW symetricky, celkové snížení dostupného regulačního rozsahu je tedy o 800 MW.

Dále není možné počítat s dostupností všech bloků, dostupnost jsem tedy stanovil vzhledem ke stárnutí zdrojů na 85 %. Tato dostupnost zachycuje zejména neočekávané výpadky. Plánované odstávky předpokládám v obdobích, kdy není taková potřeba.

Dostupný regulační rozsah elektráren je snížen o 15 % pro odstávky a výpadky a o 800 MW zálohy pro sekundární regulaci. Výsledná hodnota pro rok 2025 se kterou budu potřeby flexibility srovnávat je tedy 2407 MW.

Hodnota dostupné flexibility je tedy vyšší než její potřeba s poměrně velkou rezervou. V citlivostní analýze (kap. 4.3.1) bude toto dále rozvedeno.

4.3 Citlivostní analýza

V této části provedu citlivostní analýzu, abych mohl ověřit hypotézu, že s rostoucí penetrací OZE a úbytkem klasických zdrojů bude v soustavě chybět flexibilita výkonu. Cílem analýzy nejsou pouze výkonové hodnoty, ale zároveň časové využití.

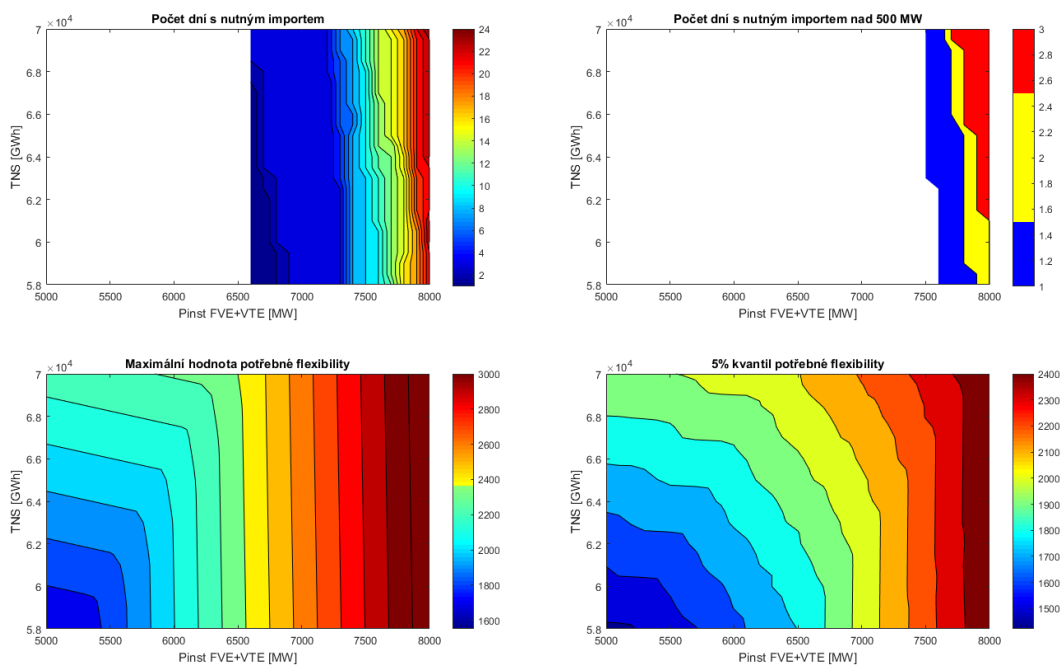
4.3.1 Vliv spotřeby a penetrace FVE a VTE na potřebu flexibility

Předchozí model je výpočetně poměrně dost náročný, proto budu dále pro účely citlivostní analýzy srovnávat potřebnou flexibilitu s dostupným regulačním rozsahem.

Jako limitní hodnoty, kdy je možné tento limit překročit a nahradit operativním importem ze zahraničí, jsem stanovil 500 MW a 5 % času, tedy 18 dní v roce. Počet dní s nutným importem, počet dní s nutným importem nad 500 MW, maximální roční hodnota a 5% kvantil (18. nejvyšší hodnota) potřebné flexibility budou sledovanými výstupy.

První vstupní proměnnou v citlivostní analýze je celkový instalovaný výkon FVE a VTE. Mezi nimi je zafixován poměr ze základního odhadu 4200 MW a 720 MW, tedy 82,5 % u FVE a 17,5 % u VTE, nepředpokládám totiž, že by se tento poměr výrazně měnil. Vzhledem k výsledku pro základní případ budou analyzovány především hodnoty nad očekávanými.

Druhou proměnnou je tuzemská netto spotřeba, ovlivňující velikost zatížení. Ta se bude v citlivostní analýze pohybovat od 58 TWh (hodnota na úrovni roku 2016) do 70 TWh.

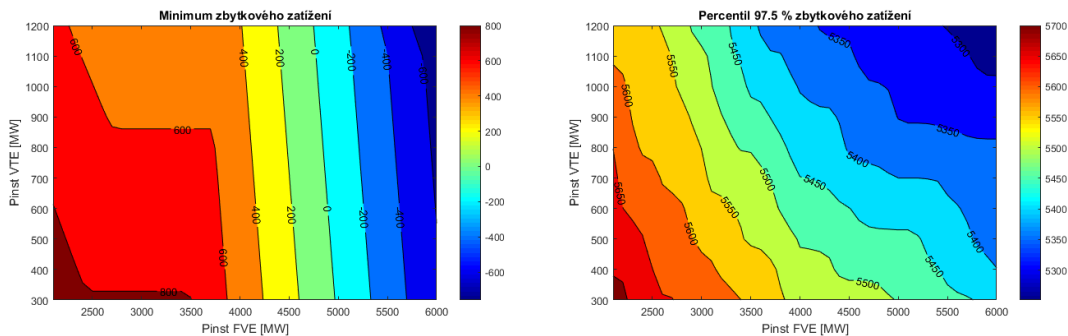


Obrázek 4.10 Citlivostní analýza potřeby flexibility

Z výše uvedených výsledných grafů je vidět, že vliv tuzemské spotřeby v jejích reálných hodnotách je minimální. Dále je vidět, že dostupná flexibilita je dostatečná až do úrovně 6500 MW instalovaného výkonu FVE a VTE. To je však již hodnota vysoko nad úrovní i těch nejkritičtějších scénářů rozvoje OZE, v tomto směru tedy problém nenastává.

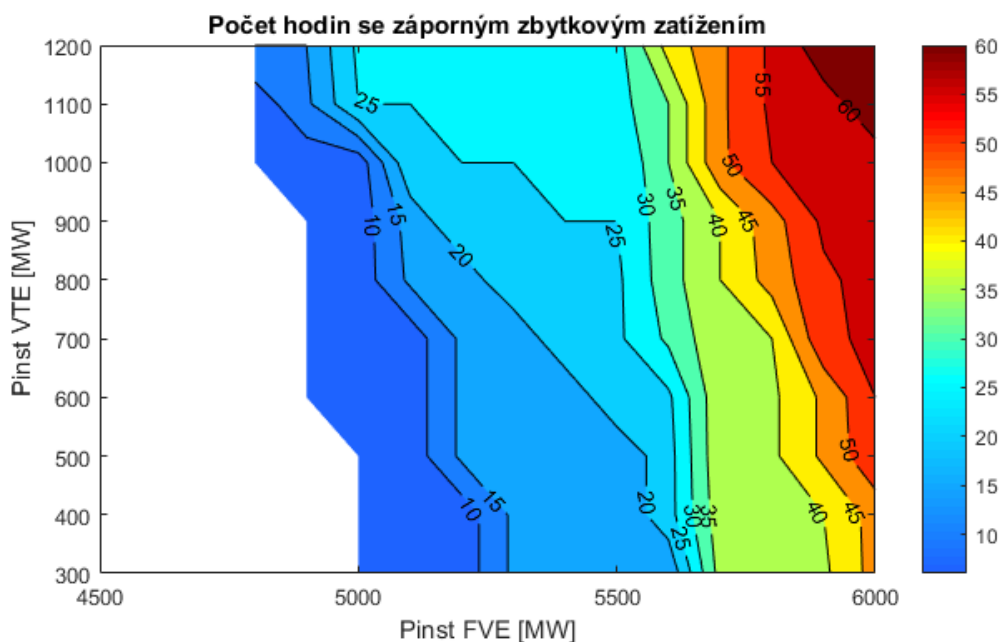
4.3.2 Vliv penetrace FVE a VTE na velikost zbytkového zatížení

Vstupy této citlivostní analýzy budou instalované výkony FVE a VTE, tentokrát samostatně. Sledovanými parametry pak 97,5% percentil zbytkového zatížení ($P_{97,5}$), jakožto výpočtové maximum pro srovnávání s disponibilním výkonem, dále počet hodin, kdy $P_{97,5}$ převyší disponibilní výkon 5852 MW a nebylo by tedy možné zatížení pokrýt, a počet hodin, kdy zbytkové zatížení dosahuje záporných hodnot, neboť výroba z neřiditelných zdrojů převyší spotřebu a čerpání nestačí na obrácení této bilance.



Obrázek 4.11 Minimum a maximum zbytkového zatížení

Se zvyšujícím se instalovaným výkonem FVE a VTE logicky klesá maximum i minimum zbytkového zatížení. Maximum však roste mnohem pomaleji, se směrnici přibližně 0,10 MW zbytkového zatížení na MW instalovaného výkonu, oproti tomu minimum klesá do záporných hodnot se směrnici přibližně 0,34.



Obrázek 4.12 Počet hodin se záporným zbytkovým zatížením

Záporných hodnot dosahuje zbytkové zatížení od instalovaného výkonu 4800 MW FVE při vyšší penetraci VTE, respektive 5000 MW FVE při nízkém instalovaném výkonu VTE. Při naprosto extrémních penetracích těchto zdrojů dochází k zápornému zbytkovému zatížení maximálně v 60 hodinách ročně, což představuje méně než 0,7 % časového fondu, ovšem i hodnoty těsně nad nulou znamenají závažné problémy při provozování klasických zdrojů. Ty by bylo nutné v tu chvíli úplně odstavovat a jelikož je potřeba blok po odstavení nechat vychladnout před opětovným spuštěním, způsobilo by to následný nedostatek výkonu. V této situaci by tedy musely být regulovány i zdroje do této chvíle nedotknutelné, tedy větrné, solární, nebo částečně i jaderné.

5 Ekonomické zhodnocení

Z výpočtů v minulé kapitole vyšlo, že v roce 2025 by česká elektrizační soustava měla být stále soběstačná, nicméně rezervy budou minimální. S každou havárií na klasické elektrárně, neočekávaným rychlým rozvojem intermitentních zdrojů, nebo ukončením provozu jaderných bloků hrozí nedostatek výkonu. S vyšší penetrací OZE navíc poroste potřeba záporného výkonu, který bude muset být poskytován z nových úložišť energie, nebo třeba stranou spotřeby. Pro následující roky už budou, kvůli očekávané rostoucí spotřebě a pokračujícímu odstavování fosilních zdrojů, nové zdroje nutné.

5.1 Výstavba nových zdrojů

Nové zdroje bude nutné instalovat, vzhledem k předešlým výpočtům, alespoň ve výkonu odpovídajícímu odstavovaným zdrojům.

5.1.1 Flexibilní klasické zdroje

Vzhledem ke zpřísňující se legislativě týkající se emisních limitů se dá ze zdrojů využívajících fosilní paliva v budoucnu počítat s výstavbou elektráren spalujících zemní plyn.

Paroplynové elektrárny vynikají obrovským regulačním rozsahem a schopností rychlé změny výkonu. Za současných cen elektřiny se však jejich provoz příliš nevyplácí, jak je vidět i v případě paroplynového bloku v Počeradech, dokončeného v roce 2013, který je v současnosti využíván pouze jako záložní zdroj a ve větší míře byl využíván pouze v minulých letech při rozsáhlých odstávkách jaderných bloků.

Dle U.S. Energy Information Administration se v současnosti kapitálové výdaje, počítané pro blok o výkonu 702 MW, pohybují okolo 978 USD/kW [11], tedy při kurzu 21,5 CZK/USD tato částka odpovídá 21 mil. Kč/MW. Částka udávaná pro 838 MW blok v Počeradech 20 mld. Kč pak tedy vychází 23,9 mil. Kč/MW.

5.1.2 Úložiště energie

V současné době je v české soustavě jako úložiště energie provozováno několik přečerpávacích vodních elektráren. Vzhledem k zásahu do životního prostředí spojeného s výstavbou nové PVE je nová výstavba téměř jistě vyloučena.

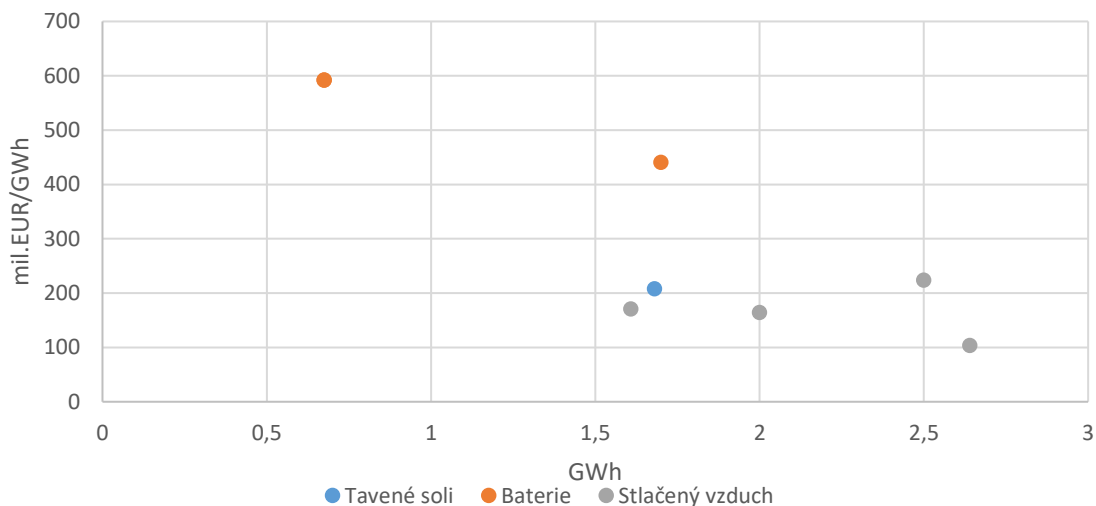
Systémy využívající stlačený vzduch (Compressed Air Energy Storage - CAES) jsou již zkoumány poměrně dlouhou dobu a k jejich masivnímu rozvoji zatím nedošlo, ale několik projektů na britských ostrovech či v Nizozemsku se připravuje.

Bateriové systémy zažívají obrovský boom v posledních letech, ale stále spíše v malém měřítku jako součást domácích fotovoltaických instalací. V roce 2017 probíhají práce na spuštění několika větších pilotních projektů.

První velké bateriové úložiště spustila na konci listopadu 2017 firma Solar Global v Prakšicích nedaleko Uherského Hradiště. Tato baterie má kapacitu 1,2 MWh, výkon 1 MW a výdaje na její vybudování dosáhly 20 mil. Kč. [12] Baterii obdobných

parametrů staví také společnost E.ON v Mydlovarech na Českokubějovicku, kterou by měl spustit začátkem roku 2018. Firma Solar Global má v plánu spuštění až deseti podobných zařízení v roce 2018, včetně zatím největší baterie ve střední Evropě u obce Ochoz na Prostějovsku s kapacitou 10 MWh.

Z projektů úložišť v desetiletém plánu rozvoje ENTSO-E (TYNDP) jsem vybral všechny kromě vodních přečerpávacích a v následujícím grafu vynesl jejich předpokládané investice na jednotku kapacity v závislosti na kapacitě podle jednotlivých typů.



Obrázek 5.1 Závislost investičních nákladů na kapacitě úložiště podle typu

Projektů není mnoho, ale je naprosto zřejmé, že bateriové systémy vyžadují více než dvojnásobnou investici oproti systémům využívajícím stlačený vzduch. To je však způsobeno tím, že CAES využívají již stávající kaverny zbylé například po předchozí těžbě

5.2 Řízení strany spotřeby

Nutnou součástí moderní elektrizační soustavy bude i zapojení strany spotřeby v mnohem větší míře, než v současnosti dovoluje systém HDO spínáním tepelných spotřebičů v domácnostech a přepínáním mezi tarify.

V závislosti na rozvoji elektromobility bude nutné zajistit, aby nabíjení neprobíhalo v době, kdy zbytkové zatížení dosahuje svých maximálních hodnot, ale naopak využívat doby, kdy je energie přebytek.

Dále bude nutná vyšší motivace domácností k instalacím akumulátorů, které mohou při zapojení přes agregátory pomoci při udržování rovnováhy v ES.

6 Závěr

Práce hodnotí přiměřenost flexibility ES ČR v souladu s doporučeními ENTSO-E. Zaměřuje se na posouzení střednědobých rizik, především úbytku výrobních kapacit v čase, nejvíce znatelného u uhelných zdrojů z důvodů enviromentálních požadavků a ekonomiky provozu, a také zvyšující se podíl OZE.

Z důvodů enviromentálních požadavků a nejistého vývoje cen silové elektřiny nelze v dohledné době počítat s výraznými investicemi do fosilních zdrojů. V případě, že trh s elektřinou nedokáže investorům poskytnout dostatečnou motivaci k investici do nových výrobních kapacit, bude nezbytné je zajistit jinou formou, jako jsou například strategické rezervy. V budoucnu bude nutné do vyrovnávání náhlých výkonových změn zahrnout možnosti strany spotřeby a decentrální zdroje.

V práci byly analyzovány úrovně potřebné flexibility především v závislosti na penetraci OZE. Z analýz vyplývá, že bez dodatečné flexibility se v roce 2025 neobejdeme přibližně od úrovně 6500 MW celkového instalovaného výkonu FVE a VTE. Tato hodnota je však vysoko nad uvažovanými scénáři ČEPS, či uvedenými v SEK. Flexibilita je více důležitá než podpůrné služby, především pro vyrovnávání diagramu.

V budoucnu bude kladen důraz, aby bateriové úložiště byly primárně součástí výrobních zařízení. Samostatné bateriové systémy, vzhledem k vysokým investicím, budou budovány až v druhé řadě v případě jejich vyšší potřeby. Dále budou podporovány instalace bateriových systémů v domácnostech s nutností vyšší motivace tzv. „prosumers“, tedy nové kategorie zákazníků, kteří jsou zároveň spotřebiteli i výrobci elektrické energie, což nepochybně bude vyžadovat budování nové technické i tržní infrastruktury. Spolu s tím vytváření nástrojů pro obchodování flexibility především na krátkodobé bázi. Připravovaná legislativa také zvažuje zavádění nových subjektů, jako jsou agregátoři, na trh s elektřinou, nebo obchodování s flexibilitou přímo mezi „prosumers“.

V práci bylo ověřeno, že za předpokládaného vývoje se úbytek flexibilních zdrojů v soustavě neobejde bez nových dodatečných zdrojů flexibilního výkonu s využitím moderních technologií.

Bibliografie

- [1] ČEPS A.S. *Hodnocení přiměřenosti výrobních kapacit ES ČR do roku 2030*. Praha, 2017. Dostupné také z:
https://www.ceps.cz/CZE/Cinnosti/Dispecerske__rizeni/Priprava__provozu/generation__adequacy/Documents/Hodnocen%C3%AD%20v%C3%BDrobn%C3%AD%20p%C5%99im%C4%9B%C5%99enosti%20ES%20%C4%8CR%202017.pdf
- [2] ENERGETICKÝ REGULAČNÍ ÚŘAD. *Roční zpráva o provozu ES ČR 2015*. Praha, 2016. Dostupné také z:
http://www.eru.cz/documents/10540/462820/Rocni__zprava__provoz__ES__2015.pdf/3769f65b-3789-4e93-be00-f84416e1ca03
- [3] ENTSO-E. *Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2015*. 2015. Dostupné také z:
https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/150630__SOAF__2015__publication__wcover.pdf
- [4] MINISTERSTVO PRŮMYSLU A OBCHODU. *Státní energetická koncepce České republiky*. Praha, 2014. Dostupné také z:
<https://www.mpo.cz/assets/dokumenty/52841/60959/636207/priloha006.pdf>
- [5] ČEPS A.S. *Hodnocení výrobní přiměřenosti ES ČR do roku 2025*. Praha, 2016. Dostupné také z:
https://www.ceps.cz/CZE/Cinnosti/Dispecerske__rizeni/Priprava__provozu/generation__adequacy/Documents/Hodnoceni%20vyrobn%C5%99%C3%AD%20p%C5%99im%C4%9B%C5%99enosti%202016.pdf
- [6] ENTSO-E. *Winter outlook report 2016/2017 and summer review 2016* [online]. 2016. Dostupné také z:
https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SDC/2016-wor__report.pdf
- [7] NAŘÍZENÍ EVROPSKÉHO PARLAMENTU A RADY (ES) č. 714/2009 ze dne 13. července 2009 o podmínkách přístupu do sítě pro přeshraniční obchod s elektřinou a o zrušení nařízení (ES) č. 1228/2003. In: *Úřední věstník Evropské unie L 211 ze dne 14.8.2009*. b.r. ISSN 1725-5074.
- [8] ENTSO-E. *Mid-term Adequacy Forecast 2016* [online]. 2016. Dostupné také z:
https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF__2016__FINAL__REPORT.pdf

- [9] BERTHOLD, M. a D. HAND. *Intelligent data analysis: an introduction*. 2nd rev. and extended ed. New York: Springer, 2003. ISBN 9783540430605.
- [10] FOX, John a Sanford WEISBERG. *Robust Regression in R: An Appendix to An R Companion to Applied Regression, Second Edition* [online]. 2010 [cit. 2018-01-09]. Dostupné z:
<http://socserv.mcmaster.ca/jfox/Books/Companion/appendix/Appendix-Robust-Regression.pdf>
- [11] U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants*. 2016. Dostupné také z:
https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capcost_assumption.pdf
- [12] Solar Global spustil první velkokapacitní úložiště energie v ČR. *Solar Global Storage a.s.* [online]. b.r. Dostupné také z:
<http://www.solarglobal.cz/sgstorage/detail.php?id=3>

Seznam použitých zkratk

| | |
|---------|---|
| DDZ | denní diagram zatížení |
| DECE | decentralizovaná výroba elektrické energie |
| ENS | Energy Not Supplied |
| ENTSO-E | European Network of Transmission System Operators for Electricity |
| EP | Evropský parlament |
| ERÚ | Energetický regulační úřad |
| ES | elektrizační soustava |
| FVE | fotovoltaická elektrárna |
| JE | jaderná elektrárna |
| LOLE | Loss of Load Expectation |
| LOLP | Loss of Load Probability |
| OZE | obnovitelné zdroje energie |
| PECD | Pan-European Climate Database |
| PEH | parní hnědouhelná elektrárna |
| PPE | paroplynová elektrárna |
| PSE | plynová spalovací elektrárna |
| PVE | přečerpávací vodní elektrárna |
| SEK | státní energetická koncepce |
| SO&AF | Scenario Outlook and Adequacy Forecast |
| SR | sekundární regulace |
| TBS | tuzemská brutto spotřeba |
| TNS | tuzemská netto spotřeba |
| TSO | Transmission System Operator |
| TYNDP | Ten Year Network Development Plan |
| VE | vodní elektrárna |
| VTE | větrná elektrárna |

Seznam obrázků

| | |
|--|----|
| Obrázek 1.1- Návaznost interních a externích dokumentů [1] | 6 |
| Obrázek 2.1 Brutto výroba elektřiny od roku 2008 [2] | 7 |
| Obrázek 2.2 Instalovaný výkon ES ČR od roku 2008 [2] | 8 |
| Obrázek 2.3 Výhled instalovaného výkonu v EU [3] | 9 |
| Obrázek 2.4 Průměrný roční růst zatížení [3] | 10 |
| Obrázek 2.5 Vývoj instalovaného výkonu JE [3] | 10 |
| Obrázek 2.6 Vývoj instalovaného výkonu zdrojů na fosilní paliva [3] | 10 |
| Obrázek 2.7 Vývoj instalovaného výkonu OZE [3] | 10 |
| Obrázek 2.8 Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny do roku 2045 [4] | 11 |
| Obrázek 2.9 Struktura instalovaného výkonu ES ČR do roku 2045 [4] | 12 |
| Obrázek 2.10 Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE do roku 2045 [4] | 13 |
| Obrázek 2.11 Vývoj instalovaného výkonu fosilních zdrojů do roku 2030 [5] | 14 |
| Obrázek 3.1: Upward adequacy [6] (přeloženo) | 16 |
| Obrázek 3.2 Teplotní závislost zatížení [8] | 18 |
| Obrázek 3.3 Teplotní normál | 20 |
| Obrázek 3.4 Odchylky od teplotního normálu | 20 |
| Obrázek 3.5 Průběh brutto zatížení – týdenní maxima | 21 |
| Obrázek 3.6 Průběh brutto zatížení – týdenní minima | 22 |
| Obrázek 3.7 Vážící funkce pro robust fit [10] | 23 |
| Obrázek 3.8 Závislost P_{max} P_{avg} P_{min} na teplotě – rok 2016 | 24 |
| Obrázek 3.9 Závislost P_{max} na teplotě – roky 2014 - 2016 | 25 |
| Obrázek 3.10 Zatížení při normální teplotě | 26 |
| Obrázek 3.11 Odlehlá pozorování | 27 |
| Obrázek 3.12 Hodinové zatížení při normální teplotě | 28 |
| Obrázek 4.1 Denní diagram zatížení ES ČR 21.4.2016 [8] | 29 |
| Obrázek 4.2 Residual load | 30 |
| Obrázek 4.3 Odhad výroby FVE a VTE | 31 |
| Obrázek 4.4 Čára trvání využití instalovaného výkonu FVE a VTE | 32 |
| Obrázek 4.5 Odhad výroby JE a ostatních zdrojů | 33 |
| Obrázek 4.6 Průběh zbytkového zatížení | 34 |
| Obrázek 4.7 Čára trvání zbytkového zatížení | 35 |
| Obrázek 4.8 Průběh potřebné denní flexibility | 37 |
| Obrázek 4.9 Čára trvání potřebné denní flexibility | 37 |
| Obrázek 4.10 Citlivostní analýza potřeby flexibility | 39 |
| Obrázek 4.11 Minimum a maximum zbytkového zatížení | 40 |
| Obrázek 4.12 Počet hodin se záporným zbytkovým zatížením | 40 |
| Obrázek 5.1 Závislost investičních nákladů na kapacitě úložiště podle typu | 44 |