

**ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ
V PRAZE**

FAKULTA ELEKTROTECHNICKÁ

Katedra elektroenergetiky



**Technicko-ekonomická analýza realizace a
provozu mikrogrid**

Diplomová práce

Praha, 2020

Autor práce: Šimon Cibulka

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

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Cibulka** Jméno: **Šimon** Osobní číslo: **439604**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávající katedra/ústav: **Katedra elektroenergetiky**
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**
Studijní obor: **Elektroenergetika**

II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

Technicko - ekonomická analýza realizace a provozu microgrid

Název diplomové práce anglicky:

Techno-economic analysis of microgrid realization and operation

Pokyny pro vypracování:

- 1) Popište funkci, výhody a nevýhody microgrid.
- 2) Proveďte rešerši legislativního rámce pro oblast microgrid.
- 3) Proveďte rešerši využití microgrid v ČR a ve světě.
- 4) Proveďte technicko-ekonomickou analýzu realizace a provozu systému na typovém příkladu.
- 5) Zhodnotte výsledky analýzy z pohledu distributora a proveďte doporučení.

Seznam doporučené literatury:

- 1) HATZIARGYRIOU, Nikos a Thomas DEGNER. Microgrid: architectures and control. West Sussex, England: John Wiley & Sons, 2014. ISBN 978-1-118-72065-3 Dg
- 2) Zákon o podporovaných zdrojích energie a další související legislativa.
- 3) World Energy Outlook 2018, ERÚ, Roční zpráva o provozu ES ČR.
- 4) E-vlivy 3 – Datasheet
(<https://www.egc-cb.cz/produkty-pro-energetiku/software/e-vlivy-3-analyza-pomeru--v-ds.html>)/DER-CAM workflow and datasheet (<https://building-microgrid.lbl.gov/projects/der-cam>), nebo návod k jakémukoliv jinému softwaru, který bude použitý.

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

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

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

Datum zadání diplomové práce: **07.01.2020**

Termín odevzdání diplomové práce: **22.05.2020**

Platnost zadání diplomové práce: **30.09.2021**

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

podpis vedoucí(ho) ústav/katedry

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

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

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

Datum převzetí zadání

Podpis studenta

Prohlášení

1. 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 20.5.2020

Šimon Cibulka

Poděkování

Na tomto místě bych rád poděkoval svému vedoucímu práce Ing. Mgr. Vítu Kleinovi, Ph.D. za cenné rady a připomínky k mé diplomové práci, za zajištění kontaktu s profesionály v oboru a za ochotu při vedení práce. Dále bych rád poděkoval své rodině za podporu a motivaci během studia, která mě dovedla až sem.

Abstrakt

Tato diplomová práce se zabývá tématem mikrogrid, které představuje pro dnešní energetiku jednu z možných cest k prosazení moderních technologií a nových systémových přístupů. V první části je definován pojem mikrogrid, jsou vysvětleny jeho části a způsoby řízení. Nechybí ani základní popis obchodních modelů, v nichž by mohl být realizován. Následuje popis legislativy, která se týká tohoto konceptu v rámci ČR. V poslední kapitole teoretické části práce jsou pak představeny některé projekty týkající se mikrogridu v ČR i ve světě. V praktické části je poté provedena technicko-ekonomická analýza zvyšování penetrace fotovoltaických systémů na modelu reálné části distribuční soustavy společnosti ČEZ Distribuce, a.s. a na jejím základě je vyhodnocena schopnost této části DS ostrovního provozu, tedy základní funkcionality mikrogridu podle jeho definice.

Klíčová slova

Mikrogrid, lokální distribuční soustava, hosting capacity, smart-grid, ostrovní provoz.

Abstract

This master's thesis is dealing with microgrid concept, which is one of the possible solutions to today's electrical power system's issues. First part is dedicated to microgrid's definition, explanation of its parts and control strategies. Description of business models in which this concept might be feasible in the future is also included. Another topic that is being elaborated is legislation associated with this concept, and the last pages of theoretical part of this work are dedicated to today's projects related to microgrids. Follows practical part of this work, in which technical-economical analysis of increasing of hosting capacity in real distribution network feeder in the distribution area of ČEZ Distribuce, a.s.. Evaluation of possibility to also transform this feeder into real microgrid, which is able to operate in islanded mode, is also undertaken.

Keywords

Microgrid, local distribution system, hosting capacity, smart-grid, islanded operation.

Obsah

| | |
|--|----|
| Úvod | 19 |
| 1 Teoretická část | 22 |
| 1.1 Mikrogrid..... | 22 |
| 1.1.1 Definice | 23 |
| 1.1.2 Provozní stavy mikrogrid | 25 |
| 1.1.3 Součásti mikrogrid | 25 |
| 1.1.4 Řízení mikrogridu | 28 |
| 1.1.5 Obchodní modely mikrogrid..... | 32 |
| 1.2 Legislativní rámec týkající se mikrogrid..... | 36 |
| 1.2.1 Zákon č. 458/2000 Sb..... | 36 |
| 1.2.2 Zákon č. 406/2000 Sb..... | 37 |
| 1.2.3 Zákon č.165/2012 Sb..... | 38 |
| 1.2.4 Vliv evropské legislativy | 39 |
| 1.2.5 Lokální distribuční soustava | 40 |
| 1.2.6 Společné odběrné místo..... | 40 |
| 1.3 Mikrogrid projekty v ČR a ve světě..... | 41 |
| 1.3.1 LDS Teplárna Planá nad Lužnicí..... | 41 |
| 1.3.2 Projekt InterFlex a testovací oblast Simris..... | 42 |
| 1.3.3 Projekt DFlex..... | 43 |
| 1.3.4 Gaidouromandra – Řecko..... | 43 |
| 1.3.5 Věznice Santa Rita – USA..... | 43 |
| 2 Praktická část | 44 |

| | | |
|-------|---|----|
| 2.1 | Popis zkoumané části DS..... | 44 |
| 2.2 | Sestavení modelu..... | 46 |
| 2.2.1 | Zátěže | 46 |
| 2.2.2 | Zdroje elektrické energie | 49 |
| 2.2.3 | Bateriové systémy | 51 |
| 2.3 | Sledované ukazatele | 52 |
| 2.3.1 | Připojitelnost..... | 52 |
| 2.3.2 | Ukazatele kvality elektrické energie | 53 |
| 2.3.3 | Zatížitelnost | 56 |
| 2.3.4 | Ekonomické ukazatele..... | 58 |
| 2.4 | Popis řešení využitých v simulacích | 59 |
| 2.4.1 | Řízení výkonů pomocí střídačů..... | 59 |
| 2.4.2 | OLTC transformátory..... | 62 |
| 2.4.3 | Obnova sítě | 63 |
| 2.4.4 | Akumulace | 64 |
| 2.4.5 | Řízení spotřeby | 65 |
| 2.5 | Popis scénářů..... | 66 |
| 2.6 | Vyhodnocení scénářů | 68 |
| 2.6.1 | Faktory mající vliv na výsledky simulací..... | 68 |
| 2.6.2 | První stupeň - opatření pro zvýšení HC | 72 |
| 2.6.3 | Druhý stupeň - bilanční vyrovnanost a ostrovní provoz | 75 |
| 3 | Závěr..... | 81 |
| | Seznam použité literatury | 87 |
| | Seznam příloh..... | 94 |

Seznam obrázků

| | |
|--|----|
| Obrázek 1: Vizualizace typického mikrogridu | 23 |
| Obrázek 2: Způsoby řízení DSM | 29 |
| Obrázek 3: Cíle řízení mikrogridu a jejich základní provázanost..... | 30 |
| Obrázek 4: Tříúrovňové řízení mikrogridu..... | 31 |
| Obrázek 5: Tříúrovňové řízení (vlevo) a distributed multi-agent řízení (vpravo) | 32 |
| Obrázek 6: Obchodní model monopolizovaný PDS | 34 |
| Obrázek 7: Obchodní model v liberalizovaném trhu | 35 |
| Obrázek 8: Obchodní model vlastnictví mikrogridu mnoha prosumery | 35 |
| Obrázek 9: Rozvoj mikrogridu, enablers (zelená) a stavy/procesy (červená)..... | 41 |
| Obrázek 10: Mapa zkoumaného vývodu v obci Těptín | 45 |
| Obrázek 11: Ilustrační obrázek k výpočtu TDD | 47 |
| Obrázek 12: Poměrná výroba fotovoltaického panelu dne 30.1.2016 - model..... | 50 |
| Obrázek 13: Poměrná výroba fotovoltaického panelu dne 30.6.2016 - model..... | 50 |
| Obrázek 14: Vysvětlení symetrické a nesymetrické třífázové soustavy | 54 |
| Obrázek 15: Ilustrace principu změn napětí | 55 |
| Obrázek 16: Pracovní plocha střídače pro řízení výkonů..... | 60 |
| Obrázek 17: Regulační charakteristika funkce $Q(U)$ | 60 |
| Obrázek 18: Regulační charakteristika funkce $P(U)$ | 61 |
| Obrázek 19: Počet uzlů s indikací přepětí v závislosti na úrovni penetrace..... | 69 |
| Obrázek 20: Vývoj zatížení v závislosti na penetraci, Baseline 100%, začátek vývodu . | 71 |
| Obrázek 21: Míra maximálního přepětí pro jednotlivé úrovně penetrace..... | 73 |
| Obrázek 22: Roční náklady na jednotlivá řešení pro různé úrovně penetrace..... | 74 |
| Obrázek 23: Napěťové poměry v uzlu U15- nejkritičtější den, bilanční nezávislost | 76 |

Obrázek 24: Vliv přidání bateriové akumulace na schopnost ostrovního provozu..... 77

Seznam tabulek

| | |
|--|----|
| Tabulka 1: Rozdělení vývodů a parametry vodičů | 45 |
| Tabulka 2: Základní parametry distribučního transformátoru | 45 |
| Tabulka 3: Rozdělení distribučních sazeb mezi TDD a jejich zastoupení v modelu | 48 |
| Tabulka 4: Roční přetoky pro jednotlivé kombinace výroba-spotřeba-akumulace v procentech vyrobené energie | 52 |
| Tabulka 5: Definiční body regulační charakteristiky $Q(U)$ | 61 |
| Tabulka 6: Parametry alternativních vodičů pro řešení obnovou sítě | 64 |
| Tabulka 7: Realizace flexibility spotřeby v modelu | 65 |
| Tabulka 8: Průměrné denní náklady na řízení flexibility odběrného místa v dané třídě TDD | 66 |
| Tabulka 9: Výsledky prvních výpočtů - pouze HC pro jednotlivá řešení | 69 |
| Tabulka 10: Vysvětlení zkratk použitých v grafech a tabulkách | 69 |
| Tabulka 11: Nejlepší kombinace implementovatelných řešení pro dosažení daných penetrací | 74 |
| Tabulka 12: Porovnání dopadů scénářů na schopnost ostrovního provozu zkoumaného vývodu | 78 |
| Tabulka 13: Seznam výdajů a příjmů pro zjednodušený model určení ekonomické realizovatelnosti ostrovního provozu zkoumaného vývodu | 79 |

Seznam použitých zkratek

| | |
|--------|--|
| Bat | Scénář aplikace bateriových systémů |
| BES | Bateriové úložiště (<i>Battery energy storage</i>) |
| č. | Číslo |
| DG | Distribuované zdroje energie (<i>Distributed Generation</i>) |
| DS | Distribuční síť |
| DSM | Řízení spotřeby (<i>Demand Side Management</i>) |
| DTS | Distribuční transformační stanice |
| ES | Elektrizační soustava |
| ESCO | Energy service company |
| EV | Elektromobil (<i>Electric Vehicle</i>) |
| Flex | Scénář implementace flexibility |
| FV | Fotovoltaický |
| FVE | Fotovoltaická elektrárna |
| QU | Scénář implementace řízení výkonových toků střídači |
| HC | Dosažitelná penetrace (<i>Hosting Capacity</i>) |
| HDO | Hromadné dálkové ovládání |
| LDS | Lokální distribuční soustava |
| MOO | Maloodběr obyvatelstvo |
| MPO | Ministerstvo průmyslu a obchodu |
| NAP SG | Národní akční plán smart grids |
| NN | Nízké napětí |
| NPV | Čistá současná hodnota |
| OLTC | Transformátor s přepínačem odboček pod zatížením |

| | |
|-------|---|
| OM | Odběrné místo |
| OTE | Operátor trhu s elektřinou |
| PDS | Provozovatel distribuční soustavy |
| POZE | Podporované zdroje energie |
| PPDS | Pravidla provozu distribuční soustavy |
| PPS | Provozovatel přenosové soustavy |
| PS | Přenosová soustava |
| RDS | Regionální distribuční soustava |
| Reinf | Scénář obnovy sítě |
| RES | Obnovitelné zdroje energie (<i>Renewable Energy Sources</i>) |
| SEK | Státní energetická koncepce |
| SOM | Společné odběrné místo |
| SPP | Státní program na podporu úspor energie a využití obnovitelných a druhotných zdrojů |
| TDD | Typový diagram dodávky |
| ToU | Doba využití (<i>Time of Use</i>) |
| U | Označení uzlu ve zkoumané elektroenergetické síti |
| ÚEK | Územní energetická koncepce |
| VBA | Visual Basic for Applications |
| WP | Pracovní skupina (<i>Work Package</i>) |
| ZL | Zadávací list |

Úvod

Moderní společnost je kriticky závislá na bezpečné dodávce energií a tato závislost se neustále zvětšuje.¹ V důsledku toho rostou obavy o její dostupnost v požadované kvalitě, zejména v kontextu výzev, které vznikají jak přirozeným během událostí, tak výsledkem našich vlastních iniciativ pro změnu současného stavu.

V důsledku ambiciózních plánů Evropské unie na boj proti změně klimatu² dochází v Evropě k omezování výroby elektrické energie ze zdrojů na fosilní paliva. Stejný osud stále častěji potkává i jaderné elektrárny, jejichž obliba klesá zejména kvůli bezpečnostním rizikům a vysokým pořizovacím nákladům. Tyto úbytky centralizovaného výkonu v síti ale musí být něčím nahrazeny a ve zdrojovém mixu vyspělých zemí se tak ve stále větší míře objevují a budou objevovat decentralizované zdroje obnovitelného charakteru (RES). Jejich implementace však vyžaduje změnu zavedených technik a technologií v přenosu a zejména pak v distribuci elektrické energie. Provoz a řízení systémů s vyšším podílem RES, který je pro nahrazení centralizovaných zdrojů potřeba, je totiž výrazně složitější vzhledem ke komplexnosti a volatilitě takovýchto systémů. V kontextu toho probíhá mnoho výzkumných projektů s cílem zvýšení penetrace takovýchto zdrojů za současného udržení spolehlivosti a kvality dodávek energie.^{3,4}

¹ RITCHIE, Hannah and ROSER, Max. Energy. In: *Our World in Data* [online]. 2018. [vid. 4.3.2020]. Dostupné z: <https://ourworldindata.org/energy>

² EUROPEAN PARLIAMENT [online]. *Energy policy: general principles*. 2019. [Online]. [vid. 4.3.2020]. Dostupné z: <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/en/sheet/68/energy-policy-general-principles>

³ OCHOA, Luis and NAVARRO-ESPINOSA, Alejandro. Increasing the PV hosting capacity of LV networks: OLTC-fitted transformers vs. reinforcements. In: *IEEE Power & Energy society: Innovative smart grid technologies conference* [online]. Washington DC, USA, 2015. [vid. 2.5.2020]. Dostupné z: DOI: 10.1109/ISGT.2015.7131856

⁴ AL-SAADI, Hassan, ZIVANOVIC, Rastko and AL-SARAWI, Said F. Probabilistic analysis of maximum allowable pv connections across bidirectional feeders within a distribution network. In: *Asian Conference on Energy, Power and Transportation Electrification (ACEPT)* [online]. Singapore, Singapore, 2017. [vid. 2.5.2020]. Dostupné z: DOI: 10.1109/ACEPT.2017.8168540

Zároveň dochází ke stárnutí infrastruktury, jejíž obnova, či výstavba nové, je velmi nákladná a vzhledem k legislativnímu prostředí i nesmírně komplikovaná. V kontextu stále trvajících urbanizací⁵, majících za následek růst hustoty obyvatelstva a pokles využití energetické infrastruktury vedené do oblastí s nízkou obydleností, pak obnova sítí nemusí dávat ekonomický ani ekologický smysl. Spolehlivá dodávka elektrické energie ale musí být zajištěna i v těchto místech, a to i přes všechna negativa, která současný centralizovaný systém přináší („lokální neekonomičnosti“ investice, elektrické ztráty, bezpečnost). To vytváří podhoubí pro změnu současného systému.

V neposlední řadě pak dochází k neuvěřitelně rychlému technologickému rozvoji, který vytváří tlak na to přicházet s moderními řešeními, která by vyhověla sociálním a environmentálním požadavkům společnosti, ať už kompletní obměnou systému, či jeho modernizací a představením nových obchodních modelů.

Je tedy potřeba přehodnotit dosavadní přístup k tématům jako provozní bezpečnost, spolehlivost, kvalita elektrické energie, účinnost, či náklady na provoz systému a dodávky energie. Zejména distribuční sítě v důsledku toho zažívají období změn, známých jako 3D: decentralizace, dekarbonizace a demokratizace⁶, za účelem umožnění velko-rozsaňového přístupu distribuovaných zdrojů energie do sítí a lokální kontroly dodávky a spotřeby energie, oboje za účelem zvýšení účinnosti, bezpečnosti, kvality a spolehlivosti. Ve zkratce to znamená přechod z pasivních sítí na sítě aktivní, umožňující všem zainteresovaným stranám informované rozhodování a exekuci požadavků.

Jedním z konceptů aspirujících na alespoň částečné adresování těchto problémů je právě i mikrogrid. Tato struktura, vzniklá elektrickým oddělením části rozvodné sítě, umožňuje významně snížit komplexitu celkového systému, čímž zjednoduší řízení a s použitím současných technologií umožní ve vhodných případech i dosáhnout omezení investic do rozvoje sítí společně se zvýšením účinnosti celého systému, a tedy zlepšení ekonomiky provozu a omezení jeho vlivů na životní prostředí.

⁵ UNITED NATIONS [online]. *World Urbanization Prospects, The 2018 revision*. 2019. [vid. 3.5.2020].
Dotupné z: <https://population.un.org/wup/Publications/Files/WUP2018-KeyFacts.pdf>

⁶ HATZIARGYRIOU, Nikos. *Microgrids, Architectures and control*. John Wiley and Sons, Ltd., 2014. 317 stran. ISBN 978-1-118-72068-4

Tato práce se zabývá analýzou konceptu mikrogrid v podmínkách distribučních sítí v České republice. V úvodní části jsou rozebrány přínosy a nevýhody tohoto konceptu, jeho definice a možnosti jeho realizace. Druhá část je věnována provedení analýzy takovéto realizace na reálné části distribuční soustavy. V ní bude zkoumáno, zda má koncept mikrogrid, budovaný za účelem zvýšení penetrace RES, smysl v podmínkách v ČR.

Cíle diplomové práce jsou:

- Nastudovat problematiku mikrogrid a současnou literaturu týkající se tohoto konceptu
- Seznámit se s technikami použitými v distribučních soustavách k zvyšování připojitelnosti
- Naučit se v programu DNcalc
- Provést analýzu realizace určité obměny tohoto konceptu
- Na základě analýzy provést vyhodnocení a doporučení

Práce je vytvořena na základě zadání společnosti ČEZ Distribuce, a.s.

1 Teoretická část

1.1 Mikrogrid

Mikrogrid jako architektonický a řídicí koncept síťové infrastruktury zvyšuje spolehlivost systému a kvalitu jím dodané energie jeho segmentací do menších částí. Díky lokální výrobě a dodávce energie může také umožnit snížení nákladů na vybudování, údržbu a obnovu síťové infrastruktury. Náklady se sníží i nižšími ztrátami na vedení, nebo vhodnými řídicími technikami, umožňujícími provozovat síť v ekonomickém optimu a snižující tak cenu koncovým uživatelům. I zahlcení výkonových vedení a rozvoj síťové infrastruktury, které mohou být problémem v průmyslově založených zemích a které jsou vzhledem k rostoucí hustotě obyvatelstva stále závažnější, může koncept mikrogrid pomoci řešit.^{7, 8, 9}

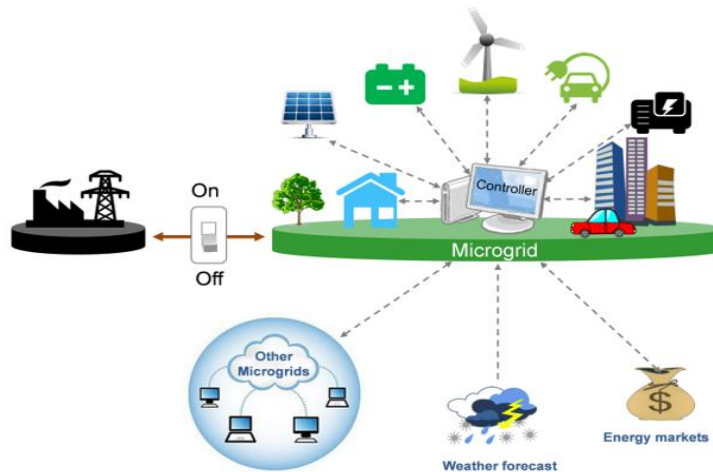
Využitelné benefity ale samozřejmě nejsou zadarmo. Mezi největší nevýhody mikrogridu patří nutnost zavést nové metody měření a vyúčtování, které mohou lidem zesložitovat pro ně dosud jednoduchý odběr elektrické energie. Další velikou nevýhodou je nutnost aplikovat nové ochranné standardy a techniky, protože současné nastavení ochranných systémů by bylo pro mikrogrid tak, jak bude popsán, nevyhovující. Zároveň, vzhledem k principu mikrogridu založeném na decentralizaci, je pro rozšíření tohoto konceptu potřeba více kvalifikovaného personálu a vysoké investiční náklady do již zavedeného a na první pohled bezproblémově fungujícího systému, čímž představuje pro provozovatele takovýchto soustav velikou výzvu.^{7, 8, 9} Typický mikrogrid je na obrázku č. 1.¹⁰

⁷ HATZIARGYRIOU, Nikos. *Microgrids, Architectures and control*. John Wiley and Sons, Ltd., 2014. 317 stran. ISBN 978-1-118-72068-4

⁸ HIRSCH, Adam, PARAG, Yael and GUERERRO, Josep. Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [online]. July 2018, 90, 402-411. [vid. 2.5.2020]. ISSN: 1364-0321. Dostupné z: DOI: 10.1016/j.rser.2018.03.040

⁹ MEYER Andrew. Why a distributed energy grid is a better energy grid. In: *Swell Energy* [online]. 2016. [vid. 4.3.2020]. Dostupné z: <https://bit.ly/2PMHzQ3>

¹⁰ *Microgrids at Berkeley Lab* [online]. Berkeley Lab. 2019. [vid. 19.4.2020]. Dostupné z: <https://building-microgrid.lbl.gov/about-microgrids>



Obrázek 1: Vizualizace typického mikrogridu

1.1.1 Definice

Mikrogrid je v současném světě měnící se energetiky stále častěji skloňovaným pojmem, a to zejména kvůli benefitům, které může nabídnout. O až tak nový koncept se však nejedná. Výsledkem elektrifikace na konci 19. století nemohlo být, vzhledem k tehdejším technologickým podmínkám, nic jiného než současný centralizovaný systém. S rozvojem a s vyšší dostupností technologií však vědci a inženýři začali objevovat výhody decentralizace a v různých částech světa začal probíhat výzkum a aplikace tohoto řešení. Protože ale byla v různých částech světa motivace pro realizaci jiná, neměl pojem mikrogrid až do nedávna světově sdílenou definici. Například v Americe byl mikrogrid vnímán zejména jako způsob, jak elektrifikovat i velmi vzdálené oblasti a jak nahradit zastaralou síťovou infrastrukturu, zatímco v Evropě a dalších dovozně velmi závislých zemích jako Japonsko bylo naopak hlavním cílem umožnit integraci a optimální provoz RES v elektrizačních soustavách a umožnit i jejich další rozvoj a testování.^{11,12}

¹¹ VENKATRAMAN, Ramakrishnan and KHAITAN, Siddhartha Kumar. A survey of techniques for designing and managing microgrids. In: *IEEE Power Energy Society General Meeting* [online]. Denver, USA, 2015. [vid. 2.5.2020]. Dostupné z: DOI: 10.1109/PESGM.2015.7286590

¹² GUOPING, Zhang, WEIJUN, Wang and LONGBO, Mao. An Overview of Microgrid Planning and Design Method. In: *IEEE 3rd Advanced Information Technology, Electronic and Automation Control Conference (IAEAC)* [online]. Chongqing, China, 2018. [vid. 3.5.2020]. Dostupné z: DOI: 10.1109/IAEAC.2018.8577763

Až v roce 2012 byla na US Department of Energy vytvořena v současné době nejcitovanější¹³ definice mikrogridu, podle níž je mikrogrid „*Skupina propojených zátěží a distribuovaných zdrojů energie, s jasně definovanými elektrickými hranicemi, která vzhledem k okolní síti vystupuje jako jedna říditelná entita. Zároveň může být tato skupina zařízení podle potřeby připojena či odpojena a pracovat tak v síťovém, nebo v ostrovním režimu.*“¹⁴ S dalším rozvojem byl pak v roce 2017 institutem IEEE vytvořen i standard specifikující některé charakteristiky mikrogridu pod názvem Standard for the specification of Microgrid Controllers číslo IEEE 2030.7-2017.¹⁵

Velmi podobným konceptem jako mikrogrid je i koncept LDS, užívaný v ČR od privatizace po vzniku samostatného státu.¹⁶ Rozdíl mezi těmito pojmy v podstatě neexistuje a pro potřeby této práce je možno říkat, že se překrývají. To si můžeme dovolit vzhledem k faktu, že LDS není přesně definovaný pojem a definice mikrogridu je velmi vágní. Vzhledem k výše popsané definici mikrogridu, a naopak chybějící definici LDS by se pak bez velké chyby dalo říct, že LDS může a nemusí být mikrogrid, ale mikrogrid je vždy LDS. Dalším podobným, s mikrogrid překrývajícím se pojmem, může být i společné odběrné místo (SOM). Protože se jedná spíše o legislativní a obchodní koncepty, budou tyto blíže rozebrány v části 1.2 Legislativní rámec. Jednotlivé části definice budou v následujících částech rozepsány.

¹³ HIRSCH, Adam, PARAG, Yael and GUERERRO, Josep. Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [online]. July 2018, 90, 402-411. [vid. 2.5.2020]. ISSN: 1364-0321. Dostupné z: DOI: 10.1016/j.rser.2018.03.040

¹⁴ TON, Dan T. and SMITH, Meririll A. The U.S. Department of Energy's Microgrid Initiative. In: *The Electricity Journal* [online]. October 2012, 25(8), 84-94. [vid. 2.5.2020]. ISSN: 1040-6190. Dostupné z: DOI: 10.1016/j.tej.2012.09.013

¹⁵ THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC [online]. *Standard for the Specification of Microgrid Controllers*. 2018. [vid. 3.5.2020]. Dostupné z: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8295083>

¹⁶ SVOBODA, Petr. Nikde není taková koncentrace lokální výroby, jako v LDS. *All for power* [online]. 2019. [vid. 4.3.2020]. Dostupné z: <https://allforpower.cz/rozvody-energie/nikde-neni-takova-koncentrace-lokalni-vyroby-jako-v-lds-114>

1.1.2 Provozní stavy mikrogrid

Z definice je patrné, že existují dva základní způsoby provozu sítě mikrogrid, díky čemuž získává mikrogrid jednu ze svých největších výhod oproti centralizovanému systému: bezpečnost a spolehlivost. Těmito dvěma provozními stavy jsou:

- ostrovní provoz, při němž je mikrogrid odpojen od nadřazené sítě a změny provozních stavů těchto dvou systémů jsou nezávislé. Energie je vyměňována pouze uvnitř mikrogridu a její výměna je řízena lokálním kontrolérem uvnitř mikrogridu.
- síťový provoz, při němž je mikrogrid plně připojen k hlavní rozvodné síti. Řízení toků je pak prováděno z řídicího centra celého elektroenergetického systému a lokální řízení uvnitř mikrogridu pouze určuje dispečink zdrojů a zátěží pro dosažení žádaných výsledků zainteresovaných stran. Při změnách parametrů nadřazené sítě dochází ke změnám parametrů v mikrogridu.

Přepínání mezi jednotlivými provozními stavy provádí lokální řídicí systém nezávislý na síti na základě nastavených parametrů. Obecně lze důvody pro odpojení rozdělit na plánované a neplánované:

- plánované přepínání nastává v případě plánovaných, a tedy očekávaných stavů. Z toho důvodu vede přepnutí k minimálním přechodovým jevům. Příkladem může být údržba.
- neplánované přepínání je většinou výsledkem poruch a vede tedy k nepředvídaným stavům, jejichž charakter je závislý na aktuálním stavu na obou stranách přepínače ve chvíli poruchy.

1.1.3 Součásti mikrogrid

Další součástí definice je pak to, z čeho se mikrogrid skládá. V této části je třeba si opět uvědomit, že mikrogrid je takzvaně „technologicky agnostický“ koncept a design každého realizovaného systému vždy závisí na specifických požadavcích a ekonomické situaci daného projektu. Obecně však lze uvažovat tři hlavní součásti mikrogridu.

První důležitou součástí jsou zdroje. Zdroje jsou většinou z technických i ekonomických důvodů malá, blízko lokální spotřeby situovaná zařízení. Stejně jako v síťovém zdrojovém mixu i tyto zdroje můžeme dělit podle různých parametrů do několika skupin.

V lokálních soustavách se vyskytují zdroje přeměňující energii uloženou v chemické formě a zdroje obnovitelné. Zdroji přeměňující energii chemickou jsou v mikrogridu nejčastěji spalovací motory a turbíny, či palivové články. Spalovací motory přeměňují vložené palivo procesem pálení na energii mechanickou. Palivy jsou nejčastěji plyny vzniklé z procesu využití biomasy, nebo fosilní paliva. Jejich velikou výhodou je možnost rychlého startu a regulace, čímž je, pokud je to žádoucí, umožněna jejich funkce jako záložních generátorů. Na druhé straně palivové články umožňují přeměnit chemickou energii v palivu přímo na elektrickou energii chemickou reakcí vodíku a kyslíku. Využití těchto systémů je však v dnešní době vzhledem k vysokým pořizovacím nákladům a nízké účinnosti velmi neobvyklé. Obecně lze říci, že využití těchto dvou zdrojů není v dnešních podmínkách kontinentální Evropy žádoucí a moderní mikrogrid chce jejich využití eliminovat. Naopak je to se zdroji obnovitelnými. Sem v kontextu mikrogrid řadíme zejména fotovoltaické panely a větrné turbíny. Tyto technologie umožňují sbírat, popořadě, nevyčerpatelnou energii větru a slunce a přeměňovat ji na energii elektrickou. U větrných elektráren můžeme mluvit o jednotkách kW až jednotkách MW střídavého charakteru produkovaného elektrického proudu, což může usnadnit jejich implementaci do současného systému. Naopak solární panely jsou ve stovkách W na zařízení a produkují stejnosměrný proud. Je k nim tedy potřeba přídavný střídač, aby mohly být napojeny do rozvodné sítě. Kromě popsaných zdrojů s reálným potenciálem existuje mnoho dalších řešení, jako jsou vodní, či geotermální elektrárny, které ale nemají v současné době příliš velký potenciál.^{17, 18}

Další součástí je strana spotřeby elektrické energie neboli zátěž. Historicky byla zátěž v síti pouze pasivní, téměř nepredikovatelnou spotřebou beroucí ze sítě elektrickou energii a přeměňující jí na jiné, požadované formy energie. Spotřeba byla vždy až na vy-

¹⁷ HIRSCH, Adam, PARAG, Yael and GUERERRO, Josep. Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [online]. July 2018, 90, 402-411. [vid. 2.5.2020]. ISSN: 1364-0321. Dostupné z: DOI: 10.1016/j.rser.2018.03.040

¹⁸ HOSSAIN, Eklas, KABALCI, Ersan, BAYINDIR, Ramazan and PEREZ, Ronald. A comprehensive study on microgrid technology. In: *International Journal of Renewable Energy Research* [online]. 2014, 4, 132-153. [vid. 2.5.2020]. ISSN: 1309-0127. Dostupné z: <https://www.ijrer.org/ijrer/index.php/ijrer/article/view/2005>

jimky (například systém hromadného dálkového ovládní HDO) neřízená a podle aktuální situace jí, i když s alespoň částečnou představou díky typovým diagramům dodávky (TDD) a historickým datům, musela být přizpůsobována výroba. Současné technologie ovšem umožňují přístup k zátěži změnit a umožnit jejím provozovatelům aktivní zapojení do trhu s elektrickou energií a do řízení systému. Vzniká koncept Demand Side Response (DSM), volně přeloženo jako řízení flexibility zátěže. Dle typu zátěže pak tyto subjekty mohou poskytovat služby různých parametrů podle potřeby sítě.

Protože většina RES, z kterých se ideální mikrogrid skládá, postrádá setrvačnost a říditelnost, jinak poskytovanou v síti točivými stroji, je potřeba začlenit do moderního systému i jakýsi tlumič náhlých změn. Tímto je poslední, avšak neméně významná součást, akumulace energie. Tato zařízení jsou kritická pro vyrovnávání nerovnováhy mezi výrobou a spotřebou a v budoucích sítích budou bezesporu hrát stále významnější roli. Jejich přínos spočívá ve třech funkcích. Za prvé umožňují zdrojům produkovat energii na maximální výkon, i když je přenosová schopnost sítě limitovaná, tím, že energii uloží k pozdějšímu využití, V dalším kroku pak umožňují překlenout momenty, kdy je naopak produkce z RES nízká, dodávkou uložené energie zpět do sítě a v neposlední řadě pak bateriová úložiště pomáhají udržovat síť v rovnováze v případě poruch či výpadků, kdy jsou díky svým charakteristikám schopny strmých startů a mohou tak zajistit chod kritických zařízení, udržování parametrů v síti, nebo opětovné spouštění. Většina pozornosti je v současné době věnována zejména technologii ukládání energie v bateriích elektrochemickou přeměnou a technologii ukládání přímo do takzvaných superkapacitorů. Existují ovšem i projekty zkoumající technologie ukládání, mezi nimiž nejslibnější jsou ty na ukládání ve formě kinetické či potenciální mechanické energie (setrvačníky, jeřáby), tepelné energie, či ve formě vodíku vyráběného hydrolyzou.^{19, 20}

¹⁹ SUMPER, ANDREAS, GONZÁLEZ-DIAZ, Francisco et.al. A review of energy storage technologies for wind power applications. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [online]. May 2012, 16(4), 2154-2171. [vid. 2.5.2020]. ISSN: 1364-0321. Dostupné z: DOI: 10.1016/j.rser.2012.01.029

²⁰ SUVIRE, Gastón O., MERCADO, O. E. et.al. Comparative analysis of energy storage technologies to compensate wind power short-term fluctuations. In: *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA)* [online]. Sao Paulo, Brazil, 2011. [vid. 3.5.2020]. Dostupné z: DOI: 10.1109/TDC-LA.2010.5762932

1.1.4 Řízení mikrogridu

Řiditelnost intermitentních RES je omezena fyzikální podstatou jejich primárního energetického zdroje. Navíc je vzhledem k vysokým investičním a nízkým provozním nákladům nežádoucí omezovat jejich výrobu, a proto je obecnou praxí řídit primárně okolní systém a k tzv. „curtailmentu“ RES přistoupit až v kritických momentech, kdy by hrozilo přetížení, nebo jiné ohrožení bezpečného chodu sítě. Řídící strategie je zde nazývána „priority dispatch“ což znamená, že jednotky RES se nepodílejí, pokud nejsou vybaveny výkonovou elektronikou umožňující nezávislé řízení jalové energie, na udržování parametrů sítě.²¹ Řiditelnost mikrozdrojů a kogeneračních jednotek je, jelikož se jedná o točivé stroje, velmi flexibilní a omezena pouze činným a jmenovitým zdánlivým výkonem. Dispečink zdrojů tohoto typu pak v podstatě odpovídá řízení zdrojů v současném systému, kdy jejich využití závisí na ekonomice, ekologii a provoznímu stavu sítě.²² Akumulátory energie jsou v závislosti na použité technologii schopny dodávat výkon až v řádu milisekund a uskladňovat energii až na dny dopředu. Jejich řízení pak může sledovat buď potřeby zátěže (tedy vyrovnávací funkce), nebo cenu energií (tedy arbitrážní funkce). Řiditelnost je teoreticky neomezená a závisí pouze na sledovaných strategiích. Stejně jako v případě RES i stejnosměrná energetická úložiště mohou při použití vhodné elektroniky poskytovat službu řízení jalového výkonu. Řiditelnost spotřeby byla ještě donedávna velmi limitovaná zejména z důvodu nedostatečně rozvinutých komunikačních a řídicích systémů a snadné říditelnosti strany dodávky. Současná doba ale umožňuje rozvoj řízení strany spotřeby, založené na předpokladu, že v případě vhodné motivace jsou zákazníci ochotní a schopni měnit svou spotřebu. Modely takových motivací mohou být různé, uvést lze například^{21, 22}:

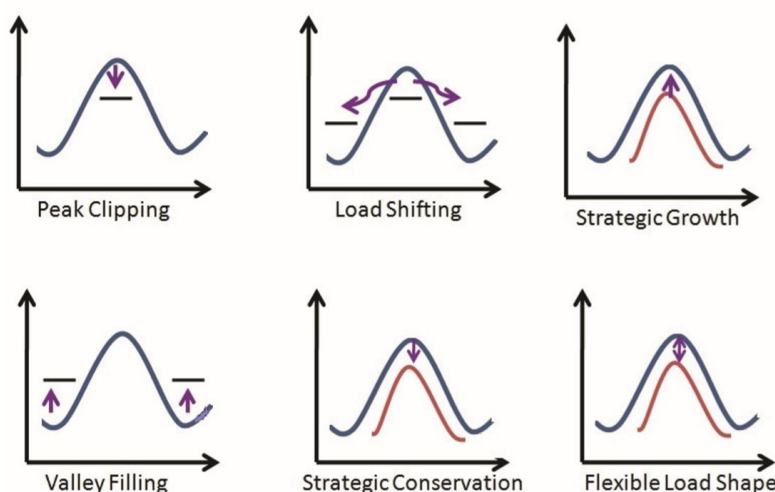
- čas využití (v ČR známé jako HDO), nabízející fixně definované špičkové a nešpičkové ceny, nebo

²¹ HATZIARGYRIOU, Nikos. *Microgrids, Architectures and control*. John Wiley and Sons, Ltd., 2014. 317 stran. ISBN 978-1-118-72068-4

²² HIRSCH, Adam, PARAG, Yael and GUERERRO, Josep. Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [online]. July 2018, 90, 402-411. [vid. 2.5.2020]. ISSN: 1364-0321. Dostupné z: DOI: 10.1016/j.rser.2018.03.040

- dynamické naceňování, nabízející proměnné ceny v závislosti na velkoobchodních cenách elektrické energie

Řízení zátěže lze pak v reakci na aktuální podmínky provádět manuálně, nebo automaticky na základě naprogramovaných procedur v řídicím systému, oboje v závislosti na strategii a potřebách každého zákazníka, nebo na podmínkách stanovených v smlouvě uzavřené s poskytovatelem takovéto či jiné služby. Různé způsoby řízení jsou přiblíženy v obrázku č. 2.²³



Obrázek 2: Způsoby řízení DSM

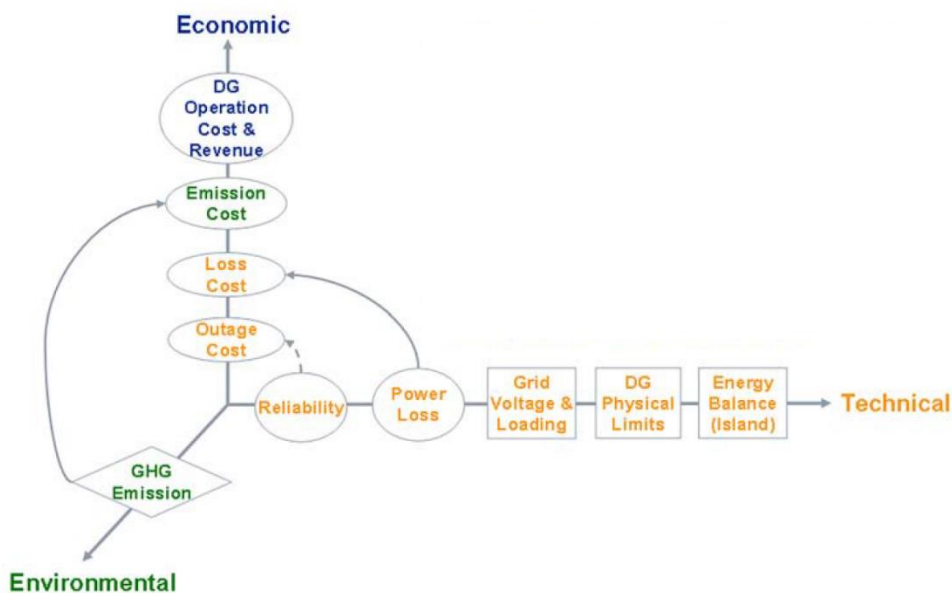
Z představených cílů je patrné, že jejich aplikace je možná pouze v případě velmi kvalitních předpovědí a rychlého řízení a je tedy závislá na adopci nových měřících a řídicích technik, v dnešní době známých jako „chytré měření“. Toto téma je v současné době předmětem mnoha projektů ve světě i v České republice, které zkoumají potenciál zejména mimo využití v mikrogridu při poskytování podpůrných služeb²⁴, ale jeho aplikace je jistě všeobecná, protože může zvýšit flexibilitu a kontrolovatelnost sítě, či její schopnost odolávat neočekávaným stavům posunem spotřeby u nekritických zařízení na

²³ BHAMIDI, Lokeshgupta, SADHUKHAN, Arindam et al. Multiobjective optimization for demand side management in a smart grid environment. In: *7th International Conference on Power Systems (ICPS)* [online]. Pune, India, 2017. [vid. 3.5.2020]. Dostupné z: DOI: 10.1109/ICPES.2017.8387293

²⁴ ČEPS, a.s. [online]. *Projekt Dflex ověří využití agragace flexibility*. 2019. [vid. 19.3.2020]. Dostupné z: <https://bit.ly/33DbAYs>

pozdější, nebo naopak dřívější dobu tak, aby byl s maximální účinností využit potenciál daného systému.

Je patrné, že současné DG a DSM technologie umožňují využít širokou škálu řízení aktivního ale i reaktivního výkonu. Konečná konfigurace v daný moment pak vždy závisí na provozním schématu, které je výsledkem potenciálně konfliktních zájmů mezi různými zainteresovanými skupinami, kterými mohou být systémoví operátoři, vlastníci DG/DMS, provozovatelé DG/DMS, zákazníci, regulátoři, provozovatelé DS/PS, apod. Při optimálním provozu reálného mikrogridu se však střetávají zájmy všech a je tedy potřeba řešit multikriteriální problém beroucí v potaz všechna omezení vycházející z různých požadavků, vždy se však jedná o některou z kombinací ekonomických, technických a ekologických cílů. Jednotlivé cíle a jejich základní provázanost jsou vyjádřeny v obrázku č. 3.²⁵

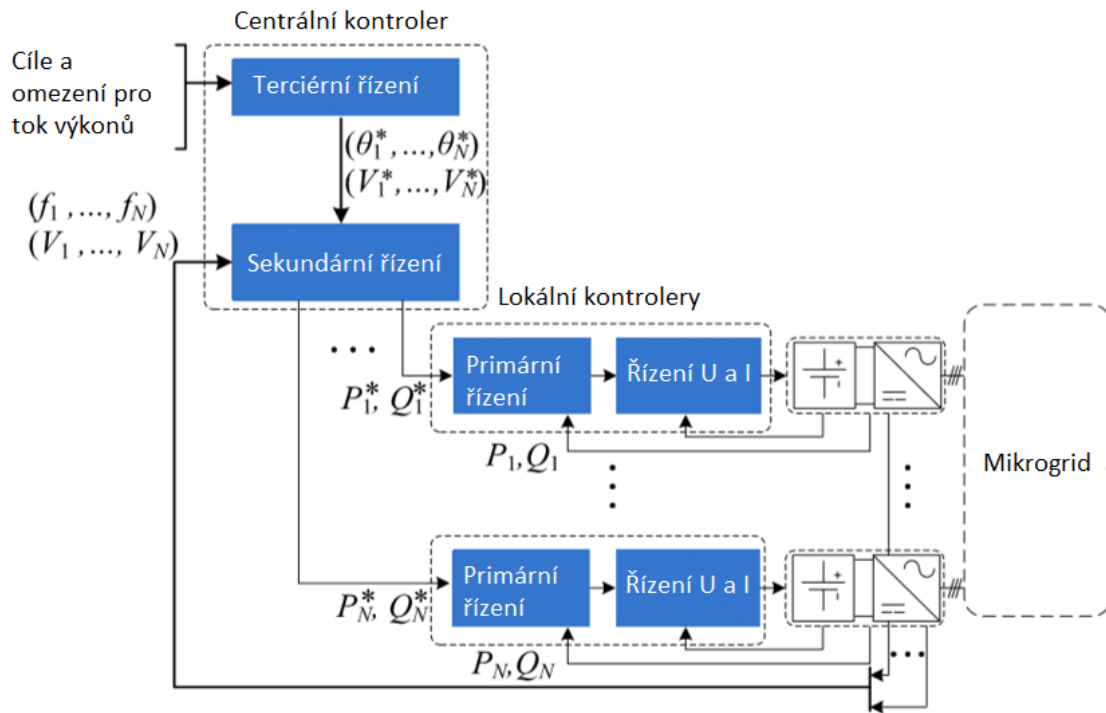


Obrázek 3: Cíle řízení mikrogridu a jejich základní provázanost

Technické řízení mikrogridu pak obecně nemusí být příliš odlišné od současných rozvodných soustav, pouze se jedná o menší segment, který je díky tomu snadněji a efektivněji kontrolovatelný. Typicky bývá v mikrogridu použito tříúrovňové řízení s de-

²⁵ HATZIARGYRIOU, Nikos. *Microgrids, Architectures and control*. John Wiley and Sons, Ltd., 2014. 317 stran. ISBN 978-1-118-72068-4

centralizovanou primární (řídí výkon a napětí jednotlivých zdrojů) a centralizovanou sekundární (poskytuje výkonové reference a řídí frekvenci a napětí) a terciérní (řídí toky výkonů a poskytuje reference amplitudy a úhlu napětí) regulací (viz obrázek č. 4²⁶).

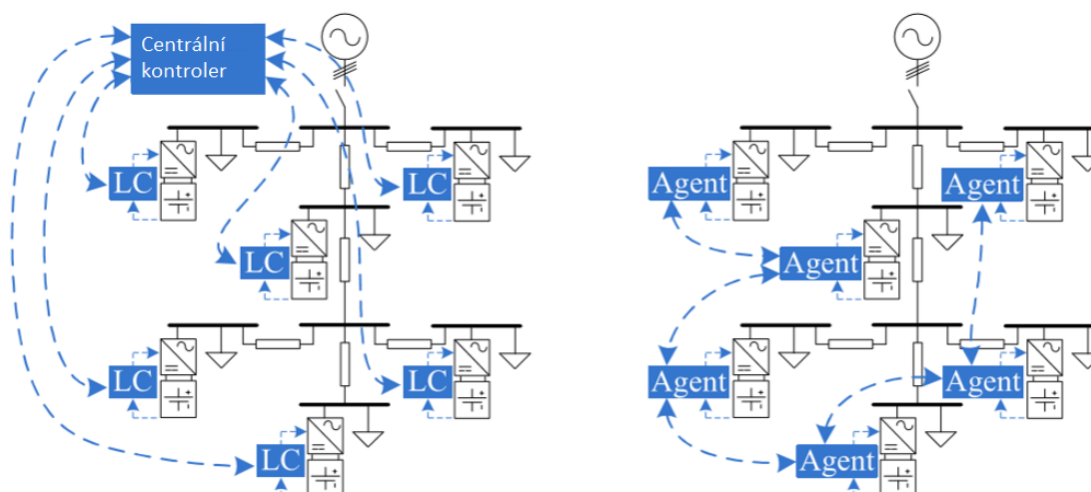


Obrázek 4: Tříúrovňové řízení mikrogridu

Mikrogrid však přináší možnost implementovat lepší, více škálovatelné, efektivnější a spolehlivější koncepty distribuovaného řízení jako například Distributed Multi-Agent Control, v němž všechny prvky sítě komunikují pouze mezi sebou, bez centrálního kontroléru v mikrogridu.²⁷ Porovnání běžného tříúrovňového řízení s Distributed Multi-Agent Control je uvedeno v obrázku č. 5.²⁶

²⁶ MORSTYN, Thomas, HREZDAK, Branislav, AGELIDIS, Vassilios G. Control strategies for microgrids with distributed energy storage systems: an overview. In: *IEEE Transactions on smart grid* [online]. July 2018, 9(4), 3652-3666. [vid. 3.5.2020]. ISSN 1949-3053 Dostupné z: DOI: 10.1109/TSG.2016.2637958

²⁷ ELIS, Pavel. *Multiagentní MPC protokoly pro energetickou optimalizaci mikrosítě*. Praha, 2019. Diplomová práce. ČVUT v Praze, Fakulta elektrotechnická, Katedra řídicí techniky.



Obrázek 5: Tříúrovňové řízení (vlevo) a distributed multi-agent řízení (vpravo)

1.1.5 Obchodní modely mikrogrid

Vzhledem ke svému umístění a využití v energetickém systému nelze přesně definovat konkrétní modely a funkce zainteresovaných stran v konceptu mikrogrid. Jednotliví hráči a obchodní modely se v každém prostředí mohou lišit. To je dáno mimo jiné i větší složitostí trhů způsobenou, dalo by se říct stále ještě probíhající, liberalizací energetických trhů, snažící se oddělit konkurenční segmenty (výroba a prodej) od přirozených monopolů (přenos a distribuce), mající za cíl umožnit regulaci těchto přirozených monopolů a zajistit rovný přístup k sítím v konkurenčních segmentech.

V závislosti na tom, o jak velký mikrogrid se jedná (budova, více budov, vývod, nebo rozvodna), může tento působit na různých vnějších trzích s různými kombinacemi služeb, a to ať jednotlivě, nebo v rámci agregovaného portfolia některého z větších dodavatelů. Poskytování těchto služeb je kritickým faktorem, který určuje realizovatelnost mikrogridu, protože zajišťuje případnou profitabilitu. Rozhodující je ale samozřejmě také politická a legislativní podpora. Obecně lze tyto služby rozdělit na dodávky energií do nadřazené sítě a na služby na trzích se systémovými službami.²⁸

²⁸ HATZIARGYRIOU, Nikos. *Microgrids, Architectures and control*. John Wiley and Sons, Ltd., 2014. 317 stran. ISBN 978-1-118-72068-4

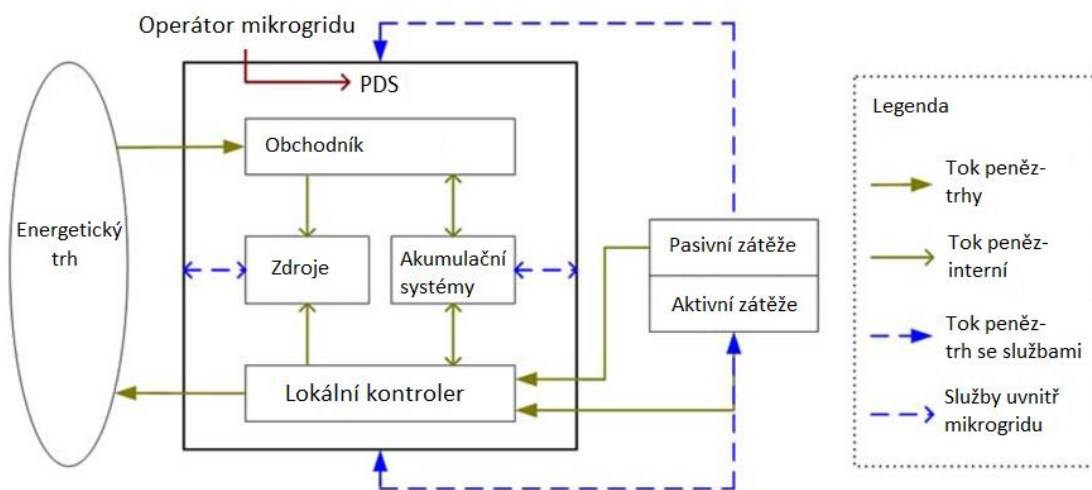
Služby dodávky energie do nadřazené sítě nejsou běžným cílem mikrogridu. Výroba energie z lokálních DG je v ideálním mikrogridu dimenzována a řízena tak, že není potřeba energii do vnější sítě dodávat. Navíc ani není v současné době výkupní cena za elektřinu z takovýchto distribuovaných zdrojů, pokud nemá mikrogrid přístup na energetické trhy, pro business plán založený pouze na výrobě příznivá (například od obchodníka ČEZ, a.s. činí cca 40% kupní ceny elektřiny, vyplatí se tedy energii lokálně spotřebovat). Díky různým formám podpory však může být minimálně doplňkem k jinému, vyššímu cíli sledovanému provozem mikrogridu.

Podpůrné služby jsou služby sítě, které jsou požadovány provozovatelem TSO nebo PDS za účelem udržení stability systému a zachování kvality elektrické energie. Kromě již zmíněných kladů, které v těchto ohledech mikrogrid přináší, je toto další z přínosů, na které může být mířeno provozovatelem mikrogridu. Tyto služby pak teoreticky mohou být mikrogridem poskytovány jak ze strany spotřeby, tak ze strany výroby. V závislosti na provozním stavu a možnostech konkrétního mikrogridu se může jednat o kterékoliv ze služeb výkonové rovnováhy (primární a sekundární regulace, minutové zálohy) nebo ostatní (sekundární regulace U/Q, start ze tmy, ostrovní provoz). Je pouze nutné zajistit ze strany mikrogridu vysokou míru spolehlivosti, kvality a bezpečnosti těchto služeb.

Kromě výše uvedených příjmů je ale pro realizaci mikrogridu třeba, aby byly ve vnějším systému vnímány i další, netržní benefity, které mikrogrid přináší a aby byly náležitě oceněny, ať už regulatorně, legislativně, nebo finančně. Takovýmto benefitem může být například „lokálnost“ mikrogridu. Jak již bylo řečeno, jedním z největších benefitů a rozdílů oproti jiným konceptům je právě schopnost mikrogridu dodávat elektrickou energii lokálně a tím ušetřit náklady na ztráty, či rozsáhlou infrastrukturu.

Realizovatelnost mikrogridu pak bude tedy záviset na tom, jak bude projekt navržen, kdo bude jednotlivé struktury vlastnit, jakým zákazníkům bude mikrogrid sloužit a jak, jakým způsobem bude generován profit a kam bude téct. Nyní budou uvedeny základní vlastnické a provozní modely s cílem identifikovat základní možnosti, z kterých se případné modely budoucnosti mohou odvíjet. Nejzásadnějším prvkem, podle kterého se mohou jednotlivé modely lišit, jsou zdroje elektrické energie a případných systémů akumulace. Jako v „makrogridu“ bude každý model záviset zejména na vlastnictví těchto prvků. Tři základní modely jsou uvedeny níže.

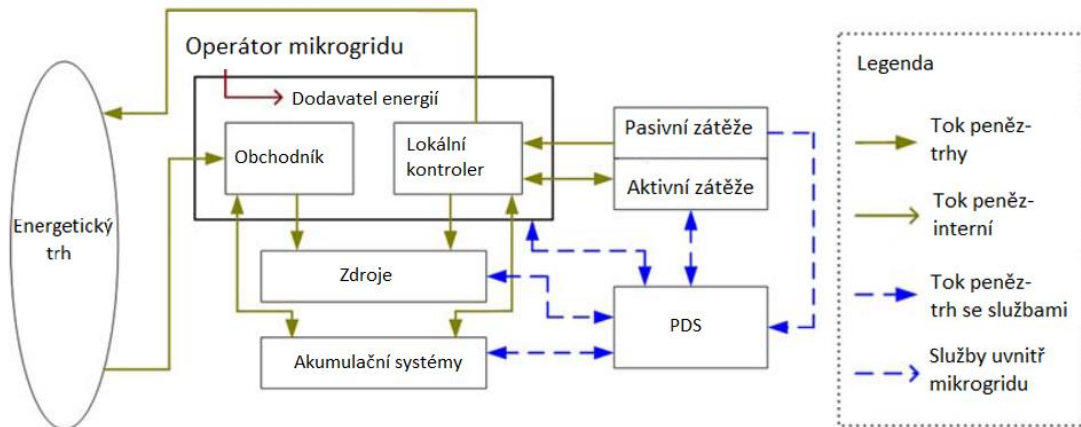
V prvním modelu, který je ale v současném liberalizujícím se trhu neuskutečnitelný, je PDS součástí vertikálně integrované společnosti, a tudíž plní i funkci obchodní. Integrace a provoz DG a BES je tedy v rukou PDS. Zdroje v tomto modelu budou pravděpodobně větších výkonů a bateriová úložiště budou umístěna v rozvodných stanicích. Zdroje jsou řízeny vzdáleně v rámci PDS. Takovýto model lze očekávat v technicky zastaralých nebo nevyhovujících sítích, kde realizace mikrogridu může být výhodnější alternativou k nákladné obnově, ať se jedná o zvýšení přenosových schopností kabelů, nebo zvětšení transformátoru. V systémech, v nichž proběhl unboundling, tedy i v ČR, PDS nemá povoleno vlastnit a provozovat DG, ale DG exkluzivně s funkcí podpory provozu systému by mohla být výjimkou a podobný model by mohl mít smysl. Grafické znázornění vztahů v tomto modelu je na obrázku č. 6.²⁹



Obrázek 6: Obchodní model monopolizovaný PDS

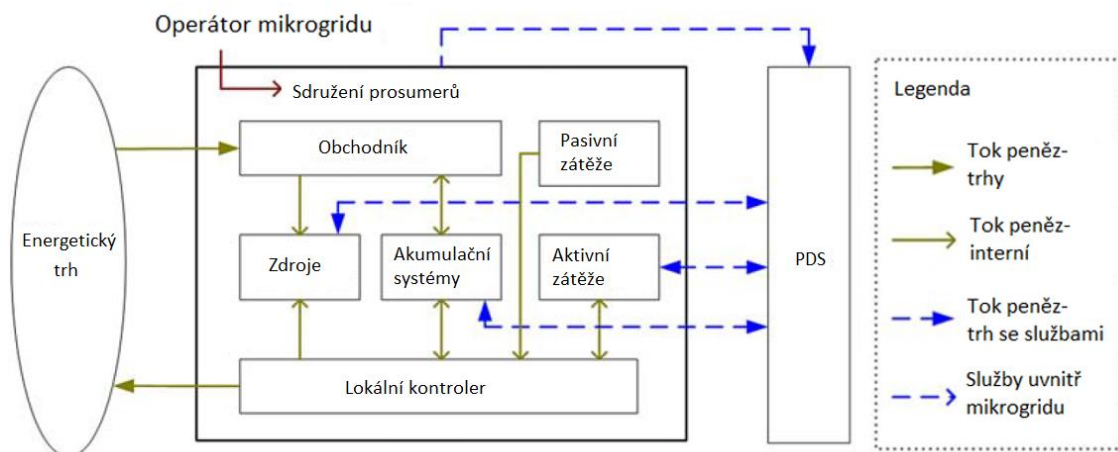
V liberalizovaném trhu je mikrogrid realizován jako výsledek různých motivů zainteresovaných stran. Nejvyšší šanci maximalizovat užitek z tohoto konceptu mají, jak už bylo řečeno, prodejci či ESCO společnosti, a proto se předpokládá jejich kontrola nad celým systémem, který je složen z různých subjektů, a finanční toky mezi nimi závisí na konkrétním případě. Možný scénář je graficky znázorněn na obrázku č. 7.³⁰

^{29, 30} HATZIARGYRIOU, Nikos. *Microgrids, Architectures and control*. John Wiley and Sons, Ltd., 2014. 317 stran. ISBN 978-1-118-72068-4



Obrázek 7: Obchodní model v liberalizovaném trhu

Posledním z navrhovaných modelů je model, v němž mikrogrid vlastní a provozují prosušeři, tedy majitelé DG, kteří jsou zároveň v dané síti spotřebiteli. Tento model je nejlépe aplikovatelný v regionech s vysokou cenou elektrické energie, nebo s vysokou podporou DG. Jeden nebo více soukromých subjektů zde vlastní DG a BES za cílem minimalizace nákladů na elektřinu. DG a BES jsou spíše menší a distribuovaná a v rukou mnoha subjektů. Výsledkem je minimalizace využití distribučních sítí a může vést k nerespektování síťových omezení (například hosting capacity), což může vést k různým omezením a požadavkům na kompenzace ze strany PDS. To je patrné z obrázku č. 8.³¹



Obrázek 8: Obchodní model vlastnictví mikrogridu mnoha prosumery

³¹ HATZIARGYRIOU, Nikos. *Microgrids, Architectures and control*. John Wiley and Sons, Ltd., 2014. 317 stran. ISBN 978-1-118-72068-4

1.2 Legislativní rámec týkající se mikrogrid

Ačkoliv mikrogrid, nebo v kontextu ČR spíše lokální distribuční soustava (LDS), není obecně v současné české legislativě přímo definován a explicitně uznáván, jedná se o zvláštní druh distribuční sítě a jako takový musí splňovat požadavky stanovené zákony a prováděcími nařízeními pro oblast energetiky. Jedinou výjimkou zmiňující LDS je zákon 165/2012Sb., který spatřuje rozdíl mezi regionální distribuční soustavou (RDS) a LDS na základě připojení buďto k PS, nebo k DS a na základě tohoto rozlišení osvobozuje LDS z několika povinností a uděluje jí některé výhody. Zcela nedefinovaný je pak pojem společné doběrné místo (SOM), což je ale dáno tím, že se na rozdíl od LDS jedná o čistě obchodní model. Obou konceptů se však týkají určitá pravidla, která budou v této části, společně s nejvýznamnějšími legislativními opatřeními týkající se elektroenergetiky, alespoň základním způsobem představena.

Opět je však potřeba si vzhledem k obsahu této práce uvědomit, že mikrogrid není přesně stanovený pojem, který by měl definované business modely, rozsahy, či umístění a legislativní opatření týkající se každého konkrétního projektu mohou být velmi rozdílná, a proto nelze sepsat obsáhlý seznam všech opatření týkajících se tohoto konceptu.

1.2.1 Zákon č. 458/2000 Sb.

Celým názvem Zákon č. 458/2000 Sb. o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů neboli Energetický zákon, lze považovat za základní kámen energetické legislativy u nás. Zpracovává příslušné předpisy EU a upravuje podmínky podnikání a výkon státní správy v energetických odvětvích, jakož i práva a povinnosti fyzických a právnických osob s tím spojené. Stejně jako na jiné zákony, i na tento navazují další vyhlášky, specifikující pravidla pro různá konkrétní témata. V obecném vztahu k problematice mikrogrid jsou v tomto zákoně zásadní zejména vymezení pojmů licence pro podnikání v energetice a k ní se vztahujících práv a povinností a pravidla provozování distribuční soustavy (PPDS).³²

³² ČESKÁ REPUBLIKA. Zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích (energetický zákon). In: *Sbírka zákonů*. 11.9.2009. ISSN 1211-1244. Dostupné také z: <https://www.mvcr.cz/soubor/sb095-09-pdf.aspx>

Licence na podnikání v energetice je udělována Energetickým regulačním úřadem (ERÚ). V závislosti na činnostech, kterými jsou v případě problematiky mikrogrid výroba elektřiny, distribuce elektřiny a obchod s elektřinou, se licence udělují na 5 až 25 let. Kromě obecných podmínek pro její získání je vzhledem k povaze podnikání vyžadována například i odborná způsobilost (nebo ustanovení odpovědného zástupce), či splnění určitých technických a finančních předpokladů.

Pravidla provozování distribuční soustavy vytváří každý PDS sám a jsou stejně jako licence schvalována ERÚ. Jedná se o komplexní dokument obsahující obecné i technické podmínky fungování DS jako jsou podmínky připojení, fakturace, omezování, bezpečnosti, řízení, údržby apod.

1.2.2 Zákon č. 406/2000 Sb.

Celým názvem Zákon č. 406/2000 Sb. o hospodaření energií je zákon stanovující opatření pro zvyšování hospodárnosti užití energie a povinnosti fyzických a právnických osob při nakládání s energií, pravidla pro tvorbu Státní energetické koncepce (SEK), Územní energetické koncepce (ÚEK) a Státního programu na podporu úspor energie a využití obnovitelných a druhotných zdrojů energie (SPP), požadavky na informování a vzdělávání v oblasti úspor energie a využití obnovitelných a druhotných zdrojů, či některá pravidla pro poskytování energetických služeb. Velmi důležitým dopadem tohoto zákona je mimo jiné právě vytvoření požadavku a pravidel na SEK, ÚEK a SPP.³³ Význam těchto dokumentů je ve zkratce následující:

- SEK vyjadřuje cíle státu v nakládání s energií v souladu se zásadami trvale udržitelného rozvoje, zajištěním bezpečnosti dodávek energie, konkurenceschopnosti hospodářství a sociální přijatelnosti pro obyvatelstvo.
- ÚEK stanoví cíle a zásady nakládání s energií na území krajů a obcí a vytváří podmínky pro hospodárné nakládání s energií v souladu s potřebami hospodářského a společenského rozvoje včetně ochrany životního prostředí a šetrného nakládání s přírodními zdroji energie.

³³ ČESKÁ REPUBLIKA. Zákon č. 406/2000 Sb., o hospodaření energií. In: *Sbírka zákonů*. 10.1.2020. ISSN 1211-1244. Dostupné také z: <http://aplikace.mvcr.cz/sbirka-zakonu/ViewFile.aspx?type=c&id=6255>

- SPP je program na podporu zvyšování účinnosti užití energie, snižování energetické náročnosti a využití obnovitelných a druhotných zdrojů v souladu se schválenou státní energetickou koncepcí a zásadami udržitelného rozvoje. K jeho uskutečnění umožňuje využití dotací.

1.2.3 Zákon č.165/2012 Sb.

V plném znění Zákon č. 165/2012 Sb. o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů je z pohledu mikrogrid velmi významný zákon reagující na moderní trendy v energetice. Tento zákon, zapracovává příslušné předpisy Evropské unie a upravuje podporu elektřiny a tepla z obnovitelných zdrojů energie, druhotných energetických zdrojů, a vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla a výkon státní správy a práva a povinnosti fyzických a právnických osob s tím spojené. Dále definuje obsah a podmínky pro tvorbu Národního akčního plánu České republiky pro energii z obnovitelných zdrojů (dále jen NAP), podmínky pro vydávání, evidenci a uznávání záruk původu energie z obnovitelných zdrojů a z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla, podmínky pro vydávání osvědčení o původu elektřiny vyrobené z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla nebo druhotných zdrojů, financování podpory elektřiny z podporovaných zdrojů a tepla z obnovitelných zdrojů a poskytnutí dotace operátorovi trhu na úhradu těchto nákladů a odvod z elektřiny ze slunečního záření. Stejně jako ostatní zákony, i tento je doplněn několika vyhláškami z dílny ERÚ a MPO.³⁴

Za důkladnější zmínku zde stojí zejména navazující dokument NAP Smart Grids (NAP SG), neboli Národní akční plán pro chytré sítě, vytvořený pro uspokojení požadavků právě tohoto zákona, jehož aktualizace proběhla v roce 2019 a má probíhat do roku 2030. Jedná se o strategický dokument, který vytváří podhoubí pro modernizaci elektroenergetiky a je tedy svým obsahem vzhledem k tématu mikrogrid zásadní co se týká požadavků a očekávání. Obsahuje opatření k dosažení závazných cílů vyplývajících z členství v EU, k modernizaci elektroenergetiky budováním chytrých sítí umožňujících

³⁴ ČESKÁ REPUBLIKA. Zákon č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů. In: Sběrka zákonů. 30.5.2012. ISSN 1211-1244. Dostupné také z: <http://aplikace.mvcr.cz/sbirka-zakonu/ViewFile.aspx?type=c&id=6184>

vyšší penetraci RES, ke zvýšení spolehlivosti, kvality a bezpečnosti dodávek elektrické energie a k větší informovanosti zákazníků tak, aby se byli schopni zapojit do trhu s elektřinou. Zároveň je v NAP SG zadáno dvacet projektů, takzvaných „zadávacích listů“, které se věnují tématům jako energetický DataHub, využití flexibility, automatizace sítí, či integrace elektromobility. Tento dokument, který určitým způsobem shrnuje reálná očekávání a předpoklady v elektroenergetice lze tedy považovat za motivaci pro zkoumání tématu mikrogrid, ať už je to v jakékoliv z představených, nebo představitelných forem, a to z toho důvodu, že se jedná o jedno z řešení nutných k dosažení stanovených cílů a ke splnění závazků.

1.2.4 Vliv evropské legislativy

Od podpisu Lisabonské smlouvy roku 2009 jsme legislativně součástí celoevropského elektroenergetického systému (energetika je problémem sdílený mezi všemi státy, je koordinována a směřuje k zajišťování bezpečnosti, úsporám a rozvoji nových zdrojů). Proto je naše nejen energetická legislativa návrhy a nařízeními Evropské Unie silně ovlivněna a v určitém časovém horizontu vždy musí evropskou legislativu implementovat. Nejnovějším takovýmto opatřením je takzvaný zimní balíček, což je soubor navrhované legislativy týkající se energetiky a stanovující cíle do roku 2050, který je nástupcem předchozího balíčku z roku 2009. Mimo jiné se zabývá také implementací nových konceptů a usnadnění jejich rozvoje. To se týká například prosumerů (spotřebitelé a zároveň výrobci energie), DSM, nových rolí PDS, elektromobility, BES, lokálních energetických komunit (spolupracující, propojení prosumeři, kteří využívají výhod lokálnosti a jsou za to náležitě odměňováni), či tvorby nových obchodních modelů.³⁵

³⁵ ALLEN & OVERY [online]. *EU Winter package - briefing paper*. 2017. [vid. 20.04.2020]. Dostupné z: <https://fsr.eui.eu/wp-content/uploads/The-EU-Winter-Package.pdf>

1.2.5 Lokální distribuční soustava

Jedná se o jeden z lokálních provozů realizovatelných v ČR, který umožňuje díky využití jednoho přípojovacího bodu snížit náklady na odběrné místo za přípojkou, kdy provozovatel takového systému se stává provozovatelem DS se všemi s tím souvisejícími právy a povinnostmi. Povinnostmi jsou zejména požadavek na získání licence na distribuci elektrické energie, vypracování podmínek provozu distribuční soustavy a dalších potřebných dokumentů, či navázání smluvních vztahů s obchodníky, PDS a odběrateli. Spolu s tím ale získává i možnost nastavení distribučních sazeb na svém území (v rámci uznaných nákladů energetickým regulačním úřadem), či práva plné kontroly LDS. Jedná se o licencovanou distribuci vyjmutou z práv a povinností provozovatelů DS. Pro odběratele se v podstatě nic kromě případných nižších cen nemění. Stále má volbu výběru dodavatele silové elektřiny a další práva jako v běžném provozu.³⁶

1.2.6 Společné odběrné místo

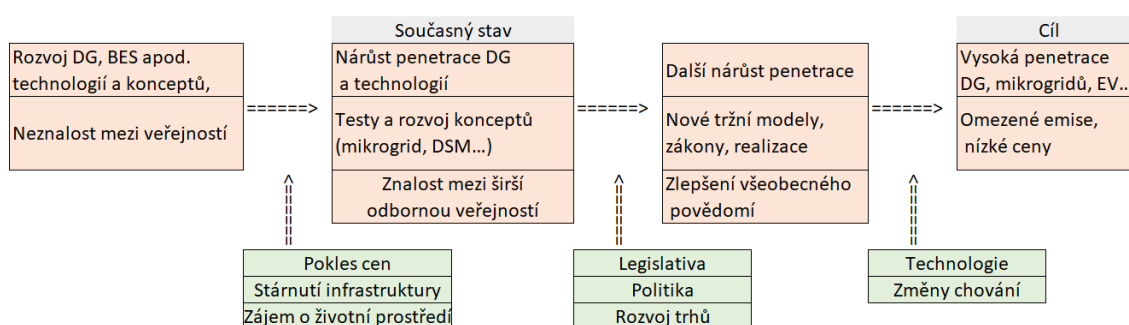
Druhým konceptem lokálního provozu v ČR je pak společné odběrné místo. V tomto případě je více odběratelů napájeno z jednoho odběrného místa a jeho provozovatel poté rozúčtuje spotřebu mezi odběratele. Výhodou tohoto konceptu je, že k jeho realizaci nejsou v nejjednodušším typu potřeba žádné licence. Kromě toho se v podstatě jedná o agregovaného spotřebitele s právy a povinnostmi klasického odběrného místa. Odběratelé mají v tomto případě smlouvu s provozovatelem a nemohou si tedy zvolit dodavatele silové elektřiny.³⁷

³⁶ MAŇÁK, Martin a ŠRYTR, Jan. Lokální distribuční soustavy a možnosti jejich využití v decentralizované energetice. In: *Frank Bold Advokáti* [online]. 2019. [vid. 19.04.2020]. Dostupné z: <https://www.fbadvokati.cz/cs/novinky/2560-prezentace-z-veletrhu-amper-lokalni-distribucni-soustavy-a-moznosti-jejich-vyuziti-v-decentralizovane-energetice>

³⁷ FRANCOVÁ, Anna. Případová studie: Chytré bytové domy se společnou fotovoltaikou a akumulátory. In: *Frank Bold Advokáti* [online]. 2019. [vid. 19.04.2020]. Dostupné z: <https://bit.ly/2KhVavF>

1.3 Mikrogrid projekty v ČR a ve světě

I přesto, že není mikrogrid novým konceptem, jeho rozvoj v reálných aplikacích jde přes všechny jeho klady velmi pomalu. Na přelomu tisíciletí se ve větší míře začaly objevovat distribuované zdroje energie, ale většina běžné společnosti neměla o jejich vývoji mnoho informací. Díky zlevňování těchto technologií, stárnutí infrastruktury a většímu zájmu společnosti o ochranu životního prostředí se do současné doby relativně velmi rychle zvyšovala penetrace DG a zrychloval rozvoj a implementace nových technologií. Hlavními faktory, které umožní budoucí rozvoj tohoto konceptu a zlepši povědomí společnosti o jeho benefitech, jsou v současném stavu zejména modernizace legislativy a politik jednotlivých států (umožnění přístupu menších subjektů na trh s podpůrnými službami, ohodnocení emisí, ocenění lokálnosti...). Po dalším rozvoji díky zlepšení obchodního prostředí pak bude vše záviset na technologickém rozvoji („chytré měření“, BES, EV, komunikační technologie) a schopnosti nové technologie implementovat v reálném životě. Shrnutí jednotlivých kroků rozvoje a faktorů, které ho v budoucnosti umožní, je zjednodušeně uvedeno v obrázku č. 9.



Obrázek 9: Rozvoj mikrogridu, enablers (zelená) a stavy/procesy (červená)

V současnosti se tedy nacházíme v oblasti testování nových projektů pro získání dostatku zkušeností a dat pro vytvoření legislativního a politického prostředí pro další rozvoj. V praxi pak ještě neexistují reálné mikrogridy tak, jak byly definovány na začátku této práce, které by nebyly vytvořeny za cílem výzkumu. V této části tedy budou uvedeny příklady projektů realizujících určitou formou koncept mikrogrid, nebo jeho základní části, a tyto příklady budou ve stručnosti popsány.

1.3.1 LDS Teplárna Planá nad Lužnicí

I když se nejedná o mikrogrid přesně podle definice, v českých podmínkách se mu pravděpodobně nejvíce přibližuje. Od roku 2012 teplárna v Plané nad Lužnicí prochází

rozsáhlou modernizací, v rámci níž rozšiřuje svou lokální distribuční soustavu zásobující obyvatelstvo a průmysl v oblasti. Teplárna disponuje fotovoltaickou elektrárnou o výkonu 520 kW, dvěma uhelnými kotli zásobujícími parní turbínu o výkonu 25 MWe a parními motorgenerátory o celkovém výkonu 46 MWe, či jednotkou na energetické využití odpadu. V roce 2019 byly v teplárně nainstalovány bateriová úložiště o garantovaném výkonu 4 MW a kapacitě 2.5 MWh, což projekt ještě více přiblížilo definici mikrogridu tím, že zvyšují lokálnost výroby, umožňují poskytovat služby do sítě, ale zejména zajišťují možnost minimálně částečného ostrovního provozu. Výroba elektrické energie v roce 2018 dosáhla bezmála 38 GWh, tepla pak dodala do LDS bezmála 476 TJ.³⁸

1.3.2 Projekt InterFlex a testovací oblast Simris

Projekt InterFlex byl celoevropský projekt (PDS z Francie, České republiky, Německa, Švédska a Nizozemí) v rámci evropského výzkumu Horizon 2020, který měl za cíl zlepšit rozvoj DG a připravit elektroenergetické sítě na implementaci nových technologií a konceptů. Za ČR se ho účastnila společnost ČEZ Distribuce, a.s., která měla na starosti vedení demonstračního projektu Demo2 a WP2. V rámci nich byly na území ČR v několika lokalitách provedeny demonstrace nových technologií a byl ověřen jejich potenciál na zvýšení připojitelnosti FVE na hladině NN pomocí chytrých střídačů (zvýšení o 76 %), zvýšení připojitelnosti FVE na hladině VN pomocí U/Q regulace (zvýšení o 92 %), zlepšení regulace výkonů dobíjecích stanic pomocí chytrých funkcí (snížení špiček o 61 %) a navýšení připojitelnosti FVE pomocí chytré akumulace na straně zákazníka (zvýšení o 33 %).³⁹

V rámci tohoto projektu byla také vybudována testovací oblast Simris. Jedná se o mikrogrid ve Švédsku, který obsahuje všechny prvky podle definice uvedené v předchozích částech, a který je schopný samostatného provozu. Díky tomu může sloužit

³⁸ HAVLÍK, Josef. *Návrh lokální distribuční sítě*. Praha, 2014. Diplomová práce. ČVUT v Praze, Fakulta elektrotechnická, Katedra elektroenergetiky

³⁹ ČEZ Distribuce, a.s. [online]. *Projekt InterFLEX*. 2019. [vid. 20.04.2020]. Dostupné z: <https://bit.ly/3bpp8K7>

k testování nových konceptů a řídicích algoritmů, které je třeba vyvinout pro efektivní řízení decentralizovaných systémů.

1.3.3 Projekt DFlex

Projekt DFlex je projektem, na němž se podílejí společnost ČEPS a vybraní obchodníci. Je v něm zkoumán potenciál strany spotřeby poskytovat flexibilitu síti ve formě agregovaných entit. Na základě vyhodnocení poznatků jsou v současné chvíli sestavovány modely agregátora, který by flexibilitu sdružením spotřebitelů poskytoval, a jsou připravovány takové zásahy do současného legislativního prostředí, aby se vzniklý agregátor mohl podílet na poskytování podpůrných služeb. Projekt je v počátečních fázích vývoje a výstupy z něj budou dostupné v následujících letech.

1.3.4 Gaidouromandra – Řecko

Jedná se o jeden z projektů v rámci celoevropské spolupráce More Microgrids Project, zkoumající potenciál decentralizovaných technologií. Zde konkrétně se jedná o mikrogrid v izolované oblasti s 12 obytnými domy. Zdrojová základna tohoto systému sestává z 10 kW fotovoltaických panelů, 5 kW diesellového generátoru a 53 kWh akumulátorů. Cílem tohoto systému je zajistit elektrifikaci této oblasti a to 100 % dodávkou elektrické energie ze slunce. Diesellový generátor zde slouží jako záložní zdroj pro stavy nouze. Tato umělá síť slouží k testování řídicích systémů a flexibility na straně spotřeby v co nejreálnějším prostředí. Projekt stále probíhá.⁴⁰

1.3.5 Věznice Santa Rita – USA

Cílem tohoto projektu je otestovat funkci distribuovaných zdrojů energie o celkovém instalovaném výkonu 1,2 MW ve spolupráci s akumulátory velké kapacity (4 MWh) a palivových článků o výkonu 1 MW. Věznice je velmi rozsáhlý komplex až s 4 500 vězni a má tedy nezanedbatelné energetické nároky. Cílem projektu je demonstrovat možnosti mikrogridu zejména v oblasti snížení špičkového příkonu věznice, snížení nákladů na elektřinu a zlepšit spolehlivost a kvalitu dodávek elektrické energie. Projekt probíhá.⁴⁰

⁴⁰ *Microgrids at Berkeley Lab* [online]. Berkeley Lab. 2019. [vid. 19.4.2020]. Dostupné z: <https://building-microgrid.lbl.gov/about-microgrids>

2 Praktická část

V rámci praktické části této práce byla dle zadání společnosti ČEZ Distribuce, a.s. provedena analýza realizace určitého stupně přechodu části distribuční soustavy na koncept mikrogrid podle níže nadefinovaných podmínek. Cílem této analýzy bylo v první části ověřit, zda a případně jakým způsobem je ekonomicky a zejména technicky proveditelné dosažení navýšení penetrace RES, což je základní článek pro budování mikrogridu. Následně byly simulace rozšířeny o zkoumaní, zda je z pohledu zdrojů dosažitelný systém schopný ostrovního provozu. V této analýze byly uvažovány pouze elektroenergetické sítě a dodávky elektřiny. Při návrhu bylo dbáno na to, aby byly splněny požadavky vyplývající z aktuální legislativy a norem definujících požadované parametry sítě. Za účelem ověření byly vytvořeny scénáře v programu DNCalc a v programu Excel a v závěru práce byly výsledky z nich vyhodnoceny.

V následujících odstavcích tedy nejprve bude ověřován vliv různých opatření na dosažitelnou penetraci RES v síti a budou vyhodnocovány dopady na její chod. Na základě nejlepšího řešení pro dosažení vysoké penetrace bude poté ověřena schopnost dané sítě dosáhnout 100 % bilanční nezávislosti na dodávkách elektrické energie a realizovatelnost přechodu této sítě do ostrovního provozu. Kromě ověření této hypotézy bude cílem provést i úvahu nad omezujícími podmínkami konceptu mikrogrid, jeho budoucností a atraktivností pro zainteresované skupiny, zejména na základě získaných výsledků.

2.1 Popis zkoumané části DS

Pro praktickou část projektu byla vybrána část distribuční soustavy v obci Těptín ve Středočeském kraji, konkrétně ulice K Višňovce a Kaštanová, nacházející se na severovýchodním okraji obce u silnice číslo 1052. Jedná se o rezidenční čtvrť složenou z rodinných domů, které jsou zásobovány elektrickou energií z několika vývodů transformátoru 22/0,4 kV. Pro praktickou část byl vybrán nejdelší z vývodů, kombinující venkovní a kabelové vedení v celkové délce 577 m. Tento vývod je zakreslen v mapě na obrázku č. 10. Rozdělení vývodu na uzly směrem od transformátoru a parametry vodičů v jednotlivých úsecích jsou pak v tabulce č. 1.



Obrázek 10: Mapa zkoumaného vývodu v obci Těptín

| Úsek | Délka [km] | Typ vodiče | Průřez [mm ²] | U _n [kV] | R [Ω/km] | X [Ω/km] | I _{max} [A] |
|---------|------------|------------|---------------------------|---------------------|----------|----------|----------------------|
| U1-U2 | 0,03 | 120AYKY70 | 120 | 0,4 | 0,258 | 0,069 | 245 |
| U2-U3 | 0,033 | 120AYKY70 | 120 | 0,4 | 0,258 | 0,069 | 245 |
| U3-U4 | 0,034 | 120AYKY70 | 120 | 0,4 | 0,258 | 0,069 | 245 |
| U4-U5 | 0,043 | 70AlFe6_50 | 70 | 0,4 | 0,501 | 0,279 | 254 |
| U5-U6 | 0,045 | 70AlFe6_50 | 70 | 0,4 | 0,501 | 0,279 | 254 |
| U6-U7 | 0,043 | 70AlFe6_50 | 70 | 0,4 | 0,501 | 0,279 | 254 |
| U7-U8 | 0,059 | 70AlFe6_50 | 70 | 0,4 | 0,501 | 0,279 | 254 |
| U8-U9 | 0,032 | 70AlFe6_50 | 70 | 0,4 | 0,501 | 0,279 | 254 |
| U9-U10 | 0,035 | 70AlFe6_50 | 70 | 0,4 | 0,501 | 0,279 | 254 |
| U10-U11 | 0,048 | 70AlFe6_50 | 70 | 0,4 | 0,501 | 0,279 | 254 |
| U11-U12 | 0,037 | 70AlFe6_50 | 70 | 0,4 | 0,501 | 0,279 | 254 |
| U12-U13 | 0,035 | 25AYKY25 | 25 | 0,4 | 1,238 | 0,081 | 103 |
| U13-U14 | 0,04 | 25AYKY25 | 25 | 0,4 | 1,238 | 0,081 | 103 |
| U14-U15 | 0,076 | 25AYKY25 | 25 | 0,4 | 1,238 | 0,081 | 103 |

Tabulka 1: Rozdělení vývodů a parametry vodičů

Základní parametry transformátoru jsou uvedeny v tabulce č. 2. Transformátor je v současnosti provozován na odbočce nula, tedy 0,4 kV na jeho vývodu.

| U _{n1} [kV] | U _{n2} [kV] | S _n [MVA] | u _k [%] | Zapojení |
|----------------------|----------------------|----------------------|--------------------|----------|
| 22 | 0,4 | 0,4 | 4 | D/yn |

Tabulka 2: Základní parametry distribučního transformátoru

Detailnější parametry vodičů i transformátoru, společně s příklady zadání prvků do simulačního programu, jsou uvedeny v příloze č. 1.

Tato síť byla vybrána proto, že se jedná o rezidenční čtvrť, kde odběrnými místy jsou pouze rodinné domy. V takovémto typu sítě lze v budoucnu očekávat největší (oproti například bytovým domům) přírůstek instalací fotovoltaických panelů a moderních technologií a zkoumání toho, jak tento rozvoj pojmu, je zde tedy nejaktuálnější. Navíc

se jedná o typickou venkovskou síť, v níž se snižuje průřez vodiče směrem od DTS a v níž tedy instalace DG bude způsobovat problémy, které jsou popsány v části 2.3.

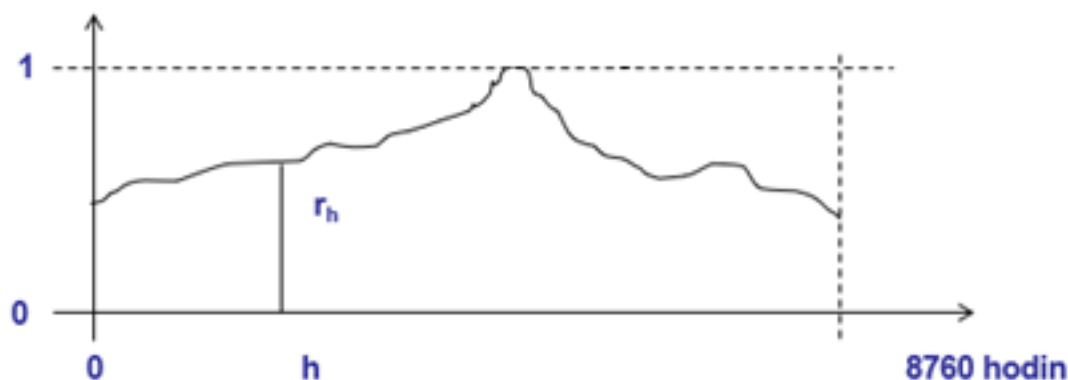
2.2 Sestavení modelu

V této části budou upřesněny postupy, kterými byla získána chybějící data nutná pro vytvoření modelů nutných k analýze úpravy zadané části rezidenční DS za cílem navýšení penetrace RES, které budou použity v praktické části práce. Od společnosti ČEZ Distribuce, a.s. byla získána pouze data o parametrech sítě a její topologii.

2.2.1 Zátěže

Protože se jedná o rezidenční čtvrť, a protože data o spotřebě jednotlivých odběrných míst nejsou známá, budou v práci pro modelování zátěže využity typové diagramy dodávky (TDD). Jedná se o modely hodinové spotřeby odběrných míst (OM), spadajících do dané třídy TDD, v MWh. TDD vytváří Operátor trhu elektřinou (OTE) a následně je uveřejňuje na svých stránkách ve formě normalizovaných a přepočtených charakteristik.⁴¹ Normalizované TDD jsou vztaženy k hodnotě ročního maxima hodinových odběrů určeného z měření vzorků při normálních klimatických podmínkách. Přepočtené TDD se získají vynásobením koeficientem přepočtu na skutečnou teplotu k pro daný TDD, který je funkcí teploty v daný den a regresních koeficientů pro danou třídu. Absolutní hodnoty pro konkrétní odběrové místo (OM) lze pak vypočítat pomocí vzorce č. 1⁴¹, který je v modelu použit ke stanovení průběhů spotřeby jednotlivých OM. V něm O_R reprezentuje roční odběr OM, O_h je odběr v hodině h a r_h je normalizovaný odběr z TDD. Vše vychází z obrázku č. 2.⁴¹ Pro model byly použity přepočtené TDD.

⁴¹ KREJCAR, Rostislav. *Teze k přednáškám číslo 6 a 7*. [přednáška předmětu Rozvoj energetických systémů (B1M16RES)]. ČVUT v Praze, 2018.



Obrázek 11: Ilustrační obrázek k výpočtu TDD

$$O_h = O_R * \frac{r_h}{\sum_{h=1}^{8760} r_h} \quad (\text{MWh; MWh, -, -}) \quad (1)$$

V praxi pak TDD slouží k vyhodnocení a zúčtování odchylek operátorem trhu. Je důležité si uvědomit, že metodika TDD platí statisticky, a není přesné ji aplikovat na jednotlivé zákazníky. Protože ale nejsou k dispozici data o spotřebě (průběžná data nejsou u běžných zákazníků s měřením C zaznamenávána), není jiný způsob, jak průběh namodelovat přesněji.

Existuje 8 tříd TDD, k nimž jsou jednotlivá odběrná místa přiřazena na základě platné tarifní sazby a vyhlášky č. 408/2015 Sb. Vyhláška o pravidlech trhu s elektřinou.⁴² Sazby pro domácnosti platné v České republice a informace o nich (k roku 2017) jsou uvedeny v příloze č. 2.⁴³ K domácnostem se pak vztahují třídy TDD 4, 5, 6 a 7. Rozložení sazeb mezi jednotlivé třídy je, společně s procentuálním zastoupením těchto sazeb mezi OM a rozsahem spotřeb pro tyto sazby, uvedeno v tabulce č. 4.⁴²

⁴² ČESKÁ REPUBLIKA. Vyhláška č. 408/2015 Sb., o pravidlech trhu s elektřinou. Dostupné z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2015-408/zneni-20170601>

⁴³ ENERGETICKÝ REGULAČNÍ ÚŘAD [online]. *Roční zpráva o provozu ES ČR*. 2019. [vid.10.4.2020]. Dostupné z: http://www.eru.cz/documents/10540/4580207/Rocni_zprava_provoz_ES_2018.pdf/1420388b-8eb6-4424-9ad9-c06a57b5326c

Data v ní vychází z tabulky v příloze č. 2, upravené dle charakteru zkoumaného vývodu za využití statistik Ministerstva pro místní rozvoj České republiky.⁴⁴

| | Sazby | Zastoupení v modelu | Popis | Rozsah spotřeb [MWh] |
|------|------------------------|---------------------|---|----------------------|
| TDD4 | D01d; D02d; D61d | 53 % | - bez tepleného využití elektřiny | 1,6 – 2,5 |
| TDD5 | D25d; D26d; D27d | 38 % | - s akumulacním spotřebičem | 4 - 9 |
| TDD6 | D35d | 0 % | - s hybridním vytápěním | 0 |
| TDD7 | D45d; D55d; D56d; D57d | 9 % | - s přímotopným vytápěním - s tepelným čerpadlem | 4 - 14 |

Tabulka 3: Rozdělení distribučních sazeb mezi TDD a jejich zastoupení v modelu

Podle dat v tabulce č. 4 byly TDD náhodně rozmístěny do jednotlivých OM v modelu. Rozmístění jednotlivých TDD mezi jednotlivá OM a velikost jejich spotřeb, nutná pro převedení TDD do absolutních čísel, pak byla určena algoritmem naprogramovaným v jazyce VBA v aplikaci Microsoft Excel. Průběhy TDD4, TDD5 a TDD7, které byly použity v modelu, jsou poté, společně s algoritmem pro generaci spotřeb a přidělení TDD, uvedeny v příloze č. 3. Účinník všech zátěží byl pro jednoduchost nastaven na stejnou hodnotu 0.95 induktivní, což je běžná hodnota pro rezidenční odběrné místo. Příklad zadání zátěží do výpočetního programu je uveden v příloze č. 1.

Jak bylo uvedeno v teoretické části, zátěže mohou teoreticky i poskytovat flexibilitu změnou svých odběrových charakteristik. Pro stanovení říditelnosti spotřeby v části 2.5 byla opět využita spíše statistická data vycházející z rozložení spotřeby v typickém odběrném místě MOO (maloodběr obyvatelstvo).⁴⁵ Detailní tabulka s daty o rozložení spotřeby mezi jednotlivé spotřebiče a souhrnu příkonů nejběžnějších spotřebičů v domácnosti, z nichž úvahy vychází je uvedena v příloze č. 4.

⁴⁴ MINISTERSTVO PRO MÍSTNÍ ROZVOJ ČR [online]. *Bydění v České republice v číslech (srpen 2019)*. 2019. [vid. 3.5.2020]. Dostupné z: <https://www.mmr.cz/getmedia/44278f53-e63a-4dc5-8694-922df2853088/BvCZ-online-CZ.pdf.aspx?ext=.pdf>

⁴⁵ ČESKÝ STATISTICKÝ ÚŘAD [online]. *Spotřeba paliv a energií v domácnostech*. 2017. [vid. 3.5.2020]. Dostupné z: <https://www.czso.cz/csu/czso/spotreba-paliv-a-energi-v-domacnostech>

2.2.2 Zdroje elektrické energie

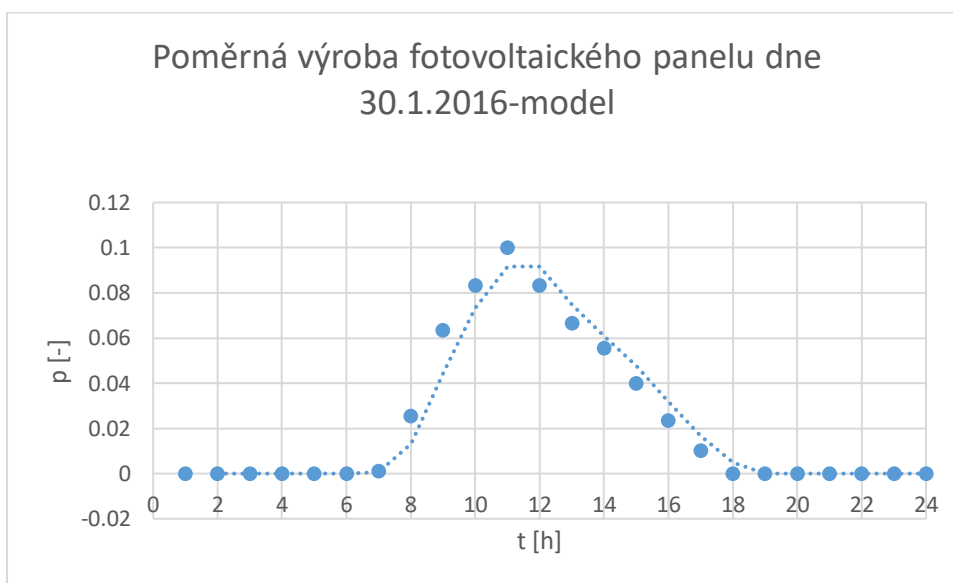
Mnohé studie se shodují, že vzhledem k více faktorům, z nichž nejvýznamnější jsou hustota osídlení, pokles cen technologií, či škálovatelnost, mají na rezidenční úrovni největší smysl zejména fotovoltaické panely.^{46, 47} To ostatně potvrzují i politiky EU a některých států, v nich je právě rozvoj FV technologií nejvíce podporován a v analýzách je očekávané jeho největší zastoupení (z decentralizovaných RES). V teoretické práci tedy budu uvažovat na straně zdrojů primárně instalaci fotovoltaických panelů. Z analýz provedených v NAP SG vychází, že očekávaný poměr mezi jednofázovými a třífázovými instalacemi fotovoltaických systémů bude 25/75, přičemž jednofázové instalace budou mít menší výkony. Ze zkušenosti je však v praxi tento poměr vychýlen na stranu třífázových systémů. Nejběžněji instalované systémy jsou pro tyto dvě varianty ty o výkonech 3 kW (jednofázové) a 5 kW (třífázové) a proto budou do modelu rozmisťovány právě systémy těchto velikostí, a to v poměru 15/85 (aby poměr vycházel beze zbytku na všechna odběrná místa). V případě potřeby zvětšovat zdrojovou základnu pak budou nejprve uvažovány obnovitelné zdroje energie, tedy elektrárny na biomasu, vodní a větrné. Elektrárna na biomasu ani vodní elektrárna nemá v dané oblasti na základě geografického průzkumu významný potenciál, a proto budou z RES případně uvažovány pouze elektrárny větrné. V případě přetrvávajícího nedostatku zdrojů elektrické energie je bude možno doplnit dieselaagregáty.

Výkon dodávaný fotovoltaickým panelem závisí na mnoha faktorech, počínaje klimatickými podmínkami a konče u schopnosti majitele panely udržovat. Tato práce se ovšem nezabývá návrhem fotovoltaických systémů, a proto budou na všech střechách, uvažovány stejné podmínky (lišit se bude jen dostupná plocha).

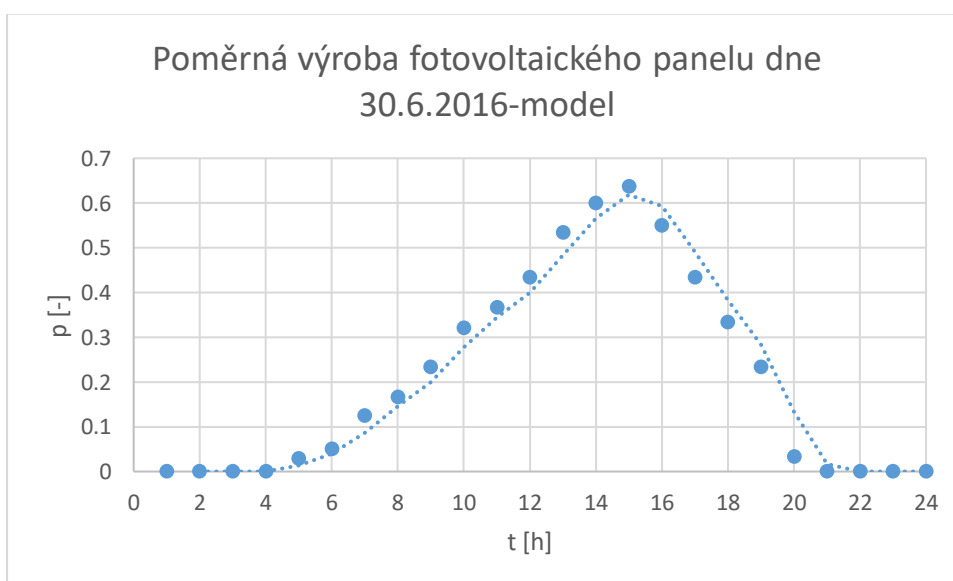
⁴⁶ KIKUCHI, Shota, MACHIDA, Mai, IIOKA, Daisuke et.al. Hosting capacity analysis of many distributed photovoltaic systems in future distribution networks. In: *IEEE Innovative Smart Grid Technologies – Asia (ISGT – Asia)* [online]. Auckland, New Zealand, 2017. [vid. 3.5.2020] Dostupné z: DOI: 10.1109/ISGT-Asia.2017.8378408

⁴⁷ DING, Fei, HOROWITZ, Kelsey, MATHER, Barry and PALMINTER, Bryan. Sequential mitigation solutions to enable distributed PV grid integration. In: *IEEE Power&Energy Society General Meeting* [online]. Portland, Oregon, 2018. [vid. 2.5.2020]. Dostupné z: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/70411.pdf>

Jako využitelná plocha bude uvažována plocha střechy orientovaná jižním, západním, nebo východním směrem. Jižní směr je vzhledem ke geografickým podmínkám pro fotovoltaické panely nejvýhodnější a podle internetové aplikace PVGIS evropské agentury EU ScienceHub za ní v lokalitě Těptína následuje směr východní a západní. Výrobní křivky fotovoltaického systému (s celkovými ztrátami 14 % od výroby po dodání elektrické energie do sítě přes střídač) o poměrném výkonu jedna poměrná jednotka, nainstalovaného na střechu se sklonem 35° a orientovaného východním směrem (pro zohlednění faktu, že většina panelů bude pravděpodobně jiným, než jižním směrem) ve dnech 30.1 a 30.6 (dny minima a maxima výroby) jsou uvedeny v obrázku č. 5 a č. 6.



Obrázek 12: Poměrná výroba fotovoltaického panelu dne 30.1.2016 - model



Obrázek 13: Poměrná výroba fotovoltaického panelu dne 30.6.2016 - model

Plocha běžných panelů je 1,63 m². Instalace panelů pak bude prováděna pouze na střechy domů, a to v násobcích této plochy. Maximální plocha střech odběrných míst připojených ke zkoumanému vývodu byla pro jednoduchost stanovena odhadem na základě měření tří největších a tří nejmenších střech rodinných domů, jejichž využitelná plocha byla vždy okolo 35 metrů čtverečních. Všechny střechy v modelu tedy budou schopny unést maximálně 21 panelů, což dává v případě použití jakéhokoliv panelu v rozmezí nejprodávanějších výkonů 250 Wp – 300 Wp možnost všude dosáhnout instalovaného výkonu 5 kW. Lze tak použít rozdělení popsané výše. Rozmístění panelů na odběrná místa bude popsáno v popisu jednotlivých scénářů. Celkový instalovatelný výkon pro první stupeň vyhodnocování, tedy 100 % penetrace, pak odpovídá 150 kW.

Velikost zdrojů využívajících k výrobě elektrické energie energii větru bude záviset na potřebách rozšíření zdrojové základny tak, jak bude uvedeno v části vyhodnocení. K určení průběhů jejich výroby byla využita databáze EntsoE Transparency, z níž byly získány vztažné (na jednotku instalovaného výkonu) hodinové průběhy výroby větrných elektráren v České republice. Podle geografických možností obce pak byla pro větrné elektrárny vymezena louka o ploše přibližně 250 m na 100 m, nacházející se nedaleko začátku vývodu uvažované DTS. Vztažný průběh v den maxima je uveden v příloze č. 5.

Pokud budou v modelu využity dieselagregáty, budou uvažovány jako zdroje s neomezenou flexibilitou (výpočty probíhají v hodinové granule) a jejich instalovaný výkon bude záviset na potřebách zkoumané sítě. Spotřeba paliva tohoto zdroje bude uvažována proměnlivá na zatížení, jak je obvyklé.

2.2.3 Bateriové systémy

Energetická síť k využití potenciálu moderních technologií potřebuje i akumulční zařízení. Těmi budou ve zkoumané síti bateriové systémy. Nabízená řešení se v dnešní době liší a kapacita bateriových úložišť silně závisí zejména na finančních možnostech objednatele. Pro zjednodušení však ve scénářích s bateriovými úložišti bude uvažována kapacita baterií ve spolupráci s 5 kW systémy rovna 7,2 kWh a s 3 kW systémy rovna 4,3 kWh. Tato kombinace byla vybrána na základě průzkumu trhu s celkovými řešeními. Pro určení toho, jak modelovat bateriová úložiště v modelu, byl vytvořen algoritmus pro určení přetoků v jednotlivých hodinách na základě vložených dat o spotřebě a výrobě. Ten je uveden v příloze č. 6. Jedním z jeho výstupů je tabulka č. 4, shrnující roční přetoky při použití jednotlivých systémů v kombinaci s danými TDD pro den minima zatížení a s

průběhy výroby FV panelů v den maxima výroby v porovnání se systémem bez baterií. Přetoky jsou v procentech celkové roční výroby daných fotovoltaických panelů (2,43 MWh pro 3kW a 4,04 pro 5 kW systém). Ve výpočtech je uvažováno omezení využitelné kapacity baterií na 80 %. Z výsledků je patrné, že pro oba instalované výkony je rozdíl mezi těmito dvěma řešeními 25 %. Model je sestaven pro den maxima výroby z FV panelů, kdy je volná kapacita baterií omezená vlivem velkého převisu výroby, a proto bude pro model zjednodušeně uvažována možnost pojmout v hodiny napěťových problémů pouze 10 % přetoků. Popis konkrétního použití bude uveden v dalších částech.

| | Pinst=3 kW Bat=4,3 kWh | Pinst=5 kW Bat=7,2 kWh | Pinst=5 kW Bat=0 kWh | Pinst=5 kW Bat=0 kWh |
|---------|---------------------------|---------------------------|-------------------------|-------------------------|
| TDD4 | 46 % | 62 % | 80 % | 69 % |
| TDD5 | 14 % | 26 % | 62 % | 46 % |
| TDD7 | 6 % | 17 % | 40 % | 23 % |
| WEI.AVG | 31 % | 45 % | 70 % | 56 % |

Tabulka 4: Roční přetoky pro jednotlivé kombinace výroba-spotřeba-akumulace v procentech vyrobené energie

2.3 Sledované ukazatele

V této části budou popsány ukazatele, na jejichž základě, nebo pomocí kterých, budou vyhodnocována modelovaná řešení. Ukazatele budou rozděleny na primární a sekundární. Primární ukazatele jsou ukazatele, jejichž řízení je cílem opatření. Sekundární ukazatele jsou ukazatele, které popisují vliv jednotlivých opatření na síť, ale nemusí nutně jejich změnou docházet ke změně primárních ukazatelů.

2.3.1 Připojitelnost

Připojitelnost neboli, v poslední době často skloňovaná, hosting capacity (HC) je definována jako maximální možná penetrace DG v kW instalovaného výkonu, při které ještě není dosaženo žádného porušení standardů kvality elektrické energie. HC je primární ukazatel a lze ji ovlivňovat mnoha řešeními, která budou popsána níže. Vyhodnocení tohoto ukazatele bude prováděno v porovnání se základním, tzv. baseline scénářem, při němž bude na základě výpočtů provedených na sestaveném modelu získána hodnota $HC_{baseline}$, vyjadřující HC sítě bez jakýchkoliv zásahů, tedy v současném stavu. Následně bude provedeno opatřená vycházející z jednotlivých scénářů a HC bude opětovně vyhodnocena. Tím se získá hodnota $HC_{scenarX}$, kde X je číslo scénáře. Vyhodnocována pak bude dosažitelná HC jednotlivých scénářů a zvýšení HC daným

opatřením vůči stavu bez něj, vyjádřené jako HC% (vzorec č. 2). Na základě tohoto ukazatele bude možné vyhodnotit vliv na instalovatelný výkon RES do dané sítě. Cílem je jeho zvyšování za účelem navýšení penetrace RES do DS.

$$HC_{\%} = \frac{HC_{scenarX} - HC_{baseline}}{HC_{baseline}} * 100 \quad (\%; \%, \%) \quad (2)$$

2.3.2 Ukazatele kvality elektrické energie

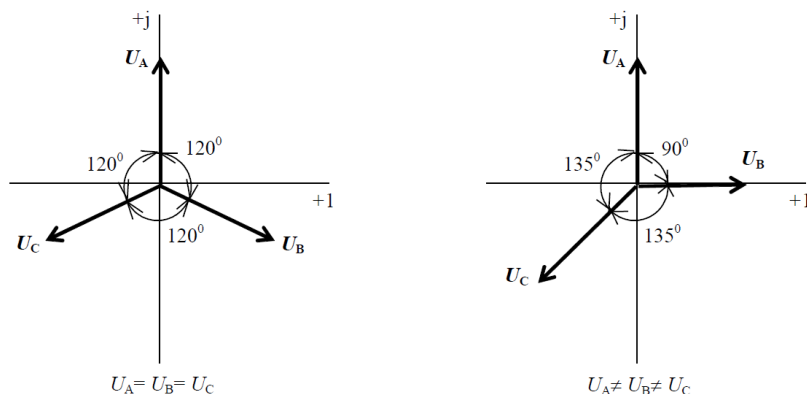
Ukazatele pro hodnocení vlivu DER připojených do modelové sítě vycházejí z PPDS společnosti ČEZ Distribuce, a.s. V kontextu této práce se jedná o sekundární ukazatele a jsou jimi změny napětí, napěťová nesymetrie a vyšší harmonické napětí a proudů. Vyšší harmonické lze v této práci zanedbat, protože PPDS stanoví, že pokud výrobní splňují požadavky na velikost emise harmonických proudů a napětí definované v Příloze 4 PPDS, lze považovat vliv emitovaných harmonických za přípustný. Moderní fotovoltaické systémy, které budou v modelu uvažovány, tyto normy splňují, a proto nebudou uvažovány.⁴⁸

Dalším parametrem je napěťová nesymetrie. Jedná se o jev, který je v DS velmi běžný a který vzniká v důsledku nesymetrického zatěžování jednotlivých fází třífázového systému, kdy efektivní hodnoty fázových napětí nebo rozdíly fázových úhlů mezi po sobě jdoucími fázemi nejsou stejné. S nárůstem FV instalací, které jsou nezřídka jednofázové, pak výskyt tohoto problému může narůstat. Určení napěťové nesymetrie se provádí na základě znalosti třífázových soustav. Fázová napětí zde mohou být vyjádřena pomocí vzorce č. 3.

$$\begin{bmatrix} ua \\ ub \\ uc \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin(wt) & 0 & 0 \\ 0 & \sin(wt - 120^\circ) & 0 \\ 0 & 0 & \sin(wt + 120^\circ) \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} Ua \\ Ub \\ Uc \end{bmatrix} \quad (\text{V}; -, \text{V}) \quad (3)$$

⁴⁸ ČEZ, a.s. [online]. *Pravidla provozování distribučních soustav: příloha 4 pravidla pro paralelní provoz výroben a akumulčních zařízení se sítí provozovatele distribuční soustavy*. 2011. [vid. 19.04.2020]. Dostupné z: <https://bit.ly/3ewYTTP>

Pokud jsou amplitudy napětí stejně velké, říkáme, že soustava je symetrická. V opačném případě se jedná o soustavu nesymetrickou. To je ilustrováno v obrázku č. 14.⁴⁹



Obrázek 14: Vysvětlení symetrické a nesymetrické třífázové soustavy

Nesymetrickou soustavu lze rozložit na tři symetrické soustavy⁴⁹:

- souslednou (U_1), jejíž fázová napětí mají stejný sled fází jako skutečná, nesymetrická soustava a tvoří sousledné souměrné složky fázových napětí nesymetrické soustavy,
- zpětnou (U_2), jejíž fázová napětí mají opačný sled fází než skutečná soustava a tvoří sousledné zpětné složky fázových napětí nesymetrické soustavy a
- netočivou (U_0), jejíž fázová napětí mají nulový fázový posun mezi sebou a tvoří nulovými souměrnými složkami fázových napětí nesymetrické soustavy.

Tyto složky jsou definovány podle vzorce č. 4.

$$\begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix} \quad (V; -) \quad (4)$$

Míru nesymetrie napájecího napětí, která nesmí překročit 2 % po 95 % času v týdnu⁵⁰, lze poté posoudit pomocí činitele nesymetrie ρ , určeného (jedním z mnoha způsobů) ve

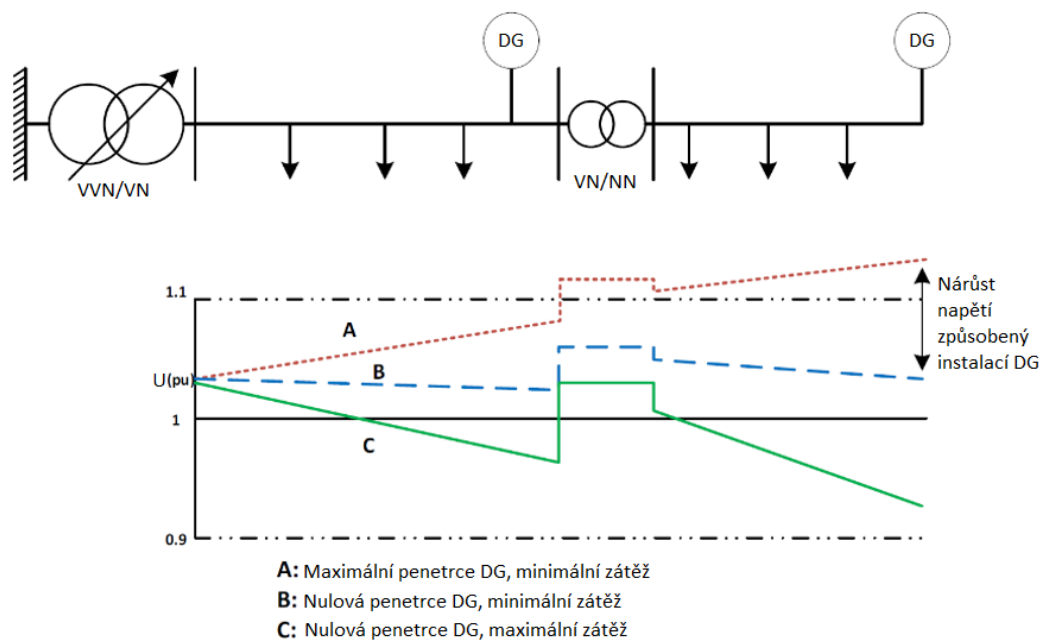
⁴⁹ VŠB-TU Ostrava, Fakulta elektrotechniky a informatiky, Kocman Stanislav [online]. *Kvalita napětí*. 2011. [vid. 12.04.2020]. Dostupné z http://fei1.vsb.cz/kat420/vyuka/FEI/EMC/sylaby-/11_Kvalita_napeti.pdf

⁵⁰ ČEZ, a.s. *Pravidla provozování distribučních soustav: příloha 3 kvalita napětí v distribuční soustavě, způsoby jejího zjišťování a hodnocení*. 2011. [vid. 19.04.2020]. Dostupné z: <https://bit.ly/2zabwUJ>

vzorci č. 5 jako poměr efektivní hodnoty zpětné a sousledné složky. Cílem je snižování nesymetrie za účelem omezení nepříznivého vlivu na zařízení v síti.

$$\rho_{\%} = \frac{U_2}{U_1} * 100 \quad (\%; V) \quad (5)$$

Druhým vyhodnocovaným parametrem je změna, nebo v případě tohoto modelu spíše zvýšení, napětí. Jedná se o pomalé kvalitativní změny energie vyvolané odchýlením napěťového průběhu v odběrném/předávacím místě od ideálního, jmenovitého stavu, tedy čistě sinusového průběhu s konstantními hodnotami amplitudy a frekvence. Tyto změny jsou vyvolávány změnami zatížení či produkce v síti. Historicky byl pro PDS problémem spíše pokles napětí, vznikající v důsledku úbytků napětí na vedení vlivem spotřeby. S rozvojem decentralizované výroby ovšem nastává opačný problém: nárůst napětí. K tomu dochází při převisu lokální výroby nad spotřebou a k výslednému „protisměrnému“ toku energie. Ilustrace změn napětí je ukázána v obrázku č. 15.⁵¹



Obrázek 15: Ilustrace principu změn napětí

⁵¹ JENKINS, Nick et.al. *Distributed Generation*. The Institution of Engineering and Technology, London, 2010. ISBN 9780-86-3419-584

Změny napětí se vyhodnocují podle normy pomocí vzorce č. 6 jako efektivní hodnota napětí U , vztažená k hodnotě jmenovité U_n . Jsou charakterizovány dobou trvání napěťové změny a hodnotě poměrného napětí.

$$\Delta U_{\%} = \frac{U}{U_n} \quad (\%; V) \quad (6)$$

Dle normy nesmí pomalé napěťové změny překročit odchylku $\pm 10 \%$ po 95% času v týdnu a $+10/-15 \%$ kdykoliv v desetiminutových intervalech. V místě připojení DG pak dle PPDS nesmí za normálních provozních podmínek zvýšení napětí vyvolané provozem připojených výroben v přípojném bodu překročit 3% ve srovnání s napětím bez jejich připojení.⁵² Cílem je omezování změny napětí, a tedy snižování počtu odběrných míst, v nichž dochází k překročení limitů, za účelem eliminování negativních vlivů na zařízení připojená do společné sítě.

2.3.3 Zatížitelnost

V souvislosti s touto částí práce bylo prozkoumáno velké množství studií na téma vlivů zvyšování penetrace fotovoltaických panelů na parametry elektroenergetického systému. Ty se shodují na tom, že zvyšování jejich penetrace na distribuční úrovni je omezeno zejména změnami napětí, po jejichž eliminaci následují omezení vyplývající ze zatížitelnosti dané části DS.^{53, 54} V případě tvrdých sítí pak nastává nejprve problém se zatížitelností.

Zatížitelnost vyplývá z maximální dovolené provozní teploty a pro jednoduchost ji lze

⁵² ČEZ, a.s. *Pravidla provozování distribučních soustav: příloha 3 kvalita napětí v distribuční soustavě, způsoby jejího zjišťování a hodnocení*. 2011. [vid. 19.04.2020]. Dostupné z: <https://bit.ly/2zabwUJ>

⁵³ OCHOA, Luis and NAVARRO-ESPINOSA, Alejandro. Increasing the PV hosting capacity of LV networks: OLTC-fitted transformers vs. reinforcements. In: *IEEE Power & Energy society: Innovative smart grid technologies conference* [online]. Washington DC, USA, 2015. [vid. 2.5.2020]. Dostupné z: DOI: 10.1109/ISGT.2015.7131856

⁵⁴ AL-SAAD, Hassan, ZIVANOVIC, Rastko and AL-SARAWI, Said F. Probabilistic analysis of maximum allowable pv connections across bidirectional feeders within a distribution network. In: *Asian Conference on Energy, Power and Transportation Electrification (ACEPT)* [online]. Singapore, Singapore, 2017. [vid. 2.5.2020]. Dostupné z: DOI: 10.1109/ACEPT.2017.8168540

v této práci uvažovat jako proudové omezení pouze u vedení. Zatížitelnost vedení neboli ampacita, závisí kromě tekoucího proudu i na materiálových vlastnostech vodiče a klimatických podmínkách. Provozní teploty vodičů jsou poté definovány výrobcem a jsou určeny na základě tepelného modelu. Ten je pro venkovní vedení, po značných zjednodušeních, formulován pomocí diferenciální rovnice uvedené ve vzorci č. 6.⁵⁵

$$M * c_p * \frac{dT_{AV}}{dt} = P_j + P_s + P_m - P_r - P_c \quad (-, \text{JKg}^{-1}\text{K}^{-1}, \text{K}; \text{W}) \quad (6)$$

kde: M...poměrná hmotnost vodiče

c_p ...měrná tepelná kapacita

P_j ...Jouleovy ztráty

T_{AV} ... průměrná teplota po průřezu vodiče

P_s ...výkon dodaný slunečním zářením

P_m ...ohřev magnetickým polem

P_r ...výkon odvedený sáláním

P_c ...výkon odvedený konvekcí

Jouleovy ztráty a ohřev magnetickým polem jsou ztráty závislé na zatížení a lze je v ustáleném stavu společně vyjádřit pomocí střídavého odporu dle vzorce č. 7⁵⁵ jako:

$$P_z = P_j + P_m = I^2 * R_{dc} * k_{ac} [1 + b * (T_{AV} - T_0)] \quad (\text{W}; \text{W}; \text{A}, \Omega, -, -, \text{K}) \quad (7)$$

kde: I ... proud

R_{dc} ... měrný stejnosměrný odpor

T_0 ... referenční teplota

b ... teplotní součinitel odporu

k_{ac} ... poměr mezi AC a DC odporem

⁵⁵ MUSIL, Ladislav. *Ampacita* [přednáška předmětu Přenos a rozvod elektrické energie (B1M15PRE)]. Praha: ČVUT v Praze, 2018

Historicky bylo přetěžování způsobováno zejména přílišným zatížením ze strany spotřeby (proto se v distribučních sítích průřez vodičů od transformátoru obvykle snižuje), avšak s narůstající penetrací RES může docházet i k zpětnému toku výkonů. Limity pro vyšší zatěžování linek jsou pak zejména průhyb, parametry měřících zařízení a materiálové vlastnosti použitých vodičů. Zatížení v modelu bude vyhodnocováno dle vzorce č. 8 na základě jmenovitých hodnot proudů použitých vodičů I_n a vypočtených hodnot proudu I .

$$I_z = \frac{I}{I_n} * 100 \quad (\%; A, A) \quad (8)$$

2.3.4 Ekonomické ukazatele

Jako ekonomický ukazatel bude v této práci stačit diskontovaná NPV neboli čistá současná hodnota. Ta je jedním ze základních kritérií hodnocení efektivnosti investic. Vyjadřuje rozdíl mezi současnou hodnotou očekávaných příjmů a výdaji na investici. Vypočte se podle vzorce č. 9.

$$NPV = \sum_{t=1}^{Tž} CF_t(1+r)^{-t} - INV \quad (\text{Kč; rok, Kč, \% , Kč}) \quad (9)$$

kde: r ... diskont

$Tž$... doba ekonomické životnosti

INV ... investiční výdaje

CF_t ... hotovostní tok v t -ém roce

Výhodou tohoto ukazatele je jednoduchost a to, že vždy existuje řešení, respektuje časovou cenu peněz a správně vyjadřuje ekonomickou efektivnost. Diskont, charakterizující časovou hodnotu peněz a riziko bude, pokud nebude uvedeno jinak, uvažován roven 5 %, tak jak ho má stanovený pro hodnocení svých investic ČEZ Distribuce, a.s. Doba ekonomické životnosti pak bude u všech řešení nastavena na 20 let (u některých, jak bude popsáno v následujících odstavcích, se bude jednat zároveň i o životnost technickou, u některých o řešení smlouvou na 20 let). Z tohoto ukazatele bude možno vypočíst odvozené ukazatele jako je cena elektrické energie (Kč/kWh), nebo průměrná současná roční cena řešení (Kč/rok). Všechny hodnoty budou, pokud nebude řečeno jinak, uvažovány bez daně.

2.4 Popis řešení využitých v simulacích

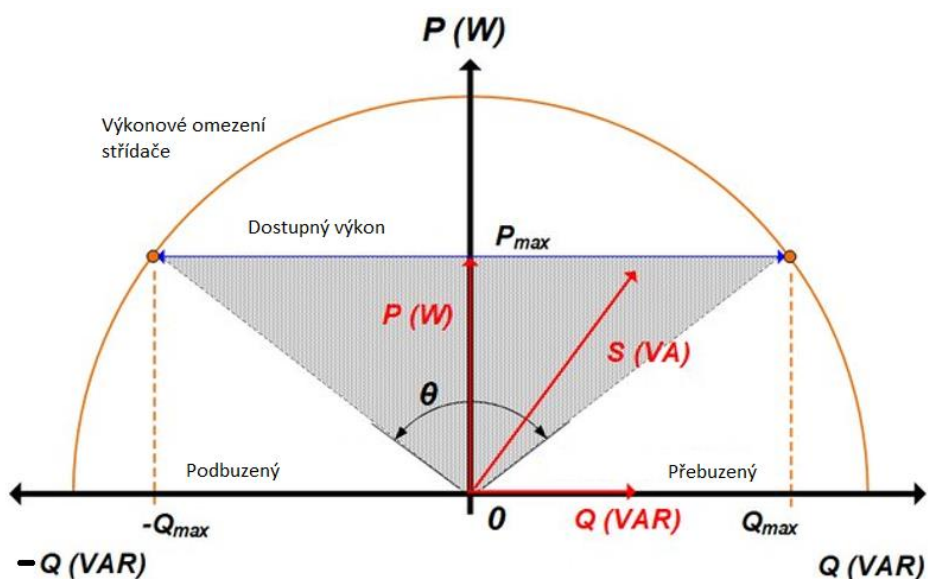
2.4.1 Řízení výkonů pomocí střídačů

Pro řízení parametrů sítě lze využívat funkcí řízení výkonových toků pomocí střídačů. Konkrétně lze využít jejich schopnosti řídit dodávku/odběr jalového, či činného výkonu, a to k omezování napěťové změny a tím primárního ukazatele HC.

Řízení jalového výkonu se nazývá Q(U) regulace. Regulace tohoto typu spočívá v tom, že zdroj ze soustavy odebírá jalový výkon (při zvýšeném napětí), čímž sníží napětí v daném uzlu a je umožněna dodávka činného výkonu. Aby byla možnost tento způsob regulace provádět, musí být střídač mírně předimenzován tak, aby při dodávce při jednotkovém účinníku nikdy nedodával jmenovitý zdánlivý výkon. Tak tomu bude učiněno i v modelu. Uvádí se, že 10 % předimenzování postačí pro většinu regulačních zásahů.⁵⁶ Předimenzování je důležité proto, aby při řízení nedocházelo k ekonomickým ztrátám z nedodaného činného výkonu a regulační rozsah byl dostatečný pro řešení problémů, které je třeba adresovat. Regulační rozsah výkonu střídače je pak omezen dle obrázku č. 7.⁵⁷

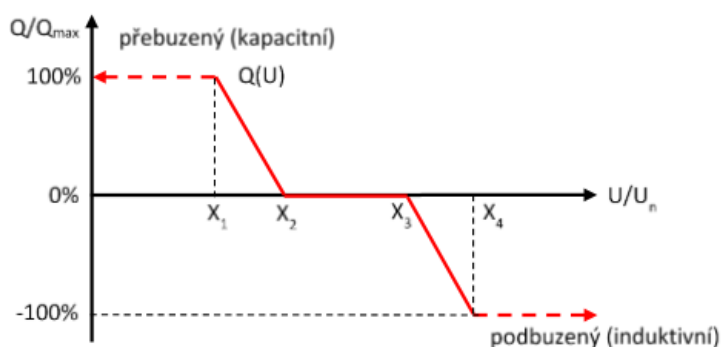
⁵⁶ JANDUS, Tadeáš. *Možnosti integrace decentralizovaných zdrojů do distribuční soustavy nízkého napětí*. Praha, 2019. Diplomová práce. ČVUT v Praze, Fakulta elektrotechnická, Katedra elektroenergetiky

⁵⁷ DARBALI-ZAMORA, Rachid et.al. Exponentia phase-locked loop photovoltaic model for PHIL application. In: *IEEE ANDESCON* [online]. Santiago de Cali, Columbia, 2018. [vid. 2.5.2020]. Dostupné z: DOI: 10.1109/ANDESCON.2018.8564592



Obrázek 16: Pracovní plocha střídače pro řízení výkonů

Žlutá čára vyznačuje výkonové omezení střídače, modrá podmínka zachování maximálního činného výkonu a šedá plocha vymezuje pracovní oblast střídače při zachování požadavku účinníku do hodnoty +/- 0,9, jak je vyžadováno v PPDS.⁵⁸ Charakteristická křivka $Q(U)$ podle PPDS je uvedena v obrázku č. 17.



Obrázek 17: Regulační charakteristika funkce $Q(U)$

Regulační charakteristika funkce $Q(U)$ je definována čtyřmi body, které vymezují její tvar. Osa X odpovídá poměru měřené hodnoty napětí v místě připojení a jmenovité hodnoty napětí. Osa Y odpovídá poměru dodávaného/odebraného jalového výkonu a maxi-

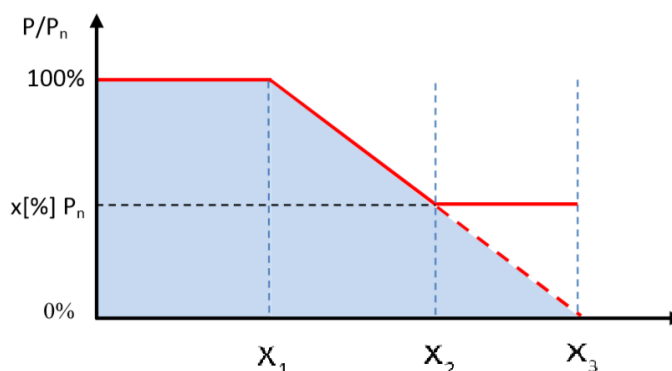
⁵⁸ ČEZ, a.s. [online]. *Pravidla provozování distribučních soustav: příloha 4 pravidla pro paralelní provoz výroben a akumulacních zařízení se sítí provozovatele distribuční soustavy*. 2011. [vid. 19.04.2020]. Dostupné z: <https://bit.ly/3ewYTTP>

mální hodnoty jalového výkonu, který je výroba schopna dodat/odebrat. Body X1 až X4 a jejich nastavení v použitém modelu jsou popsány v tabulce č. 5.

| Bod | Hodnota | Význam | Model |
|-----|-------------|--|-------|
| X1 | $U/U_n < 1$ | Nejzazší bod zvyšování napětí | 0,94 |
| X2 | $U/U_n < 1$ | Počáteční hodnota napětí pro dodávku Q | 0,97 |
| X3 | $U/U_n > 1$ | Počáteční hodnota napětí pro odběr Q | 1,05 |
| X4 | $U/U_n > 1$ | Nejzazší bod snižování napětí | 1,08 |

Tabulka 5: Definiční body regulační charakteristiky $Q(U)$

Regulace činného výkonu se nazývá $P(U)$ regulace. Pro provozovatele výroby se jedná o ztrátovou regulaci, protože je omezován činný výkon, za který dostává zaplacení a využívá se proto až po dosažení krajních limitů $Q(U)$ regulace. Charakteristická křivka $P(U)$ regulace je uvedena na obrázku č. 18.⁵⁹ Nastavení parametrů této regulace stanovuje PDS podle síťových podmínek a její logika nesmí způsobovat skokové změny, nebo kmitání výkonu.⁵⁹



Obrázek 18: Regulační charakteristika funkce $P(U)$

Do modelu bude zakomponována pouze funkce $Q(U)$ regulace. Funkce $P(U)$ nebude vzhledem k jejím dopadům na ekonomickou efektivnost soukromých zařízení použita. Vliv tohoto řešení bude vyhodnocen na základě sledovaných ukazatelů. NPV bude vycházet z nákladů na investici, která bude uvažována jako přímo úměrná množství instalovaných zařízení. Za každý instalovaný fotovoltaický systém bude narůstat o 13000 Kč pro třífázové systémy 5 k W a o 11 000 Kč pro jednofázové systémy 3 kW. Tyto ceny

⁵⁹ ČEZ, a.s. [online]. *Pravidla provozování distribučních soustav: příloha 4 pravidla pro paralelní provoz výroben a akumulčních zařízení se sítí provozovatele distribuční soustavy*. 2011. [vid. 19.04.2020]. Dostupné z: <https://bit.ly/3ewYTTP>

byly stanoveny na základě průzkumu trhu a uvažovaného fiktivního modelu, v němž PDS bude muset kompenzovat provozovatelům výroben rozdíl nákladů na chytrý střídač o výkonu $1,1 S_n$, oproti jednoduchému střídači s výkonem S_n , který by si jinak sami pořídili.

2.4.2 OLTC transformátory

Neboli On-Load Tap Changer transformátory jsou transformátory, jejichž odbočky lze přepínat pod zátěží a dodávka elektrické energie tedy není při jejich řízení přerušena. Toho je dosaženo díky speciálním konstrukčním řešením, které zvládnou provádět tyto změny bez výrazného opotřebení i při vysokém napětí. I přesto mají omezenou životnost, pohybující se v řádech stovek tisíců přepnutí odboček⁶⁰. Přepínání odboček má za následek změnu počtu závitů N_x na straně x , na které dochází k přepínání, čímž dochází ke změně převodu transformátoru, jehož změnou se pak podle rovnice č. 10 mění i sekundární napětí U_2 . Přepínání většinou probíhá na primární straně s napětím U_1 .

$$U_2 = U_1 * \frac{N_2}{N_1} \quad (\text{V}; \text{V}, -) \quad (10)$$

Protože není možné dohledat produktové listy transformátorů u více společností, bude v tomto řešení uvažován OLTC transformátor takový, jaký má ve své databázi společnost ČEZ Distribuce, a.s. Do modelu tak bude zakomponována regulační automatika schopná regulovat napětí na přípojnici transformátoru v rozmezí $\pm 8\% U_n$ s krokem 2% . Napětí, na které se transformátor bude snažit regulovat napětí na svých svorkách, bude rovno $211,6 \text{ V}$ fázových (což odpovídá záporné změně napětí $-8\% U_n$, která se nachází v požadovaném rozmezí změn napětí).

Vliv tohoto řešení bude vyhodnocen na základě sledovaných ukazatelů. NPV bude vycházet pouze z nákladů na investici, která bude uvažována konstantní pro jakoukoliv penetraci, rovna dle průzkumu trhu za transformátor o výkonu 400kVA $1\,100\,000 \text{ Kč}$.

⁶⁰ MACHINENFABRIK REINHAUSEM GMBH [online] *On-load tap-changers (OLTC) for regulating transformers*. Katalog výrobků. 2020. [vid. 19.4.2020]. Dostupné z: https://www.reinhausen.com/en/desktopdefault.aspx/tabid-53/92_read-64/

2.4.3 Obnova sítě

Obnova sítě v prováděných simulacích bude spočívat ve zvětšení průřezů vedení tak, aby nedocházelo vlivem zpětných toků výkonů k proudovému přetěžování vodičů a vlivem vyšší impedance k napěťovým změnám. V modelech bude obnova dosažena obměnou v současnosti použitých vodičů za vodiče většího průřezu. Vliv parametrů vodičů na ampacitu, tedy proudovou zatížitelnost, je patrný ze vzorce č. 7, na změnu napětí pak ze vzorců č. 11 a 12 vyjadřujících změny napětí vyvolané symetrickým zatížením/napájením.⁶¹

$$dU = \frac{\Delta U}{U_n} \approx \frac{\Delta P}{S_k} * (\cos \psi) + \frac{\Delta Q}{S_k} * (\sin \psi) \quad (\%; V, V; W, VA, ^\circ, W, VAR, ^\circ) \quad (11)$$

$$\psi = \arctan \frac{X}{R} \quad (^\circ; \Omega, \Omega) \quad (12)$$

kde: dU ... relativní změna napětí

ΔU ... změna napětí

U_n ... napětí v přípojném bodě

$\Delta P, \Delta Q$... změna činného a změna jalového výkonu

Ψ ... úhel impedance sítě

X ... reaktance sítě v přípojném bodě

R ... rezistence sítě v přípojném bodě

Na výběr pak budou pouze kabely, a to typy 50AYKY70, 95AYKY70 a 120AYKY70. Parametry těchto vodičů jsou v tabulce č. 6.⁶² Cena výkopu a všech potřebných prací na jednom metru bude uvažována 1500 Kč. Obnova bude probíhat ve dvou možných scénářích - obnova posledních tří úseků vývodu (kabelové vedení s nejmenším průřezem) a obnova celé nadzemní části vedení společně s posledními třemi kabelovými úseky.

⁶¹ PNE 33 3430-0. Výpočetní hodnocení zpětných vlivů odběratelů a zdrojů distribučních soustav. 5. vyd. Praha: ČEZdistribuce, E.ONdistribuce, E.ONČR, PRE distribuce, ČEPS, leden 2015.

| Cena [Kč/m] | Typ vodiče | Průřez [mm ²] | U _n | R [Ω/km] | X [Ω/km] | I _{max} [A] |
|-------------|------------|---------------------------|----------------|----------|----------|----------------------|
| 85 | 50AYKY70 | 50 | 0,4 | 0,619 | 0,077 | 147 |
| 113 | 95AYKY70 | 95 | 0,4 | 0,326 | 0,071 | 216 |
| 150 | 120AYKY70 | 120 | 0,4 | 0,258 | 0,069 | 245 |

Tabulka 6: Parametry alternativních vodičů pro řešení obnovou sítě

Vliv tohoto řešení bude vyhodnocen na základě sledovaných ukazatelů. NPV tohoto řešení bude závislé na rozsahu simulovaného opatření a bude vycházet z investičních nákladů z tabulky č. 6.

2.4.4 Akumulace

Dle části 2.2.3 pro dny minima zatížení pro všechny TDD vychází podle výsledků z vytvořeného programu rozdíl pětoků mezi systémy s akumulací a bez ní roven přibližně 10 % vyrobené energie. V praxi by samozřejmě byly v čase rozvrženy nerovnoměrně, ale v modelu bude uvažován vliv baterií jako posun výrobní křivky solárních panelů o 10 % dolů po celý den. V modelu jde totiž při výpočtech pouze o vliv baterie na rozdíl mezi výrobou a spotřebou v časech maximální výroby fotovoltaických panelů, a to takovýto popis splňuje. V praxi by takovýto vliv, i když jinak časově rozložený, mělo právě chytré řízení akumulačního zařízení se systémovými cíli tak, jak bylo popsáno v teoretické části práce. Na základě průzkumu trhu bude cena za kWh bateriového systému stanovena na 13 000 Kč, což znamená cenu 56 000 Kč za 4,3 kWh a 93 000 Kč za 7,2 kWh systém. Současné fotovoltaické systémy ve většině případů obsahují i akumulaci, a proto je vyhodnocení nákladů PDS na toto řešení složitější. Náklady na koupi systému ponese majitel, aby se ale zapojil do udržování soustavy a nevyužíval baterii pouze jako nástroj k arbitráži (obě aplikace se samozřejmě mohou překrývat), je třeba ho nějakým způsobem motivovat. Pokud se vyššími penetracemi bateriových systémů v budoucnu jejich pozitivní vliv neaplikuje „samovolně“ (chytrým využíváním akumulace všemi majiteli a tím optimálním rozložením spotřeby v průběhu dne díky jejich snaze podílet se na arbitráži), nákup výkonu pro regulaci pak může být řešen například paušálními poplatky v rámci smlouvy na poskytování určité kapacity pro vyrovnávání sítě, schopné pojmout například již zmíněných 10 % pětoků v kritických hodinách. To bude uvažováno v dalším modelu, kde bude tento poplatek stanoven na základě následujících úvah získaných výpočty z dat zmíněných v předchozích částech. Jestliže se maximální hodinový pětok pro 5 kW systémy pohybuje kolem 4 kWh, odpovídá snížení o deset procent 0,4 kWh. To v rámci použité baterie odpovídá o něco

méně než 6 % kapacity. Při uvažované životnosti baterie 20 let pak vychází současná hodnota baterie pro majitele na necelých 13 Kč denně. Pro tuto úvahu, kdy by PDS platil 6 % z 13 Kč denně, je tak průměrná současná roční cena tohoto řešení (pro 7,2 kWh) rovna 239 Kč. Pro systém 4,3 kWh je pak cena rovna 143 Kč.

2.4.5 Řízení spotřeby

Řízení spotřeby neboli DSM je další možností, jak omezit negativní vliv zvýšené penetrace RES v síti. Jak bylo popsáno v kapitole 1.1.4, existuje mnoho způsobů, jak zátěž řídit. Protože v praktické části této práce bude cílem umožnit co nejvyšší penetraci FV panelů ve zkoumané části DS, bude cílem přesun spotřeby v čase tak, aby se co nejvíce překrývala s výrobou solárních panelů. Zdroje flexibility spotřeby lze zjednodušeně rozdělit na realtime a shifting.⁶³ Mezi shifting spotřebiče se řadí ohřev vody a velké spotřebiče (vyjma lednic a mrazáků), což dle dat v příloze č. 4 dává přibližně 35 % celkové roční spotřeby. Mezi realtime se poté řadí vaření a ostatní přesunutelné spotřebiče, což dává 20 % celku. Výkonově jsou pak obě skupiny podobné a pokrývají každá přes 40 % instalovaného výkonu. Je tedy patrné, že potenciál flexibility je teoreticky vysoký. V praxi se však jedná o velmi složitý koncept, jehož potenciál je velmi nejistý vzhledem k jeho závislosti na ochotě spotřebitelů omezovat své návyky a vzhledem k časovému rozložení odběru jednotlivých spotřebičů. Navíc je k využití potenciálu flexibility nutno vypracovat složité systémy, jejichž plánování by samo o sobě vydalo na rozsáhlou práci, a proto se zde omezím pouze na přesun některých spotřebičů v závislosti na odběrném diagramu. Pro den minima pak charakteristiky takovýchto přesunů budou v modelu zpracovány podle tabulky č. 7.

| | Změna | Rozsah [h] | Posun z [h] | Posun do [h] | Spotřebiče |
|------|--------|------------|-------------|--------------|-----------------------|
| TDD4 | 10 % S | 5 | 17:00-22:00 | 12:00 | Realtime, praní, mytí |
| TDD5 | 20 % S | 4 | 23:00-2:00 | 12:00 | Ohřev, realtime |
| TDD7 | 5 % S | 4 | 18:00-22:00 | 12:00 | Realtime, praní, mytí |

Tabulka 7: Realizace flexibility spotřeby v modelu

Spotřeba byla ve všech případech přesouvána do času 12:00, protože to je doba, kdy je

⁶³ LEZAMA, Fernando, SOARES, Joao, CANIZES, Bruno and VALE Zita. Flexibility management model of home appliances to support DSO requests in smart grids. In: *Sustainable cities and society* [online]. April 2020, 55. [vid. 2.5.2020]. ISSN: 2210-6707. Dostupné z: DOI: 10.1016/j.scs.2020.102048

dle dat v příloze č. 5 produkce fotovoltaických panelů blízko před svým maximem. Velikost změny v procentech aktuálního výkonu v dané hodině byla stanovena odborným odhadem na základě uvedených dat a předpokladů. Vliv tohoto řešení bude vyhodnocen na základě sledovaných ukazatelů. Zájem ze strany spotřebitelů „poskytnout“ toto řešení samozřejmě musí být v síti provozované PDS nějakým způsobem motivován. Jeho cena bude tedy stanovena na základě současného systému HDO, v němž je dle ceníku platného pro leden roku 2020 v distribuční síti ČEZ rozdíl mezi cenami vysokého a nízkého tarifu u prodejce ČEZ průměrně 2206 Kč/MWh. Budeme-li tedy uvažovat podobné ceny i za tuto formu flexibility a použijeme-li v předchozí tabulce uvedené posuny, lze získat hodnoty „posunutého výkonu“ za celý modelovaný vývod a cenu za den za všechna OM dané kategorie TDD v den minima zatížení a maxima výroby FV panelů. Protože odběr v den maxima (tedy v opačném extrému) je výrazně vyšší, což má vliv i na uvedené hodnoty, při uvažování podobné potřeby flexibility po celý rok, budou hodnoty v tabulce č. 8 uvažovány jako průměrné denní hodnoty po celý rok. NPV tohoto řešení, je-li aplikována na všechna odběrná místa po dobu 20 let, je rovna 94 158 Kč.

| | Posun [kW]/model | Cena [Kč/den] |
|------|------------------|---------------|
| TDD4 | 2,3 | 5,1 |
| TDD5 | 6,6 | 14,5 |
| TDD7 | 0,5 | 1,1 |
| Suma | 9,4 | 20,7 |

Tabulka 8: Průměrné denní náklady na řízení flexibility odběrného místa v dané třídě TDD

2.5 Popis scénářů

Jednotlivé simulace pro vyhodnocení hypotézy této práce budou počítány v upravených modelech sestavených ze stejného základního modelu sítě, popsaného v předchozích částech. Pro porovnání výsledků budou na začátku zaznamenány hodnoty ukazatelů pro základní model Baseline, tedy model bez jakýchkoliv opatření pro zvyšování HC. Ve všech modelech bude uvažováno, že instalaci fotovoltaických panelů chtějí zvyšovat sami zákazníci proto, že se jim to vyplatí a mají k tomu tedy motivaci. Dle některých studií⁶⁴ lze takovýto stav očekávat v brzké budoucnosti. Úkolem PDS tedy bude tento nárůst

⁶⁴ DELLOITE [online]. *Rozvoj obnovitelných zdrojů do roku 2030*. 2019. [vid. 4.5.2020]. Dostupné z: <https://bit.ly/2KYrxjr>

umožnit implementaci opatření, která byla popsána v předchozích částech. Náklady na opatření vždy zaplatí koncoví uživatelé (ať už formou poplatků za distribuci, podpory POZE, nebo jinou formou), postačí proto k vyhodnocení prostá diskontovaná NPV. Rozmísťování fotovoltaických systémů bude v modelech prováděno náhodně, ale rovnoměrně po délce vývodu podle výpisu uvedeného v příloze č. 7. Takovýto postup rozmísťování je nejpravděpodobnější a nejméně ovlivňuje, jak bude popsáno v dalších částech, výsledky.

Prvním z modelovaných opatření bude implementace chytrých střídačů. Podle popisu v části 2.5.1 budou všechna OM s fotovoltaickými systémy vybavena střídači s funkcí řízení výkonů $Q(U)$. Dle prostudovaných materiálů se jedná o řešení s největším potenciálem pro dosahování nižších hodnot HC, ať už z pohledu dosaženého zvýšení, či nákladovosti tohoto řešení. Lze očekávat nárůst HC v řádech desítek procent.

Dalším vyhodnocovaným opatřením je implementace bateriových systémů tak, jak je popsáno v části 2.5.4. Vlivem bateriových úložišť by mělo dojít k pozitivnímu ovlivnění parametrů v síti. Vliv je přímo úměrný kapacitě použité baterie. Od toho opatření je očekáván spíše minimální vliv.

Řešením podobného charakteru je implementace systémů řízení spotřeby. To bude provedeno podle popisu v části 2.5.5. Vliv tohoto řešení je očekáván minimální a jeho realizovatelnost je navíc, jak bude diskutováno, značně nejistá.

Investičně nákladnějším, avšak tomu úměrně účinným opatřením, je pak výměna současného distribučního transformátoru za transformátor OLTC tak, jak je psáno v části 2.5.2. Lze očekávat, že při správném nastavení regulace transformátoru půjde dosáhnout velmi vysokých hodnot penetrace až do 100 %.

V neposlední řadě pak bude otestován vliv obnovy sítě podle popisu v části 2.5.3. Toto řešení má teoreticky neomezený potenciál, v praxi však distribuční společnosti využívají kabely určitých průřezů, které budou v této práci uvažovány jako omezení. Toto řešení má vliv zejména na proudovou zatížitelnost, v měkkých sítích, jako je ta zkoumaná, však může najít uplatnění i při řešení napěťových problémů, které však pravděpodobně nedosáhnou výsledků úměrných jeho nákladnosti.

V pokračování vyhodnocení bude ověřována schopnost systému provozu v ostrovním režimu. V tomto modelu bude uvažována budoucí situace, v níž by mohly, díky nízkým

cenám technologií a různým formám výhod, ve větší míře vznikat mikrogridy v soukromém vlastnictví skupin prosumerů, jak bylo popsáno v teoretické části. Zde budou majiteli sami lidé připojení do vývodu, například formou jakési energetické komunity. Bude vyhodnoceno, jestli je takovýto scénář reálný. Na základě podmínek, které budou vydefinovány později.

2.6 Vyhodnocení scénářů

Pro sestavení modelu pro ověřování technických možností zkoumané elektroenergetické sítě byl využit program DNCalc s doplňkem SmartGrids. Jedná se o nejnovější program pro analýzu poměrů v DS, který vydala společnost EnerGoConsult ČB, s.r.o. Program je v praxi využíván distribučními společnostmi pro analýzu poměrů v síti. Pro výpočty jednotlivých scénářů v tomto programu byl použit časový rozvoj - chod sítě s krokem 60 minut. Program DNCalc k výpočtům využívá Newtonovy iterační metody. Příklady zadání jednotlivých prvků modelu jsou uvedeny v příloze č. 1. Pro sestavení ekonomických modelů a vyhodnocení ročních bilancí a průběhů byl použit výpočetní software Microsoft Excel.

V první části vyhodnocení byly prověřeny jednotlivé scénáře za účelem získání hodnot primárního ukazatele, hosting capacity. Ukázala se však některá omezení, která takovýto způsob simulace výrazně ovlivňují a způsob tedy musel být na základě těchto zjištění změněn na způsob popsáný v dalších částech. Z prvního vyhodnocování však byla i přesto získána cenná data, která mohou posloužit k demonstraci vlivů zvyšující se penetrace RES, topologie sítě, či způsobu modelování na poměry v síti. Proto bude tento způsob vyhodnocení popsán a poznatky z něj budou vyhodnoceny, ne však do takového detailu jako vyhodnocení použité později.

2.6.1 Faktory mající vliv na výsledky simulací

Myšlenkou vyhodnocování prvního stupně hypotézy bylo určit rozdílné vlivy jednotlivých řešení na HC. Toho mělo být dosaženo postupným zvyšováním penetrace FV panelů do sítě s aplikovaným řešením a dosažený instalovaný výkon pro každé z nich měl být následně vyhodnocován. Tyto výsledky jsou ilustrovány v následující tabulce č. 9, v níž jsou uvedeny hodnoty HC pro jednotlivá řešení při rozmístování FV panelů od transformátoru, od konce vývodu a rovnoměrně podle plánů uvedeného v příloze č. 8.

Vysvětlení zkratk použitých ve vyhodnocení na následujících stránkách je uvedeno v tabulce č. 10.

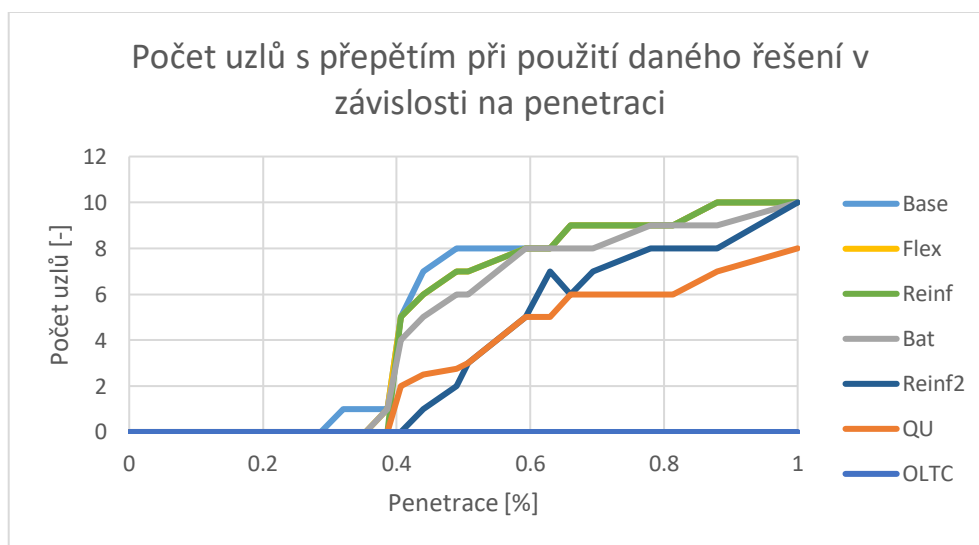
| | Base | QU | Flex | OLTC | Bat | Reinf | Reinf2 |
|-------|------|------|------|-------|------|-------|--------|
| Plán | 29 % | 39 % | 35 % | 100 % | 35 % | 35 % | 39 % |
| Konec | 10 % | 12 % | 10 % | 100 % | 10 % | 10 % | 12 % |
| Trafo | 54 % | 59 % | 54 % | 100 % | 54 % | 54 % | 59 % |

Tabulka 9: Výsledky prvních výpočtů - pouze HC pro jednotlivá řešení

| | |
|--------|---|
| OLTC | OLTC transformátor |
| QU | Řízení výkonů chytrými střídači |
| Reinf2 | Celková obnova sítě na kabel 120 mm ² |
| Bat | Bateriová akumulace |
| Flex | Flexibilita spotřeby |
| Reinf | Obnova vedení 25 mm ² na 120 mm ² |

Tabulka 10: Vysvětlení zkratk použitých v grafech a tabulkách

Ukázalo se ovšem, že ve většině případů byly výsledky stejné, a to i přestože jednotlivá řešení mají bezesporu rozdílný vliv. Podobně nevyhodnotitelný ukazatel se ukázal být i počet uzlů, v nichž dochází k porušení požadavků na kvalitu napětí. To je ukázáno v obrázku č. 19.



Obrázek 19: Počet uzlů s indikací přepětí v závislosti na úrovni penetrace

Proto bylo rozhodnuto o vyhodnocení vlivu jednotlivých řešení na základě srovnání sekundárních parametrů. Zároveň se z provedených simulací ukázaly některé vlivy na výsledky, které bude popsány.

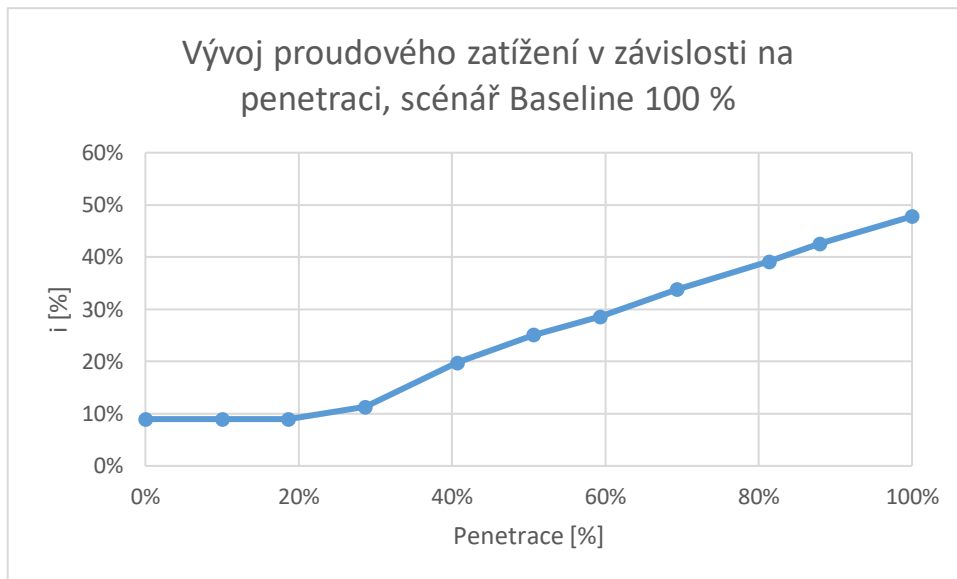
Prvním a asi nejvýznamnějším vlivem je rozmístění instalovaného výkonu podél vývodu. Z vyhodnocení v tabulce č. 9 je patrné, že čím dále od distribučního transformátoru jsou

FV panely instalovány, tím menší penetrace je možno dosáhnout. Toto vyhodnocení potvrzuje očekávání popsaná v části 2.3.2.

Dalším vlivem je rozmístění velikosti zátěží a průběhy odběru, které jsou uvedeny v příloze č. 3 a v příloze č. 8. Simulací se ukázalo, že díky úbytkům napětí způsobených velkou zátěží na konci vývodu, se při přesunu 25 % spotřeb (největších) z první poloviny vývodu směrem od transformátoru na konec vývodu zvýší HC o 4 %. Čím dále je tedy spotřeba od transformátoru, tím větší HC je možno dosáhnout.

Významný vliv má i rozmístění jednofázových systémů. Ze simulací vyplynulo, že eliminací jednofázových systémů, které v této simulaci tvoří 15 %, se při 100 % penetraci zmírní největší přepětí až o 3,3 % U_n (neboli 31,6 % celkové maximální změny +10,4 %), ovlivní o 1 uzel méně a sníží průměrnou dobu trvání přepětí o 1,8 hodiny. Kromě toho z výpočtů vychází, že na přepětí má významný vliv (analogicky k vlivu rozmístění FV systémů) i umístění jednofázového spotřebiče. Pokud je stejný jednofázový výkon ve fázi A a B a systém ve fázi A je umístěn na začátku a ve fázi B na konci vývodu, objeví se výraznější napěťové problémy ve fázi B. I přesto je však třeba podotknout, že v dané konfiguraci nenastane při žádném scénáři případ, kdy by byly porušeny normou stanovené limity na napěťovou nesymetrii. V nejhorším scénáři, tedy Baseline 100 % penetrace byla nesymetrie pouhých 0,519 %.

Kromě vlivu sestavení modelu na výsledky simulací se také potvrdily předpoklady z předchozích částí ohledně ampacity. Při žádné ze simulací nebyly překročeny nominální hodnoty zatížení v žádném z prvků soustavy. Pro ilustraci je vývoj proudového zatížení na začátku vývodu z transformátoru, tedy v nejhorším bodě, při nejhorším scénáři Baseline 100 % penetrace, uveden v následujícím obrázku č. 20. Maximum při 100 % penetraci odpovídá 117 A.



Obrázek 20: Vývoj zatížení v závislosti na penetraci, Baseline 100%, začátek vývodu

Také se částečně potvrdilo očekávání ohledně vlivu obnovy sítě na napěťové poměry. Jak je patrné z tabulky č. 9, upgrade vodičů v nejvíce postižených oblastech (poslední tři úseky celého vývodu, vedené kabelem) nedokázal výrazně zvýšit HC ani změnit napěťové poměry. Logicky měl nejpříznivější dopady kabel s největším průřezem a ten proto bude v modelu uvažován. Jeho poměr cena/vliv na HC je, vzhledem k nízkému podílu ceny materiálu na ceně celkového řešení, nejlepší. Významný vliv má pak ovšem obnova celé sítě, protože nadzemní vedení se oproti kabelovému vyznačuje relativně vysokou hodnotou poměru R/X a je-li toto vyměněno za kabel, lze poměry v síti zlepšit ve větší míře. Rozdíl v maximální hodnotě nárůstu napětí pro obnovu pouze na konci vývodu a obnovu včetně nadzemního vedení je ilustrován v obrázku č. 21. Tyto dvě možnosti budou uvažovány v konečném vyhodnocení.

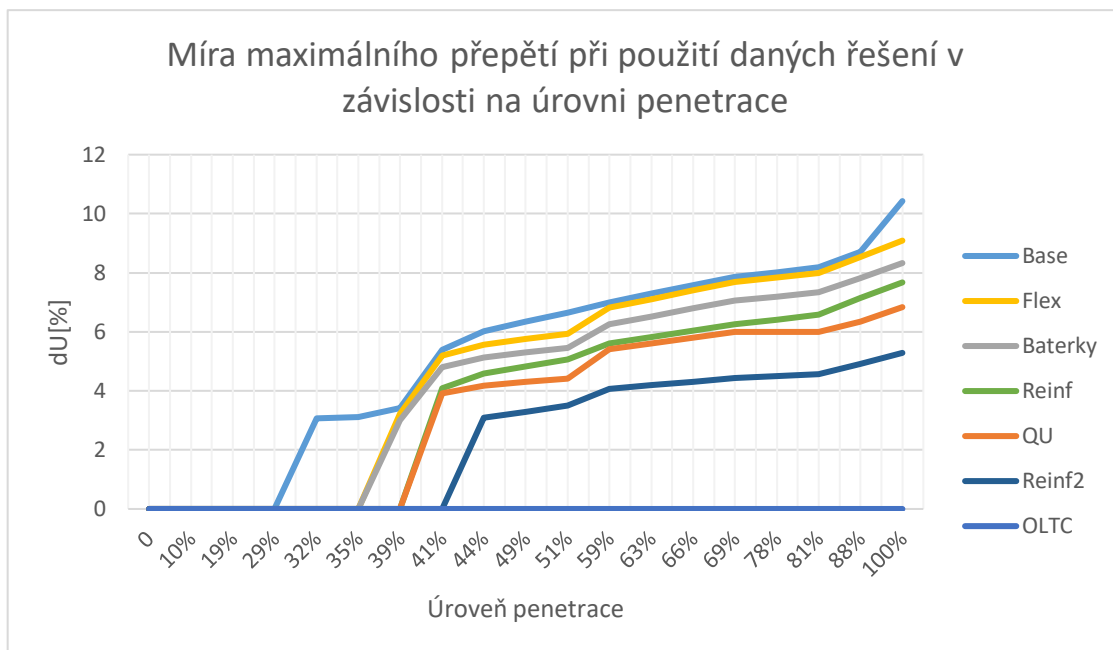
Kromě toho má také vliv to, že rozmístování jednotlivých součástí systému probíhá po jednotkách dané velikosti a výsledky HC se tedy ve skutečnosti mohou lišit právě o drobné změny například v instalovaných výkonech FV elektráren.

Aby bylo možno využít pouhých dat o HC a aplikovat tyto statistiky do různých případových studií, bylo by potřeba o mnoho řádů více scénářů a náhodných simulací s výrazně větší granulitou dat, aby byly vlivy výše popsaných faktorů co nejvíce minimalizovány zkoumáním na dostatečně velkém statistickém vzorku. Takovýto rozsah práce byl však shledán nadbytečným, a proto byl pro vyhodnocení prvního stupně hypotézy zvolen způsob vyhodnocení popsaný v následující části.

2.6.2 První stupeň - opatření pro zvýšení HC

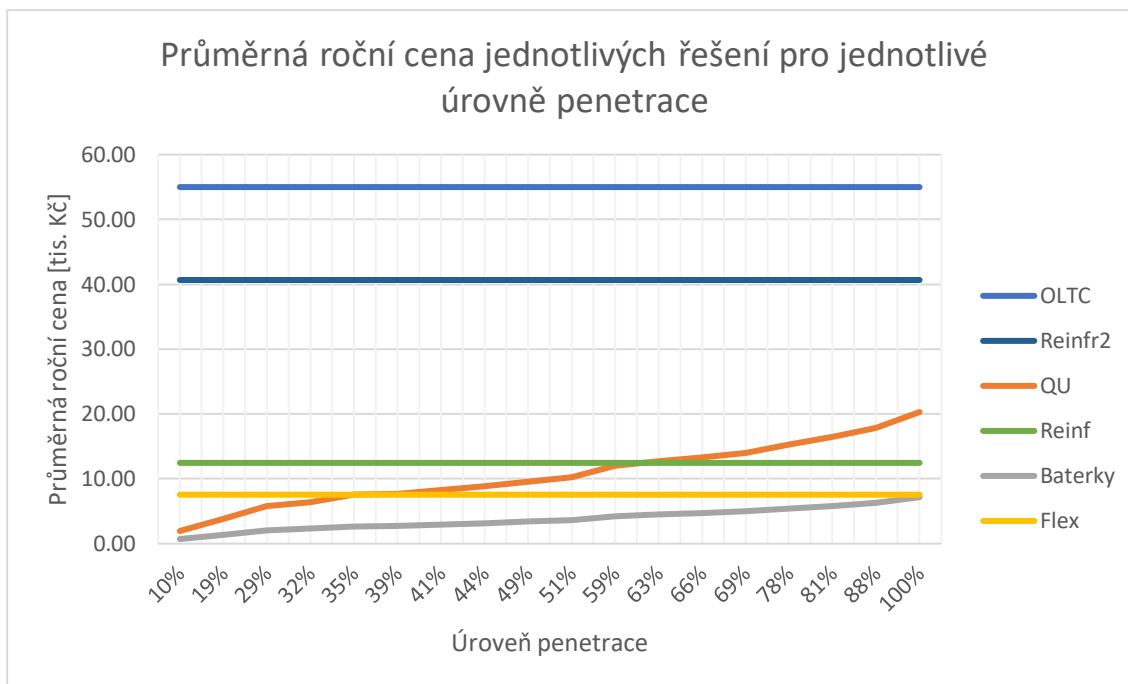
Ve zvoleném způsobu bylo využito všech vypočtených dat a pro vyhodnocení byly použity zejména sekundární ukazatele. Tento způsob je stále statisticky neaplikovatelný, protože mnoho významných vstupů bylo zvoleno náhodně, ale výstupy z něj jsou vzájemně porovnatelné a umožní udělat si představu o jednotlivých řešeních a o jejich vlivu na poměry v síti, protože výše popsané vlivy platí pro daný model na všechna řešení bez rozdílu. Zároveň je otázkou, zda je nutné a vhodné mít pro reálné aplikace výsledků statisticky přesné průměry hodnot, když se poté hodnoty pro jednotlivé scénáře, jak bylo ukázáno v předchozích zkoumáních, tak výrazně liší v závislosti na konkrétní realizaci. Dle autora tomu tak není a pro tuto realizaci budou tyto vlivy pouze brány v potaz.

Jednotlivé scénáře byly porovnávány podle dříve popsaných ukazatelů v jednotlivých stupních penetrace od 10 % do 100 % s krokem 10 % (přibližně, reálný krok se liší, protože se mění počet přidaných systémů, ne jednotlivých instalovaných kW), ovšem v okolí vypočtených HC jednotlivých scénářů upravených na krok přidání/odebrání jednoho systému podle plánu zvyšování penetrace. Pro kontrolu konzistence dat byly vyhodnocoványmi ukazateli počet uzlů s přepětím, průměrná délka trvání přepětí, maximální délka trvání přepětí, průměrná hodnota přepětí, maximální hodnota přepětí a medián hodnoty přepětí. Tyto hodnoty pro jednotlivé scénáře jsou uvedeny v příloze č. 8. Z těchto dat je vizuálně nejpřehlednější grafické znázornění změny maximálního přepětí v závislosti na úrovni penetrace. Ta je pro jednotlivá řešení uvedena v obrázku č. 21.



Obrázek 21: Míra maximálního přepětí pro jednotlivé úrovně penetrace

Z průběhů je jasně patrné, která řešení jsou na zvyšování penetrace oproti ostatním účinnější, nehledě na výše zmíněné nepřesnosti vlivem popsaných faktorů. Další vypočtené údaje o vlivech jednotlivých řešení jsou v příloze č. 9. Samotná data z měření byla velmi rozsáhlá, a proto byla zpracována do menších statistických vyhodnocení, příklad extrahovaných dat je v příloze č. 9. Maximální přepětí bylo vybráno proto, že se ze všech získaných dat o poměrech v síti jedná o nejvíce se napříč řešeními lišící ukazatel. NPV použitých řešení (samostatně) při jednotlivých stupních penetrace jsou vyobrazena v obrázku č. 22.



Obrázek 22: Roční náklady na jednotlivá řešení pro různé úrovně penetrace

Jednotlivá řešení samozřejmě nebudou použita v případech, kdy nemají žádný vliv, proto jsou průběhy v obrázku č. 22 spíše orientační. Reálná řešení nebudou pak navíc použita samostatně, ale v kombinaci s ostatními tak, aby byl výsledek optimální. V závislosti na požadované penetraci se pak řešení mohou lišit. Dle výše uvedených dat se nejlépe pro jednotlivé penetrace hodí řešení uvedená v tabulce č. 11.

| | HC [%] | HC% [d%] | NPV [-tis. Kč] | NPV/HC% [-tis. Kč/%] |
|----------------|--------|----------|----------------|----------------------|
| OLTC | 100 % | 71 % | 1100 | 15,5 |
| QUReinf2 | 66 % | 37 % | 1080 | 29,2 |
| QUReinfFlexBat | 63 % | 34 % | 469 | 13,8 |
| QUReinf | 51 % | 22 % | 453 | 20,6 |
| QUBatFlex | 49 % | 20 % | 384 | 19,2 |
| QU | 39 % | 10 % | 154 | 15,4 |
| Bat | 35 % | 6 % | 33 | 5,6 |
| Baseline | 29 % | | | |

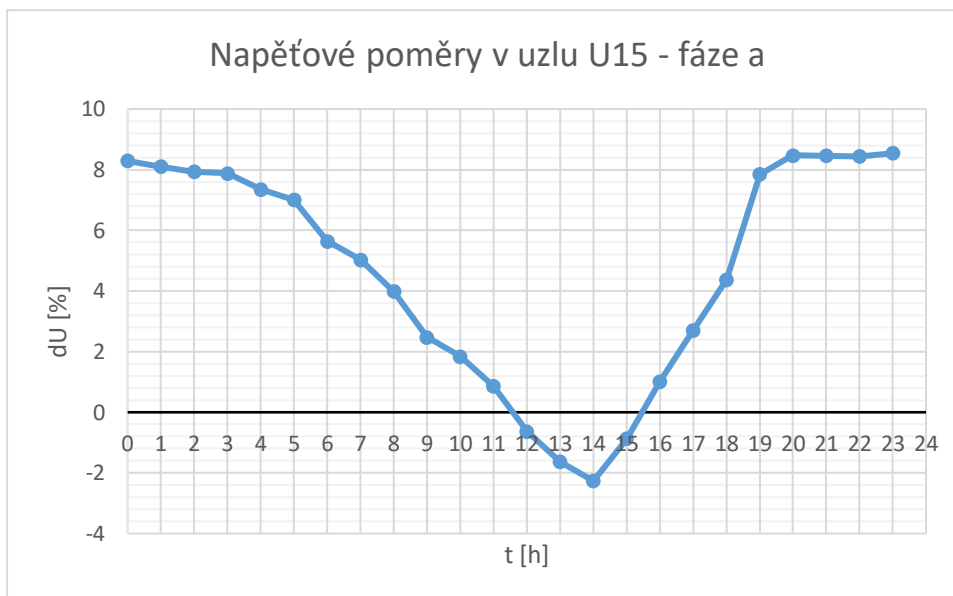
Tabulka 11: Nejlepší kombinace implementovatelných řešení pro dosažení daných penetrací

Ta vznikla porovnáním všech kombinací a výběrem těch, které měly na jednotlivých úrovních penetrace nejvyšší dosaženou HC. Mezi jednotlivými body se tedy nenachází žádná výhodnější kombinace. Z těchto dat lze přibližně stanovit náklady na dosažení vyšších penetrací v DS. Je však zřejmé, že ze všech nejvýhodněji vychází dle nastaveného modelu instalace OLTC transformátoru, jehož výhodnost bude růst s uvažovanou dobou životnosti.

2.6.3 Druhý stupeň - bilanční vyrovnanost a ostrovní provoz

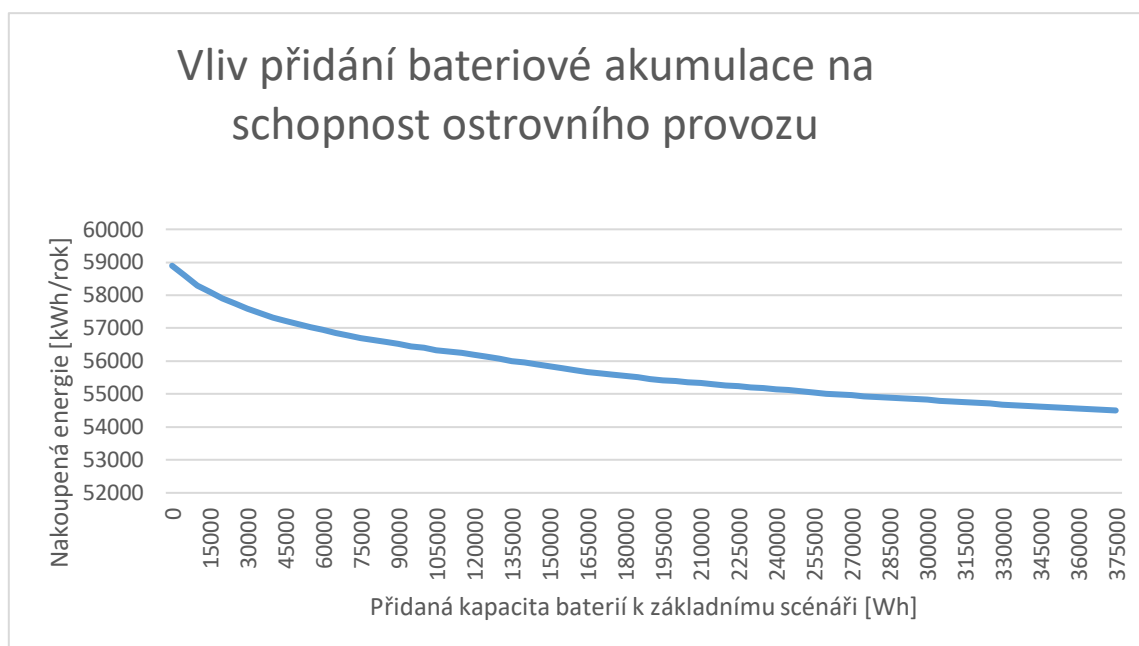
V dalším kroku byla provedena analýza dat za účelem ověření toho, co by obnášelo další přiblížení konceptu mikrogrid, tedy bilanční energetické nezávislosti (rovnosti vyrobené a odebrané elektrické energie za rok) a schopnosti ostrovního provozu (tedy tak, aby za celý rok nebyla dodána žádná energie ze sítě), a to plně pod taktovkou soukromých vlastníků podle modelu popsaného v teoretické části práce. Za tímto účelem byla zanalyzována hodinová data o průbězích produkce fotovoltaických panelů, větrných turbín a spotřeb a pro zvolené scénáře byly vypočteny napěťové poměry v dané síti.

Z analýz bylo zjištěno, že pro čistě bilanční nezávislost by postačovalo využití solární energie, a to o celkovém instalovaném výkonu 176 kW, což je „pouze“ 117,5 % maxima stanoveného v předchozích částech. V praxi by však tato hodnota byla bez problému při využití panelů vyšších výkonů, podle v úvodu této části vymezeném rozsahu, využitelná, protože tato penetrace znamená pouhé navýšení instalovaného výkonu v každém z OM na 5,5 kW. Jak bylo prokázáno v předchozích částech, penetrace přes 100 % lze při síťovém provozu dosáhnout při zachování požadovaných poměrů v síti pouze pomocí OLTC transformátoru. Úpravou modelu na systém s 5,5 kW, třífázovými instalacemi a jeho výpočtem se však ukázalo, že hranicí maximální penetrace při použití transformátoru je už hranice 117 % a proto lze požadované penetrace pro bilanční nezávislost (nejvýhodněji) dosáhnout pomocí kombinace OLTC transformátor s využitím flexibility bateriových systémů stejné velikosti, jako v předchozích částech, tedy o velikosti 7,2 kWh. Dosažení bilanční nezávislosti se tedy z technického hlediska nejeví jako výrazný problém. Napěťové poměry ve fázi *a* uzlu U15 pro scénář vyrovnané bilance, ve kterém byl zaznamenán největší nárůst napětí, jsou pro den minimální zátěže a maximální výroby FV panelů pro představu uvedeny v obrázku č. 23. Kladná změna zde znamená snížení napětí, protože hodnoty jsou ze vzorce č. 9 počítány ve spotřebičové orientaci. Hodnoty ostatních sekundárních ukazatelů také nepřekročily nastavené limity.



Obrázek 23: Napěťové poměry v uzlu U15- nejkritičtější den, bilanční nezávislost

Bilanční nezávislost je tedy také technicky dosažitelná, navíc pouhou instalací fotovoltaických systémů na střechách domů. Je tedy možné daný vývod ještě více přiblížit konceptu mikrogrid. Při tom bude uvažován stejný systém zmíněný v předchozím odstavci, jen bude rozšířen o schopnost ostrovního provozu. Dle provedených analýz bude takovýto systém ročně potřebovat vyrobit dalších 58 894,5 kWh, a bude muset být schopný dodat maximální výkon 33,8 kW, to vše v rozsahu 3717 hodin ročně. Další navyšování instalovaného výkonu solárních panelů nepřipadá v úvahu, nehledě na to, že by problém vzhledem ke své proměnlivé výrobě samy o sobě nevyřešily (pětinasobné zvýšení instalovaného výkonu solárních panelů kvůli soudobosti sníží závislost pouze o 53,4 % a maximální výkon o 9,9 %), navíc by instalace mimo jinak nevyužitelné plochy nebyly žádoucí. Další navyšování kapacity baterií také problém neřeší, i když se jeho řešení přiblíží více. Při pětinasobném zvýšení jejich kapacity sníží závislost na dodávce o 85,9 %, maximální výkon pak o 9,9 %. Relativně bezvýznamný vliv navyšování kapacity baterií na množství nakoupené energie za rok je vyobrazen v obrázku č. 24. Výše popsané situace jsou z ekonomického i prostorového hlediska nesmyslné a ani jejich další navyšování není tím pádem realizovatelné. Je tedy potřeba hledat nové zdroje, nebo kombinace nových zdrojů a rozumného navýšení akumulace.



Obrázek 24: Vliv přidání bateriové akumulace na schopnost ostrovního provozu

První zkoumanou možností je podle postupu při výběru zdrojů v části 2.2.2 volba větrných elektráren. Pro tyto simulace byl, vzhledem k požadovanému výkonu a množství energie, vybrán model větrné turbíny o výkonu 25 kW, průměru rotoru 10,4 m a celkové výšce 23,2 m.⁶⁵ Takovýto model se s nutnými rozestupy na uvažovanou plochu vejde čtyřikrát, což bude bráno jako maximální „penetrace“ větrných elektráren v této lokalitě. Menší výkony nebyly uvažovány z důvodu společenské neakceptace takovýchto zdrojů, a tedy jejich nemožnosti rozmisťovat je více rozptýleně. Průměrná investiční cena jedné takovéto turbíny je 50 000 USD⁶⁶, což odpovídá bezmála 1 250 000 Kč. Provozní náklady se pak pohybují kolem 2 % investičních nákladů ročně.⁶⁷

⁶⁵ Windkraft-Zentrale elektrOmat 25kW [online]. Wind-turbine-models. 2020. [vid. 4.5.2020]. Dostupné z: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/921-windkraft-zentrale-elektromat-25kw>

⁶⁶ INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY [online]. *Renewable power generation costs in 2018*. 2018. [vid. 4.5.2020]. Dostupné z: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf

⁶⁷ CLIMATE EXCHANGE [online]. *Life Cycle Costs and Carbon Emissions of Onshore Wind Power*. 2015. [vid. 4.5.2020]. Dostupné z: https://www.climateexchange.org.uk/media/1463/main_report_-_life_cycle_costs_and_carbon_emissions_of_onshore_wind_power.pdf

Dle provedených simulací lze do systému nainstalovat, z pohledu zajištění kvality elektrické energie ve všech dnech v roce, při použití QU regulace střídačů a flexibility akumulátorů a spotřeby pouze dvě takovéto turbíny. Ty dle výsledků z modelu dosáhnou snížení dodávky elektřiny oproti systému s plnou penetrací fotovoltaickými panely o 80,7 % na hodnotu 11 142,8 kWh, sníží maximální výkon, který je nutné dodat o 17,1 % na hodnotu 28 kW a počet hodin nesoběstačnosti o 73,3 % na 953 hodin. Rozšíření zdrojové základny o samotné větrné elektrárny tedy také problém neřeší. Možností, jak dosáhnout schopnosti ostrovního provozu je pak již pouze zvětšení kapacity akumulátorů, nebo doplnění o flexibilní zdroj. Z dalších výpočtů vyplynulo, že zvětšování kapacity baterií má, co se týká vlivu na schopnost ostrovního provozu, omezený vliv. Maximální dopad nastane při zvýšení kapacity o neuvěřitelných 5 033,164 kWh za cenu převyšující 65 000 000 Kč. Výsledek to navíc není uspokojivý, protože dojde k omezení závislosti o „pouhých“ 97,6 %, maximální výkon se sníží o 33,4 % a čas v neostrovním provozu o 96,3 % oproti základnímu stavu. Při ceně baterií je tedy jasné, že toto není řešení.

Ostrovního provozu tak lze dosáhnout pouze instalací flexibilního výrobního zařízení, kterým byl v modelu zvolen dieselaagregát. Cena takového zařízení o výkonu 35 kW (pro zajištění maximálního výkonu, který je nutné dodat k zajištění soběstačnosti) byla na základě průzkumu trhu stanovena na 250 000 Kč a roční náklady na jeho údržbu pak 5 % investičních nákladů. Takový generátor zajistí schopnost ostrovního provozu na 20 let při současné ceně 2 098 500 Kč. Závisí poté na tom, jaké cíle bude provozovatel takového ostrovního systému sledovat. Porovnání tří základních uvažovaných scénářů je uvedeno v tabulce č. 12.

| | $P_{FV}=176$ kW, $P_{VITR}=0$, Bat.=240 kWh, $P_{DIESEL}=0$ | $P_{FV}=176$ kW, $P_{VITR}=50$ kW, Bat.=240 kWh, $P_{DIESEL}=0$ | $P_{FV}=176$ kW, $P_{VITR}=50$ kW, Bat.=240 kWh, $P_{DIESEL}=35$ kW |
|-----------------------------------|---|--|--|
| Deficit energie [kWh/rok] | 58 894,5 | 11 142,8 | 0 |
| Max. výkon [kW] | 33,8 | 28 | 0 |
| Počet hodin "nesoběstačnosti" [h] | 3 717 | 953 | 0 |
| Míra "nesoběstačnosti" [%] | 42 | 11 | 0 |

Tabulka 12: Porovnání dopadů scénářů na schopnost ostrovního provozu zkoumaného vývodu

Bylo tedy ukázáno, jakým způsobem lze technicky dosáhnout ostrovního provozu. Další úvahy se budou věnovat zjednodušenému ekonomickému modelu, v němž se sdružení prosumerů rozhodne provozovat na daném vývodu mikrogrid. Obyvatelé daného vývodu se rozhodnou vytvořit právní subjekt, který odkoupí od ČEZ Distribuce, a.s. daný vývod

a vytvoří na něm LDS. Bude tedy využito výhody provozu LDS, která umožňuje jejich vlastnictví entitou, která se zároveň účastní obchodních aktivit. V zahraničí je takovýto odkup běžně realizován a jeho cena bývá stanovována na základě odepsanosti sítí. Ke konci roku 2019 byla odepsanost sítí v rukou ČEZ Distribuce, a.s. rovna 55 %. Cena tedy bude rovna 45 % z pořizovacích nákladů OLTC transformátoru (uvažujeme, že opatření pro zvýšení HC již bylo dříve realizováno) a vedení, uvedených v tabulce č. 1. Navíc bude potřeba síť vybavit měřícím zařízením (cena 5000 Kč/odběrné místo) a bude nutno doplnit zdroje elektrické energie (tak, jak bylo definováno v předchozích částech, cena 5 kW FV systémů bude 400 000 Kč/systém). Diskont takto vzniklého subjektu bude 3 %, protože je to subjekt vlastněný samotnými odběrateli, kteří pouze usilují o co nejnižší cenu elektrické energie. Eskalace cen elektrické energie bude 2 %, cen nafty 1 % a degradace bude uvažována 1 % ročně. Cílem výpočtu bude najít cenu elektřiny, za kterou by ji tento subjekt byl schopný dodat při uvažování těchto podmínek. Výdaje a příjmy tohoto subjektu spojené s realizací a provozem mikrogridu jsou uvedeny v tabulce č. 12. Cena za elektřinu dodanou zákazníkům v lokální soustavě je hledanou proměnnou.

| | Položka | Cena v modelu [Kč] |
|--------------------|----------------------------|--------------------|
| Investiční náklady | Větrné turbíny | 2 500 000 |
| | Dieselagregát | 250 000 |
| | Pořízení solárních systémů | 12 800 000 |
| | Měřicí a řídicí zařízení | 160 000 |
| | Odkup sítě | 781 000 |
| Provozní náklady | Větrné turbíny | 50 000/rok |
| | Generátor | 12 500/rok |
| | Nafta | 111 747/rok |
| | Údržba sítě a panelů | 15 600/rok |
| Příjmy | Prodej elektřiny do sítě | 145 095/rok |
| | Prodej zákazníkům | Hledaná |

Tabulka 13: Seznam výdajů a příjmů pro zjednodušený model určení ekonomické realizovatelnosti ostrovního provozu zkoumaného vývodu

Ze simulací vyplývá, že i přes značná zjednodušení, která spíše snižují náklady (například uvažování 55 % odpisů) je cena elektrické energie od takového subjektu 9,37 Kč/kWh. To je oproti cenám energie „makrogridu“, které se pro koncové zákazníky pohybují pod 5 Kč/kWh, nesrovnatelně vyšší částka a je tedy možno bez dalších úvah prohlásit takovou realizaci v současných podmínkách za ekonomicky neproveditelnou.

Kromě ekonomické nesmyslnosti přechodu do ostrovního provozu je vhodné podívat se blíže i na technické řešení. Jak již bylo řečeno, je s dnešními technologiemi schopnosti ostrovního provozu možno dosáhnout. Jak bylo popsáno v teoretické části práce,

přednosti mikrogridu se schopností soběstačnosti však spočívají zejména ve schopnosti spotřebovat vyrobenou elektřinu lokálně, čímž má docházet k omezení ztrát ve vedení, emisí, či nutnosti rozšiřovat a upravovat současné sítě. Dle výsledků z modelu tomu však nutně nemusí být. Detailnější pohled na tuto problematiku bude poskytnut v závěru práce.

3 Závěr

Koncept mikrogrid je relativně novým způsobem, jak zajistit dodávky elektrické energie koncovým zákazníkům. Mezi jeho výhody patří zejména schopnost zásobovat odběr elektrické energie z lokálních zdrojů pomocí decentralizovaných, nejlépe obnovitelných výroben elektrické energie. Jako každý zásah do stávajícího systému, i navyšování penetrace těchto zdrojů v síti způsobuje změnu parametrů elektrické energie, a tak ovlivňuje i její kvalitu. Ta však musí být udržována v takových mezích, aby nezpůsobovala problémy na straně spotřeby, ani na straně výroby. Zároveň dosažení těchto změn přináší nové náklady, které musí někdo zaplatit.

Tomu se věnovala tato práce. Na začátku praktické části byl na základě dat poskytnutých společností ČEZ Distribuce, a.s. sestaven model sítě a na něm byly provedeny analýzy vlivu zvyšující se penetrace obnovitelných zdrojů, konkrétně fotovoltaických panelů, na kvalitu elektrické energie. V práci jsou pak shrnuty faktory ovlivňující míru penetrace těmito distribuovanými zdroji na základě výpočtů v reálném modelu sítě, pomocí nichž může být v budoucnu vyhodnocována schopnost distribučních sítí pojmout nárůst instalovaného výkonu obnovitelných zdrojů v elektroenergetické síti. Jsou představeny základní techniky využitelné k zvyšování jejich penetrace a tyto jsou následně implementovány. Z výsledků je patrný vliv jednotlivých řešení na zvyšování penetrace distribuční sítě fotovoltaickými zdroji. Pro všechny simulace byly vyhodnocovány požadavky na kvalitu elektrické energie vycházející z vyhlášky 540/2005 Sb. o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice. Ze simulací se mimo jiné potvrdilo očekávání, že nejvíce limitujícím faktorem bude změna napětí. Hodnota žádného jiného sledovaného ukazatele nebyla v ani jedné ze simulací překročena. Pro jednotlivé úrovně dosažené penetrace, při nichž byly splněny požadavky na kvalitu elektrické energie, pak byla jednotlivá řešení vyhodnocena pomocí základního ukazatele ekonomické efektivity, čisté současné hodnoty daného řešení. Maximální možná penetrace fotovoltaickými systémy bez jakýchkoliv opatření byla vypočtena jako 29 % maxima. Na základě provedených simulací bylo ukázáno, že zvýšit připojitelnost fotovoltaických panelů do sítě tohoto typu je, bez významných zásahů do stávající infrastruktury, možné až na bezmála 50 % maximálního instalovatelného výkonu, a to implementací kombinace „chytrých“ řešení. Těmi jsou řízení výkonu střídačů, řízení flexibility spotřeby a využití akumulčních zařízení s náklady na zvýšení penetrace oproti

základnímu modelu bez jakýchkoliv opatření o 1 % rovnými 19,2 tis. Kč. To je zároveň jedno z levnějších řešení, jehož cena navíc platí pro ekonomický model postavený na současné situaci, kdy není možnost donutit zákazníky, aby se podíleli na udržování kvality elektrické energie v síti a v simulacích tak PDS těmto zákazníkům za tuto službu platí. Jednoduchým a ekonomicky výhodným řešením by bylo změnit současné podmínky tak, aby byli majitelé výroben a úložišť povinni tuto službu poskytovat. Další zvyšování dosažitelné penetrace FV panelů je pak možné pouze kombinací těchto řešení s výměnou vodičů vývodu za vodič většího průřezu, nebo instalací OLTC transformátoru. Náklady na takové zvyšování se pak pohybují v rozmezí 13,8 až 29,2 Kč/%. Závisí tedy pak na daném PDS, jakou míru penetrace chce umožnit, technické řešení však vždy nalezne.

V první části praktické části práce byl sestaven model reálné distribuční sítě a byla vytvořena metodika pro simulaci založená na reálných datech a předpokladech. Všechny soubory nutné k napodobení a případnému zlepšení jsou pak přístupné v příloze. Na základě průzkumu provedených studií si autor troufá tvrdit, že srovnání tolika technických řešení k ovlivňování dosažitelné penetrace na napěťové hladině NN nebylo provedeno. Pro společnost ČEZ Distribuce, a.s. jsou výsledky této práce zásadní v ukázání, že umožnění vysokých stupňů penetrace distribuovanými zdroji elektrické energie lze dosáhnout bez významných zásahů do stávající infrastruktury a s téměř nulovými náklady, a to pouhou změnou podmínek pro připojování těchto distribuovaných systémů do sítě. Podle některých studií lze do roku 2040 očekávat až trojnásobné zvýšení instalovaného výkonu solárních panelů, z něž se většina bude odehrávat na úrovni NN.⁶⁸ To znamená nárůst oproti dnešnímu stavu zhruba o 4 GW instalovaného výkonu. Rozpočítá-li se tento výkon na jednotlivá OM, připadá na zkoumaný vývod necelých 25 kW instalovaného výkonu fotovoltaických panelů, což odpovídá 16 % penetraci daného vývodu. Výroba pravděpodobně nebude rozložena rovnoměrně po celé republice a bude se více koncentrovat v jižních oblastech, přesto lze očekávat, že umožnění 50 %

⁶⁸ HES, Stanislav, KULA, Jan and SVEC, Jan. Increasing of renewables hosting capacity in the Czech Republic in terms of European project InterFlex (Case study). In: *ICUE 2018 on Green Energy for Sustainable Development* [online]. Phuket, Thailand, 2018. [vid. 3.5.2020]. Dostupné z: DOI: 10.23919/ICUE-GESD.2018.8635772

penetrace bude ve většině distribučních sítí, minimálně do roku 2040, stačit. Ve zvláštních případech s vysokou koncentrací obyvatelstva, nebo s výbornými podmínkami pro instalaci fotovoltaických elektráren pak bude potřeba přistoupit k jiným řešením, která lze hledat na základě poznatků z této práce, které mimo jiné naznačují i to, že snaha najít univerzální řešení na všechny případy není pravděpodobně, ve světě s omezenými prostředky, smysluplná. Je tedy spíše na místě hledat způsoby, jak rychleji a s dostatečnou přesností modelovat elektroenergetické sítě a změny v nich s cílem určení dosažitelné připojitelnosti například využitím pravděpodobnostních výpočtů.

Na základě ověření možnosti dosáhnout významného zvýšení penetrace RES ve zkoumané části distribuční sítě byla poté provedena analýza přechodu tohoto systému do systému schopného ostrovního provozu podle definované metodiky. Pro dosažení schopnosti ostrovního provozu zkoumané části DS bylo potřeba rozšířit zdrojovou základnu o 26 kW fotovoltaických panelů, 50 kW větrných turbín a 35 kW dieselagregátu. Vyšší penetrace RES nebyla, vzhledem ke geografické poloze, dostupným plochám a zejména zachování kvality elektrické energie, možná. Teoreticky je tedy takovýto systém se současnými technologiemi realizovatelný. V praxi se však ukazuje nesmyslnost takového systému. Systém tohoto rázu by mohl dávat smysl u mikrogridu většího rozsahu, v němž by byly umístěny i jiné než rezidenční spotřeby, které by zajistily lokální využití většiny energie. Takovým mikrogridem by mohl být například firemní komplex rozšířený o několik rezidenčních OM, nebo průmyslová oblast tak, jak je popsáno v teoretické části práce. Ve zkoumaném případě, který lze jistě vztáhnout na vývody distribučních transformátorů do rezidenčních oblastí obecně, je však zásadní benefit tohoto konceptu, tedy lokálnost, velmi sporný. Z daného vývodu se totiž instalací všech potřebných zdrojů pro dosažení soběstačnosti stala de facto elektrárna s roční výrobou (tedy přetoky do sítě) 111,6 MWh, což představuje 79 % energie, která je v daném mikrogridu spotřebována. Diskutabilní je tak například snížení ztrát, protože přebytečná elektrická energie opět musí téct do vzdálených míst, aby byla v daný okamžik spotřebována. Dopad na emise je na druhou stranu kladný, protože jen 11,14 MWh ročně, tedy přibližně 8 % roční spotřeby celého vývodu, je vyrobeno zdrojem na fosilní paliva, přičemž dojde ke spálení bezmála 3725 l nafty. Tato spotřeba je navíc rozložena do bezmála 1000 hodin za rok, z nichž by v reálném provozu mohl být ostrovní provoz nepotřebný a zkoumaná síť by mohla pracovat v síťovém provozu. Navíc vlivem přetoků obnovitelnými zdroji vyrobené energie může (pokud bude vysoká soudobost výroby

z mikrogridu a spotřeby jinde) dojít k omezení jiných zdrojů na fosilní paliva. Rozhodně je však takovýto systém, co se týká rozsahu zásahů do elektroenergetického systému, velmi předimenzován. V praxi je navíc velmi málo pravděpodobné, že kupní síla všech obyvatel na takovém vývodu bude taková, aby bylo dosaženo 100 % penetrace FV systémy. Dále je až absurdní uvažovat nad tak významnými zásahy, jako je instalace OLTC transformátoru, dieselaagregátu a dvou větších větrných elektráren kvůli zajištění schopnosti ostrovního provozu pouhých 32 odběrných míst. Kdyby se tak mělo stát rovnoměrně po celé republice (budeme-li uvažovat její rozdělení na vývody po 32 OM), kde bylo k roku 2018 evidováno 5 200 684 odběrných míst MOO, znamenalo by to například instalaci 8,12 GW instalovaných větrných elektráren a 5,69 GW instalovaného výkonu dieselaagregátů. I přesto, že technicky je energetická soběstačnost proveditelná, není v současnosti v podmínkách ČR v případě běžných odběrných míst rozumně realizovatelná a z technického pohledu (kvalita energie, spolehlivost) smysl. Ani z finančního pohledu není tento koncept realizovatelný. Podle výsledků z modelu by i při mnohých zjednodušeních museli zákazníci při uvažování životnosti 20 let platit 9,37 Kč/kWh. Při uvažování delší životnosti, která je však vzhledem k investičním horizontům v dnešní době velmi diskutabilní, nehledě na omezenou dobu životnosti baterií a fotovoltaických panelů, která je většinou výrobcí stanovena do 20 let a jejich výměna by způsobila horentní navýšení nákladů po 20 roce provozu, je cena za elektrickou energii z takovéto sítě stále rovna 6,78 Kč/kWh, což není konkurenceschopné s elektřinou z „makrogridu“. Ekonomicky je tedy takovýto systém také nerealizovatelný.

Nejedná se však rozhodně o mrtvý koncept, který nemá žádnou budoucnost. Ve zvláštních případech jako jsou ostrovy, či vzdálené spotřeby má dozajista své uplatnění a může poskytovat výhody, které jsou popsány v první části této práce. Do budoucna lze navíc očekávat rozvoj technologií, který další rozvoj tohoto konceptu může usnadnit. Již nyní existují chytré spotřebiče, které lze automatizovat a dálkově řídit, nebo zařízení vlastněná odběrateli, která mohou poskytovat služby síti. Jejich další rozvoj a rozsáhlejší implementace, společně se zvýšením zájmu odběratelů o to, jak elektřinu spotřebovávají, umožní větší soudobost výroby a spotřeby. Projekty jako InterFlex, nebo Energetická Gramotnost se tématům tohoto typu věnují. Další technologií, která mikrogrid přiblíží realizovatelnosti bude rozvoj a zlevnění technologií pro akumulaci elektrické energie, které jsou, jak se mnozí shodují, zásadní pro další modernizaci elektroenergetického systému. S tím souvisí i rozvoj elektromobility, který umožní další tvarování křivky

spotřeby podle potřeb neflexibilních zdrojů. Například střední scénář analýzy pracovní skupiny 25 v rámci NAP SG, zabývající se dopady elektromobility, počítá s nárstem soudobého výkonu potřebného pro nabíjení elektromobilů na výkon bezmála 2,5 GW, což je nezanedbatelný výkon a tvarování jeho průběhu bude zásadní pro další implementaci RES. V neposlední řadě jsou pak potřeba kroky na straně provozovatelů současného systému, tedy PDS a PPS, kteří musí přijít s novým přístupem ke spotřebitelům a decentralizovaným zdrojům energie a umožnit jim, aby se za použití monitorovacích a řídicích systémů mohli v agregovaných subjektech podílet na trhu s podpůrnými službami, či měli možnost zapojit se do regulace svými jednotlivými zařízeními. V současné době na toto téma běží například projekty DFlex nebo SecureFlex a věnuje se mu několik pracovních skupin, jako třeba skupina NAP SG ZL9, v níž spolupracují právě odborníci ze všech tří PDS a z PPS. Na straně zákonodárců a regulátorů je pak potřeba, aby umožnili zahrnutí cen externalit do konečné ceny energií například formou daní, nebo naopak zvýhodněním energie z obnovitelných zdrojů. Například odpuštění DPH, což je samozřejmě extrémní příklad, by modelované komunitě prosumerů umožnilo snížit cenu na 7,62 Kč/kWh.

V druhé části praktické části byl vytvořený model pro výpočet kvalitativních poměrů ve zkoumané elektroenergetické síti doplněn o model pro výpočty ročních toků energie pro různé využití zdrojů a akumulacích zařízení na základě hodinových dat o spotřebě a výrobě jednotlivých prvků. K tomu bylo vytvořeno propojení na výpočetní program vyhodnocující ekonomiku takového provozu na základě vložených parametrů. Tyto soubory jsou pak dostupné v příloze této práce a mohou posloužit budoucím výzkumníkům na poli decentralizované výroby. Pro společnost ČEZ Distribuce, a.s. jsou výsledky této části práce důležité pro uvažování o dalším směřování. Koncept mikrogrid by pro mohl znamenat ohrožení obchodních modelů distribučních společností, protože by vznikala na základech infrastruktury v současnosti patřící provozovatelům distribučních soustav. Bylo ukázáno, že něco takového ve velké míře v České republice zatím nehrozí, ale ze simulací vyplývá, že tento koncept je schopný provozu a jeho širší implementace závisí na rozvoji nových technologií a obchodního prostředí. Ruku v ruce s rozvojem a širší implementací těchto technologií budou nevyhnutelně vznikat nové příležitosti a společnost ČEZ Distribuce, a.s. by se se svým know-how měla podílet na vytváření podmínek pro vznik a rozvoj takovýchto nových konceptů (například vhodným

nastavením podmínek pro připojování DG, či podporou vzniku LDS) a pokusit se využít nově vznikající příležitosti.

Tato práce je dobrým základem pro další zkoumání rozvoje decentralizované výroby a distribuce. Při jejím vytváření si autor významně rozšířil obzory v oblasti problematiky mikrogrid, decentralizovaných zdrojů a dalších moderních technologií. Přínosné bylo dále seznámení se s v praxi používaným programem DNcalc a naučení se využívat ho pro analýzy distribučních soustav. V neposlední řadě pak bylo přínosné zamyslet se nad směřováním energetiky a nad kroky, které je třeba učinit, aby se dále rozvíjela.

Autor práce konstatuje, že vyčerpal a splnil všechny body zadání.

Seznam použité literatury

- [1] ALLEN & OVERY [online]. *EU Winter package - briefing paper*. 2017. [vid. 20.04.2020]. Dostupné z: <https://fsr.eui.eu/wp-content/uploads/The-EU-Winter-Package.pdf>
- [2] AL-SAADY, Hassan, ZIVANOVIC, Rastko and AL-SARAWI, Said F. Probabilistic analysis of maximum allowable pv connections across bidirectional feeders within a distribution network. In: *Asian Conference on Energy, Power and Transportation Electrification (ACEPT)* [online]. Singapore, Singapore, 2017. [vid. 2.5.2020]. Dostupné z: DOI: 10.1109/ACEPT.2017.8168540
- [3] BHAMIDI, Lokeshgupta, SADHUKHAN, Arindam et al. Multiobjective optimization for demand side management in a smart grid environment. In: *7th International Conference on Power Systems (ICPS)* [online]. Pune, India, 2017. [vid. 3.5.2020]. Dostupné z: DOI: 10.1109/ICPES.2017.8387293
- [4] ČEPS, a.s. [online]. *Projekt Dflex ověří využití agragace flexibility*. 2019. [vid. 19.3.2020]. Dostupné z: <https://bit.ly/33DbAYs>
- [5] ČESKÁ REPUBLIKA. Vyhláška č. 408/2015 Sb., o pravidlech trhu s elektřinou. Dostupné z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2015-408/zneni-20170601>
- [6] ČESKÁ REPUBLIKA. Zákon č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů. In: *Sbírka zákonů*. 30.5.2012. ISSN 1211-1244. Dostupné také z: <http://aplikace.mvcr.cz/sbirka-zakonu/ViewFile.aspx?type=c&id=6184>
- [7] ČESKÁ REPUBLIKA. Zákon č. 406/2000 Sb., o hospodaření energií. In: *Sbírka zákonů*. 10.1.2020. ISSN 1211-1244. Dostupné také z: <http://aplikace.mvcr.cz/sbirka-zakonu/ViewFile.aspx?type=c&id=6255>
- [8] ČESKÁ REPUBLIKA. Zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích (energetický zákon). In: *Sbírka zákonů*. 11.9.2009. ISSN 1211-1244. Dostupné také z: <https://www.mvcr.cz/soubor/sb095-09-pdf.aspx>

- [9] ČESKÝ STATISTICKÝ ÚŘAD [online]. *Spotřeba paliv a energií v domácnostech*. 2017. [vid. 3.5.2020]. Dostupné z: <https://www.czso.cz/csu/czso/spotreba-paliv-a-energie-v-domacnostech>
- [10] ČEZ Distribuce, a.s. [online]. *Projekt InterFLEX*. 2019. [vid. 20.04.2020]. Dostupné z: <https://bit.ly/3bpp8K7>
- [11] ČEZ, a.s. [online]. *Pravidla provozování distribučních soustav: příloha 4 pravidla pro paralelní provoz výroben a akumulčních zařízení se sítí provozovatele distribuční soustavy*. 2011. [vid. 19.04.2020]. Dostupné z: <https://bit.ly/3ewYTTP>
- [12] ČEZ, a.s. *Pravidla provozování distribučních soustav: příloha 3 kvalita napětí v distribuční soustavě, způsoby jejího zjišťování a hodnocení*. 2011. [vid. 19.04.2020]. Dostupné z: <https://bit.ly/2zabwUJ>
- [13] CLIMATE EXCHANGE [online]. *Life Cycle Costs and Carbon Emissions of Onshore Wind Power*. 2015. [vid. 4.5.2020]. Dostupné z: https://www.climateexchange.org.uk/media/1463/main_report_-_life_cycle_costs_and_carbon_emissions_of_onshore_wind_power.pdf
- [14] DARBALI-ZAMORA, Rachid et.al. Exponentia phase-locked loop photovoltaic model for PHIL application. In: *IEEE ANDESCON* [online]. Santiago de Cali, Columbia, 2018. [vid. 2.5.2020]. Dostupné z: DOI: 10.1109/ANDESCON.2018.8564592
- [15] DELLOITE [online]. *Rozvoj obnovitelných zdrojů do roku 2030*. 2019. [vid. 4.5.2020]. Dostupné z: https://www.modernienergetika.cz/wp-content/uploads/2019/09/rozvoj-obnovitelnych-zdroju-do-roku-2030_2.pdf
- [16] DING, Fei, HOROWITZ, Kelsey, MATHER, Barry and PALMINTER, Bryan. Sequential mitigation solutions to enable distributed PV grid integration. In: *IEEE Power&Energy Society General Meeting* [online]. Portland, Oregon, 2018. [vid. 2.5.2020]. Dostupné z: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/70411.pdf>
- [17] *DNCalc výpočty a simulace distribučních sítí - manuál*. EGC-EnerGoConsult ČB s.r.o., 2017.
- [18] ECO PRODUKT s.r.o. [online]. *Síťové měniče*. Katalog výrobků. 2020. [vid. 19.4.2020]. Dostupné z: <https://www.ecoproduct.cz/solarni.panely/sitove.menice>

- [19] ELIS, Pavel. *Multiagentní MPC protokoly pro energetickou optimalizaci mikrosítě*. Praha, 2019. Diplomová práce. ČVUT v Praze, Fakulta elektrotechnická, Katedra řídicí techniky.
- [20] ENERGETICKÝ REGULAČNÍ ÚŘAD [online]. *Roční zpráva o provozu ES ČR*. 2019. [vid.10.4.2020]. Dostupné z: http://www.eru.cz/documents/10540/458020-7/Rocni_zprava_provoz_ES_2018.pdf/1420388b-8eb6-4424-9ad9-c06a57b532-6c
- [21] EUROPEAN PARLIAMENT [online]. *Energy policy: general principles*. 2019. [Online]. [vid. 4.3.2020]. Dostupné z: <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/en/sheet/68/energy-policy-general-principles>
- [22] FRANCOVÁ, Anna. Případová studie: Chytré bytové domy se společnou fotovoltaikou a akumulátory. In: *Frank Bold Advokáti* [online]. 2019. [vid. 19.04.2020]. Dostupné z: <https://bit.ly/2KhVavF>
- [23] GUOPING, Zhang, WEIJUN, Wang and LONGBO, Mao. An Overview of Microgrid Planning and Design Method. In: *IEEE 3rd Advanced Information Technology, Electronic and Automation Control Conference (IAEAC)* [online]. Chongqing, China, 2018. [vid. 3.5.2020]. Dostupné z: DOI: 10.1109/IAEAC.2018.8577763
- [24] HATZIARGYRIOU, Nikos. *Microgrids, Architectures and control*. John Wiley and Sons, Ltd., 2014. 317 stran. ISBN 978-1-118-72068-4
- [25] HAVLÍK, Josef. *Návrh lokální distribuční sítě*. Praha, 2014. Diplomová práce. ČVUT v Praze, Fakulta elektrotechnická, Katedra elektroenergetiky
- [26] HES, Stanislav, KULA, Jan and SVEC, Jan. Increasing of renewables hosting capacity in the Czech Republic in terms of European project InterFlex (Case study). In: *ICUE 2018 on Green Energy for Sustainable Development* [online]. Phuket, Thailand, 2018. [vid. 3.5.2020]. Dostupné z: DOI: 10.23919/ICUE-GESD.2018.8635772
- [27] HIRSCH, Adam, PARAG, Yael and GUERERRO, Josep. Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [online]. July 2018, 90, 402-411. [vid. 2.5.2020]. ISSN: 1364-0321. Dostupné z: DOI: 10.1016/j.rser.2018.03.040

- [28] HOSSAIN, Eklas, KABALCI, Ersan, BAYINDIR, Ramazan and PEREZ, Ronald. A comprehensive study on microgrid technology. In: *International Journal of Renewable Energy Research* [online]. 2014, 4, 132-153. [vid. 2.5.2020]. ISSN: 1309-0127. Dostupné z: <https://www.ijrer.org/ijrer/index.php/-ijrer/article/view/2005>
- [29] INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY [online]. *Renewable power generation costs in 2018*. 2018. [vid. 4.5.2020]. Dostupné z: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf
- [30] JANDUS, Tadeáš. *Možnosti integrace decentralizovaných zdrojů do distribuční soustavy nízkého napětí*. Praha, 2019. Diplomová práce. ČVUT v Praze, Fakulta elektrotechnická, Katedra elektroenergetiky
- [31] JENKINS, Nick et.al. *Distributed Generation*. The Institution of Engineering and Technology, London, 2010. ISBN 9780-86-3419-584
- [32] KIKUCHI, Shota, MACHIDA, Mai, IIOKA, Daisuke et.al. Hosting capacity analysis of many distributed photovoltaic systems in future distribution networks. In: *IEEE Innovative Smart Grid Technologies – Asia (ISGT – Asia)* [online]. Auckland, New Zealand, 2017. [vid. 3.5.2020] Dostupné z: DOI: 10.1109/ISGT-Asia.2017.8378408
- [33] KOJIMA, Yasuhiro et.al. A Demonstration Project in Hachinohe: Microgrid with Private Distribution Line. In: *IEEE International Conference on System of Systems Engineering* [online]. San Antonio, Texas, USA, 2007. [vid. 2.5.2020]. Dostupné z: DOI: 10.1109/SYSESE.2007.4304276
- [34] KREJCAR, Rostislav. *Teze k přednáškám číslo 6 a 7*. [přednáška předmětu Rozvoj energetických systémů (B1M16RES)]. ČVUT v Praze, 2018.
- [35] LEZAMA, Fernando, SOARES, Joao, CANIZES, Bruno and VALE Zita. Flexibility management model of home appliances to support DSO requests in smart grids. In: *Sustainable cities and society* [online]. April 2020, 55. [vid. 2.5.2020]. ISSN: 2210-6707. Dostupné z: DOI: 10.1016/j.scs.2020.102048

- [36] MACHINENFABRIK REINHAUSEM GMBH [online] *On-load tap-changers (OLTC) for regulating transformers*. Katalog výrobků. 2020. [vid. 19.4.2020]. Dostupné z: https://www.reinhausen.com/en/desktopdefault.aspx/tabid-53/92_read-64/
- [37] MAŇÁK, Martin a ŠRYTR, Jan. Lokální distribuční soustavy a možnosti jejich využití v decentralizované energetice. In: *Frank Bold Advokáti* [online]. 2019. [vid. 19.04.2020]. Dostupné z: <https://www.fbadvokati.cz/cs/novinky/2560-prezentace-z-veletrhu-amp-er-lokalni-distribucni-soustavy-a-moznosti-jejich-vyuziti-v-decetralizovane-energetice>
- [38] MARNAY, Chris et al. Microgrid Evolution Roadmap. In: *International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST)* [online]. Vienna, Austria, 2015. [vid. 2.5.2020]. Dostupné z: DOI: 10.1109/SEDST.2015.7315197
- [39] MEYER Andrew. Why a distributed energy grid is a better energy grid. In: *Swell Energy* [online]. 2016. [vid. 4.3.2020]. Dostupné z: <https://bit.ly/2PMHzQ3>
- [40] *Microgrids at Berkeley Lab* [online]. Berkeley Lab. 2019. [vid. 19.4.2020]. Dostupné z: <https://building-microgrid.lbl.gov/about-microgrids>
- [41] *Microgrids at Berkeley Lab* [online]. Berkeley Lab. 2019. [vid. 19.4.2020]. Dostupné z: <https://building-microgrid.lbl.gov/mannheim-wallstadt>
- [42] MINISTERSTVO PRO MÍSTNÍ ROZVOJ ČR [online]. *Bydění v České republice v číslech (srpen 2019)*. 2019. [vid. 3.5.2020]. Dostupné z: <https://www.mmr.cz/getmedia/44278f53-e63a-4dc5-8694-922df2853088/BvCZ-online-CZ.pdf.aspx?ext=.pdf>
- [43] MORSTYN, Thomas, HREZDAK, Branislav, AGELIDIS, Vassilios G. Control strategies for microgrids with distributed energy storage systems: an overview. In: *IEEE Transactions on smart grid* [online]. July 2018, 9(4), 3652-3666. [vid. 3.5.2020]. ISSN 1949-3053 Dostupné z: DOI: 10.1109/TSG.2016.2637958
- [44] MUSIL, Ladislav. *Ampacita* [přednáška předmětu Přenos a rozvod elektrické energie]. Praha: ČVUT v Praze, 2018.

- [45] OCHOA, Luis and NAVARRO-ESPINOSA, Alejandro. Increasing the PV hosting capacity of LV networks:OLTC-fitted transformers vs. reinforcements. In: *IEEE Power & Energy society: Innovative smart grid technologies conference* [online]. Washington DC, USA, 2015. [vid. 2.5.2020]. Dostupné z: DOI: 10.1109/ISGT.2015.7131856
- [46] PNE 33 3430-0. Výpočetní hodnocení zpětných vlivů odběratelů a zdrojů distribučních soustav. 5. vyd. Praha: ČEZdistribuce, E.ONdistribuce, E.ONČR, PRE distribuce, ČEPS, leden 2015
- [47] RITCHIE, Hannah and ROSER, Max. Energy. In: *Our World in Data* [online]. 2018. [vid. 4.3.2020]. Dostupné z: <https://ourworldindata.org/energy>
- [48] SUMPER, ANDREAS, GONZÁLEZ-DIAZ, Francisco et.al. A review of energy storage technologies for wind power applications. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [online]. May 2012, 16(4), 2154-2171. [vid. 2.5.2020]. ISSN: 1364-0321. Dostupné z: DOI: 10.1016/j.rser.2012.01.029
- [49] SUVIRE, Gastón O., MERCADO, O. E. et.al. Comparative analysis of energy storage technologies to compensate wind power short-term fluctuations. In: *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA)* [online]. Sao Paulo, Brazil, 2011. [vid. 3.5.2020]. Dostupné z: DOI: 10.1109/TDC-LA.2010.5762932
- [50] SVOBODA, Petr. Nikde není taková koncentrace lokální výroby, jako v LDS. *All for power* [online]. 2019. [vid. 4.3.2020]. Dostupné z: <https://allforpower.cz/rozvody-energii/nikde-neni-takova-koncentrace-lokalni-vyroby-jako-v-lds-114>
- [51] THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC [online]. *Standard for the Specification of Microgrid Controllers*. 2018. [vid. 3.5.2020]. Dostupné z: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8295083>
- [52] TON, Dan T. and SMITH, Meririll A. The U.S. Department of Energy's Microgrid Initiative. In: *The Electricity Journal* [online]. October 2012, 25(8), 84-94. [vid. 2.5.2020]. ISSN: 1040-6190. Dostupné z: DOI: 10.1016/j.tej.2012.09.013
- [53] UNITED NATIONS [online]. *World Urbanization Prospects, The 2018 revision*. 2019. [vid. 3.5.2020]. Dostupné z: <https://population.un.org/wup/Publications/Files/WUP2018-KeyFacts.pdf>

- [54] VENKATRAMAN, Ramakrishnan and KHAITAN, Siddhartha Kumar. A survey of techniques for designing and managing microgrids. In: *IEEE Power Energy Society General Meeting* [online]. Denver, USA, 2015. [vid. 2.5.2020]. Dostupné z: DOI: 10.1109/PESGM.2015.7286590
- [55] VŠB-TU Ostrava, Fakulta elektrotechniky a informatiky, Kocman Stanislav [online]. *Kvalita napětí*. 2011. [vid. 12.04.2020]. Dostupné z http://fei1.vsb.cz/kat420/vyuka/FEI/EMC/sylaby/11_Kvalita_napeti.pdf
- [56] *Windkraft-Zentrale elektrOmat 25kW* [online]. Wind-turbine-models. 2020. [vid. 4.5.2020]. Dostupné z: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/921-windkraft-zentrale-elektromat-25kw>
- [57] ZILVAR, Jiří. Největší bateriové úložiště v ČR zahájilo svůj provoz v Plané nad Lužnicí. In: *TZB Info* [online]. 2019. [vid. 20.04.2020]. Dostupné z: <https://bit.ly/2VlIBpn>

Seznam příloh

Příloha 1: Příklad modelu se zadanými hodnotami všech prvků - baseline

Příloha 2: Sazby pro domácnosti a informace o nich

Příloha 3: Průběhy TDD ve dnech maxima a algoritmus pro alokaci jejich spotřeb

Příloha 4: Tabulka s daty o rozložení spotřeby a příkonů v domácnosti

Příloha 5: Průběh výroby větrné turbíny za rok

Příloha 6: Výpočetní program pro určení ročních toků energie

Příloha 7: Parametry odběrných míst a postup při jejich rozmístování

Příloha 8: Výtah z vypočtených hodnot pro jednotlivé scénáře při hodnocení HC

Příloha 9: Příklad extrahovaných dat z programu DNCalc

Příloha 10: Ekonomický model