

Diplomová práce



České
vysoké
učení technické
v Praze

F3

Fakulta elektrotechnická
Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

Optimální dimenzování malých a středních energetických systémů s OZE

Ondřej Kasl

Vedoucí práce: Ing. Jan Votava
Květen 2020

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Kasl** Jméno: **Ondřej** Osobní číslo: **437317**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávající katedra/ústav: **Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**
Specializace: **Management energetiky a elektrotechniky**

II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

Optimální dimenzování malých a středních energetických systémů s OZE

Název diplomové práce anglicky:

Optimal dimensioning of small and medium size power engineering systems with renewables

Pokyny pro vypracování:

Seznamte se se současným stavem komponent moderních energetických systémů: kogenerace, akumulace elektřiny, tepla a chladu, kompresorová a absorpční tepelná čerpadla atd.
Popište obecně systém on-grid a off-grid. Seznamte se s příslušnou legislativou v právním rámci ČR.
Ve vhodném SW vytvořte program umožňující ekonomicky optimální dimenzování systémů.
Použití vytvořeného programu demonstруйте na případové studii.

Seznam doporučené literatury:

ČESKÁ REPUBLIKA. Vyhláška č. 37/2016 Sb: O elektřině z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla a elektřině z druhotných zdrojů.
ČESKÁ REPUBLIKA. Zákon č. 165/2012 Sb.: Zákon o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů
ČESKÁ REPUBLIKA. Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 9/2018, 18.12.2018, Dostupné také z: <https://www.eru.cz/cs/-/cenove-rozhodnuti-c-9-20-3>

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

Ing. Jan Votava, katedra elektroenergetiky FEL

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

Datum zadání diplomové práce: **17.01.2020**

Termín odevzdání diplomové práce: _____

Platnost zadání diplomové práce: **30.09.2021**

Ing. Jan Votava
podpis vedoucí(ho) práce

podpis vedoucí(ho) ústavu/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

Poděkování

Na tomto místě bych rád poděkoval vedoucímu diplomové práce panu Ing. Janu Votavovi za odborné vedení v průběhu řešení této práce. Rád bych též poděkoval panu doc. Dr. Ing. Janu Kynclovi, Ing. Miroslavu Vítkovi, CSc., Ing. Lavru Vetoshkinovi a Mgr. Sherzodu Tashpulatovovi, M.A., Ph.D. za odborné konzultace při návrhu optimalizačního algoritmu. Děkuji také panu Ing. Jiřímu Havlínovi a Ing. Michalu Švábovi ze společnosti ENACO, s.r.o. za odborné konzultace, doporučení z praxe a poskytnutí podkladů pro praktickou část práce. Současně děkuji své přítelkyni Evičce a celé její rodině, rodičům, bratrovi a dalším rodinným příslušníkům a v neposlední řadě také přátelům za podporu a porozumění nejen v průběhu psaní této práce, ale i v průběhu celého studia.

Prohlášení

Prohlašuji, že jsem predloženou 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, 21. května 2020

Abstrakt

Práce se zabývá návrhem a implementací modelu pro optimální dimenzování malých a středních energetických systémů s obnovitelnými zdroji energie. Řešení úlohy je dekomponováno na tři klíčové podúlohy, a to řešení přípravy deterministických vstupů, řešení úlohy řízení energetického systému a řešení úlohy dimenzování energetického systému. V rámci praktické části práce jsou navrženy, implementovány a porovnány dvě metody umožňující řízení energetického systému, a to metoda řízení energetického systému stavovým schématem a řízení energetického systému metodou smíšeného celočíselného lineárního programování. Současně je navržena metodika konstrukce funkce investičních výdajů.

Výstupem praktické části je program umožňující ekonomicky optimální dimenzování s rozsáhlou možností konfigurace komponent energetického systému pro účely hodnocení ekonomické efektivity investice z hlediska projektu dle požadavků investora. Výsledky praktické části práce mohou nalézt praktické uplatnění také v oblasti řízení energetických systémů. Součástí práce je teoretický podklad doplňující praktickou část práce a zasazující práci do kontextu prostředí moderní energetiky.

Klíčová slova: multienergetický systém, řízení energetického systému, dimenzování energetického systému, obnovitelné zdroje energie

Vedoucí práce: Ing. Jan Votava
Katedra elektroenergetiky (13115),
Praha, Technická 2,
B3-356,
16000 Praha 6

Abstract

The thesis focuses on the design and implementation of a model for optimal dimensioning of small and medium size power engineering systems with renewables. The solution of the problem is decomposed into three key subtasks, namely, the solution of the deterministic inputs preparation, the solution of the power engineering system control problem and the solution of the dimensioning problem. Within the practical part of the thesis, two methods enabling control of the power engineering system are proposed, implemented and compared. Namely, the rule based strategy control and mixed integer linear programming. Moreover, a methodology for the construction of the investment expenditure function is proposed.

The result of the practical part is a program enabling economically optimal dimensioning with a wide range of configuration options of power engineering system components. The purpose of the program is to evaluate the economical efficiency of an investment, in terms of a project, according to the requirements of a particular investor. The practical part of the thesis may also find application in the field of power engineering systems management. A theoretical background complements the practical part of the thesis and provides the context of modern power engineering systems.

Keywords: multienergy system, power engineering system operation, power engineering system dimensioning, renewable energy systems

Title translation: Optimal dimensioning of small and medium size power engineering systems with renewables

Obsah

| Teoretická část | |
|--|-----------|
| Úvod | 1 |
| 1 Komponenty moderních energetických systémů | 2 |
| 1.1 Fotovoltaické solární panely | 2 |
| 1.1.1 Technologie fotovoltaických solárních panelů | 2 |
| 1.2 Tepelná čerpadla | 3 |
| 1.2.1 Kompresorová tepelná čerpadla | 4 |
| 1.2.2 Sorpční tepelná čerpadla | 5 |
| 1.3 Zařízení pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla | 6 |
| 1.3.1 Jednotky s plynovými spalovacími motory | 6 |
| 1.3.2 Jednotky se Stirlingovým motorem | 7 |
| 1.3.3 Jednotky s plynovými mikroturbínami | 7 |
| 1.3.4 Jednotky s palivovými články . | 7 |
| 1.4 Zařízení pro kombinovanou výrobu elektřiny, tepla a chladu | 7 |
| 1.5 Zařízení pro akumulaci elektrické energie | 8 |
| 1.5.1 Olověné články | 8 |
| 1.5.2 NiCd a NiMh články | 8 |
| 1.5.3 Li-ion články | 9 |
| 1.6 Zařízení pro akumulaci tepelné energie | 9 |
| 1.6.1 Vodní akumulační nádrže | 9 |
| 2 Charakteristika on a off-grid energetických systémů | 11 |
| 2.1 On-grid energetický systém | 11 |
| 2.2 Off-grid energetický systém | 11 |
| 3 Energetická legislativa ČR | 12 |
| 3.1 Zákon o hospodaření energií | 12 |
| 3.2 Státní energetická koncepce | 13 |
| 3.3 Energetický zákon | 13 |
| 3.3.1 Podnikání v elektroenergetice | 14 |
| 3.3.2 Související služby v elektroenergetice | 14 |
| 3.3.3 Dodávka přímým vedením . . | 14 |
| 3.3.4 Právní úprava off-grid energetických systémů | 15 |
| 3.4 Zákon o podporovaných zdrojích energie | 15 |
| 4 Popis programu pro optimální dimenzování energetických systémů | 17 |
| 4.1 Popis funkce programu | 17 |
| 4.2 Metodika řešení problému | 18 |
| 4.2.1 Kriteriaální funkce | 19 |
| 4.2.2 Řízení komponent ES | 19 |
| 4.2.3 Dimenzování komponent ES . | 19 |
| 4.2.4 Monte Carlo simulace | 20 |
| 4.3 Odvození kriteriaální funkce | 21 |
| 4.4 Použité metody optimalizace | 22 |
| 4.5 Porovnání efektivity optimalizačních algoritmů | 22 |
| 4.5.1 Stavové schéma | 23 |
| 4.5.2 MILP | 23 |
| 4.6 Metodika tvorby funkce investičních výdajů | 24 |
| 4.6.1 Komponenty umožňující použití různých modelů | 26 |
| 4.6.2 Komponenty vyžadující použití shodného modelu | 27 |
| 4.6.3 Výkonové bilance | 28 |
| 4.7 Model kogenerační jednotky | 29 |
| 4.8 Model absorpčního tepelného čerpadla | 31 |
| 4.9 Model tepelného čerpadla vzduch-voda | 32 |
| 4.10 Model akumulátoru elektřiny . . | 34 |
| 4.11 Model akumulátoru tepla | 35 |
| 4.12 Model fotovoltaického systému | 37 |
| 4.13 Model měniče | 38 |
| 4.14 Modely řízení ES | 39 |
| 4.14.1 Stavové schéma | 39 |
| 4.14.2 MILP | 42 |
| 4.14.3 Porovnání modelů | 43 |
| 4.14.4 Praktická aplikace modelů . | 49 |
| Praktická část | |
| 5 Případová studie | 50 |
| 5.1 Konfigurace ES | 50 |
| 5.2 Monte Carlo simulace | 50 |
| 5.3 Očekávané průběhy spotřeb a výroby | 50 |
| 5.3.1 Výroba fotovoltaického systému | 51 |
| 5.3.2 Očekávaná spotřeba elektřiny | 52 |
| 5.3.3 Očekávaná spotřeba tepla . . . | 53 |
| 5.3.4 Očekávaná spotřeba chladu . . | 54 |
| 5.4 Předpoklady případové studie . . | 54 |

| | |
|---|-----------|
| 5.4.1 Kogenerační jednotka | 55 |
| 5.4.2 Absorpční tepelné čerpadlo . . | 56 |
| 5.4.3 Tepelné čerpadlo vzduch-voda | 57 |
| 5.4.4 Akumulátor elektřiny | 57 |
| 5.4.5 Akumulátor tepla | 58 |
| 5.4.6 Fotovoltaický systém | 58 |
| 5.4.7 Měnič | 59 |
| 5.5 Volba omezujících podmínek nadřazené optimalizační úlohy | 59 |
| 5.6 Výstupy optimalizačního modelu | 60 |
| 5.6.1 MILP | 60 |
| 5.6.2 Stavové schéma | 61 |
| 5.7 Citlivostní analýza | 63 |
| 5.8 Vyhodnocení případové studie . . | 66 |
| Závěr | 68 |
| Literatura | 70 |
| Seznam příloh | 77 |
| Přílohy | |
| A Seznam základních použitých značek a symbolů | 78 |
| B Seznam použitých zkratk | 83 |
| C Typické dny výrobních a spotřebních vstupů | 84 |
| D Monte Carlo simulace | 87 |
| E Přehled cenových vstupů | 88 |
| F Porovnání čtvrtletních výsledků | 89 |
| G Dodatek k řešení případové studie | 91 |
| H Ukázka provozu s připojeným tvrdým zdrojem | 93 |
| I Stavová schémata | 97 |

Obrázky

| | | | |
|--|----|---|----|
| 1.1 Princip fotoelektrického jevu | 2 | 5.11 Čáry trvání elektrických výkonů - stavové schéma | 62 |
| 1.2 Vývoj technologie fotovoltaických článků | 3 | 5.12 Čáry trvání tepelných výkonů - stavové schéma | 63 |
| 1.3 Závislost topného faktoru na teplotě výparníku | 5 | 5.13 Provoz kogenerační jednotky - stavové schéma | 63 |
| 1.4 Schéma vodní akumulární nádrže | 10 | 5.14 Citlivost na kladnou změnu parametru | 64 |
| 4.1 Schéma optimalizačního algoritmu | 18 | 5.15 Citlivost na zápornou změnu parametru | 65 |
| 4.2 Cenová funkce definovaná na základě měrných cen | 25 | 5.16 Citlivostní analýza parametrů kogenerační jednotky | 65 |
| 4.3 Cenová funkce definovaná po částech | 25 | C.1 Typické dny - výroba fotovoltaického systému | 84 |
| 4.4 Porovnání funkcí investičních výdajů | 27 | C.2 Typické dny - spotřeba elektřiny | 85 |
| 4.5 Bilanční schéma energetického systému | 28 | C.3 Typické dny - spotřeba tepla . . . | 85 |
| 4.6 Příklad řízení kogenerační jednotky | 44 | C.4 Typické dny - spotřeba chladu . | 86 |
| 4.7 Příklad řízení tepelného čerpadla | 44 | D.1 Příklad simulace Monte Carlo . . | 87 |
| 4.8 Příklad řízení absorpčního tepelného čerpadla | 45 | G.1 Provoz tepelného čerpadla vzduch-voda - stavové schéma | 91 |
| 4.9 Příklad řízení akumulátoru elektřiny | 45 | G.2 Provoz absorpčního tepelného čerpadla - stavové schéma | 91 |
| 4.10 Bilance elektrické energie - stavové schéma | 46 | G.3 Provoz akumulátoru elektřiny - stavové schéma | 92 |
| 4.11 Bilance elektrické energie - MILP | 46 | G.4 Provoz akumulátoru tepla - stavové schéma | 92 |
| 4.12 Příklad řízení akumulátoru tepla | 47 | H.1 Provoz fotovoltaického systému - MILP | 93 |
| 4.13 Bilance tepelné energie - stavové schéma | 47 | H.2 Provoz kogenerační jednotky - MILP | 93 |
| 4.14 Bilance tepelné energie - MILP | 48 | H.3 Provoz tvrdého zdroje - MILP . | 94 |
| 4.15 Příklad změny využití akumulátoru elektřiny a kogenerační jednotky - MILP | 48 | H.4 Provoz tepelného čerpadla vzduch-voda - MILP | 94 |
| 5.1 Časová řada relativních výkonů fotovoltaického systému | 51 | H.5 Provoz akumulátoru tepla - MILP | 94 |
| 5.2 Časová řada spotřeby elektřiny . | 52 | H.6 Čára trvání elektrických výkonů - MILP | 95 |
| 5.3 Čára trvání výkonu - spotřeba elektřiny | 52 | H.7 Čára trvání tepelných výkonů - MILP | 95 |
| 5.4 Časová řada spotřeby tepla | 53 | I.1 Stavové schéma větev 3 | 97 |
| 5.5 Čára trvání výkonu - spotřeba tepla | 53 | I.2 Stavové schéma větev 5 | 97 |
| 5.6 Časová řada spotřeby chladu . . . | 54 | I.3 Stavové schéma větev 1 | 98 |
| 5.7 Čára trvání výkonu - spotřeba chladu | 54 | I.4 Stavové schéma větev 2 | 99 |
| 5.8 Účinnosti kogenerační jednotky . | 55 | | |
| 5.9 Spotřeba spotřeba zemního plynu kogenerační jednotky | 56 | | |
| 5.10 Účinnost fotovoltaických modulů | 59 | | |

Tabulky

| | | | |
|--|----|--|----|
| 4.1 Porovnání optimalizační algoritmů - stavové schéma | 23 | 5.10 Technické a ekonomické parametry fotovoltaického systému | 59 |
| 4.2 Porovnání optimalizační algoritmů - MILP | 24 | 5.11 Technické a ekonomické parametry měniče | 59 |
| 4.3 Příklad investičních výdajů vstupujících do modelu | 24 | 5.12 Meze proměnných případové studie | 60 |
| 4.4 Technické a ekonomické parametry kogenerační jednotky | 31 | 5.13 Shrnutí investičních výdajů komponent řešení | 61 |
| 4.5 Technické a ekonomické parametry absorpčního tepelného čerpadla . . . | 32 | 5.14 Shrnutí provozních nákladů komponent řešení | 62 |
| 4.6 Technické a ekonomické parametry tepelného čerpadla vzduch-voda . . | 34 | E.1 Ukázka ekonomického vstupu programu | 88 |
| 4.7 Technické a ekonomické parametry akumulátoru elektřiny | 35 | F.1 Shrnutí výsledků pro čtvrtletí Q1 a Q2 - stavové schéma | 89 |
| 4.8 Technické a ekonomické parametry akumulátoru tepla | 37 | F.2 Shrnutí výsledků pro čtvrtletí Q3 a Q4 - stavové schéma | 89 |
| 4.9 Technické a ekonomické parametry fotovoltaického systému | 38 | F.3 Shrnutí výsledků pro čtvrtletí Q1 a Q2 - MILP | 90 |
| 4.10 Technické a ekonomické parametry měniče | 39 | F.4 Shrnutí výsledků pro čtvrtletí Q3 a Q4 - MILP | 90 |
| 4.11 Kódovací tabulka zařízení a větví stavového schématu | 39 | H.1 Shrnutí investičních výdajů komponent řešení | 96 |
| 4.13 Přehled stavů stavového schématu 1 - 7 | 40 | H.2 Shrnutí provozních nákladů komponent řešení | 96 |
| 4.14 Přehled stavů stavového schématu 8 - 17 | 40 | | |
| 4.15 Přehled stavů stavového schématu 18 - 22 | 40 | | |
| 4.16 Přehled stavů stavového schématu 23 - 27 | 41 | | |
| 5.1 Popisné statistiky výroby fotovoltaického systému systému . . | 51 | | |
| 5.2 Popisné statistiky časové řady spotřeby elektřiny | 52 | | |
| 5.3 Popisné statistiky časové řady spotřeby tepla | 53 | | |
| 5.4 Popisné statistiky časové řady spotřeby chladu | 54 | | |
| 5.5 Technické a ekonomické parametry kogenerační jednotky | 56 | | |
| 5.6 Technické a ekonomické parametry absorpčního tepelného čerpadla . . . | 57 | | |
| 5.7 Technické a ekonomické parametry tepelného čerpadla | 57 | | |
| 5.8 Technické a ekonomické parametry akumulátoru elektřiny | 58 | | |
| 5.9 Technické a ekonomické parametry akumulátoru tepla | 58 | | |



Teoretická část

Úvod

Strategický dokument České republiky v oblasti energetiky klade za cíl dosáhnout bezpečné, udržitelné a široce dostupné energetiky. Tyto cíle determinují politiku státu v oblasti energetiky. Z uvedených cílů je často diskutována otázka udržitelnosti, a to především v kontextu zavedení opatření vedoucích k ochraně životního prostředí včetně redukce emisí skleníkových plynů. Kumulace skleníkových plynů v atmosféře přispívá ke globálnímu oteplování. Významnými zástupci skleníkových plynů jsou vodní pára a oxid uhličitý, který vzniká také v důsledku spalování fosilních paliv.

Klíčový trend budoucího vývoje energetiky v kontextu České republiky lze spatřovat v odstavování značné části uhelných zdrojů, které tvoří významnou část instalovaného výkonu elektráren České republiky.

Dá se očekávat, že v důsledku předpokládané budoucí deficitní bilance bude nutné elektrickou energii importovat ze zahraničí. Vzhledem k tomu, že cíl udržitelnosti je přejat z nadřazené strategie Evropské unie v oblasti energetiky, se lze domnívat, že Česká republika nebude na úrovni Evropské unie jediným deficitním státem.

Jedním z možných řešení je rozvoj menších decentralizovaných zdrojů a obnovitelných zdrojů energie s cílem alespoň částečně pokrýt výpadek instalovaného výkonu v základních zdrojích.

Dalším důležitým aspektem je skutečnost, že zmíněné obnovitelné zdroje mají často intermitentní, kolísavou, povahu, v jejímž důsledku vznikají problémy s vyrovnáváním výkonové bilance v elektrizační soustavě. Výkonová rovnováha v elektrizační soustavě představuje základní předpoklad spolehlivého provozu v rámci definovaných parametrů kvality elektrické energie. Konkrétním příkladem obnovitelného intermitentního zdroje je energie slunečního záření či energie větru. Intuitivně si lze představit, že pokud vítr fouká či slunce svítí a současně spotřeba zaostává za výrobou, je třeba elektrickou energii akumulovat či bilanci vyrovnávat jiným způsobem. V důsledku uvedeného jevu může docházet k situaci, kdy je záporná cena elektrické energie na burze, což dobře ilustruje závažnost problému. Z uvedeného se lze domnívat, že se vzrůstajícím podílem obnovitelných zdrojů se budou nastíněné problémy prohlubovat.

Důsledkem nahrazování konvenčních zdrojů a integrace obnovitelných zdrojů energie vyvstává řada otázek souvisejících s dimenzováním nových zdrojů, zejména malých a středních decentralizovaných zdrojů s obnovitelnými zdroji energie. Malým a středním energetickým systémem se v této práci rozumí energetický systém určený pro domácnosti, malé a střední podniky ve smyslu definic Evropské Unie.

Vhodným řízením energetických systémů lze díky vysoké míře integrace informačních a komunikačních technologií zahrnujících zařízení pro průběhové měření dosáhnout úspor a environmentálního impaktu snížením potřeby výstavby nových zdrojů.

Cílem diplomové práce je vytvořit program umožňující optimální dimenzování energetických systémů. Výhodou použití programu při návrhu energetického systému je vyhodnocení velikosti jednotlivých komponent na základě předpokládaných budoucích či historických spotřeb modelováním reálného provozu systému. Navrhovaný přístup umožňuje kvalitně reflektovat charakter jednotlivých technologií modelováním provozu energetického systému a současně umožňuje respektovat vliv stochastických vstupních veličin, jako je například výroba fotovoltaického systému, jehož zdroj má intermitentní povahu. Další přidanou hodnotou je možnost dimenzování komplikovaných energetických systémů zahrnujících řadu odlišných technologií, jejichž vzájemnou integraci lze dosahovat synergetických efektů.

Kapitola 1

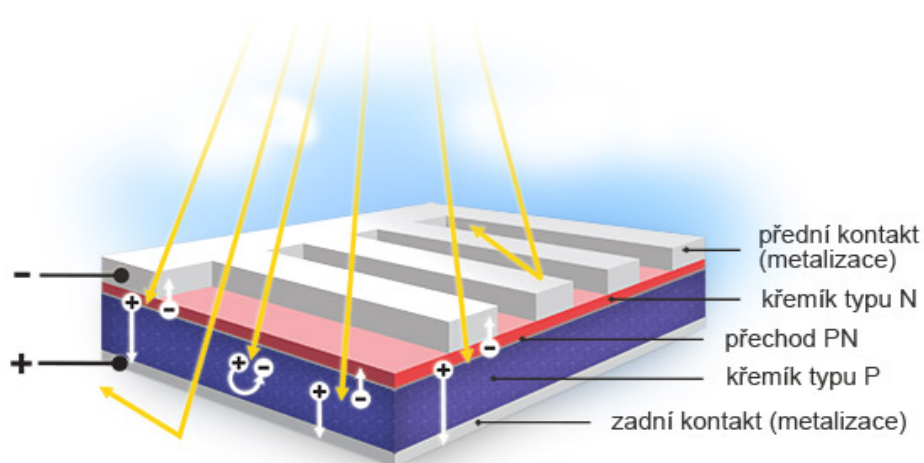
Komponenty moderních energetických systémů

1.1 Fotovoltaické solární panely

Energii slunečního záření lze zařadit mezi obnovitelné druhy energie. Fotovoltaické moduly jsou zařízení umožňující přeměnu tohoto druhu energie na elektrickou energii. Modul se skládá ze sérioparalelně zapojených fotovoltaických článků. [1, str. 466 - 467]

Princip fotovoltaického článku lze demonstrovat na příkladu křemíkového fotovoltaického článku. Křemíkový článek je tvořen P-N přechodem. Vlastnosti obou typů polovodičů P-N přechodu jsou dány příměsí (například bor pro polovodič typu P a fosfor pro polovodič typu N) aplikovanou procesem dopování. Oba typy polovodiče mají následně majoritní nositele náboje v podobě volných elektronů a děr. ([2, str. 203], [1, str. 467])

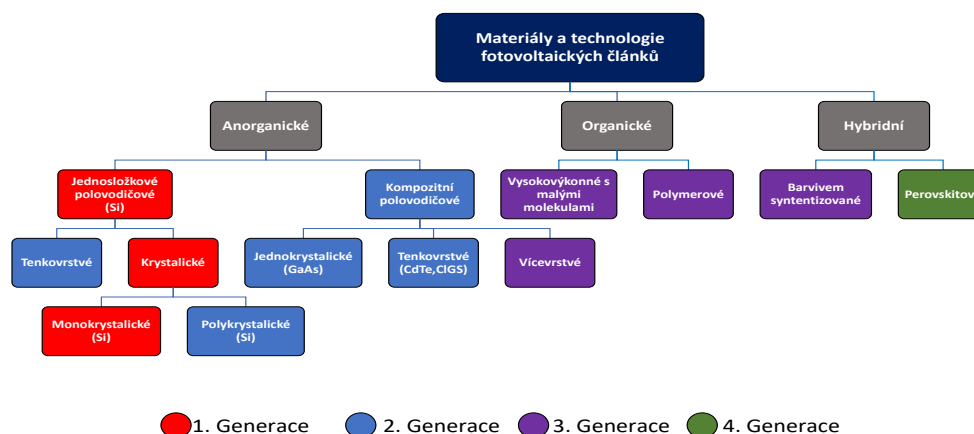
Proudem fotonů o dostatečné energii jsou na P-N přechodu uvolňovány elektrony z valenčních orbitalů atomů polovodiče do vodivostního pásu. Elektrickým polem P-N přechodu jsou elektrony a díry přitahovány k příslušnému druhu polovodiče, díky čemuž vzniká na P-N přechodu napětí. Umístěním kontaktů na svrchní vrstvy P-N přechodu vzniká kladná a záporná elektroda. Jejím prostřednictvím po připojení zátěže při dopadu slunečního záření na P-N přechod do zátěže teče proud. [1, str. 468] Situaci popisuje obrázek 1.1.



Obrázek 1.1: Princip fotoelektrického jevu
Zdroj: Převzato z [3]

1.1.1 Technologie fotovoltaických solárních panelů

Technologie fotovoltaických článků lze rozdělit na anorganické, organické a hybridní.



Obrázek 1.2: Vývoj technologie fotovoltaických článků

Zdroj: Převezato z [4, str. 2] a upraveno

První generace fotovoltaických článků se vyznačuje využitím monokrystalického křemíku. Nevýhodou je velká spotřeba čistého křemíku při výrobě článků a z toho plynoucí ekonomické a environmentální důsledky, neboť výroba křemíku je energeticky velmi náročný proces, což se projevuje také v ceně materiálu. V návaznosti vzniká druhá generace technologií, jejichž cílem je snížení výrobních nákladů. Do uvedené kategorie lze zařadit technologie využívající polykrystalický křemík, kompozity a tenkovrstvé technologie. Monokrystalické a polykrystalické fotovoltaické moduly jsou nejrozšířenějšími komerčně využívanými technologiemi.[5, str. 594]

Třetí generace pokračuje ve snaze snížit výrobní náklady. Za tímto účelem se upírá pozornost k využití organických materiálů pro výrobu fotovoltaických článků. Zástupcem kategorie jsou také vícevrstvé, tandemové struktury umožňující efektivnější využití energie slunečního záření tím, že jednotlivé vrstvy pohlcují různé části elektromagnetického spektra. Výsledkem je vyšší účinnost přeměny energie slunečního záření. [5, str. 594]

Základ nejnovější generace technologií fotovoltaických článků tvoří halogenidové perovskity. Hlavní předností skupiny materiálů je možnost využití plastů jako podklad článků, díky čemuž mohou být moduly částečně transparentní a ohebné. [6, str. 342] Nevýhodou technologie je především nízká dlouhodobá stabilita materiálů. [6, str. 368 - 369] Dojde-li k odstranění zásadních nedostatků technologie, lze předpokládat praktickou využitelnost v mnoha oblastech lidské činnosti, například v elektromobilitě, obalech spotřební elektroniky či využití ve stavebních materiálech (povrch oken, střešní krytiny).[6, str. 368 - 369] Detailní informace k perovskitovým fotovoltaickým článkům lze nalézt například v [6].

1.2 Tepelná čerpadla

Tepelné čerpadlo je zařízení transformující nízkopotenciální široce dostupnou tepelnou energii, například venkovního vzduchu, na energii s vyšší teplotní hladinou prostřednictvím chladicího média za současného konání vnější práce. Účelem zařízení je v takovém případě například ohřev teplé vody nebo přímé vytápění vnitřních prostor. Reverzační režimu, kdy je tepelná energie naopak odebírána například ze vzduchu vnitřních prostor, transformována a na vyšší teplotní hladině emitována do venkovního vzduchu lze dosáhnout opačného efektu, tedy chlazení vnitřních prostor.

Tepelné čerpadlo může tudíž být konstrukčně navrženo jak pro chlazení, tak pro vytápění či kombinaci obou zmíněných variant. [7, str. 48 - 49]

Důležitým parametrem tepelného čerpadla je topný faktor (*angl. Coefficient of Performance - COP*), který udává kolik energie v případě vytápění je tepelným čerpadlem získáno vůči energii, kterou bylo nutné pro realizaci procesu dodat. V případě chlazení je situace analogická. Koeficient je dle [7, str. 48 - 49] po zobecnění definován vztahem:

$$COP = \frac{Q_{tc_{zis/ode}}}{E_{tc_{dod}}}, \quad (1.1)$$

kde $Q_{tc_{zis/ode}}$ je získaná, respektive odebraná tepelná energie tepelným čerpadlem a $E_{tc_{dod}}$ je dodaná elektrická či tepelná energie tepelnému čerpadlu. Hodnota koeficientu je běžně větší, než jedna a obvykle se pohybuje v řádu nižších jednotek.

Níže jsou uvedeny popisy jednotlivých typů tepelných čerpadel dle prostředí či média, z jehož je odebírána tepelná energie/ do něhož je dodávána tepelná energie:

- Vzduch-voda
- Vzduch-vzduch
- Země-voda (plocha)
- Země-voda (vrt)
- Voda-voda (studny)
- Země-voda (vodní plocha) [8]

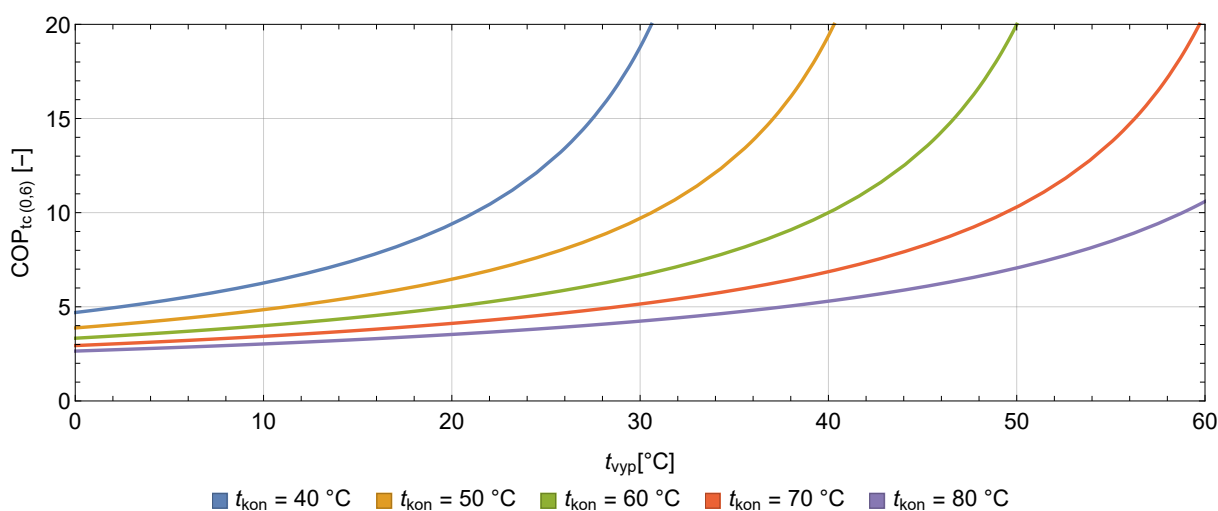
■ 1.2.1 Kompresorová tepelná čerpadla

Princip kompresorového tepelného čerpadla lze demonstrovat na zjednodušeném modelu tepelného čerpadla vzduch-voda složeného ze dvou výměníků tepla, kompresoru a termostatického expanzního ventilu. V první fázi je vzduch nasáván z okolního prostředí a na výměníku vzduch-chladicí médium, zvaném výparník, se předává tepelná energie chladicímu médiu. Chladicí médium se přijetím tepelné energie vypaří a je následně stlačeno kompresorem poháněným elektromotorem nebo spalovacím motorem. Stlačené chladicí médium pokračuje do druhého výměníku tepla, zvaného kondenzátor, kde kondenzuje za současného předání energie vzniklé v důsledku změny skupenství ohříváné vodě. Zkapalněné médium následně adiabaticky expanduje na expanzním ventilu, v důsledku čehož je chladicímu médiu snížena teplota a cyklus se opakuje. [7, str. 48 - 49]

Pro kompresorová tepelná čerpadla lze vztah 1.1 přepsat ve tvaru:

$$COP = \frac{Q_{tc_{tep}}}{E_{tc_{ele/tep}}} = \eta_{tc_{por}} \cdot \eta_{carnot} = \eta_{tc_{por}} \cdot \frac{T_{tc_{kon}}}{T_{tc_{kon}} - T_{tc_{vyp}}}, \quad (1.2)$$

kde $Q_{tc_{tep}}$ je množství tepelné energie získané tepelným čerpadlem, $E_{tc_{ele/tep}}$ množství elektrické nebo tepelné energie dodané kompresoru tepelného čerpadla prostřednictvím elektromotoru nebo spalovacího motoru, $\eta_{tc_{por}}$ porovnávací účinnost tepelného čerpadla, η_{carnot} teoretická, nejvýše dosažitelná účinnost tepelného čerpadla, tj. účinnost Carnotova cyklu, $T_{tc_{kon}}$ termodynamická teplota v kondenzátoru tepelného čerpadla a $T_{tc_{vyp}}$ termodynamická teplota ve výparníku tepelného čerpadla.



Obrázek 1.3: Teoretická závislost topného faktoru na teplotě výparníku pro $\eta_{tc_{por}} = 0,6$

Zdroj: Vlastní zpracování dle [9]

Na obrázku 1.3 je ukázána teoretická závislost topného faktoru na teplotě výparníku pro $\eta_{tc_{por}} = 0,6$ a různé teploty kondenzátoru. Topný faktor roste s klesajícím rozdílem teploty kondenzátoru a výparníku. Z uvedeného lze dovodit, že pro zajištění stabilního a po celý rok trvale vysokého topného faktoru je třeba vhodně zvolit typ tepelného čerpadla s ohledem na teplotní stabilitu prostředí či média, z něhož je odebírána tepelná energie. Pro ilustraci, výrobce tepelných čerpadel IVT uvádí, že u tepelných čerpadel typu země-voda je topný faktor celoročně stabilní a dosahuje až hodnoty 4,8. Oproti tomu topný faktor u tepelných čerpadel typu vzduch-voda je během roku nestabilní a „při nižších teplotách klesá na hodnoty 2,9 (při -7°C) nebo 2 (při -15°C)“. [8]

Jako chladiva se v kompresorových tepelných čerpadlech používají látky plně nebo částečně na bázi halogenových uhlovodíků. [10] Bližší informace, včetně konkrétních typů používaných provozních médií, uvádí například [10].

1.2.2 Sorpční tepelná čerpadla

Existují tři druhy sorpčních oběhů absorpce, adsorpce a resorpce, z nichž jediným v praxi používaným oběhem je dle [11, str. 3] absorpce. Oproti kompresorovým tepelným čerpadlům zjednodušený model absorpční jednotky z hlediska konstrukčního uspořádání zahrnuje navíc absorbér, hořák a generátor (též varník), které současně z hlediska funkce nahrazují kompresor. [11, str. 3] Detailnější konstrukční uspořádání popisuje například [11, str. 3].

Princip absorpčních čerpadel je komplikovanější než v případě kompresorových tepelných čerpadel. Pro ilustraci principu je použito jednostupňové přímo vytápěné absorpční tepelné čerpadlo.

První fáze na výparníku se shoduje s principem kompresorového tepelného čerpadla. Dále, stlačení par chladicího média kompresorem za dodání elektrické energie je v případě absorpčních oběhů nahrazeno právě principem absorpce, tedy rozpuštěním par chladiva v absorbéru, v kapalině, která je realizována takzvaným nenasyceným, či též chudým roztokem. Při absorpci vzniká jako vedlejší produkt tepelná energie, kterou lze využít například ke zvýšení účinnosti oběhu ve vícestupňových absorpčních obězích. Nasycený roztok pokračuje z absorbéru do generátoru a naopak z generátoru je oběhovým čerpadlem do absorbéru čerpán chudý roztok. Generátoru je předána tepelná energie vytvořená spalováním plynu na hořáku umožňující zpětnou desorpci, tedy oddělení chladiva a absorbentu. Chladivo v plynné formě pokračuje do kondenzátoru. Odtud dál

lze opět odkázat na princip kompresorového tepelného čerpadla. ([12, str. 20], [11, str. 3])

Z hlediska zdroje tepla lze absorpční tepelná čerpadla rozdělit na přímo vytápěné a nepřímo vytápěné. Přímé vytápěné jednotky, jak je uvedeno výše, disponují spalovací komorou s hořákem, kde dochází k přímému spalování paliva, kterým může být například zemní plyn, bioplyn, nafta. Do druhé kategorie lze zařadit absorpční tepelná čerpadla nepřímo vytápěná párou, horou vodou či tepelnou energií spalin. [13] Současně jsou na trhu dostupná i zařízení především menších výkonů, řádově desítky kW_t , kombinující oba zmíněné přístupy.

Pro absorpční oběhy se z hlediska kombinace chladivo-absorbent využívá čpavek-voda či voda-LiBr. [11, str. 3]

Využití absorpční jednotky v kontextu této práce je diskutováno dále v podkapitole 1.4.

1.3 Zařízení pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla

Kombinovaná výroba elektřiny a tepla je označována jako kogenerace. Rozdíl mezi výrobou elektřiny a tepla zvláště a v kombinované formě spočívá v míře využití energie z použitého paliva. Výroba elektřiny je vždy doprovázena produkcí odpadního tepla, které je v případě nevyužití mařeno například emisí do okolního prostředí. Účelné využití odpadního tepla však může znamenat významné zvýšení účinnosti tohoto procesu.

Popsaný jev lze demonstrovat na samostatné účinnosti výroby elektřiny, která se například u kogeneračních jednotek na zemní plyn s instalovaným jmenovitým výkonem od 400 kW_e do 1000 kW_e při maximálním zatížení pohybuje v rozmezí přibližně 40 – 43 %. Pro ilustraci by tak v ideálních podmínkách bylo za uvedených předpokladů ze 100 jednotek energie v palivu přeměněno na elektrickou energii pouze nejvýše 43. Při zohlednění využití odpadního tepla, jehož účinnost přeměny z energie obsažené v palivu se u zařízení s uvedeným instalovaným jmenovitým elektrickým výkonem při maximálním zatížení pohybuje v rozmezí přibližně 48 – 49 %, by z původních 100 jednotek energie v palivu bylo přeměněno dalších až 49 na tepelnou energii. Celkově by tak bylo ze 100 jednotek energie v palivu přeměněno i více než 90 na elektrickou a tepelnou energii, a tudíž účinnost kogenerace může dosahovat i více než 90 %. [14]

Zařízení pro kogeneraci je tvořeno technologií umožňující přeměnu vstupního média na energii rotace hřídele stroje, která je dále alternátorem na společné hřídeli transformována na elektrickou energii. Prostřednictvím výměníku či výměníků je současně odpadní teplo z procesu odváděno k dalšímu využití.

Typickým příkladem zařízení využívajících procesu kombinované výroby elektřiny a tepla ve velkém měřítku jsou teplárny, které pro přeměnu energie vstupního média využívají obvykle parní nebo spalovací turbínu.

Vzhledem k zaměření této práce bude pozornost dále věnována mikrokogeneračním jednotkám, kterými se dle článku 3, písm. m) směrnice Evropského parlamentu a Rady 2004/8/EC rozumí: „kogenerační jednotka s maximální kapacitou nižší než 50 kW_e .“ [15, str. 6] Pojmem *maximální kapacita* se v definici patrně rozumí instalovaný elektrický výkon kogenerační jednotky (viz [16]). Konkrétní aplikací kogenerační jednotky z uvedeného výkonového rozsahu může být například výroba elektrické energie pro vlastní lokální spotřebu a využití odpadního tepla z výroby elektřiny pro ohřev teplé vody a pro následné vytápění objektu či skupiny objektů. Mikrokogenerační jednotky lze dle [17, str. 46] technologicky dělit následovně.

1.3.1 Jednotky s plynovými spalovacími motory

Jedná se o pístové spalovací jednotky konstrukčně vycházející z motorů používaných například v automobilovém průmyslu. [7, str. 32] Obecně může být kogenerační jednotka se spalovacím

motorem navržena na spalování bioplynu, LPG nebo důlního, kalového či skládkového plynu. Z kapalných paliv, nafty či jiných alternativních paliv, popřípadě kombinace plyných a kapalných paliv. [18, str. 6] V případové studii je uvažována jednotka spalující zemní plyn, což je také běžně využívaný druh paliva.

1.3.2 Jednotky se Stirlingovým motorem

Jednotky se Stirlingovým motorem jsou charakteristické uzavřeným cyklem s konstantním množstvím pracovní látky a oproti ostatním prezentovaným technologiím také vnějším spalováním. Pracovní látkou může být například hélium nebo vodík. [7, str. 46] Detailní popis principu funkce uvádí například [7, str. 45 - 46]. Výhodou technologie je v důsledku vnějšího spalování možnost použití široké škály tepelných zdrojů. Jako příklad lze uvést energii slunečního záření či biomasu. ([7, str. 46],[17, str. 48]) Problematické je především zajištění těsnosti pracovní látky. Mezi nevýhody technologie lze též zařadit vyšší hmotnost vzhledem k instalovanému elektrickému výkonu. ([7, str. 46],[17, str. 48])

1.3.3 Jednotky s plynovými mikroturbínami

Jedná se o technologii realizující druhovou přeměnu energie malými turbínami. Palivem je nejčastěji zemní plyn. Technologie se vyznačuje velmi flexibilní možností regulace, prostorově úsporným provedením a dobrou spolehlivostí. Mezi nevýhody lze zařadit velkou hlučnost a malou účinnost při různých provozních stavech, zejména pak u jednotek nižších výkonů v porovnání s jednotkami využívajícími spalovací motory. [7, str. 30 - 32]

1.3.4 Jednotky s palivovými články

Palivový článek je zařízení umožňující transformaci energie chemických vazeb na elektrickou energii, tepelnou energii a vodu. Vstupem chemické reakce je kyslík odebíraný ze vzduchu a vodík vznikající spalováním paliva, obvykle zemního plynu. [19, str. 812] Přehled technologií palivových článků lze nalézt například v [19]. Výhodou technologie je šetrnost k životnímu prostředí vlivem nízké produkce CO_2 , naopak nevýhodou je v porovnání s výkonově srovnatelnými zařízeními jiné technologie vyšší pořizovací cena. [17, str. 49]

1.4 Zařízení pro kombinovanou výrobu elektřiny, tepla a chladu

Rozšířením kogenerační jednotky o absorpční chladicí jednotku vznikne zařízení umožňující navíc přeměnit teplo získané z procesu kogenerace na chlad. Tento proces je označován jako trigenerace. Velkou předností zařízení pro trigeneraci je vysoké roční využití zařízení, které je důsledkem využití tepla pro výrobu chladu v letních měsících.

Trigeneraci lze realizovat různými druhy zapojení kogenerační jednotky, případně jiného zdroje tepla a absorpční chladicí jednotky. Současně pro různá zapojení jsou vhodné různé technologie absorpčních chladicích jednotek.

V této práci je využíván nepřímý vytápěný typ absorpční chladicí jednotky, která je napájena teplou vodou z motoru a spalin kogenerační jednotky. [20] Důvodem volby zvoleného zapojení je jeho vhodnost pro sezónní využití, tedy k výrobě tepla v zimě a výrobě chladu v létě. Nepřímý vytápěné spalinové absorpční chladicí jednotky jsou dle katalogu výrobce vhodné pro celoroční paralelní výrobu tepla a chladu. [20]

Vzhledem k tomu, že absorpční jednotka uvažovaná v praktické části práce fakticky dle specifikace výrobce umožňuje i přímý způsob vytápění pro výrobu tepla i chladu (viz [13]) je dále pro toto

zařízení pro zachování obecnosti používáno označení *absorpční tepelné čerpadlo*, ačkoli se jedná o zařízení primárně využívané pro výrobu chladu.

1.5 Zařízení pro akumulaci elektrické energie

Kategorie zahrnuje velmi rozsáhlou škálu technologií využitelných v pro různé aplikace. Konkrétní technologie jsou charakteristické například rychlostí vybíjení, mírou samovybíjení, vhodností pro použití dle rozsahu aplikace, jakož i dle zamýšlené doby uskladnění elektrické energie. Elektrickou energii lze skladovat ve formě mechanické, elektrické, termochemické, chemické, tepelné a elektrochemické energie. [21, str. 514]

První kategorie zahrnuje technologie uskladnění elektrické energie ve formě potenciální energie. Tohoto principu využívají například přečerpávací vodní elektrárny, případně technologie akumulace do stlačeného vzduchu. Dále se do této kategorie řadí technologie skladování elektrické energie ve formě kinetické energie, kam lze zařadit setrvačníky. Ke skladování elektrické energie v elektrostatickém poli jsou určeny kapacitory, respektive kapacitory s velkou elektrickou kapacitou, takzvané superkapacitory. Ve formě chemické energie se ke skladování elektrické energie využívá vodíkových článků umožňujících přeměnu energie chemických vazeb na elektrickou a tepelnou energii. ([21, str. 514 - 524], [22, str. 4143]) Podrobnější informace o jednotlivých technologiích lze nalézt například v již citovaných zdrojích, dále například v [23, str. 15, 18 - 19], [24].

Z hlediska této práce lze však za relevantní kategorii technologií skladování elektrické energie označit skladování v elektrochemické formě. Jedná se o široce rozšířenou formu skladování elektrické energie zahrnující například notoricky známé alkalické články. Speciálním případem technologie skladování elektrické energie v elektrochemické podobě jsou takzvané redoxní průtokové baterie specifické oddělenými nádržemi pro anolyt a katolyt poháněný oběhovými čerpadly. Technologie se vyznačuje velkou flexibilitou z hlediska rychlosti vybíjení a instalovatelné kapacity, nízkou cenou a vysokou účinností. Problematická je však složitost technologie vyžadující využití senzorů, monitoringu a již zmíněných oběhových čerpadel. ([25, str. 1], [26, str. 2]) Aplikaci v malých a středních energetických systémech z diskutované kategorie nacházejí nejvíce akumulátory na bázi olova, niklu a lithia. [21, str. 514] Detailní informace a konkrétní hodnoty dále diskutovaných parametrů uvádí například [26, str. 2].

1.5.1 Olověné články

Olověné články se oproti ostatním diskutovaným technologiím vyznačují nízkou cenou v rozmezí $2500 - 7500 \text{ Kč} \cdot \text{kWh}^{-1}$ ¹, nízkou mírou samovybíjení a dobrou celkovou účinností v rozsahu 75 - 85 %. Mezi nevýhody lze zařadit menší maximální počet nabíjecích cyklů, přibližně 200 - 1000 a vyšší hmotnost vzhledem k instalované kapacitě. [26, str. 2]

1.5.2 NiCd a NiMh články

Nikl-kadmiové články se oproti olověným vyznačují vyšším počtem maximálních nabíjecích cyklů, vyšším výkonem na kilogram hmotnosti, avšak také vyšší mírou samovybíjení. Nevýhodou je také vyšší cena, paměťový efekt a toxicita kadmia. [26, str. 2] Nástupce nikl-kadmiových, nikl-metal hydridové články, jsou specifické vysokou cenou, shodně s nikl-kadmiovými články také velkou mírou samovybíjení a přibližně stejným počtem maximálních nabíjecích cyklů.

¹Za předpokladu kurzu 25 Kč/\$.

1.5.3 Li-ion články

Lithium-iontové články vyznačují nízkým samovybíjením, velkým maximálním počtem nabíjecích cyklů, jakož i vysokou celkovou účinností v rozsahu 85 – 97 %. Mezi nevýhody lze zařadit vysokou cenu. Jako materiál katody se využívá nejčastěji lithium-oxid kobaltu $LiCoO_2$ (LCO), dále se využívá též lithium-oxid hořčíku $LiMnO_2$ (LMN) a lithium-železo-fosfát $LiFePO_4$ (LFP). V praktické části práce jsou uvažovány lithium-železo-fosfátové články, jejichž hlavní předností je teplotní stabilita, v jejímž důsledku jsou články z jmenovaných lithium-iontových technologií také nejméně náchylné k tepelnému lavinovému jevu. Dalším důsledkem je spolehlivost článků v různých provozních podmínkách. [26, str. 2 - 3]

1.6 Zařízení pro akumulaci tepelné energie

Jedná se o kategorii zařízení určených pro akumulaci tepelné energie a jejího následného využití typicky pro účely chlazení, vytápění, či přeměny na elektrickou energii. Z hlediska formy akumulované energie lze akumulátory rozdělit na zařízení pro akumulaci tepla ve formě latentního, senzibilního, též citelného tepla a chemické energie. Konkrétními energonositeli mohou být voda, vodní pára, vzduch, beton a další. Analogicky jako v případě zařízení pro akumulaci elektrické energie jsou zařízení pro akumulaci tepla charakteristické účinností, rychlostí nabíjení a vybíjení, mírou samovybíjení, vhodností pro akumulaci různého množství tepelné energie a vhodností pro dobu zamýšleného uskladnění tepelné energie. ([27, str. 3], [28, str. 25])

Zařízení pro akumulaci tepelné energie ve formě latentního tepla využívají k uskladňování a zpětnému odběru tepelné energie změnu skupenství energonositele. Energonositele pro skladování tepla lze rozdělit na organické, anorganické a eutektické látky, z nichž nejpoužívanějšími materiály prvních dvou kategorií jsou ve shodném pořadí parafín, hydratované soli a led. Ke skladování tepla ve formě chemické energie se využívá principů reverzibilní chemické reakce. Jako příklad chemické reakce pro účely skladování tepla lze uvést disociaci amoniaku. [27, str. 12, 24]

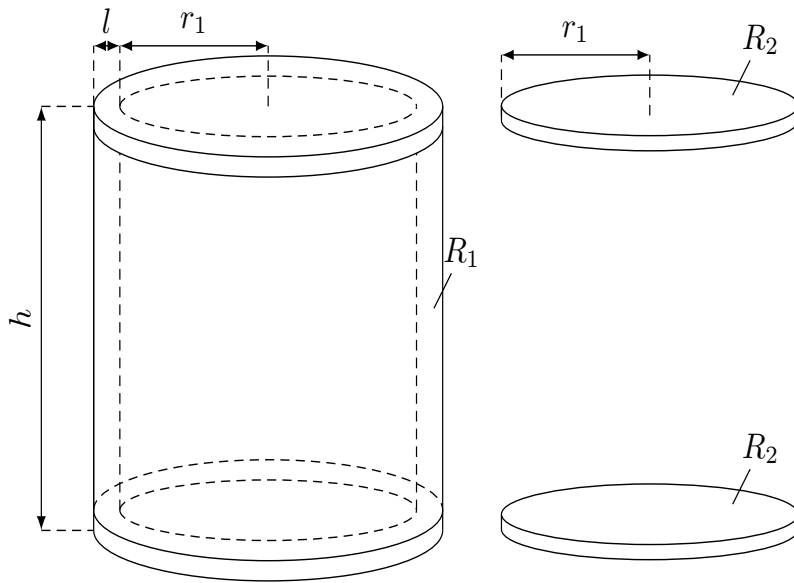
Za účelem akumulace tepelné energie ve formě citelného tepla se využívá především vodních akumulačních nádrží a podzemních úložišť. Podzemní úložiště se využívají k akumulaci tepla i chladu. Pro vybíjení a nabíjení podzemních zásobníků se využívá principu přečerpávání teplosnosného média. Tím může být například voda. Další možností je skladování ve formě tuhého materiálu, jako je například beton. [27, str. 5 - 9]

1.6.1 Vodní akumulační nádrže

Pro teplotu otopného systému do $100\text{ }^{\circ}\text{C}$, tedy aplikacím, které budou diskutovány dále v této práci, je plně postačujícím teplotnosným médiem voda. Voda je současně nejrozšířenějším energonositelem pro skladování tepla. Typickým zařízením pro skladování tepla ve vodě jsou vodní akumulační nádrže. Tyto nalézají aplikaci od velmi malých, o objemu jednotek či desítek litrů, pro domácí použití po velká úložiště tepla o objemu tisíců kubických metrů. Velkou výhodou zařízení je jednoduchá konstrukce zařízení, nízká cena a ekologická šetrnost energonositele.

Akumulační nádrž je nádoba s kovovým pláštěm mnohdy válcového tvaru. Na kovový povrch se obvykle aplikuje tepelně izolační materiál z důvodu snížení tepelných ztrát. Obecně lze tepelné ztráty rozdělit na ztráty vedením, prouděním a radiací. [29, str. 33] Pro popis i výpočet tepelných ztrát je aplikována zjednodušená metodika včetně předpokladů převzatá z [29, str. 56].

Zařízení lze idealizovat modelem uvedeným na obrázku 1.4.



Obrázek 1.4: Schéma vodní akumulční nádrže válcového tvaru

Zdroj: Vlastní zpracování

Níže jsou uvedeny vztahy pro výpočet tepelného odporu R tepelné akumulční nádrže ve válcovém provedení dle [29, str. 56].

Tepelný odpor pláště akumulátoru tepla válcového tvaru R_1 je dán vztahem 1.3.

$$R_1 = \frac{\ln \frac{l+r_1}{r_1}}{2 \cdot \pi \cdot \lambda \cdot h}, \quad (1.3)$$

kde l je tloušťka izolace, r_1 je vnitřní poloměr a h je výška akumulční nádrže. Tepelný odpor podstavy akumulátoru tepla válcového tvaru R_2 je dán vztahem 1.4.

$$R_2 = \frac{l}{\pi \cdot r_1^2 \cdot \lambda}, \quad (1.4)$$

kde λ je součinitel tepelné vodivosti izolace akumulční nádrže. Souhrnný tepelný odpor akumulátoru tepla válcového tvaru je dán vztahem 1.5.

$$R = \frac{2 \cdot R_1 \cdot R_2}{R_1 + 2 \cdot R_2} \quad (1.5)$$

Kapitola 2

Charakteristika on a off-grid energetických systémů

Termíny on-grid, respektive grid-connected, a off-grid lze obecně označit za režim připojení energetického systému k různým druhům inženýrských sítí, ve kterém je tento systém trvale provozován. V dalších částech této práce budou oba termíny používány v souvislosti s popisem režimu připojení energetického systému k elektrizační soustavě, kterou se rozumí přenosová a distribuční soustava elektrické energie.

2.1 On-grid energetický systém

On-grid energetický systém je systém navržený a za běžných podmínek trvale provozovaný v režimu připojení k elektrizační soustavě.

2.2 Off-grid energetický systém

Off-grid energetický systém je dle [30, str. 8]:

„Elektrická instalace s výrobními moduly (mikrosít) provozovaná trvale odděleně od distribuční soustavy, bez možnosti připojení k distribuční soustavě, přičemž nesmí dojít k přenosu potenciálu a/nebo energie z/do distribuční soustavy za normálního provozu ani při poruchových stavech.“

V témž zdroji je termín off-grid česky označován jako *oddělený ostrovní provoz*. V této souvislosti je třeba rozlišovat mezi pojmy ostrovní provoz a oddělený ostrovní provoz. Oddělený ostrovní provoz lze chápat jako nativní režim energetického systému, jenž nezahrnuje propojení s distribuční soustavou a přenosovou soustavou, pro který byl tento systém navržen a v němž je trvale provozován. Ostrovní provoz je oproti tomu režim připojení energetického systému k distribuční soustavě, který nastal v důsledku poruchy nebo například odstávky, kdy výrobní zařízení je možné zpětně připojit k přenosové nebo distribuční soustavě bez úprav vyžadujících vybudování technického propojení s příslušnou soustavou. ([30, str. 8], [31, str. 80])

Využití ostrovních energetických systémů lze nalézt v místech, kde neexistuje nebo je nedostatečně rozvinutá elektrizační soustava. Typicky se může jednat o horská sídla či jiná sídla v odlehlých osídlených oblastech. Současně lze ostrovní systémy nalézt tam, kde je třeba, aby bylo pokrytí spotřeby trvale zcela nezávislé na aktuálním stavu distribuční soustavy.

Kapitola 3

Energetická legislativa ČR

Normativním aktem či právním předpisem se dle [32, str. 26] rozumí: „*výsledky cílevědomé normotvorné činnosti státních orgánů obsahující právní normy, tj. pravidla chování, která mají obecnou povahu.*“

Základním normativním aktem České republiky je Ústava České republiky. [32, str. 28] Ústava spolu s listinou základních práv a svobod a dalšími ústavními normativy dle čl. 112 Ústavy (viz [33]) tvoří ústavní pořádek České republiky.

Česká legislativa dle [32, str. 28] rozlišuje níže uvedené druhy právních předpisů, které jsou řazeny dle právní síly:

- primární:

1. ústavní zákon
2. zákon
3. zákonná opatření Senátu Parlamentu ČR

- sekundární:

1. nařízení vlády
2. vyhlášky ministerstev a dle čl. 79 Ústavy (viz [33]) také ústředních správních úřadů
3. nařízení orgánů územní samosprávy

Ústřední správní úřady specifikuje § 2 zákona č. 2/1969 Sb., o zřízení ministerstev a jiných ústředních orgánů státní správy České socialistické republiky (viz [34]). Řadí se mezi ně mimo jiné z hlediska energetiky klíčový Státní úřad pro jadernou bezpečnost a Energetický regulační úřad.

Součástí příslušných zákonů je také implementace příslušného nadřazeného mezinárodního právního předpisu. Obvykle se jedná nařízení a směrnice Evropského parlamentu a Rady. Rozdíl uvedených právních aktů spočívá v tom, že nařízení Evropského parlamentu a Rady přebírají všechny členské země Evropské unie automaticky v predepsané podobě bez dalších úprav. Směrnice však stanoví cíl za současného zachování volnosti ve smyslu opatření přijatých k dosažení požadovaného cíle. [35]

Účelem jednotlivých podkapitol je postihnout základní smysl ustanovení relevantních k předmětu této práce a akcentovat vybrané části naznačující možné návaznosti pro rozšíření optimalizačního modelu, spíše než plně postihnout obsah příslušného právního předpisu.

3.1 Zákon o hospodaření energií

Zákon č. 406/2000 Sb., o hospodaření energií (viz [36]), dále jen zákon, je klíčovým právním předpisem v energetice. Jedná se o výchozí právní předpis definující Státní energetickou koncepci a upravující související podmínky. Dokument je dále popsán v následující podkapitole. Zákon dále stanoví například požadavky na ekodesign či podmínky a rozsah platnosti provedení energetického auditu. [36] Prováděcím předpisem pro energetický audit je vyhláška č. 480/2012 Sb., o energetickém auditu a energetickém posudku (viz [37]).

3.2 Státní energetická koncepce

Státní energetická koncepce, dále jen SEK je klíčovým nástrojem řízení energetické politiky státu. SEK navazuje na takzvané sektorové strategie vycházející ze Strategického rámce udržitelného rozvoje České republiky. Navazujícími dokumenty SEK jsou národní akční plány. Dále je SEK podkladem pro územní rozvoj který definují příslušné území energetické koncepce. [38, str. 9] SEK vytváří Ministerstvo průmyslu a obchodu, dále jen MPO, a předkládá ji ke schválení vládě. Platnost státní energetické koncepce je 25 let a vyhodnocení SEK probíhá dle § 3 odst. 4 zákona, alespoň jednou za pět let. Na základě vyhodnocení současně může MPO navrhnout změnu SEK. [36]. Dle § 3 odst. 1 zákona 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*“ [36]. V současnosti platná aktualizovaná verze státní energetické koncepce, dále ASEK, definuje tři strategické cíle:

- bezpečnost,
- konkurenceschopnost,
- udržitelnost,

[38, str. 31] a pět priorit:

- vyvážený energetický mix,
- úspory a účinnost,
- infrastruktura a mezinárodní spolupráce,
- výzkum, vývoj a inovace,
- energetická bezpečnost.

[38, str. 45 - 53]

U každé priority ASEK uvádí motivaci, cílový stav a strategie pro dosažení cílového stavu do roku 2040. Zvláště významné z hlediska této práce jsou strategie vybraných priorit.

V rámci priority vyváženého energetického mixu SEK uvádí jako jednu ze strategií rozvoj konkurenceschopnosti OZE a zdrojů kombinované výroby elektřiny a tepla na zemní plyn, včetně mikrozdrojů. [38, str. 47] Dále se strategie v rámci druhé priority pro oblast energetiky a teplotnictví z hlediska výstavby nových zdrojů v případě využití spalovacích zařízení zaměřují na využití zdrojů umožňujících vysokoúčinnou či kombinovanou výrobu elektřiny a tepla a na postupné nahrazování nízkoúčinných lokálních systémů vytápění, především tepelnými čerpadly. [38, str. 49] Strategie se v rámci druhé priority zaměřují také na snižování energetické náročnosti budov a s tím související využití služeb energetického auditu včetně podpory zavádění systému energetického managementu. [38, str. 50]

Uvedené strategie definující budoucí směřování energetiky v České republice jsou plně kompatibilní s aplikací praktické části této práce, a to jak z hlediska účelu dimenzování energetických systémů, tak z hlediska komponent uvažovaných v rámci modelu pro účely dimenzování nových energetických systémů.

3.3 Energetický zákon

Zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů, dále v této podkapitole jen *zákon*, je dalším klíčovým právním předpisem v energetice. Jednotlivými odvětvími se rozumí elektroenergetika, plynárenství a teplotnictví.

Mimo dále popsaná vybraná ustanovení se zákon zabývá například zařazením Energetického regulačního úřadu mezi ústřední správní orgány České republiky či vymezení působnosti Energe-

tického regulačního úřadu a Státní energetické inspekce v oblasti cenotvorby, kontroly a udělování sankcí.

■ 3.3.1 Podnikání v elektroenergetice

Zákon stanoví, že podnikat v elektroenergetice lze pouze na základě licence udělené Energetickým regulačním úřadem s výjimkou výroben elektřiny s instalovaným výkonem do 10 kW, jejichž výroba je určena pro vlastní spotřebu zákazníka a současně je propojena s elektrizační soustavou. Další výjimky stanoví § 3 odst. 4 zákona. Držitel licence má současně povinnost registrovat se v zákonem stanovené lhůtě v systému operátora trhu, čímž se stává registrovaným účastníkem trhu s elektřinou. Obecně účastníkem trhu s elektřinou se dle § 22 zákona rozumí:

- „výrobci elektřiny,
- provozovatel přenosové soustavy,
- provozovatelé distribučních soustav,
- operátor trhu,
- obchodníci s elektřinou,
- zákazníci.“ [39]

■ 3.3.2 Související služby v elektroenergetice

Dále zákon stanoví vztahy Energetického regulačního úřadu, dále ERÚ, s ostatními subjekty státní správy a kompetence, mezi které patří dle § 17 odst. 6 - 14 agenda správy již zmíněných licencí (podmínky udělení, změny a zániku) v energetice, regulace cen podle zákona č. 526/1990 Sb., o cenách a vydávání cenových rozhodnutí v Energetickém regulačním věstníku. Předmětem těchto cenových rozhodnutí jsou zejména takzvané související služby v energetice a výše podpor zdrojů energie dle zákona č. 165/2012 Sb. (viz dále v podkapitole 3.4). Souvisejícími službami v elektroenergetice se dle § 19a odst. 2 zákona rozumí:

- cena za služby přenosové/distribuční soustavy,
- cena za systémové služby,
- cena za činnosti operátora trhu včetně poplatku na činnost ERÚ,
- cena na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie. [39]

Nová cenová rozhodnutí na následující rok jsou obvykle zveřejňována na podzim tomuto předcházejícího roku. Konkrétní termíny stanoví § 12 zákona.

■ 3.3.3 Dodávka přímým vedením

Zákon také detailně stanoví práva a povinnosti výrobce elektřiny. Mezi práva výrobce elektřiny se řadí také ustanovení § 23 odst. 1 písm. b) zákona: „Výrobce elektřiny má právo dodávat elektřinu vyrobenou v jím provozované výrobně elektřiny ostatním účastníkům trhu s elektřinou nebo do jiných států prostřednictvím přenosové soustavy nebo distribuční soustavy, nebo přímým vedením.“[39]

Distribuční soustavy se rozlišují z hlediska připojení k přenosové soustavě na regionální, které jsou přímo připojené k přenosové soustavě, a lokální.[30, str. 7] Provozovateli regionálních distribučních soustav v České republice jsou ČEZ Distribuce a. s., EON Distribuce a. s., PREdistribuce, a. s., LDS Sever, spol. s r. o. a SV servisní, s. r. o. [40] Lokální distribuční soustava je taková soustava, která je připojena k regionální distribuční soustavě v jednom připojovacím místě a současně zajišťuje připojení více odběratelů.[41] Konkrétní podmínky připojení k lokální distribuční soustavě stanoví Pravidla provozování příslušné lokální distribuční soustavy schválená ERÚ.

Méně často diskutovanou možností dodávky elektřiny koncovému spotřebiteli je dodávka přímým vedením, kterou se dle § 2 odst. 2 písm. a) 9. zákona rozumí:

- „vedení elektřiny spojující výrobu elektřiny, která není připojena k přenosové soustavě nebo k distribuční soustavě, a místo odběru elektřiny, které není elektricky propojeno s přenosovou soustavou nebo s distribuční soustavou,
- elektrické vedení zabezpečující přímé zásobování vlastních provozoven výrobce elektřiny, jeho ovládaných společností nebo zákazníků, a není vlastněno provozovatelem přenosové soustavy ani provozovatelem distribuční soustavy.“ [39]

Dle [42] z dodávky přímým vedením nevzniká povinnost platit související služby viz 3.3.2 ve smyslu tohoto zákona.

■ 3.3.4 Právní úprava off-grid energetických systémů

Termín výroba elektřiny v odděleném ostrovním systému se neshoduje s termínem výroba elektřiny uvedeném v § 3 odst. 3 zákona, a tudíž se nejedná o předmět podnikání v energetických odvětvích ve smyslu zákona. Příslušný ostrovní provoz tudíž nesplňuje zákonnou definici účastníka trhu s elektřinou. Z uvedeného lze dovozovat, že energetický zákon v současné době explicitně neupravuje podmínky provozování odděleného ostrovního systému ve smyslu definice uvedené v podkapitole 2.2. Shodný výklad na základě jiného ustanovení zákona lze nalézt například v [31, str. 80 - 81].

Současně je třeba zmínit, že existují jiné související závazné legislativní předpisy, jako například stavební zákon, zákon o ochraně životního prostředí, zákon o požární ochraně a jiné, které oddělený ostrovní provoz samozřejmě musí respektovat.

■ 3.4 Zákon o podporovaných zdrojích energie

Smyslem podpor elektřiny a tepla z vybraných zdrojů energie je dle zákona č. 165/2012 Sb. (viz [43]), dále jen zákon, ochrana klimatu a životního prostředí. Podpora se vztahuje na elektřinu a teplo z obnovitelných zdrojů (například zdroje energie slunečního záření, energie větru a jiné), druhotných zdrojů (například důlní plyn, skládkový plyn, bioplyn) a vysokoúčinnou kombinovanou výrobu elektřiny a tepla.

Formu podpory elektřiny stanoví § 8, zákona. Zdroje elektřiny jsou podporovány prostřednictvím výkupních cen a zelených bonusů. Podpora formou zelených bonusů se dále dělí na roční a hodinový zelený bonus. Podporu tepla stanoví § 23, zákona. Zdroje tepla jsou podporovány jak formou provozních, tak formou investičních podpor. Dle § 4 odst. 7, § 5 odst. 9, § 6 odst. 7, § 24 odst. 5 zákona omezení a výši provozní podpory formou výkupních cen a ročních zelených bonusů stanoví aktuálně platné cenové rozhodnutí vydané ERÚ (viz [44]). Proměnná výše hodinového zeleného bonusu je stanovena dle [45] přílohou č. 22 vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou. Podmínky vyhlášení investiční podpory tepla stanoví § 25 odst. 2 zákona, z něhož vyplývá, že investiční podporu je územní samospráva povinná vyhlásit současně s vyhlášením každého dotačního programu souvisejícího s obnovitelnými zdroji energie financovaného z prodeje emisních povolenek. [43]

Provozní podpora formou výkupních cen a zelených bonusů se liší v povinnosti odběratele vykupovat vyrobenou energii. Zatímco v případě podpory formou výkupních cen zákon stanoví subjekt povinně vykupujícího (viz § 2 písm. q), zákona), v případě zelených bonusů si odběratele musí zajistit sám výrobce, jakož i domluvit související podmínky. To však nemusí být nutně nevýhodou, neboť možnost vyjednat podmínky znamená vyšší flexibilitu jak z hlediska výnosů, tak z hlediska odebrané energie. Z hlediska výše podpory a souvisejícího rizika lze konstatovat, že podpora formou výkupních cen odpovídá nižšímu riziku, ale také nižší výnosnosti. V případě podpory formou zelených bonusů je tomu naopak. Dalším rozdílem je podpora elektřiny pro

technologickou vlastní spotřebu, kterou lze nárokovat pouze v případě podpory formou zelených bonusů. [45]

Nárok na podporu jednotlivých druhů podporovaných zdrojů stanoví příslušné odstavce § 4 - § 6, zákona, z nichž vyplývá, že off-grid energetické systémy na podporu nemají nárok. Uvedený nárok může být podmíněn nejen připojením k elektrizační soustavě, vlastněním licence, ale i minimální účinností užití energie, například v případě podpory elektřiny z obnovitelných zdrojů dle § 4 odst 4. Tato účinnost je stanovena vyhláškou č. 441/2012 Sb (viz [46]).

Zvláštním případem je podpora elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla, kde vysokoúčinnou kombinovanou výrobou elektřiny a tepla se dle § 6 odst. 1, zákona, rozumí: *„elektřina vyrobená ve společném procesu spojeném s dodávkou užitečného tepla v zařízení, na které ministerstvo vydalo osvědčení o původu elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla, při jejíž výrobě se dosahuje úspory primární energie ve výši nejméně 10 % oproti oddělené výrobě elektřiny a tepla. V případě zařízení s instalovaným elektrickým výkonem nižším než 1 MW se za elektřinu z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla považuje elektřina, při jejíž výrobě se dosahuje kladné hodnoty úspory primární energie.“*[43] Hodnotu úspory primární energie stanoví příloha č. 2 k vyhlášce č. 37/2016 Sb (viz [16]).

Kapitola 4

Popis programu pro optimální dimenzování energetických systémů

Účelem modelu je poskytnout uživateli indikaci, jaké nominální velikosti komponent energetického systému požadované konfigurace zvolit pro zadané technické, ekonomické a spotřební vstupy tak, aby z hlediska projektu byla výsledná dimenze jednotlivých komponent ekonomicky optimální. Tato informace je předpokladem pro hodnocení investičního záměru z hlediska investora, kdy je nad rámec již zjištěných informací posuzován způsob financování.

Není-li uvedeno jinak, optimalizační období je pro všechny vyšetřované varianty voleno shodně v délce jednoho běžného kalendářního roku dle vztahu 4.1.

$$T_o = 1 \text{ rok} = 8760 \cdot 60 \cdot 60 \text{ s} \quad (4.1)$$

Počet period n_o v definovaném období T_o je dán vztahem 4.2.

$$n_o = \frac{T_o}{\Delta t}, \quad (4.2)$$

kde Δt je zadaná délka periody v s. Současně se pro libovolný časový okamžik t za účelem zachování obecnosti zavádí index i , kde $i \in \{1, \dots, n_o\}$. Index vyjadřuje hodnotu iterace optimalizačního algoritmu od počátečního času optimalizace t_0 . Každý časový okamžik $t = t_i$ je tudíž jednoznačně definovaný hodnotou iterace a zadanou délkou periody.

4.1 Popis funkce programu

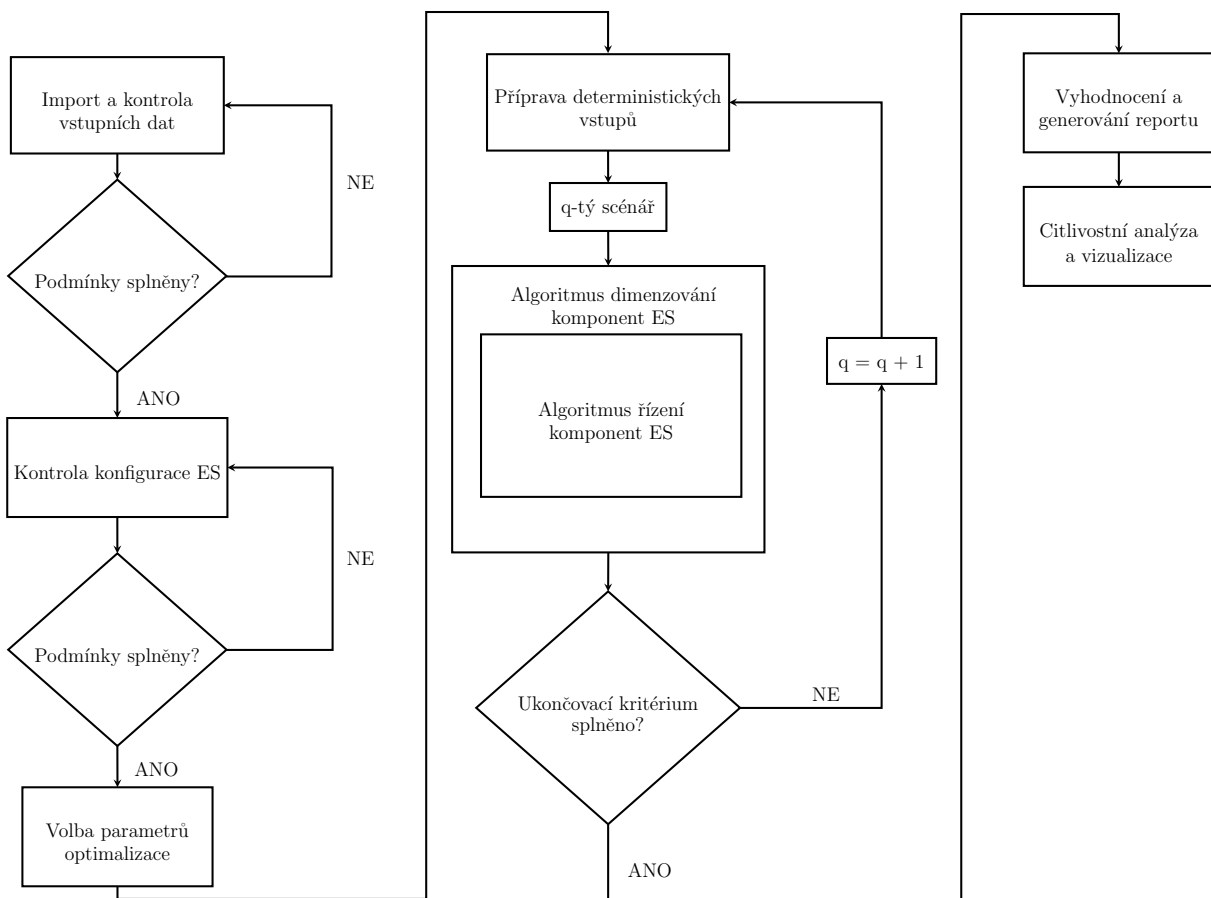
Uvažovanými komponentami energetického systému jsou kogenerační jednotka, fotovoltaický systém, akumulátor elektřiny, měnič, tepelné čerpadlo vzduch-voda, akumulátor tepla a absorpční tepelné čerpadlo. Komponenty jsou vybrány tak, aby umožňovaly pokrýt spotřebu elektřiny, tepla i chladu v geografických a klimatických podmínkách České republiky. Pro jednotlivé komponenty se v této práci využívá index $j \in \{kog, fve, aku_{ele}, men, tc, aku_{tep}, atc\}$. Pořadí indexů odpovídá pořadí, v němž jsou komponenty vyjmenovány v úvodu odstavce.

Program umožňuje konfigurovat energetický systém ze všech uvažovaných komponent, tudíž může být teoreticky využit k dimenzování $2^7 = 128$ různých konfigurací systému. Z uvedených je třeba vyřadit technicky zřejmě nerealizovatelné. Například konfigurace zahrnující akumulátor při absenci odpovídajícího energetického zdroje. I po vyřazení technicky nerealizovatelných variant program umožňuje dimenzování desítek různých konfigurací energetického systému. Schéma energetického systému zahrnující všechny uvažované komponenty dokumentuje obrázek 4.5.

Kroky optimalizačního algoritmu schematicky popisuje obrázek 4.1. Nejprve jsou naimportována a validována vstupní data, která zahrnují výrobní vstupy, spotřební vstupy a ekonomické podklady, následně uživatel volí konfiguraci energetického systému, která bude dále optimalizována. Zvolená konfigurace prochází validací. V případě, že validace či import dat selže, je uživatel vyzván k provedení příslušných úprav. Dále uživatel volí omezující podmínky předmětného problému, technické parametry energetického systému a optimalizace zdokumentované v následujících podkapitolách a v neposlední řadě také algoritmus řízení energetického systému. Oba možné přístupy řízení energetického systému jsou popsány v podkapitole 4.14.

V následujícím kroku je spuštěna evaluace dimenzování energetického systému. Výstupem optimalizačního algoritmu je report ve formátu **.xlsx* zahrnující nejdůležitější vstupy a výstupy optimalizace. Report zahrnuje například samotné řešení, časové razítko, zvolenou optimalizační periodu, počet period, hodnotu penalizační konstanty, dobu trvání optimalizace, parametry zvolené metody optimalizace, parametry zvolené metody řízení, přehled kroků optimalizace, stručný přehled investičních výdajů, provozních fixních, variabilních i palivových nákladů a spotřebovaného paliva po jednotlivých zařízeních. Poslední krok uživateli umožňuje jednoduše provést citlivostní analýzu na vybrané parametry a zobrazit vybrané výsledky.

Aktuálně program nemá grafické uživatelské rozhraní a je určen k užívání poučeným řešitelem přímo v rozhraní programu Wolfram Mathematica.



Obrázek 4.1: Schéma optimalizačního algoritmu

Zdroj: Vlastní zpracování dle [47, str. 11]

4.2 Metodika řešení problému

Nejprve je třeba konstatovat, že úloha je z povahy výrobních a spotřebních vstupů úlohou stochastickou. Nelze s jistotou predikovat budoucí výrobu fotovoltaického systému, ani průběh příslušných spotřeb, které mohou být ovlivněny mnoha faktory, například počasím, aktuálními technologickými požadavky, spolehlivostí systému a dalšími vlivy.

Naopak se problém řeší na základě historických dat či na základě předpovědi učiněné dle dostupných informací. Proto je třeba řešení úlohy chápat nikoli jako jediné správné řešení, nýbrž jako odhad, jehož přesnost závisí na rozsahu a přesnosti poskytnutých informací.

Úlohu dimenzování energetického systému lze dekomponovat na řešení dvou dílčích problémů, jak naznačuje obrázek 4.5, a to řízení komponent energetického systému a vlastní dimenzování, dále též nadřazenou a podřazenou optimalizační úlohu. Obecně lze konstatovat, že neexistuje jeden správný přístup k řešení diskutovaného problému. Výběr vhodného přístupu záleží na požadavcích kladených na očekávaný výstup a je v každém případě úlohou hledání kompromisu mezi výpočetní náročností a požadavkem na přesnost popisu řízení energetického systému.

4.2.1 Kriteriaální funkce

Kriteriaální funkce reflektuje cíl optimalizace. Jako i v případě této práce je v dostupné literatuře cílem obvykle ekonomicky optimální dimenzování energetických systémů (například [48], či [49]). Dalším typově odlišným kritériem může být minimalizace vyprodukovaných emisí či jiného kritéria. Možností je také vícekritériační optimalizace. Ta se v literatuře vyskytuje často v kombinaci minimalizace ročních výrobních nákladů a emisí (například [50], [51], [52]) či ročních výrobních nákladů a spolehlivosti systému ([53]).

Současně lze také zohlednit několik kritérií najednou. V takovém případě je třeba definovat jednotlivé kriteriaální funkce a řešit úlohu vícekritériační optimalizace. Příkladem metodologie pro řešení těchto úloh je cílové programování.

4.2.2 Řízení komponent energetického systému

K tomu, aby bylo možné energetický systém dimenzovat, je zapotřebí definovat jeho chování při současném splnění řady omezujících podmínek.

Jedním z možných přístupů je lineární, či smíšené celočíselné lineární programování (dále jen *MILP*). Při volbě tohoto přístupu je třeba provést taková zjednodušení, aby systém bylo možné popsat soustavou lineárních rovnic. Tento přístup popisuje například [47], [54] či [55]. Výhodou metodiky je, že použitý matematický aparát je dobře popsán a z pohledu dostupnosti knihoven má širokou podporu napříč různými programovacími jazyky. Proměnnými optimalizační úlohy jsou v uvedeném případě neznámé výkony v daném časovém okamžiku.

Dalším možným přístupem je řízení systému rozhodovacím diagramem. Aplikaci tohoto přístupu lze nalézt například v [56], [57], [58], [59] či [60]. Předností zmíněného přístupu je možnost velmi podrobně popsat chování reálného systému včetně popisu například nelineárních aspektů systému. Nevýhodou je rychle rostoucí počet stavů s rostoucím počtem komponent, jak shodně uvádí [48, str. 16].

Oba přístupy popisují chování systému, avšak zjednodušeně lze konstatovat, že zatímco řízení systému rozhodovacím schématem je přesně určeno definovanými stavy, přístup pomocí lineární optimalizace omezujícími podmínkami definuje, v jakých mezích se jednotlivé komponenty systému mohou pohybovat, a konkrétní výsledné řešení je za předpokladu existence nalezeno tak, aby nejlépe vyhovovalo příslušné kriteriaální funkci.

4.2.3 Dimenzování komponent energetického systému

K řešení nadřazené optimalizační úlohy lze přistoupit několika způsoby, z nichž nejčastěji se v literatuře vyskytují iterační přístup, řešení úlohy pomocí lineárního programování a řešení úlohy metaheuristickými algoritmy. Detailní přehled metod nabízí [61].

Přístup k řešení jak úlohy řízení, tak úlohy dimenzování energetického systému metodami lineárního programování, spočívá ve sjednocení obou zmíněných úloh v jednu. Tím vzniká soustava lineárních rovnic, kdy proměnnými řešeného problému jsou současně výkony jednotlivých

komponent v každém uvažovaném časovém okamžiku a dimenze jednotlivých komponent energetického systému. Přednosti uvedeného postupu se shodují s aplikací v případě řízení komponent energetického systému. Tento přístup popisuje například [62].

Příklad aplikace iterační metody lze nalézt například v [57]. Nevýhodou iteračních metod je nutnost sestavit vývojový diagram podobný metodice řízení energetického systému stavovým schématem. Stejně jako v analogickém případě se rozsah vývojového diagramu zvětšuje s počtem komponent uvažovaných v energetickém systému.

Nejčastěji se v literatuře lze setkat s řešením nadřazené optimalizační úlohy metaheuristickými metodami, které zahrnují genetické a hejnové algoritmy. [61, str. 752]

4.2.4 Monte Carlo simulace

Jako možné řešení problému nejistot vstupních veličin modelu se nabízí simulace Monte Carlo. Metoda spočívá v analýze datasetů vstupních náhodných veličin, na jejímž základě je každá vstupní veličina popsána souborem odpovídajících statistických rozdělání. Z těchto rozdělání je možné opakovaně vygenerovat náhodné datasety vstupních veličin, které poslouží jako vstupy jednotlivých simulací. Simulací se v tomto kontextu rozumí běh úlohy řízení nebo dimenzování energetického systému s vygenerovanými datasety vstupních veličin. Provedením dostatečného množství simulací, řádově tisíce či desítky tisíc, je možné výsledky podrobit vyhodnocení očekávané hodnoty a rozptylu. ([63, str. 321], [47, str. 9])

Mimo uvedeného má metoda celou řadu dalších uplatnění, například v oblasti numerické integrace, analýzy rizika ve finančním managementu a další.

Monte Carlo simulaci je možné v rámci modelu použít u nadřazené i podřazené optimalizační úlohy. V prvním případě je prostřednictvím metody možné zkoumat robustnost řešení úlohy dimenzování, respektive střední hodnotu a rozptyl řešení jednotlivých proměnných opakovanou evaluací. V pořadí druhý přístup může nalézt využití pro zkoumání vlivu nedeterministických vstupních veličin na řízení systému jak popisuje [47] či potenciálně i jako součást systému prediktivního řízení, kdy se na základě okamžitých a historických dat řídicí systém vyhodnocuje budoucí chování energetického systému, jak popisuje například [64].

Simulaci je možné provést přes všechny stochastické vstupy, nebo pouze přes vybrané. Aktuálně je model připraven pro testování dat vůči normálnímu rozdělení. Obecně lze model jednoduše upravit a provádět důkladnější statistickou analýzu, například formou testování vůči různým rozděláním dle charakteru dat. Shodný přístup volí například [47]. V případě zamítnutí nulové hypotézy jsou dle doporučení externího konzultanta data generována z rovnoměrného rozdělení s parametry popisných statistik zdrojového datasetu.

Funkce rozdělení hustoty pravděpodobnosti normálního rozdělení náhodné veličiny X s parametry μ a σ^2 je dle [65, str. 98] definována vztahem:

$$\phi(x) = \frac{1}{\sigma \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}} \cdot e^{-\frac{1}{2} \cdot \left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2}, \quad (4.3)$$

kde μ je střední hodnota a σ^2 rozptyl.

Testovací hypotézy:

- H_0 : Data mají normální rozdělení
- H_1 : Data nemají normální rozdělení

Pro testování normality se využívá Shapirov-Wilkův test normality. Nulová hypotéza se nezamítá, je-li $p > \alpha$. [65, str. 138] Hladina významnosti je ve všech případech volena shodně $\alpha = 0,05$.

Testovací statistika SW Shapirova-Wilkova testu je dle [65, str. 152] určena vztahem:

$$SW = \frac{\sum_{i=1}^g a_i^{(f)} \cdot (X_{(f-i+1)} - X_{(i)})^2}{\sum_{i=1}^g (X_{(i)} - \bar{X})^2}, \quad (4.4)$$

kde $a_i^{(f)}$ jsou tabelované koeficienty, $X_{(i)}$ jsou hodnoty náhodného výběru uspořádané dle velikosti vzestupně a \bar{X} je výběrová střední hodnota. Pro sudá f je g definováno vztahem $g = \frac{f}{2}$ a pro lichá $g = \frac{f-1}{2}$. [65, str. 137, 138]

Pro přípravu podkladů příslušné funkce v programu je využita funkce převzatá z [66].

4.3 Odvození kritériální funkce

Anuita, jako převrácená hodnota zásobitele je definována vztahem 4.5.

$$a(q, T_z) = z^{-1}(q, T_z) = \frac{q^{T_z} \cdot (q - 1)}{q^{T_z} - 1}, \quad (4.5)$$

kde a je funkce anuita, T_z je doba životnosti projektu, z je funkce zásobitel a q je diskontní činitel definovaný vztahem:

$$q = 1 + r, \quad (4.6)$$

kde r je diskontní míra.

Ekonomická efektivnost investice pro j -tou komponentu energetického systému vychází ze vztahu pro čistou současnou hodnotu, které lze definovat vztahem 4.7.

$$NPV_j = \sum_{t=1}^{T_{z_j}} \frac{CF_{t_j}}{(1+r)^t} - (N_{inv_j} + N_{lik_j}) = z_j(q, T_{z_j}) \cdot CF_j - (N_{inv_j} + N_{lik_j}), \quad (4.7)$$

kde NPV_j je čistá současná hodnota j -té investice, kterou se rozumí investice do dílčího zařízení energetického systému, T_{z_j} je doba životnosti j -tého zařízení, CF_{t_j} je hotovostní tok j -té investice v roce t , N_{inv_j} jsou investiční výdaje na nákup j -tého zařízení a N_{lik_j} jsou diskontované výdaje na likvidaci j -tého zařízení.

Současná hodnota budoucích hotovostních toků plynoucích z j -té investice odpovídá investičním výdajům právě tehdy, když platí podmínka 4.8.

$$NPV_j \stackrel{!}{=} 0 \quad (4.8)$$

Za předpokladu platnosti podmínky 4.8 lze vztah 4.7 přepsat do tvaru 4.9.

$$CF_j = (N_{inv_j} + N_{lik_j}) \cdot z_j^{-1}(q, T_{z_j}) = (N_{inv_j} + N_{lik_j}) \cdot a(q, T_{z_j}) \quad (4.9)$$

Vztah 4.9 lze dále rozepsat ve tvaru 4.10 popisující strukturu hotovostního toku CF_j .

$$(V_j - N_j) \cdot (1 - \tau) + N_{odp_j} - U_j = \\ (V_j - (N_{pro_j} + N_{odp_j} + N_{uro_j} + N_{pal_j} + N_{emi_j})) \cdot (1 - \tau) + N_{odp_j} - U_j, \quad (4.10)$$

kde V_j jsou celkové výnosy, které v uvedeném případě odpovídají příjmům, a N_j jsou celkové náklady, τ daň z příjmu, N_{odp_j} odpisy, N_{pro_j} celkové provozní náklady odpovídající výdajům, N_{uro_j} úroky plynoucí z bankovních půjček, N_{emi_j} náklady na nákup emisních povolenek U_j úmor

bankovního úvěru j -té investice. Provozní výdaje lze dále dekomponovat na stálé a proměnné N_{prost_j} a N_{propr_j} dle vztahu:

$$N_{pro_j} = N_{prost_j} + N_{propr_j} \quad (4.11)$$

Vztahy 4.9 a 4.10 lze sjednotit do výrazu 4.12.

$$V_j = \frac{(N_{inv_j} + N_{lik_j}) \cdot a(q, T_{z_j}) - N_{odp_j} + U_j}{(1 - \tau)} + (N_{pro_j} + N_{odp_j} + N_{uro_j} + N_{pal_j} + N_{emi_j}) \quad (4.12)$$

Na základě předpokladů uvedených v podkapitole 5.4 a podmínky 4.8 lze vztah 4.12 zjednodušit do tvaru 4.13.

$$V_j = \bar{N}_j = N_{inv_j} \cdot a(q, T_{z_j}) + N_{pro_j} + N_{pal_j} \quad (4.13)$$

Náklady vstupují do optimalizace s kladným znaménkem, a tudíž je cílem optimalizace minimalizovat celkové průměrné výrobní náklady za optimalizační období. Kriteriační funkce optimalizačního modelu, jehož matematickou formulaci lze nalézt v podkapitole 4.14, vychází ze vztahu 4.14.

$$\bar{N} = \sum_{j=1}^n \bar{N}_j \stackrel{!}{=} \min, \quad (4.14)$$

kde \bar{N} jsou celkové průměrné výrobní náklady za optimalizační období.

4.4 Použité metody optimalizace

Metaheuristické metody optimalizace lze dle [61, str. 752] rozdělit na algoritmy inspirované přírodou a algoritmy inspirované organismy, které dále zahrnují algoritmy založené na hejnové inteligenci a ostatní. Z každé z popsaných kategorií metaheuristických optimalizačních algoritmů je vybrán jeden, a to tak, aby co nejlépe vyhovoval požadavkům kladeným na řešení diskutovaného problému. Konkrétními požadavky jsou vhodnost pro hledání globální optima rozsáhlých problémů a rychlost konvergence. Posledním kritériem je principiální odlišnost, která je způsobem volby zajištěna.

Vhodnost vybraných algoritmů k řešení předmětného problému lze také podložit zastoupením pro řešení shodného, či analogického problému v dostupné literatuře, kde vybrané algoritmy autoři volí nejčastěji. [61, str. 752]

4.5 Porovnání efektivity optimalizačních algoritmů

Pro jednotlivé optimalizační algoritmy se dále využívají zkratky *MPSO* (z angl. *Modified Particle Swarm Optimization*) pro modifikovanou metodu optimalizace hejnem částic, *DE* (z angl. *Differential Evolution*) pro algoritmus diferenciální evoluce a *SA* (z angl. *Simulated Annealing*) pro algoritmus simulovaného žíhání. Metoda *MPSO* není programem Wolfram Mathematica nativně podporovaná. Implementace byla realizována úpravou demonstračního projektu [67], který názorně ilustruje využití algoritmu optimalizace hejnem částic pro řešení 2D problémů, a upravena dle [68, str. 753] na modifikovanou metodu optimalizace hejnem částic.

Změnou parametrů je možné pro příslušné metody dosáhnout lepších či horších výsledků. Uváděné parametry jsou voleny tak, aby co nejlépe umožňovaly vzájemné porovnání metod. Všechny optimalizační algoritmy uvažují shodně 30 jedinců v každé iteraci, následné zpracování,

které umožňuje dohledání lokálního minima doplňkovými metodami, je vypnuto, neboť MPSO není součástí nativně použitelných metod, a tudíž by případně výsledky vzhledem ke zmíněné konkurenční výhodě nemusely být srovnatelné. Parametry MPSO jsou voleny dle [68, str. 753].

Technická a ekonomická data použitá pro experiment demonstrující výpočetní náročnost se shodují s daty použitými v případové studii. Výpočty jsou prováděny na notebooku HP s procesorem i5-9300H, 8 GB operační paměti, operačním systémem Windows 10 Home v programu Wolfram Mathematica 12.1.

V následujících pododdílech je uvedeno srovnání uvažovaných optimalizačních metod pro řízení systému stavovým schématem a $n_0 = 2190$, penalizační konstantu $p_k = 10\,000$ Kč a 50 iterací po čtvrtletích Q .

Na základě výsledků realizovaných experimentů lze potvrdit, že pokud je stěžejním hlediskem čas, a tudíž je třeba nalézt dobré řešení v krátkém čase, pak je algoritmus MPSO velmi vhodným pro řešení tohoto druhu problému. Nevýhodou je nutnost přípravy bariérové funkce. V případech, kdy čas či dostupný výpočetní výkon není rozhodujícím kritériem, se ze zkoumaných jeví jako nejvhodnější metoda diferenciální evoluce.

4.5.1 Řízení energetického systému stavovým schématem

Z tabulky 4.1 je zřejmé, že nejlepších výsledků, téměř ve všech případech, avšak nikoli v nejkratším čase, dosahuje metoda DE. V jednom za čtyř případů nachází lepší hodnotu kritériální funkce algoritmus MPSO. Současně si v případě MPSO lze všimnout odlehle hodnoty v posledním čtvrtletí. Na základě reevaluace lze potvrdit, že běh algoritmu v posledním čtvrtletí se reálně pohybuje v rozmezí 02 : 20 : 00 – 02 : 40 : 00. Příčinou odlehleho pozorování je pravděpodobně automatické spuštění instalace aktualizací operačního systému. Řada jako celek však reevaluována nebyla, a tudíž je v zájmu zachování konzistence řady experiment zachován.

| | DE | | MPSO | | SA | |
|----|----------------------|------------------|----------------------|------------------|----------------------|------------------|
| | t [s] ¹ | \bar{N}_p [Kč] | t [s] ¹ | \bar{N}_p [Kč] | t [s] ¹ | \bar{N}_p [Kč] |
| Q1 | 03:27:39 | 1 611 939 | 02:48:05 | 1 634 370 | 06:50:19 | 1 808 133 |
| Q2 | 03:34:00 | 2 569 020 | 02:21:05 | 3 106 419 | 06:06:58 | 3 021 726 |
| Q3 | 03:46:18 | 3 097 422 | 02:35:23 | 3 062 050 | 06:23:09 | 3 394 353 |
| Q4 | 03:36:55 | 4 135 137 | 04:37:35 | 5 048 359 | 06:36:07 | 4 954 666 |

¹ čas je ve formátu hh:mm:ss

Tabulka 4.1: Porovnání optimalizačních algoritmů - stavové schéma
Zdroj: Vlastní zpracování

V tabulce 4.1 je symbolem \bar{N}_p značena hodnota kritériální funkce zahrnující hodnotu penalizační sumy daná vztahem:

$$\bar{N}_p = \bar{N} + p_k \cdot (n_{fs} + n_{skog}), \quad (4.15)$$

kde n_{fs} je počet nesplněných stavů, n_{skog} je počet případů v optimalizačním období, kdy kogenerační jednotka spíná nad limit s_{kogele} .

4.5.2 Řízení energetického systému metodou MILP

Výhodu algoritmu MPSO lze dobře demonstrovat na řízení systému metodami smíšeného celočíselného programování. Z tabulky 4.2 je zřejmé, že ač algoritmus neposkytuje vždy nejlepší řešení,

nalézá až na jednu výjimku velmi konkurenceschopné řešení v čase, který je oproti dalším dvěma metodám nižší v řádu hodin. Charakterem se výsledky jednotlivých metod neliší. Současně je z uvedených hodnot patrné, že s vyšší hodnotou kritériální funkce klesá doba potřebná k vyhodnocení. Popsaný jev je způsoben tím, že pokud řešení úlohy celočíselného lineárního programování neexistuje, program přestává iterovat v rámci hledání řešení příslušného stavu, penalizuje za nesplněný stav a pokračuje o Δt nebo ukončuje výpočet nadřazené optimalizace.

| | DE | | MPSO | | SA | |
|----|----------------------|------------------|----------------------|------------------|----------------------|------------------|
| | t [s] ¹ | \bar{N}_p [Kč] | t [s] ¹ | \bar{N}_p [Kč] | t [s] ¹ | \bar{N}_p [Kč] |
| Q1 | 21:11:44 | 1 268 018 | 11:56:53 | 1 273 138 | 19:26:27 | 1 323 804 |
| Q2 | 12:53:11 | 11 541 927 | 08:16:05 | 11 685 961 | 15:57:51 | 11 571 641 |
| Q3 | 04:03:09 | 20 557 264 | 02:33:49 | 20 555 138 | 04:29:23 | 20 643 114 |
| Q4 | 06:17:50 | 15 319 302 | 05:00:08 | 14 051 899 | 07:51:40 | 6 778 417 |

¹ čas je ve formátu *hh:mm:ss*

Tabulka 4.2: Porovnání optimalizačních algoritmů - MILP
Zdroj: *Vlastní zpracování*

4.6 Metodika tvorby funkce investičních výdajů

Existuje řada způsobů, jak lze k implementaci investičních výdajů do popisovaného modelu přistoupit. Možné přístupy k tvorbě cenové funkce jsou demonstrovány na příkladu investičních výdajů kogenerační jednotky.

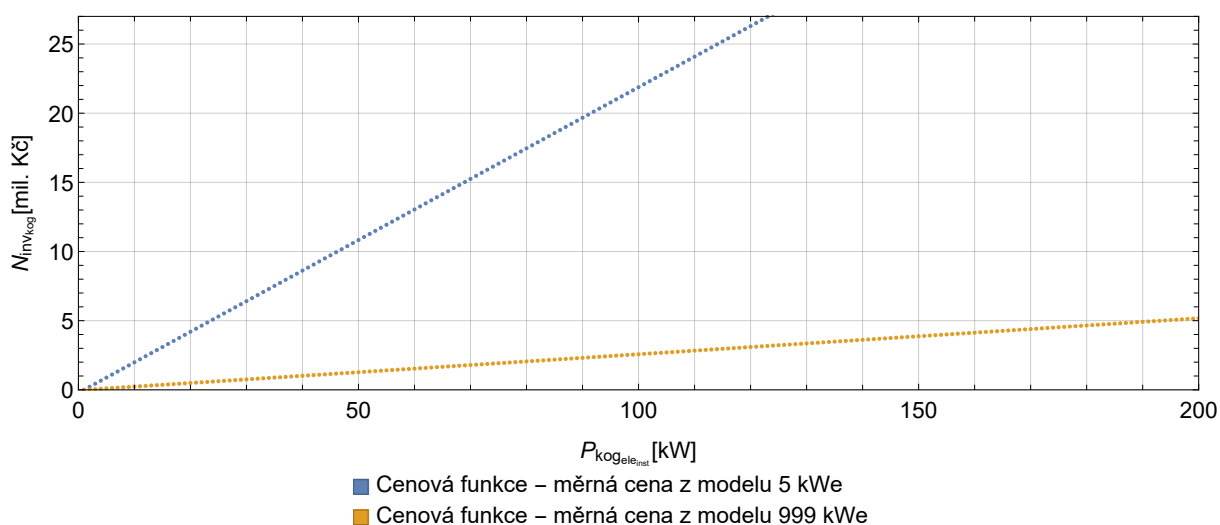
V tabulce 4.3 jsou uvedeny investiční výdaje kogenerační jednotky včetně příslušenství pro příslušné instalované elektrické výkony. Tabulka má pouze ilustrativní charakter. Nejedná se o ceny konkrétních modelů zařízení.

| $P_{kogeleinst}$ [kW_e] | N_{invkog} [Kč] |
|-----------------------------|-------------------|
| 5 | 1 105 000 |
| 10 | 1 235 000 |
| 30 | 1 430 000 |
| 50 | 2 210 000 |
| 70 | 2 730 000 |
| 999 | 26 000 000 |

Tabulka 4.3: Příklad investičních výdajů vstupujících do modelu
Zdroj: *Vlastní zpracování*

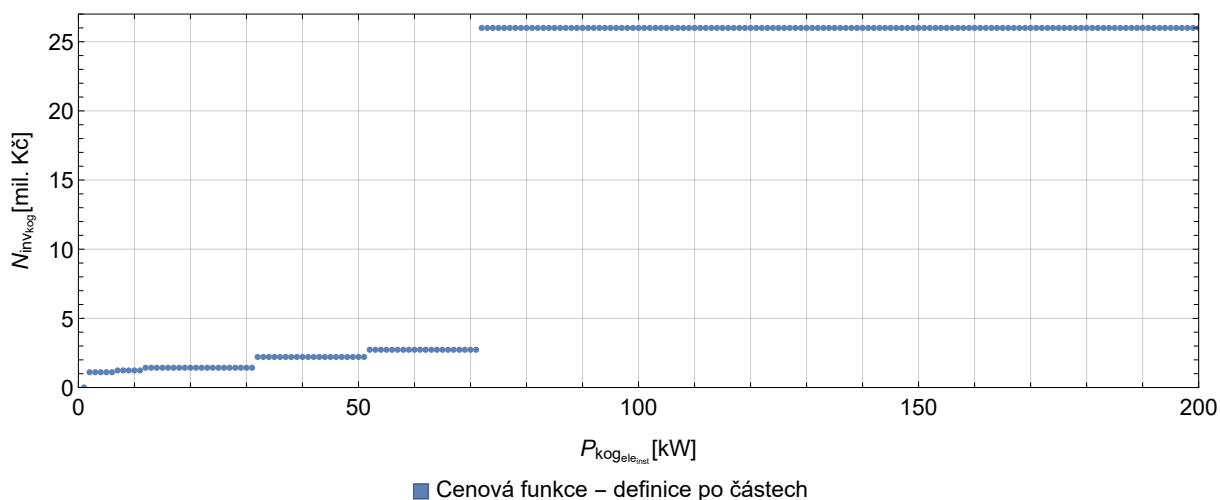
Jako nejjednodušší varianta se nabízí použití měrné ceny pro každou komponentu energetického systému. Bez dalších úprav se tento přístup jeví jako nepraktický z pohledu optimalizace, jejímž výsledkem může být například instalovaný výkon kogenerační jednotky 313,212 kW_e . Výrobce nemusí být schopen dodat zařízení o instalovaném výkonu s požadovanou přesností, nebo by to znamenalo významný nárůst ceny zařízení. Tudíž je naopak třeba přizpůsobit výstupní výkon optimalizace nabídce zařízení dostupných na trhu, respektive zařízení, která jsou předmětem ekonomického vstupu optimalizace. Současně lze předpokládat, že měrná cena kogenerační jednotky se bude lišit, pokud bude odvozena od kogenerační jednotky s instalovaným výkonem 10 kW_e a 999 kW_e (viz obrázek 4.2). Z uvedeného lze dovozovat, že uvedený přístup není správný,

neboť předpokládá shodnou lineární závislost investičních výdajů pro všechny uvažované vstupní instalované výkony, a tudíž výsledek silně závisí na tom, z jakých údajů je měrná cena sestavena.



Obrázek 4.2: Cenová funkce definovaná na základě měrných cen
Zdroj: Vlastní zpracování

Intuitivní přístup, který řeší problém výrobní nerealizovatelnosti, spočívá v definování cenové funkce po částech, kdy investiční výdaje na porřízení zařízení, jehož instalovaný výkon je výstupem optimalizace, odpovídají modelu se shodným nebo nejbližším vyšším instalovaným výkonem, které je v ekonomických vstupech uvažováno. Například pro uvažovaný instalovaný výkon kogenerační jednotky 313,212 kW_e cenová funkce vrací investiční výdaje pro kogenerační jednotku s instalovaným výkonem 999 kW_e (viz obrázek 4.3). Tento přístup je však také zřejmě nepraktický, neboť racionální investor by si jistě položil otázku, zda by za předpokladu technické realizovatelnosti nebylo výhodnější zakoupit například 3 × 100 kW_e a 1 × 50 kW_e. Další úskalí lze demonstrovat na příkladu, kdy by nejbližší vyšší uvažovaný instalovaný výkon kogenerační jednotky v ekonomických vstupech včetně odpovídající ceny nebyl 999 kW_e, ale například 1 500 kW_e.



Obrázek 4.3: Cenová funkce definovaná po částech
Zdroj: Vlastní zpracování

Metodika tvorby dále popsaných cenových funkcí vychází ze známé úlohy celočíselného lineárního programování *Problém batohu* (orig. *Knapsack problem*). Problém je dle [69, str. 1620] formulován takto:

$$\begin{aligned} \sum_{k=1}^m u_k \cdot y_k &\stackrel{!}{=} \max \\ \sum_{k=1}^m w_k \cdot y_k &\leq W, \end{aligned} \quad (4.16)$$

$$\forall k \in \{1, \dots, m\}, \forall u_k \geq 0, \forall y_k \in \{0, 1\}, \forall w_k > 0, W > 0$$

kde m je počet věcí, které lze do batohu sbalit, u_k je utilita k -té položky, y_k je binární proměnná reprezentující, zda je, či není k -tá položka sbalena do batohu, w_k hmotnost k -té položky a W maximální zatížitelnost batohu. Cílem původní úlohy je maximalizovat užitek položek vložených do batohu.

Uvedenou úlohu lze intuitivně přeformulovat do tvaru 4.17. Cílem aktualizované úlohy je nalézt takovou lineární kombinaci zadaných vstupních nominálních výkonů a kapacit P_k a počtů zařízení příslušného modelu n_k , která právě odpovídá hledanému výkonu či instalované kapacitě P_o a současně odpovídající související investiční výdaje jsou minimální.

$$\begin{aligned} \sum_{k=1}^m c_k \cdot n_k &\stackrel{!}{=} \min \\ \sum_{k=1}^m P_k \cdot n_k &= P_o, \end{aligned} \quad (4.17)$$

$$\forall k \in \{1, \dots, m\}, \forall n_k \in \mathbb{N}_0, \forall c_k \in \mathbb{N}, \forall P_k \in \mathbb{N}, P_o \in \mathbb{N},$$

kde m je počet konkrétních modelů komponenty energetického systému stejného druhu vstupujících do optimalizace, P_k je nominální výkon, respektive kapacita k -tého modelu zařízení stejného druhu a P_o je instalovaný výkon či kapacita vstupující z nadřazené optimalizační úlohy. Proměnná c_k je cena k -tého modelu zařízení stejného druhu a n_k je počet zařízení příslušného modelu.

Výhoda narhovaného přístupu (mimo zpřesnění cenové funkce) spočívá v redukci složitosti, a tudíž i výpočetní náročnosti nadřazené optimalizace. Ke snížení výpočetní náročnosti dochází v důsledku snížení počtu proměnných přibližně o polovinu. Další výhodou je, že je model plně přizpůsoben typickému zadavateli, který může zvolit konkrétní modely zařízení s odpovídajícími investičními výdaji, a výstupem optimalizace jsou mimo jiné počty konkrétních komponent.

■ 4.6.1 Cenová funkce pro komponenty umožňující použití různých modelů

Úskalí řešení problému 4.17 spočívá v tom, že řešení uvedeného problému celočíselného programování nemusí pro různá P_o existovat. Proto je třeba zavést uvolnění omezující podmínky.

Cenová funkce investičních výdajů j -té komponenty energetického systému je dána řešením

suboptimalizační úlohy 4.18.

$$c_j(P_o) = \sum_{k=1}^m c_k \cdot n_k \stackrel{!}{=} \min$$

$$\sum_{k=1}^m P_k \cdot n_k \geq P_o,$$

(4.18)

$$\sum_{k=1}^m P_k \cdot n_k \leq \max\left\{P_1 \cdot \left\lceil \frac{P_o}{P_1} \right\rceil, \dots, P_m \cdot \left\lceil \frac{P_o}{P_m} \right\rceil\right\},$$

$$\forall k \in \{1, \dots, m\}, \forall n_k \in \mathbb{N}_0, \forall c_k \in \mathbb{N}, \forall P_k \in \mathbb{N}, P_o \in \mathbb{N}$$

4.6.2 Funkce investičních výdajů pro komponenty vyžadující použití shodného modelu

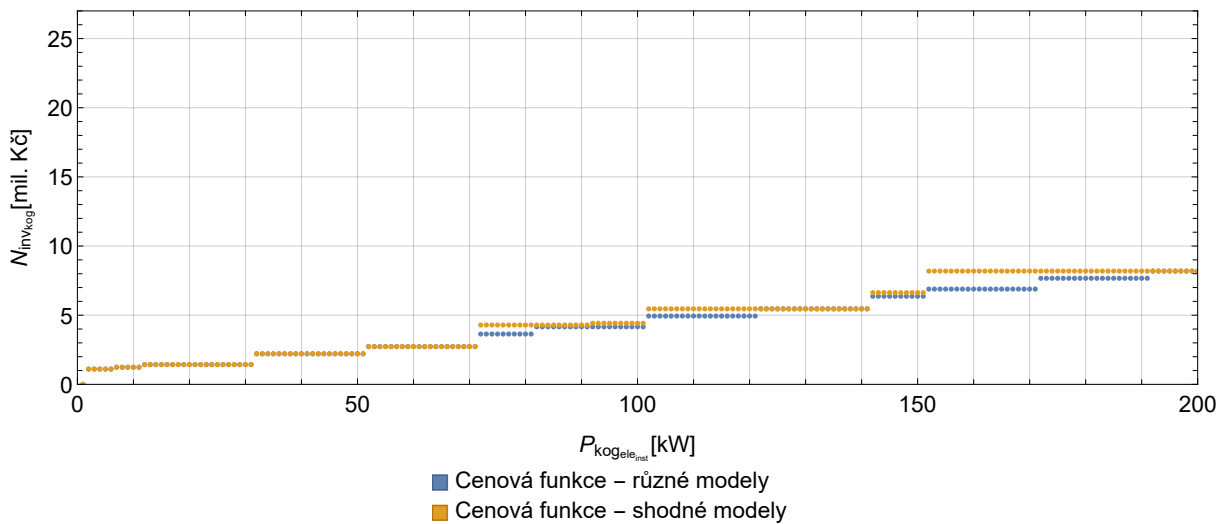
Diagonalizací počtu komponent jednotlivých modelů ve výše uvedeném problému lze získat cenovou funkci, která hledá minimální investiční výdaje subsystému, složeného pouze ze shodného modelu příslušné komponenty. Takto vytvořená cenová funkce je vhodná například pro bateriový systém, který musí být složen z modulů o shodných technických parametrech. Úlohu pak lze přepsat do tvaru:

$$c_j(P_o) = \min\left\{c_1 \cdot \left\lceil \frac{P_o}{P_1} \right\rceil, \dots, c_m \cdot \left\lceil \frac{P_o}{P_m} \right\rceil\right\},$$

(4.19)

$$\forall k \in \{1, \dots, m\}, \forall c_k \in \mathbb{N}, \forall P_k \in \mathbb{N}, P_o \in \mathbb{N}$$

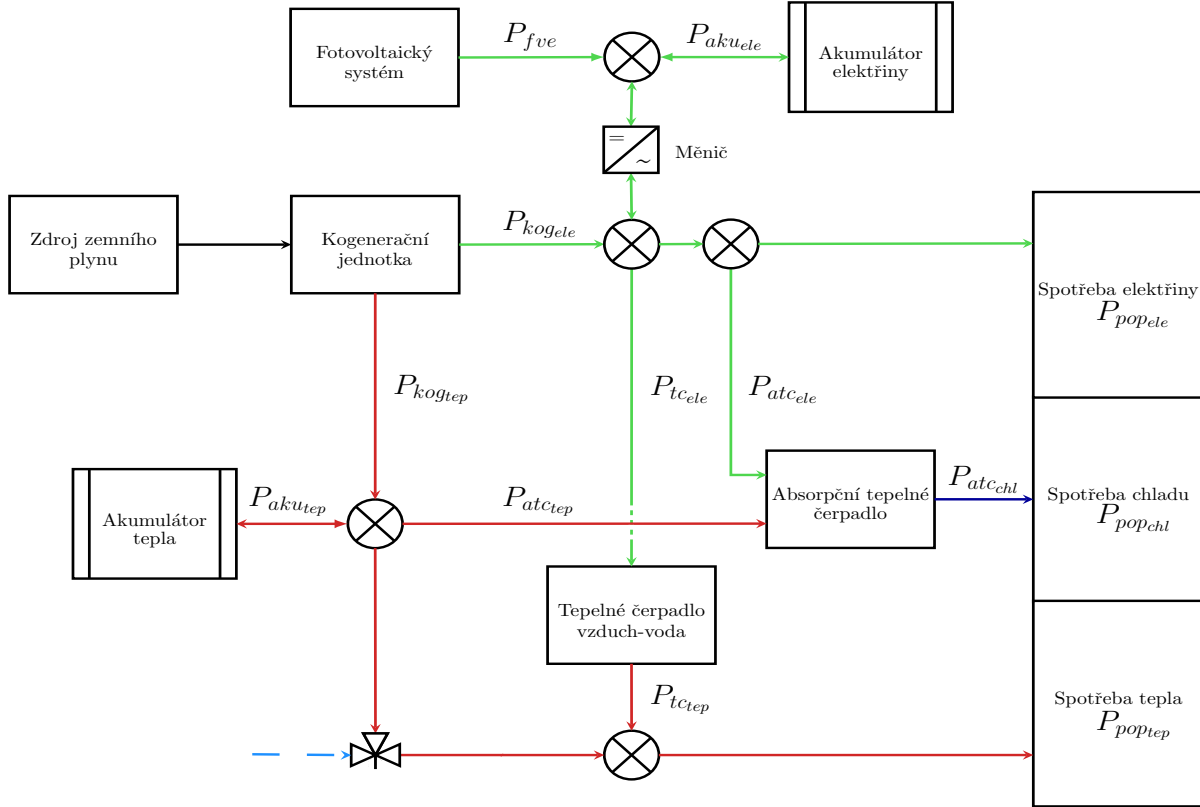
Lze si všimnout, že uvedený postup je v podstatě analogií kombinace dvou přístupů zmíněných v úvodu této podkapitoly.



Obrázek 4.4: Porovnání funkcí investičních výdajů dle narhovaných přístupů
Zdroj: Vlastní zpracování

4.6.3 Výkonové bilance

Základním požadavkem pro dimenzování energetických systémů je zajištění výkonové bilance v každém okamžiku optimalizace. Všechny výkonové bilance se automaticky upravují pro zvolenou konfiguraci energetického systému.



Obrázek 4.5: Bilanční schéma energetického systému
Zdroj: Převezato z [54, str. 134] a upraveno

Výkonové bilanční rovnice vychází ze schématu energetického systému uvedeného na obrázku 4.5. Na schématu je naznačen tok elektrické energie zelenou barvou, tok tepelné energie červenou barvou a tok chladu barvou fialovou.

Bilanční rovnici pro elektrický výkon stanoví vztah:

$$P_{kog_{ele}}(t) + P_{fve}(t) \pm P_{aku_{ele}}(t) = P_{tc_{ele}}(t) + P_{atc_{ele}}(t) + P_{pop_{ele}}(t), \quad (4.20)$$

kde na straně výroby jsou $P_{kog_{ele}}(t)$, $P_{fve}(t)$ okamžité elektrické výkony kogenerační jednotky a fotovoltaického systému. Na straně spotřeby jsou $P_{tc_{ele}}(t)$ a $P_{atc_{ele}}(t)$ okamžité elektrické příkony tepelného čerpadla vzduch-voda a absorpčního tepelného čerpadla a $P_{pop_{ele}}(t)$ je okamžitý požadovaný elektrický výkon. Okamžitý výkon akumulátoru elektřiny $P_{aku_{ele}}(t)$ může být dle aktuálního statutu na straně výroby i na straně spotřeby. Uvedené výkony fotovoltaického systému a akumulátoru elektřiny jsou implicitně uvažovány na střídavé výkonové sběrnici, tedy na výstupu měniče.

Bilanční rovnici pro tepelný výkon stanoví vztah:

$$P_{kog_{tep}}(t) \pm P_{aku_{tep}}(t) + P_{tc_{tep}}(t) = P_{atc_{tep}}(t) + P_{pop_{tep}}(t), \quad (4.21)$$

kde na straně výroby jsou $P_{kog_{tep}}(t)$, $P_{tc_{tep}}(t)$ okamžité tepelné výkony kogenerační jednotky a tepelného čerpadla vzduch-voda. Na straně spotřeby je $P_{atc_{tep}}(t)$ okamžitý tepelný příkon nepřímo

vytápěného absorpčního tepelného čerpadla a $P_{pop_{tep}}(t)$ je okamžitý požadovaný tepelný výkon. Okamžitý výkon akumulátoru tepla $P_{aku_{tep}}(t)$ může být dle aktuálního statutu na straně výroby i na straně spotřeby.

Bilanční rovnici pro chladicí výkon stanoví vztah:

$$P_{at_{chl}}(t) = P_{pop_{chl}}(t), \quad (4.22)$$

kde $P_{at_{chl}}(t)$ je okamžitý chladicí výkon absorpčního tepelného čerpadla a $P_{pop_{chl}}(t)$ je okamžitý požadovaný chladicí výkon.

V tepelné části schématu je pro zajištění kontinuity teplotního spádu otopné soustavy naznačen trojcestný směšovací ventil. Zde se voda z kogenerační jednotky, respektive akumulátoru tepla, mísí s vodou z vratné větve otopné soustavy, která je naznačena modrou přerušovanou čarou. Tím je voda upravena na odběrové parametry. Tato úprava také umožňuje připojení tepelného čerpadla vzduch-voda.

Na základě uvedeného je třeba formálně zavést podmínku 4.23.

$$P_{kog_{tep}}(t) \pm P_{aku_{tep}}(t) - P_{at_{tep}}(t) \geq 0 \quad (4.23)$$

4.7 Model kogenerační jednotky

Relativní výkon kogenerační jednotky $P_{kog_{ele_{rel}}}(t)$ je určen z okamžitého elektrického výkonu a instalovaného elektrického výkonu $P_{kog_{ele_{inst}}}$ zařízení dle vztahu 4.24.

$$P_{kog_{ele_{rel}}}(t) = \frac{P_{kog_{ele}}(t)}{P_{kog_{ele_{inst}}}} \quad (4.24)$$

Model kogenerační jednotky respektuje v případě řízení systému stavovým schématem nelineární závislost tepelné účinnosti $\eta_{kog_{tep}}$ a elektrické účinnosti $\eta_{kog_{ele}}$ na relativním výkonu kogenerační jednotky. Funkční závislost lze v programu zadat přímo ve tvaru polynomu, případně několika body, které program automaticky aproximuje metodou nejmenších čtverců polynomem příslušného stupně. Vztah mezi elektrickým a tepelným výkonem $P_{kog_{tep}}(t)$ je popsán vztahem 4.25.

$$P_{kog_{tep}}(t) = \frac{P_{kog_{ele}}(t) \cdot \eta_{kog_{tep}}(P_{kog_{ele_{rel}}}(t))}{\eta_{kog_{ele}}(P_{kog_{ele_{rel}}}(t))} \quad (4.25)$$

Životnost kogenerační jednotky $T_{z_{kog}}$ je určena z reálné doby, kdy je kogenerační jednotka v příslušném scénáři v provozu za rok s ohledem na zadanou maximální provozní dobu do generální opravy $T_{g_{kog}}$ a z maximální očekávané doby životnosti $T_{z_{kog_{max}}}$. Počet provozních period kogenerační jednotky $T_{pro_{kog}}(t)$ od počátku optimalizace t_0 je dán vztahem 4.26.

$$T_{pro_{kog}}(t) \begin{cases} T_{pro_{kog}}(t_{i-1}) + 1 & P_{kog_{ele}}(t) > 0 \\ T_{pro_{kog}}(t_{i-1}) & P_{kog_{ele}}(t) = 0 \end{cases} \quad (4.26)$$

Doba životnosti respektující reálný provoz kogenerační jednotky je určena ze vztahu 4.27 zjednodušeného pro $T_o = 1$ rok.

$$T_{pro_{kog}} = \frac{T_{g_{kog}}}{T_{pro_{kog}}(t) \cdot \Delta t} \Leftrightarrow T_{pro_{kog}}(t_{i-1}) \cdot \Delta t < T_{g_{kog}} \wedge T_{pro_{kog}}(t) \cdot \Delta t \geq T_{g_{kog}} \quad (4.27)$$

Výsledná doba životnosti je určena dle vztahu 4.28, jako minimum z předpokládané doby životnosti a vypočítané doby životnosti v daném scénáři.

$$T_{zkog} = \min\{T_{zkogmax}, T_{prokog}\} \quad (4.28)$$

Pro zajištění maximální životnosti kogenerační jednotky program současně umožňuje parametrem s_{kogmax} zvolit maximální počet startů kogenerační jednotky za den.

Dále program umožňuje zvolit minimální a maximální využití kogenerační jednotky za dané optimalizační období.

$$T_{prokogmin} \leq T_{prokog} \leq T_{prokogmax} \quad (4.29)$$

Maximální a minimální elektrický výkon kogenerační jednotky $P_{kogelemin}$ a $P_{kogelemax}$ je určen dle vztahů 4.30 a 4.31.

$$P_{kogelemax} = P_{kogeleinst}, \quad (4.30)$$

$$P_{kogelemin} = P_{kogelemax} \cdot P_{kogmez12}, \quad (4.31)$$

kde $P_{kogmez12}$ je relativně vyjádřená mez pro sepnutí kogenerační jednotky. Omezení je zavedeno proto, aby kogenerační jednotka nespínala při příliš nízkém relativním výkonu. Toto omezení plyne přímo z technické specifikace výrobce na provoz kogenerační jednotky [14].

Okamžitý elektrický výkon kogenerační jednotky je omezen dle vztahu 4.32.

$$P_{kogelemin} \leq P_{kogele}(t) \leq P_{kogelemax} \vee P_{kogele}(t) = 0 \quad (4.32)$$

Investiční výdaje na pořízení kogenerační jednotky N_{invkog} jsou dány funkcí investičních výdajů c_{kogele} dle vztahu 4.33.

$$N_{invkog} = c_{kogele}(P_{kogeleinst}) \quad (4.33)$$

Okamžitá spotřeba zemního plynu $\epsilon_{kog}(t)$ je dána vztahem 4.34.

$$\epsilon_{kog}(t) = \epsilon_{kogrel}(P_{kogelerel}(t)) \cdot P_{kogele}(t) \cdot \frac{\epsilon_{kogref}}{P_{kogeleref}}, \quad (4.34)$$

kde ϵ_{kogrel} je relativní spotřeba zemního plynu, ϵ_{kogref} je spotřeba zemního plynu referenční jednotky při maximálním elektrickém výkonu a $P_{kogeleref}$ je maximální elektrický výkon referenční jednotky. Provozní palivové náklady kogenerační jednotky N_{palkog} jsou dány vztahem 4.35.

$$N_{palkog} = \sum_{i=1}^{n_o} \epsilon_{kog}(t_i) \cdot c_{ZP} \cdot \Delta t, \quad (4.35)$$

kde c_{ZP} je očekávaná cena zemního plynu.

Provozní proměnné náklady na opravu a údržbu kogenerační jednotky $N_{proprkog}$ jsou dány vztahem 4.36.

$$N_{proprkog} = \sum_{i=1}^{n_o} P_{kogele}(t_i) \cdot n_{prkog} \cdot \Delta t, \quad (4.36)$$

kde n_{prkog} jsou provozní proměnné náklady kogenerační jednotky. Stálé roční náklady na provoz zařízení nejsou uvažovány. Zjednodušení je zavedeno na základě doporučení externího konzultanta.

Průměrné roční výrobní náklady kogenerační jednotky \bar{N}_{kog} jsou dány vztahem 4.37.

$$\bar{N}_{kog} = N_{invkog} \cdot a(q, T_{zkog}) + N_{palkog} + N_{proprkog} \quad (4.37)$$

Přehled volitelných technických a ekonomických parametrů modelu kogenerační jednotky je uveden v tabulce 4.4.

| Symbol | Popis parametru | Jednotka |
|------------------------|---|-----------------------------|
| $\eta_{kog_{ele}}$ | Elektrická účinnost ¹ | – |
| $\eta_{kog_{tep}}$ | Tepelná účinnost ¹ | – |
| $T_{g_{kog}}$ | Maximální provozní doba do generální opravy | s |
| $T_{z_{kog}}$ | Očekávaná doba životnosti | rok |
| $s_{kog_{max}}$ | Maximální počet startů za den | – |
| $T_{pro_{kog_{min}}}$ | Minimální doba provozu | s |
| $T_{pro_{kog_{max}}}$ | Maximální doba provozu | s |
| $\epsilon_{kog_{rel}}$ | Relativní spotřeba zemního plynu ¹ | – |
| $\epsilon_{kog_{ref}}$ | Spotřeba zemního plynu referenční jednotky ² | $m^3 \cdot s^{-1}$ |
| $P_{kog_{ref}}$ | Maximální elektrický výkon referenční jednotky | W |
| CZP | Očekávaná cena zemního plynu | $K\check{c} \cdot m^{-3}$ |
| $n_{pr_{kog}}$ | Provozní proměnné náklady | $K\check{c} \cdot W s^{-1}$ |

¹ Lze zadat jako parametr nebo jako funkční závislost
² Při maximálním elektrickém výkonu

Tabulka 4.4: Technické a ekonomické parametry kogenerační jednotky
Zdroj: Vlastní zpracování

4.8 Model absorpčního tepelného čerpadla

Relativní chladicí výkon absorpčního tepelného čerpadla $P_{atc_{chl_{rel}}}(t)$ je dán okamžitým chladicím výkonem a instalovaným chladicím výkonem $P_{atc_{chl_{inst}}}$ dle vztahu 4.38.

$$P_{atc_{chl_{rel}}}(t) = \frac{P_{atc_{chl}}(t)}{P_{atc_{chl_{inst}}}} \quad (4.38)$$

Okamžitý elektrický a tepelný příkon absorpčního tepelného čerpadla je popsán vztahy 4.39 a 4.39.

$$P_{atc_{ele}}(t) = \frac{P_{atc_{chl}}(t)}{EER_{atc}}, \quad (4.39)$$

$$P_{atc_{tep}}(t) = \frac{P_{atc_{chl}}(t)}{COP_{atc}}, \quad (4.40)$$

kde EER_{atc} je elektrický faktor a COP_{atc} topný faktor absorpčního tepelného čerpadla, který stanoví poměr mezi chladicím výkonem a tepelným příkonem. Oba faktory je možné zadat jako parametr.

Životnost zařízení na základě provozních period $T_{pro_{atc}}$ je určena shodně s postupem v případě kogenerační jednotky, viz 4.26 a 4.27 dle vztahu:

$$T_{pro_{atc}}(t) \begin{cases} T_{pro_{atc}}(t_{i-1}) + 1 & P_{atc_{chl}}(t) > 0 \\ T_{pro_{atc}}(t_{i-1}) & P_{atc_{chl}}(t) = 0 \end{cases}, \quad (4.41)$$

kde $T_{pro_{atc}}(t)$ je počet period, které je zařízení v chodu od počátku optimalizace t_0 a podmínky 4.42 respektující dobu do generální opravy $T_{g_{atc}}$.

$$T_{pro_{atc}} = \frac{T_{g_{atc}}}{T_{pro_{atc}}(t) \cdot \Delta t} \Leftrightarrow T_{pro_{atc}}(t_{i-1}) \cdot \Delta t < T_{g_{atc}} \wedge T_{pro_{atc}}(t) \cdot \Delta t \geq T_{g_{atc}} \quad (4.42)$$

Výsledná životnost absorpčního tepelného čerpadla $T_{z_{atc}}$ je dána vztahem 4.43.

$$T_{z_{atc}} = \min\{T_{z_{atc_{max}}}, T_{pro_{atc}}\}, \quad (4.43)$$

kde $T_{z_{atc_{max}}}$ je maximální očekávaná životnost zařízení v letech.

Maximální a minimální okamžitý výkon absorpčního tepelného čerpadla, $P_{atc_{chl_{max}}}$ a $P_{atc_{chl_{min}}}$ je určen dle vztahů 4.44 a 4.45.

$$P_{atc_{chl_{max}}} = P_{atc_{chl_{inst}}}, \quad (4.44)$$

$$P_{atc_{chl_{min}}} = 0, \quad (4.45)$$

Chladicí výkon zařízení je omezen dle vztahu 4.46.

$$P_{atc_{chl_{min}}} \leq P_{atc_{chl}}(t) \leq P_{atc_{chl_{max}}} \quad (4.46)$$

Investiční výdaje na pořízení absorpčního tepelného čerpadla $N_{inv_{atc}}$ jsou dány funkcí investičních výdajů c_{atc} dle vztahu 4.47.

$$N_{inv_{atc}} = c_{atc}(P_{atc_{chl_{inst}}}) \quad (4.47)$$

Provozní stálé roční náklady absorpčního tepelného čerpadla $N_{pro_{st_{atc}}}$ jsou dány vztahem 4.48.

$$N_{pro_{st_{atc}}} = N_{inv_{atc}} \cdot n_{st_{atc}}, \quad (4.48)$$

kde $n_{st_{atc}}$ je koeficient stálých ročních nákladů. Proměnné roční náklady na provoz zařízení nejsou uvažovány. Zjednodušení je zavedeno na základě doporučení externího konzultanta.

Průměrné roční výrobní náklady absorpčního tepelného čerpadla \bar{N}_{atc} jsou dány vztahem 4.49.

$$\bar{N}_{atc} = N_{inv_{atc}} \cdot a(q, T_{z_{atc}}) + N_{pro_{st_{atc}}} \quad (4.49)$$

Přehled volitelných technických a ekonomických parametrů modelu absorpčního tepelného čerpadla je uveden v tabulce 4.5.

| Symbol | Popis parametru | Jednotka |
|----------------|---|------------|
| COP_{atc} | Topný faktor | – |
| EER_{atc} | Elektrický faktor | – |
| $T_{g_{atc}}$ | Maximální provozní doba do generální opravy | <i>s</i> |
| $T_{z_{atc}}$ | Očekávaná doba životnosti | <i>rok</i> |
| $n_{st_{atc}}$ | Koeficient stálých roční nákladů | rok^{-1} |

Tabulka 4.5: Technické a ekonomické parametry absorpční jednotky
Zdroj: Vlastní zpracování

4.9 Model tepelného čerpadla vzduch-voda

Relativní tepelný výkon tepelného čerpadla vzduch-voda $P_{t_{ctep_{rel}}}(t)$ je dán okamžitým tepelným výkonem a instalovaným tepelným výkonem $P_{t_{ctep_{inst}}}$ dle vztahu 4.50.

$$P_{t_{ctep_{rel}}}(t) = \frac{P_{t_{ctep}}(t)}{P_{t_{ctep_{inst}}}} \quad (4.50)$$

Okamžitý elektrický příkon zařízení je dán vztahem 4.51.

$$P_{t_{c_{ele}}}(t) = \frac{P_{t_{c_{tep}}}(t)}{COP_{tc}} \quad (4.51)$$

kde COP_{tc} je sezónní topný faktor tepelného čerpadla vzduch-voda.

Životnost zařízení na základě provozních period T_{protc} je určena shodně s postupem v případě kogenerační jednotky, viz 4.26 a 4.27 dle vztahu:

$$T_{protc}(t) \begin{cases} T_{protc}(t_{i-1}) + 1 & P_{t_{c_{tep}}}(t) > 0 \\ T_{protc}(t_{i-1}) & P_{t_{c_{tep}}}(t) = 0 \end{cases} \quad (4.52)$$

kde $T_{protc}(t)$ je počet period, které je zařízení v chodu od počátku optimalizace t_0 , a podmínky 4.53 respektující počet motohodin do generální opravy T_{gtc} .

$$T_{ztc} = \frac{T_{gtc}}{T_{protc}(t) \cdot \Delta t} \Leftrightarrow T_{protc}(t_{i-1}) \cdot \Delta t < T_{gtc} \wedge \\ T_{protc}(t) \cdot \Delta t \geq T_{gtc} \quad (4.53)$$

Maximální a minimální okamžitý výkon tepelného čerpadla vzduch-voda $P_{t_{c_{tepmax}}}$ a $P_{t_{c_{tepmi}}}$ je určen dle vztahů 4.54 a 4.55.

$$P_{t_{c_{tepmax}}} = P_{t_{c_{tepinst}}} \quad (4.54)$$

$$P_{t_{c_{tepmi}}} = 0 \quad (4.55)$$

Tepelný výkon tepelného čerpadla vzduch-voda je omezen dle vztahu 4.56.

$$P_{t_{c_{tepmi}}} \leq P_{t_{c_{tep}}}(t) \leq P_{t_{c_{tepmax}}} \quad (4.56)$$

Investiční výdaje na pořízení tepelného čerpadla vzduch-voda N_{invtc} jsou dány funkcí investičních výdajů c_{tc} dle vztahu 4.57.

$$N_{invtc} = c_{tc}(P_{t_{c_{tepinst}}}) \quad (4.57)$$

Provozní stálé roční náklady tepelného čerpadla vzduch-voda $N_{prosttc}$ jsou dány vztahem 4.58.

$$N_{prosttc} = N_{invtc} \cdot n_{sttc}, \quad (4.58)$$

kde n_{sttc} je koeficient stálých ročních nákladů. Proměnné roční náklady na provoz zařízení nejsou uvažovány. Zjednodušení je zavedeno na základě doporučení externího konzultanta.

Průměrné roční výrobní náklady absorpčního tepelného čerpadla \bar{N}_{tc} jsou dány vztahem 4.59.

$$\bar{N}_{tc} = N_{invtc} \cdot a(q, T_{ztc}) + N_{prosttc} \quad (4.59)$$

Přehled volitelných technických a ekonomických parametrů modelu tepelného čerpadla vzduch-voda je uveden v tabulce 5.7.

| Symbol | Popis parametru | Jednotka |
|------------|---|------------|
| COP_{tc} | Sezónní topný faktor | – |
| T_{gtc} | Maximální provozní doba do generální opravy | s |
| T_{ztc} | Očekávaná doba životnosti | rok |
| n_{sttc} | Koeficient stálých roční nákladů | rok^{-1} |

Tabulka 4.6: Technické a ekonomické parametry tepelného čerpadla
Zdroj: Vlastní zpracování

4.10 Model akumulátoru elektřiny

Maximální a minimální množství energie, které lze uložit do akumulátoru elektřiny $E_{aku_{ele_{max}}}$ a $E_{aku_{ele_{min}}}$ je dáno vztahy 4.60 a 4.61.

$$E_{aku_{ele_{max}}} = E_{aku_{ele_{inst}}} \cdot SOC_{max}, \quad (4.60)$$

$$E_{aku_{ele_{min}}} = E_{aku_{ele_{max}}} \cdot SOC_{min}, \quad (4.61)$$

kde SOC_{max} je relativně vyjádřená horní mez stavu nabití, SOC_{min} je relativně vyjádřená spodní mez stavu nabití a $E_{aku_{ele_{inst}}}$ je instalovaná kapacita akumulátoru elektřiny.

Vztah 4.62 popisuje znaménkovou konvenci pro nabíjecí a vybíjecí výkon $P_{aku_{ele_{vyb}}}(t)$ a $P_{aku_{ele_{nab}}}(t)$ s ohledem na okamžitý výkon akumulátoru elektřiny .

$$P_{aku_{ele}}(t) \begin{cases} P_{aku_{ele_{vyb}}}(t) & P_{aku_{ele}}(t) < 0 \\ P_{aku_{ele_{nab}}}(t) & P_{aku_{ele}}(t) \geq 0 \end{cases} \quad (4.62)$$

Pro nabíjecí a vybíjecí výkon současně platí:

$$P_{aku_{ele_{nab}}}(t) \geq 0, P_{aku_{ele_{vyb}}}(t) \geq 0 \quad (4.63)$$

Stav akumulátoru elektřiny v okamžiku t je dle [54, str. 135] po úpravě popsán výrazem 4.64.

$$SOC(t) \begin{cases} SOC(t_{i-1}) - \frac{P_{aku_{ele_{vyb}}}(t) \cdot \Delta t}{\eta_{aku_{ele_{vyb}}} \cdot \eta_{men} \cdot E_{aku_{ele_{max}}}} & P_{aku_{ele}}(t) < 0 \\ SOC(t_{i-1}) + \frac{P_{aku_{ele_{nab}}}(t) \cdot \Delta t \cdot \eta_{aku_{ele_{nab}}} \cdot \eta_{men}}{E_{aku_{ele_{max}}}} & P_{aku_{ele}}(t) \geq 0 \end{cases}, \quad (4.64)$$

kde $\eta_{aku_{ele_{vyb}}}$ je vybíjecí účinnost, $\eta_{aku_{ele_{nab}}}$ je nabíjecí účinnost akumulátoru elektřiny a η_{men} je účinnost měniče.

Očekávaná životnost akumulátoru elektřiny $T_{zaku_{ele}}$ do modelu vstupuje jako parametr. V diskutovaném případě by bylo vhodné posuzovat životnost z hlediska reálného využití, jako u dříve zmíněných zařízení, neboť životnost akumulátoru elektřiny je v případě nejčastěji využívaných technologií (olověné akumulátory, NiCd, LiFePO₄) závislá na počtu cyklů při příslušné hloubce vybití a provozní teplotě, jak popisuje [70]. Uvedená publikace současně navrhuje metodologii stanovení životnosti na základě dynamického poklesu kapacity. Tímto přístupem lze lépe vystihnout životnost akumulátoru elektřiny, a proto jeho implementace do modelu bude předmětem další práce.

Omezení na minimální a maximální stav nabití úložiště SOC_{min} a SOC_{max} je určeno vztahem 4.65.

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{max} \quad (4.65)$$

Investiční výdaje na pořízení akumulátoru elektřiny $N_{inv_{akuele}}$ jsou dány funkcí investičních výdajů c_{akuele} dle vztahu 4.66.

$$N_{inv_{akuele}} = c_{akuele}(E_{akuele_{inst}}) \quad (4.66)$$

Provozní stálé roční náklady akumulátoru elektřiny jsou označeny symbolem $N_{prost_{akuele}}$. Proměnné roční náklady na provoz zařízení nejsou uvažovány. Zjednodušení je zavedeno na základě doporučení externího konzultanta. Průměrné roční výrobní náklady akumulátoru elektřiny \bar{N}_{akuele} jsou dány vztahem 4.67.

$$\bar{N}_{akuele} = N_{inv_{akuele}} \cdot a(q, T_{z_{akuele}}) + N_{prost_{akuele}} \quad (4.67)$$

Přehled volitelných technických a ekonomických parametrů modelu akumulátoru elektřiny je uveden v tabulce 5.8.

| Symbol | Popis parametru | Jednotka |
|-----------------------|---------------------------------|-----------------------------|
| SOC_{max} | Maximální relativní stav nabití | – |
| SOC_{min} | Minimální relativní stav nabití | – |
| $\eta_{akuele_{nab}}$ | Účinnost nabíjení | – |
| $\eta_{akuele_{vyb}}$ | Účinnost vybíjení | – |
| $T_{z_{akuele}}$ | Očekávaná doba životnosti | rok |
| $N_{prost_{akuele}}$ | Provozní stálé roční náklady | $K\check{c} \cdot rok^{-1}$ |

Tabulka 4.7: Technické a ekonomické parametry akumulátoru elektřiny
Zdroj: Vlastní zpracování

4.11 Model akumulátoru tepla

Instalovaná kapacita akumulátoru, respektive množství tepelné energie, kterou lze uskladnit v akumulátoru tepla $E_{akutep_{inst}}$ je dáno vztahem 4.68.

$$E_{akutep_{inst}} = \rho_v \cdot V_{akutep_{inst}} \cdot c_v \cdot (T_{akutep_{max}} - T_{akutep_{min}}), \quad (4.68)$$

Kde ρ_v je hustota vody, $V_{akutep_{inst}}$ je instalovaný objem, c_v je měrná tepelná kapacita vody, $T_{akutep_{max}}$ je maximální teplota vody a $T_{akutep_{min}}$ je minimální teplota vody v akumulační nádrži.

Ztrátový výkon akumulátoru tepla $P_{akutep_{ztr}}$ je definován dle [29, str. 56] vztahem:

$$P_{akutep_{ztr}}(t) = \frac{T_{akutep}(t_{i-1}) - T_{ven}}{R}, \quad (4.69)$$

kde T_{ven} je teplota vně akumulátoru tepla a $T_{akutep}(t_{i-1})$ je střední teplota vody v akumulátoru tepla a R je tepelný odpor, který je dán vztahem 1.5. Za předpokladu válcového tvaru akumulační nádrže je pro určení tepelného odporu třeba znát součinitel tepelné vodivosti λ , tloušťku izolace l_{akutep} , poměr průměru akumulátoru d k jeho výšce, označený symbolem p a instalovaný objem $V_{akutep_{inst}}$. Výška akumulátoru tepla h je dle [29] dána řešením soustavy rovnic:

$$\frac{\pi \cdot d^2 \cdot h}{4} = V_{akutepinst} \quad (4.70)$$

$$p = \frac{d}{h}$$

Výhoda uvedeného přístupu spočívá v tom, že se tepelná ztráta dynamicky dopočítává pro příslušný instalovaný objem akumulční nádrže.

Výsledná tepelná ztráta v rozměru energie $E_{akutepztr}(t)$ je dána vztahem 4.71

$$E_{akutepztr}(t) = P_{akutepztr}(t) \cdot \Delta t \quad (4.71)$$

Nejsou uvažovány tlakové ztráty. Z tepelných ztrát jsou uvažovány pouze ztráty kondukcí. Tepelné ztráty konvekcí a radiací se zanedbávají. Omezení na maximální nabíjecí a vybíjecí výkon tepelného akumulátoru není v důsledku vysoké měrné tepelné kapacity c_v vody uvažováno.

Vztah 4.72 popisuje znaménkovou konvenci pro nabíjecí a vybíjecí výkon $P_{akutepnab}(t)$ a $P_{akutepvyb}(t)$ s ohledem na okamžitý výkon akumulátoru tepla .

$$P_{akutep}(t) \begin{cases} P_{akutepvyb}(t) & P_{akutep}(t) < 0 \\ P_{akutepnab}(t) & P_{akutep}(t) \geq 0 \end{cases} \quad (4.72)$$

Pro nabíjecí a vybíjecí výkon současně platí:

$$P_{akutepnab}(t) \geq 0, P_{akutepvyb}(t) \geq 0 \quad (4.73)$$

Stav akumulátoru tepla $E_{akutep}(t)$ je popsán vztahem 4.74.

$$E_{akutep}(t) \begin{cases} E_{akutep}(t_{i-1}) - P_{akutepvyb}(t) \cdot \Delta t - E_{akutepztr}(t) & P_{akutep}(t) < 0 \\ E_{akutep}(t_{i-1}) + P_{akutepnab}(t) \cdot \Delta t - E_{akutepztr}(t) & P_{akutep}(t) \geq 0 \end{cases} \quad (4.74)$$

Minimální a maximální stav nabití akumulátoru tepla $E_{akutepmin}$ a $E_{akutepmax}$ je dán vztahy 4.75 a 4.76.

$$E_{akutepmin} = 0 \quad (4.75)$$

$$E_{akutepmax} = E_{akutepinst} \quad (4.76)$$

Omezení na minimální a maximální stav nabití akumulátoru tepla je dán vztahem 4.77.

$$E_{akutepmin} \leq E_{akutep}(t) \leq E_{akutepmax} \quad (4.77)$$

Z důvodu zajištění, že voda v akumulční nádrži je promísená a dosahuje požadovaných odběrových parametrů, je možné akumulátor tepla vybíjet až od hraniční teploty $T_{akuteplimit}$.

$$\frac{\rho_v \cdot V_{akutep} \cdot c_v \cdot (T_{akutep}(t_{i-1}) - T_{akuteplimit}) - E_{akutepztr}(t)}{\Delta t} \geq P_{akutepvyb}(t) \quad (4.78)$$

Očekávaná životnost akumulátoru elektřiny $T_{zakutep}$ do modelu vstupuje jako parametr.

Investiční výdaje na pořízení akumulátoru tepla $N_{invakutep}$ jsou dány funkcí investičních výdajů c_{akutep} dle vztahu 4.79.

$$N_{invakutep} = c_{akutep}(V_{akutepinst}) \quad (4.79)$$

Proměnné ani stálé roční náklady na provoz zařízení nejsou uvažovány. Zjednodušení je zavedeno na základě doporučení externího konzultanta.

Průměrné roční výrobní náklady akumulátoru tepla \bar{N}_{akutep} jsou dány vztahem 4.80.

$$\bar{N}_{akutep} = N_{invakutep} \cdot a(q, T_{zakutep}) \quad (4.80)$$

Přehled volitelných technických a ekonomických parametrů modelu akumulátoru tepla je uveden v tabulce 5.9.

| Symbol | Popis parametru | Jednotka |
|-------------------|--|--------------------------------|
| ρ_v | Hustota vody | $kg \cdot m^{-3}$ |
| c_v | Měrná tepelná kapacita vody | $J \cdot kg^{-1} \cdot K^{-1}$ |
| λ | Součinitel tepelné vodivosti izolace akumulátoru tepla | $W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}$ |
| l_{akutep} | Tloušťka izolace | m |
| p_{akutep} | Poměr průměr k výšce | – |
| $T_{akutepmin}$ | Minimální teplota vody | K |
| $T_{akutepmax}$ | Maximální teplota vody | K |
| $T_{akutepven}$ | Teplota vně akumulátoru tepla | K |
| $T_{akuteptimit}$ | Hranční teplota od níž je možné vybíjet | K |
| $T_{zakutep}$ | Očekávaná životnost | rok |

Tabulka 4.8: Technické a ekonomické parametry akumulátoru tepla
Zdroj: Vlastní zpracování

4.12 Model fotovoltaického systému

Okamžitý výkon fotovoltaického systému je dán vztahem 4.81.

$$P_{fve}(t) = P_{fveinst} \cdot P_{fve_{rel}}(t) \cdot \eta_{fve}(t) \cdot \eta_{men}, \quad (4.81)$$

kde $P_{fveinst}$ je instalovaný výkon fotovoltaického systému, $P_{fve_{rel}}$ je okamžitý relativní zisk z energie slunečního záření a $\eta_{fve}(t)$ výrobcem garantovaná účinnost fotovoltaických modulů.

Minimální a maximální výkon fotovoltaického systému $P_{fve_{min}}$ a $P_{fve_{max}}$ je určen vztahy 4.82 a 4.83.

$$P_{fve_{min}} = 0 \quad (4.82)$$

$$P_{fve_{max}} = P_{fveinst} \quad (4.83)$$

Omezení okamžitého výkonu fotovoltaického systému je dáno vztahem 4.84.

$$P_{fve_{min}} \leq P_{fve}(t) \leq P_{fve_{max}} \quad (4.84)$$

Očekávaná životnost fotovoltaického systému T_{zfve} do modelu vstupuje jako parametr.

Investiční výdaje na pořízení fotovoltaického systému N_{invfve} jsou dány funkcí investičních výdajů c_{fve} dle vztahu 4.85.

$$N_{invfve} = c_{fve}(P_{fveinst}) \quad (4.85)$$

Provozní stálé náklady fotovoltaického systému $N_{prostfve}$ jsou dány provozními stálými měrnými ročními náklady n_{stfve} dle vztahu 4.86. Proměnné roční náklady na provoz zařízení nejsou uvažovány. Zjednodušení je zavedeno na základě doporučení externího konzultanta.

$$N_{prostfve} = P_{fveinst} \cdot n_{stfve} \quad (4.86)$$

Průměrné roční výrobní náklady fotovoltaického systému \bar{N}_{fve} jsou dány vztahem 4.87.

$$\bar{N}_{fve} = N_{inv_{fve}} \cdot a(q, T_{z_{fve}}) + N_{prost_{fve}} \quad (4.87)$$

Přehled volitelných technických a ekonomických parametrů modelu fotovoltaického systému je uveden v tabulce 5.10.

| Symbol | Popis parametru | Jednotka |
|----------------|--|--|
| η_{fve} | Účinnost fotovoltaických modulů ¹ | – |
| $T_{z_{fve}}$ | Očekávaná životnost | rok |
| $n_{st_{fve}}$ | Provozní stálé měrné roční náklady | Kč · W ⁻¹ · rok ⁻¹ |

¹ Lze zadat jako parametr nebo jako funkční závislost

Tabulka 4.9: Technické a ekonomické parametry fotovoltaického systému
Zdroj: Vlastní zpracování

4.13 Model měniče

Model měniče respektuje maximální výstupní výkon stejnosměrné výkonové sběrnice, který je měničem transformován na střídavou výkonovou sběrnici. Omezení je v každém okamžiku t předpokladu, že k transformaci dochází popsáno vztahem 4.90. Vliv účinnosti měniče již je uvažován ve vztazích 4.64 a 4.81.

Maximální a minimální výkon měniče $P_{men_{max}}$ a $P_{men_{min}}$ je dán vztahy 4.88 a 4.89.

$$P_{men_{min}} = 0 \quad (4.88)$$

$$P_{men_{max}} = P_{men_{inst}}, \quad (4.89)$$

kde $P_{men_{inst}}$ je instalovaný výkon měniče.

Omezující podmínky respektující maximální výstupní výkon měniče jsou popsány vztahem 4.90.

$$\begin{cases} P_{men_{min}} \leq \frac{P_{fve}(t)}{\eta_{men}} + P_{akuele_{vyb}}(t) \cdot \eta_{men} \leq P_{men_{max}} & P_{akuele}(t) < 0 \\ P_{men_{min}} \leq \frac{P_{fve}(t)}{\eta_{men}} + \frac{P_{akuele_{nab}}(t)}{\eta_{men}} \leq P_{men_{max}} & P_{akuele}(t) \geq 0 \end{cases} \quad (4.90)$$

Investiční výdaje $N_{inv_{men}}$ na pořízení měniče jsou dány funkcí investičních výdajů c_{men} dle vztahu 4.91.

$$N_{inv_{men}} = c_{men}(P_{men_{inst}}) \quad (4.91)$$

Očekávaná životnost fotovoltaického systému $T_{z_{men}}$ do modelu vstupuje jako parametr.

Stálé a proměnné roční náklady na provoz zařízení nejsou uvažovány, neboť jsou již implicitně zahrnuty v provozních nákladech akumulátoru elektřiny, respektive fotovoltaického systému. Stav, kdy by byl do systému zahrnut pouze měnič bez uvedených komponent nenastane, viz podkapitola 4.1.

Průměrné roční výrobní náklady měniče \bar{N}_{men} jsou dány vztahem 4.92.

$$\bar{N}_{men} = N_{inv_{men}} \cdot a(q, T_{z_{men}}) \quad (4.92)$$

Přehled volitelných technických a ekonomických parametrů modelu měniče je uveden v tabulce 5.11.

| Symbol | Popis parametru | Jednotka |
|--------------|---------------------|----------|
| η_{men} | Účinnost měniče | – |
| T_{zmen} | Očekávaná životnost | rok |

Tabulka 4.10: Technické a ekonomické parametry měniče

Zdroj: Vlastní zpracování

4.14 Modely řízení energetického systému

V níže uvedených pododdílech jsou popsány a porovnány model řízení energetického systému stavovým schématem a smíšeným celočíselným lineárním programováním. Oddíl současně zahrnuje diskuzi možností využití obou modelů v praxi.

4.14.1 Stavové schéma

Základní myšlenkou tvorby stavového schématu je vnést do systému logiku umožňující mimo identifikaci běžných stavů také popsat, k jakému z běžných stavů má neúspěšná iterace nejbližší. Neúspěšnou iterací se v tomto kontextu rozumí taková iterace, v níž systém nesplňuje podmínky žádného běžného stavu, a tudíž se nachází z hlediska řízení v nedefinovaném stavu. Běžným stavem se rozumí stav jednoznačně definující chování systému v obvyklém režimu provozu.

Z uvedených důvodů je součástí programu utilita umožňující sledovat, v jaké větvi řídicího schématu v případě nesplnění podmínek regulérních stavů iterace končí. Nástroj umožňuje velmi rychle se v systému zorientovat, identifikovat místa, na která je třeba se zaměřit, a dále na ně při tvorbě dalších stavů klást důraz, případně je dále větvit.

Větvení je zavedeno dle spotřebních požadavků v každém okamžiku a zahrnuje pět dílčích větví, větev bez spotřeb, větev se spotřebou elektřiny, větev se spotřebou tepla, větev se spotřebou elektřiny a tepla, větev se spotřebou elektřiny, tepla a chladu. Další možné kombinace nejsou v důsledku povahy výrobních zdrojů uvažovány. Příkladem je samostatná větev spotřeby chladu, kdy výroba chladu vyžaduje tepelný i elektrický příkon.

Spínací schéma zahrnuje tyto stavy:

| (a): | | (b): | |
|------------------------------|----------|-------------------------|----------|
| Zařízení | Označení | Větev | Označení |
| Kogenerační jednotka | (a) | elektřina, teplo, chlad | 1 |
| Akumulátor elektřiny | (b) | elektřina, teplo | 2 |
| Akumulátor tepla | (c) | elektřina | 3 |
| Tepelné čerpadlo vzduch-voda | (d) | teplo | 4 |
| Absorpční tepelné čerpadlo | (e) | bez spotřeb | 5 |
| Fotovoltaický systém | (f) | | |

Tabulka 4.11: Kódovací tabulka zařízení a větví stavového schématu

Zdroj: Vlastní zpracování

| Stav | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|-------|----------------------|-----------|----------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Větev | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| (a) | Zapnuto ¹ | Zapnuto | Zapnuto ¹ | Vypnuto | Vypnuto | Zapnuto | Zapnuto |
| (b) | Nabíjí se | Nabíjí se | Nabíjí se | Vybíjí se | Vybíjí se | Neaktivní | Nabíjí se |
| (c) | Vybíjí se | Vybíjí se | Nabíjí se | Neaktivní | Vybíjí se | Nabíjí se | Nabíjí se |
| (d) | Vypnuto | Zapnuto | Zapnuto | Vypnuto | Vypnuto | Zapnuto | Zapnuto |
| (e) | Vypnuto | Vypnuto | Vypnuto | Vypnuto | Vypnuto | Vypnuto | Vypnuto |
| (f) | Zapnuto | Zapnuto | Zapnuto | Zapnuto | Zapnuto | Zapnuto | Zapnuto |

¹ na minimální výkon dle vztahu 4.31

Tabulka 4.13: Přehled stavů stavového schématu 1 - 7

Zdroj: Vlastní zpracování

| Stav | 8 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
|-------|-----------|-----------|-----------|----------------------|----------------------|-----------|----------------------|
| Větev | 2 | 3 | 3 | 3 | 1 | 1 | 1 |
| (a) | Zapnuto | Vypnuto | Vypnuto | Zapnuto ¹ | Zapnuto ¹ | Zapnuto | Zapnuto ¹ |
| (b) | Neaktivní | Vybíjí se | Nabíjí se | Nabíjí se | Nabíjí se | Nabíjí se | Nabíjí se |
| (c) | Vybíjí se | Neaktivní | Neaktivní | Nabíjí se | Vybíjí se | Vybíjí se | Nabíjí se |
| (d) | Zapnuto | Vypnuto | Vypnuto | Vypnuto | Vypnuto | Zapnuto | Zapnuto |
| (e) | Vypnuto | Vypnuto | Vypnuto | Vypnuto | Zapnuto | Zapnuto | Zapnuto |
| (f) | Zapnuto | Zapnuto | Zapnuto | Zapnuto | Zapnuto | Zapnuto | Zapnuto |

¹ na minimální výkon dle vztahu 4.31

Tabulka 4.14: Přehled stavů stavového schématu 8 - 17

Zdroj: Vlastní zpracování

| Stav | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 |
|-------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Větev | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| (a) | Vypnuto | Vypnuto | Zapnuto | Zapnuto | Zapnuto |
| (b) | Vybíjí se | Vybíjí se | Neaktivní | Nabíjí se | Neaktivní |
| (c) | Neaktivní | Vybíjí se | Nabíjí se | Nabíjí se | Vybíjí se |
| (d) | Vypnuto | Vypnuto | Zapnuto | Zapnuto | Zapnuto |
| (e) | Zapnuto | Zapnuto | Zapnuto | Zapnuto | Zapnuto |
| (f) | Zapnuto | Zapnuto | Zapnuto | Zapnuto | Zapnuto |

¹ na minimální výkon dle vztahu 4.31

Tabulka 4.15: Přehled stavů stavového schématu 18 - 22

Zdroj: Vlastní zpracování

| Stav | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 |
|-------|----|----|----|----|----|
| Větev | 2 | 3 | 4 | 1 | 5 |
| (a) | – | – | – | – | – |
| (b) | – | – | – | – | – |
| (c) | – | – | – | – | – |
| (d) | – | – | – | – | – |
| (e) | – | – | – | – | – |
| (f) | – | – | – | – | – |

Tabulka 4.16: Přehled stavů stavového schématu 23 - 27
Zdroj: Vlastní zpracování

Několik stavů bylo zadáno vedoucím práce.

Níže je uveden přehled podmínek stavových schémat. Jednotlivá stavová schémata jsou uvedena v příloze I. Větev spotřeby tepla aktuálně zahrnuje pouze jediný, penalizační stav. Z toho důvodu stavové schéma není součástí příloh.

- Podmínka 1: $P_{pop_{ele}}(t) - P_{fve}(t) < P_{kog_{ele_{min}}}$
- Podmínka 2: $P_{kog_{ele_{min}}} \leq P_{pop_{ele}}(t) - P_{fve}(t) < P_{kog_{ele_{max}}}$
- Podmínka 4: $SOC_{aku_{ele}}(t) < SOC_{aku_{ele_{mez4}}} \cdot SOC_{aku_{ele_{max}}}$
- Podmínka 5: $T_{aku_{tep}}(t) < T_{aku_{teplimit}} + T_{aku_{tepmez5}} \cdot (T_{aku_{tepmaz}} - T_{aku_{teplimit}})$
- Podmínka 6: $P_{kog_{tep}}(t) > P_{pop_{tep}}(t)$
- Podmínka 7: $T_{aku_{tep}}(t) < T_{aku_{tepmaz}}$
- Podmínka 8: $SOC_{aku_{ele}}(t) \cdot E_{aku_{ele_{max}}} < SOC_{aku_{ele_{max}}} \cdot E_{aku_{ele_{max}}} - (P_{kog_{ele_{min}}} - (P_{pop_{ele}}(t) - P_{fve}(t))) \cdot \Delta t$
- Podmínka 9: $P_{pop_{tep}}(t) \leq \frac{(T_{aku_{tep}}(t) - T_{aku_{teplimit}}) \cdot \rho_v \cdot V_{aku_{tepinst}} \cdot c_v}{\Delta t} + P_{kog_{tep_{min}}}$
- Podmínka 13: $P_{pop_{ele}}(t) \leq P_{fve}(t) + \frac{(SOC_{aku_{ele_{max}}} - SOC_{aku_{ele}}(t)) \cdot E_{aku_{ele_{max}}}}{\Delta t}$
- Podmínka 14: $P_{pop_{ele}}(t) \leq P_{fve}(t)$
- Podmínka 15: $|P_{pop_{ele}}(t) - P_{fve}(t)| \leq \frac{(SOC_{aku_{ele_{max}}} - SOC_{aku_{ele}}(t)) \cdot E_{aku_{ele_{max}}}}{\Delta t}$

Ve všech stavech jsou nad rámec uvedených podmínek implicitně zavedeny podmínky respektující omezení kladená na příslušné technologie, které byly uvedeny v předchozích podkapitolách.

Stavy musí být řazeny v pořadí běžné stavy, penalizační stavy, neboť funkce definovaná po částech se vyhodnocuje postupně od prvního definovaného stavu po poslední. Tudíž zařazení penalizačních stavů na úvod implikuje, že běžné stavy nenastanou.

Úlohu dimenzování energetického systému pro způsob řízení stavovým schématem lze formálně zapsat vztahem:

$$\bar{N} = \sum_{j=1}^n \left[N_{inv_j} \cdot a(q, T_{z_j}) + N_{prost_j} + \sum_{i=1}^{n_0} (N_{propr_j}(t_i) + N_{pal_j}(t_i)) \right] \stackrel{!}{=} \min_{\mathbf{P}_1}, \quad (4.93)$$

$$OP : \mathbf{P}_1 \geq 0,$$

kde \mathbf{P}_1 je vektor proměnných nadřazené optimalizační úlohy. Proměnnými optimalizace v plné konfiguraci dle úvodu této kapitoly jsou instalované výkony jednotlivých zařízení, instalovaný objem akumulátoru tepla a instalovaná kapacita akumulátoru elektřiny. Proměnné modelu řízení se liší v závislosti na konfiguraci energetického systému. Vektor proměnných je definovaný vztahem:

$$\mathbf{P}_1 = \{ E_{aku_{ele_{inst}}}, P_{men_{inst}}, P_{atc_{chl_{inst}}}, P_{tc_{tep_{inst}}}, P_{kog_{ele_{inst}}}, P_{fve_{inst}}, V_{aku_{tepinst}}, P_{kog_{mez12}}, SOC_{aku_{ele_{mez4}}}, T_{aku_{tepmaz}} \}. \quad (4.94)$$

Horní meze proměnných optimalizace plynou z požadavků investora, nebo jsou získány odhadem ze spotřebních vstupů a jsou součástí každého běhu optimalizace.

4.14.2 Smíšené celočíselné lineární programování

Omezující podmínky pro jednotlivá zařízení jsou popsány v příslušných podkapitolách. Za účelem linearizace problému je nutné provést zjednodušení týkající se tepelné a elektrické účinnosti kogenerační jednotky a okamžité spotřeby zemního plynu. V případě řízení systému metodou smíšeného celočíselného lineárního programování je poměr elektrické a tepelné účinnosti ve vztahu 4.25 nahrazen konstantou určenou z nelineárního poměru pro $P_{kogele_{rel}} = P_{kogmez12} \cdot P_{kogele_{inst}}$ a vztah 4.34 se nahrazuje vztahem:

$$\epsilon_{kog}(t) = P_{kogele_{rel}}(t) \cdot P_{kogele_{max}} \cdot \frac{\epsilon_{kogref}}{P_{kogele_{ref}}}. \quad (4.95)$$

Proveditelnost obou zjednodušení lze demonstrovat na obrázcích 5.8b, 5.8a a 5.9, z nichž je patrné, že jak obě zmíněné účinnosti, tak spotřeba zemního plynu jsou pro $P_{kogele_{rel}} \geq 50\%$ přibližně lineární. Platnost předpokladu hodnoty relativního výkonu bude splněna vždy viz 4.31 a 4.32.

Dále je třeba u komponent vyžadujících exkluzivitu stavů z důvodu lišících se omezení v jednotlivých stavech, tedy u akumulátoru elektřiny, tepla a kogenerační jednotky, zavést doplňkové binární proměnné, $q_{kog}(t)$, $q_{aku_{ele_{nab}}}(t)$, $q_{aku_{ele_{vyb}}}(t)$, $q_{aku_{tep_{nab}}}(t)$, $q_{aku_{tep_{vyb}}}(t)$, reflektující stav příslušné komponenty dle [48, str. 44] či [64, str. 515] vztahy:

$$\begin{aligned} q_{kog}(t) &\leq 1, \\ q_{aku_{ele_{vyb}}}(t) + q_{aku_{ele_{nab}}}(t) &= 1, \\ q_{aku_{tep_{vyb}}}(t) + q_{aku_{tep_{nab}}}(t) &= 1, \\ q_{kog}(t_i) &\in \{0, 1\}, \\ q_{aku_{ele_{nab}}}(t_i) &\in \{0, 1\}, \\ q_{aku_{ele_{vyb}}}(t_i) &\in \{0, 1\}, \\ q_{aku_{tep_{nab}}}(t_i) &\in \{0, 1\}, \\ q_{aku_{tep_{vyb}}}(t_i) &\in \{0, 1\}, \end{aligned} \quad (4.96)$$

kde 0 značí stav, kdy je zařízení v daném časovém okamžiku vypnuto, a 1 naopak. V případě akumulátorů výraz $q_{aku_{vyb}}(t) = 0$ implikuje, že se příslušný akumulátor v daném časovém okamžiku nabíjí a naopak.

Nově zavedenými proměnnými lze omezení 4.32, 4.65 a 4.77 a z nich plynoucí výkonová omezení přepsat obecně dle [48, str. 44] z tvaru:

$$P_{jmin} \leq P_j(t) \leq P_{jmax}, \quad (4.97)$$

kde P_{jmax} a P_{jmin} jsou maximální a minimální výkony a $P_j(t)$ je okamžitý výkon j -té komponenty do tvaru:

$$q_j(t) \cdot P_{jmin} \leq q_j(t) \cdot P_j(t) \leq q_j(t) \cdot P_{jmax}, \quad (4.98)$$

kde $q_j(t)$ je nově zavedená binární proměnná j -té komponenty reflektující stav komponenty ve smyslu dříve uvedeném a následně zavedením další proměnné $Q_j(t)$ vyjadřující výsledný okamžitý výkon j -té komponenty dle vztahu:

$$Q_j(t) = q_j(t) \cdot P_j(t). \quad (4.99)$$

Součin $q_j(t) \cdot P_j(t)$ lze dle [48, str. 44] či [71, str. 84] linearizovat vztahy:

$$\begin{aligned} Q_j(t) &\leq P_j(t) - (1 - q_j) \cdot P_{j_{min}}, \\ Q_j(t) &\geq P_j(t) - (1 - q_j) \cdot P_{j_{max}} \end{aligned} \quad (4.100)$$

Okamžitý výkon $P_j(t)$ j -té komponenty je ve všech dříve uvedených relevantních vztazích, včetně výkonových bilancí, nutné nahradit výsledným okamžitým výkonem respektujícím stav komponenty $Q_j(t)$.

Problém řízení lze následně formulovat jako řešení n_0 soustav lineárních rovnic, které vzájemně propojuje výsledný stav akumulátorů z předchozího kroku dle vztahů 4.64 a 4.74.

Nad rámec okamžitých výkonů všech komponent je třeba optimalizovat také přes nově zavedené binární proměnné a výsledné okamžité výkony respektující stav komponenty v každém okamžiku. Pro i -tou iteraci lze úlohu řízení energetického systému metodou lineárního programování zapsat analogicky k [48, str. 45] ve tvaru:

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^n (N_{proprj}(t_i) + N_{palj}(t_i)) \stackrel{!}{=} \min_{\mathbf{P}_1, \mathbf{P}_{2_i}}, \\ OP : 4.20-4.23, 4.32, 4.39, 4.40, 4.46, 4.51, 4.56, 4.64, \\ 4.65, 4.74, 4.77, 4.81, 4.84, 4.90-4.96, \\ \mathbf{P}_1 \geq 0, \mathbf{P}_{2_i} \geq 0 \end{aligned} \quad (4.101)$$

kde \mathbf{P}_1 je vektor proměnných vstupujících z nadřazené optimalizační úlohy a \mathbf{P}_{2_i} je vektor proměnných i -té iterace podřazené optimalizační úlohy definovaný vztahem:

$$\begin{aligned} \mathbf{P}_{2_i} = \{ &P_{kogele}(t_i), Q_{kogele}(t_i), q_{kog}(t_i), P_{atcchl}(t_i), P_{tctep}(t_i), P_{akuele_{nab}}(t_i), \\ &Q_{akuele_{nab}}(t_i), q_{akuele_{nab}}(t_i), P_{akuele_{vyb}}(t_i), Q_{akuele_{vyb}}(t_i), q_{akuele_{vyb}}(t_i), \\ &P_{akutep_{nab}}(t_i), Q_{akutep_{nab}}(t_i), q_{tepele_{nab}}(t_i), P_{akutep_{vyb}}(t_i), Q_{tepele_{tep}}(t_i), \\ &q_{akutep_{vyb}}(t_i) \} \end{aligned} \quad (4.102)$$

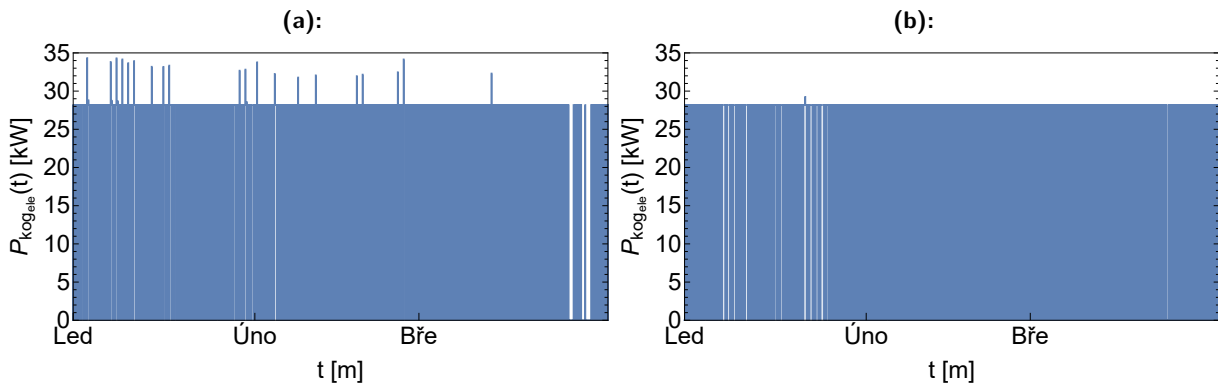
Současně z jednotlivých omezujících podmínek OP plyne, že všechny proměnné podřazené optimalizační úlohy pro každou iteraci i jsou buď nezáporné, nebo binární.

Nadřazenou optimalizační úlohu, tedy úlohu dimenzování energetického systému, je možné drobnou úpravou kriteriální funkce a doplněním omezujících podmínek k vztahu 4.93 přepsat ve tvaru:

$$\begin{aligned} \bar{N} = \sum_{j=1}^n \left[N_{invj} \cdot a(q, T_{zj}) + N_{prostj} + \sum_{i=1}^{n_0} (N_{proprj}(t_i) + N_{palj}(t_i)) \right] \stackrel{!}{=} \min_{\mathbf{P}_1, \mathbf{P}_{2_i}} \stackrel{!}{=} \min_{\mathbf{P}_1, \mathbf{P}_2}, \\ OP : 4.20-4.23, 4.32, 4.39, 4.40, 4.46, 4.51, 4.56, 4.64, \\ 4.65, 4.74, 4.77, 4.81, 4.84, 4.90-4.96, \\ \mathbf{P}_1 \geq 0, \mathbf{P}_2 \geq 0, \mathbf{P}_2 = \{\mathbf{P}_{2_0}, \dots, \mathbf{P}_{2_{n_0}}\} \end{aligned} \quad (4.103)$$

4.14.3 Porovnání modelů

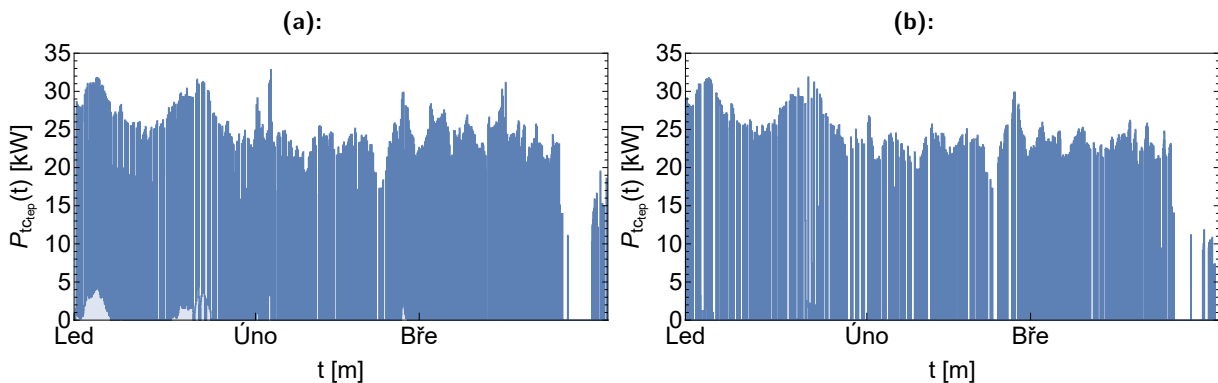
Účelem pododdílu je porovnání a diskuze specifík obou výše popsaných modelů. Na obrázku vlevo označeného symbolem (a) je v tomto pododdílu prezentován výstup pro řízení modelu stavovým schématem. Analogicky je výstup řízení modelu metodou lineárního programování označen symbolem (b) a je prezentován vždy na obrázku vpravo.



Obrázek 4.6: Příklad způsobu řízení kogenerační jednotky
Zdroj: Vlastní zpracování

V kolekci obrázků 4.6 je uvedeno porovnání řízení kogenerační jednotky o instalovaném výkonu přibližně 38 kW_e . Důvod, proč je kogenerační jednotka často využívána na minimální výkon, přibližně $28,5 \text{ kW}_e$, nemusí být na první pohled zcela zřejmý. V případě řízení modelem stavovým schématem se odpověď nabízí. Řízení je podmíněno splněním podmínek pro konkrétní stav a jestliže jediným stavem, který kogenerační jednotka v příslušném okamžiku splňuje, je takový, kdy má minimální výkon, pak je důvod objasněn.

V případě řízení systému metodou lineárního programování je odpověď komplikovanější. Způsob řízení systému diskutovanou metodologií vždy odpovídá stavům, v nichž má systém nejlepší hodnotu kritériální funkce, které v diskutovaném případě odpovídá minimum provozních proměnných a palivových nákladů. Jestliže jsou v kritériální funkci zastoupeny jak provozní proměnné, tak palivové náklady kogenerační jednotky, pak má systém tendenci tyto minimalizovat, a tudíž minimalizovat i využití zařízení.

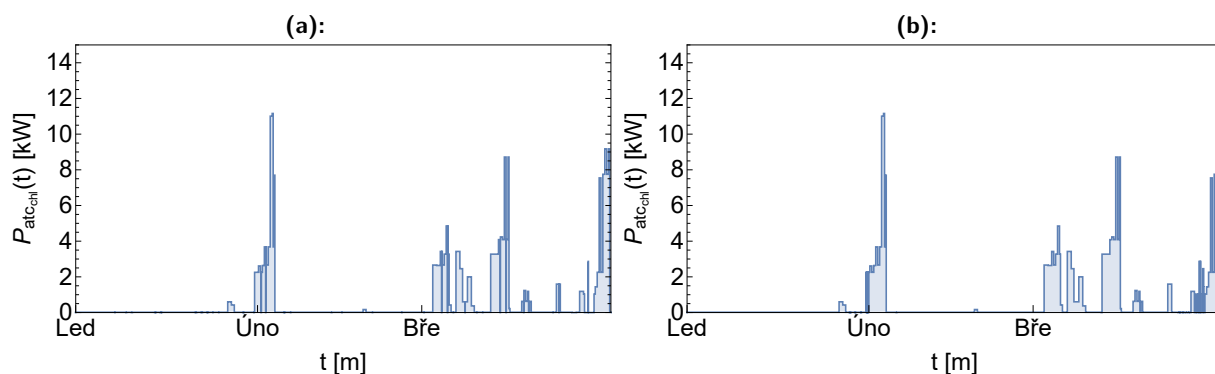


Obrázek 4.7: Příklad způsobu řízení tepelného čerpadla vzduch-voda
Zdroj: Vlastní zpracování

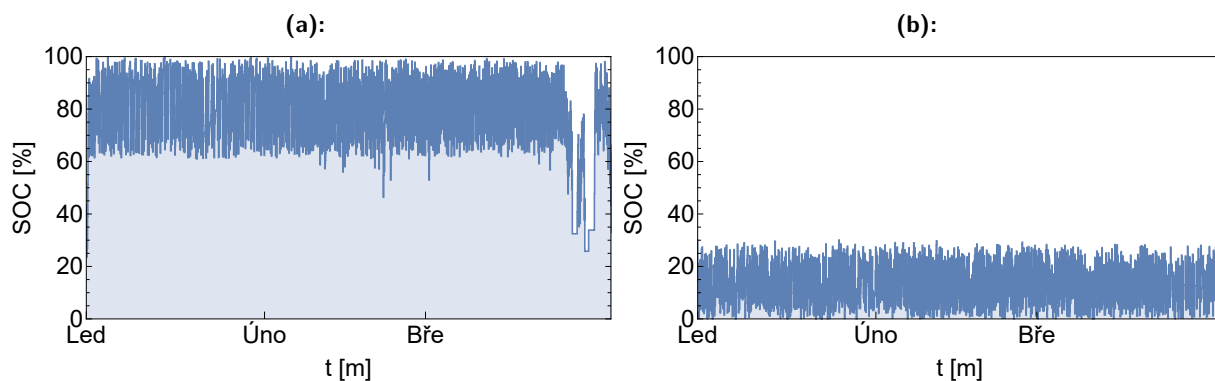
Charakter způsobu řízení tepelného čerpadla vzduch-voda je analogický v obou případech uvedených v kolekci obrázků 4.7, avšak lze pozorovat, že využití zařízení je větší v případě řízení systémem stavovým schématem.

Charakter způsobu řízení absorpčního tepelného čerpadla je analogický v obou případech uvedených v kolekci obrázků 4.8.

Stav nabití akumulátoru elektřiny se na první pohled v obou diskutovaných případech významně



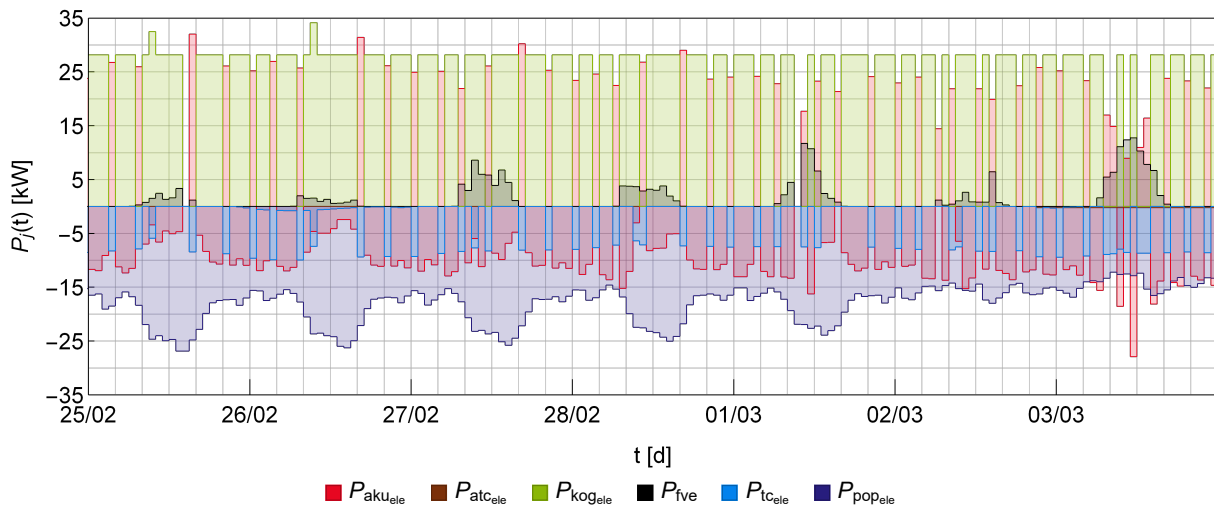
Obrázek 4.8: Příklad způsobu řízení absorpčního tepelného čerpadla
Zdroj: Vlastní zpracování



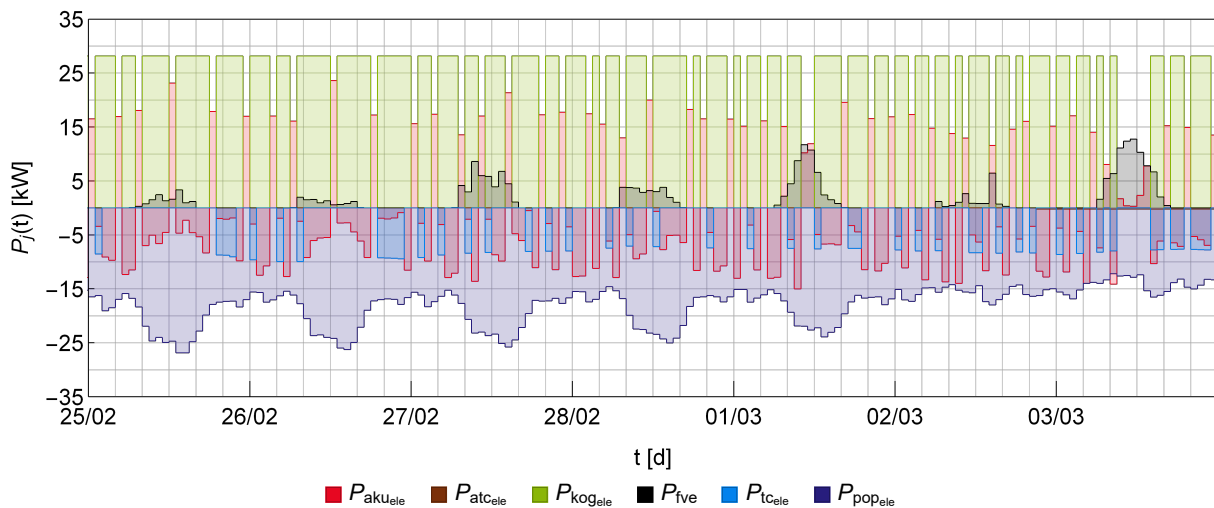
Obrázek 4.9: Příklad řízení akumulátoru elektřiny
Zdroj: Vlastní zpracování

liší. Zatímco řízení modelu metodou stavového schématu využívá plný potenciál akumulátoru elektřiny a udržuje relativní stav nabití akumulátoru vysoký, v druhém případě je stav nabití akumulátoru udržován na velmi nízké relativní hladině nabití a také využití zařízení je menší. Je to dáno tím, že v prvním případě se akumulátor elektřiny nejprve nabije nad požadovanou mez a následně vykrývá výkonové špičky, respektive stavy, které nemůže kvůli omezení na minimální výkon pokrýt kogenerační jednotka. Jedná se o implicitní chování určené stavovým schématem. Oproti tomu v druhém případě se akumulátor elektřiny nejprve vybije a následně zůstatkovou energií plní identickou funkci jako v prvním případě.

Toto na první pohled neracionální chování je zcela v souladu s definicí kritériální funkce, kde provoz akumulátoru elektřiny není oceněn, a tudíž dokud platí výkonové bilanční rovnice a další omezení kladená na provoz systému, tento neupřednostňuje nabíjení, či vybíjení a tudíž ani relativní vysoký stav nabití, ani relativní nízký stav nabití akumulátoru elektřiny.



Obrázek 4.10: Kontrolní týden bilance elektrické energie - stavové schéma
Zdroj: Vlastní zpracování



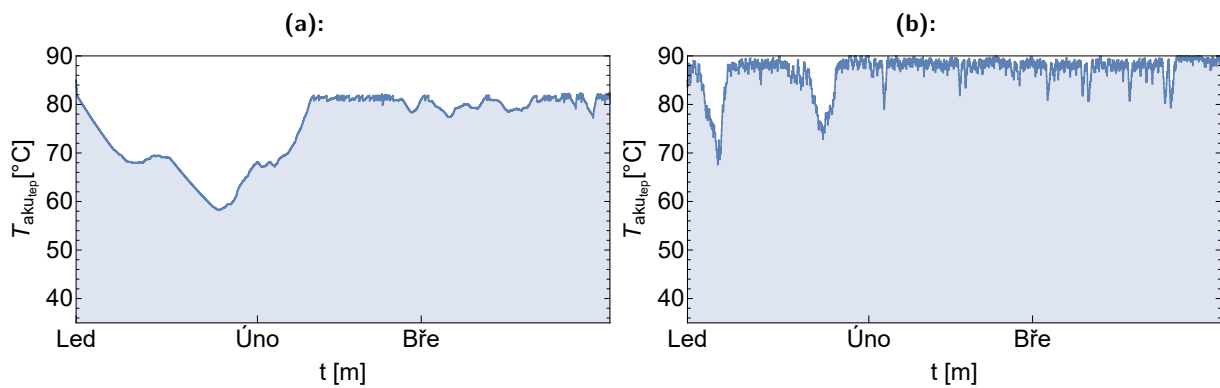
Obrázek 4.11: Kontrolní týden bilance elektrické energie - MILP
Zdroj: Vlastní zpracování

Fakt, že se v obou případech jedná o validní výstup modelu a nikoli například pouze o bilanční chybu lze demonstrovat na obrázcích 4.10 a 4.11. Obrázky ilustrují okamžité zapojení jednotlivých komponent do bilance elektrické energie, kde kladný okamžitý výkon odpovídá výrobě a záporný okamžitý výkon odpovídá spotřebě.

Z obrázků je patrné, že v prvním případě se akumulátor více nabíjí, ale i vybíjí, než v druhém případě, což je v souladu s obrázky uvedenými v kolekci 4.9b.

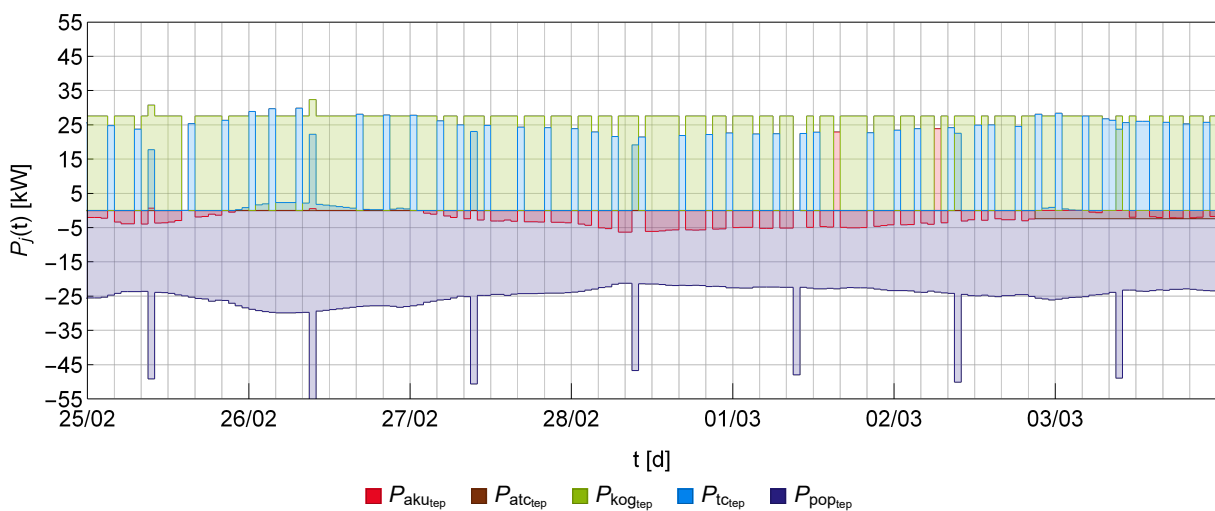
Současně lze na prvním obrázku pozorovat dvě prázdná místa na výrobní části grafu. Nejedná se o chyby vykreslení obrázku. Jedná se o stavy, které řídicím algoritmem nejsou splněny.

Analogická situace nastává v případě akumulátoru tepla, kdy je situace opačná a jeho využití je větší v případě metody lineárního programování. Využití akumulátoru tepla je zřejmé z kolekce obrázků 4.12. V případě řízení modelu stavovým schématem je patrné, že akumulátor tepla nabíjí i vybíjí velmi málo. Oproti tomu v případě řízení systému metodou lineárního programování je využití akumulátoru tepla podstatně větší. Příčinou nízkého využití v případě řízení systému

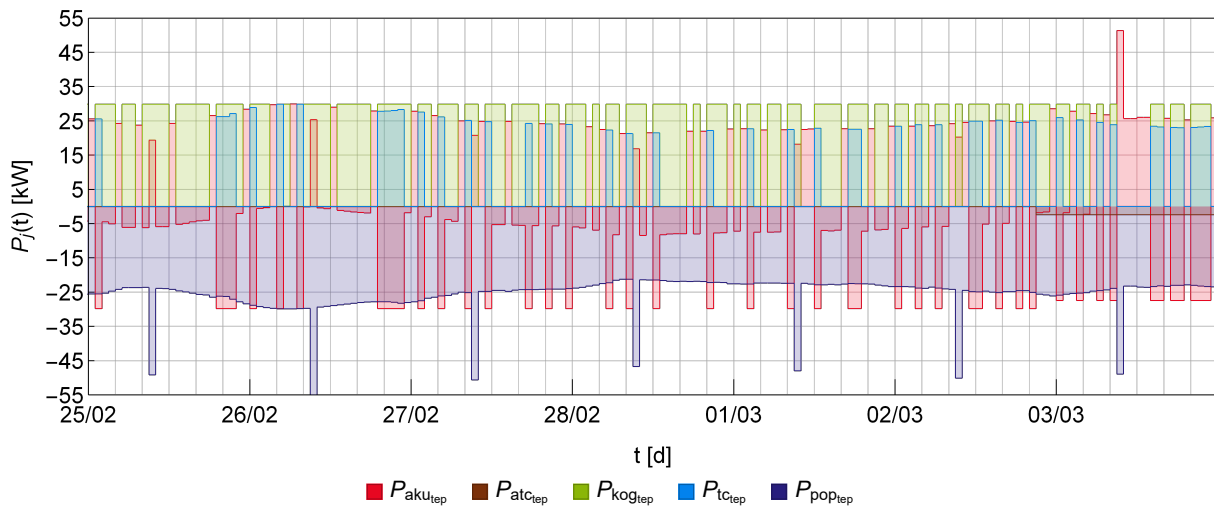


Obrázek 4.12: Příklad řízení akumulátoru tepla
Zdroj: Vlastní zpracování

stavovým schématem je velké relativní zastoupení stavů, kdy je spotřeba tepla kryta tepelným čerpadlem vzduch-voda, kogenerační jednotkou a pouze přebytky jsou akumulovány a výjimečně jsou kryty špičky. Uvedené tvrzení je v souladu s mírou využití tepelného čerpadla, kterou lze dovodit z kolekce obrázků 4.7.

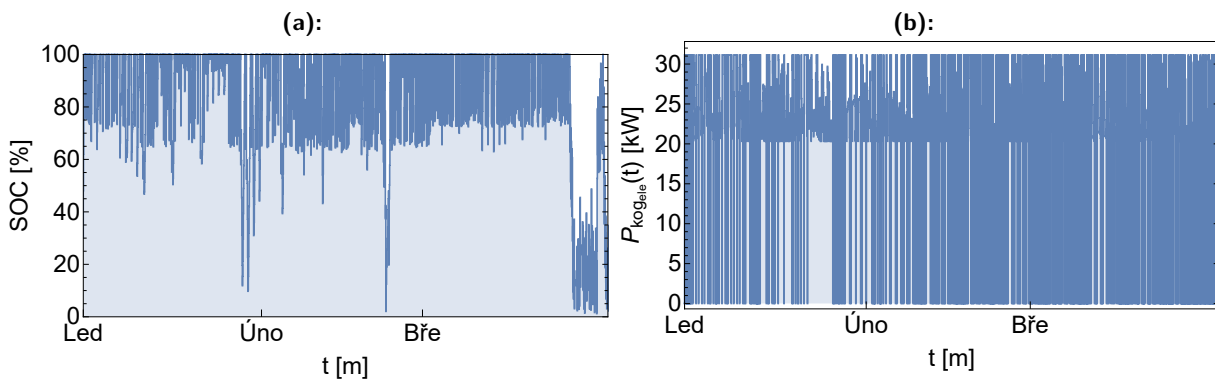


Obrázek 4.13: Kontrolní týden bilance tepelné energie - stavové schéma
Zdroj: Vlastní zpracování



Obrázek 4.14: Kontrolní týden bilance tepelné energie - MILP
Zdroj: Vlastní zpracování

Uvedená tvrzení související s využitím akumulátorů, respektive možnost jejich řízení prostřednictvím kriteriální funkce, lze demonstrovat vyplývající úpravou koeficientů kriteriální funkce na obrázku 4.15a. Současně v důsledku vzroste využití kogenerační jednotky, která má tendenci nabíjet akumulátor elektřiny na maximum. Pro srovnání s dříve uvedeným případem v kolekci obrázků 4.6 je instalovaný výkon kogenerační jednotky v níže uvedeném případě na obrázku 4.15b přibližně 31 kW_e a minimální výkon přibližně $20,5 \text{ kW}_e$



Obrázek 4.15: Příklad změny využití akumulátoru elektřiny a kogenerační jednotky - MILP
Zdroj: Vlastní zpracování

Pro konstrukci grafů je použito jiné řešení, než v případě dříve uvedených, neboť v případě původního řešení změna vyvolá velké množství nesplněných stavů, což činí výsledné grafy pro ilustraci nevhodnými. Principiálně se však jedná o shodný efekt.

V souvislosti s nastavením koeficientů kriteriální funkce byl proveden pokus o citlivostní analýzu cenových koeficientů kriteriální funkce, omezujících podmínek, aby mohl být určen interval stability. Citlivostní analýzu pro specifické problémy současná implementace funkce využitá pro řešení úlohy smíšeného lineárního programování neumí dle oficiální dokumentace programu Wolfram Mathematica verze 12.1 nalézt, a tento je jedním z nich. Bohužel nelze s určitostí stanovit, co je konkrétní příčinou, neboť program původ nedostupnosti řešení duální úlohy blíže nespecifikuje, ale především s přihlédnutím k tomu, že se jedná o novou funkcionalitu, kterou v žádné z předchozích

verzí program neumožňoval, se lze domnívat, že se jedná o nedostatek implementace příslušné funkce v použité verzi programu.

■ 4.14.4 Praktická aplikace modelů

Na uvedených příkladech je demonstrováno, že charakter řízení energetického systému stavovým schématem se přibližně shoduje s řešením podřazené optimalizační úlohy metodou smíšeného celočíselného lineárního programování. Z uvedeného lze dovozovat, že oba modely splňují požadavky kladené na řídicí model souborem omezujících podmínek v podobě výkonových bilancí či výkonových a dalších omezení. Fakt, že se uvedená řešení v některých aspektech liší, je zřejmě dán odlišnou podstatou metodologie řešení problému. Současně je z uvedených příkladů patrné, že lineární model dobře aproximuje model nelineární.

Tyto rozdíly současně poukazují na vhodné oblasti aplikace obou zmíněných přístupů pro konkrétní aplikace v praxi. Řízení systému stavovým schématem je vhodné všude tam, kde je třeba mít nad konkrétními stavy systému plnou kontrolu a současně všude tam, kde je třeba, aby se systém choval za určitých podmínek specifickým způsobem. Příklad reálné aplikace popisuje [56].

Aplikovatelnost řízení systému metodami smíšeného celočíselného lineárního programování je však také velmi široká, například v systémech prediktivního řízení. Jedním z podstatných argumentů je, že model musí být lineární a implementovatelnost řízení lineárních systémů v reálných řídicích systémech má velké výhody především v tom, že je široce podporovaná, rychlá a současně je možné vhodným popisem úlohy díky duální teorii zaručit, že nalezené řešení je vzhledem k definované kriteriální funkci optimální. Lze si představit, že takový systém může nalézt uplatnění ve velmi malých systémech, v domácnostech, ale i ve velkých systémech, kde analogickým principem může být řízena spotřeba s ohledem na aktuální tržní situaci, popřípadě flexibilita stávajících zdrojů pro regulaci soustavy místo výstavby zdrojů nových. Současně se lze domnívat, že s rozvojem inteligentních budov, chytrých sítí a obecně systémů integrujících moderní výpočetní techniku, telekomunikační technologie a energetická zařízení aplikovatelnost poroste. ([72], [73], [74], [75, str. 30])



Praktická část

Kapitola 5

Případová studie

Účelem případové studie je demonstrovat použití vytvořeného programu pro optimální dimenzování energetických systémů.

Předmětem případové studie je ekonomicky optimální dimenzování projektu off-grid energetického systému. Důvodem volby off-grid systému pro účely případové studie je fakt, že ani v jenom z modelů řízení energetického systému aktuálně stále není formálně zavedena možnost připojení k distribuční soustavě.

5.1 Konfigurace energetického systému

Systém má umožňovat pokrytí celoroční spotřeby elektřiny, tepla a chladu. K pokrytí spotřeby elektřiny je uvažována kogenerační jednotka, fotovoltaický systém a akumulátor elektřiny. V případě spotřeby tepla je poptávka kryta kogenerační jednotkou s akumulátorem tepla a tepelným čerpadlem vzduch-voda. K pokrytí spotřeby chladu je uvažováno absorpční tepelné čerpadlo. Vyšetřovanému případu odpovídá schéma 4.5.

5.2 Monte Carlo simulace

Vzhledem k výpočetní náročnosti a dostupným zdrojům řešitele není možné posuzovat vliv stochastických vstupních veličin na výstup optimalizace. Konkrétní časovou náročnost simulace lze ilustrovat následovně. Na dostupném hardwaru trvá vyhodnocení 100 běhů řídicího algoritmu s 24 periodami odpovídajícími jednomu dni přibližně 3 s. Minimální počet optimalizačních iterací je 50, přičemž v každé iteraci je v libovolné z používaných metod 30 jedinců. Z uvedeného lze jednoduše odvodit, že pro minimální počet 5000 simulací v rámci metody Monte Carlo orientační minimální čas výpočtu činí 225 000 s, což odpovídá přibližně 62,5 h. Ve skutečnosti to však bude více, neboť mimo evaluaci kritériální funkce jednotlivé optimalizační metody realizují mezikroky, kdy například porovnávají hodnoty kritériální funkce napříč iteracemi. Spodní odhad doby vyhodnocení pro roční průběh je třístapětašedesátinásobkem uvedené hodnoty.

Dalším argumentem pro zamítnutí simulace v diskutovaném případě je velmi málo vstupních dat. Pro relevantní určení příslušných rozdělení pro potřeby simulace je třeba disponovat minimálně řádově stovkami hodnot pro jedno testování rozdělení. Vzhledem k tomu, že mají data sezónní charakter, je třeba je rozdělit minimálně na čtvrtroky, lépe na měsíce, aby bylo možné generovat data z rozdělení kvalitně popisující jejich charakter.

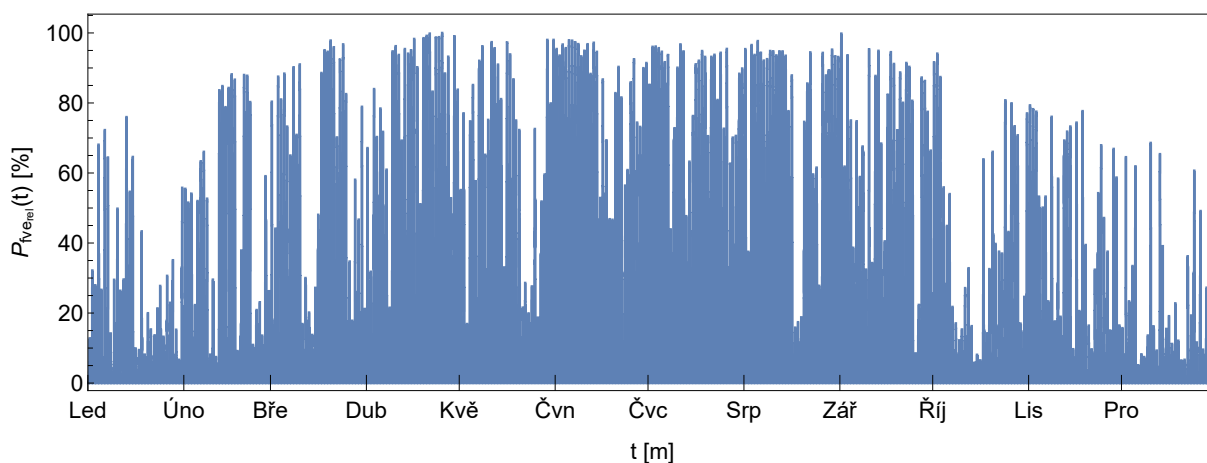
Na základě uvedeného se vliv stochastických vstupů zanedbává a úloha se v rámci případové studie řeší jako plně deterministická. Ukázkou scénáře simulace Monte Carlo lze nalézt v příloze D. Kompletní podklady simulace pro generování celoročních scénářů jsou součástí netištěných příloh.

5.3 Očekávané průběhy spotřeb a výroby

Očekávané průběhy výroby a byly s výjimkou spotřeby chladu zadány vedoucím práce. Jedná se o anonymizovaná data za rok 2019. Bližší informace o lokalitě a typu výroby nejsou známy. Všechny prezentované časové řady jsou v rozsahu 1 rok s časovým rozlišením řád jedna hodina.

5.3.1 Výroba fotovoltaického systému

Na obrázku 5.1 jsou prezentovány relativní výkony fotovoltaického systému. Bližší informace o sklonu a orientaci modulů vůči světovým stranám nejsou k dispozici.



Obrázek 5.1: Časová řada relativních výkonů fotovoltaického systému

Zdroj: Vlastní zpracování

V kolekci obrázků C.1 jsou uvedeny průběhy výroby fotovoltaického systému pro typické dny v roce. Časové řady jsou v pořadí zima, jaro, léto, podzim uvedeny na obrázcích C.1a, C.1b, C.1c, C.1d. Základní výběrové popisné statistiky časové řady jsou uvedeny v tabulce 5.1.

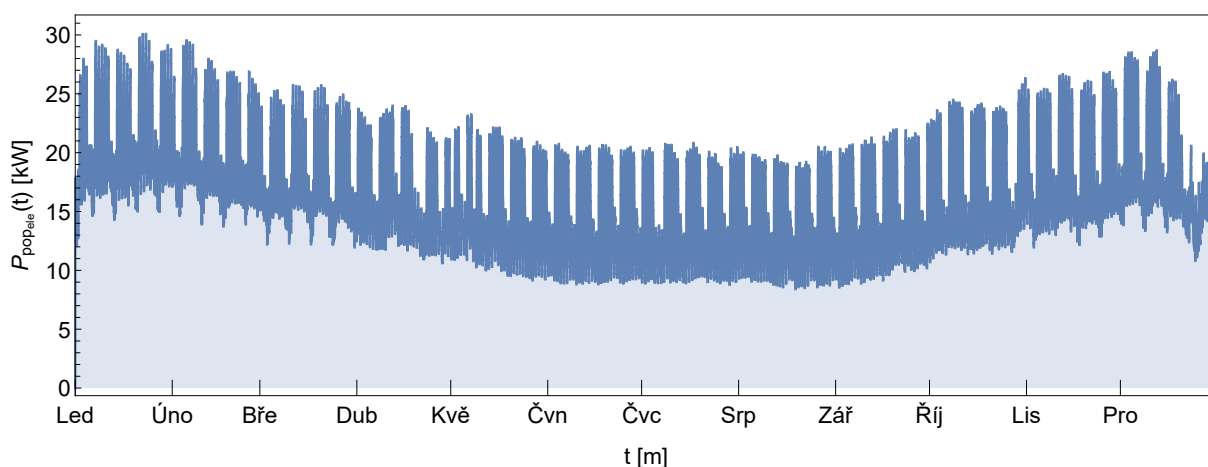
| Parametr | Hodnota | Jednotka |
|---------------------|---------|----------|
| Minimum | 0,00 | [–] |
| Maximum | 1,00 | [–] |
| Střední hodnota | 0,15 | [–] |
| Směrodatná odchylka | 0,26 | [–] |
| Medián | 0,00 | [–] |

Tabulka 5.1: Popisné statistiky výroby fotovoltaického systému

Zdroj: Vlastní zpracování

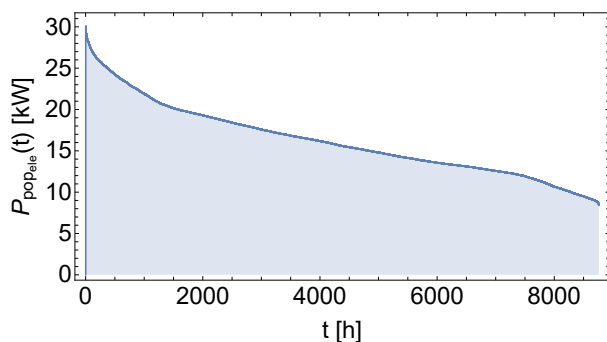
5.3.2 Očekávaná spotřeba elektřiny

Na obrázku 5.2 je uvedena časová řada očekávané spotřeby elektřiny.



Obrázek 5.2: Časová řada spotřeby elektřiny
Zdroj: Vlastní zpracování

V kolekci obrázků D.1 jsou uvedeny průběhy výroby fotovoltaického systému pro typické dny v roce. Časové řady jsou v pořadí zima, jaro, léto, podzim uvedeny na obrázcích C.2a, C.2b, C.2c, C.2d. Základní výběrové popisné statistiky časové řady spotřeby elektřiny jsou uvedeny v tabulce 5.2. Čára trvání zatížení očekávané spotřeby elektřiny je uvedena na obrázku 5.11.



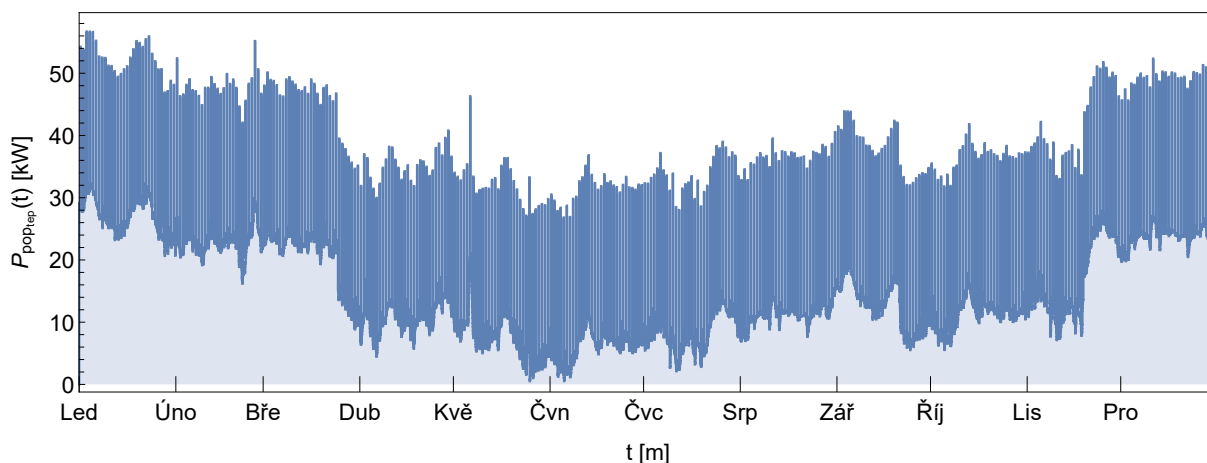
Obrázek 5.3: Čára trvání výkonu - spotřeba elektřiny
Zdroj: Vlastní zpracování

| Parametr | Hodnota | Jednotka |
|------------------|---------|----------|
| Minimum | 8404 | [W] |
| Maximum | 30 081 | [W] |
| Střední hodnota | 16 214 | [W] |
| Sm. odch. | 4303 | [W] |
| Medián | 15 587 | [W] |
| Celková spotřeba | 142 032 | [kWh] |

Tabulka 5.2: Popisné statistiky časové řady spotřeby elektřiny
Zdroj: Vlastní zpracování

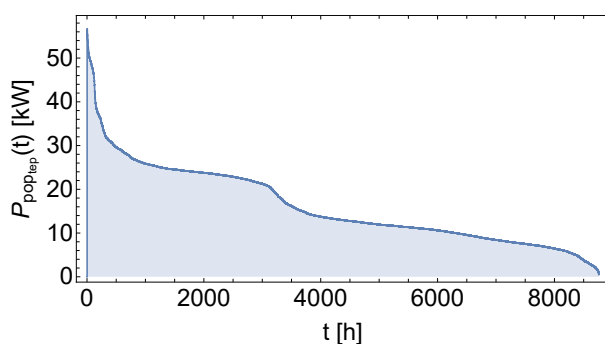
5.3.3 Očekávaná spotřeba tepla

Na obrázku 5.4 je uvedena časová řada očekávané spotřeby tepla. Časové řady jsou v pořadí zima, jaro, léto, podzim uvedeny na obrázcích C.3a, C.3b, C.3c, C.3d.



Obrázek 5.4: Časová řada spotřeby tepla
Zdroj: Vlastní zpracování

Základní výběrové popisné statistiky časové řady spotřeby tepla jsou uvedeny v tabulce 5.3. Čára trvání zatížení očekávané spotřeby elektriny je uvedena na obrázku 5.12.



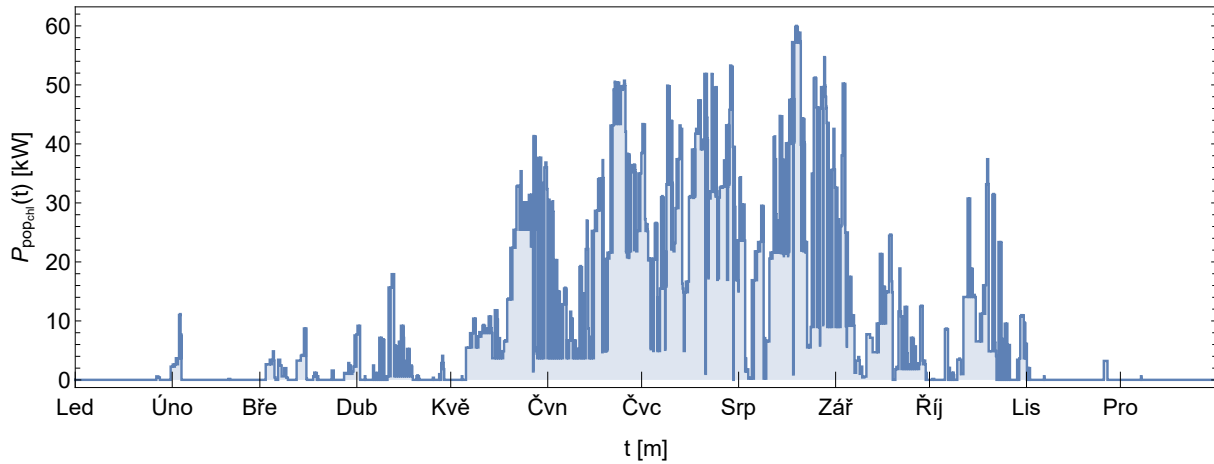
Obrázek 5.5: Čára trvání výkonu - spotřeba tepla
Zdroj: Vlastní zpracování

| Parametr | Hodnota | Jednotka |
|------------------|---------|----------|
| Minimum | 525 | [W] |
| Maximum | 56 695 | [W] |
| Střední hodnota | 16 114 | [W] |
| Sm. odch. | 8973 | [W] |
| Medián | 12 955 | [W] |
| Celková spotřeba | 141 161 | [kWh] |

Tabulka 5.3: Popisné statistiky časové řady spotřeby tepla
Zdroj: Vlastní zpracování

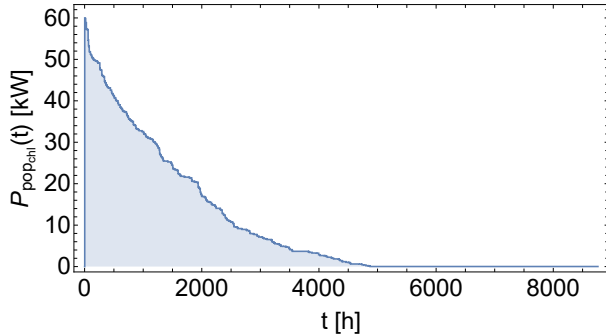
5.3.4 Očekávaná spotřeba chladu

Na obrázku 5.6 je uvedena časová řada očekávané spotřeby chladu. Časové řady jsou v pořadí zima, jaro, léto, podzim uvedeny na obrázcích C.4a, C.4b, C.4c, C.4d.



Obrázek 5.6: Časová řada spotřeby chladu
Zdroj: Vlastní zpracování

Základní výběrové popisné statistiky časové řady spotřeby chladu jsou uvedeny v tabulce 5.4. Čára trvání zatížení očekávané spotřeby elektřiny je uvedena na obrázku 5.7.



Obrázek 5.7: Čára trvání výkonu - spotřeba chladu
Zdroj: Vlastní zpracování

| Parametr | Hodnota | Jednotka |
|------------------|---------|----------|
| Minimum | 16 | [W] |
| Maximum | 60 000 | [W] |
| Střední hodnota | 9639 | [W] |
| Sm. odch. | 14 430 | [W] |
| Medián | 1441 | [W] |
| Celková spotřeba | 84 440 | [kWh] |

Tabulka 5.4: Popisné statistiky časové řady spotřeby chladu
Zdroj: Vlastní zpracování

5.4 Předpoklady případové studie

Model posuzuje ekonomické výsledky jednotlivých variant z hlediska projektu. Ve výpočtech není zohledněn vliv daní, způsob financování, vliv inflace a eskalace. Ceny zařízení jsou uváděny bez DPH. Současně se předpokládá cyklické opakování ekonomických důsledků. Reálný diskont je konstantní během celé doby porovnání a je uvažován ve výši 4 % dle přílohy č. 5, vyhlášky č. 480/2012 Sb. [37]. Předpokládá se, že budoucí výdaje na likvidaci zařízení odpovídají budoucí hodnotě materiálu po vyřazení zařízení, a proto se zanedbávají. Dále se předpokládá, že systém disponuje přípojkou k distribuční soustavě zemního plynu. Předpokládána je také stoprocentní spolehlivost technologií během celé doby provozu zařízení. Instalovaná zařízení jsou nová. Testování

po uvedení zařízení do provozu není uvažováno. Pro výpočet se v případě všech technologií využívá funkce investičních výdajů pro shodné modely komponent.

Počáteční čas optimalizace je dán vztahem 5.1. Perioda byla zvolena jako maximum z period vstupních získaných pro potřeby případové studie a je dána vztahem 5.2. Cenové vstupy všech komponent lze nalézt v příloze E.

$$t_0 = 0 \text{ s} \quad (5.1)$$

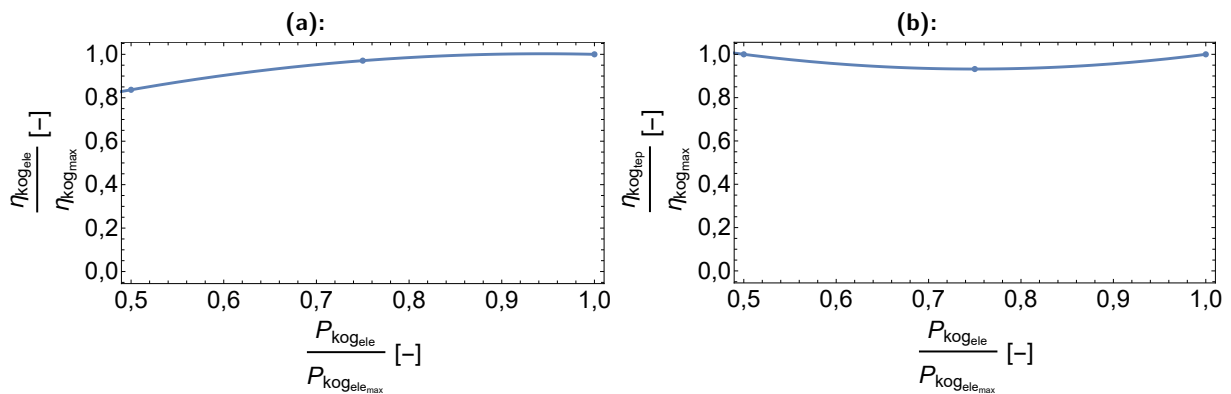
$$\Delta t = 3\,600 \text{ s} \quad (5.2)$$

Všechny časově závislé proměnné, jako například okamžité výkony, počet provozních period příslušných zařízení či hodnota penalizační funkce, jsou s výjimkou počátečního stavu akumulátorů v t_0 nulové.

5.4.1 Technicko-ekonomické předpoklady kogenerační jednotky

Referenčním zařízením je kogenerační jednotka BOOMEL[®] NATGAS s instalovaným výkonem 70 kW_e.

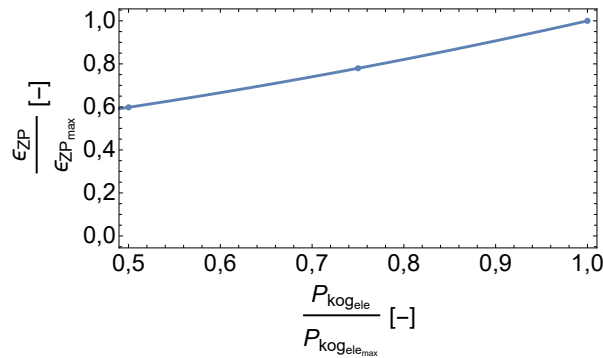
Elektrická a tepelná účinnost jsou v případě řízení spínacím schématem dány aproximací uvedenou na obrázcích 5.8a a 5.8b. Totéž platí pro relativní spotřebu zemního plynu uvedenou na obrázku 5.9. Vstupní data aproximace vychází z hodnot uvedených v technické specifikaci, viz [14].



Obrázek 5.8: Teoretické relativní účinnosti kogenerační jednotky BOOMEL[®] NAT GAS 70

Zdroj: Vlastní zpracování dle [14]

Investiční výdaje zahrnují mimo cenu samotného zařízení také stavební úpravy, úpravy elektrorozvaděče a prostředky pro měření a regulaci. Kompletní příslušenství včetně služeb je na základě externí konzultace stanoveno na 30 % ceny zařízení. Provozní náklady kogenerační jednotky zahrnují výměnu provozních kapalin, zejména oleje a další prostředky k zajištění plynulého provozu zařízení včetně periferií. Součástí jsou také pravidelné revize a další servisní úkony.



Obrázek 5.9: Teoretická relativní spotřeba zemního plynu kogenerační jednotky BOOMEL® NAT GAS 70
Zdroj: Vlastní zpracování dle [14]

Cena zemního plynu je zvolena na základě předpokládaného ročního odběru zemního plynu kogenerační jednotkou $41\,000\text{ m}^3$ z webového kalkulátoru [76]. Jedná se o celkovou jednotkovou cenu včetně souvisejících plateb. Předpokládá se, že změna denní rezervované kapacity neovlivňuje výslednou cenu zemního plynu. Toto zjednodušení je zavedeno v souladu s [77, str. 902].

Hodnoty všech parametrů jsou uvedeny v tabulce 5.5. Uvedené hodnoty jsou stanoveny na základě konzultace s externím konzultantem.

| Parametr | Hodnota | Jednotka |
|------------------------|---------------------------|-----------------------------------|
| $\eta_{kog_{ele}}$ | \approx dle tech. spec. | – |
| $\eta_{kog_{tep}}$ | \approx dle tech. spec. | – |
| T_{gkog} | 60 000 | <i>h</i> |
| T_{zkog} | 20 | <i>rok</i> |
| $s_{kog_{max}}$ | 4 | – |
| $T_{prokog_{min}}$ | 0 | <i>h</i> |
| $T_{prokog_{max}}$ | 8760 | <i>h</i> |
| $\epsilon_{kog_{rel}}$ | \approx dle tech. spec. | – |
| $\epsilon_{kog_{ref}}$ | 20,40 | $\text{m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$ |
| $P_{kog_{ref}}$ | 70 | <i>kW</i> |
| c_{ZP} | 8,63 | $\text{Kč} \cdot \text{m}^{-3}$ |
| n_{prkog} | 0,40 | $\text{Kč} \cdot \text{kWh}^{-1}$ |

Tabulka 5.5: Technické a ekonomické parametry kogenerační jednotky
Zdroj: Vlastní zpracování

5.4.2 Technicko-ekonomické předpoklady absorpčního tepelného čerpadla

Topný i chladič faktor absorpčního tepelného čerpadla jsou převzaty z technické specifikace výrobce [13]. Doba do generální opravy i odhadovaná doba životnosti je stanovena na základě konzultace s externím konzultantem. Provozní stálé roční náklady jsou uvažovány ve výši 2 % z investičních výdajů.

| Parametr | Hodnota | Jednotka |
|-------------|---------|------------|
| COP_{atc} | 1,10 | – |
| EE_{atc} | 12,78 | – |
| T_{gate} | 70 000 | h |
| T_{zate} | 15 | rok |
| n_{stac} | 0,02 | rok^{-1} |

Tabulka 5.6: Technické a ekonomické parametry absorpční jednotky
Zdroj: Vlastní zpracování

5.4.3 Technicko-ekonomické předpoklady tepelného čerpadla vzduch-voda

Součástí investiční výdajů je venkovní jednotka a řídicí modul umožňující kaskádovat tepelná čerpadla až do počtu osmi jednotek [78]. Cena oběhového čerpadla, prostředků pro odvod kondenzátu a dalšího příslušenství je zanedbána. Účelem nacenění příslušenství je shodně jako v případě ukázat možnost respektování příslušenství zařízení modelem shodně jako dále v případě akumulátoru elektřiny. Cílem není nutně postihnou veškeré související investiční výdaje. Provozní stálé roční náklady zahrnují pravidelné elektrorevize, revize mechanických částí, včetně kontroly chladiva a další nutné servisní úkony. Tyto jsou na základě externí konzultace stanoveny ve výši 2 % z investičních výdajů.

| Parametr | Hodnota | Jednotka |
|------------|---------|------------|
| COP_{tc} | 3 | – |
| T_{gtc} | 70 000 | h |
| T_{ztc} | 15 | rok |
| n_{sttc} | 0,02 | rok^{-1} |

Tabulka 5.7: Technické a ekonomické parametry tepelného čerpadla
Zdroj: Vlastní zpracování

5.4.4 Technicko-ekonomické předpoklady akumulátoru elektřiny

Pro účely případové studie jsou uvažovány na trhu běžně dostupné nízkonapěťové akumulátory technologie $LiFePO_4$, které lze spojovat do větších bateriových celků. Pro tyto účely je současně v investičních výdajích respektována cena RACKu. Součástí investičních výdajů není příslušenství, například battery monitor, či systém vzdálené správy. Dle specifikace výrobce je battery management systém integrovaný v jednotlivých zařízeních.

Nabíjecí účinnost je převzata z [47, str. 6]. Vybíjecí účinnost se na základě doporučení vedoucího práce zanedbává. Očekávaná životnost a provozní stálé náklady jsou na základě externí konzultace stanoveny ve výši $5000 \text{ Kč} \cdot rok^{-1}$ a respektují pravidelné elektrorevize a drobnou údržbu.

| Parametr | Hodnota | Jednotka |
|-----------------------|---------|------------------------|
| SOC_{max} | 0,00 | – |
| SOC_{min} | 1,00 | – |
| $\eta_{akuele_{nab}}$ | 0,90 | – |
| $\eta_{akuele_{vyb}}$ | 1,00 | – |
| $T_{zakuele}$ | 12 | rok |
| $N_{prostakuele}$ | 5000 | Kč · rok ⁻¹ |

Tabulka 5.8: Technické a ekonomické parametry akumulátoru elektřiny
Zdroj: Vlastní zpracování

5.4.5 Technicko-ekonomické předpoklady akumulátoru tepla

Tepelná vodivost je stanovena dle [79]. Minimální a maximální teplota otopného systému je stanovena na základě technické specifikace akumulární nádrže a doporučení externího konzultanta. Limitní teplota pro odběr z akumulární nádrže je stanovena dle vztahu:

$$T_{akuteplimit} = 0.7 \cdot T_{akutepmax}. \quad (5.3)$$

Thoušťka izolace je stanovena na základě specifikace výrobce dle [80].

Poměr průměr akumulární nádrže k výšce $p_{akutep} = \frac{1100}{2310}$ je stanoven dle specifikace výrobce pro akumulární nádrž 2 m³ [80].

Přepočtení teplot uvedených v tabulce 5.9 na odpovídající absolutní teploty stanoví vztah:

$$T_x = t_x + 273.15, \quad (5.4)$$

kde T_x je x -tá absolutní teplota pro $\forall x \in \{akutepmin, akutepmax, akutepven, akuteplimit\}$ uvedená v K a t_x je odpovídající nepřepočítaná teplota ve $^{\circ}C$.

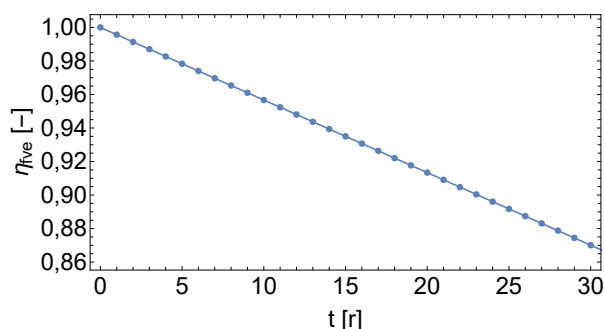
| Parametr | Hodnota | Jednotka |
|-------------------|------------------|--|
| ρ_v | 997 | kg · m ⁻³ |
| c_v | 4186 | J · kg ⁻¹ · K ⁻¹ |
| λ | 0,04 | W · m ⁻¹ · K ⁻¹ |
| l_{akutep} | 0,10 | m |
| p_{akutep} | 0,48 | – |
| $t_{akutepmin}$ | 35 | $^{\circ}C$ |
| $t_{akutepmax}$ | 90 | $^{\circ}C$ |
| $t_{akutepven}$ | 22 | $^{\circ}C$ |
| $t_{akuteplimit}$ | ≈ dle vztahu 5.3 | $^{\circ}C$ |
| $T_{zakutep}$ | 20 | rok |

Tabulka 5.9: Technické a ekonomické parametry akumulátoru tepla
Zdroj: Vlastní zpracování

5.4.6 Technicko-ekonomické předpoklady fotovoltaického systému

Účinnost fotovoltaických modlů je dána technickou specifikací výrobce, který u vybraných modelů garantuje záruku až 30 let na lineární pokles výkonu na 87 %, viz [81]. Předpokládaný lineární pokles účinnosti modulů dokumentuje níže uvedený obrázek.

Investiční výdaje fotovoltaického systému zahrnují mimo cenu modulů také kabeláž a prostředky pro montáž. Cena příslušenství vztahovaná na jeden fotovoltaický modul je odhadnuta z orientační celkové měrné ceny fotovoltaického systému po odečtení ceny měniče a fotovoltaických modulů.



Obrázek 5.10: Závislost účinnosti fotovoltaických modulů na čase
Zdroj: Vlastní zpracování dle [81]

| Parametr | Hodnota | Jednotka |
|----------------|---------------------------|---|
| η_{fve} | \approx dle tech. spec. | – |
| $T_{z_{fve}}$ | 30 | rok |
| $n_{st_{fve}}$ | 400 | Kč · kW ⁻¹ · rok ⁻¹ |

Tabulka 5.10: Technické a ekonomické parametry fotovoltaického systému
Zdroj: Vlastní zpracování

5.4.7 Technicko-ekonomické předpoklady měniče

Životnost je stanovena na základě externí konzultace. Účinnost měniče je stanovena dle technické specifikace výrobce. Předpokládá se, že všechny uvažované typy měničů umožňují paralelní provoz jednotek.

| Symbol | Hodnota | Jednotka |
|---------------|---------|----------|
| η_{men} | 0,97 | – |
| $T_{z_{men}}$ | 15 | rok |

Tabulka 5.11: Technické a ekonomické parametry měniče
Zdroj: Vlastní zpracování

5.5 Volba omezujících podmínek nadřazené optimalizační úlohy

Zásadní součástí řešení úlohy je správné nastavení omezujících podmínek. Tyto primárně vyplývají z technických a ekonomických požadavků zadavatele. Primárním účelem v uvedené konfiguraci není využití akumulátoru elektřiny, jako záložního zdroje. Meze pro akumulátor elektřiny jsou voleny tak, aby umožňoval především vyrovnávání zatížení. Minimum je dáno minimální instalovatelnou jednotkou dle vstupního podkladu s investičními výdaji.

Meze instalovaného výkonu měniče napětí jsou voleny dle požadavků zadavatele.

Meze pro absorpční tepelné čerpadlo jsou voleny tak, aby v libovolném čase optimalizace zařízení splnilo požadavek na potřebný chladicí výkon. Omezení plynou z čáry trvání zatížení chladicího výkonu uvedené na obrázku 5.7 a základních popisných statistik uvedených v tabulce 5.4.

Meze instalovaného výkonu kogenerační jednotky jsou voleny s ohledem čáru trvání zatížení uvedenou na obrázku 5.11 při respektování očekávatelného příkonu tepelného čerpadla vzduch-voda a absorpčního tepelného čerpadla.

Rozsah instalace fotovoltaického systému zadavatelem není omezen. Tudíž je horní mez instalovaného výkonu stanovena s přihlédnutím k mezím ostatních komponent, intermitentní povaze zdroje a také k faktu, že v uvažované konfiguraci má zdroj pouze doplňkovou roli.

Ani v případě akumulátoru tepla neexistuje ze strany zadavatele omezení. Proto je jako mezní zvolen dvojnásobek standardní sériově vyráběné široce dostupné akumulární nádrže.

Požadavky na velikosti jednotlivých komponent systému jsou uvedeny v tabulce 5.12.

| Proměnná | Spodní mez | Horní mez | Jednotka |
|--------------------|------------|-----------|--------------------|
| $E_{akueleinst}$ | 2,4 | 100 | [kWh] |
| $P_{meninst}$ | 30 | 35 | [kW] |
| $P_{atcchlinst}$ | 60 | 61 | [kW] |
| $P_{kogeleinst}$ | 29 | 40 | [kW] |
| $P_{tctepinst}$ | 8 | 100 | [kW] |
| $P_{fveinst}$ | 0,315 | 15 | [kW _p] |
| $V_{akutepinst}$ | 1 | 20 | [m ³] |
| $P_{kogmez12}$ | 0,50 | 1,00 | [-] |
| $SOC_{akuelemez4}$ | 0,34 | 0,46 | [-] |
| $T_{akutepmez5}$ | 0,68 | 0,92 | [-] |

Tabulka 5.12: Přehled mezí proměnných případové studie
Zdroj: Vlastní zpracování

5.6 Výstupy optimalizačního modelu

Pro výsledné vyhodnocení je zvolena nejrobustnější z analyzovaných metod, metoda diferenciální evoluce. Parametry optimalizační metody jsou v obou případech voleny shodně v podobě populace s 30 jedinci, 100 iteracemi a $p_k = 10\,000$ Kč.

5.6.1 Řízení energetického systému metodou MILP

Metoda smíšeného celočíselného programování nedosahuje v diskutovaném případě dobrých výsledků. Vzhledem k tomu, že metoda nachází z hlediska hodnoty kriteriální funkce v diskutovaném případě násobně horší výsledky než řízení energetického systému stavovým schématem v násobně horším čase, je vyhodnocování z důvodu úspory času a energií předčasně ukončeno. Metoda je z vyhodnocení vyloučena a detailní výsledky nejsou prezentovány, avšak jsou součástí příloh. Pro konkrétní představu, při využití shodné optimalizační metody včetně shodných parametrů optimalizace metoda v nejlepším případě, tedy v čase přibližně 25 h, nesplňuje přibližně 64 % stavů.

Shodný jev lze pozorovat z výsledků kvartálního vyhodnocení, které je detailně ukázáno v tabulkách F.3 a F.4. Z uvedených výsledků vyplývá, že i při vyhodnocení v kratším časovém

intervalu řízení nesplňuje zejména ve Q2 a Q3 vysoké desítky procent splněných stavů. Oprávněnost předčasného ukončení výpočtu lze tudíž podložit desítkami hodin prezentovaných výpočtů.

5.6.2 Řízení energetického systému stavovým schématem

Doba trvání optimalizace činí 28:54:42, tedy necelých 29 hodin. Nejlepší dosažená hodnota ročních výrobních nákladů $\bar{N} = 1\,300\,927$ Kč. Řešení z 8760 nesplňuje přibližně 9 % stavů a kogenerační jednotka nadměrně spíná v 291 případech. Doplnující podklady případové studie jsou uvedeny v příloze G. Řešením úlohy dimenzování $E_{akueleinst} = 100,00$ kWh, $P_{meninst} = 35,00$ kW, $P_{atcchlinst} = 60,60$ kW, $P_{kogeleinst} = 33,56$ kW_e, $P_{tctepinst} = 79,39$ kW, $P_{fveinst} = 15,00$ kW, $V_{akutepinst} = 19,00$ m³, $P_{kogmez12} = 0,81$, $SOC_{akuelemez4} = 0,34$ a $T_{akutepmez5} = 0,91$.

Shrnutí investičních výdajů jednotlivých komponent řešení je uvedeno v tabulce 5.13.

| | N_{inv_j} [Kč] | N_{jed_j} [Kč] | n_j [-] | $P_{jinst}; E_{jinst}; V_{jinst}$ [kW; kWh; m ³ ; -] |
|------------------------------|---------------------|---------------------|--------------|--|
| Akumulátor elektřiny | 872 600 | 29 750 | 28 | 3,6 |
| RACK ¹ | – | 9900 | 4 | – |
| Měnič | 125 447 | 17 921 | 7 | 5 |
| Absorpční tepelné čerpadlo | 2 000 000 | 2 000 000 | 1 | 70 |
| Kogenerační jednotka | 2 210 000 | 2 210 000 | 1 | 50 |
| Tepelné čerpadlo vzduch-voda | 1 327 200 | 324 400 | 4 | 20 |
| Řídicí jednotka ² | – | 29 600 | 1 | – |
| Fotovoltaické panely | 255 334 | 5938 | 43 | 0,350 |
| Akumulátor tepla | 239 630 | 23 963 | 10 | 2 |
| SUMA | 7 030 211 | – | – | – |

¹ Příslušenství akumulátoru elektřiny; související investiční výdaje jsou již zahrnuty v ceně nadřazené položky

² Příslušenství tepelného čerpadla vzduch-voda; související investiční výdaje jsou již zahrnuty v ceně nadřazené položky

Tabulka 5.13: Shrnutí investičních výdajů komponent řešení

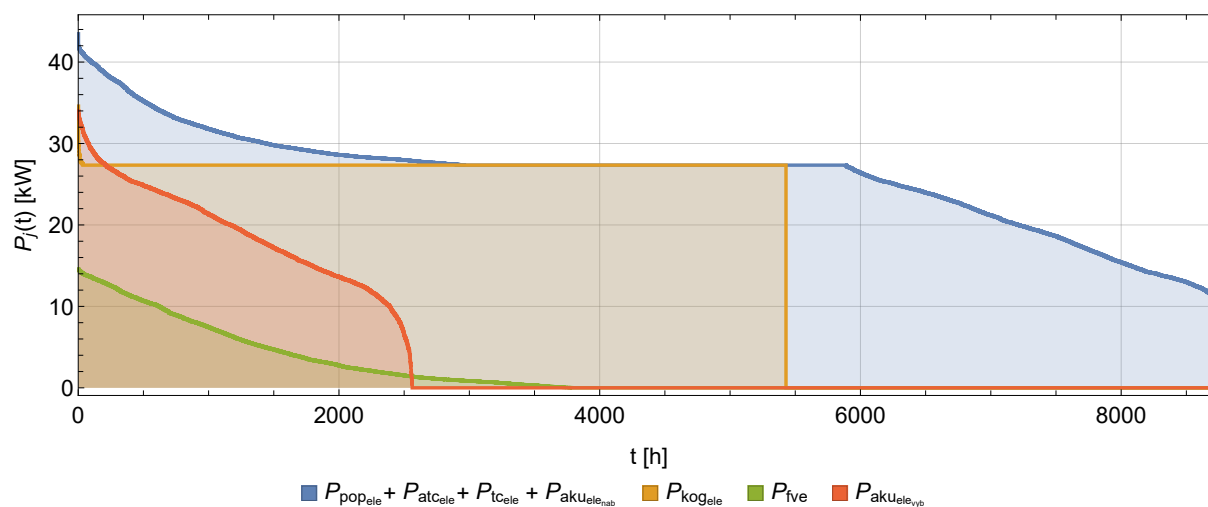
Zdroj: Vlastní zpracování

Shrnutí provozních a palivových nákladů jednotlivých komponent řešení včetně spotřeby zemního plynu je uvedeno v tabulce 5.14.

Na obrázku 5.11 jsou uvedeny čáry trvání elektrických výkonů. Z křivek lze dovozovat, jakým způsobem se jednotlivé zdroje podílí na krytí spotřeby elektrické energie.

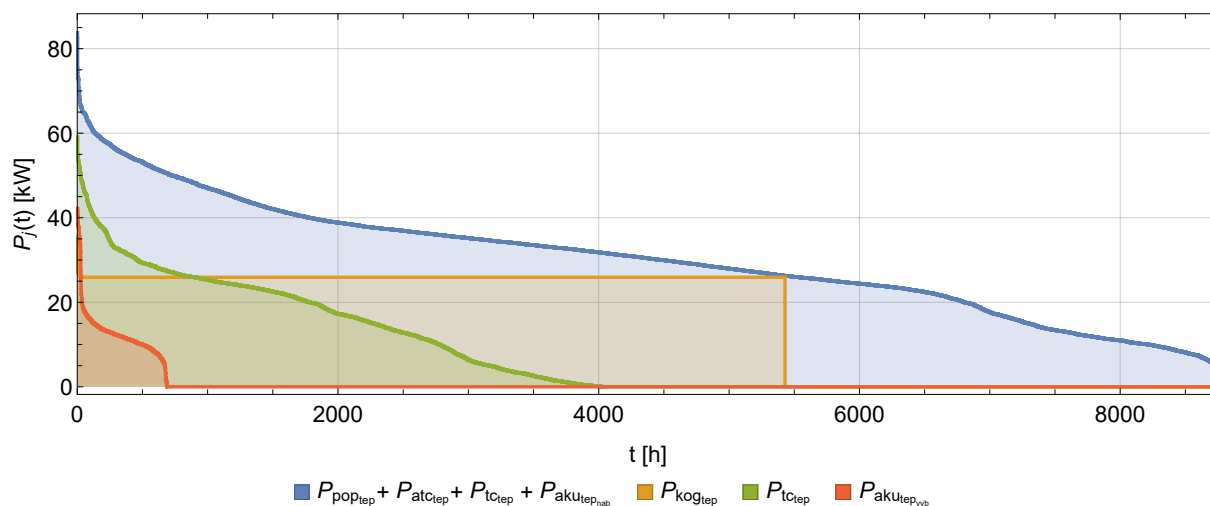
| | $N_{pro_{stj}}$ [Kč] | $N_{pro_{prj}}$ [Kč] | N_{palj} [Kč] | ϵ [m ³] |
|--------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------|---------------------------------|
| Akumulátor elektřiny | 5000 | 0 | 0 | 0 |
| RACK | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Měnič | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Absorpční tepelné čerpadlo | 40 000 | 0 | 0 | 0 |
| Kogenerační jednotka | 0 | 59 381 | 381 607 | 44 219 |
| Tepelné čerpadlo vzduch-voda | 26 544 | 0 | 0 | 0 |
| Řídicí jednotka pro tepelné čerpadlo | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Fotovoltaické panely | 6000 | 0 | 0 | 0 |
| Akumulátor tepla | 0 | 0 | 0 | 0 |
| SUMA | 77 544 | 59 381 | 381 607 | 44 219 |

Tabulka 5.14: Shrnutí provozních nákladů komponent řešení
Zdroj: Vlastní zpracování

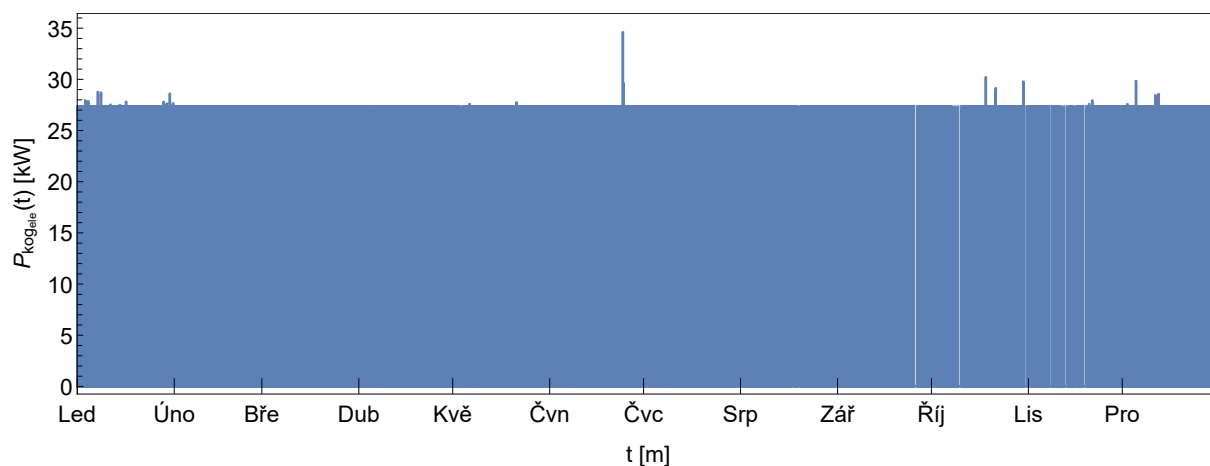


Obrázek 5.11: Čáry trvání elektrických výkonů - stavové schéma
Zdroj: Vlastní zpracování

Na obrázku 5.12 jsou uvedeny čáry trvání tepelných výkonů. Z křivek lze dovozovat, jakým způsobem se jednotlivé zdroje podílí na krytí spotřeby tepelné energie.



Obrázek 5.12: Čáry trvání tepelných výkonů - stavové schéma
Zdroj: Vlastní zpracování



Obrázek 5.13: Modelový provoz kogenerační jednotky - stavové schéma
Zdroj: Vlastní zpracování

Z obrázku 5.13 je patrné, že využití kogenerační jednotky je celoročně téměř konstantní. V zimě je teplo z kogenerační jednotky využíváno pro účel vytápění a v létě pro chlazení nepřímo vytápěným absorpčním tepelným čerpadlem.

5.7 Citlivostní analýza

V tabulkách 5.14 a 5.15 lze nalézt přehled vybraných parametrů optimalizace řazených dle relativní citlivosti na výstup modelu. S rostoucím diskontem roste hodnota diskontního faktoru a s tím související investiční výdaje. Proto lze předpokládat, že zvýšení diskontu povede ke zvýšení hodnoty kritériální funkce a snížení k opaku. Toto citlivostní analýza potvrzuje. Dalším ekonomickým parametrem, kde lze předpokládat analogické chování, je cena zemního plynu. Tvrzení taktéž potvrzuje provedená citlivostní analýza. Z tabulky je zřejmé, že ekonomickým parametrem nejvíce ovlivňujícím výsledek modelu, je právě diskont.

U parametrů zejména technické povahy, například nabíjecí účinnost akumulátoru elektřiny,

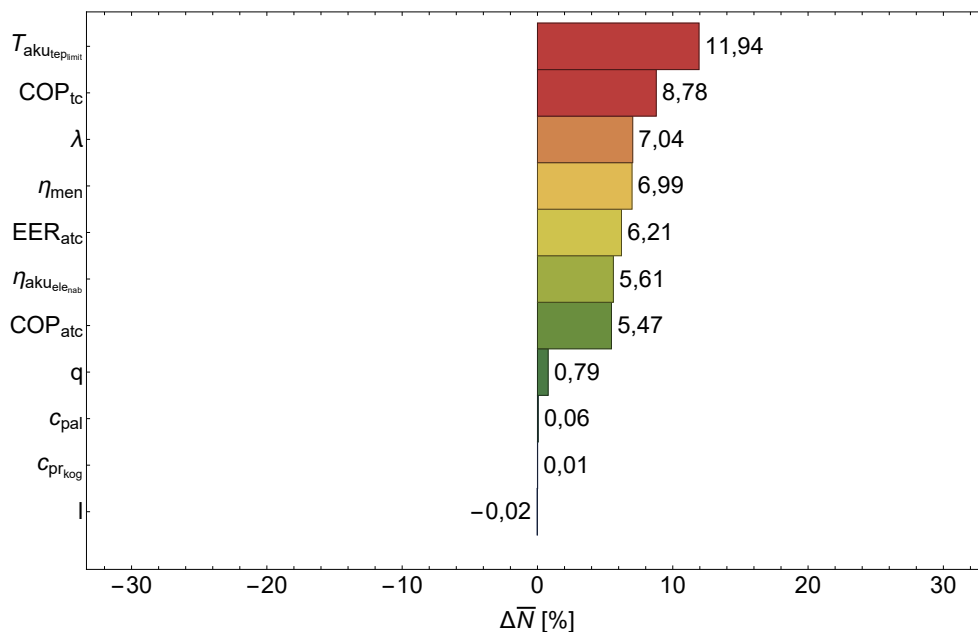
je interpretace složitější. Zdálo by se, že s rostoucí účinností bude v každém případě hodnota kriteriální funkce klesat, což je v rozporu s výsledky citlivostní analýzy. Důvodem je fakt, že jednotlivé stavy modelu jsou vzájemně provázané například stavy akumulátorů a jakákoli změna, byť znamenající zvýšení účinnosti některé z komponent, může znamenat vyšší počet nesplněných běžných stavů, či růst počtu sepnutí kogenerační jednotky, které je také penalizováno.

Mohlo by se zdát, že odstranění vlivu penalizace z citlivostní analýzy povede k odstranění diskutovaných problémů. Toto tvrzení je pravdivé pouze u parametrů, které v případě řízení systému stavovým schématem nemají vliv jeho rozhodování.

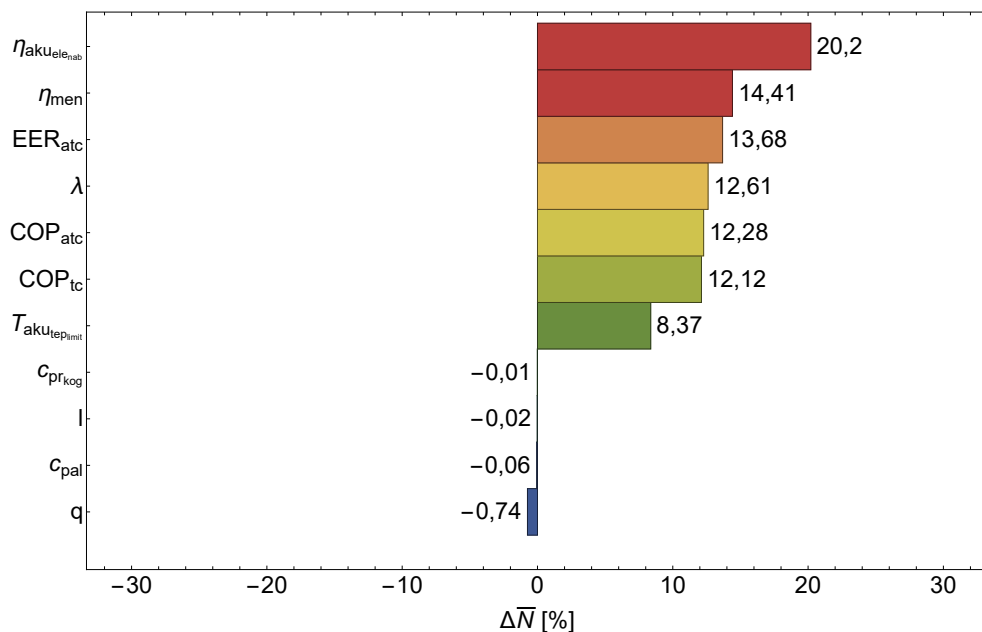
Příkladem může být diskont či cena paliva. Z druhé skupiny parametrů lze myšlenku demonstrovat na příkladu nabíjecí účinnosti akumulátoru elektřiny, jejíž snížení může zvýšit počet nesplněných stavů, v nichž byla původně sepnuta kogenerační jednotka, což se v důsledku poklesu spotřeby paliva a provozních proměnných nákladů může projevit v poklesu hodnoty kriteriální funkce. Jedná se o analogii již dříve uvedeného efektu.

Citlivostní analýza v případě těchto parametrů tudíž reálně neobsahuje nezávislou informaci, jaká je relativní změna hodnoty kriteriální funkce v případě příslušné relativní změny parametru. Takto informace totiž závisí na hodnotě penalizační konstanty. Vliv změny parametru je v důsledku tím větší, čím větší je hodnota penalizační konstanty.

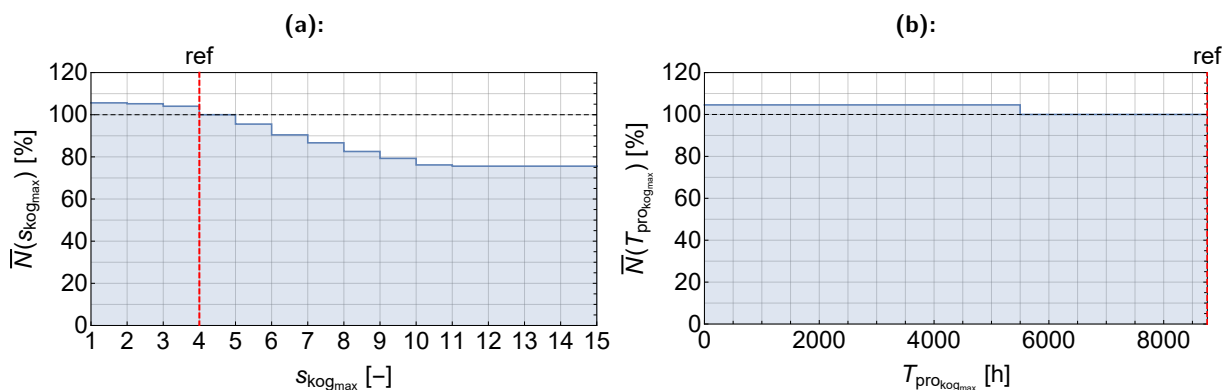
Důležitá informace, která je místo toho v případě technických parametrů spíše obsažena, je na volbu kterých parametrů je chování systému citlivé, kde chováním je myšlena změna počtu nesplněných stavů.



Obrázek 5.14: Citlivost na kladnou změnu parametru o 2 %
Zdroj: Vlastní zpracování



Obrázek 5.15: Citlivost na zápornou změnu parametru o 2 %
Zdroj: Vlastní zpracování



Obrázek 5.16: Citlivostní analýza počtu sepnutí a maximálního ročního využití kogenerační jednotky
Zdroj: Vlastní zpracování

Na obrázku 5.16a je znázorněna citlivostní analýza maximálního denního počtu startů kogenerační jednotky. Z grafu je patrné, že změna parametru o jednu jednotku vyvolá změnu hodnoty kritériální funkce v řádu jednotek procent až do přibližně jedenácti denních sepnutí, kdy se hodnota kritériální funkce ustálí. Z velikosti relativní změny hodnoty kritériální funkce lze odhadovat, že největší počet stavů řešení se pohybuje v rozmezí tři až osm startů denně.

Obrázek 5.16b ilustruje citlivostní analýzu pro maximální roční počet provozních hodin kogenerační jednotky. Z významu parametru je patrné, že z hlediska hodnoty kritériální funkce mohou v modelu nastat pouze dva stavy, zda model kritérium splnil, popřípadě nesplnil. Vzhledem k tomu, že je graf konstruován s krokem 500 provozních hodin lze usuzovat, že roční využití kogenerační jednotky se v analyzovaném případě pohybuje mezi 5 000 a 6 000 hodinami.

5.8 Vyhodnocení případové studie

Nejprve je třeba konstatovat, že výsledek optimalizační úlohy je odhadem, který musí být předmětem dalšího posouzení. Přidaná hodnota programu spočívá v tom, že dimenzování na základě historických, respektive budoucích očekávaných spotřeb, ideálně v kombinaci s Monte Carlo simulací umožňuje řešiteli udělat si podstatně lepší představu o situaci a vhodném řešení, než dimenzování například na základě celkových ročních spotřeb bez znalosti charakteru zátěží. Ve shodném smyslu se vyjadřuje například [75, str. 30].

Ač řešení některé komponenty naddimenzovává, je zřejmé, že je plně v souladu se zadanými vstupními daty a odpovídá reálné rozhodovací situaci. Jestliže investor nemá možnost pořídit například kogenerační jednotku v rozmezí 30 kW a 50 kW, pak musí nutně volit mezi dostupnými jednotkami nebo jejich kombinací. V uvedeném případě funkce upřednostní konfiguraci 1 × 50 kW namísto 4 × 10 kW, která je investičně dražší přibližně o 2,5 mil. Kč. Analogická situace nastává v případě akumulátoru tepla, kde optimalizace volí 10 × akumulaci nádrž o objemu 2 m³ namísto převráceného poměru, přičemž úspora činí přibližně 17 000 Kč. V tomto případě je třeba podotknout, že při zohlednění instalace, ceny armatur a periferií se může situace rychle obrátit. Uvedený příklad opět odkazuje na vstupní ekonomická data, kde se otevírá prostor například pro konzultační společnosti v energetice, které mohou zadat celé výrobní řady jednotlivých komponent a posuzovat ekonomicky vhodnou kombinaci komponent do velkého detailu.

Závěrem lze konstatovat, že dimenzování off-grid systému je všeobecně velmi náročná úloha, neboť v takovém systému neexistuje tvrdý zdroj, a systém tudíž musí nezávisle splnit všechna omezení na něj kladená.

Níže jsou uvedené možné hlavní příčiny, proč optimalizační algoritmus nenalézá plně validní řešení z hlediska počtu splněných stavů v průběhu roku:

- na definovaných mezích nadřazené optimalizační úlohy řešení neexistuje,
- definováno málo stavů,
- nízký počet iterací optimalizace vzhledem k vysokému stupni volnosti problému

S výjimkou v pořadí druhého bodu se možné příčiny shodují i pro řízení energetického systému MILP.

Možná řešení jsou tato:

- rozšířit meze,
- definovat více stavů v případě řízení ES stavovým schématem,
- zvýšit počet iterací optimalizace

Na základě výsledků navazujícího šetření, jehož předmětem bylo rozšíření mezí nadřazené optimalizační úlohy, lze uvedenou příčinu označit za spíše nepravděpodobnou. Jistě lze řešení významným rozšířením mezí nalézt, avšak toto rozšíření musí vždy korespondovat jak s požadavky investora, tak se zadanými ekonomickými vstupy. Příliš volné okrajové podmínky vedou k růstu výpočetní náročnosti a k pomalé konvergenci řešení optimalizační úlohy, neboť paralelní rozšíření omezujících podmínek významně rozšiřuje množinu řešení. Naopak příliš striktní omezující podmínky vedou k významnému zúžení množiny přípustných řešení, která nemusí řešení zahrnovat. Oběma zmíněným extrémům je třeba se vyvarovat.

Aby bylo současně ukázáno, že model je plně funkční a lze jeho prostřednictvím nalézt řešení splňující 100 % stavů, je k diskutovanému energetickému systému připojen virtuální tvrdý zdroj elektrické energie s pracovním označením P_{sit} . Situaci komplikuje fakt, že připojení k distribuční soustavě není v popsaném modelu formálně zavedeno, proto je konstatováno, že se jedná o obecný tvrdý zdroj elektrické energie.

Řešení je nalezeno metodou MILP, a to z toho důvodu, že metoda umožňuje výrazně jednodušší doimplementaci diskutovaného zdroje, než je tomu v případě řízení systému stavovým schématem,

kde by bylo třeba změnu promítnout do všech stavů. Konfigurace se oproti dříve prezentované konfiguraci liší zavedením tvrdého zdroje a odebráním absorpční jednotky. Odebráním absorpční jednotky ze systému lze názorně demonstrovat snížení využití kogenerační jednotky v letních měsících v důsledku ztráty synergického efektu, který byl diskutován v podkapitole 1.4. Kompletní řešení je uvedeno v příloze H.

Závěr

Práce se zabývá optimálním dimenzováním malých a středních energetických systémů s obnovitelnými zdroji energie. Předmětem práce je hodnocení investičního záměru výstavby moderního energetického systému z hlediska projektu při respektování historických nebo budoucích odhadovaných spotřeb.

Pro účel dimenzování bylo vybráno sedm komponent umožňujících výrobu elektřiny, tepla a chladu, jakož i akumulaci elektřiny a tepla. Pro to, aby bylo možné energetický systém dimenzovat, byl navržen algoritmus řízení komponent předmětného systému dvěma principiálně odlišnými přístupy, a to stavovým schématem umožňujícím respektovat nelineární charakter vlastností některých komponent, a metodou smíšeného celočíselného lineárního programování.

Na základě matematické formulace byl vytvořen program v prostředí Wolfram Mathematica 12.1 umožňující optimální dimenzování energetického systému.

Tento systém je plně konfigurovatelný z vybraných technologií zahrnujících například kogenerační jednotku, absorpční tepelné čerpadlo, tepelné čerpadlo vzduch-voda, fotovoltaický systém a další. Vstupem programu jsou především průběhy spotřeb a výroby fotovoltaického systému, ekonomické vstupy investičních výdajů jednotlivých komponent včetně příslušenství a technické parametry jednotlivých komponent. Program také umožňuje volbu specifických podmínek omezujících provoz systému, jako je například maximální denní počet sepnutí kogenerační jednotky, maximální počet provozních hodin kogenerační jednotky za optimalizační období. Výstupem programu je protokol o dimenzování zahrnující mimo vlastní řešení také klíčové technické a ekonomické ukazatele a další související informace.

Z porovnání obou přístupů vyplývá, že lineární systém velmi kvalitně aproximuje systém nelineární. Největší předností popisu energetického systému stavovým schématem je možnost detailně formulovat velmi specifické způsoby chování v jednotlivých stavech. V druhém z diskutovaných případů lze za největší přednost považovat automatické vyhodnocení nejvhodnějšího chování systému vzhledem k definici kritériální funkce, které je díky lineární podstatě široce implementovatelné do různých technologií řízení.

Dále byla navržena a implementována metodika tvorby funkce investičních výdajů umožňující automatické vyhodnocení nejvhodnější konfigurace energetického systému složeného ze shodných nebo různých modelů příslušné technologie s ohledem na konkrétní zadané ekonomické vstupy. Přístup umožňuje modifikovat výstupy na míru zařízení dostupných pro konkrétního investora. Součástí modelu je také simulace Monte Carlo umožňující vyhodnocení vlivu nedeterministických vstupů v podobě jednotlivých spotřeb a výroby fotovoltaického systému.

Pro účely dimenzování byly vybrány tři optimalizační metody, z nichž dvě se ukázaly jako vhodné pro řešení předmětného druhu problému, a to diferenciální evoluce a modifikovaná metoda optimalizace hejnem částic. Poslední jmenovaná metoda není nativně součástí matematických knihoven jazyka Wolfram, a proto byla převzata z dostupné literatury a upravena pro účely programu.

Ukázka funkce programu byla demonstrována v případové studii dimenzování off-grid energetického systému zahrnujícího všechny uvažované technologie. Na základě výsledků lze konstatovat, že absence tvrdého zdroje významně zvyšuje náročnost úlohy dimenzování. Dále bylo na příkladu trigenerace ukázáno, že vyřazením absorpční jednotky z energetického systému se sníží využití kogenerační jednotky v letních měsících.

Navazující práce se mohou zabývat rozšířením modelu o možnost připojení energetického systému

k distribuční soustavě a dalším zobecněním umožňujícím paralelní provoz více energetických systémů provozovaných v rámci mikrosítě. Předmětem daného výzkumu může být také vliv způsobu dodávky elektrické energie subsystémům příslušné mikrosítě z hlediska výše platby souvisejících služeb v elektroenergetice.

Vytvořený program může nalézt využití v konzultačních společnostech v energetice, a to jako podklad pro ekonomické hodnocení investičního záměru z hlediska projektu. Zpracované materiály lze též v praxi využít pro řízení energetických systémů. Konkrétním příkladem aplikace je systém prediktivního řízení energetického systému, jehož součástí mohou být oba zmíněné přístupy, popřípadě jejich kombinace.

Vytvořené modely, včetně implementace optimalizační metody, poslouží pro výuku a výzkum integrace chytrých technologií do moderních energetických systémů na Katedře elektroenergetiky, FEL ČVUT v Praze.

Literatura

- [1] S. Abdelhady, M. S. Abd-Elhady, and M. M. Fouad, “An Understanding of the Operation of Silicon Photovoltaic Panels,” *Energy Procedia*, vol. 113, pp. 466–475, 2017.
- [2] J. Drápala, *Materiály pro elektrotechniku*, 1st ed., D. Nohavica, Ed. Ostrava: VŠB – Technická univerzita Ostrava, 2013. ISBN 9788024833804
- [3] Solartec Holding a.s. | Elektřina ze slunce, “Fotoelektrický jev,” 2016. [online]. Dostupné z: <https://bit.ly/2ypWqdf> [cit. 04. 04. 2020].
- [4] A. K. Chilvery, A. K. Batra, B. Yang, K. Xiao, P. Guggilla, M. D. Aggarwal, R. Surabhi, R. B. Lal, J. R. Currie, and B. G. Penn, “Perovskites: transforming photovoltaics, a mini-review,” *Journal of Photonics for Energy*, vol. 5, no. 1, p. 15, 2015. [online]. Dostupné z: <https://www.spiedigitallibrary.org/journals/Journal-of-Photonics-for-Energy/volume-5/issue-01/057402/Perovskites-transforming-photovoltaics-a-mini-review/10.1117/1.JPE.5.057402.full?SSO=1>
- [5] P. G. V. Sampaio and M. O. A. González, “Photovoltaic solar energy: Conceptual framework,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 74, no. February, pp. 590–601, 2017.
- [6] E. Smith, S. Maniarasu, B. Manoharan, and V. Manjunath, *Perovskite Photovoltaics: Basic to Advanced Concepts and Implementation*, 1st ed., T. Sabu and T. Aparna, Eds. Chennai: Academic Press, 2018. ISBN 9780128129159
- [7] J. Krbek and B. Polesný, *Kogenerační jednotky - Zřízení a provoz*, 1st ed. Praha: GAS s.r.o., 2007. ISBN 9788073281519
- [8] IVT Tepelná čerpadla s.r.o. | Tepelná čerpadla IVT, “Princip tepelných čerpadel,” 2020. [online]. Dostupné z: <https://www.cerpadla-ivt.cz/cz/princip-tepelnych-cerpadel> [cit. 12. 03. 2020].
- [9] De Kleijn Energy Consultants and Engineers | Industrial Heat Pumps, “Závislost topného faktoru na teplotě výparníku,” 2018. [online]. Dostupné z: <http://industrialheatpumps.nl/server/multimediaserve/206> [cit. 12. 03. 2020].
- [10] R. Krainer and J. Duda, “Chladiva používaná v tepelných čerpadlech,” 2015. [online]. Dostupné z: <https://vytapeni.tzb-info.cz/tepelna-cerpadla/12647-chladiva-pouzivana-v-tepelnych-cerpadlech> [cit. 08. 05. 2020].
- [11] P. Chmel, “Hodnocení plynových tepelných čerpadel,” 2015. [online]. Dostupné z: https://www.robur.cz/spc_dwn.php?dl=fwdvn&d=4/&f=41.pdf&h=3cef55d2a3&ns=1 [cit. 08. 05. 2020].
- [12] R. Bulánek, *Povrchové jevy na pevných látkách*, 1st ed., Z. Palatý, Ed. Pardubice: Univerzita Pardubice, 2014. ISBN 978-80-7395-908-1. [online]. Dostupné z: https://dk.upce.cz/bitstream/handle/10195/64787/BulanekR_PovrchoveJevy_2015.pdf?sequence=1&isAllowed=y

- [13] SOKRA s.r.o. | Absorpční jednotky pro chlazení a vytápění, “Broad X absorpční jednotky - technická data,” 2020. [online]. Dostupné z: http://www.broad.cz/broad2013/Data/Technicka_data_ACHJ_Broad.pdf [cit. 19. 01. 2020].
- [14] Zeppelin CZ s.r.o. | Zeppelin CZ, “Technická specifikace kogenerační jednotky BOOMEL NAT GAS 70,” 2018, [cit. 05. 03. 2020].
- [15] “Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2004/8/ES,” 2004. [online]. Dostupné z: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/PDF/?uri=CELEX:32004L0008&from=EN> [cit. 07. 05. 2020].
- [16] “Vyhláška č. 37/2016 Sb.: Vyhláška o elektřině z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla a elektřině z druhotných zdrojů,” 2016. [online]. Dostupné z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2016-37/zneni-20160129> [cit. 12. 01. 2020].
- [17] EGÚ Brno a.s., “Centrální a decentrální výroba elektřiny a tepla,” p. 76, 2017. [online]. Dostupné z: <https://www.egubrno.cz/wp-content/uploads/2018/03/EFEKT-centralni-a-decentralni-vyroba.pdf> [cit. 04. 03. 2020].
- [18] Zeppelin CZ s.r.o. | Zeppelin CZ, “Kombinovaná výroba tepla a elektrické energie,” 2018. [online]. Dostupné z: <https://zeppelin.cz/downloads/Kogenerace-CAT-pdf.pdf> [cit. 11. 03. 2020].
- [19] O. Z. Sharaf and M. F. Orhan, “An overview of fuel cell technology: Fundamentals and applications,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 32, pp. 810–853, 2014. [online]. Dostupné z: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.012>
- [20] TEDOM a.s. | TEDOM - kogenerační jednotky, “Trigenerace,” 2015. [online]. Dostupné z: <https://www.tedom.com/wp-content/uploads/2017/12/TEDOM-Trigenerace.pdf> [cit. 28. 04. 2020].
- [21] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation,” *Applied Energy*, vol. 137, pp. 511–536, 2015. [online]. Dostupné z: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>
- [22] A. Evans, V. Strezov, and T. J. Evans, “Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 6, pp. 4141–4147, 2012. [online]. Dostupné z: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.03.048>
- [23] International Energy Agency | ResearchGate - Find and share research, “Technology Roadmap: Energy Storage - 2014 edition,” p. 64, 2014. [online]. Dostupné z: https://www.researchgate.net/publication/261848307_Technology_Roadmap_Energy_storage [cit. 14. 04. 2020].
- [24] D. O. Akinyele and R. K. Rayudu, “Review of energy storage technologies for sustainable power networks,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 8, pp. 74–91, 2014. [online]. Dostupné z: <http://dx.doi.org/10.1016/j.seta.2014.07.004>
- [25] K. Lourenssen, J. Williams, F. Ahmadpour, R. Clemmer, and S. Tasnim, “Vanadium redox flow batteries: A comprehensive review,” *Journal of Energy Storage*, vol. 25, no. July, 2019.

- [26] V. Vega-Garita, A. Hanif, N. Narayan, L. Ramirez-Elizondo, and P. Bauer, "Selecting a suitable battery technology for the photovoltaic battery integrated module," *Journal of Power Sources*, vol. 438, p. 227011, 2019. [online]. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2019.227011>
- [27] I. Sarbu and C. Sebarchievici, "A comprehensive review of thermal energy storage," *Sustainability (Switzerland)*, vol. 10, no. 1, 2018.
- [28] P. W. Li and C. L. Chan, *Thermal Energy Storage Analyses and Designs*, M. Kuhl, Ed. Elsevier, 2017. ISBN 9780128053447
- [29] A. Popelka and J. Kyncl, "Kogenerace s akumulací tepla," Master thesis, Czech Technical University in Prague, 2014. [online]. Dostupné z: <https://www.fel.cvut.cz/cz/education/prace/00043.pdf>
- [30] Energetický regulační úřad, "Pravidla provozování distribučních soustav - Příloha 4," p. 85, 2018. [online]. Dostupné z: https://www.cezdistribuce.cz/edee/content/file-other/distribuce/energeticka-legislativa/ppds/ppds-2018_priloha-4.pdf [cit. 09. 01. 2020].
- [31] L. Brada, "Právní úprava výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů spotřebitelem," Rigorous thesis, Karlova Univerzita, 2017.
- [32] M. Spirit, *Úvod do studia práva*, 2nd ed. Praha: Grada, 2014. ISBN 9788024752808
- [33] "Ústava České republiky," 1993. [online]. Dostupné z: <https://www.psp.cz/docs/laws/constitution.html> [cit. 05. 04. 2020].
- [34] "Zákon č. 2/1969 Sb.: Zákon České národní rady o zřízení ministerstev a jiných ústředních orgánů státní správy České socialistické republiky," 1969. [online]. Dostupné z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/1969-2> [cit. 12. 01. 2020].
- [35] "Types of EU law," 2020. [online]. Dostupné z: https://ec.europa.eu/info/law/law-making-process/types-eu-law_en [cit. 06. 04. 2020].
- [36] "Zákon č. 406/2000 Sb.: Zákon o hospodaření energií," 2000. [online]. Dostupné z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2000-406> [cit. 12. 01. 2020].
- [37] "Vyhláška č. 480/2012 Sb.: Vyhláška o energetickém auditu a energetickém posudku," 2012. [online]. Dostupné z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2012-480> [cit. 12. 01. 2020].
- [38] "Státní energetická koncepce České republiky," p. 145, 2014. [online]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/assets/dokumenty/52826/60155/632395/priloha004.pdf> [cit. 12. 01. 2020].
- [39] "Zákon č. 458/2000 Sb.: Zákon o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů," 2000. [online]. Dostupné z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2000-458> [cit. 12. 01. 2020].
- [40] Energetický regulační úřad, "Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 7/2018, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a ostatní regulované ceny," p. 87, 2018. [online]. Dostupné z: https://www.eru.cz/documents/10540/3899124/ERV_10_2018.pdf/3feb1c47-0aa0-4766-a0d0-39715afd9fe0 [cit. 03. 01. 2020].
- [41] M. Maňák, "Lokální distribuční soustava," 2019. [online]. Dostupné z: <https://www.fbadvokati.cz/cs/sluzby/2525-lokalni-distribucni-soustava> [cit. 12. 01. 2020].

- [42] J. Štyr and M. Maňák, “Lokální distribuční soustavy a možnosti jejich využití v decetralizované energetice,” 2019. [online]. Dostupné z: <https://www.fbadvokati.cz/cs/novinky/2560-prezentace-z-veletrhu-amper-lokalni-distribucni-soustavy-a-moznosti-jejich-vyuziti-v-decetralizovane-energetice> [cit. 05. 04. 2020].
- [43] “Zákon č. 165/2012 Sb.: Zákon o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů,” 2012. [online]. Dostupné z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2012-165> [cit. 12. 01. 2020].
- [44] Energetický regulační úřad, “Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 3/2019,” pp. 1–15, 2019. [online]. Dostupné z: https://www.eru.cz/documents/10540/5228943/ERV6_2019.pdf/7c470e71-3e3c-4f67-a6bd-5945852961d6 [cit. 03. 01. 2020].
- [45] Energetický regulační úřad, “Často kladené dotazy,” 2019. [online]. Dostupné z: <https://www.eru.cz/poze/casto-kladene-dotazy> [cit. 04. 04. 2020].
- [46] “Vyhláška č. 441/2012 Sb.: Vyhláška o stanovení minimální účinnosti užití energie při výrobě elektřiny a tepelné energie,” 2012. [online]. Dostupné z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2012-441> [cit. 12. 01. 2020].
- [47] T. T. Tran and A. D. Smith, “Stochastic optimization for integration of renewable energy technologies in district energy systems for cost-effective use,” *Energies*, vol. 12, no. 3, 2019.
- [48] B. Li, “Sizing and Operation of Multi-Energy Hydrogen-Based,” Doctoral thesis, Université Bourgogne Franche-Comté, 2018. [online]. Dostupné z: <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-02077668>
- [49] A. Maleki, M. A. Rosen, and F. Pourfayaz, “Optimal operation of a grid-connected hybrid renewable energy system for residential applications,” *Sustainability (Switzerland)*, vol. 9, no. 8, 2017.
- [50] H. Anand, N. Narang, and J. S. Dhillon, “Multi-objective combined heat and power unit commitment using particle swarm optimization,” *Energy*, vol. 172, pp. 794–807, 2019. [online]. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.01.155>
- [51] H. Mohammadi and M. Mohammadi, “Optimization of the micro combined heat and power systems considering objective functions, components and operation strategies by an integrated approach,” *Energy Conversion and Management*, vol. 208, no. November 2019, p. 17, 2020. [online]. Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890420301485>
- [52] P. Conti, G. Lutzemberger, E. Schito, D. Poli, and D. Testi, “Multi-Objective Optimization of Off-Grid Hybrid,” *Energies*, vol. 12, p. 25, 2019.
- [53] M. Tahani, N. Babayan, and A. Pouyaei, “Optimization of PV / Wind / Battery stand-alone system , using hybrid FPA / SA algorithm and CFD simulation , case study : Tehran,” *Energy Conversion and Management*, vol. 106, pp. 644–659, 2015. [online]. Dostupné z: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2015.10.011>
- [54] Z. Luo, W. Gu, Z. Wu, Z. Wang, and Y. Tang, “A robust optimization method for energy management of CCHP microgrid,” *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 6, no. 1, pp. 132–144, 2018.

- [55] H. Wolisz, T. Schütz, T. Blanke, M. Hagenkamp, M. Kohn, M. Wesseling, and D. Müller, “Cost optimal sizing of smart buildings’ energy system components considering changing end-consumer electricity markets,” *Energy*, vol. 137, pp. 715–728, 2017. [online]. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.06.025>
- [56] B. Zhao, X. Zhang, P. Li, K. Wang, M. Xue, and C. Wang, “Optimal sizing, operating strategy and operational experience of a stand-alone microgrid on Dongfushan Island,” *Applied Energy*, vol. 113, pp. 1656–1666, 2014. [online]. Dostupné z: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.09.015>
- [57] A. M. Eltamaly, M. A. Mohamed, and A. I. Alolah, “A novel smart grid theory for optimal sizing of hybrid renewable energy systems,” *Solar Energy*, vol. 124, pp. 26–38, 2016. [online]. Dostupné z: <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2015.11.016>
- [58] M. Jafari, Z. Malekjamshidi, J. Zhu, and M. H. Khooban, “Novel Predictive Fuzzy Logic-Based Energy Management System for Grid-connected and Off-grid Operation of Residential Smart Micro-grids,” *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. PP, no. c, p. 1, 2018.
- [59] T. Khatib and W. Elmenreich, “PV System Size Optimization,” *Modeling of Photovoltaic Systems Using MATLAB ®*, no. 2016, pp. 175–211, 2016.
- [60] C. Ghenai, A. Merabet, T. Salameh, and E. C. Pigem, “Grid-tied and stand-alone hybrid solar power system for desalination plant,” *Desalination*, vol. 435, no. August 2017, pp. 172–180, 2018. [online]. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.desal.2017.10.044>
- [61] S. Twaha and M. A. Ramli, “A review of optimization approaches for hybrid distributed energy generation systems: Off-grid and grid-connected systems,” *Sustainable Cities and Society*, vol. 41, no. April, pp. 320–331, 2018. [online]. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.05.027>
- [62] C. D. Rodríguez-Gallegos, K. Rahbar, M. Bieri, O. Gandhi, T. Reindl, and K. Panda, “Optimal PV and Storage Sizing for PV-Battery-Diesel Hybrid Systems,” *IECON 2016 - 42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, pp. 3080–3086, 2016.
- [63] M. Karmellos, P. N. Georgiou, and G. Mavrotas, “A comparison of methods for the optimal design of Distributed Energy Systems under uncertainty,” *Energy*, vol. 178, pp. 318–333, 2019. [online]. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.04.153>
- [64] Z. Luo, Z. Wu, Z. Li, H. Y. Cai, B. J. Li, and W. Gu, “A two-stage optimization and control for CCHP microgrid energy management,” *Applied Thermal Engineering*, vol. 125, pp. 513–522, 2017. [online]. Dostupné z: <http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2017.05.188>
- [65] M. Budíková, M. Králová, and B. Maroš, *Průvodce základními statistickými metodami*, 1st ed., E. Jarošová, Ed. Praha: Grada, 2010. ISBN 978-80-247-3243-5
- [66] Mathematica Stack Exchange | Mathematica and Wolfram language, “Partitioning with varying partition size,” 2017. [online]. Dostupné z: <https://mathematica.stackexchange.com/questions/7511/partitioning-with-varying-partition-size> [cit. 29. 12. 2019].
- [67] B. Higgins, H. Binous, A. Bellagi, and A. Al-Matar, “Particle Swarm Optimization for 2D Problems,” 2014. [online]. Dostupné z: <http://demonstrations.wolfram.com/ParticleSwarmOptimizationFor2DProblems/> [cit. 29. 02. 2020].

- [68] M. A. Hossain, H. R. Pota, S. Squartini, and A. F. Abdou, “Modified PSO algorithm for real-time energy management in grid-connected microgrids,” *Renewable Energy*, vol. 136, pp. 746–757, 2019. [online]. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.01.005>
- [69] Y. Feng, G. G. Wang, S. Deb, M. Lu, and X. J. Zhao, “Solving 0–1 knapsack problem by a novel binary monarch butterfly optimization,” *Neural Computing and Applications*, vol. 28, no. 7, pp. 1619–1634, 2017.
- [70] N. Narayan, T. Papakosta, V. Vega-Garita, Z. Qin, J. Popovic-Gerber, P. Bauer, and M. Zeman, “Estimating battery lifetimes in Solar Home System design using a practical modelling methodology,” *Applied Energy*, vol. 228, no. July, pp. 1629–1639, 2018. [online]. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.06.152>
- [71] J. Bisschop, “Optimization Modeling AIMMS,” no. January, p. 306, 2020. [online]. Dostupné z: www.aimms.com
- [72] E. Sanchez and M. H. Nazari, “Model predictive energy scheduling for building microgrid,” *2017 North American Power Symposium, NAPS 2017*, 2017.
- [73] A. C. Luna, N. L. Diaz, M. Graells, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, “Mixed-integer-linear-programming-based energy management system for hybrid PV-wind-battery microgrids: Modeling, design, and experimental verification,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, no. 4, pp. 2769–2783, 2017.
- [74] D. Tenfen and E. C. Finardi, “A mixed integer linear programming model for the energy management problem of microgrids,” *Electric Power Systems Research*, vol. 122, pp. 19–28, 2015.
- [75] J. Zimičik and J. Cigler, “Datová analytika a dimenzování energetických systémů s bateriovým úložištěm,” *Konference Alternativní zdroje energie 2018*, pp. 23–30, 2018.
- [76] Topinfo s.r.o. | TZB-info, “Kalkulátor cen energií,” 2020. [online]. Dostupné z: <https://kalkulator.tzb-info.cz/> [cit. 16. 01. 2020].
- [77] C. Brandoni and M. Renzi, “Optimal sizing of hybrid solar micro-CHP systems for the household sector,” *Applied Thermal Engineering*, vol. 75, pp. 896–907, 2015. [online]. Dostupné z: <http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2014.10.023>
- [78] Družstevní závody Dražice-Strojírna s.r.o. | Tepelná čerpadla NIBE, “NIBE SMO 40 - ŘÍDICÍ MODUL,” 2020. [online]. Dostupné z: <https://www.nibe.cz/systemove-vnitri-jednotky-a-regulace/nibe-smo-40-ridici-modul> [cit. 15. 01. 2020].
- [79] Topinfo s.r.o. | TZB-info, “Minerální izolace,” 2018. [online]. Dostupné z: <https://stavba.tzb-info.cz/tepelne-izolace/298-mineralni-izolace> [cit. 24. 04. 2020].
- [80] LU-MI servis s.r.o. | Akumulační nádrže, “Akumulační nádrž KXT0 2000l d1100,” 2020. [online]. Dostupné z: <https://www.akunadrze.cz/akumulacni-nadrz-kxt0-2000l-i159/> [cit. 04. 03. 2020].
- [81] SVP Solar s.r.o. | Eshop pro úspory energií, “FV panel Bauer 310 Wp,” 2020. [online]. Dostupné z: <https://www.solar-eshop.cz/p/fv-panel-bauer-310wp-bifacial-30-let/#7085> [cit. 21. 04. 2020].

- [82] FVE-MP s.r.o. | Kvalitní komponenty pro fotovoltaiku, “Pylontech US2000 Plus,” 2020. [online]. Dostupné z: <https://www.fve-mp.cz/eshop/p/lifepo4-akumulator-us2000-plus-10024-63> [cit. 04. 03. 2020].
- [83] FVE-MP s.r.o. | Kvalitní komponenty pro fotovoltaiku, “Pylontech US3000 Plus,” 2020. [online]. Dostupné z: <https://www.fve-mp.cz/eshop/p/pylontech-akumulator-us3000-plus-10024-83> [cit. 03. 04. 2020].
- [84] FVE-MP s.r.o. | Kvalitní komponenty pro fotovoltaiku, “PylonBox 22U, uzavíratelný,” 2020. [online]. Dostupné z: <https://www.fve-mp.cz/eshop/p/pylonbox-22u-10026-155> [cit. 04. 03. 2020].
- [85] SVP Solar s.r.o. | Eshop pro úspory energií, “Phoenix, 48V,” 2020. [online]. Dostupné z: <https://www.solar-eshop.cz/p/menic-phoenix-12-24-48v-3000va-230vac-cisty-sinus/#4423> [cit. 04. 03. 2020].
- [86] FVE-MP s.r.o. | Kvalitní komponenty pro fotovoltaiku, “MPP Solar PIP 5048GK, 48V,” 2020. [online]. Dostupné z: <https://www.fve-mp.cz/eshop/p/kombinovany-ostrovni-menic-pip-5048gk-10008-61> [cit. 03. 04. 2020].
- [87] Družstevní závody Dražice-Strojírna s.r.o. | Tepelná čerpadla NIBE, “Maloobchodní ceník Nibe,” 2020. [online]. Dostupné z: <https://www.nibe.cz/ke-stazeni/category/157-cenik-nibe?download=1103:maloobchodni-cenik-nibe> [cit. 03. 04. 2020].
- [88] SVP Solar s.r.o. | Eshop pro úspory energií, “FV panel Q Cells 315 Wp,” 2020. [online]. Dostupné z: <https://www.solar-eshop.cz/p/fv-panel-q-cells-315wp/#7080> [cit. 04. 03. 2020].
- [89] SVP Solar s.r.o. | Eshop pro úspory energií, “FV panel Q Cells 325 Wp,” 2020. [online]. Dostupné z: <https://www.solar-eshop.cz/p/fv-panel-q-peak-duo-g5-325wp/#7049> [cit. 04. 03. 2020].
- [90] SVP Solar s.r.o. | Eshop pro úspory energií, “FV panel Bauer 330Wp,” 2020. [online]. Dostupné z: <https://www.solar-eshop.cz/p/fv-panel-bauer-330wp/#7094> [cit. 04. 03. 2020].
- [91] SVP Solar s.r.o. | Eshop pro úspory energií, “FV panel Q Cells 345 Wp,” 2020. [online]. Dostupné z: <https://www.solar-eshop.cz/p/fv-panel-q-cells-345wp/#7055> [cit. 04. 03. 2020].
- [92] SVP Solar s.r.o. | Eshop pro úspory energií, “FV panel Q Cells 350 Wp,” 2020. [online]. Dostupné z: <https://www.solar-eshop.cz/p/fv-panel-q-cells-350wp/#7070> [cit. 04. 03. 2020].
- [93] LU-MI servis s.r.o. | Akumulační nádrže, “Akumulační nádrž KXT0 3000l,” 2020. [online]. Dostupné z: <https://www.akunadrze.cz/akumulacni-nadrz-kxt0-3000l-i162/> [cit. 04. 03. 2020].
- [94] LU-MI servis s.r.o. | Akumulační nádrže, “Akumulační nádrž KXT0 5000l,” 2020. [online]. Dostupné z: <https://www.akunadrze.cz/akumulacni-nadrz-kxt0-5000l-i168/> [cit. 04. 03. 2020].
- [95] LU-MI servis s.r.o. | Akumulační nádrže, “Akumulační nádrž KXT0 10000l d1600,” 2020. [online]. Dostupné z: <https://www.akunadrze.cz/akumulacni-nadrz-kxt0-10000l-d1600-i335/> [cit. 04. 03. 2020].

Seznam příloh

Tištěné přílohy:

1. Seznam základních použitých značek a symbolů - viz příloha A
2. Seznam použitých zkratk - viz příloha B
3. Typické dny výrobních a spotřebních vstupů - viz příloha C
4. Příklad scénáře simulace Monte Carlo - viz příloha D
5. Přehled cenových vstupů - viz příloha E
6. Porovnání čtvrtletních výsledků optimalizace - viz příloha F
7. Dodatek k řešení případové studie - viz příloha G
8. Řešení úlohy dimenzování s připojeným tvrdým zdrojem - viz příloha H

Přílohy na CD:

1. Datový soubor výrobních a spotřebních vstupů - viz příloha *vsustupy.xlsx*
2. Program pro dimenzování energetických systémů - viz příloha *dimenzovani.es.pdf*



Přílohy

Příloha A

Seznam základních použitých značek a symbolů

| Symbol | Význam | Jednotka |
|--------------------------|---|--------------------------------|
| α | Hladina významnosti | – |
| P_1 | Vektor promenných nadřazené optimalizační úlohy | – |
| P_{2_i} | Vektor promenných i -té iterace podřazené optimalizační úlohy | – |
| Δt | Časový krok | s |
| ϵ_{kogref} | Spotřeba zemního plynu referenční kogenerační jednotky | $m^3 \cdot s^{-1}$ |
| ϵ_{kogrel} | Relativní spotřeba zemního plynu | – |
| ϵ_{kog} | Spotřeba zemního plynu kogenerační jednotky | $m^3 \cdot s^{-1}$ |
| $\eta_{aku_{ele}_{nab}}$ | Účinnost nabíjení akumulátoru elektřiny | – |
| $\eta_{aku_{ele}_{vyb}}$ | Účinnost vybíjení akumulátoru elektřiny | – |
| η_{carnot} | Teoretická, nejvýše dosažitelná účinnost tepelného čerpadla, tj. účinnost Carnotova cyklu | – |
| η_{fve} | Účinnost fotovoltaických modulů | – |
| η_{kogele} | Elektrická účinnost kogenerační jednotky | – |
| η_{kogtep} | Tepelná účinnost kogenerační jednotky | – |
| η_{men} | Účinnost měniče | – |
| η_{tcpor} | Porovnávací účinnost tepelného čerpadla | – |
| λ | Součinitel tepelné vodivosti izolace akumulátoru tepla | $W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}$ |
| μ | Střední hodnota | – |
| \bar{N} | Celkové průměrné roční výrobní náklady | $K\check{c} \cdot rok^{-1}$ |
| \bar{N}_p | Celkové průměrné roční výrobní náklady zahrnující hodnotu penalizační sumy | $K\check{c} \cdot rok^{-1}$ |
| \bar{X} | Výběrová střední hodnota | – |
| $\phi(x)$ | Funkce hustoty pravděpodobnosti normálního rozdělení | – |
| ρ_v | Hustota vody | $kg \cdot m^{-3}$ |
| σ^2 | Rozptyl | – |
| τ | Sazba daně z příjmu | – |
| $a(q, T_z)$ | Anuita | – |
| $a_{(i)}^f$ | Tabelovaný koeficient Shapirovy-Wilkovy testovací statistiky | – |
| $c_j(P_o)$ | Funkce investičních výdajů | $K\check{c}$ |
| c_v | Měrná tepelná kapacita vody | $J \cdot kg^{-1} \cdot K^{-1}$ |
| c_{ZP} | Očekávaná cena zemního plynu | $K\check{c} \cdot m^{-3}$ |
| c_k | Cena k -tého modelu j -té komponenty energetického systému | $K\check{c}$ |
| CF_j | Hotovostní tok | $K\check{c}$ |
| COP_{atc} | Topný faktor absorpčního tepelného čerpadla | – |
| COP_{tc} | Topný faktor tepelného čerpadla | – |
| d | Průměr akumulátoru tepla válcového tvaru | m |
| $E_{aku_{ele}_{inst}}$ | Instalovaná energie v bateriích | Ws |

| Symbol | Význam | Jednotka |
|-------------------------|---|----------------------------------|
| $E_{akuelemax}$ | Maximální energie, kterou lze uložit v akumulátoru elektřiny | Ws |
| $E_{akutepinst}$ | Instalovaná kapacita akumulátoru tepla | Ws |
| $E_{akutepmin}$ | Minimální energie, kterou lze uložit v akumulátoru tepla | Ws |
| $E_{tc_{dod}}$ | Dodaná elektrická či tepelná energie tepelnému čerpadlu. | Ws |
| $E_{tc_{ele/tep}}$ | Množství elektrické nebo tepelné energie dodané kompresoru tepelného čerpadla | Ws |
| $EE_{R_{atc}}$ | Elektrický faktor absorpčního tepelného čerpadla | – |
| f | Počet hodnot náhodného výběru | – |
| g | Sumační index | – |
| h | Výška akumulátoru tepla válcového tvaru | m |
| i | Sumační index; Index časového okamžiku t_i | – |
| j | Prvek množiny komponent energetického systému, viz 4.1 | – |
| k | Index modelu j -té komponenty vstupující do optimalizace | – |
| l_{akutep} | Tloušťka izolace akumulátoru tepla | m |
| m | Počet modelů j -té komponenty vstupující do optimalizace | – |
| n | Počet komponent energetického systému | – |
| N_{emi_j} | Náklady na emisní povolenky | $Kč$ |
| N_{lik_j} | Diskontované výdaje na likvidaci | $Kč$ |
| N_{odp_j} | Odpisy | $Kč$ |
| N_{pal_j} | Palivové náklady | $Kč$ |
| N_{pro_j} | Provozní náklady | $Kč$ |
| n_{fs} | Počet nesplněných stavů | – |
| N_{inv_j} | Investiční výdaje | $Kč$ |
| N_j | Celkové náklady | $Kč$ |
| N_{jed_j} | Cena jednoho kusu zařízení | $Kč$ |
| n_o | Počet period optimalizace | – |
| $N_{pal_{kog}}$ | Palivové roční náklady kogenerační jednotky | $Kč \cdot rok^{-1}$ |
| $n_{pr_{kog}}$ | Provozní proměnné náklady kogenerační jednotky | $Kč \cdot Ws^{-1}$ |
| $N_{pro_{akuele}}$ | Provozní roční náklady akumulátoru elektřiny | $Kč \cdot rok^{-1}$ |
| $N_{pro_{fve}}$ | Provozní roční náklady fotovoltaického systému | $Kč \cdot rok^{-1}$ |
| $N_{pro_{pr_{kog}}}$ | Provozní proměnné roční náklady kogenerační jednotky | $Kč \cdot rok^{-1}$ |
| $N_{pro_{st_{akuele}}}$ | Provozní stálé roční náklady akumulátoru elektřiny | $Kč \cdot rok^{-1}$ |
| $N_{pro_{st_{atc}}}$ | Provozní stálé roční náklady náklady absorpčního tepelného čerpadla | $Kč \cdot rok^{-1}$ |
| $N_{pro_{st_{tc}}}$ | Provozní stálé roční náklady tepelného čerpadla vzduch-voda | $Kč \cdot rok^{-1}$ |
| $n_{s_{kog}}$ | Počet případů v optimalizačním období, kdy kogenerační jednotka spíná nad limit | – |
| $n_{st_{atc}}$ | Koeficient stálých roční nákladů absorpčního tepelného čerpadla | rok^{-1} |
| $n_{st_{fve}}$ | Provozní stálé měrné roční náklady fotovoltaického systému | $Kč \cdot W^{-1} \cdot rok^{-1}$ |
| $n_{st_{tc}}$ | Koeficient stálých roční nákladů tepelného čerpadla vzduch-voda | rok^{-1} |
| N_{uro_j} | Úroky z úvěru | $Kč$ |
| n_k | Počet zařízení k -tého modelu j -té komponenty energetického systému | – |

| Symbol | Význam | Jednotka |
|------------------------|--|--------------|
| NPV_j | Čistá současná hodnota | $K\check{c}$ |
| p | Hodnota pravděpodobnosti pro testování nulové hypotézy, tzv. p-hodnota | – |
| $P_{aku_{ele_{inst}}}$ | Instalovaný výkon akumulátoru elektřiny | W |
| $P_{aku_{ele_{nab}}}$ | Nabíjecí výkon akumulátoru elektřiny | W |
| $P_{aku_{ele_{vyb}}}$ | Vybíjecí výkon akumulátoru elektřiny | W |
| $P_{aku_{ele}}$ | Elektrický výkon akumulátoru elektřiny | W |
| $P_{akute_{pztr}}$ | Ztrátový výkon akumulátoru tepla | W |
| $P_{akute_{p}}$ | Tepelný výkon akumulátoru tepla | W |
| $P_{akute_{p}}$ | Poměr průměr k výšce akumulátoru tepla válcového tvaru | – |
| $P_{atc_{ele}}$ | Elektrický příkon absorpčního tepelného čerpadla | W |
| $P_{atc_{chl_{inst}}}$ | Instalovaný chladicí výkon absorpčního tepelného čerpadla | W |
| $P_{atc_{chl_{max}}}$ | Maximální výkon absorpčního tepelného čerpadla | W |
| $P_{atc_{chl_{min}}}$ | Minimální výkon absorpčního tepelného čerpadla | W |
| $P_{atc_{chl_{rel}}}$ | Relativní chladicí výkon absorpčního tepelného čerpadla | W |
| $P_{atc_{chl}}$ | chladicí výkon absorpčního tepelného čerpadla | W |
| $P_{atc_{tep}}$ | Tepelný příkon absorpčního tepelného čerpadla | W |
| $P_{fve_{inst}}$ | Instalovaný výkon fotovoltaického systému | W_p |
| $P_{fve_{rel}}$ | Relativní výkon fotovoltaického systému | – |
| $P_{kog_{ele_{inst}}}$ | Instalovaný elektrický výkon kogenerační jednotky | W |
| $P_{kog_{ele_{max}}}$ | Maximální elektrický výkon kogenerační jednotky | W |
| $P_{kog_{ele_{min}}}$ | Minimální elektrický výkon kogenerační jednotky | W |
| $P_{kog_{ele_{ref}}}$ | Instalovaný výkon referenční kogenerační jednotky | W |
| $P_{kog_{ele_{rel}}}$ | Relativní elektrický výkon kogenerační jednotky | – |
| $P_{kog_{ele}}$ | Elektrický výkon kogenerační jednotky | W |
| $P_{kog_{mez12}}$ | Mez elektrického výkonu pro spínání kogenerační jednotky | – |
| $P_{kog_{tep}}$ | Tepelný výkon kogenerační jednotky | W |
| $P_{men_{inst}}$ | Instalovaný výkon měniče | W |
| $P_{men_{max}}$ | Maximální výstupní výkon měniče | W |
| $P_{pop_{ele}}$ | Poptávka elektrického výkonu | W |
| $P_{pop_{chl}}$ | Poptávka chladicího výkonu | W |
| $P_{pop_{tep}}$ | Poptávka tepelného výkonu | W |
| $P_{tc_{ele}}$ | Elektrický příkon tepelného čerpadla | W |
| $P_{tc_{tep_{inst}}}$ | Instalovaný výkon tepelného čerpadla | W |
| $P_{tc_{tep}}$ | Tepelný výkon tepelného čerpadla | W |
| $P_{vyb_{max}}$ | Maximální vybíjecí výkon akumulátoru elektřiny | W |
| P_{vyb} | Vybíjecí výkon akumulátoru elektřiny | W |
| p_k | Penalizační konstanta | $K\check{c}$ |
| P_k | Nominální výkon, respektive kapacita k -tého modelu j -té komponenty energetického systému | W |
| P_o | Instalovaný výkon či kapacita vstupující z nadřazené optimalizační úlohy | $m^3; W; Ws$ |
| q | Diskontní činitel | – |
| Q_j | Výkon j -té komponenty respektující binární proměnnou q_j | W |
| q_j | Binární proměnná reprezentující stav j -té komponenty | – |
| $Q_{tc_{tep}}$ | Množství tepelné energie získané tepelným čerpadlem | Ws |

| Symbol | Význam | Jednotka |
|--------------------------|--|------------------|
| $Q_{tc_{zis/ode}}$ | Získaná, respektive odebraná tepelná energie tepelným čerpadlem | Ws |
| r | Diskontní míra | – |
| R | Celkový tepelný odpor izolace akumulátoru tepla | $K \cdot W^{-1}$ |
| R_1 | Tepelný odpor pláště akumulátoru tepla válcového tvaru | $K \cdot W^{-1}$ |
| r_1 | Průměr akumulátoru tepla válcového tvaru po tepelnou izolaci | m |
| R_2 | Tepelný odpor podstavy, respektive víka akumulátoru tepla válcového tvaru | $K \cdot W^{-1}$ |
| $s_{kog_{max}}$ | Maximální počet startů kogenerační jednotky za den | – |
| SOC | Stav nabití akumulátoru | – |
| $SOC_{aku_{ele_{mez4}}}$ | Mez pro nabíjení akumulátoru elektřiny | – |
| SOC_{max} | Maximální relativní stav nabití akumulátoru | – |
| SOC_{min} | Minimální relativní stav nabití akumulátoru | – |
| SW | Testovací statistika Shapirova-Wilkova testu | – |
| t_0 | Počáteční čas | s |
| $T_{akutep_{limit}}$ | Limitní teplota pro odběr z akumulátoru tepla | K |
| $T_{akutep_{max}}$ | Maximální teplota teplé vody v akumulátoru tepla | K |
| $T_{akutep_{mez5}}$ | Mez pro nabíjení akumulátoru tepla | – |
| $T_{akutep_{min}}$ | Minimální teplota teplé vody v akumulátoru tepla | K |
| T_{akutep} | Střední teplota vody v akumulátoru tepla | K |
| T_{gatc} | Maximální provozní doba absorpčního tepelného čerpadla do generální opravy | s |
| T_{gkog} | Maximální provozní doba kogenerační jednotky do generální opravy | s |
| T_{gtc} | Maximální provozní doba tepelného čerpadla vzduch-voda do generální opravy | s |
| t_i | i -tý časový okamžik | s |
| T_o | Optimalizační období | s |
| T_{proatc} | Počet provozních period absorpčního tepelného čerpadla | – |
| $T_{prokog_{max}}$ | Maximální doba provozu kogenerační jednotky | s |
| $T_{prokog_{min}}$ | Minimální doba provozu kogenerační jednotky | s |
| T_{prokog} | Počet provozních period kogenerační jednotky | – |
| T_{protc} | Počet provozních period tepelného čerpadla vzduch-voda | – |
| $T_{tc_{kon}}$ | Teplota v kondenzátoru tepelného čerpadla | K |
| $T_{tc_{vyp}}$ | Teplota ve výparníku tepelného čerpadla | K |
| T_{ven} | Teplota vně akumulátoru tepla | K |
| T_{zj} | Očekávaná doba životnosti | rok |
| t_0 | Počátek optimalizace | s |
| U_j | Úmor úvěru | $K\check{c}$ |
| u_k | Utilita k -té položky | – |
| $V_{akutep_{inst}}$ | Instalovaný objem akumulátoru tepla | m^3 |
| V_j | Celkové výnosy j -té investice | $K\check{c}$ |
| W | Maximální zatížitelnost batohu | kg |

| Symbol | Význam | Jednotka |
|-------------|---|----------|
| w_k | Hmotnost k -té položky | kg |
| x | Realizace náhodné veličny | – |
| X | Náhodná veličina | – |
| $X_{(i)}$ | Hodnota náhodného výběru uspořádaného dle velikosti vzestupně | – |
| y_k | Binární proměnná reprezentující, zda je, či není k -tá položka sbalena do batohu | – |
| $z(q, T_z)$ | Zásobitel | – |

Příloha B

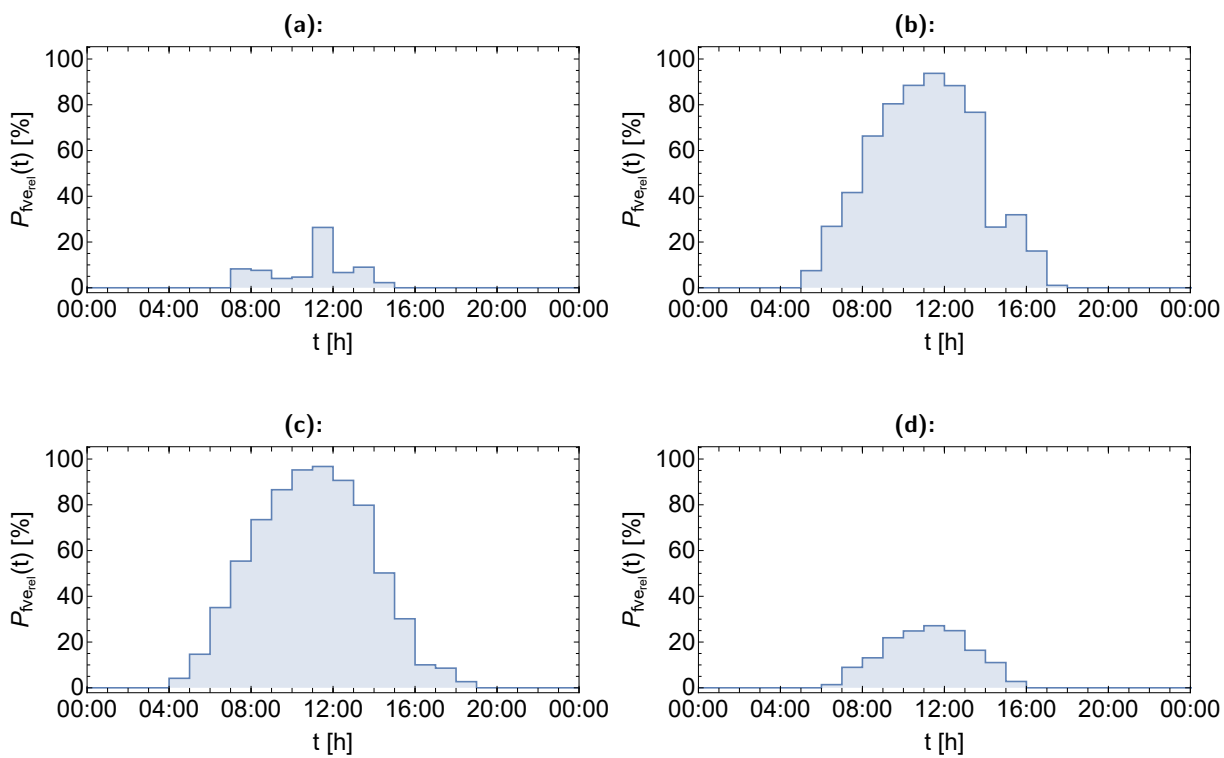
Seznam použitých zkratek

| Zkratka | Význam |
|---------|--|
| ASEK | Aktualizovaná Státní energetická koncepce |
| DE | Diferenciální evoluce (<i>z angl. Differential Evolution</i>) |
| ERÚ | Energetický regulační úřad |
| ES | Energetický systém |
| LCO | Lithium-iontový článek s katodou z lithium-oxid kobaltu (<i>z angl. Lithium Cobalt Oxide</i>) |
| LFP | Lithium-iontový článek s katodou z lithium-fosfát železa (<i>z angl. Lithium Ferro Phosphate</i>) |
| LMN | Lithium-iontový článek s katodou z lithium-oxid hořčíku (<i>z angl. Lithium Manganese Oxide</i>) |
| MILP | Smíšené celočíselné lineární programování (<i>z angl. Mixed Integer Linear Programming</i>) |
| MPO | Ministerstvo průmyslu a obchodu |
| MPSO | Modifikovaná metoda optimalizace hejnem částic (<i>z angl. Modified Particle Swarm Optimization</i>) |
| OP | Omezující podmínky |
| PDS | Provozovatel distribuční soustavy |
| Q | Čtvrtletí |
| SA | Simulované žíhání (<i>z angl. Simulated Annealing</i>) |
| SEK | Státní energetická koncepce |

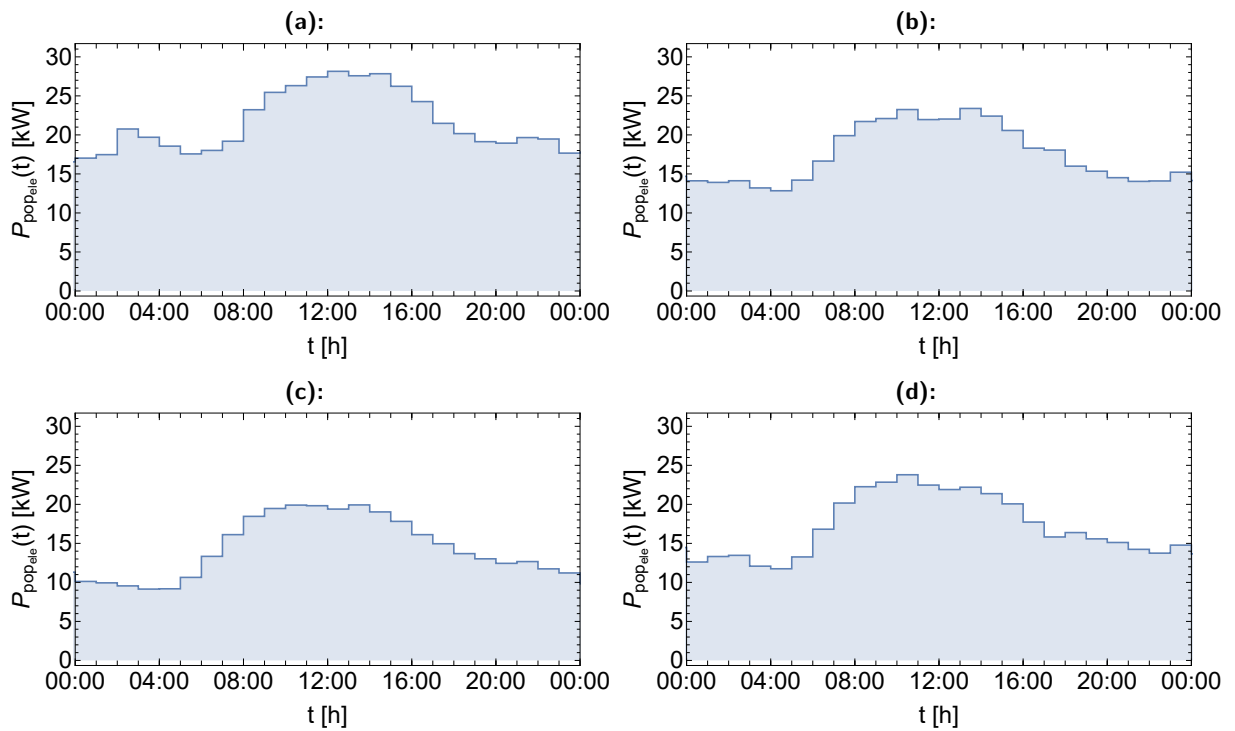
Pozn.: V seznamu nejsou uvedeny všeobecně známé zkratky.

Příloha C

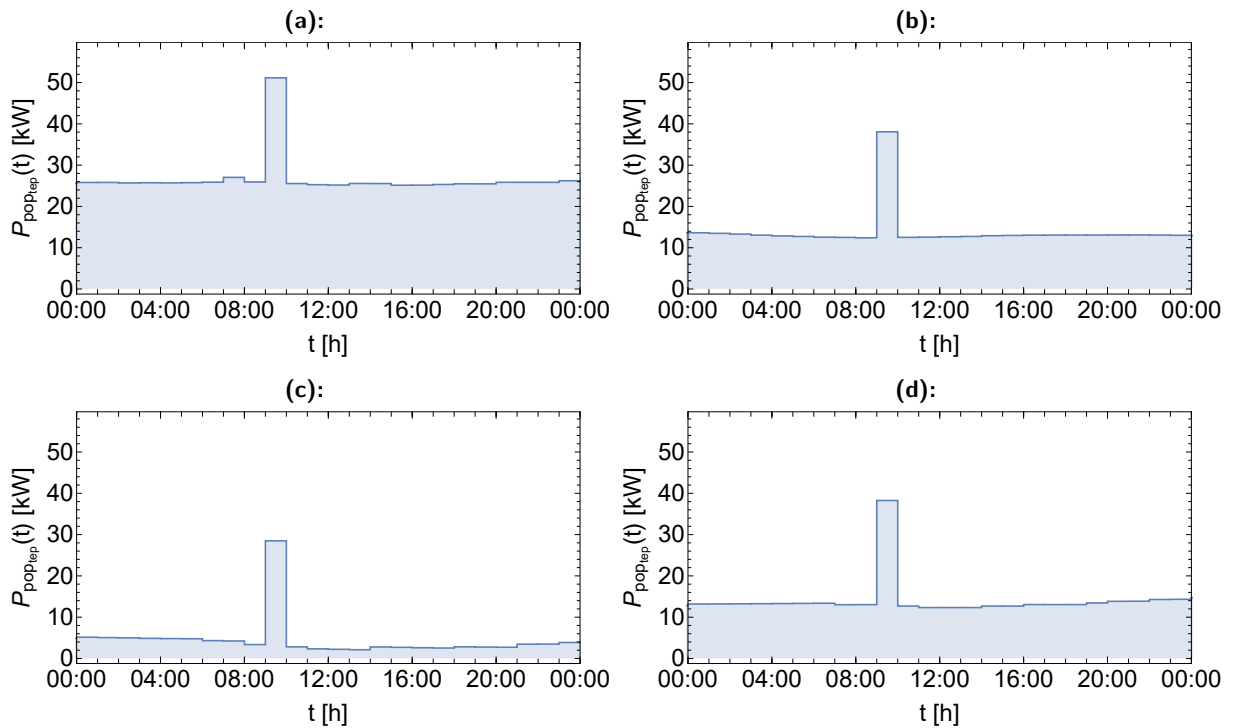
Typické dny výrobních a spotřebních vstupů



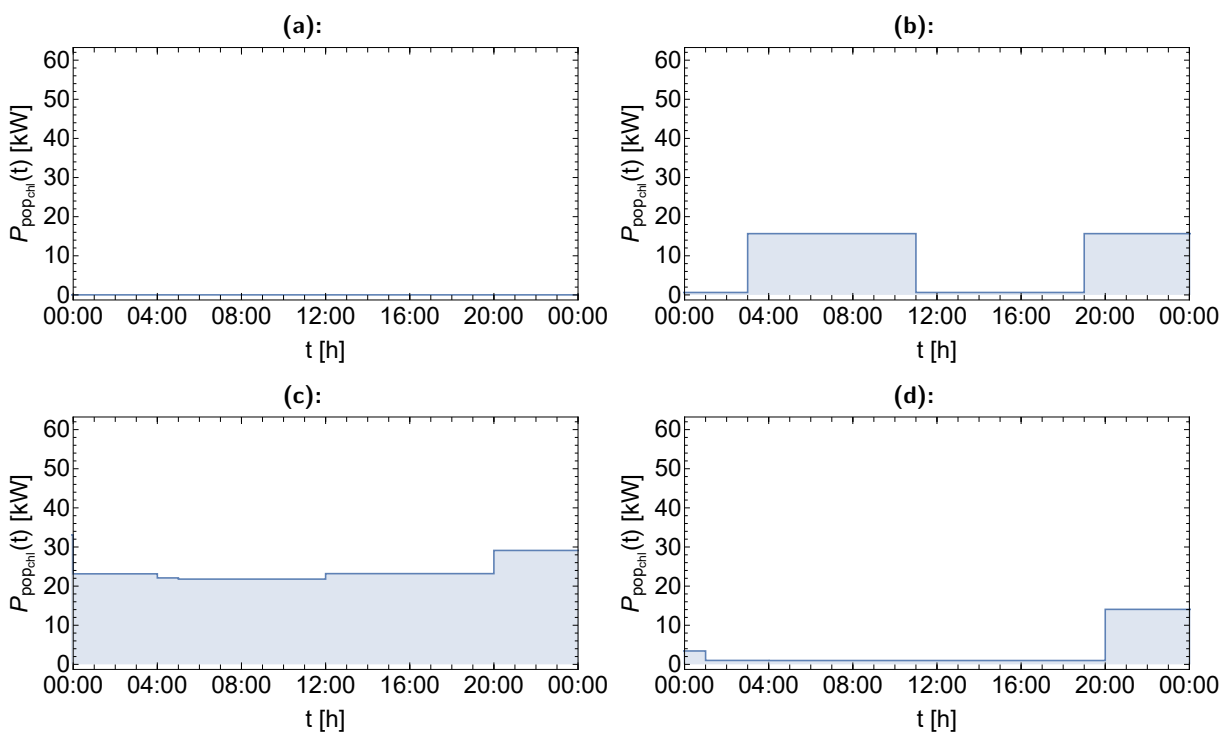
Obrázek C.1: Typické dny výroby fotovoltaického systému
Zdroj: Vlastní zpracování



Obrázek C.2: Typické dny spotřeby elektřiny
Zdroj: Vlastní zpracování



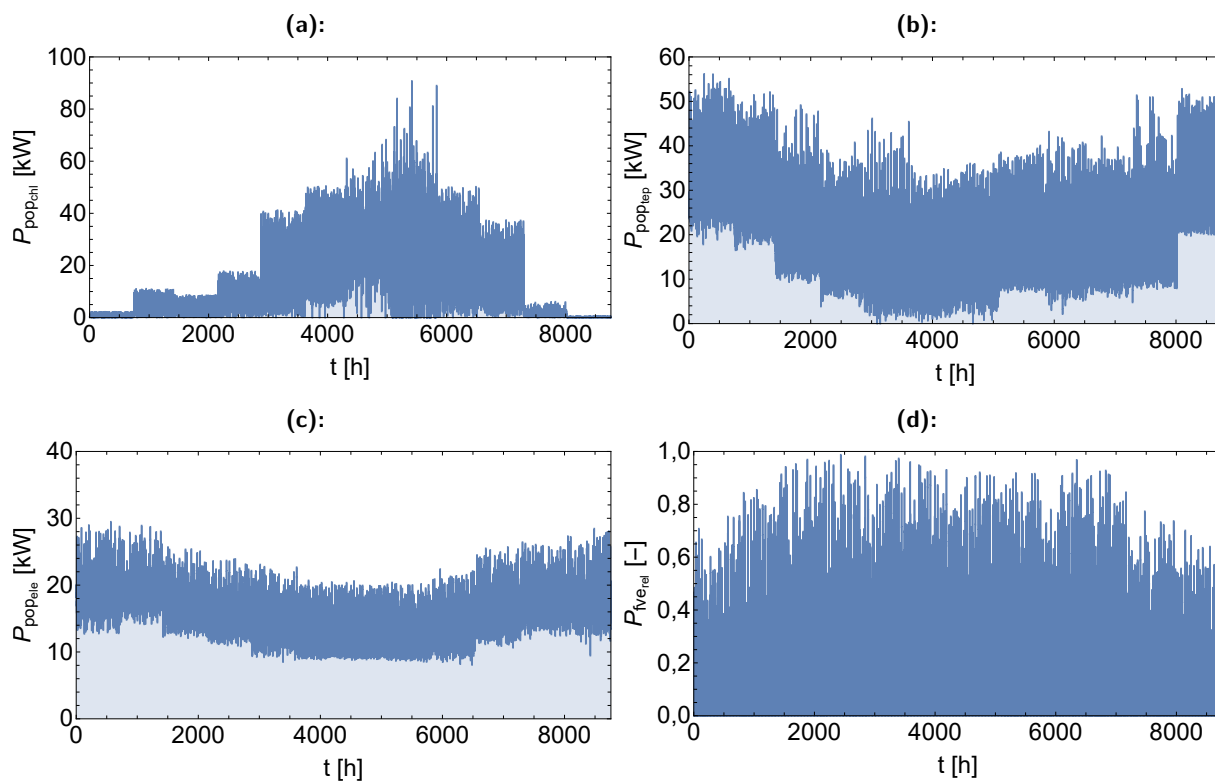
Obrázek C.3: Typické dny spotřeby tepla
Zdroj: Vlastní zpracování



Obrázek C.4: Typické dny spotřeby chladu
Zdroj: Vlastní zpracování

Příloha D

Monte Carlo simulace



Obrázek D.1: Příklad scénáře simulace Monte Carlo
Zdroj: Vlastní zpracování

Příloha E

Přehled cenových vstupů

| Hodnota | Jednotka | Cena [Kč] | Výrobce | Model | Druh zařízení | Zdroj |
|---------|--------------------|-----------|----------------|------------------|------------------------------|-------------------|
| 2,4 | [kWh/h] | 21 315 | Pylontech | US2000 | Akumulátor elektřiny | [82] |
| 3,6 | [kWh/h] | 29 750 | Pylontech | US3000 | Akumulátor elektřiny | [83] |
| 7 | [-] | 9900 | Pylontech | 22U | RACK ¹ | [84] |
| 2,5 | [kW] | 24 575 | Victron energy | Phoenix | Měnič | [85] |
| 5 | [kW] | 17 921 | MPP Solar | PIP 5048GK | Měnič | [86] |
| 23 | [kW] | 690 000 | – | – | Absorpční tepelné čerpadlo | Ext. ³ |
| 70 | [kW] | 2 000 000 | – | – | Absorpční tepelné čerpadlo | Ext. ³ |
| 115 | [kW] | 3 200 000 | – | – | Absorpční tepelné čerpadlo | Ext. ³ |
| 5 | [kW _e] | 1 105 000 | – | – | Kogenerační jednotka | Ext. ³ |
| 10 | [kW _e] | 1 235 000 | – | – | Kogenerační jednotka | Ext. ³ |
| 30 | [kW _e] | 1 430 000 | – | – | Kogenerační jednotka | Ext. ³ |
| 50 | [kW _e] | 2 210 000 | – | – | Kogenerační jednotka | Ext. ³ |
| 70 | [kW _e] | 2 730 000 | – | – | Kogenerační jednotka | Ext. ³ |
| 8 | [kW] | 196 900 | Nibe | F2120-8 | Tepelné čerpadlo vzduch-voda | [87] |
| 12 | [kW] | 218 300 | Nibe | F2120-12 | Tepelné čerpadlo vzduch-voda | [87] |
| 16 | [kW] | 275 400 | Nibe | F2120-16 | Tepelné čerpadlo vzduch-voda | [87] |
| 20 | [kW] | 324 400 | Nibe | F2120-18 | Tepelné čerpadlo vzduch-voda | [87] |
| 8 | [-] | 29 600 | Nibe | SMO 40 | Řídicí modul ² | [87] |
| 315 | [W _p] | 5442 | Hanwha Q Cells | Q.PEAK DUO-G5 | Fotovoltaický modul | [88] |
| 325 | [W _p] | 5607 | Hanwha Q Cells | Q.PEAK DUO-G5 | Fotovoltaický modul | [89] |
| 330 | [W _p] | 6021 | Bauer | BS-6MHB5-EL-PERC | Fotovoltaický modul | [90] |
| 345 | [W _p] | 5855 | Hanwha Q Cells | Q.PEAK DUO-G8 | Fotovoltaický modul | [91] |
| 350 | [W _p] | 5938 | Hanwha Q Cells | Q.PEAK DUO-G6 | Fotovoltaický modul | [92] |
| 2 | [m ³] | 23 964 | LU-MI servis | KXT0 - 2000 | Akumulátor tepla | [80] |
| 3 | [m ³] | 35 701 | LU-MI servis | KXT0 - 3000 | Akumulátor tepla | [93] |
| 5 | [m ³] | 65 769 | LU-MI servis | KXT0 - 5000 | Akumulátor tepla | [94] |
| 10 | [m ³] | 128 300 | LU-MI servis | KXT0 - 10000 | Akumulátor tepla | [95] |

¹ Hodnota komponenty určuje kolik akumulátorů lze uložit v RACKu

² Hodnota komponenty určuje kolik tepelných čerpadel lze provozovat řídicím modulem

³ Jedná se o cenový odhad poskytnutý v rámci externí konzultace

Tabulka E.1: Ukázka ekonomického vstupu programu

Zdroj: Vlastní zpracování

Příloha F

Porovnání čtvrtletních výsledků optimalizačních metod

| Jednotka | Q1 | | | Q2 | | | |
|---------------------|--------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | DE | MPSO | SA | DE | MPSO | SA | |
| \bar{N}_p | [Kč] | 1 611 939 | 1 634 370 | 1 808 134 | 2 569 020 | 3 106 419 | 3 021 726 |
| n_{fs} | [-] | 104 | 98 | 117 | 148 | 200 | 195 |
| n_{skog} | [-] | 21 | 30 | 28 | 78 | 73 | 77 |
| $E_{akueleinst}$ | [kWh] | 100 | 98 | 97 | 100 | 99 | 91 |
| $P_{meninst}$ | [kW] | 35 | 33 | 34 | 35 | 33 | 34 |
| $P_{atcchlinst}$ | [kW] | 61 | 60 | 61 | 60 | 60 | 61 |
| $P_{kogeleinst}$ | [kW] | 39 | 38 | 40 | 31 | 33 | 30 |
| $P_{tctepinst}$ | [kW] | 69 | 48 | 66 | 69 | 50 | 78 |
| $P_{fveinst}$ | [kW _p] | 3,1 | 2,3 | 13,0 | 14,7 | 14,3 | 14,7 |
| $V_{akutepest}$ | [m ³] | 20 | 20 | 20 | 19 | 20 | 20 |
| $P_{kogmez12}$ | [-] | 0,63 | 0,67 | 0,59 | 0,79 | 0,75 | 0,83 |
| $SOC_{akuelemez4}$ | [-] | 0,39 | 0,42 | 0,39 | 0,34 | 0,28 | 0,37 |
| $T_{akutepestmez5}$ | [-] | 0,92 | 0,86 | 0,88 | 0,92 | 0,79 | 0,86 |

Tabulka F.1: Shrnutí výsledků pro čtvrtletí Q1 a Q2 - stavové schéma
Zdroj: Vlastní zpracování

| Jednotka | Q3 | | | Q4 | | | |
|---------------------|--------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | DE | MPSO | SA | DE | MPSO | SA | |
| \bar{N}_p | [Kč] | 3 097 422 | 3 062 051 | 3 394 354 | 4 135 138 | 5 048 360 | 4 954 666 |
| n_{fs} | [-] | 208 | 204 | 231 | 310 | 413 | 444 |
| n_{skog} | [-] | 68 | 69 | 76 | 71 | 62 | 22 |
| $E_{akueleinst}$ | [kWh] | 90 | 94 | 92 | 98 | 97 | 92 |
| $P_{meninst}$ | [kW] | 35 | 35 | 34 | 35 | 34 | 35 |
| $P_{atcchlinst}$ | [kW] | 61 | 60 | 61 | 61 | 61 | 60 |
| $P_{kogeleinst}$ | [kW] | 34 | 34 | 39 | 38 | 37 | 31 |
| $P_{tctepinst}$ | [kW] | 92 | 71 | 68 | 100 | 52 | 40 |
| $P_{fveinst}$ | [kW _p] | 9,2 | 5,0 | 9,3 | 14,7 | 9,7 | 15,0 |
| $V_{akutepest}$ | [m ³] | 16 | 16 | 19 | 20 | 18 | 19 |
| $P_{kogmez12}$ | [-] | 0,82 | 0,85 | 0,75 | 0,77 | 0,74 | 0,68 |
| $SOC_{akuelemez4}$ | [-] | 0,34 | 0,39 | 0,41 | 0,34 | 0,45 | 0,40 |
| $T_{akutepestmez5}$ | [-] | 0,87 | 0,88 | 0,76 | 0,91 | 0,75 | 0,92 |

Tabulka F.2: Shrnutí optimalizace pro čtvrtletí Q3 a Q4 - stavové schéma
Zdroj: Vlastní zpracování

| | Jednotka | Q1 | | | Q2 | | |
|---------------------|--------------------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|------------|
| | | DE | MPSO | SA | DE | MPSO | SA |
| \bar{N}_p | [Kč] | 1 268 018 | 1 273 139 | 1 323 804 | 11 541 927 | 11 685 961 | 11 571 641 |
| n_{fs} | [-] | 19 | 26 | 24 | 1089 | 1099 | 1093 |
| n_{skog} | [-] | 73 | 67 | 72 | 48 | 48 | 47 |
| $E_{akueleinst}$ | [kWh] | 67 | 61 | 100 | 100 | 85 | 34 |
| $P_{meninst}$ | [kW] | 35 | 33 | 32 | 35 | 34 | 35 |
| $P_{atcchlinst}$ | [kW] | 60 | 60 | 61 | 61 | 61 | 60 |
| $P_{kogeleinst}$ | [kW] | 40 | 40 | 40 | 29 | 36 | 33 |
| $P_{ictepinst}$ | [kW] | 79 | 62 | 88 | 8 | 83 | 8 |
| $P_{fveinst}$ | [kW _p] | 15,0 | 12,8 | 15,0 | 0,3 | 14,7 | 1,0 |
| $V_{akutepest}$ | [m ³] | 20 | 19 | 20 | 20 | 18 | 20 |
| $P_{kogmez12}$ | [-] | 0,72 | 0,72 | 0,72 | 0,88 | 0,74 | 0,85 |
| $SOC_{akuelemez4}$ | [-] | 0,38 | 0,45 | 0,45 | 0,38 | 0,38 | 0,42 |
| $T_{akutepestmez5}$ | [-] | 0,70 | 0,81 | 0,72 | 0,92 | 0,76 | 0,73 |

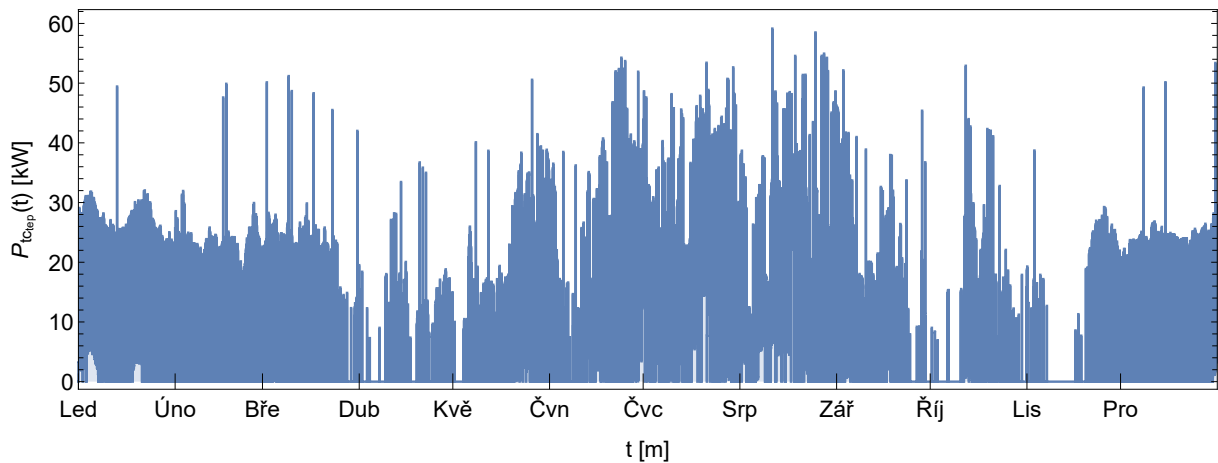
Tabulka F.3: Shrnutí optimalizace pro čtvrtletí Q1 a Q2 - MILP
Zdroj: Vlastní zpracování

| | Jednotka | Q3 | | | Q4 | | |
|---------------------|--------------------|------------|------------|------------|------------|------------|-----------|
| | | DE | MPSO | SA | DE | MPSO | SA |
| \bar{N}_p | [Kč] | 20 557 264 | 20 555 139 | 20 643 114 | 15 319 302 | 14 051 900 | 6 778 417 |
| n_{fs} | [-] | 2032 | 2032 | 2041 | 1512 | 1383 | 568 |
| n_{skog} | [-] | 7 | 7 | 7 | 0 | 2 | 83 |
| $E_{akueleinst}$ | [kWh] | 95 | 86 | 76 | 8 | 13 | 36 |
| $P_{meninst}$ | [kW] | 30 | 35 | 33 | 33 | 34 | 34 |
| $P_{atcchlinst}$ | [kW] | 60 | 60 | 61 | 61 | 61 | 61 |
| $P_{kogeleinst}$ | [kW] | 36 | 33 | 36 | 34 | 31 | 39 |
| $P_{ictepinst}$ | [kW] | 78 | 76 | 76 | 99 | 21 | 83 |
| $P_{fveinst}$ | [kW _p] | 0,5 | 1,1 | 0,3 | 5,1 | 5,2 | 12,1 |
| $V_{akutepest}$ | [m ³] | 4 | 4 | 4 | 20 | 20 | 20 |
| $P_{kogmez12}$ | [-] | 1,00 | 0,98 | 0,98 | 0,69 | 0,77 | 0,96 |
| $SOC_{akuelemez4}$ | [-] | 0,42 | 0,43 | 0,44 | 0,34 | 0,41 | 0,44 |
| $T_{akutepestmez5}$ | [-] | 0,73 | 0,81 | 0,79 | 0,70 | 0,89 | 0,73 |

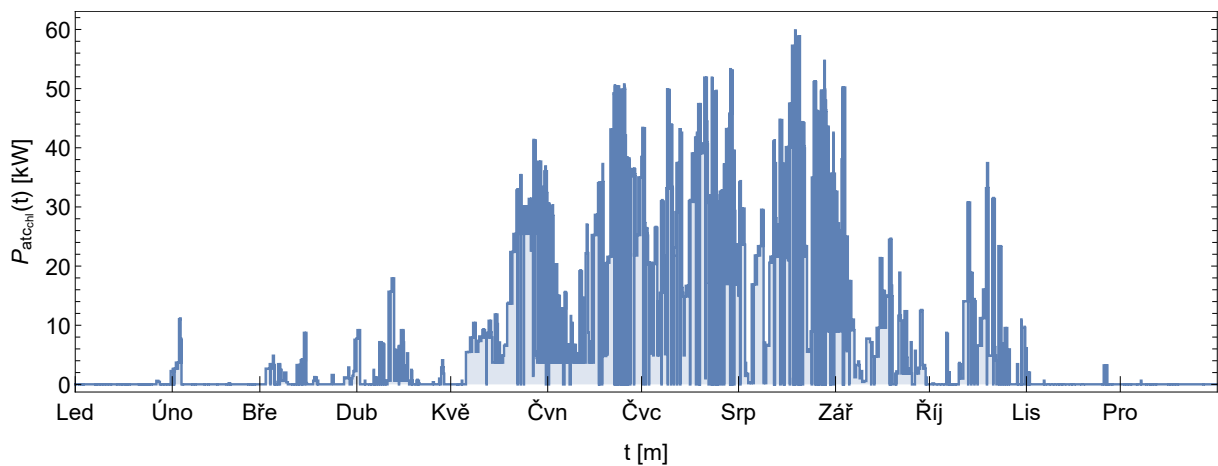
Tabulka F.4: Shrnutí optimalizace pro čtvrtletí Q3 a Q4 - MILP
Zdroj: Vlastní zpracování

Příloha G

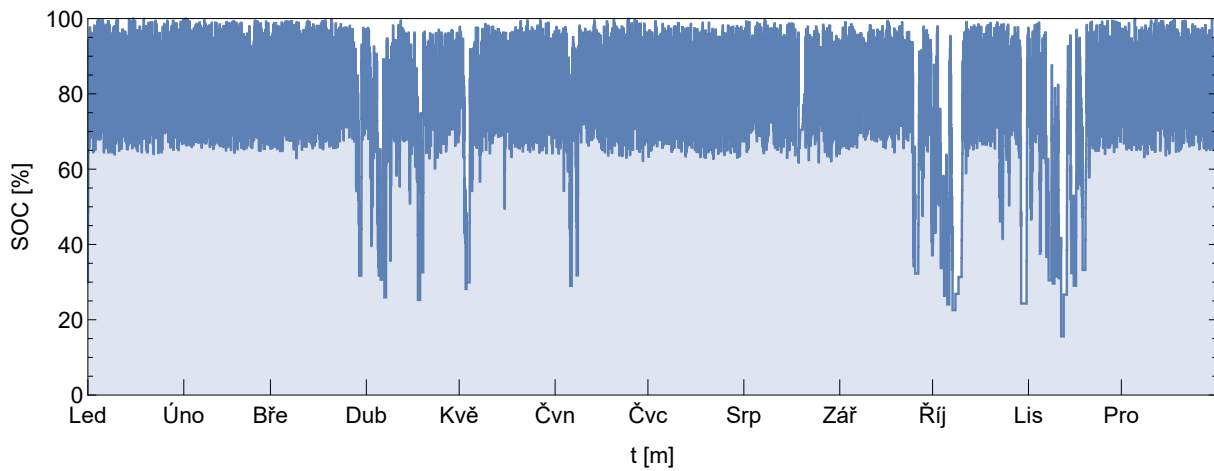
Dodatek k řešení případové studie



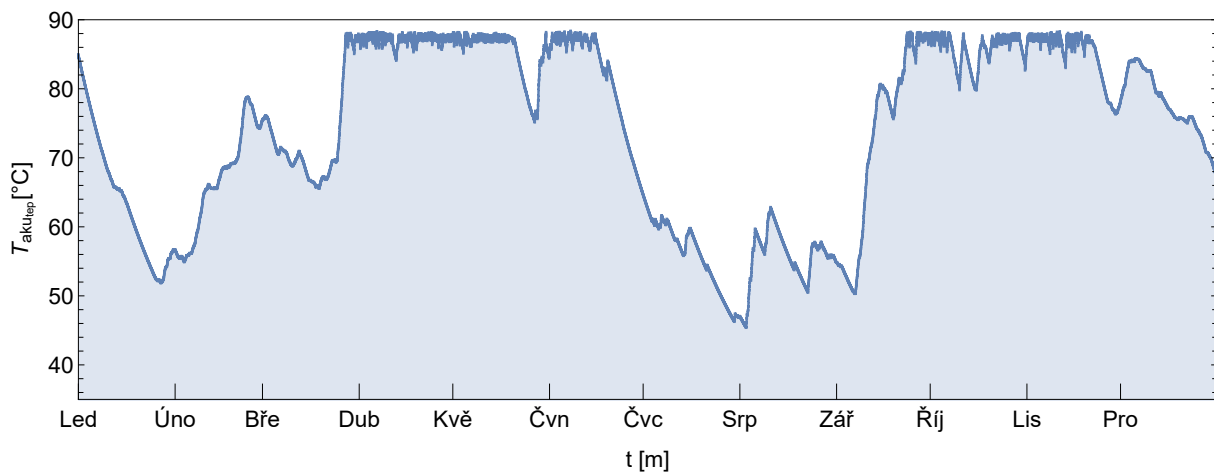
Obrázek G.1: Modelový provoz tepelného čerpadla vzduch-voda - stavové schéma
Zdroj: Vlastní zpracování



Obrázek G.2: Modelový provoz absorpčního tepelného čerpadla - stavové schéma
Zdroj: Vlastní zpracování



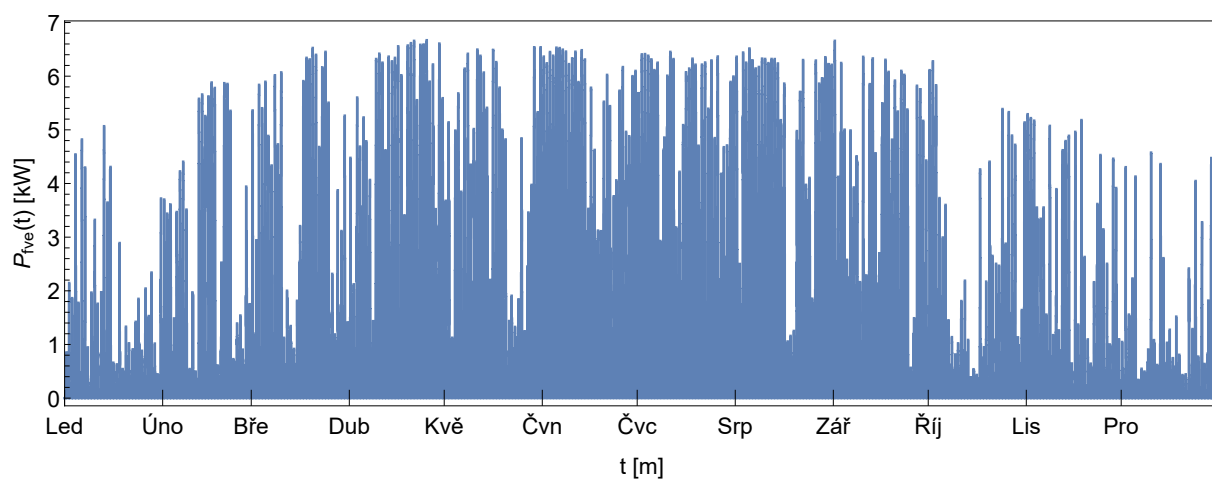
Obrázek G.3: Modelový provoz akumulátoru elektřiny - stavové schéma
Zdroj: Vlastní zpracování



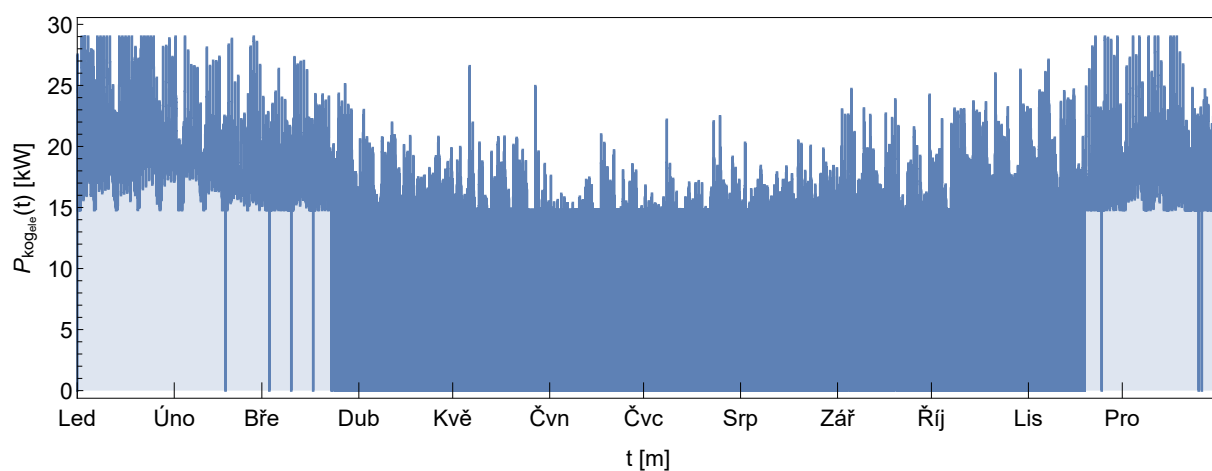
Obrázek G.4: Modelový provoz akumulátoru tepla - stavové schéma
Zdroj: Vlastní zpracování

Příloha H

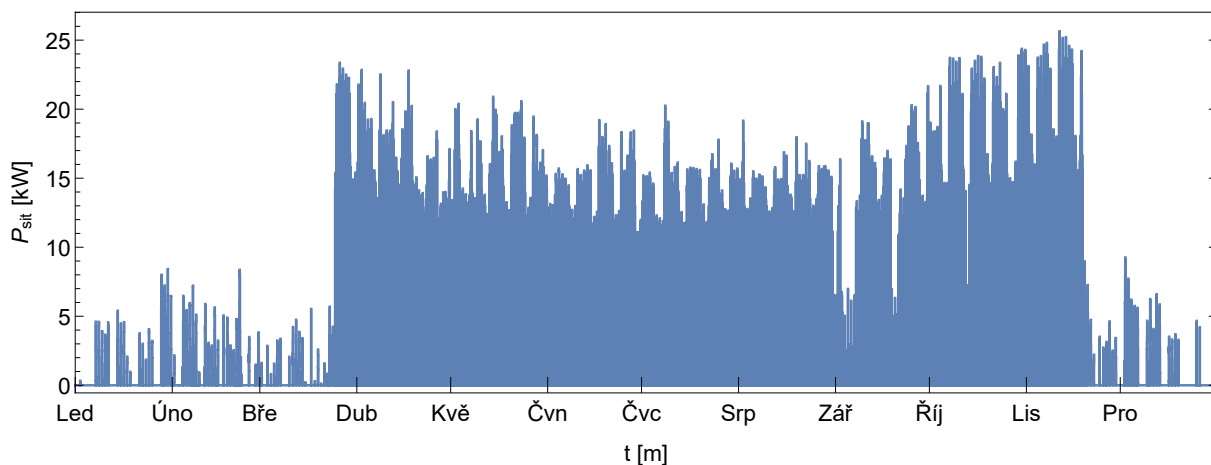
Ukázka provozu s připojeným tvrdým zdrojem



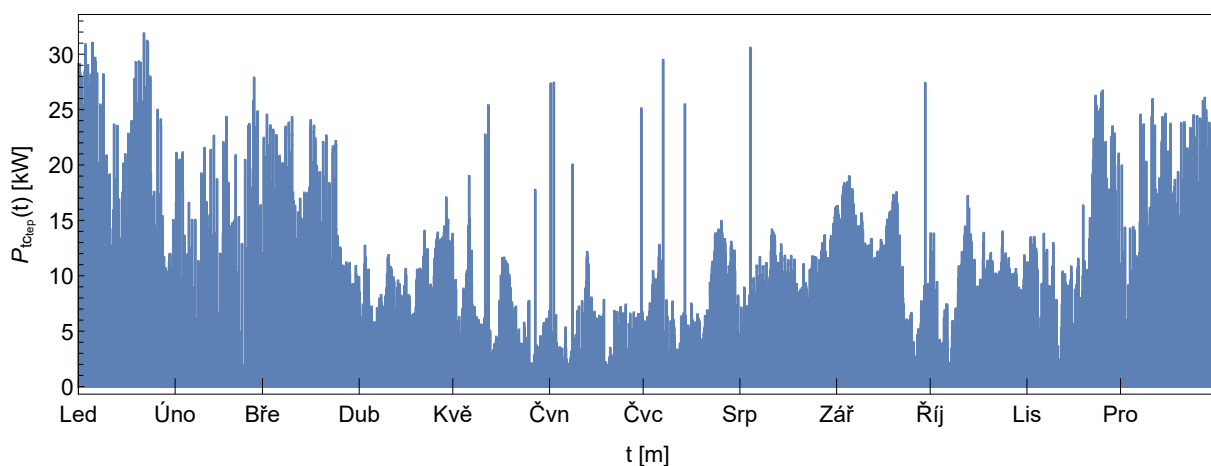
Obrázek H.1: Modelový provoz fotovoltaického systému - MILP
Zdroj: Vlastní zpracování



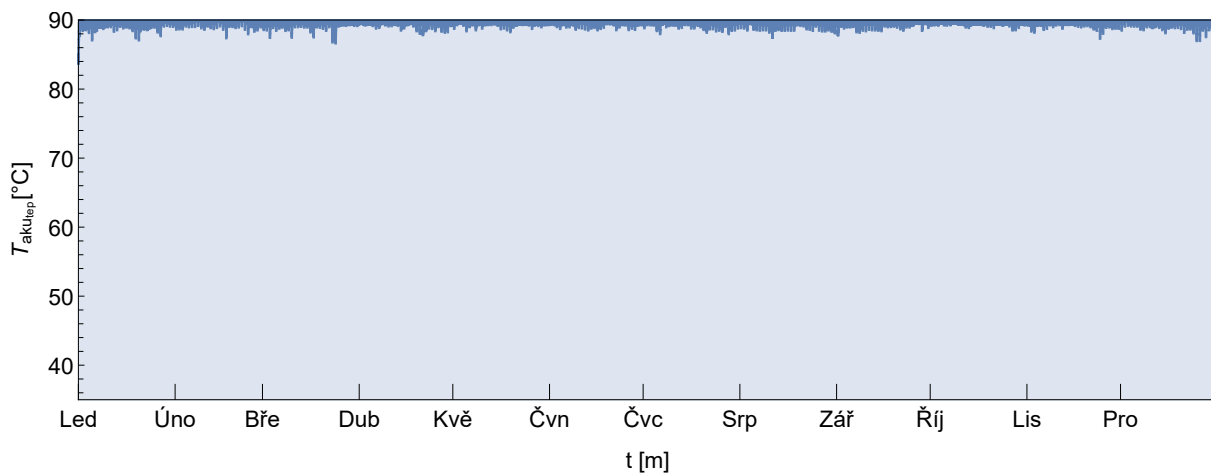
Obrázek H.2: Modelový provoz kogenerační jednotky - MILP
Zdroj: Vlastní zpracování



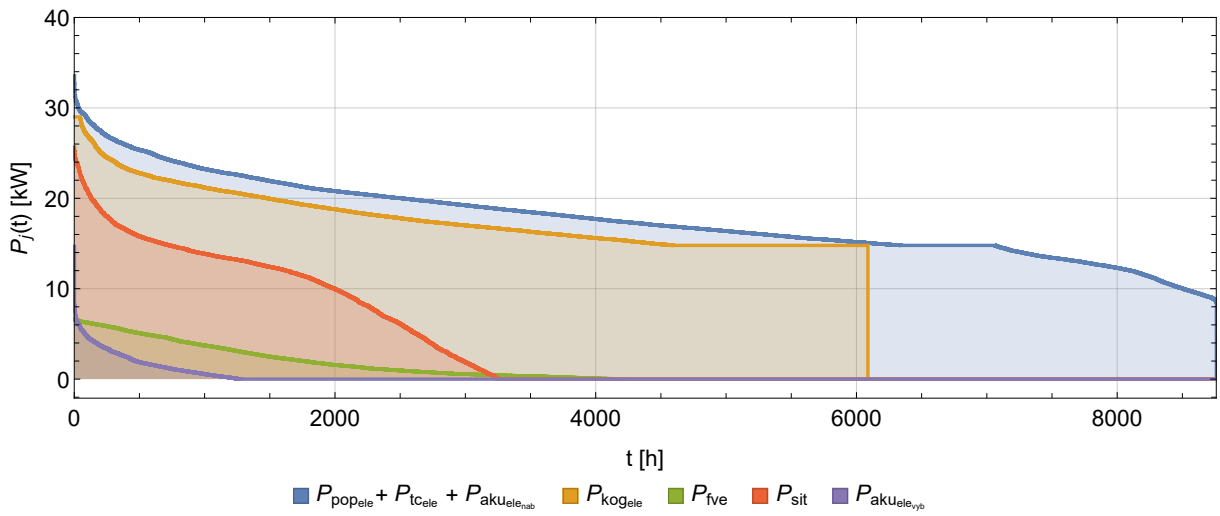
Obrázek H.3: Modelový provoz tvrdého zdroje - MILP
Zdroj: Vlastní zpracování



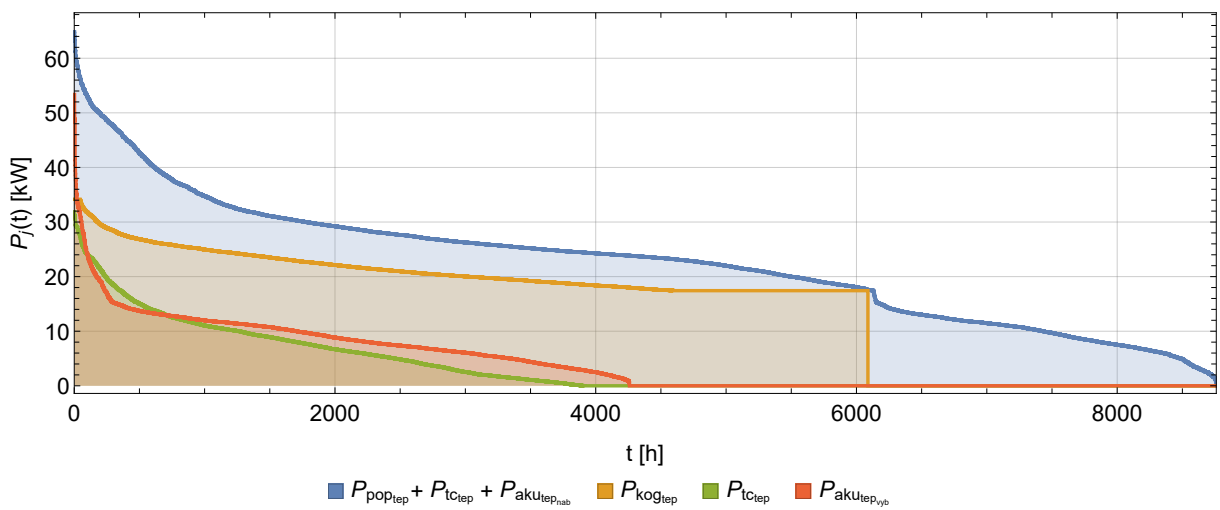
Obrázek H.4: Modelový provoz tepelného čerpadla vzduch-voda - MILP
Zdroj: Vlastní zpracování



Obrázek H.5: Modelový provoz akumulátoru tepla - MILP
Zdroj: Vlastní zpracování



Obrázek H.6: Čára trvání elektrických výkonů - MILP
 Zdroj: Vlastní zpracování



Obrázek H.7: Čára trvání tepelných výkonů - MILP
 Zdroj: Vlastní zpracování

| | N_{inv_j} [Kč] | N_{inv_j} [Kč] | n_j [-] | $P_{j_{inst}}; E_{j_{inst}}; V_{j_{inst}}$ [kW; kWh; m ³ ; -] |
|------------------------------|---------------------|---------------------|--------------|---|
| Akumulátor elektřiny | 694 100 | 29 750 | 22 | 3,6 |
| RACK ¹ | – | 9900 | 4 | – |
| Měnič | 125 447 | 17 921 | 7 | 5 |
| Absorpční tepelné čerpadlo | 0 | 0 | 0 | – |
| Kogenerační jednotka | 1 430 000 | 1 430 000 | 1 | 30 |
| Tepelné čerpadlo vzduch-voda | 1 002 800 | 324 400 | 3 | 20 |
| Řídicí jednotka ² | – | 29 600 | 1 | – |
| Fotovoltaické panely | 117 100 | 5855 | 20 | 0,345 |
| Akumulátor tepla | 239 630 | 23 963 | 10 | 2 |
| SUMA | 3 609 077 | – | – | – |

¹ Příslušenství akumulátoru elektřiny; související investiční výdaje jsou již zahrnuty v ceně nadřazené položky

² Příslušenství tepelného čerpadla vzduch-voda; související investiční výdaje jsou již zahrnuty v ceně nadřazené položky

Tabulka H.1: Shrnutí investičních výdajů komponent řešení

Zdroj: Vlastní zpracování

| | N_{prost_j} [Kč] | $N_{prop_r_j}$ [Kč] | N_{pal_j} [Kč] | ϵ [m ³] |
|--------------------------------------|-----------------------|------------------------|---------------------|---------------------------------|
| Akumulátor elektřiny | 5000 | 0 | 0 | 0 |
| RACK | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Měnič | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Absorpční tepelné čerpadlo | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Kogenerační jednotka | 0 | 43 483 | 273 404 | 31 681 |
| Tepelné čerpadlo vzduch-voda | 20 056 | 0 | 0 | 0 |
| Řídicí jednotka pro tepelné čerpadlo | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Fotovoltaické panely | 2743 | 0 | 0 | 0 |
| Akumulátor tepla | 0 | 0 | 0 | 0 |
| SUMA | 27 799 | 43 483 | 273 404 | 31 681 |

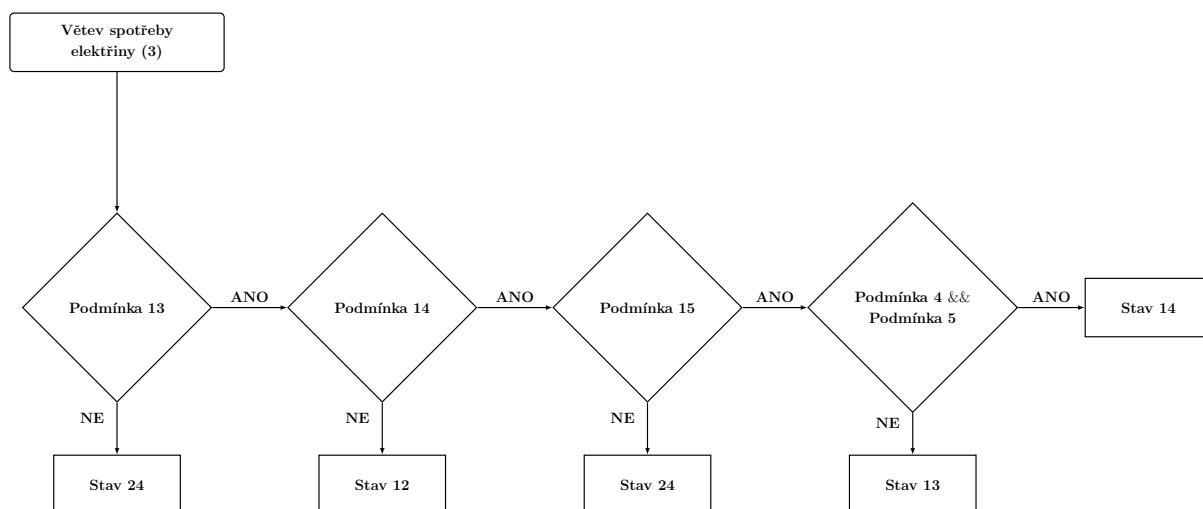
Tabulka H.2: Shrnutí provozních nákladů komponent řešení

Zdroj: Vlastní zpracování

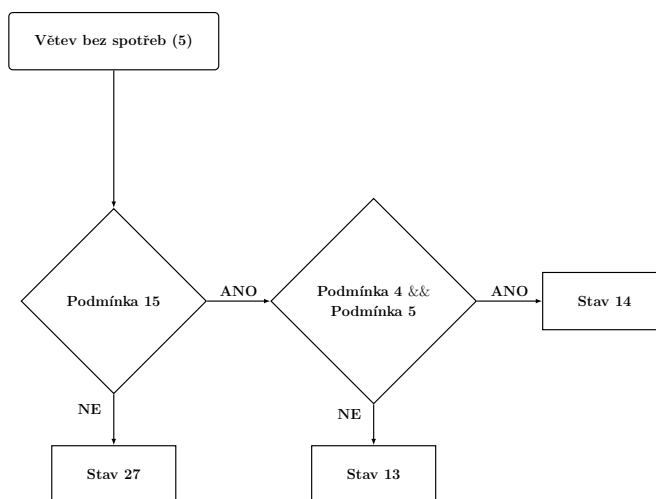
Řešením úlohy dimenzování je $E_{akuele_{inst}} = 78,40 \text{ kWh}$, $P_{men_{inst}} = 34,61 \text{ kW}$, $P_{atcchl_{inst}} = 0 \text{ kW}$, $P_{kogele_{inst}} = 29,00 \text{ kW}$, $P_{tctep_{inst}} = 56,60 \text{ kW}$, $P_{fve_{inst}} = 6,86 \text{ kW}$, $V_{akute_{inst}} = 19,98 \text{ m}^3$, $P_{kogmez12} = 0,51$, $SOC_{akuele_{mez4}} = 0,40$ a $T_{akute_{mez5}} = 0,77$.

Příloha I

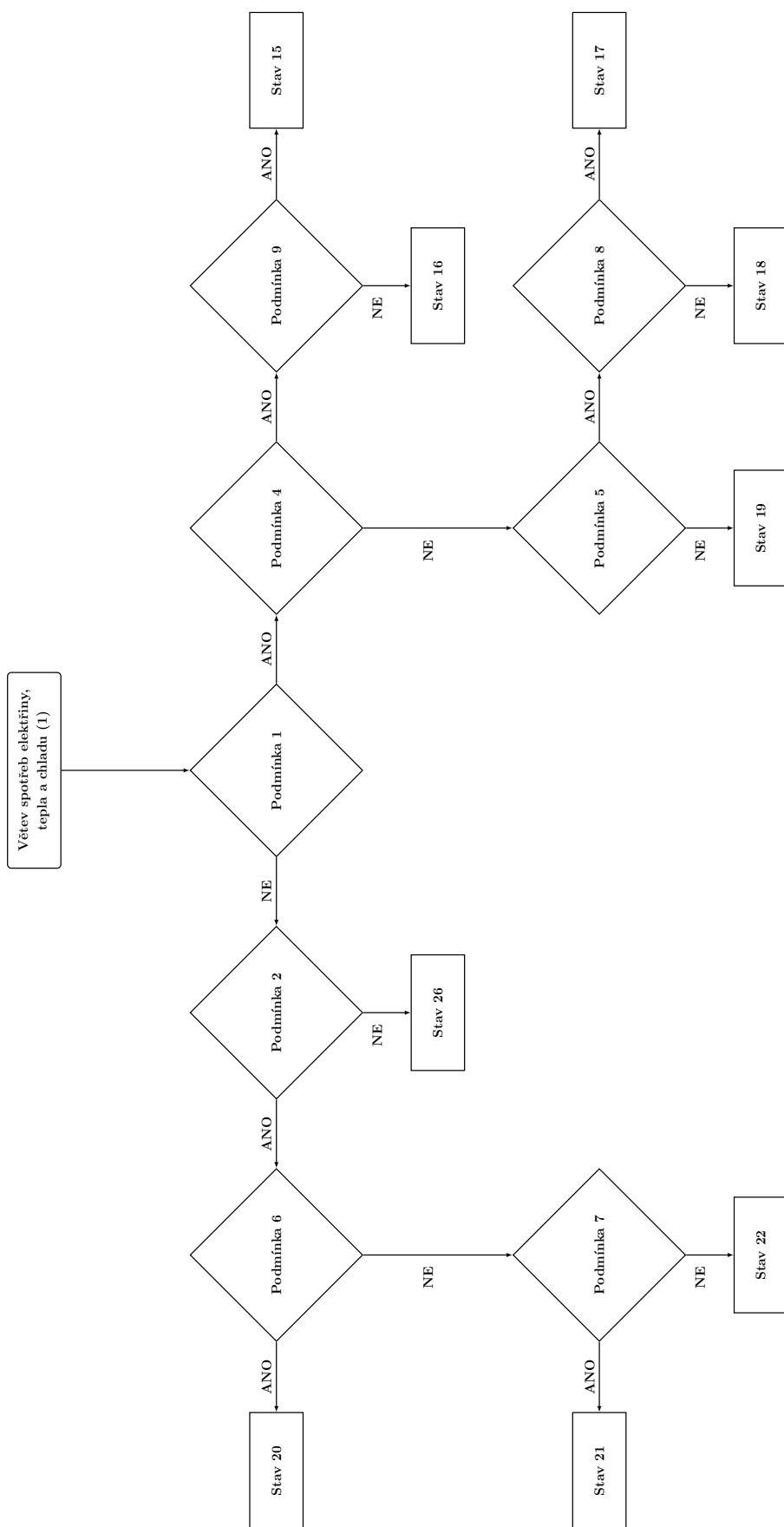
Stavová schémata



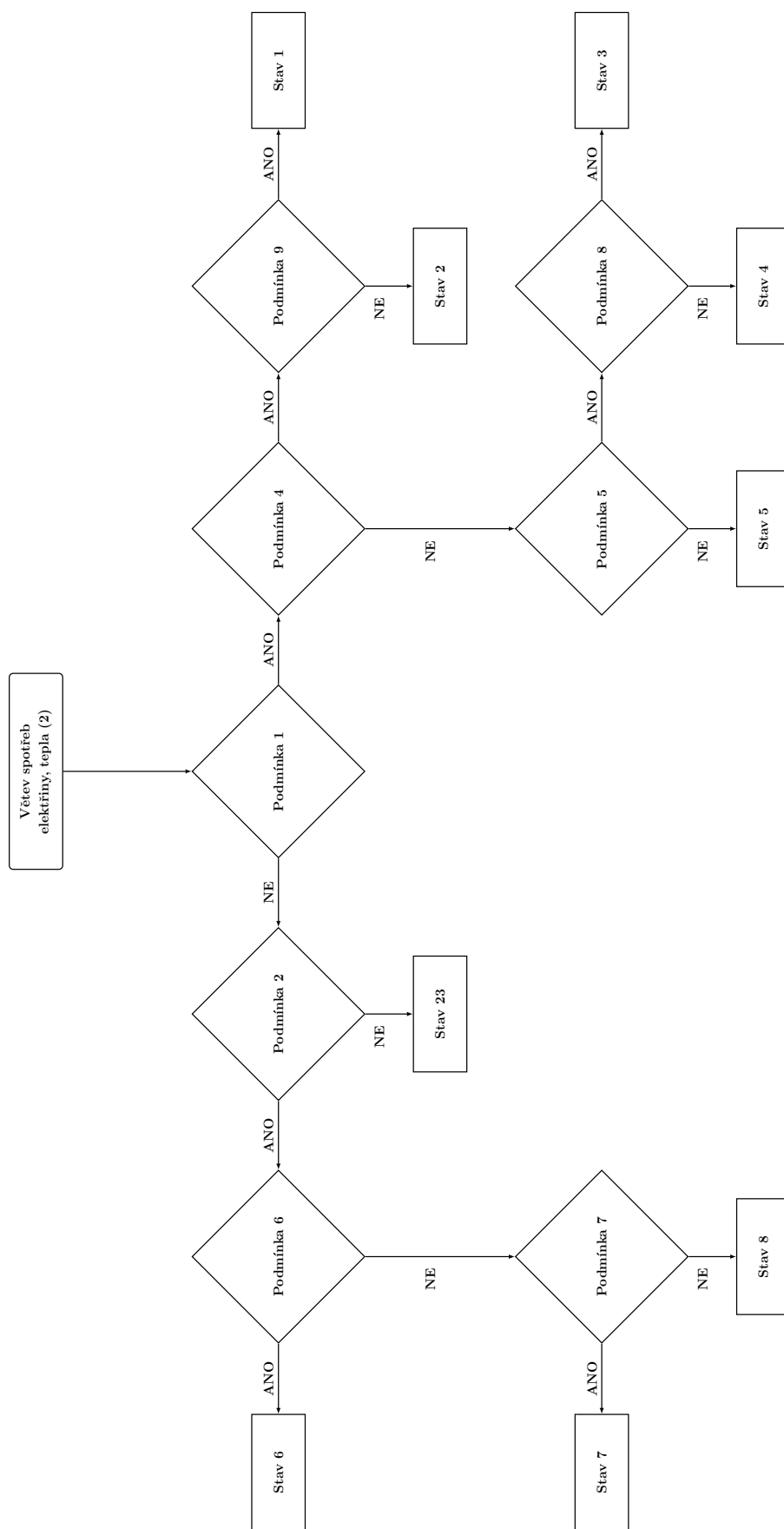
Obrázek I.1: Stavové schéma větev spotřeby elektřiny
Zdroj: Vlastní zpracování



Obrázek I.2: Stavové schéma větev bez spotřeb
Zdroj: Vlastní zpracování



Obrázek I.3: Stavové schéma větev spotřeby elektriny, tepla a chladu
Zdroj: Vlastní zpracování



Obrázek I.4: Stavové schéma větev spotřeby elektriny a tepla
Zdroj: Vlastní zpracování