



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta elektrotechnická
Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

Analýza ekonomických dopadů předpokládaného vývoje v oblasti teplotnictví
Economic impact analysis of anticipated developments in the heating industry

Diplomová práce

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Studijní obor: Ekonomika a řízení energetiky

Vedoucí práce: Ing. Tomáš Králík, Ph.D.

Vojtěch Bagin

Praha 2019

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Bagin** Jméno: **Vojtěch** Osobní číslo: **425066**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávací katedra/ústav: **Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**
Studijní obor: **Ekonomika a řízení energetiky**

II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

Analýza ekonomických dopadů předpokládaného vývoje v oblasti teplotní techniky

Název diplomové práce anglicky:

Economic impact analysis of anticipated developments in the heating industry

Pokyny pro vypracování:

- 1) Současný stav teplotní techniky v ČR
- 2) Srovnání teplotní techniky v ČR s vybranými státy EU
- 3) Identifikace klíčových omezení a budoucích změn v oblasti teplotní techniky
- 4) Analýza ekonomických dopadů identifikovaného vývoje na modelovém příkladu teplotní techniky

Seznam doporučené literatury:

Patronen, Jenni, Eeva Kaura, and Cathrine Torvestad. Nordic heating and cooling: Nordic approach to EU's Heating and Cooling Strategy. Copenhagen: Nordic Council of Ministers, 2017
Danish Energy Agency. Regulation and planning of district heating in Denmark. 2017
The EU Winter Package - Briefing Paper, Hancher L., Winters B.M., Allen & Overy, 2017

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

Ing. Tomáš Králík, Ph.D., katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd FEL

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

Datum zadání diplomové práce: **08.10.2018**

Termín odevzdání diplomové práce: **08.01.2019**

Platnost zadání diplomové práce: **20.09.2020**

Ing. Tomáš Králík, Ph.D.
podpis vedoucí(ho) práce

podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

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

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

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

Datum převzetí zadání

Podpis studenta

Prohlášení

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

V Praze dne 7.1. 2019

.....
Vojtěch Bagin

Poděkování

Chtěl bych poděkovat vedoucímu této práce Ing. Tomáši Králíkovi Ph.D., za věnovaný čas, cenné rady a za odborné vedení při vypracování diplomové práce. Dále bych chtěl poděkovat panu doc. Vašíčkovi za konzultace mé práce. V neposlední řadě bych chtěl poděkovat mé rodině, která mě po celou dobu podporovala.

Abstrakt

Tato diplomová práce popisuje dopady identifikovaného budoucího vývoje teplárenství v České republice na cenu tepla pro odběratele. Byly popsány aktuální a očekávané budoucí problémy v teplárenství ČR, které byly následně porovnány s vybranými státy v Evropě. Druhá část práce spočívá v aplikování identifikovaného vývoje na modelu teplárny a analýze vlivů vybraných faktorů na cenu tepla pro odběratele. Zaměření je kladeno na úplný nebo částečný přechod z hnědého uhlí na biomasu.

Klíčová slova

Teplárenství, vývoj v teplárenství, cena tepla

Abstract

This diploma thesis describes the impacts of anticipated developments in the heating industry in Czech Republic. Actual and expected future challenges in the Czech heating industry were described and compared with selected European states. The other part of the thesis is about application of the anticipated developments on a heating power plant model and analysis of selected factors consequences on the heating price. The focus is on the full or partial transition from coal to biomass.

Keywords

Heating industry, heating development, heating price

Obsah

1	Úvod	13
2	Současný stav teplárenství v ČR	14
2.1	Aktuální problémy v teplárenství v ČR	16
2.1.1	Emisní povolenky.....	16
2.1.2	Domácí kotle, odpojování od zdrojů CZT.....	17
2.2	Regulace cen tepla v ČR.....	18
2.3	Očekávaný vývoj a budoucí problémy.....	20
2.3.1	Státní energetická koncepce	20
2.3.2	Národní klimaticko-energetický plán	21
2.3.3	EU ETS fáze 4	21
2.3.4	BAT, BREF.....	21
2.3.5	Revize směrnice o OZE	22
3	Srovnání teplárenského odvětví v ČR s vybranými státy EU	24
3.1	Dánsko	24
3.1.1	Statistické srovnání.....	24
3.1.2	Regulace v dánském teplárenství.....	25
3.1.3	Očekávaný vývoj.....	26
3.2	Švédsko.....	28
3.2.1	Statistické srovnání.....	28
3.2.2	Regulace ve švédském teplárenství.....	29
3.2.3	Očekávaný vývoj.....	29
3.3	Německo.....	31
3.3.1	Statistické srovnání.....	31
3.3.2	Regulace cen tepla.....	32
3.3.3	Očekávaný vývoj.....	32
3.4	Norsko	34
3.4.1	Statistické srovnání.....	34
3.4.2	Regulace cen tepla.....	35
3.4.3	Očekávaný vývoj.....	35
3.5	Souhrn a porovnání s ČR	36
4	Identifikace klíčových omezení a budoucích změn v oblasti teplárenství.....	38
4.1	Změna palivové základny	38
4.2	Teplárenství 4. generace	39
4.3	BAT a BREF.....	41

4.4	Trh s elektřinou.....	43
5	Analýza ekonomických dopadů identifikovaného vývoje na modelovém příkladu teplárny.....	45
5.1	Technologický model teplárny	45
5.1.1	Výroba tepla	48
5.1.2	Užitečná dodávka	48
5.1.3	Teplo na výrobu elektřiny.....	49
5.1.4	Ztráty na rozvodech.....	49
5.1.5	Špičková výroba tepla.....	50
5.1.6	Výroba elektřiny	50
5.1.7	Prodej elektřiny	51
5.1.8	Spotřeba paliv.....	51
5.1.9	Emise CO2.....	52
5.2	Ekonomický model teplárny	53
5.2.1	Palivové náklady	53
5.2.2	Osobní náklady	54
5.2.3	Náklady na emisní povolenky.....	55
5.2.4	Ostatní nákladové položky	55
5.2.5	Výpočet regulované ceny tepla	56
5.2.6	Výnosy	57
5.3	Investiční náklady	60
5.4	Metoda hodnocení investic.....	61
5.5	Porovnání a výsledky.....	61
5.6	Citlivostní analýza.....	66
5.6.1	Cena emisní povolenky.....	66
5.6.2	Cena biomasy	68
5.6.3	Cena hnědého uhlí.....	69
5.6.4	Užitečná dodávka tepla	71
6	Závěr.....	73
	Seznam zkratk.....	76
	Seznam tabulek	77
	Seznam obrázků	77
	Seznam rovnic	78
	Seznam příloh.....	79
	Přehled použité literatury	80

1 Úvod

Cílem této práce je ukázat současné a budoucí problémy teplárenství v České republice a jejich dopad na konečnou cenu tepla pro odběratele. Tyto problémy jsou v současnosti v teplárenském sektoru velmi diskutované, kdy dochází ke zdražování cen tepla pro konečné odběratele v důsledku přijetí nutných opatření pro zachování bezpečné dodávky tepla.

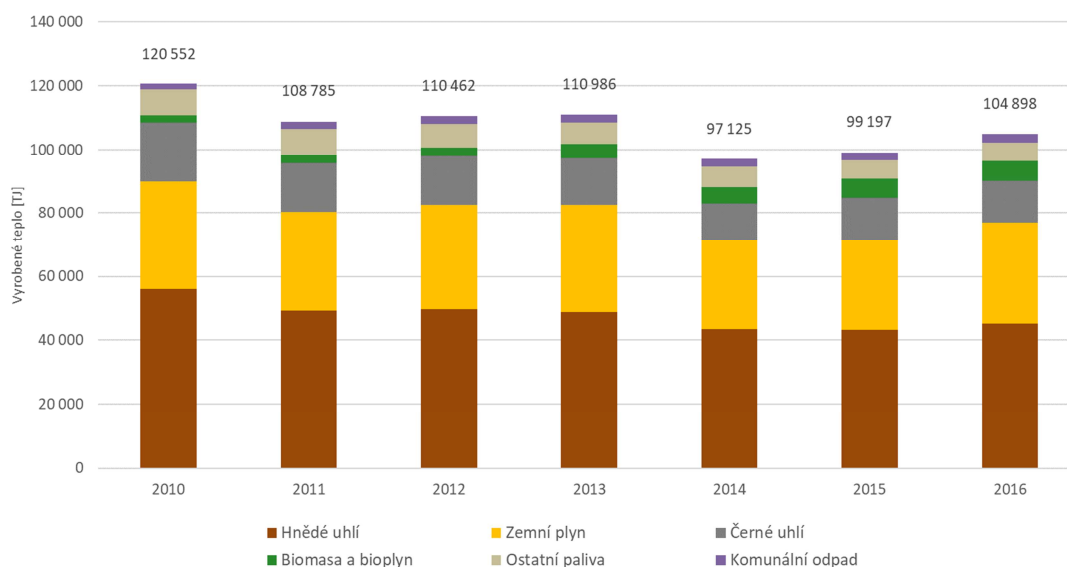
Tato práce by v první části měla poukázat na aktuální problémy v teplárenství v České republice. Pokusit se ukázat důvody vzniku těchto problémů a zároveň zmapovat vybrané státy EU a naznačit jejich přístup k dané problematice. Dále by poté měla shrnout budoucí opatření, která čekají teplárenský sektor, zejména v souvislosti s legislativou EU, a pokusit se zanalyzovat jejich dopady.

Ve druhé části je poté cílem této práce ukázat identifikované problémy na technickoekonomickém modelu teplárny a pokusit se nastínit jejich možná řešení. Bylo vytvořeno několik variant možného řešení identifikovaných problémů a byl porovnáván jejich dopad na cenu tepla pro konečného spotřebitele a životní prostředí.

2 Současný stav teplárenství v ČR

Pro pochopení současných problémů v českém teplárenství je potřeba popsat jeho základní charakteristiky. Proto bude popsán palivový mix, vývoj spotřeby tepla a regulace cen tepla. Všechny tyto faktory mají vliv na aktuální problémy v teplárenství a nelze pouze jedním z nich odůvodnit současnou situaci.

Obrázek 1 zobrazuje vývoj teplárenského palivového mixu v letech 2010–2016. Můžeme pozorovat velký podíl fosilních paliv na celkové výrobě tepla v soustavách CZT, který byl cca 86 % v roce 2016, avšak oproti roku 2010 došlo k jeho snížení o 4 % z 90 %. Nejvyužívanějším palivem je hnědé uhlí, které se na výrobě tepla v soustavách CZT v roce 2016 podílelo 43 %, druhým palivem je poté zemní plyn s podílem 30 % a třetím černé uhlí s 12% podílem. Jako další alternativa k těmto palivům je poté využívána biomasa a bioplyn (6 %), komunální odpad (2 %). Mezi ostatními palivy poté můžeme zmínit zejména topné oleje, které jsou využívány pro vykrytí špičkového odběru tepla nebo nízkých odběrů tepla v letních měsících.

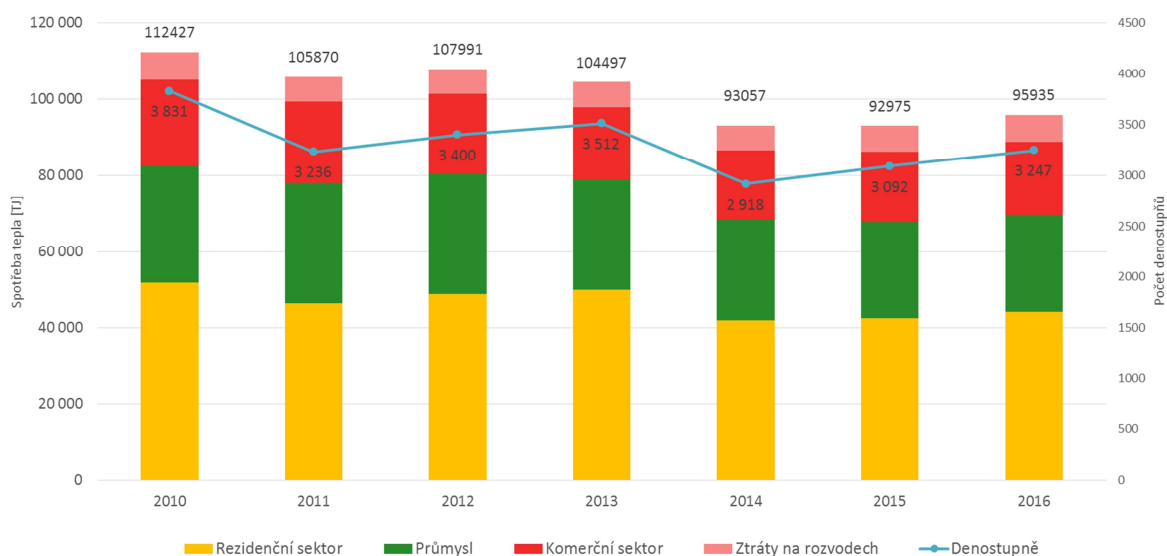


Obrázek 1 - Vývoj palivového mixu v soustavách CZT v ČR v letech 2010-2016. Zdroj: MPO [1]

Dle statistik MPO bylo v roce 2016 v ČR spotřebováno 95,9 PJ tepla v soustavách CZT. Vyjma toho se na zdrojích vyrábí teplo, které se spotřebuje přímo u odběratele v lokalitě zdroje, například závodní energetiky. Nejvíce tepla ze soustav CZT bylo spotřebováno v rezidenčním sektoru, který se na celkové spotřebě podílel více než 46 %. Sektor průmysl se na celkové spotřebě podílel více než 26 % a komerční sektor zhruba 20 %. Ztráty na rozvedech tepla poté činily 7,1 PJ, teda zhruba 7 %.

Vývoj spotřeby tepla od roku 2010 ze soustav CZT dle jednotlivých sektorů a průměrné teploty v topné sezóně zobrazuje Obrázek 2. Topnou sezónou se rozumí období od září do května. Podíl jednotlivých sektorů se od roku 2010 téměř nezměnil a je konstantních ve všech spotřebitelských odvětvích. Došlo ovšem ke snížení celkové spotřeby tepla ze soustav CZT, která klesla o téměř 15 % oproti roku 2010. Tento údaj může být lehce zkreslený, jelikož spotřeba tepla byla v roce 2010 výrazně ovlivněna nízkými teplotami, kde průměrná teplota byla o 1,2 °C nižší než dlouhodobý normál v letech 1981–2010. To poukazuje na korelaci mezi spotřebou tepla a venkovními teplotami,

například v roce 2014 byl výrazně vyšší teplota v topné sezóně, a to se promítlo i do spotřeby tepla, která se výrazně snížila. Závislost spotřeby tepla na venkovní teplotě lze také dokumentovat počtem denostupňů, tedy ukazatelem, který kombinuje počet topných dnů v topné sezóně a průměrnou venkovní teplotu.



Obrázek 2 - Spotřeba tepla v soustavách CZT v ČR v letech 2010-2016 dle sektorů. Zdroj: MPO [1]

Tabulka níže poté zobrazuje zdroje pro vytápění a ohřev vody v rezidenčním sektoru, která ukazuje alternativy k CZT. Dominantním zdrojem je biomasa a zemní plyn, kdy se jedná především o dřevní biomasu. Soustavy CZT se na vytápění a ohřevu vody v rezidenčním sektoru podílely asi 18 %, přičemž jsou významné především pro ohřev vody. Podle statistik MPO [1] je také nejvíce nově kolaudovaných budov v letech 2010-2016 vytápěno pomocí zemního plynu (47 %) a elektřinou (27 %), kdy se jedná především o tepelná čerpadla. Soustavy CZT poté měly podíl 14 %, ovšem nutno podotknout, že se jedná o počet budov, nikoli o tepelný příkon, tudíž zastoupení v celkové spotřebě se může lišit. Na druhou stranu lze pozorovat trend nárůstu podílu elektřiny (tepelných čerpadel) a snižování podílu zemního plynu na vytápění v nově kolaudovaných budovách, tento trend může být způsoben nutností provést rozptylovou studii o ochraně ovzduší.

Tabulka 1 - Zdroje tepla v rezidenčním sektoru v roce 2016. Zdroj: MPO [1]

Zdroj tepla	vytápění [TJ]	ohřev vody [TJ]	celkem
CZT	29718	14535	44253
Elektřina	9031	10632	19663
Zemní plyn	54689	19257	73946
Uhlí	37329	1105	38434
Topné oleje	1500	0	1500
Biomasa a OZE	71076	3073	74149
Celkem	203343	48602	251945

2.1 Aktuální problémy v teplárenství v ČR

Jak již bylo řečeno, v současnosti trápí české teplárenství několik problémů, které spolu více méně souvisí. Lze je rozdělit na dvě kategorie, a to sice problémy spojeny s emisními povolenkami v kombinaci se splácením úvěrů na ekologizaci zařízení (emise znečišťujících látek) a s odpojováním odběratelů a jejich přechodem k lokálním domácím zdrojům. Tyto dva faktory poté s obtížně předvídatelnými nařízeními EU vytvářejí nestabilní podnikatelské prostředí, kdy je pro teplárny obtížně dělat dlouhodobá investiční rozhodnutí.

Jako další problém lze zmínit mnohdy naddimenzované teplárenské zařízení z důvodu historicky vyšších odběrů tepla, to poté vede k problémům optimalizace výroby, například v letních obdobích, kdy může docházet k výrobě kondenzační elektřiny se ztrátou z důvodu minimalizace celkových ztrát.

2.1.1 Emisní povolenky

Systém emisních povolenek nebo také EU ETS byl v Evropské unii zaveden v roce 2005 a měl by být v platnosti do roku 2030. Systém emisních povolenek je rozdělen do čtyřech fází a v současnosti je v platnosti fáze třetí, která by měla trvat až do roku 2020. Systém funguje tak, že na úrovni EU je stanoven celkový limit emisí CO₂, který je meziročně snižován tak, aby bylo dosaženo cíle snížení emisí CO₂ o 20 % oproti hodnotám v roce 1990. [2]

Mechanismus funguje tak, že část povolenek je zařízením emitujícím CO₂ bezplatně přidělena a zbytek si musí nakoupit na trhu nebo v aukcích. V oblasti výroby energie si od roku 2013 musí všichni výrobci emisní povolenky nakupovat a nejsou jim žádné bezplatně přiděleny. ČR ovšem spolu s dalšími 7 zeměmi EU využila článku 10c v ES 2009/29/ES o udělení výjimky a je jí tak část povolenek pro výrobce energií bezplatně přidělena. Podmínkou je, že zařízení musí investovat do dekarbonizace jejich zařízení v minimální hodnotě rovné hodnotě bezplatně přidělených povolenek. O kontrolu evropského systému emisních povolenek se v ČR stará Ministerstvo životního prostředí. V roce 2018 ČR zažádala o bezplatné přidělení více než 7,6 mil. emisních povolenek, které se rovnají investicím v hodnotě cca 1,12 mld. Kč. [3]

Velkým problémem je pro české teplárenské společnosti zejména cena emisních povolenek, která v posledním roce dramaticky vzrostla, kdy si vzhledem k regulačnímu rámci v teplárenství teplárenské společnosti mohou v ceně tepla promítnout pouze určitou část emisní povolenky (více viz 2.2). Tato problematika způsobuje teplárnám značné ekonomické potíže. Obrázek 3 poté ilustruje změnu ceny emisních povolenek, která se za posledních 5 let více než ztrojnásobila a maxima dosahovala v létě 2018, kdy se její cena vyšplhala až k 25 eurům. Nutno podotknout, že tento nárůst se v dlouhodobém horizontu dal očekávat, jelikož ceny okolo 5 eur, způsobené přebytkem povolenek na trhu, dostatečně nemotivovaly provozovatele ke snižování emisí. EU tedy část povolenek z trhu postupně odebrala (backloading) a přesunula je do takzvané tržní stabilizační rezervy (Market stability reserve). Celkem bylo v letech 2014-2016 odebráno 900 mil. povolenek. [2] [4]



Obrázek 3 - Vývoj ceny emisní povolenky za posledních 5 let v EUR. Zdroj: Markets Insider.

Nelze však jednoznačně říci, že pouze backloading vedl ke zvýšení ceny povolenky. Na tuto cenu zřejmě působilo více faktorů, jako například meziroční pokles obchodovatelných povolenek, tlak na zvýšení ceny z důvodu zvýhodnění ostatních paliv nebo spekulativní transakce. Například vzrůstající cena výrazně znevýhodňuje uhelné zdroje oproti zdrojům využívající zemní plyn. Lze spekulovat, že jedním ze států, který by mohl být zainteresovaný ve zvýšení ceny je Německo, kde by mělo dojít k nahrazení uhelných a jaderných elektráren právě plynovými zdroji a zároveň by zvýšená cena emisní povolenky měla mít vliv na cenu elektřiny, jelikož lze pozorovat výraznou korelaci mezi cenou emisní povolenky a cenou elektřiny. Zvýšení ceny elektřiny by pak mělo za následek, že OZE by měly být konkurenceschopné bez potřeby státních dotací.

Zvýšení ceny emisních povolenek může výrazně ovlivnit české teplárenství, které je výrazně závislé na fosilních palivech, a to sice tím, že v několika příštích letech může hrozit přerušování dodávek tepla, jelikož teplárny nebudou mít dostatek kapitálu na zajištění provozu. Dle Teplárenského sdružení ČR by tato krize mohla nastat v roce 2021. Teplárenské sdružení jako možné řešení navrhuje pokračovat v bezplatných alokacích emisních povolenek i ve 4. obchodovacím období, tedy od roku 2021, výměnou za investice do tepelných sítí a OZE. Jako další navrhuje efektivní a odpovídající podporu vysokoúčinné KVET i v dalším období, zapojení tepláren do konceptu smart grid a s tím spojených poplatků za podpůrné služby. [5]

Dalším problémem spojeným s emisními povolenkami jsou nerovné ekonomické podmínky mezi velkými teplárnami a malými zdroji do 20 MWt, kdy tyto zdroje nemusí být v systému EU ETS. Řešením by dle Teplárenského sdružení bylo zavedení uhlíkové daně, která by doplňovala systém emisních povolenek. Domácí plynové kotelny jsou navíc oproštěny od ekologické daně. Domácí kotle také daleko více znečišťují ovzduší v porovnání s velkými teplárnami, dle [6] při spalování uhlí v domácím kotli a výrobě 80 GJ tepla ročně je emitováno 65 kg prachu a v případě dodávky 80 GJ tepla z CZT pak 0,2 kg prachu. Z toho je patrné, jak je CZT „ekologické“ oproti domácím kotelnám a mimo zlepšení situace v ovzduší může výrazně přispět ke snížení emisí CO₂. [5]

Emisní povolenky a jejich cena je nejpalčivějším aktuálním problémem v teplárenství. Stát by se měl zasadit o jeho další fungování a měl by narovnat podnikatelské prostředí.

2.1.2 Domácí kotle, odpojování od zdrojů CZT

Odpojování spotřebitelů od soustav CZT souvisí s předchozím problémem nerovnoměrných ekonomických podmínek. V současnosti se lze dle § 77(6) Energetického zákona odpojit na základě stavebního řízení se souhlasem orgánů ochrany životního prostředí a v souladu s územní energetickou koncepcí. V případě schváleného odpojení uživatele lze identifikovat následující dopady na dodavatele tepla:

- Snížení dodávek tepla a tím snížení využití současného tepelného zařízení
- V případě KVET může docházet také ke snížení dodávek elektřiny
- Růst nákladů na dodávky tepla pro ostatní zákazníky v soustavě CZT

Růst nákladů se týká především fixních nákladů, které jsou nově rozpočítány mezi menší počet zákazníků, a tudíž dochází ke zvyšování nákladů připojených zákazníků. V důsledku zvyšování nákladů může docházet k dalším odpojování a neustálému zhoršování situace. Dle Energetického zákona je žadatel o odpojení povinen uhradit jednorázové náklady spojené s jeho odpojením, nelze tedy po žadateli požadovat kompenzaci ostatním zákazníkům. [7][8]

Teplárny se tedy mohou obávat odpojování zákazníků, pokud zvýší cenu dodávaného tepla neboli mohou se bát promítnutí veškerých nákladů na výrobu a distribuci tepla do jeho ceny.

Dalším problémem v souvislosti s odpojováním zákazníků mohou být zkreslené údaje při posuzování výhodnosti odpojení od CZT, kdy na jedné straně je posuzována cena tepla z CZT a na druhé straně cena paliva pro domácí kotelny. V případě domácích kotlen pak nejsou brány v potaz investiční nebo fixní náklady spojené s provozem kotelny, jelikož jsou hrazeny z fondu na rekonstrukce. K tomuto zkreslení může docházet na základě nekalé reklamy ze strany výrobců domácích kotlů, eventuálně další technologií, jako například tepelných čerpadel. Výsledkem je zkreslená cena tepla. [9][10][11]

Jako další opatření, které může podporovat lokální zdroje na úkor vysokoúčinných soustav jsou kotlíkové dotace. Kotlíkové dotace slouží k výměně stávajících nevyhovujících kotlů za nové účinnější domácí kotle. Kotlíkové dotace bezesporu vedou ke snížení emisí skleníkových plynů a prachu, ale je potřeba rozlišovat mezi oblastmi, kde je možnost připojení k CZT nebo rozšíření teplotních sítí a odlehlých oblastí bez možnosti připojení k soustavě CZT. V místech s možností k připojení do soustav CZT by z pohledu větší energetické účinnosti a snížení emisí dávalo smysl naopak podpořit provozovatele soustav CZT. [7]

Dle mého názoru bude naprosto zásadní narovnání trhu s teplem, například zavedením uhlíkové nebo ekologické daně pro domácí kotle a výtopny. Narovnáním prostředí by mělo dojít ke snížení počtu odpojovaných spotřebitelů a tím pádem zvýšení energetické účinnosti a snížení emisí skleníkových plynů. Nutno podotknout, že dle odstavce o emisních povolenkách, nedává smysl přechod k malým zdrojům mimo CZT ani z ekologického pohledu, pokud se nejedná čistě o teplo z OZE. Vyřešení těchto problémů je také v zájmu SEK, která s narovnáním podmínek v teplotním prostředí počítá a také s udržení CZT alespoň v současném rozsahu spotřeby.

2.2 Regulace cen tepla v ČR

Regulace cen tepla v ČR spadá dle zákona č. 265/1991 Sb. do kompetence Energetického regulačního úřadu (ERÚ). Dle Energetického zákona č. 458/2000 Sb. jsou ceny tepla regulovány způsobem věcně usměrněných cen a regulace se týká všech držitelů licence na výrobu a distribuci tepla, které vydává ERÚ. [12]

Dle § 19a Energetického zákona č. 458/2000 Sb. věcně usměrněné ceny by měly pokrývat ekonomicky oprávněné náklady na zajištění spolehlivého, bezpečného a efektivního výkonu licencované činnosti a přiměřený zisk. Tabulka níže poté popisuje, které nákladové položky jsou zahrnuty do výpočtu věcně usměrněných cen. [12]

Tabulka 2 - Položky pro výpočet věcně usměrněných cen tepla. Zdroj: ERÚ [13]

Položka
Proměnné náklady
• Palivo
• Nákup tepelné energie
• Elektrická energie
• Technologická voda
• Ostatní proměnné náklady
Stálé náklady
• Mzdy a zákonné pojištění
• Oprava a údržba
• Odpisy
• Nájemné
• Finanční leasing
• Zákonné rezervy
• Výrobní režie
• Správní režie
• Úroky
• Ostatní stálé náklady
Zisk

ERÚ dále vydává cenová rozhodnutí, ve kterých specifikuje podmínky pro kalkulaci cen, jako například postup při dělení nákladů v KVET nebo do jaké výše lze cenu emisní povolenky zahrnout do ceny tepla.

V případě emisních povolenek je v platném cenovém rozhodnutí uvedena výše povolenek, které mohou být uznatelné, jako oprávněné náklady. Dle aktuálního cenového rozhodnutí může být do ceny tepla promítnuta v maximální výši 47 Kč/GJ v případě uhelných paliv a 16 Kč/GJ v případě ostatních paliv, při ceně povolenky 500 Kč. Pokud je náklad na emisní povolenky vyšší než maximální oprávněná cena, může být tento rozdíl promítnut do ceny tepla ve výši 50 %. V praxi to znamená, že do ceny tepla nevstupuje celá cena emisní povolenky, ale pouze její část. Teplárenské společnosti tedy dosahují ztrát, díky vysokým cenám emisních povolenek. [11][12]

V současnosti se diskutuje o zahrnutí celé ceny emisní povolenky jakožto oprávněného nákladu na výrobu tepla do výpočtu regulované ceny tepla. To bezesporu povede ke zvýšení cen tepla pro konečné spotřebitele.

Jako další možný problém současného způsobu regulace lze uvést nutnost dělení účetních nákladů na výrobu elektřiny a na výrobu tepla, což může vést ke zvýšeným administrativním nárokům.

Dále je ERÚ oprávněn provádět kontroly tepláren, které uplatňuje na základě stížností zákazníků nebo z vlastní iniciativy.

Změna cenové regulace by mohla pomoci k vyřešení situace z pohledu "záchrany" tepláren, které se potýkají s problémy v souvislosti s cenou emisních povolenek. Neřešilo by to však problém z pohledu nerovného tržního prostředí mezi teplárnami a lokálními zdroji tepla. Dle mého názoru by také cenová regulace měla do jisté míry nutit teplárny k efektivním a ekologickým opatřením (například zastropování nákladů na palivo). Dále by do metodiky výpočtu cenové regulace mohla být zavedena nákladová položka, která by vytvářela rezervu na reinvestice a modernizaci zařízení.

2.3 Očekávaný vývoj a budoucí problémy

Vývoj českého teplárenství bude také závislý na nařízeních a opatřeních, ať už daných evropskou legislativou nebo národními cíli stanovenými Českou republikou. Hlavním národním strategickým dokumentem je Státní energetická koncepce a v budoucnu by se teplárenství měl týkat další strategický dokument – národní klimaticko-energetický plán. Z dalších evropských opatření bude potřeba sledovat vývoj ve čtvrtém období EU ETS, nařízení týkající se zvyšování efektivity, popřípadě další legislativní opatření plynoucí z klimaticko-energetické strategie EU.

2.3.1 Státní energetická koncepce

Státní energetická koncepce je hlavní strategický dokument v oblasti energetiky, který byl aktualizovaný v roce 2015 a identifikuje energetické cíle do roku 2040. Třemi základními cíli jsou bezpečnost, konkurenceschopnost a udržitelnost. V rámci výroby a dodávky tepla bylo stanoveno těchto 8 cílů:

1. Zajištění konkurenceschopnosti teplárenství srovnáním ekonomických podmínek s domácími zdroji tepla a podpora vysokoúčinné KVET
2. Podporovat využití OZE a odpadů v kombinaci s ostatními palivy pro výrobu tepla v soustavách CZT
3. Podporovat přechod ke KVET s efektivním využitím tepelných čerpadel. Náhrada pevných paliv v domácnosti za zařízení využívající zemní plyn, biomasu, solární systémy nebo tepelná čerpadla
4. Podporovat přechod od neefektivních vysoko-emisních zdrojů k efektivním nízko-emisním
5. Podporovat přechod k energeticky a ekonomicky efektivním systémům, například přechodu z kondenzačních výroben ke KVET
6. Využití odpadního tepla z jaderných elektráren
7. Zajistit provázanost SEK s územními energetickými koncepcemi
8. Podpořit rozvoj teplárenských soustav tam, kde je to efektivní s cílem využití přebytku tepelného výkonu díky úsporným opatřením v budovách

Obecně lze říci, že v rámci SEK bude podporována především KVET v kombinaci s alternativními palivy. Důležité je také říci, že by se měla vyřešit situace s nerovným tržním prostředím, například zavedením uhlíkové nebo ekologické daně. Je nutno také podotknout, že v SEK se nepočítá s rozšířením současných teplárenských sítí, ale v bodě 5. je zmíněn přechod k efektivním nízko-

teplotním soustavám, které by měly umožnit zapojení dalších zdrojů tepla, zejména odpadního tepla. [15]

2.3.2 Národní klimaticko-energetický plán

V listopadu 2016 bylo Evropskou komisí schválen balíček opatření s názvem Čistá energie pro všechny Evropany. V souvislosti s tímto balíčkem byl stanoven celkový cíl snížení emisí CO₂ o 40 % oproti hodnotám v roce 1990, podíl OZE minimálně 32 % na celkové konečné spotřebě energie v EU a zvýšení energetické účinnosti o 27 % v roce 2030. Na základě tohoto opatření mají jednotlivé státy vypracovat svoje národní klimaticko-energetické plány, které odevzdají k posouzení komisi EU do konce roku 2018. Ta poté vyhodnotí všechny plány a ověří, zdali bude dodržení těchto plánů docíleno celoevropských cílů. V případě nesplnění celoevropských cílů může EU národní plány jednotlivých zemí pozměnit, tak aby byly cíle splněny. Národní cíle tak dávají jednotlivým zemím možnost stanovení jejich vlastních cílů na základě jejich klimatických a ekonomických podmínek. Tyto cíle by měly být evropské komisi předloženy do konce roku 2018 a poté vyhodnoceny do poloviny roku 2019, nelze tedy aktuálně říci, jaké cíle si stanoví ČR a jak konkrétně se dotknou sektoru teplárenství. [16]

2.3.3 EU ETS fáze 4

Od roku 2021 systém obchodování s emisními povolenkami vstoupí do 4. fáze. Ve 4. fázi dojde k několika změnám, kdy meziroční pokles celkového počtu povolenek bude zvýšen z 1,74 % na 2,2 %. Dále bude od ledna 2019 fungovat tzv. tržní stabilizační rezerva (Market Stability Reserve). Účelem této rezervy by mělo být držet v systému odpovídající počet povolenek, tak aby nemohlo dojít k jejich příliš nízké ceně v souvislosti s vysokým počtem a zároveň v případě příliš vysokých cen dodat určité množství povolenek zpět do systému. Princip je takový, že každý rok bude ze systému přesunuto 12 % povolenek do stabilizační rezervy, ze které budou poté uvolněny, pokud bude počet povolenek v oběhu menší než 400 milionů kusů. [17][18]

Otázkou zůstává cena emisní povolenky v budoucnu, kdy je odhadováno, že by měla dosáhnout hodnot mezi 25-30 EUR v letech 2020-2021, pokud by mělo být dosaženo evropských cílů ve snižování emisí CO₂. V případě dosažení vysokých cen emisních povolenek by navíc byly dostatečně znevýhodněny uhelné elektrárny oproti ostatním energetickým zdrojům a mělo by tak dojít k omezení využití uhelných zdrojů. Dle některých odhadů by pak v roce 2030 emisní povolenka mohla dosáhnout hodnoty až 55 EUR. [18] [19]

V rámci ČR lze předpokládat, že ČR opět zažádá o bezplatnou alokaci určitého množství emisních povolenek.

2.3.4 BAT, BREF

BAT je dokument o nejlepších dostupných technikách, BREF je poté referenční dokument, který popisuje BAT. Součástí BREF je také návrh závěrů o nejlepších dostupných technikách, který je schvalován příslušnými orgány EU a stanovuje závěry o BAT. BAT a BREF je opatření Evropské unie, které se zabývá snižováním emisí SO₂, NO_x, CO, Hg, tuhých částic a některých dalších látkách. Pro teplárenství je nejdůležitější dokumentem BREF pro „Spalovací zdroje s tepelným příkonem nad 50 MW“, který popisuje techniky a postupy ke snížení emisí ve spalovacích zařízeních s tepelným výkonem nad 50 MW. Dokument udává limity emisí SO₂, Nox, CO, Hg, TZL a některých dalších látek

pro jednotlivá paliva. Příklad pro zařízení spalující černé nebo hnědé uhlí je uveden v následující tabulce. [21]

Tabulka 3 Roční průměrné limity spalovacích zařízení na hnědé nebo černé uhlí, dle BAT. Zdroj [22]

Jmenovitý tepelný příkon zařízení (MWt)	Roční průměry BAT (mg/Nm ³)									
	SO ₂		NO _x		TZL		Hg		CO	
	nové zařízení	stávající zařízení	nové zařízení	stávající zařízení	nové zařízení	stávající zařízení	nové zařízení	stávající zařízení	nové zařízení	stávající zařízení
50-100	200	360	150	270	5	18	0,005	0,010	140	140
100–300	150	200	100	180	5	14				
>300	75	130 ^A /180 ^B	85	150	5	10 ^C /8 ^D	0,004	0,007	100	100

A – kotel s práškovým spalováním

B – kotel s fluidním ložem

C – na zařízení uvedená do provozu nejpozději 7. ledna 2014 se vztahuje limit 12 mg/Nm³

D – zařízení s tepelným příkonem nad 1000 MWt

V roce 2010 vyšla v platnost směrnice 2010/75/EU o průmyslových emisích, která vedla k přezkoumání a aktualizaci BREF a BAT. Tyto dokumenty byly poté aktualizovány a publikovány ve stávající podobě v roce 2017. Tyto limity by pak měly být dodržovány od roku 2022. Problém s BAT a BREF je, že některé teplárny modernizovaly své zařízení v závislosti na BREF z roku 2006, když poté došlo k aktualizaci těchto dokumentů a zpřísnění emisních limitů některé z nich tyto limity nesplňují. Teplárny tak musí znovu investovat do modernizace těchto zařízení nebo požádat o výjimku. Do budoucna lze předpokládat další zpřísnování těchto limitů a s tím spojenou nutnost modernizace teplárenských zařízení.

2.3.5 Revize směrnice o OZE

Dalším dokumentem, který výrazně ovlivní teplárenství v příští dekádě, je revize směrnice o OZE. V současnosti je směrnice předložena Evropskému parlamentu a čeká na schválení. Revizí směrnice o OZE byl stanoven nový cíl 32 % podílu OZE na konečné spotřebě energie v EU v roce 2030. Teplárenství se přímo týká především články 23 a 24. V rámci teplárenství by meziročně mělo dojít k nárůstu o 1,1-1,3 % obnovitelné energie na výrobě tepla v soustavách CZT. Tohoto cíle může být dosaženo využitím systémů využívajících OZE, zvyšováním podílu OZE v teplárenství, zvyšováním energetické účinnosti teplárenských soustav a zařízení nebo využitím odpadního tepla. Dle této směrnice by pro dosažení těchto cílů měl stát udělat databázi zařízení, která jsou ekonomicky vhodná pro zavedení uvedených opatření. Zároveň je potřeba tuto databázi transparentně zveřejnit a zajistit, aby provozovatelé teplárenských soustav tato zařízení začlenili do svých soustav a využili tak jejich potenciálu. [23]

Dalším bodem této směrnice, která může mít nepřímo dopad na teplárenství, jsou nařízení týkající se biopaliv, biokapalin a paliv z biomasy. Těmito palivy se zabývají články 28, 29 a 30 revidované směrnice o OZE. V článku 30 se píše, že u biopaliv, biokapalin a paliv z biomasy bude sledován jejich původ a dopady spojené s jejich produkcí. To v konečném důsledku povede ke zvýšení administrativních nákladů spojených s trhem s biomasou, a tedy i zvýšení její ceny. Lze také polemizovat nad tím, jak se tento původ bude prokazovat a jakým způsobem budou měřeny dopady pěstování biomasy.[23]

Pokud se českému teplárenství podaří vyřešit aktuální problémy, lze očekávat, že bude čelit dalším výzvám spojeným s dekarbonizací a zvyšováním energetické účinnosti teplárenství. Národní klimaticko-energetický plán a státní energetická koncepce však dává české vládě a jednotlivým průmyslovým sektorům šanci na stanovení vlastních ekonomicky efektivních cílů tak, aby byla zajištěna stabilita jednotlivých sektorů a předvídatelnost vývoje trhu, z důvodu vytvoření stabilního investičního prostředí. Pro naplnění těchto cílů by pak stát měl více podpořit využití OZE v teplárenství investičními pobídkami nebo přímou podporou OZE při výrobě tepla.

3 Srovnání teplárenského odvětví v ČR s vybranými státy EU

Cílem této kapitoly je srovnat teplárenství ve vybraných státech EU a pokusit se identifikovat možná řešení problémů českého teplárenství. Jednotlivé státy budou analyzovány z pohledu palivového mixu, regulace a očekávaného vývoje teplárenství tak, aby bylo nastíněno jejich teplárenské prostředí. Pro srovnání byly vybrány tyto 4 evropské státy: Dánsko, Švédsko, Německo a Norsko. Tyto státy byly vybrány z důvodu různých přístupů k problematice teplárenství.

3.1 Dánsko

Centrální zásobování teplem má v Dánsku více než stoletou tradici. Už v roce 1903 bylo uvedeno do provozu první zařízení na kombinovanou výrobu elektřiny a tepla, které spalovalo odpad a dodávalo energii do nedaleké nemocnice. V době energetické krize v letech 1973-1974 si Dánsko uvědomilo, že se potřebuje zaměřit na efektivní výrobu tepla z lokálních zdrojů a tím snížit cenu tepla a energetickou závislost na importu paliv. V roce 1979 byl přijat zákon o zásobování teplem (Heat Supply Law), který měl za cíl přechod od individuálních zařízení na výrobu tepla v CZT s maximálním využitím KVET.[24]

V současnosti je 63 % obytných domů zásobováno teplem ze systémů CZT, které vyrábí a dodává okolo 405 teplárenských společností. Z nichž 336 je vlastněno spotřebiteli, 49 společností je vlastněno městy a zbylých 20 je vlastněno privátními nebo bytovými družstvy. Teplárenské městské společnosti ovšem v roce 2017 vyrobily nejvíce tepla, když vyrobily 58 % celkově vyrobeného tepla, společnosti vlastněné spotřebiteli dodali 34 % a zbytek ostatní výrobci. Lze to přisuzovat faktu, že městské společnosti spravují rozsáhlou distribuční síť v největších dánských městech, jako je Kodaň, Arhus, Esbjerg, Aalborg nebo Odense. Důvodem, proč v Dánsku prakticky neexistují soukromé společnosti, je cenová regulace, která bude popsána dále v bodě 3.1.2. [25] [26]

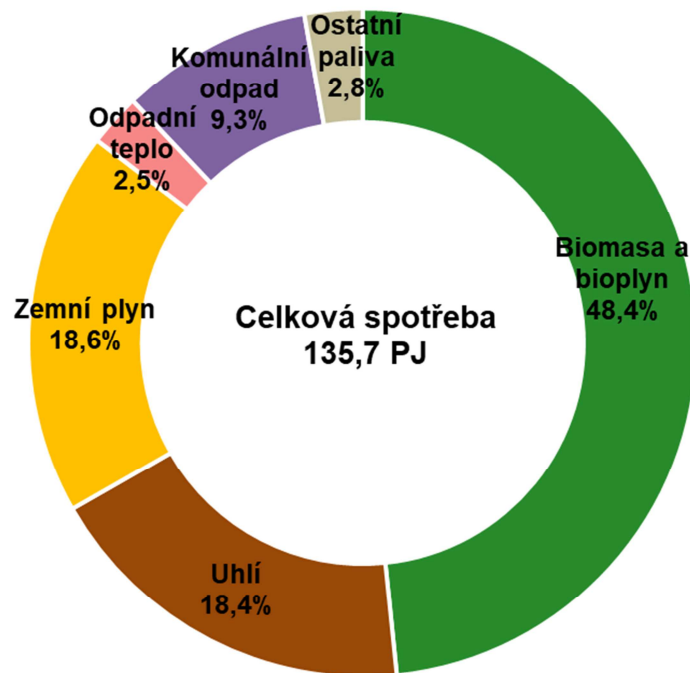
3.1.1 Statistické srovnání

V roce 2016 bylo v Dánsku vyrobeno 135,7 PJ tepla v systémech CZT, kdy celková roční výroba tepla je v Dánsku poměrně konstantní mezi 130-140 PJ ročně. [27]

Dánsko dlouhodobě využívá KVET a společně s Litvou je jediným státem, který má podíl vyrobené elektřiny i tepla v KVET na celkové výrobě elektřiny a tepla vyšší než 60 %. [25] V roce 2016 se KVET podílela na celkové výrobě tepla v CZT zhruba 67 %, zbytek poté tvořily zdroje určené pouze pro výrobu tepla. Celkový instalovaný tepelný výkon poté byl 24,2 GW. [27]

V dánském palivovém mixu, Obrázek 4, je hlavním palivem biomasa s podílem více než 48 % na celkové výrobě tepla, dále zemní plyn s podílem 18,6 %, uhlí 18,4 %, významným zdrojem je také komunální odpad s podílem 9,3 % a zbytek tvoří ostatní zdroje. Co se týče biomasy, tak největší zastoupení má dřevo (dřevěné pelety a dřevní štěpka) s podílem 58 %, dále odpadní biomasa 24 % a sláma 18 %.[27]

V dánském teplárenství dochází k dekarbonizaci, kdy je snižován podíl fosilních paliv, zejména uhlí a topného oleje, které jsou nahrazovány obnovitelnými zdroji energie. Za zmínku stojí také zvyšující se podíl velkých solárních systémů na vytápění v kombinaci s akumulací zařízeními. Přechod k OZE je podporován dánskými cíli v energetice, kdy do roku 2050 by energetický sektor měl být nezávislý na fosilních palivech. [25]



Obrázek 4 - Palivový mix. Zdroj: DEA [27]

3.1.2 Regulace v dánském teplárenství

Centrální zásobování teplem je regulováno podle takzvané zásady neziskovosti. V praxi to znamená, že teplárenské společnosti a výrobci tepla nesmí dosahovat zisku a cena tepla je tedy tvořena pouze oprávněnými náklady na výrobu a distribuci tepla. Zde lze nalézt vysvětlení, proč je velké množství společností vlastněno spotřebiteli nebo městy. V roce 2017 byla průměrná cena tepla 25,6 EUR/GJ.[28]

3.1.2.1 Oprávněné náklady

Jednotlivé společnosti stanovují cenu tepla individuálně dle jejich nákladů. Tyto ceny následně kontroluje dánský energetický regulační úřad. Zákon o zásobování teplem stanovuje, jaké nákladové položky mohou být promítnuty do ceny tepla [29]. Jedná se o tyto nákladové položky:

- palivové náklady
- náklady na emisní povolenky
- náklady na provoz a údržbu
- náklady na cizí kapitál
- daně
- odpisy
- administrativní náklady
- rezervy na budoucí investice
- náklady na zvýšení účinnosti výroby
- ztráty z minulého období

Cenu tepla obvykle tvoří fixní složka a variabilní složka. Ceny tepla musí být vždy stanoveny dopředu, pro nadcházející rok. Pokud dojde k rozdílu mezi odhadnutými a skutečnými náklady v daném roce, je tato ztráta nebo zisk započtena do kalkulace cen příštího období. Pokud vznikne zisk jsou o tento zisk sníženy náklady na příští období a měla by se i snížit cena spotřebitelům. V případě ztráty jsou ceny tepla úměrně zvýšeny, tak aby došlo k pokrytí této ztráty.[29]

Princip neziskovosti je poměrně podobný cenové regulaci v ČR, kdy se jedná pouze o přímé oprávněné náklady na výrobu a distribuci tepla, ale chybí položka přiměřeného zisku. Oproti ČR jsou emisní povolenky započteny v plné výši. Jelikož fosilní paliva odpovídají pouze cca 35 % celkové výroby tepla je evidentní, že cena emisní povolenky nezatažuje dánské teplárenství tak výrazně jako české. V Dánsku také funguje od roku 1992 uhlíková daň, která platí pro všechny odvětví emitující oxid uhličitý.

3.1.2.2 Plánování soustav CZT

Městské samosprávy a úřady jsou důležité při plánování soustav CZT, jelikož jsou zodpovědné za to, aby byl vybrán nejlepší projekt CZT, a to na základě socioekonomické analýzy, která také zahrnuje cost benefit analýzu. Tato analýza musí být udělána pro několik možných řešení a metodiku výpočtu, včetně základních předpokladů (predikce vývoje cen paliv, cena emisí, cena externalit, úrokové míry), poskytuje Dánská energetická agentura.[24]

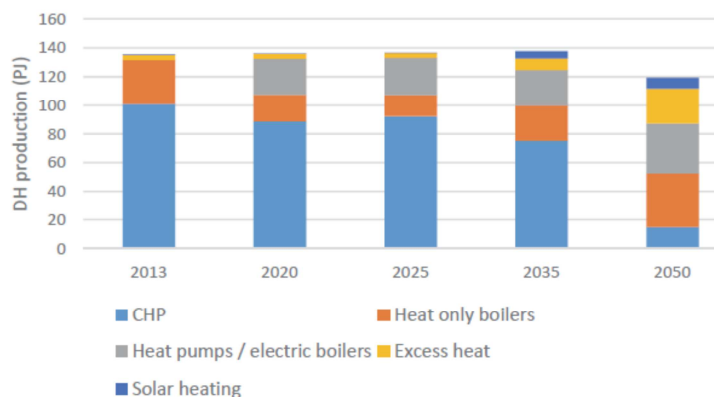
S plánováním městských systémů CZT také souvisí právo městských úřadů rozhodovat o připojení nebo odpojení objektu do soustavy. Zákazníci, kteří jsou připojeni do soustavy poté musí platit fixní poplatek za odběrné místo, ale nejsou povinni odebírat teplo. Tímto opatřením je docíleno rozložení fixních nákladů mezi více spotřebitelů.[25] [29]

Na plánování soustav je vidět velký rozdíl oproti ČR, kdy v Dánsku je CZT považováno za hlavní zdroj tepla a zároveň je dbáno na jeho vysokou energetickou a ekonomickou efektivitu a environmentální dopady. Městské samosprávy mají možnost dlouhodobě plánovat soustavy CZT a vytvářet tak stabilní podmínky pro teplárenské společnosti.

3.1.3 Očekávaný vývoj

Dle odhadu Dánské energetické agentury by spotřeba tepla měla i nadále stagnovat, viz Obrázek 5. Do roku 2035 by se celková roční spotřeba tepla měla pohybovat pod 140 PJ. Dle dalších odhadů by se poté měla začít snižovat, kdy v roce 2050 by měla dosáhnout úrovně 120 PJ. Tohoto snížení bude docíleno zvýšením energetické efektivity nových a stávajících budov.[25]

V budoucnu by se výrazně měla změnit struktura výroby tepla z pohledu technologických zařízení, kdy v současnosti převládající KVET by do roku 2050 měla snížit svůj podíl na celkově vyrobeném teple na cca 15 %. Dle scénáře s vysokým podílem větrných elektráren v energetickém mixu nastane zhoršení ekonomiky zařízení s KVET v důsledku klesání cen elektřiny, která bude klesat díky vysokému podílu větrných elektráren na její výrobě. Nelze však jednoznačně říci, že cena elektřiny bude klesat, protože Dánsko je v propojené s ostatními státy, která budou mít vliv na cenu elektřiny v Dánsku. Jedná se tedy spíše o jeden z možných scénářů, který ovšem poukazuje na propojenost teplárenství a trhu s elektřinou. Z nízké ceny elektřiny naopak povedou k využití tepelných čerpadel a elektrokotlů. Dále by mělo docházet ke snižování podílu fosilních paliv v palivovém mixu, jelikož Dánsko vyhlásilo do roku 2050 nezávislost na fosilních palivech. [24][25]



Obrázek 5 - Předpokládaný vývoj spotřeby tepla a výrobních zařízení. Zdroj: DEA [25]

Dále by mělo dojít k přechodu systémů CZT na systémy 4. generace, kdy bude docházet ke snižování teploty dodávaného tepla z aktuálních hodnot okolo 90 °C na teploty okolo 55 °C. To bude mít za následek možnost využití decentrálních zdrojů odpadního tepla a také snížení tepelných ztrát v rozvodech. Dalšími zdroji, které budou moci být využity díky nižším teplotám jsou systémy solárních kolektorů v kombinaci s akumulacími zařízeními. Systémy 4. generace by také měly být vysoce flexibilní a tím reagovat na intermitentní zdroje, ať už elektřiny nebo tepla. Tato flexibilita by měla být dosažena akumulacími zařízeními. Součástí těchto systémů bude i centrální zásobování chladem, které se bude využívat zejména ve velkých městech, kde již nyní stoupá poptávka po chladu. V současnosti se k chlazení využívá mořská voda a dále by se v dobách přebytku odpadního tepla mohla využívat technologie absorpčního chlazení. [24][25][30]

Dánské teplárenství je považováno za jedno z nejvyspělejších v Evropě a bezesporu to dokazují jeho cíle. Nelze předpokládat, že by mělo problémy s přechodem na efektivnější systémy a zvyšováním podílu OZE na celkové spotřebě tepla, jelikož vyhlásilo nezávislost na fosilních palivech do roku 2050. Důležitý bude přechod na systémy 4. generace a tím pádem možnost zapojení nízko-teplotních zdrojů. Zároveň je garantováno, že díky plánování soustav bude dbáno na výběr nejlepší varianty a díky vlastnické struktuře budou také udrženy nízké ceny tepla.

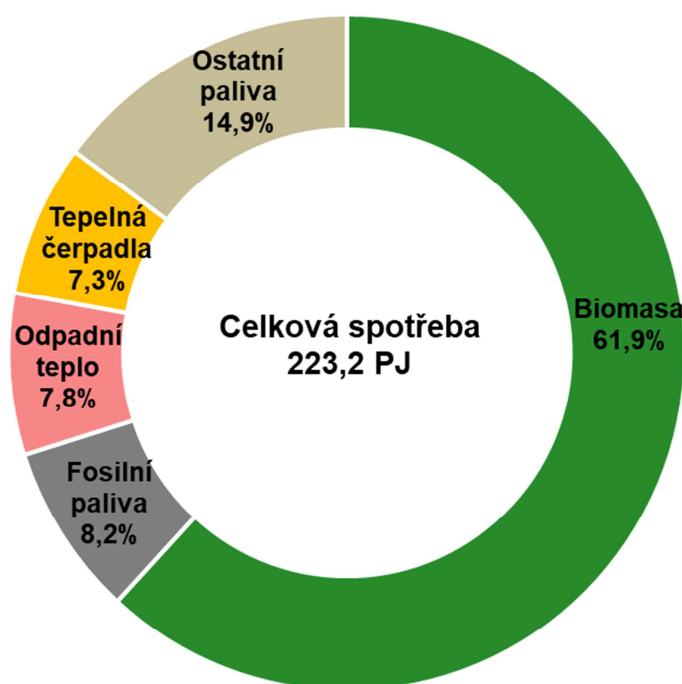
3.2 Švédsko

Začátky centrálního zásobování teplem sahají ve Švédsku do 50. let minulého století, kdy bylo teplo vyráběno především v kondenzačních zařízeních, která byla postupem času nahrazena zařízeními s KVET. S ropnou krizí na konci 70. let došlo k přechodu od ropy, jakožto majoritnímu palivu v té době, k lokálním zdrojům, a to především k biomase, uhlí nebo komunálnímu odpadu. [31]

V roce 1996 byl zrušen zákon, který umožňoval lokálním úřadům regulovat teplárenství, od té doby se ve Švédsku velmi diskutovalo o možném zneužití monopolního postavení jednotlivých společností. V roce 2008 byl poté přijat Zákon o centrálním vytápění (District Heating Act), který nastavuje legislativní rámec v oblasti teplárenství, ovšem nejedná se o regulaci, spíše by měl vést k transparentní debatě o ceně mezi zákazníkem a dodavatelem. Více o regulaci v kapitole 3.2.2. [32]

3.2.1 Statistické srovnání

Obrázek 6 zobrazuje celkovou spotřebu energie v palivu na výrobu tepla v systémech CZT v roce 2016. Více než 60 % tepla bylo vyrobeno z biomasy, kdy se jednalo hlavně o dřevní biomasu, zejména dřevní štěpku. Fosilní paliva se na výrobě podílela cca 8 %, kdy uhlí, zemní plyn a topné oleje byly zastoupeny zhruba stejným třetinovým podílem. Významný podíl přes 7 % měly ve švédsku tepelná čerpadla a odpadní teplo. V ostatních palivech je především zahrnut komunální odpad.



Obrázek 6 - Celková spotřeba energie v palivu na výrobu tepla v CZT ve Švédsku v roce 2016. Zdroj: SEA [33]

Z historického pohledu docházelo k výrazné transformaci palivového mixu, kdy v začátcích byly používány především topné oleje, které byly časem nahrazeny uhlím a následně biomasou. Oproti 90. letům došlo ke snížení podílů tepelných čerpadel a elektrické kotle téměř vymizely. Tyto zdroje byly nahrazeny především odpady, ať už spalováním komunálního odpadu nebo využitím odpadního tepla. Energetické využití komunálního odpadu bylo způsobeno zákonem o zákazu skládkování

spalitelného odpadu, který vešel v platnost roku 2002 a zákazu skládkování organického biologického odpadu od roku 2005. [34]

Oproti českému palivovému mixu je vidět velké zastoupení biomasy a velmi malé zastoupení fosilních paliv. Švédsko je také zajímavé z pohledu využití odpadního tepla a tepelných čerpadel, kdy by tyto zkušenosti mohli sloužit českým soustavám k inspiraci při implementaci revize směrnice o OZE.

3.2.2 Regulace ve švédském teplotnictví

Centrální zásobování teplem není ve Švédsku regulováno od roku 1996, kdy došlo k deregulaci a cena je tak stanovena tržními principy. Zrušení regulace vedlo k otázkám ze strany zákazníků ohledně správnosti cen tepla. Za účelem ochrany zákazníků byl přijat Zákon o centrálním vytápění (District Heating Act), který udává povinnost teplotnickými společnostmi zveřejňovat ceny tepla a metodiku jejich výpočtu. [8][12]

3.2.2.1 Jednání se spotřebiteli

Ceny jsou stanoveny na základě jednání mezi teplotnickou společností a spotřebitelem. Cílem jednání je docílit shody o ceně tepla mezi teplotnickou společností a spotřebitelem, která je poté stanovena ve smlouvě se spotřebitelem. Způsob určení ceny tepla musí být transparentně zveřejněn zákazníkovi i veřejnosti. V roce 2017 byla průměrná cena tepla rodinného domu 22,4 EUR/GJ.[36] [37]

V rámci zvýšení důvěryhodnosti mezi spotřebiteli a teplotnickými společnostmi byl v roce 2013 zaveden takzvaný cenový dialog. Tyto dobrovolné dialogy jsou obvykle vedeny několikrát ročně a teplotnická společnost zde informuje své spotřebitele o způsobu stanovení ceny, odůvodňuje zvýšení ceny a možný vývoj na trhu s teplem. Zároveň zde mohou zákazníci vznést své připomínky, a to i k modelu a budoucímu směřování teplotny. Dle [34] tak bylo v minulém roce vyjednáno až 60 % kontraktů. Jako další nástroj na ochranu spotřebitelů byla zavedena rada pro teplotnictví (District Heating Board), která má za úkol zprostředkovávat jednání mezi teplotnicemi a spotřebiteli v případě, že předchozí jednání o ceně nebyla úspěšná. Jedním z dalších důvodů, proč jsou tato jednání o ceně úspěšná je i možnost zákazníků bezplatně se odpojit od soustavy CZT. [32]

Provozovatelé teplotnických soustav mají navíc povinnost jednat s producenty odpadního tepla, kteří by chtěli dodávat teplo do soustavy nebo ji využívat k distribuci svým spotřebitelům. Povinnost znamená, že musejí jednat, ale mohou odmítnout, pokud prokáží, že tato dodávka do soustavy by mohla nějak danou soustavu poškodit. Tato povinnost vede k velkému využití odpadního tepla, například od průmyslových podniků, datových center nebo chladících zařízení. [32][35]

3.2.3 Očekávaný vývoj

Teplotnictví ve Švédsku se do budoucna bude potýkat s několika problémy. Prvním z nich bude stagnace, popřípadě nižší poptávka po teple z důvodu evropského tlaku na zvyšování energetické účinnosti budov. Na druhou stranu by se měla výrazně zvyšovat poptávka po chladu, zejména u komerčních objektů. [31]

Z pohledu palivového mixu by do budoucna mohl být problém velká závislost na biomase a komunálním odpadu. Biomase totiž budou chtít využívat i jiná odvětví a mohlo by docházet k růstu cen, které poté ovlivní ceny tepla. V případě komunálního odpadu lze očekávat tlak na jeho vyšší opětovné využití a recyklaci, tudíž by mohlo dojít ke snížení dostupného množství komunálního

odpadu. Zároveň to otevírá možnost uplatnění nových zdrojů, zejména zdrojů odpadního tepla, které by do budoucna měly mít vyšší využití. Tento trend lze již nyní pozorovat ve velkých městech, jako je například Stockholm, kdy Stockholm Exergi, místní distributor tepla, vykupuje odpadní teplo z datových center, supermarketů a z velkých chladících zařízení. [31][38]

Zároveň se ve Švédsku mluví o ještě větší integraci teplárenství a trhu s elektřinou, jelikož teplárenství může optimalizovat svoji výrobu v závislosti na ceně elektrické energie. Jako příklad lze uvést kombinaci výroby tepla v KVET a tepelného čerpadla, kdy tepelné čerpadlo vyrábí teplo, když je nízká cena elektřiny, a naopak výrobní s KVET vyrábí maximum tepla, když je vysoká cena elektřiny. To ovšem znamená zavedení chytrých softwarových řešení na optimalizaci této výroby. [31][39]

Dále by mělo dojít i k modernizaci rozvodů tepla na rozvody takzvané 4. generace, kdy dojde ke snížení teploty teplotnosné látky na hodnoty okolo 50°C. S příchodem 4. generace dojde k rozvoji chytrých softwarových řešení pro optimalizaci výroby a dodávek tepla v kombinaci s dlouhodobou akumulací tepla. Otázkou také zůstává regulace tepla, zda zůstane stávající model, kdy není cenová regulace, a nebo bude potřeba zavést nějaké regulační opatření v souvislosti s budoucím rozvojem.[31]

Oproti teplárenství v ČR je vidět výrazná snaha o vysokoúčinné bezemisní teplárenství, zejména z pohledu využití alternativních paliv (odpadní teplo, komunální odpad, tepelná čerpadla). Lze také vidět rozdíl v přístupu k regulaci cen tepla. Dále lze pozorovat fakt, že pokud neexistuje regulace, neměla by také existovat povinnosti připojení k soustavám CZT, z důvodu udržení tržního prostředí a ochrany spotřebitelů. Mělo by být také zmíněno, že ve Švédsku není takové pokrytí plynárenských sítí, a tudíž nelze mluvit o výrazné konkurenci kotlů na zemní plyn v porovnání s ČR.

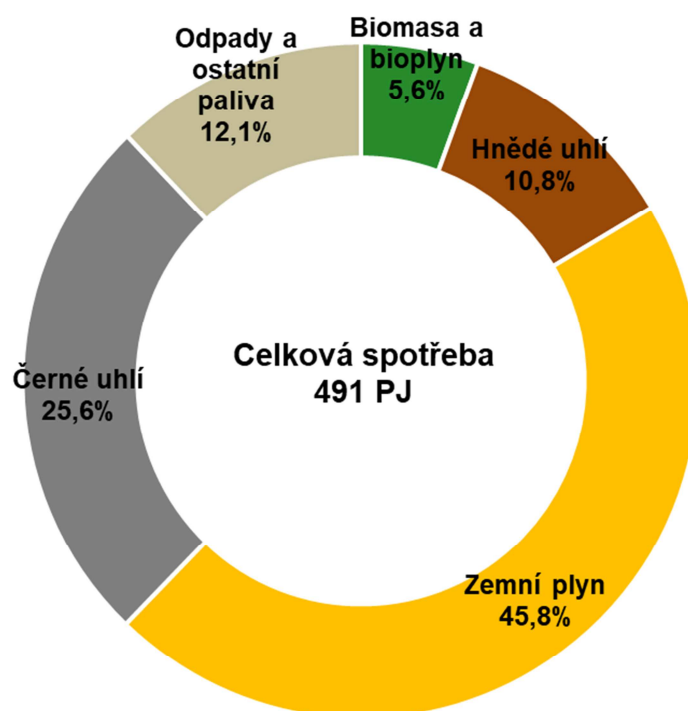
3.3 Německo

Německo byla jedna z prvních evropských zemí, kde se objevily první systémy centrálního zásobování teplem. Dle Asociace pro teplárenství, zásobování chladem a KVET (AGFW) se první systémy CZT začaly provozovat v roce 1870. V historii byl vývoj ovlivněn rozdělením Německa po druhé světové válce, kdy v 70. a 80. letech došlo ve východním Německu k velkému rozvoji městských teplárenských systémů. [40]

V absolutních hodnotách patří německé teplárenství k největším v Evropě, to je ovšem zkrácené vysokým počtem spotřebitelů. V současnosti je cca 10 milionů obyvatel zásobováno teplem z CZT, to odpovídá asi 12 % celkové populace. Přičemž největší teplárenské soustavy se nacházejí ve velkých aglomeracích, zejména ve spolkových republikách Severní Porýní-Vestfálsko, Bádensko-Württembersko, Bavorsko a Berlín. [41] [42]

3.3.1 Statistické srovnání

Obrázek 7 zobrazuje celkovou spotřebu energie v palivu na výrobu tepla v systémech CZT v Německu v roce 2016. V palivovém mixu dominují fosilní paliva s podílem více než 80 % na celkové spotřebě energie v palivu. Nejvyužívanějším palivem byl zemní plyn s podílem více než 45 %, dále černé uhlí s 25 %, komunální odpad s 11 % a hnědé uhlí s více než 10 %. OZE měly podíl více než 5,6 %, kdy hlavním zdrojem byla tuhá paliva.



Obrázek 7 - Celková spotřeba energie v palivu na výrobu tepla v Německu v roce 2016. Zdroj AGFW [42]

Velký rozdíl mezi celkovou spotřebou energie v palivu a celkovým dodaným teplem do soustav CZT je způsoben tím, že více než 100 PJ bylo použito pouze na výrobu elektrické energie v teplárnách s KVET. Ovšem podrobnější statistiky pouze pro dodané teplo do soustav CZT nebyly k dispozici a

nebylo jednoznačně možné určit přesné podíly, ale lze předpokládat, že se jednotlivé podíly v palivovém mixu nebudou příliš lišit. V roce 2016 bylo 83 % tepla vyrobeno v KVET. Na Německém palivovém mixu je také velmi dobře vidět lokálnost jednotlivých zdrojů, kdy dominantní zdroj se liší region od regionu, více viz [42].

3.3.2 Regulace cen tepla

Samotná cena tepla není v Německu regulována na federální úrovni, tato kompetence je ponechána jednotlivým spolkovým republikám, ale ve většině případů je cena tepla stanovena trhem. Cena tepla ovšem může být ovlivněna nepřímo, díky Zákonu o KVET (KWKG) a Zákonu o podpoře obnovitelných zdrojů energie v teplárenství (EEWärmeG). [43]

KWKG se zaměřuje na zvýšení podílu elektřiny z KVET na celkové výrobě elektřiny, což nepřímo reguluje i teplárenství. Jednotlivá energetická zařízení mohou dostávat podporu formou bonusů za prodanou elektřinu, která je podmíněná vysokou účinnou KVET. Jelikož je v Německu 83 % tepla vyrobeno v KVET, může mít tento zákon na teplárenství nezanedbatelný vliv. [43]

EEWärmeG je zákon zabývající se podporou OZE v rámci teplárenství. Cílem zákona je zvýšit podíl OZE na celkové produkci tepla na 14 % v roce 2020. Dle zákona jsou vlastníci nově postavených soukromých objektů a veřejných budov povinni získat certifikát od provozovatele distribuční soustavy. Pro obdržení tohoto certifikátu musí splňovat alespoň jednu z následujících podmínek:

- Podstatný podíl tepla a chladu pochází z OZE
- Alespoň 50 % podíl odpadního tepla na spotřebě tepla a chladu
- Alespoň 50 % podíl tepla z KVET na spotřebě tepla a chladu
- Anebo alespoň 50 % spotřeby tepla a chladu pochází z kombinace předešlých tří podmínek

Dle EEWärmeG mají také lokální úřady možnost nařídit objektům povinné připojení k soustavě CZT. [43] [44]

3.3.3 Očekávaný vývoj

Lze očekávat, že teplárenství, jakožto jedno z energetických odvětví bude ovlivněno celkovou energetickou politikou Německa, takzvaným akčním klimatickým plánem 2050. Dle klimatického plánu by do roku 2030 mělo dojít ke snížení emisí v energetice o 61–62 % oproti emisím v roce 1990. Jako jeden z instrumentů pro dosažení těchto cílů lze považovat již zmíněný zákon o podpoře OZE v teplárenství. Jedno z dalších opatření je také zrušení státní podpory na kotle, které používají fosilní paliva v roce 2019, což může vést k většímu využití soustav CZT. [45][46]

K dalšímu vývoji teplárenství v Německu by měl přispět Pilotní projekt teplárenských soustav 4.0 (Pilot Project Heating Networks 4.0), který je určen na rozvoj celých teplárenských systémů. Jedná se o finanční podporu rozvoje teplárenství 4. generace, která je zaměřena na projekty, které mají vysoký podíl OZE ve výrobním mixu, efektivně využívají odpadní teplo a dodávají teplo o maximální teplotě 95°C. Existuje zde řada podpor, například na financování studií proveditelnosti (až do výše 60 % nákladů), nákladů na výstavbu (až do výše 50 %) nebo na pokrytí nákladů na informování veřejnosti o projektu (až do výše 80 %). [47][48]

Sektor teplárenství je v Německu z více než 80 % výrazně závislý na fosilních palivech a do budoucna lze předpokládat snahu o snížení tohoto podílu v závislosti na proklamovaných cílech v energetice. Palivovým mixem je německé teplárenství podobné českému, ale problematika emisních povolenek

je vyřešena stanovením ceny tržními principy. Jako jedno z opatření k dosažení klimaticko-energetických cílů lze sledovat zrušení státní podpory pro domácí kotle na fosilní paliva. Podobné opatření by v budoucnu mohlo také vyřešit problémy s odpojováním zákazníků od soustav CZT v ČR. Zároveň by také v Německu mělo docházet k rozvoji soustav centrálního zásobování chladem.

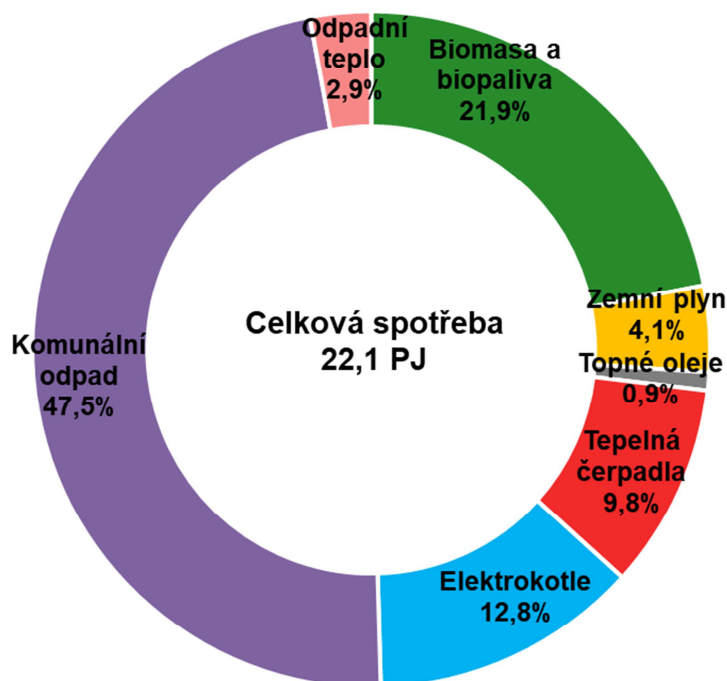
3.4 Norsko

Teplárenství v Norsku rozhodně nedosahuje takových rozměrů, jako teplárenské sektory v okolních severských státech. CZT se podílí pouze cca 4 % na celkové spotřebě tepla v rezidenčním sektoru, ovšem je zajímavé svým přístupem k regulaci teplárenství, palivovým mixem a očekávaným budoucím vývojem.

3.4.1 Statistické srovnání

V roce 2017 bylo v Norsku spotřebováno 22,1 PJ tepla v soustavách CZT. Palivový mix zobrazuje Obrázek 8. Nejvíce je využíván komunální odpad, ze kterého bylo vyrobeno více než 10,5 PJ tepla, dále elektřina a biomasa se na výrobě podílely stejně, cca 4,9 PJ. Fosilní paliva, zejména zemní plyn, se na celkové výrobě podílely 5 %, tj. 1 PJ tepla.

U palivového mixu v Norsku je zajímavé sledovat, jak se liší od ostatních zemí, kde převládají především lokální paliva. Norsko je 3. největším vývozcem zemního plynu na světě, ale na výrobě tepla v soustavách CZT se podílel méně než 5 %. V případě komunálního odpadu je tento odpad dokonce dovážen z Velké Británie nebo Irska, jelikož zařízení na energetické využití odpadu mají nedostatek odpadu, díky konkurenčním zařízením ve Švédsku. Zařízení by měla spalovat pouze odpad, který již nemůže být znovu využit nebo recyklován, ale při nedostatku odpadu dochází i ke spalování dále využitelného odpadu. [49][50]



Obrázek 8 - Palivový mix v Norsku v roce 2017. Zdroj: SSB[51]

3.4.2 Regulace cen tepla

Cena tepla v soustavách CZT je regulována Energetickým zákonem, který stanovuje, že cena tepla nesmí být vyšší než cena vytápění pomocí elektrické energie [52]. Cena tepla je tedy určena na základě substitutu a je transparentně zveřejněna. Například největší producent tepla Fortum Oslo Varme AS, zveřejňuje měsíční ceny tepla, dle jednotlivých tarifních skupin a zároveň poskytuje jednotlivé položky, ze kterých se výsledná ceny skládá. Jedná se o tyto variabilní položky:

- Měsíční ceny elektřiny na spotovém trhu Nord Pool zóna NO1
- Elektrické certifikáty
- Administrativní poplatky
- Síťové/distribuční poplatky
- Elektrická daň

Dále je cena tvořena fixními položkami, jako poplatkem za odběrné místo nebo ročním poplatkem za chytré měřicí přístroje. [53]

Dle zákona o plánování a výstavbě jsou nově budované objekty povinny se připojit k soustavě CZT, pokud se nachází v oblasti, kde taková soustava existuje. Od této povinnosti mohou být osvobozeni, pokud jednoznačně prokáží, že jimi zvolený alternativní způsob vytápění bude šetrnější k životnímu prostředí než vytápění pomocí tepla z CZT. O plánování soustav CZT, a tedy i povinnosti připojení jednotlivých objektů rozhodují lokální úřady. V případě povinného připojení ovšem připojené objekty nemusí odebírat teplo, ale jsou povinni platit fixní poplatky za odběrné místo.[29][52] [54]

Cenu tepla také nepřímo ovlivňují investiční podpory, které vypisuje norská energetická agentura (ENOVA). Základním předpokladem je, že teplárenské zařízení vyrábí teplo z OZE nebo komunálního odpadu. Existuje několik oblastí, ve kterých je možné obdržet dotaci:

- Investiční podpora výstavby zařízení na výrobu a distribuci tepla
- Přechod na výrobu tepla z OZE ve stávajících teplárnách
- Projekt zařízení CZT, který povede ke snížení spotřeby elektřiny pro vytápění

Investiční podpora může dosahovat až do výše 50 % a není poskytnuta projektům, které jsou schopny dosáhnout přiměřeného zisku i bez této podpory. [55]

3.4.3 Očekávaný vývoj

V Norsku se očekává další rozšiřování soustav CZT. Je to způsobeno jednak zákazem skládkování odpadu a potřeby jeho zpracování a také tlakem na snižování emisí skleníkových plynů. Soustavy CZT jsou v Norsku vnímány jako energeticky efektivní systémy, které pomáhají snižovat emise skleníkových plynů. Dle odhadu Norské asociace CZT by v roce 2025 měla celková spotřeba tepla v soustavách CZT dosahovat 36 PJ, což je více než 60 % nárůst oproti současným hodnotám. [56]

Na zvýšení spotřeby v soustavách CZT bude mít také vliv zákaz využívání topných olejů a parafínů pro vytápění ve stávajících i nových budovách, který bude platit od roku 2020. Navíc je do budoucna diskutována možnost zakázat využívání i zemního plynu pro vytápění. [57]

Soustavy CZT by také měly v budoucnu přispět ke snižování spotřeby elektrické energie na vytápění. V Norsku je zmiňován problém s vysokou spotřebou elektřiny v období velkých mrazů, která zatěžuje Norskou elektrizační soustavu. Dalším důvodem je uvolnění výrobních kapacit ve vodních

elektrárnách, které jsou hlavním zdrojem elektřiny v Norsku, ale také důležitým prvkem elektrizační soustavy, který dodává flexibilitu elektrické síti, kdy v budoucnu by se tyto nároky na flexibilitu dodávky elektřiny měly zvyšovat, a proto bude potřeba více volných kapacit v těchto zdrojích. Zde je vidět, proč je cena tepla v soustavách CZT regulována dle ceny elektřiny. [58]

V letních měsících by poté ke snížení elektrického zatížení měly přispět systémy centrálního zásobování chladem. Využitím těchto systémů by mělo dojít ke zvýšení energetické efektivity chlazení, kdy tyto systémy by měly být 5-10 x účinnější než individuální klimatizační jednotky využívající elektřinu. Jako možné zdroje chladu jsou uváděny voda z hlubokých jezer, mořská voda a voda z řek.[59]

V porovnání s teplárenstvím v ČR je vidět velký rozdíl v palivovém mixu a nelze srovnávat problémy s emisními povolenkami. Zajímavý je však přístup Norska k CZT, kdy existuje cenová regulace dle substitutu (elektřiny) a zároveň pravomoc městských úřadů plánovat soustavy CZT a nařizovat povinné připojení zákazníků, pokud je v dané lokaci soustava CZT. Soustavy CZT jsou navíc také podporovány investičními dotacemi, pokud vyrábí teplo z OZE nebo komunálního odpadu a na druhou stranu jsou zakazovány domácí kotle na fosilní paliva.

3.5 Souhrn a porovnání s ČR

Obecně lze ve všech analyzovaných zemích vidět podporu systémů CZT nebo alespoň rovnocenné konkurenční prostředí, jelikož jsou soustavy CZT považovány za vysoce-efektivní a ekologické systémy v porovnání s domovními kotle. Lze pozorovat odklon od fosilních paliv, ať už v soustavách CZT nebo i domácích kotelnách. V severských zemích lze také pozorovat vysoký podíl alternativních paliv, jako je komunální odpad, odpadní teplo nebo tepelná čerpadla, na celkové výrobě tepla.

Oproti ČR tak tyto země nečelí problému s emisními povolenkami, jelikož nemají tak vysoký podíl fosilních paliv, mohou si promítnout cenu emisní povolenky do regulované ceny anebo neexistuje cenová regulace a cena tepla je tedy dána tržními mechanismy.

Tabulka 4 Srovnání vybraných států

Stát	Podíl fosilních paliv	Regulace cen	Povinné připojení	Uplatnění cen emisních povolenek
ČR	86 %	Ano Věcně usměrněné ceny	Ne	Částečně
Dánsko	37 %	Ano Princip neziskovosti	Ano	V plné výši
Švédsko	8 %	Ne	Ne	Tržní prostředí
Německo	80 %	Ne	Dle jednotlivých spolkových států	Tržní prostředí
Norsko	5 %	Ano Cena elektřiny	Ano	Cena tepla závislá na ceně elektřiny

Z pohledu regulace a podnikatelského prostředí lze pozorovat dva přístupy. Prvním z nich je regulace cen tepla a zároveň plánování soustav CZT, které je v kompetenci lokálních úřadů. Tím druhým přístupem je poté tržní prostředí určování cen a samovolné připojování/odpojování zákazníků od soustav CZT, z důvodu ochrany zákazníků. V porovnání se situací ČR, kdy existuje regulace cen tepla, ale neexistuje možnost lokálních úřadů povinně připojovat zákazníky k těmto systémům, lze pozorovat

nesoulad s výše zmíněnými přístupy. Na základě těchto poznatků lze tvrdit, že pro rozvoj CZT je klíčové, aby byla zavedena pravomoc městských úřadů nařizovat připojení zákazníků k soustavám CZT, které by mělo být podloženo cost-benefit analýzou. Tento příklad plánování teplotních soustav lze pozorovat v Dánsku nebo Norsku.

Stabilní podnikatelské prostředí pak povede k ochotě provozovatelů investovat do modernizace zařízení, pokud budou mít jistotu odběru tepla nebo alespoň možnosti rozpustit fixní náklady mezi více zákazníky. Investice do modernizace pak budou klíčové pro naplnění cílů EU v oblasti snižování emisí skleníkových plynů (směrnice o OZE) a snižování emisí znečišťujících látek (BAT a BREF). Výroba tepla pak bude hrát významnou roli ve splnění cílů ČR ve snižování těchto emisí. Pokud by došlo k zániku teplotních soustav z důvodu odpojování zákazníků nebo chybějícího kapitálu na nákup emisních povolenek a paliva, těžko si lze představit, že bez těchto vysokoúčinných zařízení na KVET dosáhneme snížení těchto emisí.

Pokud dojde k překonání dnešní krize, lze očekávat rozvoj teplotních soustav po vzoru ostatních zemí, kdy dochází k vývoji systémů 4. generace, které jim umožní větší zapojení nízko-teplotních zdrojů, jelikož dojde ke snížení teploty vody v teplovodech. Tím bude také zvýšená celková energetická účinnost dané soustavy. V souvislosti s rozvojem systémů 4. generace je ve všech zemích zmiňována zvyšující se poptávka po chladu, kdy bude nutné rozšířit nebo nově vybudovat sítě na dodávku chladu. Sektor dodávky chladu také nabízí nové investiční příležitosti pro teplotní společnosti.

4 Identifikace klíčových omezení a budoucích změn v oblasti teplárenství

V následující kapitole budou zmíněny klíčová omezení, která se dotknou teplárenství ČR a vycházejí z předchozích kapitol o budoucím vývoji v ČR a srovnání ČR s ostatními zeměmi v Evropě. Tato omezení poté budou uvažována v následující analýze ekonomických dopadů. Byly identifikovány tyto čtyři klíčové oblasti:

- Změna palivové základny a změna cen emisních povolenek
- Teplárenství 4. generace
- BAT a BREF
- Vývoj na trhu s elektřinou

4.1 Změna palivové základny

Do budoucna lze předpokládat částečnou změnu palivové základny teplárenských zdrojů. Tato změna bude poháněna:

- Nařízeními z EU
 - Cíli dle národního klimaticko-energetického plánu
- Cenou emisních povolenek

Nařízeními z EU lze především uvažovat revizi směrnice o OZE (viz 2.3.5), která stanovuje nový cíl 32% podílu OZE na konečné spotřebě energie v EU. V oblasti teplárenství pak stanovuje minimální meziroční nárůsty 1,1 – 1,3 % podílu obnovitelné energie na výrobě tepla v soustavách CZT. Jako možnosti pro dosažení těchto cílů jsou zmiňovány zvýšení podílu obnovitelných paliv na výrobě tepla, zvýšení energetické účinnosti teplárenských soustav a zdrojů nebo využitím odpadního tepla. Lze tedy předpokládat, že dojde ke zvýšení podílu OZE (zejména biomasy) na výrobě tepla, ať už přechodem na zařízení na biomasu nebo zařízení využívající spalování biomasy.

V souvislosti s naplněním evropských cílů bude vydán národní klimaticko-energetický plán pro ČR, který má za cíl naplnění klimaticko-energetických cílů 2030 a který by měl stanovit cíle v jednotlivých energetických odvětvích. Jelikož v době psaní této práce nebyl národní klimaticko-energetický plán vydán (prosinec 2018) nelze jednoznačně identifikovat cíle pro teplárenství. Lze však usuzovat, že povede ke zvýšení podílů OZE v teplárenství, zvýšení energetické účinnosti, a především omezení emisí skleníkových plynů. Lze tedy předpokládat, že dojde ke zvýšení podílu OZE na výrobě tepla. Jako hlavní palivo by mohla být využita biomasa (dřevní biomasa, dřevní odpad a zbytková sláma) nebo komunální odpad, popřípadě odpadní teplo.

Cena emisní povolenky bude dalším faktorem, který ovlivní palivový mix v teplárenství. Lze předpokládat, že se zvyšující se cenou emisní povolenky bude docházet k přechodu od emisních zdrojů k nízkoemisním. V palivovém mixu ČR, ve kterém má výrazní podíl na celkové výrobě tepla uhlí, lze předpokládat snižování podílu uhlí, ať už přechodem k biomase nebo přechodem ke zdrojům na zemní plyn.

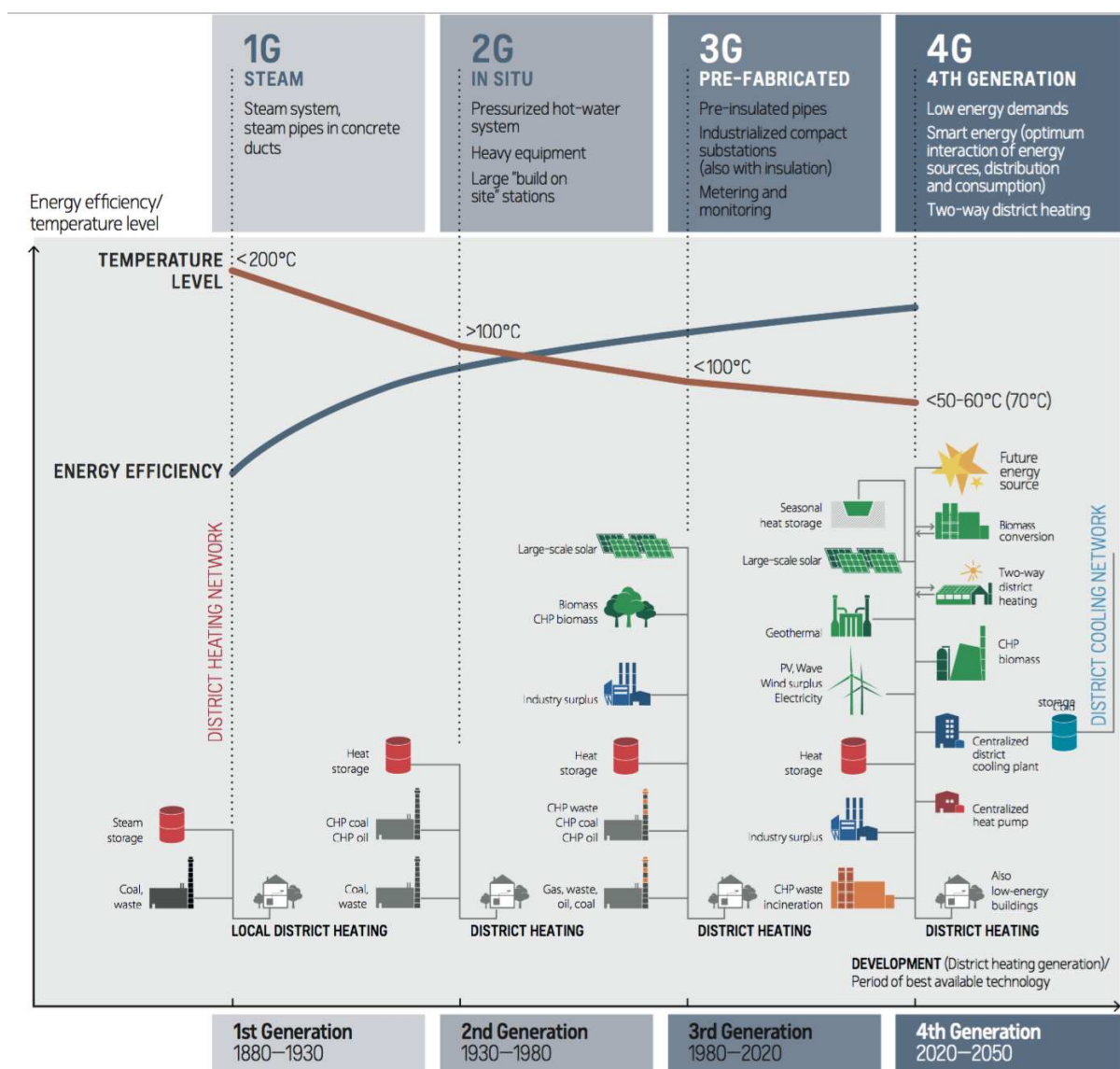
Změna palivové základny bude také ovlivněna cenami a lokální dostupností jednotlivých alternativních paliv. Při využití zemního plynu bude rozhodovat jeho tržní cena, ale také dostupnost a dostatečná kapacita plynárenských sítí v místě zdroje. V případě odpadní biomasy pak bude důležitá její lokální

dostupnost v místě potřeby, popřípadě cena dovážené biomasy. Dle Akčního plánu pro biomasu v ČR na období 2012-2020 byl odhadnut využitelný potenciál dřevní biomasy na 26,3 – 30,4 PJ v případě zbytkové slámy pak byl využitelný potenciál odhadnut na 45,3 PJ. Pokud tyto hodnoty porovnáme s celkovou výrobou tepla v soustavách CZT, která byla v roce 2016 cca 105 PJ, mohla by biomasa výrazně přispět k naplnění cílů v oblasti ekologizace teplárenství. Otázkou však zůstává její lokální dostupnost, která může výrazně snížit využitelný potenciál. Lze předpokládat, že v případě snahy o maximální využití biomasy a tedy naplnění cílů v oblasti snižování emisí CO₂, pak stát zavede státní pobídky.

4.2 Teplárenství 4. generace

Se změnou palivové základny také nepřímo souvisí tzv. teplárenství 4. generace, které povede ke snížení teploty dodávaného tepla a tím pádem bude možné využít další alternativní zdroje, jako například solární, geotermální zdroje nebo zdroje odpadního tepla. Mělo by tedy dojít k přeměně parovodů na horkovody/teplovody a tím také ke snížení teploty teplotnosného média a tím také snížení ztrát na rozvodech. Lze pozorovat, že k této transformaci na horkovody/teplovody již dochází, zejména v soustavách, kde to je ekonomicky výhodné. Snížení ztrát v rozvodech vede ke snížení dodávaného tepla do soustavy, a tedy provozních nákladů na tuto dodávku, popřípadě snížení emisí CO₂. Zároveň může dojít k využití tohoto “ztrátového” tepla k výrobě kondenzační elektřiny. K rekonstrukci parovodů na horkovody/teplovody by tedy mělo dojít, pokud tyto ekonomické benefity plynoucí ze snížení ztrát jsou vyšší než investiční náklady na rekonstrukci.

Nutno podotknout, že někde bude potřeba zachovat parovodní síť z důvodu udržení parametrů dodávané teplotnosné látky a její kompatibility s odběrovými zařízeními. Jedná se zejména o průmyslové podniky, které mají výrobní proces závislý na dodávce páry o specifických parametrech. Zároveň je přechod z parovodní sítě poměrně nákladný, kdy 1km teplovodního sítě stojí cca 20 mil. Kč, což může být další z faktorů, který povede k zachování parovodů dle předešlé úvahy o ekonomických benefitech. Vývoj teplárenských soustav je ilustrován na následujícím obrázku.



Obrázek 9 Historický vývoj teplárenských soustav a princip fungování teplárenství 4. generace. Zdroj: Medium [60].

Důležitým aspektem bude využití menších zdrojů a s tím spojená optimalizace výroby tepla v centrálních zdrojích. Nemělo by však dojít k ustoupení od velkých centrálních zdrojů, pouze k jejich vhodnému doplnění a následné optimalizaci výroby. K ideální optimalizaci výroby bude zapotřebí zavedení chytrých sítí tak, aby bylo možné efektivně reagovat na změny ve výrobě tepla způsobené intermitentními zdroji nebo na změnu cen elektrické energie na trhu s elektřinou.

K využití veškerého potenciálu zdrojů odpadního tepla bude potřeba nastolit legislativní rámec přístupu třetích stran neboli TPA (Third Party Access), který umožní využití těchto zdrojů. Tyto zdroje jsou navíc zmíněny jako jeden z možných způsobů naplnění cílů v rámci revize směrnice o OZE. Jako hlavní zdroje odpadního tepla jsou zmiňovány průmyslové podniky, data centra, čistírky odpadních vod nebo velké obchody, které využívají chladicí zařízení (supermarkety, chladicí sklady apod.).

Teplárenství 4. generace by mělo pro teplárenské společnosti přinést možnost centrální dodávky chladu, a tedy další podnikatelské příležitosti.

4.3 BAT a BREF

V souvislosti s aktuálními dokumenty BREF popisující nejlepší dostupné techniky BAT, které stanovují emisní limity SO₂, NO_x, CO, Hg a tuhých částic, bude potřeba investovat do technologií, které povedou k naplnění těchto limitů. Emisní limity pro uhelná spalovací zařízení s instalovaným tepelným výkonem vyšším než 50 MW byl uveden v oddíle 2.3.4. Tyto emisní limity jsou platné od roku 2022. Dokument BAT dále identifikuje jednotlivá možná opatření, která jsou vhodná k naplnění těchto limitů. Vhodnost jednotlivých opatření je vysoce závislá na jednotlivých teplárenských zařízeních, kdy například některá již prošla ekologizací tak, aby splňovala tyto emisní limity. Emisní limity, které musí splňovat spalovací zařízení na hnědé nebo černé uhlí jsou uvedeny v následující tabulce.

Tabulka 5 Roční průměrné limity spalovacích zařízení na hnědé nebo černé uhlí. Zdroj [22]

Jmenovitý tepelný příkon zařízení (Mwt)	Roční průměry BAT (mg/Nm ³)									
	SO ₂		NO _x		TZL		Hg		CO	
	nové zařízení	stávající zařízení	nové zařízení	stávající zařízení	nové zařízení	stávající zařízení	nové zařízení	stávající zařízení	nové zařízení	stávající zařízení
50-100	200	360	150	270	5	18	0,005	0,010	140	140
100–300	150	200	100	180	5	14				
>300	75	130 ^A /180 ^B	85	150	5	10 ^C /8 ^D	0,004	0,007	100	100

A – kotel s práškovým spalováním

B – kotel s fluidním ložem

C – na zařízení uvedená do provozu nejpozději 7. ledna 2014 se vztahuje limit 12 mg/Nm³

D – zařízení s tepelným příkonem nad 1000 Mwt

Příklad BAT pro snížení emisí znečišťujících látek při spalování černého a hnědého uhlí a jejich zjednodušený popis je uveden v následujícím srovnání. Některé technologie jsou poté doporučovány pro snížení emisí více znečišťujících látek. Úplný popis jednotlivých technik je uveden v příslušném dokumentu [61].

BAT pro snížení emisí **SO_x** při spalování černého a hnědého uhlí:

- Obecně použitelné
 - Injektáž sorbentu do kotle přímo nebo do lože
 - Injektáž suchého sorbentu do spalin (DSI)
 - Rozprašovací suchý absorbér (SDA)
 - Suché odsíření cirkulujícího fluidního lože (CFB)
 - Mokrý vypírka
- Specificky použitelné
 - Mokrý odsíření spalin
 - Kombinované techniky pro snížení emisí NO_x a SO_x
 - Nahrazení nebo odstranění spalinového výměníku tepla umístěného za mokrým odsířením spalin
 - Výběr paliva

BAT pro snížení emisí **NO_x** a **CO** při spalování černého a hnědého uhlí:

- Obecně použitelné
 - Optimalizace spalování
 - Kombinace jiných primárních technik pro redukcí NO_x (postupný přívod paliva a vzduchu, recirkulace spalin ...)
- Specificky použitelné
 - Selektivní nekatalytická redukce (SNCR)
 - Selektivní katalytická redukce (SCR)
 - Kombinované techniky pro snížení NO_x a SO_x

BAT pro snížení emisí **TZL** při spalování černého a hnědého uhlí:

- Obecně použitelné
 - Elektrostatický odlučovač (ESP)
 - Látkový filtr
 - Injektáž sorbentu do kotle
 - Suché nebo polosuché odsíření (DSI nebo SDA)
- Specificky použitelné
 - Mokré odsíření spalin

BAT pro snížení emisí **rtuti** při spalování černého a hnědého uhlí:

- Obecně použitelné
 - Elektrostatický odlučovač (ESP)
 - Látkový filtr
 - Suchý nebo polosuchý systém
 - Mokré odsíření spalin
 - Selektivní katalytická redukce (SCR)
- Specificky použitelné
 - Injektáž uhlíkového sorbentu
 - Použití halogenových přísad v palivu nebo vstříkovaných do ohniště
 - Úprava paliv před spalováním
 - Výběr paliva

Ve stejném dokumentu jsou obdobně popsány techniky vedoucí k zajištění emisních limitů při použití jiných paliv.

Pro snížení emisí SO_x se v energetice nejčastěji používá mokrá vypírka, tedy zachycení oxidu siřičitého ve vodní suspenzi vápence. Jako další využívané metody lze uvést dávkování suchého vápence přímo do kotle nebo do proudu spalin. Výhodou využití mokré vypírky je další možné využití konečného produktu po odsíření (energósádrovec), který se využívá ve stavebnictví. Nevýhodou pak může být uskladnění vápence a s tím spojená další opatření. [62]

Při snižování emisí NO_x jsou nejdříve využívány obecně použitelné techniky (také nazývané primární opatření), tedy zejména optimalizace spalovacího procesu, pokud je potřeba dalšího snížení emisí NO_x je využívána metoda SNCR, tedy vstříkování čpavku nebo močoviny do spalin. Výhodou SNCR je výrazné snížení emisí NO_x až o 90 %, kdy nevznikají žádné další vedlejší znečišťující složky. Nevýhodou pak může být drobný únik čpavku spolu se spalinami a vysoké provozní a investiční náklady. [63]

Pro snížení emisí tuhých částic se pak nejčastěji využívají elektrostatické odlučovače u velkých spalovacích zařízení nebo tkaninové filtry u menších zařízení. Elektrostatické odlučovače a tkaninové filtry lze použít i pro snížení emisí rtuti. Výhodou elektrostatických odlučovačů je vyšší efektivita

odlučování příměsí, jsou vhodné pro velké průtoky spalin a jsou využitelné pro vysoké teploty. Nevýhodou pak jsou vysoké investiční náklady, náročnost na kvalifikovanou údržbu a obsluhu, popřípadě velké prostorová náročnost. [64]

Naplnění těchto emisních limitů povede k investičním nákladům, které se budou lišit dle specifikace jednotlivých tepláren. Lze předpokládat, že může docházet ke skokovým zvýšením cen tepla pro konečné spotřebitele. K ještě výraznějšímu zvýšení cen tepla může dojít u tepláren, které upravily svá zařízení na základě předchozích limitů a nebudou schopny plnit nové emisní limity od roku 2022 a budou nuceni opět investovat do nových technologií.

4.4 Trh s elektřinou

Jelikož KVET by měl být preferovanou variantou výroby tepla v soustavách CZT, lze předpokládat, že vývoj na trhu s elektřinou může mít vliv na ekonomiku provozu teplárenských zařízení. Nejedná se však pouze o cenu silové elektřiny, ale také třeba o příplatky za elektřinu vyrobenou v KVET, zelené bonusy na vyrobenou elektřinu při spalování biomasy nebo komunálního odpadu v KVET nebo poplatky za poskytování podpůrných služeb provozovateli české přenosové soustavy.

Zelené bonusy slouží k podpoře teplárenských zařízení, které vyrábějí elektřinu v KVET anebo spalují alternativní paliva v KVET. Výši těchto zelených bonusů určuje ERÚ v cenových rozhodnutích. Zelený bonus na vyrobenou elektřinu v KVET a zelené bonusy za spalování biomasy v KVET v zařízeních uvedených do provozu do 31.12.2019 jsou uvedeny v následujících tabulkách.

Tabulka 6 Zelený bonus na vyrobenou elektřinu v KVET v roce 2019. Zdroj: ERÚ

Podporovaný druh energie	ÚPE kogenerační jednotky [%]		Celková účinnost kogenerační jednotky [%]		Zelený bonus [Kč/MWh]
Elektřina z KVET	10	15	-	-	173
	15	-	-	45	188
	15	-	45	75	268
	15	-	75	-	328
Elektřina z KVET z rekonstruované výroby elektřiny	15	-	45	-	328

Tabulka 7 Zelené bonusy za spoluspalování a spalování biomasy v roce 2019. Zdroj: ERÚ

Podporovaný druh energie	Kategorie biomasy	Proces využití	Zelený bonus [Kč/MWh]
Výroba elektřiny společným spalováním biomasy a různých zdrojů energie s výjimkou komunálního odpadu v procesu vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla	S1	Spoluspalování biomasy a neobnovitelného zdroje	2250
	S2		1110
	S3		0
	P1	Paralelní spalování biomasy a neobnovitelného zdroje	2520
	P2		1380
	P3		180
	DS1	Spoluspalování biomasy a druhotného zdroje	2250
	DS2		1110
	DS3		0
	DP1	Paralelní spalování biomasy a druhotného zdroje	2520
	DP2		1380
	DP3		180
Výroba elektřiny spalováním čisté biomasy v nových výrobnách nebo zdrojích	O1	Spalování nebo zplyňování čisté biomasy	2133
	O2		1121
	O3		115

Kromě bonusu na elektřinu existuje také zelený bonus na výrobu tepla z OZE, kromě výroby z bioplynu, ve výši 53 Kč/GJ.

V novém platném cenovém rozhodnutí pro rok 2019 došlo ke zvýšení zeleného bonusu za kogenerační výrobu z 45 Kč/MWh v roce 2018 na minimální hodnotu 173 Kč/MWh u zařízení s instalovaným elektrickým výkonem větším než 5 MW. To lze vysvětlit jako podporu tepláren z důvodu aktuální obtížné ekonomické situace v souvislosti s cenou emisních povolenek. Otázkou však zůstává, zdali se tato podpora bude i nadále zvyšovat i přes očekávaný růstu cen elektřiny, který by měl snižovat potřebu provozovatelů teplárenských zařízení státních pobídek. Zároveň lze totiž předpokládat možnost promítnutí celé ceny emisní povolenky do ceny tepla.

Do budoucna však lze předpokládat pokračování podpory výroby elektřiny v KVET a podpory spoluspalování biomasy KVET, popřípadě podpory výroby tepla z OZE. Výši této podpory by měl ERÚ určit tak, aby došlo k naplnění SEK a energeticko-klimatických cílů zmíněných v předchozích částech této práce. Dle teplárenského sdružení ČR by také mělo v souvislosti s implementací smart grid dojít k zapojení tepláren do podpůrných služeb a tím jim poskytnout další možné příjmy.

5 Analýza ekonomických dopadů identifikovaného vývoje na modelovém příkladu teplárny

Pro analýzu ekonomických dopadů identifikovaného vývoje byl použit technickoekonomický model Teplárny Strakonice. Cílem analýzy je porovnat cenu tepla v závislosti na vybraných investičních rozhodnutích, která jsou vyvolána identifikovaným vývojem v teplárenství.

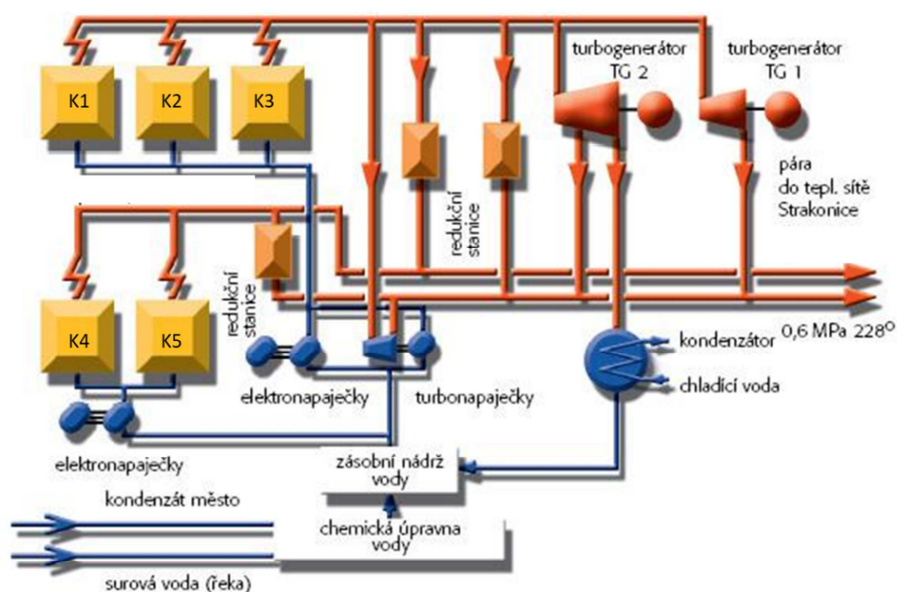
Technickoekonomický model teplárny byl sestavován dle historických dat tak, aby dosažené hodnoty do modelu odpovídaly skutečnosti dle použitých, veřejně dostupných, dokumentů na internetových stránkách Teplárny Strakonice a.s. V průběhu sestavování modelu byly použity zjednodušující předpoklady a odhady některých technickoekonomických ukazatelů z důvodu nedostatku detailních informací o provozu teplárny.

Pro získání potřebných údajů o provozu teplárny byly použity následující dokumenty:

- Výroční zpráva 2017
- Výroční zpráva 2016
- Zpráva o plnění podmínek integrovaného povolení za rok 2017
- Prohlášení k životnímu prostředí za rok 2017

5.1 Technologický model teplárny

Teplárna se skládá z 5 kotlů, kdy kotle K1, K2 a K3 jsou hlavní uhelné kotle. Kotle K4 a K5 jsou poté špičkové olejové kotle. Vyrobena pára je vedena do teplárenské soustavy přes protitlakou turbínu TG1 nebo přímo přes redukční stanici. Teplárna může také vyrábět elektřinu v kondenzačním režimu na odběrové turbíně TG2.



Obrázek 10 Zjednodušené technologické schéma teplárny. Zdroj: Teplárna Strakonice

Následující tabulka shrnuje parametry jednotlivých kotlů, kdy celkový instalovaný tepelný výkon teplárny je 214 MW.

Tabulka 8 Technické parametry kotlů

Označení	Typ	Parní výkon [t/h]	Tepelný výkon [MW]	Palivo	Rok uvedení do provozu	Účinnost v roce 2017 [%]
K1	Roštový s využitím prvků fluidní techniky	36	27	Hnědé uhlí + biomasa	2014	88,5
K2	Roštový s využitím prvků fluidní techniky	36	27	Hnědé uhlí + biomasa	2015	88,5
K3	Granulační kotel	75	87	Hnědé uhlí	1954	86,0
K4	Olejový kotel	80	24	Topný olej	1986	89,1
K5	Olejový kotel	60	49	Topný olej	1986	90,3

V roce 2017 byl z hlediska absolutních čísel nejvyužívanější kotel K3 ve kterém bylo spáleno cca 38,5 tis. tun hnědého uhlí. V kotlích K1 a K2 pak bylo spáleno 24,4 tis. tun hnědého uhlí, respektive 27,3 tis. tun hnědého uhlí. Dále bylo spáleno zanedbatelné množství biomasy v řádu desítek tun v kotlích K1 a K2. Z pohledu vyrobeného tepla pak bylo celkově na kotlích K1, K2 a K3 vyrobeno 1 223 633 GJ tepla a celková špičková výroba tepla kotlů K4 a K5 byla 33 191 GJ.

Celkem bylo prodáno 521 391 GJ tepla, kdy 261 867 bylo prodáno na parovodní síti a 259 524 bylo prodáno na teplovodní síti. Zbylá vyrobená tepelná energie byla využita na výrobu elektrické energie a pro vlastní spotřebu. Celková délka teplárenské soustavy je 65,141 km.

Kotle K1 a K2 dále prošly v roce 2010-2015 rekonstrukcí, kdy byly osazeny nové hnědouhelné roštové fluidní kotle, které mají možnost spoluspalování biomasy v maximálním poměru 60/40 (60 % hnědého uhlí, 40 % biomasy).

Tabulka 9 Technické parametry turbogenerátorů

Označení	Typ	Výkon [MW]	Rok uvedení do provozu
TG1	Protitlaká	8,8	1996
TG2	Kondenzační odběrová	21,2	2000

V roce 2017 bylo celkem vyrobeno 54 275 MWh elektrické energie, kdy 20 787 MWh bylo vyrobeno v kondenzační výrobě a 33 488 MWh bylo vyrobeno v kogeneraci. Vlastní spotřeba poté byla 17 233 MWh, prodej tedy činil 37 040 MWh.

V roce 2017 proběhlo každoroční kontinuální měření emisních limitů. V tabulce níže jsou uvedeny naměřené hodnoty ve spalínách za kotly K1, K2 a K3. Pro zjednodušení je uvažováno, že kotle K4 a K5 nejsou využívány více než 500 hodin ročně, a tedy nepodléhají emisním limitům.

Tabulka 10 Srovnání naměřených emisních limitů v roce 2017 a porovnání s novými emisními limity v mg/Nm³

	NO_x	SO₂	TZL	CO	Hg
Naměřené hodnoty v roce 2017	230	1509	11	40	0,0043
Stanovené limity dle IP pro rok 2017	650	1700	100	250	nestanoveno
Emisní limit od 2022	180	200	14	140	0,010

Oproti emisním limitům platným od roku 2022 lze pozorovat vyšší hodnoty u NO_x a zejména u SO₂. Dle dodavatele kotlů K1 a K2 by tyto kotle měly vyhovět i zpřísněným emisním limitům v roce 2022. Snížení emisí SO₂ by mohlo být docíleno injektáží vápence do fluidního lože. Snížení NO_x pak bude potřeba u kotle K3, který je nevyhovující a předpokládá se snížení emisí NO_x jeho rekonstrukcí. Nelze však vyloučit, že tyto kotle novým limitům nevyhoví a bude potřeba provést další investice do ekologizace těchto zařízení.

Na základě předpokladu, že kotel K3 je nevyhovující byly vytvořeny 2 varianty jeho rekonstrukce, a to na fluidní kotel na hnědé uhlí (Varianta 1) a na kotel na biomasu (Varianta 2) z důvodu možnosti spoluspalování nebo úplného spalování biomasy a tím docílení zvýšení podílu OZE na výrobě tepla v souvislosti s výše zmíněnou revizí směrnice o OZE. Dále byly vytvořeny 2 varianty (Varianta 3 a Varianta 4), kdy dojde k rekonstrukci kotlů K1, K2 a K3 z důvodu možného nevyhovění novým emisním limitům. Varianta 3 je nahrazení stávajících kotlů moderními fluidními kotly na hnědé uhlí. Varianta 4 je pak přestavba všech kotlů na kotle na biomasu. Tyto varianty lze označit jako méně pravděpodobné, jelikož kotle K1 a K2 prošly rekonstrukcí v roce 2015, avšak lze na nich ilustrovat vliv úplného přechodu na biomasu na cenu tepla. Varianty se zemním plynem nejsou uvažovány z důvodu předpokládaného plnění cílů na podíl OZE v roce 2030 dle směrnice o OZE. Jako další by mohly být uvažovány varianty se spalováním komunálního odpadu.

Pro porovnání dopadů na cenu tepla byly vytvořeny 4 varianty:

- Varianta 1 – Kotle K1 a K2 vyhoví emisním limitům a kotel K3 bude zrekonstruován obdobnou technologií
- Varianta 2 – Kotle K1 a K2 vyhoví emisním limitům a kotel K3 bude zrekonstruován na kotel na biomasu
- Varianta 3 – Kotle K1 a K2 nevyhoví emisním limitům a budou spolu s K3 zrekonstruovány na moderní fluidní kotle na hnědé uhlí s možností spoluspalování biomasy
- Varianta 4 – Kotle K1 a K2 nevyhoví emisním limitům a budou spolu s K3 zrekonstruovány na kotle na biomasu

Na základě technologického schématu byl vytvořen zjednodušený model teplárny. Následující část popisuje předpoklady přijaté při sestavování modelu a jednotlivé části modelu.

5.1.1 Výroba tepla

Pro celkovou výrobu tepla byl použit následující vzorec, kdy celková vyrobená tepelná energie se skládá ze špičkové a základní výroby tepla. Celková výroba tepla může být dále rozdělena na teplo na užitečnou dodávku do sítě, ztráty na rozvodech, teplo potřebné na výrobu elektřiny a vlastní spotřeby tepla.

Rovnice 1 Celková výroba tepla

$$Q_{cel} = Q_{dod} + Q_{zt} + Q_{el} + Q_{vs} = Q_{zak} + Q_{šp} \quad [GJ] \quad (1)$$

Q_{zak}	Základní výroba tepla
$Q_{šp}$	Špičková výroba tepla
Q_{dod}	Užitečná dodávky
Q_{zt}	Ztráty na rozvodech
Q_{el}	Teplo na výrobu elektřiny
Q_{vs}	Vlastní spotřeba tepla

5.1.2 Užitečná dodávka

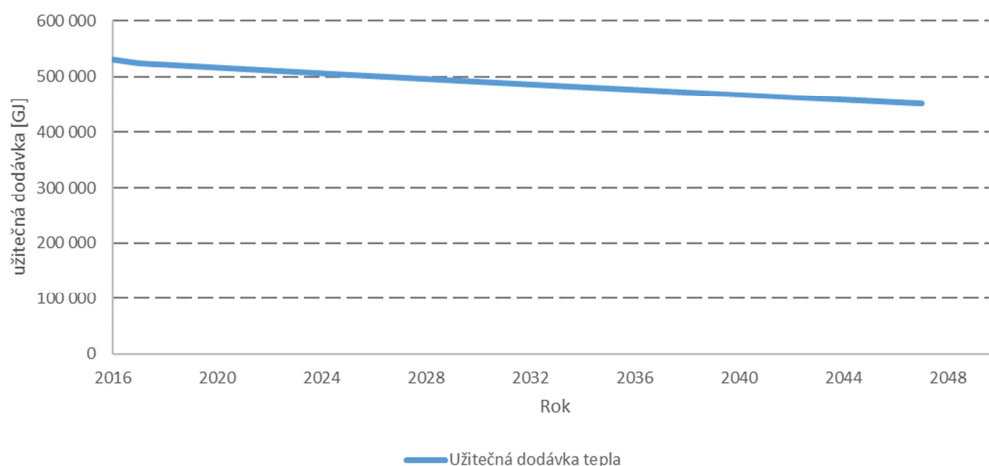
Jedním ze základních parametrů je konečná užitečná dodávka tepla do tepelné sítě. V souvislosti s historickým vývojem je očekáván meziroční pokles o 0,5 %, který je způsoben úspornými opatřeními na straně spotřebitelů, klesající průměrnou teplotou a také snížením odběru v závislosti na ceně tepla.

Rovnice 2 Užitečná dodávka tepla

$$Q_{dod} = Q_{dod\ t-1} * (1 + k_{dod}) \quad [GJ] \quad (2)$$

$k_{dod} = -0,005$ Koeficient růstu užitečné dodávky

$Q_{dod\ t-1}$ Užitečná dodávka v roce t-1



Obrázek 11 Předpokládaný vývoj užitečné dodávky tepla

5.1.3 Teplo na výrobu elektřiny

Teplo potřebné na výrobu elektrické energie se skládá z tepla potřebného pro kondenzační a kogenerační výrobu elektřiny.

Rovnice 3 Spotřeba tepla na výrobu elektřiny

$$Q_{el} = Q_{kond} + Q_{kog} \text{ [GJ]} \quad (3)$$

Q_{kond} Teplo spotřebované na výrobu elektřiny v kondenzačním provozu

Q_{kog} Teplo spotřebované na výrobu elektřiny v kogeneračním provozu

Spotřeba tepla v kondenzačním provozu je stanovena dle vyrobené kondenzační elektřiny, na základě historického poměru mezi kondenzační výrobou elektřiny a spotřebou tepla na její výrobu. Spotřeba tepla na kogenerační výrobu je pak dána vyrobenou kogenerační elektřinou a účinností protitlaké turbíny.

Dále je uvažována vlastní spotřeba tepla v zařízení.

5.1.4 Ztráty na rozvodech

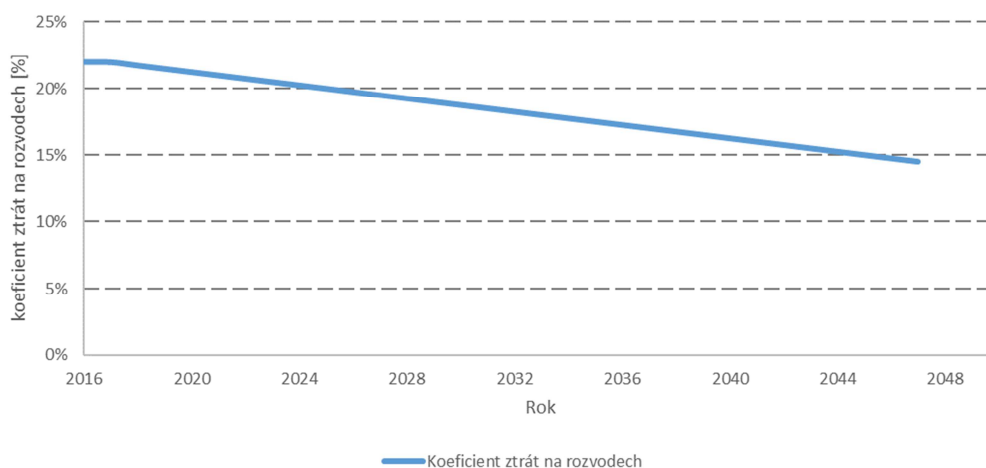
Ztráty na rozvodech jsou určeny na základě užitečné dodávky do sítě a koeficientu ztrát na rozvodech. V souvislosti s přechodem k teplárenství 4. generace a tedy teplovodním sítím lze předpokládat snižování ztrát tepla na rozvodech. To je potvrzeno současnými rekonstrukcemi parovodů na teplovody. Koeficient ztrát na rozvodech byl odhadnut na cca 15 % okolo roku 2045. Průběh je zobrazen na obrázku níže.

Rovnice 4 Ztráty na rozvodech

$$Q_{zt} = Q_{dod} * k_{zt} \text{ [GJ]} \quad (4)$$

k_{zt}

Koefficient ztrát na rozvodech



Obrázek 12 Předpokládaný vývoj ztrát na rozvodech

5.1.5 Špičková výroba tepla

Špičková výroba slouží k pokrytí náhlé potřeby dodání tepla do soustavy CZT a je stanovena pomocí tepelného výkonu kotle K5 a jeho doby využití maxima. Špičková výroba v kotli K4 není pro zjednodušení uvažována.

Rovnice 5 Špičková výroba tepla

$$Q_{šp} = P_{K5} * 3,6 * T_{max} [GJ] \quad (5)$$

$P_{K5} = 49$ Tepelný výkon kotle K5 [MW]

$T_{max} = 187$ Doba využití maxima kotle K5 [h]

5.1.6 Výroba elektřiny

V teplárně může být vyráběna elektřina kondenzačně a kogeneračně, kdy kondenzačně je vyráběna na TG2 a kogeneračně na TG1. Svorková výroba teplárny je pak dána součtem kondenzační a kogenerační vyrobené elektřiny.

Rovnice 6 Svorková výroba elektřiny

$$E_{sv} = E_{kond} + E_{kog} [MWh] \quad (6)$$

E_{kond} Kondenzační výroba elektřiny [MWh]

E_{kog} Kogenerační výroba elektřiny [MWh]

Kogenerační výroba elektřiny je závislá na dodávce tepla do sítě, kdy byl na základě historických údajů určen poměr mezi vyrobenou kogenerační elektřinou a dodávkou tepla do sítě. Kogenerační výroba tedy ve sledovaném období klesá, díky snižování užitečné dodávky do sítě.

Kondenzační výroba elektřiny je v praxi určena cenou silové elektřiny na trhu, kdy nedochází k výrobě kondenzační elektřiny, pokud to pro teplárnu není ekonomicky výhodné neboli nedochází ke kladnému nárůstu hodnoty NPV. Jelikož tato práce zkoumá vliv jednotlivých technologií na cenu tepla bude pro všechny varianty uvažována stejná kondenzační výroba. Kondenzační výroba je konstantní po celou dobu sledovaného období.

Dále je předpokládána vlastní spotřeba elektřiny, která je dána poměrem mezi vlastní spotřebou elektřiny v minulých letech a svorkovou výrobou.

5.1.7 Prodej elektřiny

Prodej elektřiny je rozdělen na prodej kogenerační a kondenzační elektřiny, kdy výsledný prodej elektřiny je úměrně snížen o vlastní spotřebu.

Rovnice 7 Prodej kogenerační elektřiny

$$E_{kogprod} = E_{kog} - \frac{E_{kog}}{E_{sv}} * E_{vs} [MWh] \quad (7)$$

Rovnice 8 Prodej kondenzační elektřiny

$$E_{kondprod} = E_{kond} - \frac{E_{kond}}{E_{sv}} * E_{vs} [MWh] \quad (8)$$

5.1.8 Spotřeba paliv

V modelu teplárny je uvažovaná spotřeba hnědého uhlí, dřevní biomasy, mazutu a vápence. Spotřeba hnědého uhlí a biomasy je uvažována pro pokrytí základní výroby tepla. Mazut je poté využit na pokrytí špičkové výroby tepla. Roční spotřebu paliv v tunách popisují následující rovnice.

Rovnice 9 Spotřeba hnědého uhlí

$$m_{uhlí} = \frac{Q_{zk}}{\eta_{K123} * LHV_{uhlí}} * p_{uhlí} \left[\frac{t}{rok} \right] \quad (9)$$

Q_{zk}	Základní výroba tepla [GJ]
$\eta_{K123} = 0,87$	Účinnost soustavy kotlů K1,2 a 3 [-]
$LHV_{uhlí} = 15,47$	Výhřevnost hnědého uhlí [KJ/kg]
$p_{uhlí}$	Podíl uhlí [%]

Rovnice 10 Spotřeba biomasy

$$m_{biomasa} = \frac{Q_{zk}}{\eta_{K123} * LHV_{biomasa}} * p_{biomasa} \left[\frac{t}{rok} \right] \quad (10)$$

Q_{zk}	Základní výroba tepla [GJ]
$\eta_{K123} = 0,87$	Účinnost soustavy kotlů K1,2 a 3 [-]
$LHV_{biomasa} = 13,5$	Výhřevnost biomasy [KJ/kg]
$p_{biomasa}$	Podíl biomasy [%]

U všech variant je od roku 2021 uvažován meziroční nárůst podílu biomasy 1 %, který odpovídá revizi směrnice o OZE, viz 2.3.5. V případě využití kotlů na biomasu je tento podíl úměrně zvýšen.

Rovnice 11 Spotřeba mazutu

$$m_{mazut} = \frac{Q_{šp}}{\eta_{K5} LHV_{mazut}} \left[\frac{t}{rok} \right] \quad (11)$$

$Q_{šp}$	Špičková výroba tepla [GJ]
$\eta_{K5} = 0,90$	Účinnost kotle K5 [-]
$LHV_{mazut} = 33,9$	Výhřevnost mazutu [KJ/kg]

Spotřeba vápence, který bude potřebný pro snížení emisí znečišťujících látek pod emisní limity, byla odhadnuta na základě koeficientu spotřeby vápence na tunu uhlí, který vychází ze spotřeby vápence v podobných teplárenských zařízeních, které emisní limity splňují.

Rovnice 12 Spotřeba vápence

$$m_{vápenc} = k_{vap} * m_{uhlí} \left[\frac{t}{rok} \right] \quad (12)$$

$k_{vap} = 0,057$	Koeficient spotřeby vápence na tunu uhlí [GJ]
-------------------	---

5.1.9 Emise CO₂

Emise CO₂ jsou uvažovány ze spalování hnědého uhlí a mazutu, které spadají do systému EU ETS. Emise CO₂ z biomasy nejsou uvažovány, jelikož je biomasa považována za neutrální palivo z pohledu CO₂. Byly odhadnuty emisní faktory pro obě paliva v souvislosti s emisemi CO₂ vypuštěnými do ovzduší v předešlých letech.

$$m_{CO_2} = m_{uhlí} * LHV_{uhlí} * e_{uhlí} + m_{mazut} * LHV_{mazut} * e_{mazut} \left[\frac{t}{rok} \right] \quad (13)$$

$e_{uhlí} = 0,09$ Emisní faktor CO₂ hnědého uhlí [t CO₂/GJ]

$e_{mazut} = 0,077$ Emisní faktor CO₂ mazutu [t CO₂/GJ]

5.2 Ekonomický model teplárny

Pro stanovení regulovaných cen tepla je nejdříve nutné stanovit veškeré nákladové položky teplárny, které jsou uznatelné jako oprávněné náklady pro tvorbu ceny tepla. Náklady a jejich podíl na výrobě tepla byly nastaveny tak, aby ekonomický výsledek teplárny odpovídal ekonomickým výsledkům minulých let. Je uvažována inflace 2 %. Veškeré výpočty jsou v nominálních hodnotách.

V modelu teplárny byly uvažovány tyto nákladové položky:

- Palivové náklady
- Osobní náklady
- Odpisy
- Náklady na opravu a údržbu
- Náklady na emisní povolenky
- Ostatní provozní náklady

5.2.1 Palivové náklady

Palivové náklady jsou vypočteny dle následující rovnice.

Rovnice 14 Palivové náklady

$$N_{pal} = N_{uhlí} + N_{biomasa} + N_{mazut} + N_{vápenec} [Kč] \quad (14)$$

$N_{uhlí}$ Náklady na hnědé uhlí [Kč]

$N_{biomasa}$ Náklady na biomasu [Kč]

N_{mazut} Náklady na mazut [Kč]

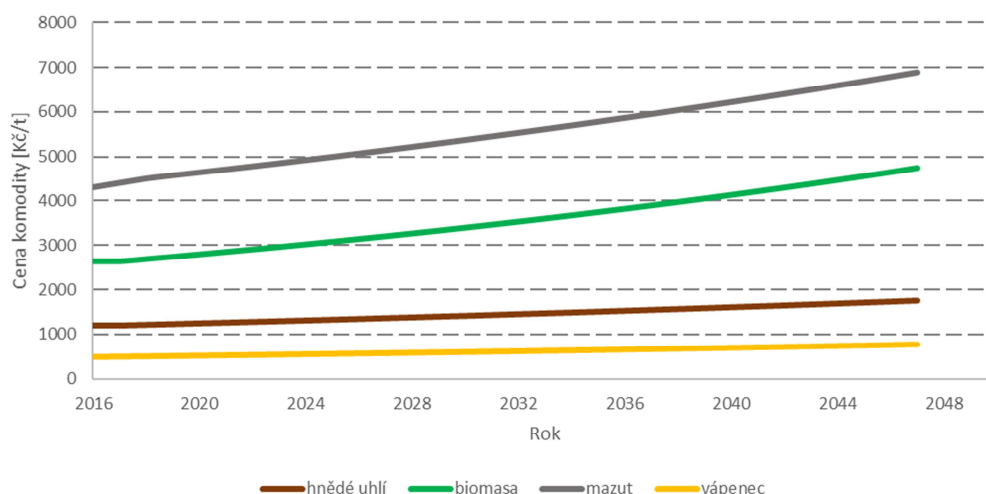
$N_{vápenec}$ Náklady na vápenec [Kč]

Následující tabulka a graf znázorňují odhadnutý vývoj cen jednotlivých komodit. Je odhadován meziroční růst cen hnědého uhlí o 1,28 %, který odpovídá průměrnému růstu indexu PPI hnědého a černého uhlí od roku 2005 a zároveň dle dlouhodobé prognózy trhu s hnědým uhlí, zveřejněné MPO [65], je odhadována konstantní spotřeba hnědého uhlí, lze tedy očekávat podobný růst cen jako v minulosti. V budoucnu však může být cena uhlí ovlivněna dalšími faktory, jako například dostupností

uhlí (těžební limity), postojem společnosti k uhlí apod. I proto byla na cenu hnědého uhlí, stejně jako na cenu biomasy, provedena citlivostní analýza v další části práce. Meziroční růst mazutu a vápence je odhadován na 1,48 %, který odpovídá průměru růstu indexu PPI pro těžbu a dobývání od roku 2005. U biomasy je odhadován roční růst 2 % z důvodu předpokládané zvyšující se poptávky a možnými zvýšenými administrativními náklady viz 2.3.5. Jako biomasa je uvažována odpadní dřevní biomasa. Náklady na technologickou vodu jsou uvažovány jako ostatní provozní náklady.

Tabulka 11 Přehled cen energetických komodit

Komodita	Cena v roce 2018 [Kč/t]	Meziroční růst [%]
Hnědé uhlí	1218	1,28
Biomasa	2678	2
Mazut	4500	1,48
Vápenec	507	1,48



Obrázek 13 Graf odhadovaného vývoje cen energetických komodit

5.2.2 Osobní náklady

Osobní náklady jsou vypočteny, jako součin průměrného počtu zaměstnanců a průměrných ročních osobních nákladů na osobu. Průměrný počet zaměstnanců byl 155 v roce 2017 a průměr osobních nákladů byl 433 645 Kč na osobu. Je předpokládán meziroční úbytek průměrného počtu zaměstnanců o 0,5 ročně a zároveň meziroční zvyšování mezd o 2 %. Průměrné roční osobní náklady jsou včetně sociálního a zdravotního pojištění.

Rovnice 15 Osobní náklady

$$N_{osb} = n_{zam} * N_{mzda} [Kč] \quad (15)$$

n_{zam} Průměrný počet zaměstnanců [-]

N_{mzda} Průměrná roční mzda včetně sociálního a zdravotního pojištění [Kč]

5.2.3 Náklady na emisní povolenky

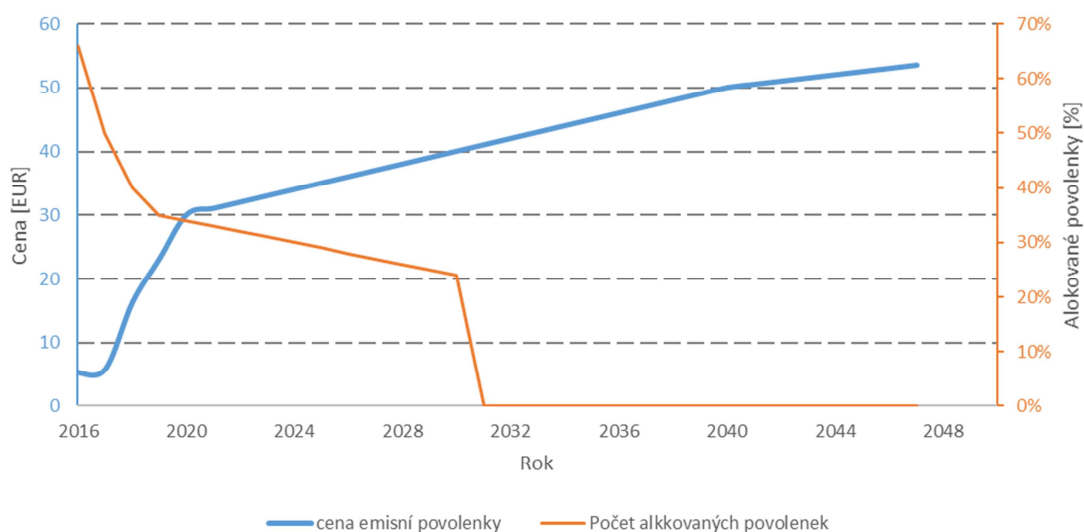
Náklady na emisní povolenky jsou dány množstvím vyprodukovaných emisí CO₂, počtem alokovaných emisních povolenek a cenou emisní povolenky. Lze předpokládat, že počet alokovaných povolenek bude postupně klesat až ke konci 4. obchodovacího období, tedy do roku 2030. Po skončení 4. obchodovacího období není uvažována bezplatná alokace emisních povolenek. Cena emisní povolenky je odhadována na 30 EUR v roce 2020 a 40 EUR v roce 2030 dle vyjádření Evropské komise.[19][66] Tento růst je poté lineárně interpolován do roku 2040, kdy cena emisní povolenky dosáhne 50 EUR. Poté je uvažováno lehké zmírnění růstu. Nutno podotknout, že odhady růstu cen emisních povolenek se liší v řádu desítek euro dle různých zdrojů, a proto je dále zpracována citlivostní analýza na tento parametr.

Pro přepočítání byl použit konstantní směnný kurz 26 CZK/EUR.

Rovnice 16 Náklady na emisní povolenky

$$N_{emise} = (m_{CO_2} - n_{alok}) * c_{emise} [Kč] \quad (16)$$

m_{CO_2}	Množství emisí CO ₂ [t]
n_{alok}	Počet alokovaných emisních povolenek [ks]
c_{emise}	Cena emisní povolenky [Kč]



Obrázek 14 Odhad vývoje cen emisních povolenek a procenta alokovaných povolenek

5.2.4 Ostatní nákladové položky

Jsou uvažovány **odpisy** dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku. V roce 2017 byly celkové odpisy DHM a DNM rovny cca 45 mil. Kč. Je předpokládáno, že odpisy stávajícího majetku budou konstantní po celou dobu provozu sledovaného období, z důvodu nových investic do zařízení. Odpisy spojené s investiční činností dle jednotlivých variant jsou popsány v bodě 5.3.

Náklady na opravu a údržbu zařízení byly v roce 2017 rovny 34,8 mil. Kč a je uvažován meziroční nárůst těchto nákladů o 1 % z důvodu zvyšování opotřeбенí stávajících zařízení.

Ostatní provozní náklady byly v roce 2017 rovny 12,7 mil. Kč a je uvažován meziroční nárůst o 2 %.

5.2.5 Výpočet regulované ceny tepla

Po stanovení všech nákladových položek, které vstupují do ceny tepla, je vypočtena regulovaná cena tepla dle následující rovnice na základě platného cenového rozhodnutí ERÚ [67]. Jednotlivé nákladové položky jsou sníženy dle jednotlivých koeficientů tak, aby odpovídaly oprávněným nákladům na výrobu a distribuci tepla. Tabulka 2 uvádí jednotlivé oprávněně uznatelné nákladové položky.

Náklady na emisní povolenky jsou pro roky 2018 a 2019 vypočteny dle aktuálního cenového rozhodnutí vydaného ERÚ. Od roku 2020 je předpokládáno uplatnění nákladů na emisní povolenky, jakožto oprávněného nákladu, v plné výši.

Rovnice 17 Výpočet regulované ceny tepla

$$c_{tepla} = \frac{\sum_i N_i * \beta_t}{Q_{dod}} \quad (17)$$

N_i	Příslušná oprávněně uznatelná nákladová položka [Kč]
Q_{dod}	Užitečná dodávka tepla [GJ]
β_t	Základní rozdělovací koeficient na tepelnou energii

Následující rovnice ukazuje výpočet základní rozdělovací koeficient na tepelnou energii tak, aby do ceny tepla byly zahrnuty pouze náklady spojené s výrobou a distribucí tepla. Jedná se o poměr mezi teplem dodaným do soustavy CZT a součtu tepla dodaného do CZT a tepla spotřebovaného na výrobu elektřiny.

Rovnice 18 Výpočet základního rozdělovacího koeficientu na tepelnou energii

$$\beta_t = \frac{Q_{tep}}{Q_{tep} + Q_{el}} [-] \quad (18)$$

Q_{tep}	Užitečné dodávkové teplo na prahu teplárny [GJ]
Q_{el}	Teplo spotřebované v parní turbíně k výrobě elektřiny [GJ]

Jelikož nebylo možné z veřejně publikovaných výročních zpráv dostatečně podrobně rozdělit jednotlivé náklady dle nákladových položek odpovídajícím struktuře nákladů v platném cenovém rozhodnutí, byly některé nákladové položky sloučeny. Jedná se především o fixní náklady, které nejsou závislé na dodaném teple. U osobních nákladů, nákladů na opravy a údržbu a odpisů je tak předpokládáno, že větší část těchto nákladů je spojená s distribucí a výrobou tepla, kdy například

teplárenské sítě slouží pouze pro distribuci tepla. Z toho důvodu byly rozdělovací koeficienty zvoleny tak, aby výsledná cena tepla odpovídala ceně tepla v roce 2017.

Je uvažován přiměřený zisk z prodeje tepla 8 %, který je stanoven na základě váženého průměru nákladů na kapitál (WACC).

Rovnice 19 Výpočet váženého průměru nákladů na kapitál (WACC)

$$WACC = r_E \cdot \frac{E}{E + D} + r_D \cdot \frac{D}{E + D} \cdot (1 - d) \quad (19)$$

$r_E = 0,09$	Náklady vlastního kapitálu [-]
$r_D = 0,075$	Náklady cizího kapitálu [-]
$E = 0,65$	Vlastní kapitál [-]
$D = 0,35$	Cizí kapitál [-]
$d = 0,19$	Daň z příjmu právnických osob [-]

5.2.6 Výnosy

V ekonomickém modelu jsou uvažovány tyto výnosové položky:

- výnosy z prodeje tepla,
- výnosy z prodeje elektřiny
- výnosy za poskytnuté služby
- ostatní výnosy.

Výnosy z prodeje tepla jsou vypočteny jako součin regulované ceny tepla a užitečné dodávky. V případě dodávky tepla z OZE do soustavy CZT je pak do výnosu z prodeje tepla zahrnut ještě zelený bonus dle podílu biomasy na výrobě tepla, který je uvažován konstantní po celou dobu sledovaného období.

Rovnice 20 Výnosy z prodeje tepla

$$V_{tepla} = c_{tepla} * Q_{dod} + (Q_{dod} + Q_{zt}) * Z_{tep} * p_{biomasa} [Kč] \quad (20)$$

$Z_{tep} = 53$	Zelený bonus za teplo dodané do soustavy CZT [Kč/GJ]
$p_{biomasa}$	Podíl biomasy [%]

Výnosy z prodeje elektřiny se skládají z položek za prodej silové elektřiny a zelených bonusů za prodanou elektřinu vyrobenou v KVET, spalováním biomasy nebo čistým spalováním biomasy.

Tabulka 7 udává zelené bonusy za spoluspalování a čisté spalování biomasy. V modelu jsou uvažovány zelené bonusy za odpadní dřevní biomasu, tedy S2 a O2 a bonus za kogenerační elektřinu.

Rovnice 21 Výnosy z prodeje elektřiny

$$V_{el} = T_{elkog} + T_{elkon} + B_{kog} + B_{spolu} + B_{spal} \text{ [Kč]} \quad (21)$$

T_{elkog}	Tržby za prodanou kogenerační elektřinu [Kč]
T_{elkon}	Tržby za prodanou kondenzační elektřinu [Kč]
B_{kog}	Zelený bonus za kogenerační výrobu [Kč]
B_{spolu}	Zelený bonus za spoluspalování biomasy [Kč]
B_{spal}	Zelený bonus za spalování čisté biomasy [Kč]

Pro výpočet jednotlivých zelených bonusů byly použity metodiky výpočtu dle příslušných cenových rozhodnutí zveřejněných na stránkách ERÚ.

Po dobu celou dobu sledovaného období jsou předpokládány fixní zelené bonusy, které odpovídají platným cenám pro rok 2019.

Rovnice 22 Zelené bonusy z prodeje elektřiny

$$B_{kog} = P_{kog} * Z_{kog} \text{ [Kč]}$$

$$B_{spolu} = P_{kog} * Z_{spolu} * p_{biomasa} \text{ [Kč]} \quad (22)$$

$$B_{spal} = P_{elspal} * Z_{spal} \text{ [Kč]}$$

P_{kog}	Prodej kogenerační elektřiny [MWh]
P_{elspal}	Prodej elektřiny čistým spalováním biomasy [MWh]
$Z_{kog} = 268$	Zelený bonus za kogenerační výrobu [Kč/MWh]
$Z_{spolu} = 1110$	Zelený bonus za spoluspalování biomasy [Kč/MWh]
$Z_{spal} = 1121$	Zelený bonus za spalování čisté biomasy [Kč/MWh]
$p_{biomasa}$	Podíl biomasy [%]

Jelikož se výroba elektřiny liší dle jednotlivých měsíců, kogenerační výroba je především v měsících topné sezóny, zatímco kondenzační má roční maxima na jaře a na podzim, jsou zavedeny koeficienty β_{kog} a β_{kon} , které udávají procentuální roční rozdělení výroby. V letních měsících dosahují oba koeficienty minima, jelikož zpravidla probíhá odstávka zařízení.

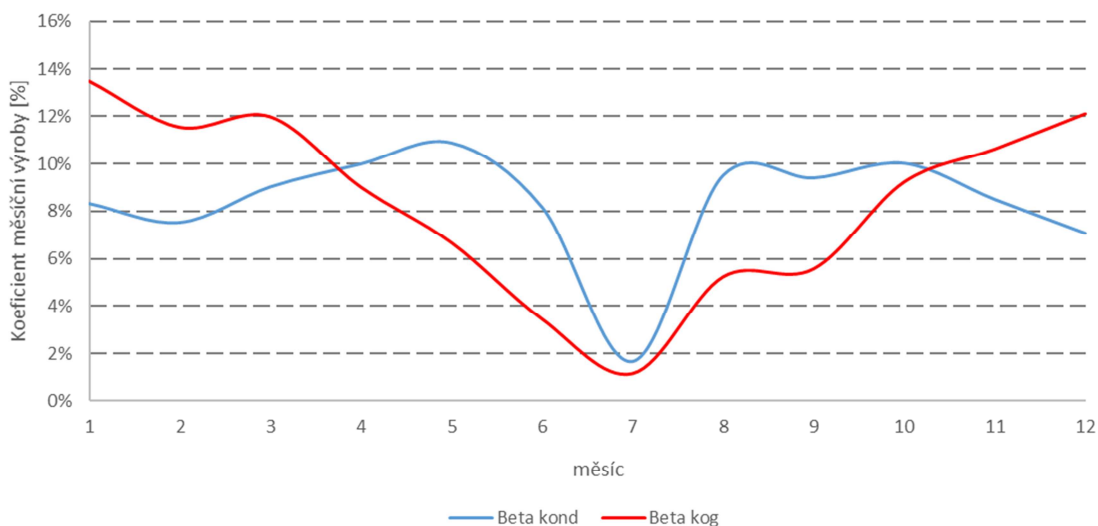
Rovnice 23 Výpočet tržby za kondenzační a kogenerační výrobu

$$T_{elkog} = P_{kog} * (\beta_{kog} \times \beta_{m\acute{e}s}) * c_{el} \text{ [Kč]} \quad (23)$$

$$T_{elkon} = P_{kon} * (\beta_{kon} \times \beta_{m\acute{e}s}) * c_{el} \text{ [Kč]}$$

P_{kog}	Prodaná kogenerační elektřina [MWh]
-----------	-------------------------------------

P_{kon}	Prodaná kondenzační elektřina [MWh]
B_{kog}	Koeficient měsíční výroby kogenerační elektřiny [%]
B_{spolu}	Koeficient měsíční výroby kondenzační elektřiny [%]
$\beta_{m\acute{e}s}$	Koeficient měsíční ceny elektrické energie vzhledem k průměrné roční ceně elektřiny
c_{el}	Průměrná roční cena elektrické energie na trhu [Kč/MWh]

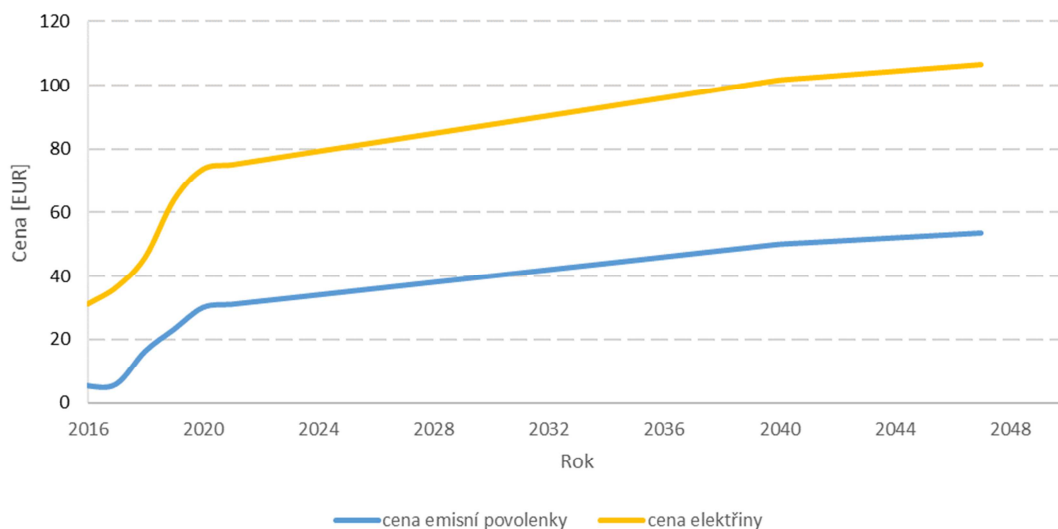


Obrázek 15 Koeficienty měsíční výroby elektřiny

5.2.6.1 Odhad cen elektrické energie

Pro odhad vývoje cen elektrické energie byla použita historická data OTE a obchodovaná cena futures kontraktů na burze PXE. Pro ceny emisních povolenek byly poté použita data z burzy EEX. Byla zjištěna korelace mezi cenou emisní povolenky a cenou elektřiny, kdy se zvyšující se cenou elektřiny dochází ke zvyšování ceny emisní povolenky a naopak. To lze vysvětlit tak, že dochází-li ke zvyšování ceny emisní povolenky musí docházet ke zvyšování ceny elektrické energie z fosilních zdrojů, kdy provozovatelé reagují na zvýšené náklady na výrobu. V případě, že dochází ke zvyšování ceny elektrické energie, provozovatelé fosilních zdrojů budou motivováni vyrábět více elektřiny, a tedy budou nuceni nakoupit více emisních povolenek a tím pádem dojde ke zvýšení poptávky po emisních povolenkách, a tedy i jejich ceny.

Na základě analýzy této korelace bylo zjištěno, že se změnou emisní povolenky o jedno euro dojde ke změně ceny elektrické energie o 1,4 EUR/MWh.



Obrázek 16 Odhad vývoje cen elektrické energie v souvislosti s odhadovanou cenou emisní povolenky

V modelu jsou dále uvažovány výnosy za poskytnuté **služby** zákazníkům a **ostatní výnosy** z podnikatelské činnosti. Tyto výnosy byly stanoveny na základě dat z roku 2017, kdy výnosy za služby byly 8,3 mil. Kč a ostatní výnosy byly 10 mil. Kč. Je uvažován meziroční nárůst obou výnosových položek o 1,5 %.

5.3 Investiční náklady

Investiční náklady jednotlivých variant jsou uvedeny v následující tabulce. Pro určení investičních nákladů na hnědouhelné fluidní kotle byly použity náklady na rekonstrukci kotlů K1 a K2 z roku 2015, kdy celková investice byla 457 620 000 Kč dle [68] a byly nainstalovány kotle o tepelném výkonu 2x27 MW. Z těchto parametrů byly spočteny investiční náklady na megawattu instalovaného výkonu (8 807 777 Kč/MW), které byly dále přeneseny do roku 2021 uvažovanou meziroční inflací 2 %.

Investiční náklady na megawattu instalovaného výkonu kotle na biomasu byly stanoveny na 12 850 000 Kč dle [69]. Tyto náklady vycházejí z cen v roce 2015 a tudíž byly obdobně jako v předešlém případě přeneseny do roku 2021 uvažovanou meziroční 2% inflací.

U variant 2 & 4, kdy dochází ke kompletní výměně všech kotlů je navíc uvažováno 25% navýšení investičních nákladů z důvodu využití modernější technologie a dalším nákladům spojeným s částečnou přestavbou teplotního zařízení, kdy může dojít k nucené úpravě nebo rekonstrukci některých dalších částí teplárny.

Pro všechny varianty jsou uvažovány lineární odpisy po dobu 30 let.

Tabulka 12 Investiční náklady jednotlivých variant

Varianta	Instalovaný výkon [MW]	Investiční náklady [Kč/MW]	Odpisy [Kč/rok]
Varianta 1	50	9 918 988	16 531 647
Varianta 2	50	14 471 187	24 118 645
Varianta 3	104	12 398 735	42 982 283
Varianta 4	104	18 088 984	62 708 477

5.4 Metoda hodnocení investic

Pro hodnocení investic byla použita metoda čisté současné hodnoty, kdy byly vypočteny cash-flow v jednotlivých letech a poté diskontovány nominálním diskontem, který odpovídá WACCu, viz Rovnice 19. Jednotlivé varianty byly porovnávány za období 2015–2045, tedy 30 let.

Rovnice 24 Rovnice pro výpočet čisté současné hodnoty

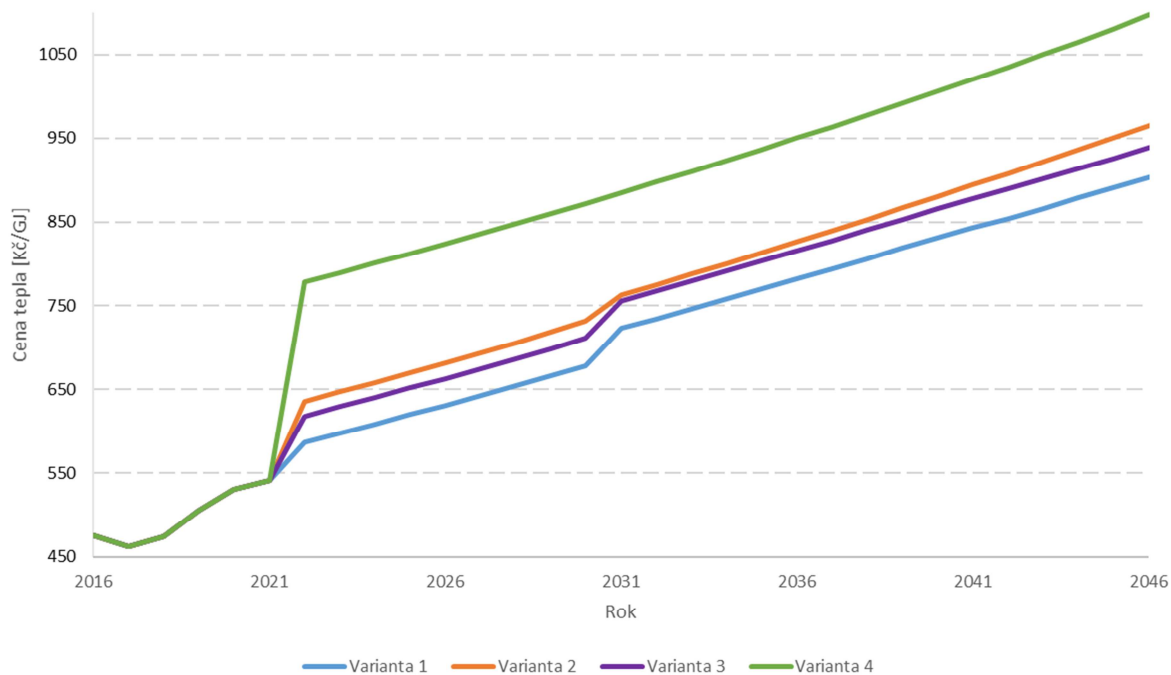
$$NPV = \sum_{t=0}^T CF_t \cdot (1 + r_n)^{-t} \text{ [Kč]} \quad (24)$$

CF_t	hotovostní tok v t-tém roce sledovaného období [Kč]
r_n	Nominální diskont [-]
T	Délka sledovaného období [roky]
t	t-tý rok sledovaného období [-]

5.5 Porovnání a výsledky

Následující kapitola shrnuje výsledky dle předchozího popisu technickoekonomického modelu pro jednotlivé varianty. Obrázek 17 zobrazuje vypočtenou regulovanou cenu jednotlivých variant. Lze konstatovat, že u všech variant dochází k nárůstu cen tepla. Zároveň lze pozorovat skokové navýšení ceny tepla v roce 2022, které je způsobeno investicí do jednotlivých variant a je dle předpokladů nejvyšší u varianty 4, která má nejvyšší investiční náklady. Druhý skokový nárůst cen v roce 2030 je pak způsoben předpokládaným ukončením bezplatné alokace emisních povolenek.

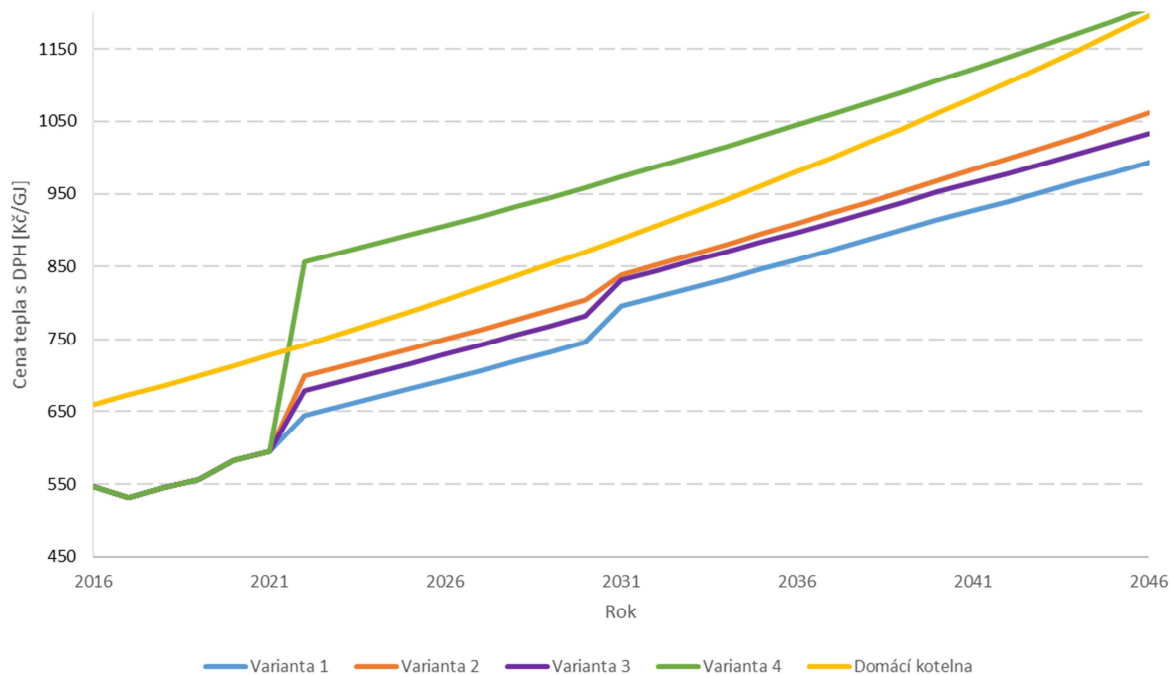
Jako nejvýhodnější varianta z pohledu cen tepla je Varianta 1, tedy varianta, kdy vyhoví zrekonstruované kotle a bude zrekonstruován kotel K3 obdobnou technologií jako kotle K1 a K2. To je způsobeno rozdílem cen hnědého uhlí a biomasy, kdy hnědé uhlí je levnější než biomasa. V případě rekonstrukce kotle K3 na kotel na biomasu (Varianta 2) dojde k vyššímu nárůstu cen tepla oproti Variantě 3, to lze opět vysvětlit výrazně vyššími palivovými náklady na biomasu oproti variantám spalujícím hnědé uhlí. Obrázek 17 ilustruje vývoj výsledných cen tepla pro jednotlivé varianty.



Obrázek 17 Regulovaná cena tepla bez DPH

Varianta 3, kdy dojde ke kompletní rekonstrukci všech kotlů je poté z pohledu ceny tepla výrazně výhodnější než její alternativní Varianta 4.

Obrázek 18 zobrazuje cenu tepla s DPH, tedy cenu pro konečného zákazníka. Dále je ilustrován rozdíl mezi cenou tepla z domovních kotelen a danými variantami, kdy dle [11] se aktuální cena tepla z domácí plynové kotelny pohybuje mezi 650-700 Kč/GJ. Je uvažováno meziroční 2% zvýšení této ceny z důvodu růstu cen zemního plynu a ostatních provozních nákladů (údržba, ekologické poplatky).

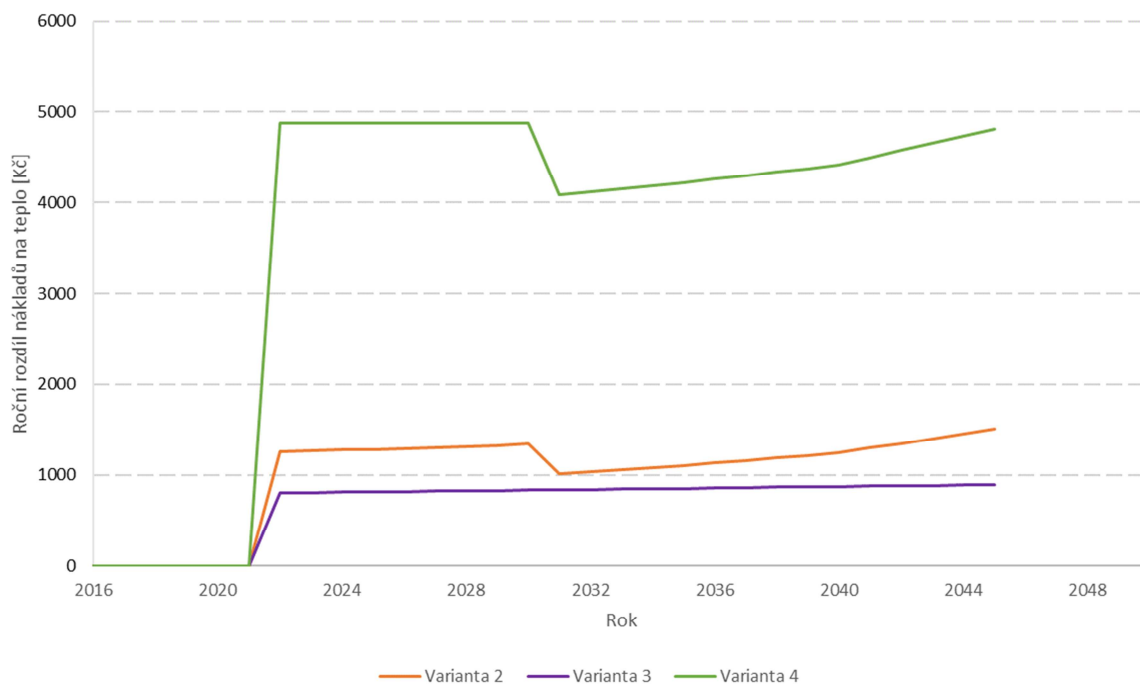


Obrázek 18 Regulovaná cena tepla s DPH

Na základě tohoto předpokladu je teplo z CZT levnější u prvních tří variant, nemělo by tedy docházet k odpojování zákazníků z důvodu vysoké ceny tepla. U Varianty 4 pak lze očekávat odpojování zákazníků kvůli vysoké ceně tepla. Je tedy potvrzen fakt, že cena tepla z CZT by i v tomto případě měla být levnější než cena tepla z domácí kotelny, kromě Varianty 4.

Pro výpočet cen byla od roku 2019 použita sazba DPH 10 %, na základě vládou schváleného daňového balíčku. [70]

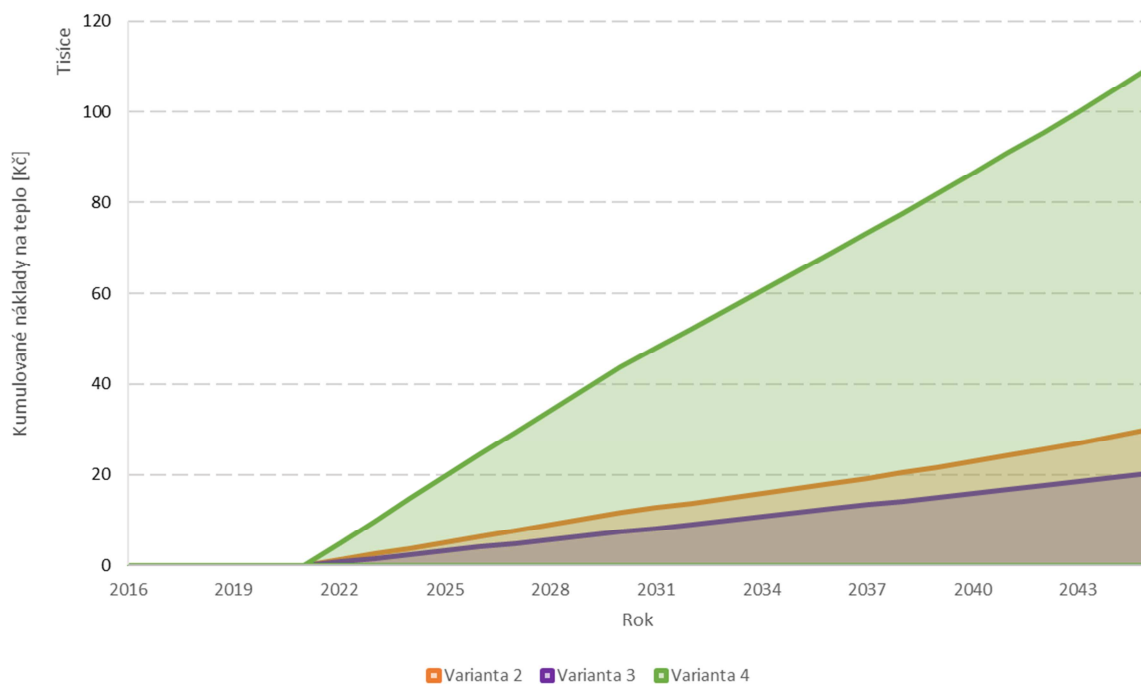
Dále byly porovnány skutečné dopady pro konečné zákazníky z důvodu ukázky zvýšení ročních nákladů na teplo. Porovnání skutečných dopadů pro konečné odběratele ilustruje Obrázek 19, kde je zobrazen roční rozdíl nákladů na teplo oproti Variantě 1, která byla zvolena jako referenční. Jako typický odběratel tepla je uvažován byt o rozloze 70 m² s roční spotřebou tepla 23 GJ.



Obrázek 19 Roční rozdíl nákladů na teplo pro domácnost

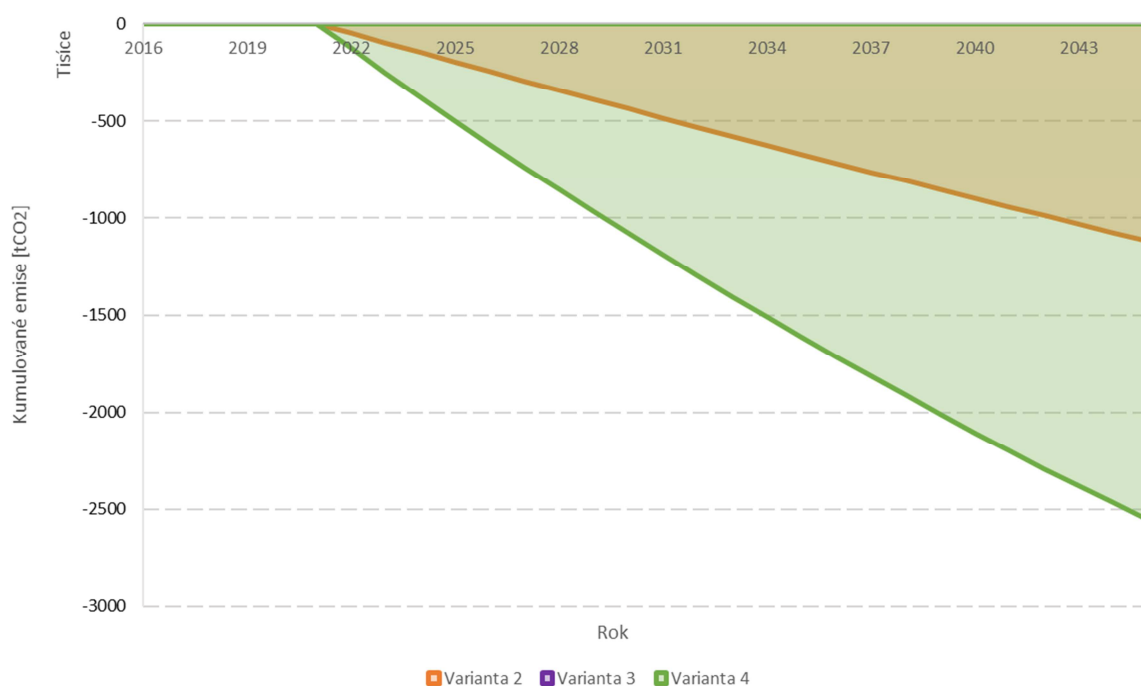
Obdobně jako na předchozím obrázku vychází pro odběratele nejlépe Varianta 1. Zvýšení ročních nákladů na teplo se u Varianty 3 pohybuje okolo 900 Kč/rok, v případě Variant 2 & 4 pak dochází ke zvýšení nákladů v řádu tisíců korun ročně. Lze také pozorovat propad rozdílu ročních nákladů v případě Variant 2 & 4, kdy je tento propad způsoben ukončením bezplatné alokace emisních povolenek, a tedy zvýšením nákladů na emisní povolenky. Od roku 2030 však dochází k růstu ročních nákladů u Variant 2 & 4. Tento nárůst je způsoben zvyšující se cenou biomasy, která je dražší než palivové náklady na hnědé uhlí, včetně emisních povolenek. Varianta 3 roste lineárně po celé sledované období, to je způsobeno vyššími investičními náklady a stejnými palivovými náklady oproti Variantě 1.

Obrázek 20 pak ještě dokládá kumulované náklady pro typického odběratele po dobu sledovaného období. V případě Varianty 4 se tyto kumulované náklady mohou lišit až o 100 000 Kč za sledované období. U ostatních variant pak dochází k výrazně nižší hodnotě kumulovaných nákladů mezi 20 000 – 25 000 Kč.



Obrázek 20 Kumulované náklady na teplo pro domácnost

Při posuzování jednotlivých variant by se také měl brát v potaz dopad zvolené varianty na životní prostředí. Tyto dopady jsou do jisté míry stanoveny BATy, ty ovšem nestanovují limity pro emise CO₂. Kumulované emise CO₂ v porovnání s Variantou 1 jsou zobrazeny na obrázku níže. Jedná se tedy o snížení emisí CO₂ vlivem vyššího podílu biomasy na výrobě tepla. Emise CO₂ z biomasy nejsou uvažovány. Dle mého názoru kumulované emise lépe zobrazují vliv technologie na životní prostředí za sledované období, jelikož nezobrazují pouze emise, které zdroj aktuálně vypouští do ovzduší, ale i emise, které již do ovzduší vypustil a jsou tedy použity pro srovnání.



Obrázek 21 Kumulované emise CO₂

Je patrné, že varianty využívající biomasu povedou ke snižování kumulovaných emisí oxidu uhličitého oproti Variantě 1. Varianta 3 pak povede ke stejným emisím, díky stejné použité technologii a stejnému poměru spoluspalované biomasy.

Z pohledu dopadu na životní prostředí je Varianta 2 výhodnější než Varianta 1, kdy dojde ke snížení kumulovaných emisí v roce 2045 o cca 34 %. Varianta 1 je však výhodnější z pohledu ceny tepla pro konečného odběratele. Pokud by například město trvalo na ekologičtějším provozu, a tedy výběru Varianty 2, měla by nastat komunikace s odběrateli, například prostřednictvím zástupců města, kdy by odběratelům byla předložena predikce cen tepla a dopadů na životní prostředí a ti by se poté mohli rozhodnout o preferované variantě, podobně jako na příkladech Švédska nebo Dánska.

Jako další faktor, který může mít vliv na cenu tepla jsou odpojení zákazníci, kteří se odpojí v souvislosti se zvýšenou cenou tepla. To lze předpokládat především u Varianty 4. Tento faktor však lze těžko určit, jelikož závisí na aktuální ceně substitutů nebo v případě lokálních domácích kotelen na výsledku rozptylové studie o ochraně ovzduší. Pro zjednodušení byl tento faktor zanedbán, ale je zkoumán v citlivostní analýze.

Jako nejvíce pravděpodobná varianta se zdá Varianta 1, kdy bude spoluspalována biomasa s hnědým uhlím ve fluidních kotlích tak, aby byl zajištěn dostatečný podíl OZE na výrobě tepla, snížení ztrát v soustavě a splnění emisních limitů dle nařízení o BAT. Jako srovnatelnou variantu lze označit Variantu 2, kdy dojde ke zvýšení ceny tepla, ovšem k výraznému snížení emisí CO₂. Pokud by došlo ke kompletní rekonstrukci, lze doporučit Variantu 3, kdy cena tepla je cca poloviční než u Varianty 4, což lze považovat za rozhodující faktor i přes výrazně vyšší emise CO₂. U Varianty 4 by také mohl nastat problém s lokální dostupností biomasy, kdy bude ročně potřeba cca 90 tis. tun dřevní biomasy, což by mohlo vést k dalšímu zvýšení ceny biomasy, a tedy i ceny tepla.

5.6 Citlivostní analýza

Při sestavování technickoekonomického modelu bylo přijato množství předpokladů a odhadů budoucího vývoje. Následující citlivostní analýza by měla porovnat vliv vybraných faktorů na výslednou cenu tepla.

Byla provedena citlivostní analýza následujících parametrů:

- Cena emisní povolenky
- Cena biomasy
- Cena hnědého uhlí
- Užitečná dodávka tepla

Cena tepla je uváděna bez DPH.

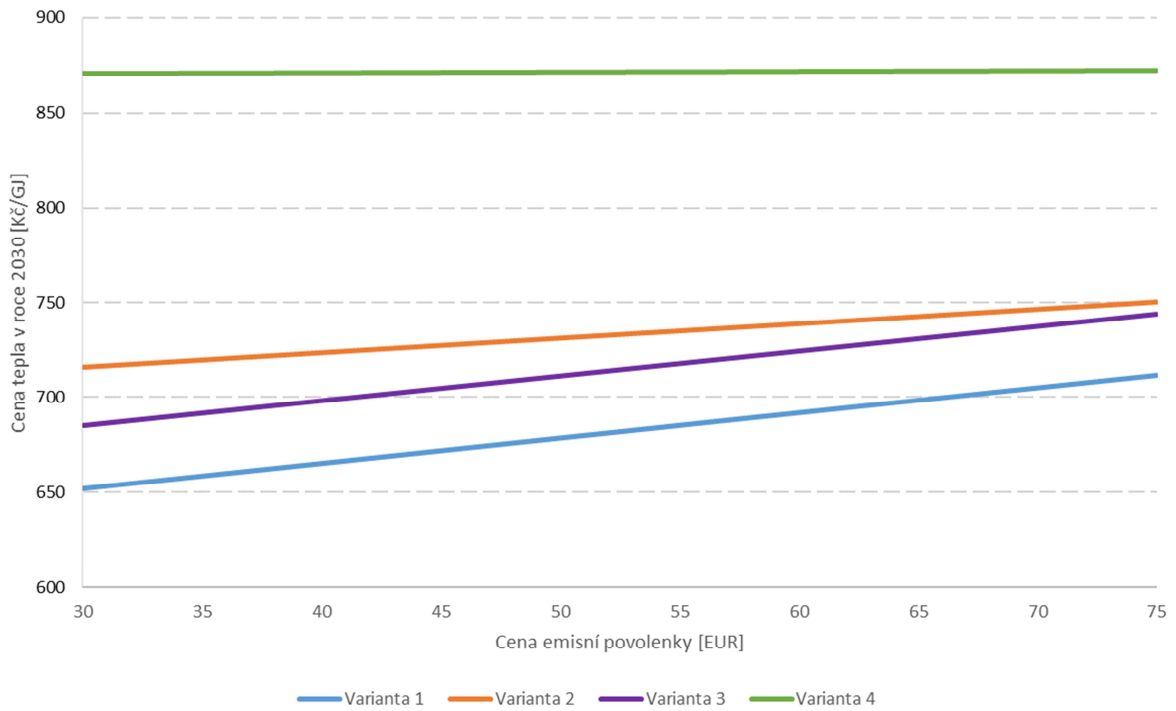
U všech citlivostních analýz byly vybrány dva časové řezy tak, aby bylo možné ilustrovat vliv jednotlivých analyzovaných parametrů ve střednědobém a dlouhodobém horizontu.

5.6.1 Cena emisní povolenky

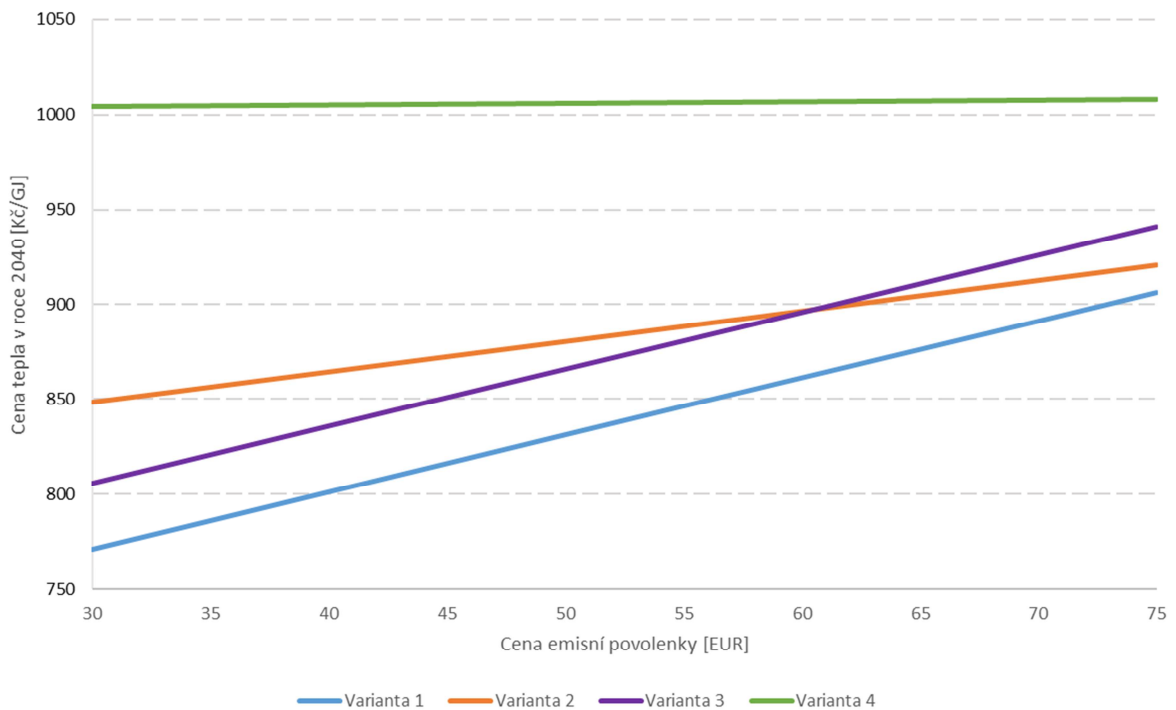
Následující porovnání sleduje vliv ceny emisní povolenky na cenu tepla. Pro ilustraci byly vybrány časové řezy v roce 2030 a v roce 2040, tak aby byla ilustrována cena tepla v několika letech. Jako proměnná byla zvolena cena emisní povolenky v roce 2040 z důvodu ukázky možných dopadů zvýšení ceny emisní povolenky dle různých predikcí této hodnoty. Lze předpokládat, že cena emisní

povolenky bude mít výrazný vliv na Varianty 1 & 3. V základním scénáři byla uvažována cena emisní povolenky 50 eur v roce 2040.

16



Obrázek 22 Citlivostní analýza cena emisní povolenky, rok 2030



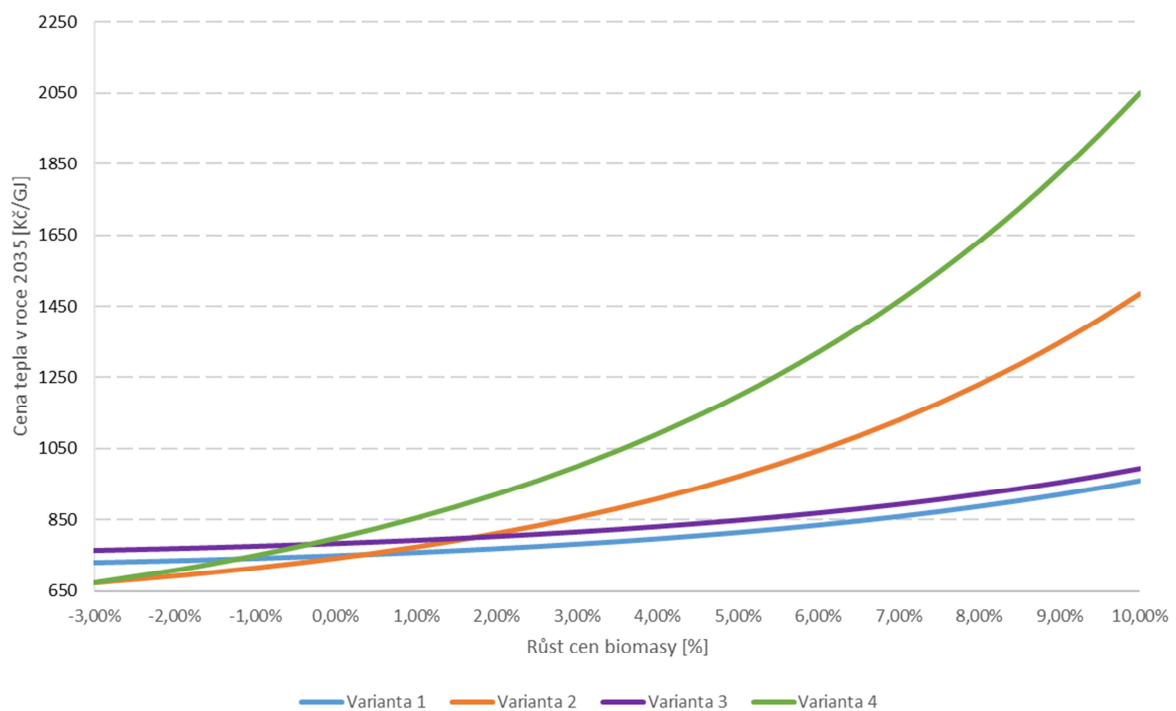
Obrázek 23 Citlivostní analýza cena emisní povolenky, rok 2040

Obrázek 22 a Obrázek 23 ilustrují vliv ceny emisní povolenky na cenu tepla. Dle předpokladu lze pozorovat strmější nárůst cen tepla s vyšší cenou emisní povolenky, oproti variantám s vyšším

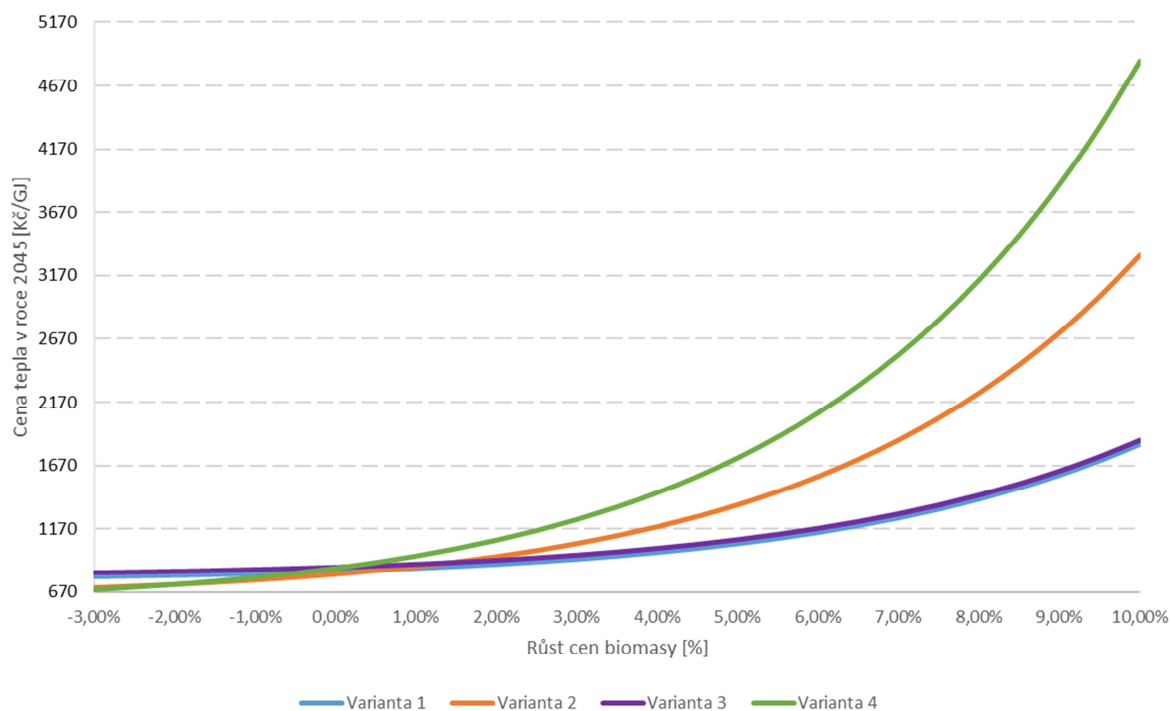
podílem biomasy. U Variant 1 & 3 došlo k cca 8% nárůstu cen tepla v roce 2040 oproti základnímu scénáři při ceně emisní povolenky 75 eur v roce 2040. U Varianty 2 pak byl tento rozdíl cca 4 % oproti základnímu scénáři. Lze konstatovat, že cena emisní povolenky by musela dosáhnout 61-62 eur v roce 2040, aby Varianta 2 byla výhodnější z pohledu ceny tepla než Varianta 3. Varianta 4 zůstává nejméně výhodná v celém sledovaném rozsahu cen emisní povolenky.

5.6.2 Cena biomasy

Dalším z analyzovaných faktorů byla cena biomasy, která byla analyzována pomocí meziročního nárůstu cen v letech 2035 a 2045. V základním scénáři byl uvažován meziroční růst cen biomasy 2 %.



Obrázek 24 Citlivostní analýza cena biomasy, rok 2035



Obrázek 25 Citlivostní analýza cena biomasy, rok 2045

Z obrázků ilustrujících vliv ceny biomasy na cenu tepla, lze pozorovat výrazný vliv ceny biomasy na cenu tepla u Variant 2 & 4, kdy při prudkém růstu cen dochází k výraznému zvýšení cen tepla. Tuto možnost výrazného zvýšení cen však nelze úplně opomenout, vzhledem k očekávané vysoké poptávce a do značné míry omezenému množství.

Při výrazném zvýšení cen biomasy pak dojde až ke dvojnásobnému zvýšení cen tepla i u Variant 1 & 3, to lze vysvětlit spalováním biomasy.

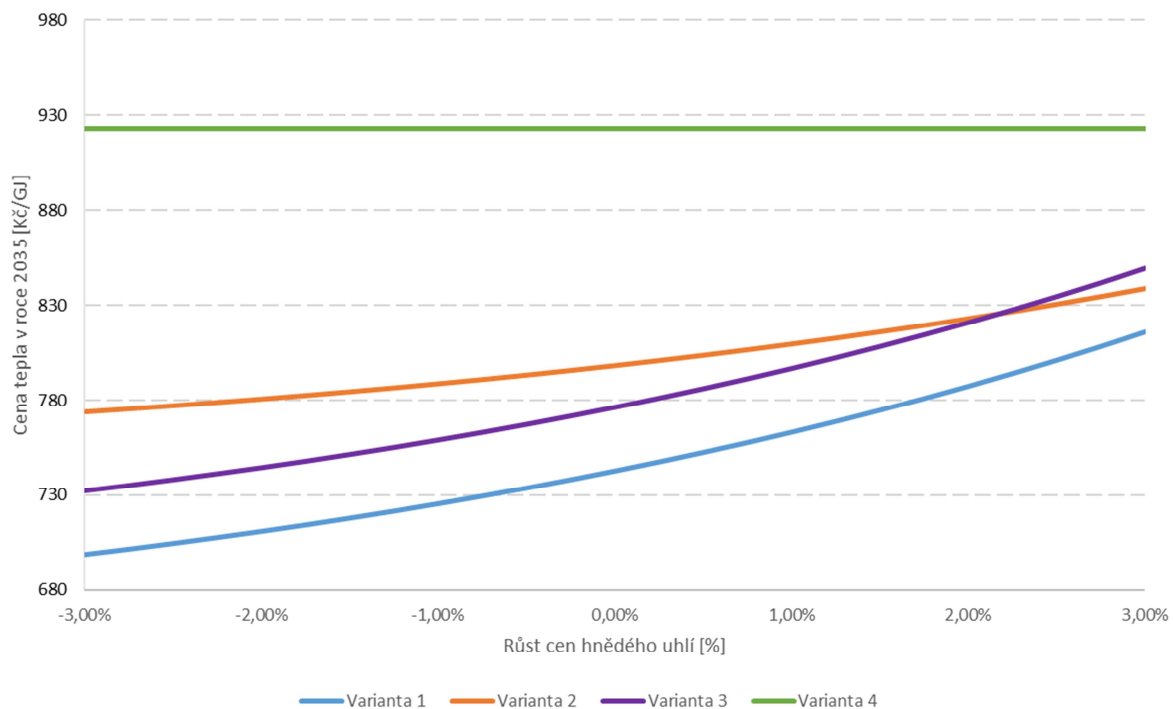
Při záporném růstu cen, tedy poklesu ceny biomasy oproti základnímu scénáři je dokonce Varianta 4 nejvýhodnější variantou. Tento pokles však lze jen těžko očekávat z důvodu předpokládané vysoké poptávky po biomase.

Varianta 2 je pak výhodnější než Varianta 1 v roce 2045 při růstu cen biomasy do 1,5 % ročně. Varianty 1 & 3 jsou také částečně ovlivněny změnou růstu cen biomasy, díky uvažovanému spalování biomasy. V případě růstu cen biomasy rychleji než 1,9 % ročně jsou pak obě hnědouhelné varianty výhodnější než Varianty 2 & 4.

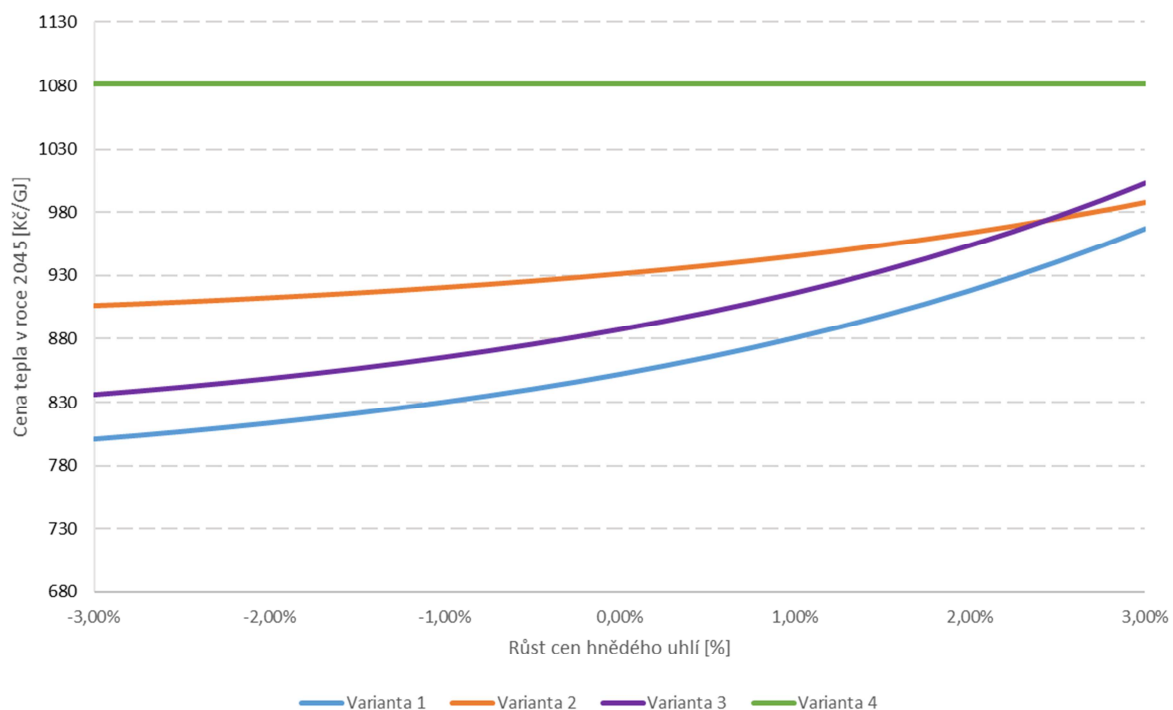
Největší vliv má zvyšující se cena biomasy na Variantu 4, kdy v případě 10% růstu cena tepla přesahuje 4700 Kč/GJ v roce 2045. Nutno podotknout, že nelze očekávat konstantní meziroční růst cen biomasy, ale spíše skokový nárůst. Pro ilustraci vlivu ceny biomasy na cenu tepla však byl použit meziroční růst cen.

5.6.3 Cena hnědého uhlí

Vliv růstu cen hnědého uhlí na konečnou cenu tepla je ilustrován následujícími obrázky v letech 2035 a 2045. V základním scénáři byl uvažován meziroční růst cen hnědého uhlí 1,28 %.



Obrázek 26 Citlivostní analýza cena hnědého uhlí, rok 2035



Obrázek 27 Citlivostní analýza cena hnědého uhlí, rok 2045

Cena hnědého uhlí má poměrně výrazný vliv cenu tepla u prvních tří variant, kdy se zvyšující se cenou dochází k růstu cen tepla. Při mezeročním růstu cen hnědého uhlí o 2 % je Varianta 2 výhodnější než Varianta 3 z pohledu cen tepla. Varianta 4 je naopak nejméně výhodná, kdy až při prudkém

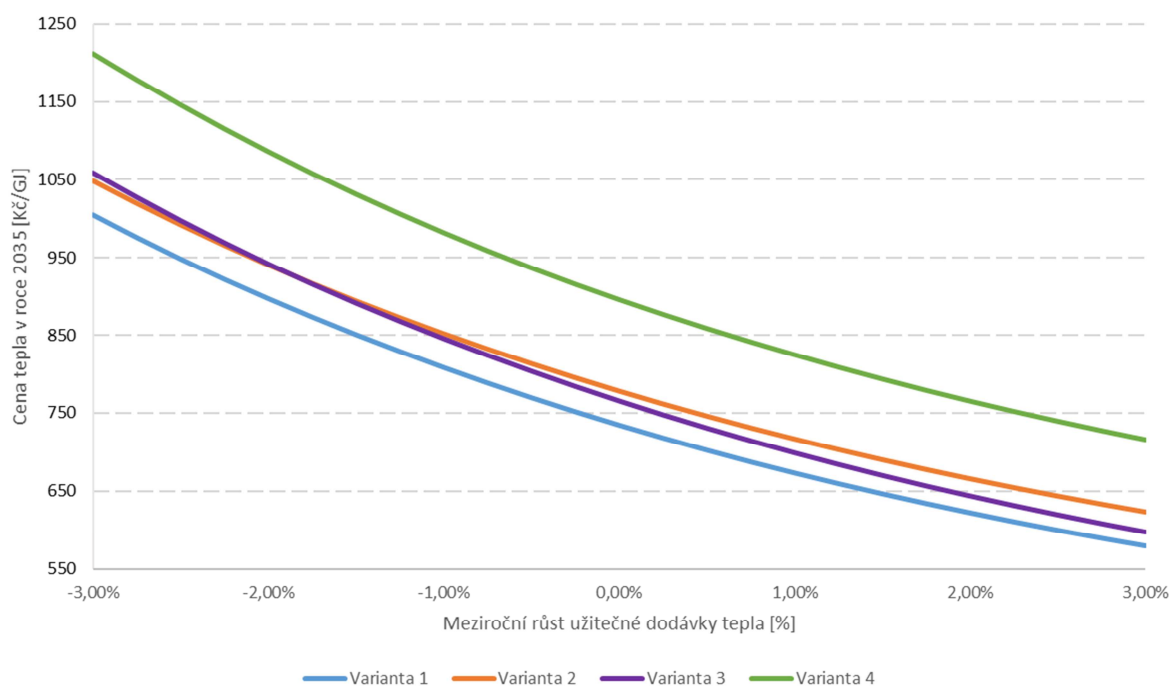
meziročním růstu cen hnědého uhlí by mohlo dojít ke srovnání výsledných cen tepla oproti ostatním variantám.

Také lze pozorovat výrazně menší rozptyl cen tepla při 3% meziročním růstu cen hnědého uhlí v porovnání s obdobným růstem cen biomasy. Konečná cena tepla se vždy pohybuje mezi 940-1000 Kč/GJ.

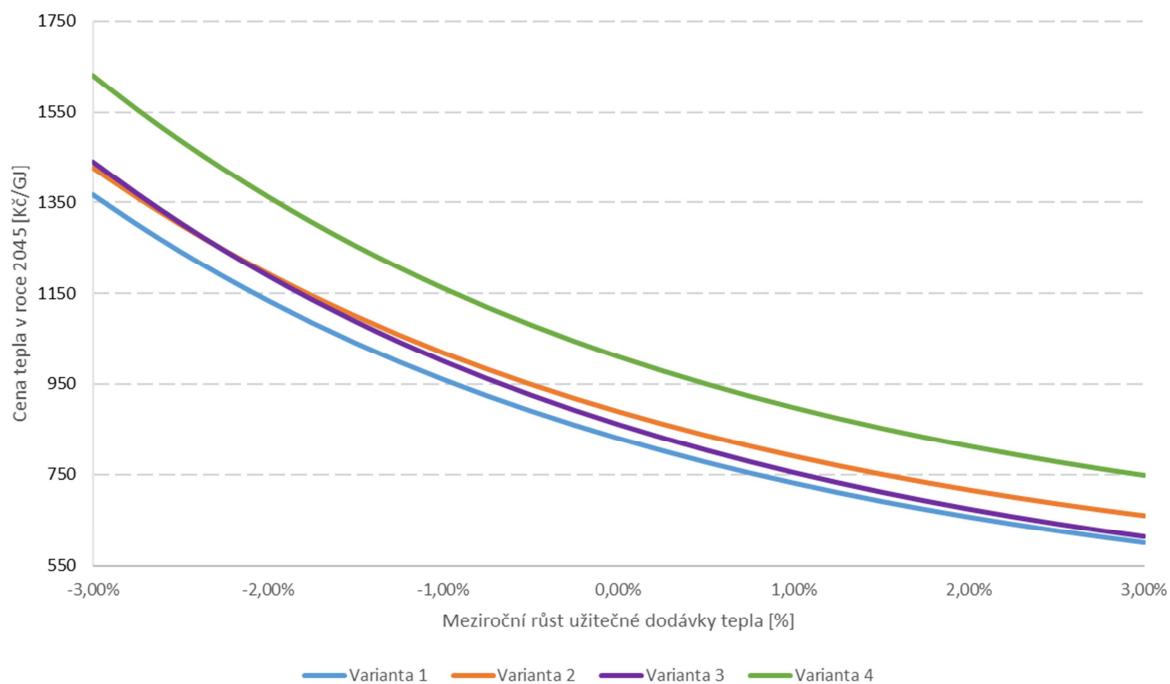
Při záporném meziročním růstu cen jsou pak obě hnědouhelné varianty výhodnější než zbylé dvě.

5.6.4 Užitečná dodávka tepla

Na analýze vlivu poklesu užitečné dodávky tepla lze ukázat vliv odpojování odběratelů od soustav CZT. Pro analýzu vlivu užitečné dodávky na cenu tepla byl použit koeficient růstu užitečné dodávky, který byl v základním scénáři -0,5 %. Byla analyzována cena tepla v letech 2035 a 2045.



Obrázek 28 Citlivostní analýza užitečná dodávka tepla, rok 2035



Obrázek 29 Citlivostní analýza užitečná dodávka tepla, rok 2045

Z obrázků výše lze pozorovat výrazný vliv snižování užitečné dodávky tepla na konečnou cenu tepla. U všech variant je tento vliv velmi podobný a nedochází k výrazným rozdílům dle použitých paliv nebo technologií.

Při výrazném snížení užitečné dodávky tepla pak dochází k výraznému zvýšení cen, kdy u všech variant dochází k nárůstu cen tepla okolo 55 % oproti základnímu scénáři, kdy byl uvažován meziroční pokles užitečné dodávky tepla o 0,5 %. Toto výrazné zvýšení cen by mohlo vést k dominovému efektu odpojování odběratelů, a ještě zvýšit cenu tepla pro ostatní odběratele připojené k CZT.

Z citlivostních analýz lze konstatovat, že největší vliv na cenu tepla má snižování užitečné dodávky tepla, bez ohledu na použitá paliva nebo technologie. Z pohledu provedených citlivostních analýz se varianty s vyšším podílem biomasy jeví, jako velmi náchylné na obtížně predikované ceny biomasy. Varianty 1 & 3 s možným spalováním biomasy tak vychází jako optimální varianty.

6 Závěr

V první části této práce byl popsán teplárenský sektor v České Republice, kdy byly identifikovány aktuální problémy a budoucí výzvy spojené s předpokládaným vývojem teplárenství. Byly identifikovány problémy vysoké ceny emisních povolenek, nerovnoměrného podnikatelského prostředí a s těmito problémy spojené investiční nestability. V budoucnu se pak české teplárenství bude muset vyrovnat zejména s novými nařízeními z EU, konkrétně nařízením o BAT a BREF, vývoji cen emisních povolenek, zvýšení podílu OZE, přechodu na teplárenství 4. generace a dalších možných nařízeních spojených s ochranou životního prostředí v rámci Národního klimaticko-energetického plánu.

V další části byly poté analyzovány teplárenství ve vybraných státech EU z pohledu palivového mixu, přístupu k regulaci cen, vlivu emisních povolenek a předpokládanému vývoji v těchto státech. Byl zjištěn vztah mezi regulováním cen tepla a povinností odběratelů připojit se k CZT, kdy v případě regulované ceny tepla mají místní samosprávné úřady právo nařídit povinné připojení odběratelů na základě cost-benefit analýzy a v opačném případě, pokud není trh s teplem regulován, neměla by ani existovat povinnost povinného připojení odběratelů. Dále byla na základě této analýzy identifikován možný vývoj teplárenství v ČR.

Identifikovaný vývoj byl poté aplikován na technickoekonomický model Teplárny Strakonice. Byly vytvořeny čtyři možné varianty tak, aby splňovaly emisní limity dle nejnovějších nařízení o BAT, minimálního podílu OZE na výrobě tepla a částečnému přechodu z parovodní na teplovodní síť. Základním sledovaným parametrem byla cena tepla pro konečného odběratele. Obecně lze říci, že varianty s hnědouhelnými kotli se spoluspalováním biomasy vedou k nižší ceně tepla pro konečného odběratele, zatímco přechod na výrobu tepla pouze z biomasy, která je navíc výrazně závislá na lokální dostupnosti biomasy, vede k výrazně vyšší ceně tepla. Navíc lze také zmínit závislost biomasy na přírodních podmínkách, kdy například v období sucha může dojít k nedostatku biomasy, a tedy výraznému zvýšení její cen, popřípadě k úplnému omezení dodávek biomasy, to pak může mít za následek i přerušení dodávek tepla.

Pro ilustraci dopadu zvýšených cen tepla byl analyzován dopad růstu cen tepla na typického odběratele tepla, tedy byt o rozloze 70 m² a roční spotřebě tepla 23 GJ. U Varianty 2 se tyto náklady pohybovaly okolo 1100 Kč ročně, u Varianty 3 pak okolo 900 Kč ročně v případě Varianty 4 pak mezi 4000–5000 Kč ročně. Nutno podotknout, že tyto odhady navýšení ročních nákladů platí pouze pro uvažovaný model teplárny Strakonice, tedy pro konfiguraci dané sítě a daného teplárenského zařízení. V případě ostatních tepláren se tyto náklady mohou řádově výrazně lišit, jelikož cena tepla má výrazný lokální charakter.

U všech variant lze pozorovat skokové zvýšení ceny v roce 2022 vlivem provedených investic, kdy u některých variant je toto skokové navýšení v řádu desítek procent a lze očekávat velký odpor ze strany odběratelů, kterým by tak meziročně náklady na teplo vzrostly o několik tisíc korun. Toto skokové zvýšení by mohlo být zmírněno participací lokálních úřadů, například formou dotací. Pokud by došlo k výraznému skokovému navýšení cen, hrozí odpojování odběratelů, což by mohlo mít významné důsledky na cenu tepla zbylých odběratelů. Otázkou však zůstává, na jaké zdroje tepla by tito odběratelé přešli, kdy například plynové kotelny musí splnit rozptylové studie a vytápění elektřinou pak nemusí splnit průkaz energetické náročnosti budov. Jako další možné řešení se tedy nabízí tepelné čerpadlo, popřípadě OZE.

Zároveň bylo provedeno srovnání s průměrnou cenou tepla z domovní plynové kotelny. Bylo zjištěno, že první 3 varianty mají cenu tepla pro konečného odběratele nižší, než je předpokládaná cena tepla z domovní kotelny. Lze tedy říci, že v případě zvolení jedné z prvních 3 variant by nemělo docházet k odpojování zákazníků z důvodu vysoké ceny tepla. Dalším faktem, který hovoří ve prospěch tepla dodávaného z CZT jsou environmentální vlivy, zejména nižší emise prachu a tuhých částic.

K dalšímu skokovému navýšení ceny pak dochází v roce 2030 vinou uvažovanému ukončení bezplatné alokace emisních povolenek. Toto navýšení je řádově okolo 5 %.

Ze základního scénáře pak vychází nejlépe Varianta 1, kdy Varianta 1 má nejnižší cenu tepla. Lze polemizovat o přínosnosti Varianty 2, kdy dojde k výraznému snížení emisí CO₂, oproti Variantě 1 a tedy by i přes vyšší cenu mohla být uvažována, jako přípustná varianta. Jako nejméně výhodná je z pohledu cen tepla Varianta 4. Z pohledu emisí CO₂ je pak Varianta 4 jasně nejvýhodnější, kdy dochází ke snížení kumulovaných emisí oxidu uhličitého až o 2,5 mil. t.

Pro úplnou analýzu byly provedeny citlivostní analýzy, kdy byla sledována změna konečné ceny tepla v závislosti na ceně emisní povolenky, ceně biomasy, ceně hnědého uhlí a užitečné dodávce tepla. Z těchto faktorů ovlivňujících konečnou cenu tepla pak má změna užitečné dodávky tepla, která ovlivní všechny varianty, a cena biomasy největší vliv na konečnou cenu tepla. V případě vysokého meziročního poklesu užitečné dodávky došlo ke zvýšení ceny tepla u všech variant o více než 55 % v roce 2045 oproti základnímu scénáři.

Odpojování odběratelů od soustav CZT tedy povede ke zvýšení ceny tepla pro ostatní odběratele, kteří budou stále odebírat teplo z příslušné soustavy CZT. Toto odpojování by mohlo být omezeno jednak tržními opatřeními (vysoká cena substitutů, ekologická daň, rozptylová studie) a jednak možností povinného připojení vydaného příslušnou městskou samosprávou, jako například v severských státech (Dánsko a Norsko).

Další faktor, který výrazně ovlivňuje cenu tepla je meziročního růstu cen biomasy, kdy v případě meziročního růstu okolo 8–10 % dochází k několikanásobně vyšší ceně tepla u všech variant oproti základnímu scénáři. Cena biomasy se tak do budoucna jeví, jako poměrně klíčový faktor při výběru příslušných technologií. I z tohoto důvodu nelze doporučit varianty, které budou výrazně závislé na biomase, a tedy i poměrně rizikové vzhledem k možným problémům s dodávkou biomasy popsanych výše.

V souvislosti s předchozím porovnáním v základním scénáři a na základě vyhodnocení citlivostních analýz lze doporučit jako nejvýhodnější Variantu 1, která dosahuje poměrně konstantních konečných cen tepla i v extrémních případech růstu cen energetických komodit nebo emisních povolenek. Navíc v případě nízkých cen biomasy lze zvýšit podíl spoluspalované biomasy bez výraznějšího vlivu na cenu tepla a zároveň snížit emise oxidu uhličitého.

Jako další varianty, které nebyl zkoumány lze uvažovat kotle na zemní plyn, popřípadě bioplyn nebo variantu spalování či spoluspalování komunálního odpadu. Zároveň lze také zkoumat spalování různých druhů biomasy.

Závěrem lze ještě dodat, že při sestavování modelu bylo provedeno několik zjednodušujících předpokladů a odhadů vývoje cen energetických komodit a z toho důvodu jsou možné určité nesrovnalosti s přesným modelem Teplárny Strakonice. Tento model však měl sloužit k predikci cen tepla pro konečného odběratele v závislosti na identifikovaném vývoji teplárenství a použití různých technologií, kdy by tato zjednodušení neměla mít významný vliv na porovnání uvedených variant. Výsledky odpovídají technologiím v Teplárně Strakonice a parametrům příslušné teplárenské

soustavy, nelze tedy výsledky plošně vztáhnout na všechny teplárny v ČR, můžeme však předpokládat podobný vliv těchto vybraných technologií.

Seznam zkratk

BAT	Best available techniques
BREF	Best available techniques Reference document
CZT	Centrální zásobování teplem
EU	Evropská unie
EU ETS	European Union Emissions Trading System
IP	Integrované povolení
KVET	Kombinovaná výroba elektřiny a tepla
MPO	Ministerstvo průmyslu a obchodu
OZE	Obnovitelná zdroj energie
SEK	Státní energetická koncepce
TG	Turbogenerátor

Seznam tabulek

Tabulka 1 - Zdroje tepla v rezidenčním sektoru v roce 2016. Zdroj: MPO [1].....	15
Tabulka 2 - Položky pro výpočet věcně usměrněných cen tepla. Zdroj: ERÚ [13]	19
Tabulka 3 Roční průměrné limity spalovacích zařízení na hnědé nebo černé uhlí, dle BAT. Zdroj [22]	22
Tabulka 4 Srovnání vybraných států.....	36
Tabulka 5 Roční průměrné limity spalovacích zařízení na hnědé nebo černé uhlí. Zdroj [22].....	41
Tabulka 6 Zelený bonus na vyrobenou elektřinu v KVET v roce 2019. Zdroj: ERÚ.....	43
Tabulka 7 Zelené bonusy za spoluspalování a spalování biomasy v roce 2019. Zdroj: ERÚ	44
Tabulka 8 Technické parametry kotlů	46
Tabulka 9 Technické parametry turbogenerátorů	46
Tabulka 10 Srovnání naměřených emisních limitů v roce 2017 a porovnání s novými emisními limity v mg/Nm ³	47
Tabulka 11 Přehled cen energetických komodit	54
Tabulka 12 Investiční náklady jednotlivých variant.....	60

Seznam obrázků

Obrázek 1 - Vývoj palivového mixu v soustavách CZT v ČR v letech 2010-2016. Zdroj: MPO [1]	14
Obrázek 2 - Spotřeba tepla v soustavách CZT v ČR v letech 2010-2016 dle sektorů. Zdroj: MPO [1]...	15
Obrázek 3 - Vývoj ceny emisní povolenky za posledních 5 let v EUR. Zdroj: Markets Insider.	17
Obrázek 4 - Palivový mix. Zdroj: DEA [27]	25
Obrázek 5 - Předpokládaný vývoj spotřeby tepla a výrobních zařízení. Zdroj: DEA [25]	27
Obrázek 6 - Celková spotřeba energie v palivu na výrobu tepla v CZT ve Švédsku v roce 2016. Zdroj: SEA [33]	28
Obrázek 7 - Celková spotřeba energie v palivu na výrobu tepla v Německu v roce 2016. Zdroj AGFW [42]	31
Obrázek 8 - Palivový mix v Norsku v roce 2017. Zdroj: SSB[51]	34
Obrázek 9 Historický vývoj teplárenských soustav a princip fungování teplárenství 4. generace. Zdroj: Medium [60].....	40
Obrázek 10 Zjednodušené technologické schéma teplárny. Zdroj: Teplárna Strakonice	45
Obrázek 11 Předpokládaný vývoj užitečné dodávky tepla	49
Obrázek 12 Předpokládaný vývoj ztrát na rozvodech	50
Obrázek 13 Graf odhadovaného vývoje cen energetických komodit	54
Obrázek 14 Odhad vývoje cen emisních povolenek a procenta alokovaných povolenek	55
Obrázek 15 Koeficienty měsíční výroby elektřiny	59
Obrázek 16 Odhad vývoje cen elektrické energie v souvislosti s odhadovanou cenou emisní povolenky	60
Obrázek 17 Regulovaná cena tepla bez DPH.....	62
Obrázek 18 Regulovaná cena tepla s DPH.....	63
Obrázek 19 Roční rozdíl nákladů na teplo pro domácnost	64
Obrázek 20 Kumulované náklady na teplo pro domácnost	65
Obrázek 21 Kumulované emise CO ₂	65
Obrázek 22 Citlivostní analýza cena emisní povolenky, rok 2030.....	67
Obrázek 23 Citlivostní analýza cena emisní povolenky, rok 2040.....	67

Obrázek 24 Citlivostní analýza cena biomasy, rok 2035	68
Obrázek 25 Citlivostní analýza cena biomasy, rok 2045	69
Obrázek 26 Citlivostní analýza cena hnědého uhlí, rok 2035.....	70
Obrázek 27 Citlivostní analýza cena hnědého uhlí, rok 2045.....	70
Obrázek 28 Citlivostní analýza užitečná dodávka tepla, rok 2035	71
Obrázek 29 Citlivostní analýza užitečná dodávka tepla, rok 2045	72

Seznam rovnic

Rovnice 1 Celková výroba tepla.....	48
Rovnice 2 Užitečná dodávka tepla	48
Rovnice 3 Spotřeba tepla na výrobu elektřiny	49
Rovnice 4 Ztráty na rozvodech	49
Rovnice 5 Špičková výroba tepla	50
Rovnice 6 Svorková výroba elektřiny	50
Rovnice 7 Prodej kogenerační elektřiny	51
Rovnice 8 Prodej kondenzační elektřiny	51
Rovnice 9 Spotřeba hnědého uhlí	51
Rovnice 10 Spotřeba biomasy	51
Rovnice 11 Spotřeba mazutu	52
Rovnice 12 Spotřeba vápence	52
Rovnice 13 Emise CO2	53
Rovnice 14 Palivové náklady	53
Rovnice 15 Osobní náklady	54
Rovnice 16 Náklady na emisní povolenky	55
Rovnice 17 Výpočet regulované ceny tepla	56
Rovnice 18 Výpočet základního rozdělovacího koeficientu na tepelnou energii.....	56
Rovnice 19 Výpočet váženého průměru nákladů na kapitál (WACC).....	57
Rovnice 20 Výnosy z prodeje tepla.....	57
Rovnice 21 Výnosy z prodeje elektřiny.....	58
Rovnice 22 Zelené bonusy z prodeje elektřiny.....	58
Rovnice 23 Výpočet tržby za kondenzační a kogenerační výrobu.....	58
Rovnice 24 Rovnice pro výpočet čisté současné hodnoty.....	61

Seznam příloh

Příloha 1: Model_teplárny.xlsx

Přehled použité literatury

- [1] Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR, “Zpráva o vývoji energetiky v oblasti tepla za rok 2016,” p. 31, 2016.
- [2] European Commission, “The EU Emissions Trading System (EU ETS),” 2016.
- [3] Ministerstvo životního prostředí, “Zpráva o provádění čl. 10c směrnice 2003/87/ES v České republice za rok 2017,” pp. 2017–2018, 2018.
- [4] European Commission, “EU Emissions Trading System (EU ETS) | Climate Action.” [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_en. [Accessed: 13-Nov-2018].
- [5] I. Ryšavý, “Účastníci Dnů teplotnosti a energetiky apelovali na vládu, aby pokračovala v přidělování povolenek na čisté investice | Moderní Obec,” 2018. [Online]. Available: <https://moderniobec.cz/ucastnici-dnu-teplotnosti-a-energetiky-apelovali-na-vladu-aby-pokracovala-v-pridelovani-povolenek-na-ciste-investice/>. [Accessed: 13-Nov-2018].
- [6] Teplárenské sdružení České republiky, *Teplárny loni investovaly do snížení emisí téměř 3 miliardy Kč*. tzbinfo, 2017.
- [7] J. Blažíček, “Jaká je budoucnost CZT – 1. část,” 2015. [Online]. Available: <https://energetika.tzb-info.cz/teplotnosti/13454-jaka-je-budoucnost-czt-1-cast>. [Accessed: 18-Nov-2018].
- [8] R. Doc.Ing. Povýšil, “Energetický audit a problematika stanovení nákladů spojených s odpojením od soustavy CZT,” vol. 136, no. 1, pp. 23–42, 2002.
- [9] Teplospol a.s., “(Ne)Výhody vlastní kotelny - Teplospol.” [Online]. Available: <http://www.teplotnosti.cz/cs/uzitecne-informace/ne-vyhody-vlastni-kotelny.html>. [Accessed: 18-Nov-2018].
- [10] Teplárenské sdružení České republiky, “Náklady na teplo.” [Online]. Available: <http://www.naseteplo.cz/?id=1025>. [Accessed: 18-Nov-2018].
- [11] M. Lišková, “Bytové domy přecházejí na vlastní vytápění - Pražský deník,” 2017. [Online]. Available: <https://prazsky.denik.cz/z-regionu/bytove-domy-prechazeji-na-vlastni-vytapeni-20170908.html>. [Accessed: 04-Jan-2019].
- [12] Parlament České republiky, “458/2000 Sb. Energetický zákon,” 2000. [Online]. Available: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2000-458>. [Accessed: 18-Nov-2018].
- [13] Energetický regulační úřad, “Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 2/2013 ze dne 1. listopadu 2013, k cenám tepelné energie,” 2013.
- [14] Energetický regulační úřad, “Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 5/2018 ze dne 6. listopadu 2018, kterým se mění cenové rozhodnutí ERÚ č. 2/2013, k cenám tepelné energie, ve znění cenového rozhodnutí ERÚ č. 4/2015,” 2018.
- [15] Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR, “Státní energetická koncepce,” pp. 1–19, 2014.
- [16] European Commission, “Governance of the Energy Union - European Commission.” [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/governance-energy-union>. [Accessed: 18-Nov-2018].
- [17] European Commission, “Revision for phase 4 (2021-2030) | Climate Action.” [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/revision_en. [Accessed: 18-Nov-2018].

- [18] THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL OF THE EUROPEAN UNION, "DECISION (EU) 2015/1814 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 6 October 2015 concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading scheme and amending Directive 2003/87/EC," 2015. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2015.264.01.0001.01.ENG. [Accessed: 18-Nov-2018].
- [19] M. Voříšek, "Šéf E.ONu požaduje cenu emisí CO2 ve výši 25-30 EUR/t, pouze pro začátek," 2017. [Online]. Available: <http://oenergetice.cz/nemecko/sef-e-onu-pozaduje-cenu-emisi-co2-ve-vysi-25-30-eurt-zacatek/>. [Accessed: 18-Nov-2018].
- [20] S. Ambrogi, "EU carbon prices could double by 2021 and quadruple by 2030 - Carbon Tracker Initiative," 2018. [Online]. Available: <https://www.carbontracker.org/eu-carbon-prices-could-double-by-2021-and-quadruple-by-2030/>. [Accessed: 18-Nov-2018].
- [21] MPO, "Nejlepší dostupné techniky (BAT)," 2017. [Online]. Available: <https://www.mpo.cz/cz/prumysl/prumysl-a-zivotni-prostredi/ippc-integrovana-prevence-a-omezovani-znecisteni/referencni-dokumenty-bref/nejlepsi-dostupne-techniky-bat--224368/>. [Accessed: 02-Dec-2018].
- [22] European Commission, "Integrovaná prevence a omezování znečištění (IPPC) Referenční dokument o nejlepších dostupných technikách pro VELKÁ SPALOVACÍ ZAŘÍZENÍ," 2017.
- [23] Council of the European Union, "Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources," 2018.
- [24] State of Green, "District Energy - Energy Efficiency for Urban Areas," 2016.
- [25] Danish Energy Agency, "Regulation and planning of district heating in Denmark," p. 27, 2016.
- [26] Energitilsynet, "ENERGITILSYNETS FJERNVARNMESTATISTIK DECEMBER 2017," no. December, 2017.
- [27] Danish Energy Agency, *Energy statistics 2016*. 2018.
- [28] Fjernvarmeforsyning, "Energitilsynets prisstatistik for fjernvarmeområdet pr. december 2017."
- [29] S. and C. Ministry of Energy, "Heating Supply Act - Executive Order of the Act on Heat Supply - retsinformation.dk." [Online]. Available: <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=190081>. [Accessed: 16-Oct-2018].
- [30] HOFOR, "Cooling the city with seawater from the harbour - State of Green," 2018. [Online]. Available: <https://stateofgreen.com/en/partners/state-of-green/news/cooling-the-city-with-seawater-from-the-harbour/>. [Accessed: 16-Oct-2018].
- [31] S. Werner, "District heating and cooling in Sweden," *Energy*, vol. 126, pp. 419–429, 2017.
- [32] K. Ericsson, "Introduction and development of the Swedish district heating systems-Critical factors and lessons learned," *Lund University*, no. March, 2009.
- [33] Swedish Energy Agency, "Energy in Sweden Facts and Figures," 2016. [Online]. Available: <http://www.energimyndigheten.se/statistik/energilaget/>. [Accessed: 18-Oct-2018].
- [34] Swedish Energy Agency, "Energy in Sweden 2017," p. 115, 2014.
- [35] Patronene Jenni, E. Kaura, and C. Torvestad, *Nordic heating and cooling: Nordin approach to EU's Heating and Cooling Strategy*. 2017.

- [36] A. Johannesson, "District heating prices," 2018. [Online]. Available: <https://www.energiforetagen.se/statistik/fjarrvarmestatistik/fjarrvarmepriser/>. [Accessed: 23-Oct-2018].
- [37] Ministry of the Environment and Energy, "District Heating Act," 2008. [Online]. Available: https://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/fjarrvarmelag-2008263_sfs-2008-263. [Accessed: 23-Oct-2018].
- [38] Stockholm Exergi, "References - Open District Heating." [Online]. Available: <https://www.opendistrictheating.com/about/references/>. [Accessed: 23-Oct-2018].
- [39] F. Levihn, "CHP and heat pumps to balance renewable power production: Lessons from the district heating network in Stockholm," *Energy*, vol. 137, pp. 670–678, 2017.
- [40] co2online, "Fernwärme: Alle Infos zu Funktion, Nutzung, Kosten & Alternativen | co2online." [Online]. Available: <https://www.co2online.de/modernisieren-und-bauen/heizung/fernwaerme/>. [Accessed: 25-Oct-2018].
- [41] Euroheat & Power, "District Energy in Germany | Euroheat & Power," 2017. [Online]. Available: <https://www.euroheat.org/knowledge-centre/district-energy-germany/>. [Accessed: 25-Oct-2018].
- [42] AGFW, "AGFW – Hauptbericht 2016," 2017.
- [43] L. Szabó *et al.*, "Dialogue on a RES policy framework for 2030 Renewable Based District Heating in Europe -Policy Assessment of Selected Member States," no. August, p. 131, 2015.
- [44] Federal Ministry fo Economic Affairs and Energy, "EEWärmeG - Law for the Promotion of Renewable Energies in the Heating Industry," 2008. [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/eew_rmeg/BJNR165800008.html. [Accessed: 27-Oct-2018].
- [45] N. C. and N. S. Federal ministry for the Environment, "Climate Action Plan 2050 – Germany's long-term emission development strategy | BMU," 2016. [Online]. Available: <https://www.bmu.de/en/topics/climate-energy/climate/national-climate-policy/greenhouse-gas-neutral-germany-2050/#c12744>. [Accessed: 27-Oct-2018].
- [46] Federal Ministry for Economic Affairs, "Economic Affairs Ministry tables new funding strategy for energy efficiency and heat from renewables," 2017. [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Pressemitteilungen/2017/20170511-economic-affairs-ministry-tables-new-funding-strategy-for-energy-efficiency-and-heat-from-renewables.html>. [Accessed: 27-Oct-2018].
- [47] Guido Bröer, "New subsidy program for 4th generation district heating in Germany – Solar District Heating," 2017. [Online]. Available: <https://www.solar-district-heating.eu/new-subsidy-program-for-4th-generation-district-heating-in-germany/>. [Accessed: 27-Oct-2018].
- [48] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, "Innovation in the heating market: funding for fuel cells will be expanded and 4th generation heating networks will be particularly promoted," 2017. [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Pressemitteilungen/2017/20170630-bmwi-setzt-auf-brennstoffzellenfoerderung.html>. [Accessed: 27-Oct-2018].
- [49] B. Lars, "First-world problem? Norway and Sweden battle over who gets to burn waste | Environment | All topics from climate change to conservation | DW | 23.11.2015," 2015. [Online]. Available: <https://www.dw.com/en/first-world-problem-norway-and-sweden-battle-over-who-gets-to-burn-waste/a-18772064>. [Accessed: 28-Oct-2018].

- [50] R. Hellen, "Trash to cash: Norway leads the way in turning waste into energy | Environment | The Guardian," 2013. [Online]. Available: <https://www.theguardian.com/environment/2013/jun/14/norway-waste-energy>. [Accessed: 28-Oct-2018].
- [51] Statistics Norway, "District heating and district cooling," 2018. [Online]. Available: <https://www.ssb.no/en/energi-og-industri/statistikker/fjernvarme>. [Accessed: 27-Oct-2018].
- [52] Ministry of Petroleum and Energy, "Act on production, conversion, transfer, turnover, distribution and use of energy, etc. (Energy Act) - Chapter. 5. District heating system1 - Law data," 2017. [Online]. Available: https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50/KAPITTEL_5#KAPITTEL_5. [Accessed: 28-Oct-2018].
- [53] Fortum, "Priser og vilkår." [Online]. Available: <https://www.fortum.no/fjernvarme/priser-og-vilkar-0>. [Accessed: 28-Oct-2018].
- [54] Ministry of Local Government and Municipal Development, "Law on Planning and Building Processing (Planning and Building Act) - Law data," 2013. [Online]. Available: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2008-06-27-71>. [Accessed: 28-Oct-2018].
- [55] ENOVA, "Fjernvarme og fjernkjøling." [Online]. Available: <https://www.enova.no/bedrift/energisystem/fjernvarme-og-fjernkjoling/>. [Accessed: 28-Oct-2018].
- [56] H. Juhler, "Country report for Norway," Oslo, 2017.
- [57] T. Kjølborg, "Norway – First Country in the World to Ban Use of Gas to Heat Buildings - Discover Scandinavia," 2017. [Online]. Available: <https://www.dailyscandinavian.com/norway-first-country-world-ban-use-gas-heat-buildings/>. [Accessed: 28-Oct-2018].
- [58] ENOVA, "Annual report 2017," pp. 1–63, 2018.
- [59] Norwegian District Heating Association, "REMOTE COOLING." [Online]. Available: <http://fjernvarme.no/index.php?pageID=99&openLevel=32>. [Accessed: 28-Oct-2018].
- [60] R. Aggarwala, "The future of urban sustainability is renewable district energy," 2017. [Online]. Available: <https://medium.com/sidewalk-talk/the-future-of-urban-sustainability-is-renewable-district-energy-1880c3377975>. [Accessed: 26-Dec-2018].
- [61] Komise EU, "PROVÁDĚCÍ ROZHODNUTÍ KOMISE (EU) 2017/1442 ze dne 31. července 2017, kterým se stanoví závěry o nejlepších dostupných technikách (BAT) podle směrnice Evropského parlamentu a Rady 2010/75/EU pro velká spalovací zařízení," vol. 1, 2017.
- [62] J. Budín, "Odsíření aneb technologické postupy snížení emisí v praxi," 2015. [Online]. Available: <http://oenergetice.cz/elektrina/odsireni-aneb-technologicke-postupy-snizeni-emisi-v-praxi/>. [Accessed: 06-Jan-2019].
- [63] V. Rubišar, "Redukce emisí NOX využitím keramického filtru," VUT, 2012.
- [64] M. Mizner, "Ověření elektrické pevnosti izolátoru elektrostatického odlučovače," 2016.
- [65] VUPEK ECONOMY spol. s.r.o., "Dlouhodobá prognóza trhu s hnědým uhlím," 2015.
- [66] P. Georgio, "European Commission sees €40 EU ETS price by 2030 | Redshaw Advisors," 2016. [Online]. Available: <https://www.redshawadvisors.com/european-commission-sees-e40-eu-ets-price-by-2030/>. [Accessed: 03-Jan-2019].

- [67] Energetický regulační úřad, “Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 4/2015 ze dne 6. listopadu 2015, kterým se mění cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 2/2013 ze dne 1. listopadu 2013, k cenám tepelné energie,” pp. 1–19, 2015.
- [68] Teplárna Strakonice, “Rekonstrukce kotlů K1 , K2 vstupuje do své poslední fáze,” pp. 43–44, 2015.
- [69] A. F. Sandvall, E. O. Ahlgren, and T. Ekvall, “Cost-efficiency of urban heating strategies – Modelling scale effects of low-energy building heat supply,” *Energy Strateg. Rev.*, vol. 18, pp. 212–223, 2017.
- [70] ČTK, “Sněmovna schválila nižší DPH na teplo,” 2018. [Online]. Available: <http://oenergetice.cz/teplarenstvi/snemovna-schvalila-nizsi-dph-na-teplo/>. [Accessed: 06-Jan-2019].