



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

Strategie trhu s plynem

Gas market strategies

Diplomová práce

Master thesis

Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**

Studijní obor: **Management energetiky a elektrotechniky**

Vedoucí práce: **doc. Ing. Jůlius Bemš, Ph.D.**

Jméno studenta: **Bc. Šárka Jablonská**

Praha 2020

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: Jablonská Jméno: Šárka Osobní číslo: 459941
Fakulta/ústav: Fakulta elektrotechnická
Zadávací katedra/ústav: Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd
Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management
Specializace: Management energetiky a elektrotechniky

II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

Strategie trhu s plynem

Název diplomové práce anglicky:

Gas market strategies

Pokyny pro vypracování:

Zmapujte legislativní rámec obchodu s plynem ve vybraných zemích.
Srovnajte cenotvorbu plynu ve vybraných zemích.
Definujte budoucí scénáře vývoje trhu s plynem.
Vytvořte balanční model plynu pro region České republiky, Slovenska a Rakouska.

Seznam doporučené literatury:

Kolektiv autorů - Úvod do liberalizované energetiky: Trh s plynem. Asociace energetických manažerů, 2016, ISBN: 978-80-260-9211-7.
Subhes C. - Energy Economics: Concepts, Issues, Markets and Governance, Springer, 2011, ISBN: 0857292676.

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

doc. Ing. Július Bemš, Ph.D., FEL ČVUT v Praze, K 13116

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

Datum zadání diplomové práce: 04.03.2020 Termín odevzdání diplomové práce: 14.08.2020

Platnost zadání diplomové práce: 19.02.2022

doc. Ing. Július Bemš, Ph.D.
podpis vedoucí(ho) práce

podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

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

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

Diplomantka bere na vědomí, že je povinna 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 studentky

Prohlášení

„Prohlašuji, že jsem předloženou práci vypracovala samostatně a že jsem uvedla veškeré použité informační zdroje v souladu s metodickým pokynem o dodržování etických principů při přípravě vysokoškolských závěrečných prací.“

V Praze dne

.....

Šárka Jablonská

Poděkování

Ráda bych zde poděkovala vedoucímu mé diplomové práce, kterým byl doc. Ing. Július Bemš, Ph.D., za jeho rady a čas, který mi při řešení dané problematiky věnoval. Ráda bych také poděkovala panu Ing. Janu Mezerovi, Ph.D. a Mgr. Aleši Jirkovi, PhD. ze společnosti ČEZ, a.s. – Trading, kteří mi poskytli velmi cenné rady v rámci několika konzultací a uvedli mě do dané problematiky. V neposlední řadě patří mé díky paní Sandře Schön, která je zaměstnankyní spol. Statistics Austria a poskytla mi velmi cenná data, podobně jako ředitel elektrárny Malženice, pan Pestún, který mi v rámci telefonické konzultace poskytl velmi důležité informace pro zpracování modelu.

Abstrakt

Tato diplomová práce se zabývá trhem zemního plynu ve třech evropských zemích – v Rakousku, Slovenské republice a České republice. Jsou zde analyzovány druhy trhů, způsoby obchodování a následně cenotvorba, která v rámci harmonizace tarifů EU prochází změnami. Poslední kapitola této teoretické části se zabývá cenotvorbou a vývojem ceny v kategorii domácností.

Hlavním cílem praktické části této práce je vytvoření bilančního modelu zemního plynu pro analyzované země v období 2020-2030. Nejprve je provedena analýza historických dat a na jejím základě a nalezených závislostí je stanoven vývoj budoucí spotřeby a vlastní produkce zemního plynu v Rakousku, České republice a Slovenské republice. Značná část tohoto modelu je navržena v programovacím prostředí Visual Basic, který je součástí programu Excel. Součástí tohoto modelu je také provoz zásobníků, které jsou neodmyslitelným prvkem plynárenské soustavy. Model byl vytvořen pro základní scénář spotřeby, je však uzpůsoben pro implementaci nových prvků jako je např. výstavba nové paroplynové elektrárny, připojení nového průmyslového podniku či zvýšení kapacity zásobníků.

Posledním částí této diplomové práce je stanovení přeshraničních toků zemního plynu pro analyzovanou oblast. Na základě analýzy historických dat je nejprve sestaven výchozí scénář, do kterého jsou následně implementovány předpoklady několika dalších scénářů, které v sobě zahrnují výstavbu nového plynovodu Nord Stream 2, využití potenciálu biometanu či výstavba nových paroplynových elektráren.

Klíčová slova

Zemní plyn, toky zemního plynu, bilanční model toků zemního plynu, Rakousko, Česká republika, Slovenská republika, trh zemního plynu

Abstract

This diploma thesis deals with the natural gas market in Austria, Slovakia, and the Czech Republic. Different kinds and ways of natural gas markets are analyzed, followed by the way of price making. In the area of price making, there have been many changes due to the European tariffs harmonization. The last chapter of the theoretical part concerns the prices for household customers.

The main goal of the practical part is to create a natural gas balance model for Austria, Slovakia, and the Czech Republic for the 2020-2030 time period. First, it is necessary to analyze the historical data and according to that set the future natural gas consumption, as well as domestic production for the three analyzed countries. Most parts of this model are designed in Visual Basic which is a part of Excel. The operation of gas stocks for each country is also designed, as an essential part of the natural gas system. The consumption model was designed for a base case scenario, however, it is partly interactive and other or additional assumptions can be implemented. For instance, new gas-steam power plant commissioning, new industry business consumption, or additional stock capacity can be added.

The last step is to calculate and set the natural gas flows for the analyzed area. Based on historical data analyzes, firstly the base scenario is created. After different assumptions are implemented into the base scenario, the other scenarios are created. For instance, one of the assumptions is implementing of impacts of the Nord Stream 2 pipeline, biomethane potential, or new gas-steam power plant operation.

Keywords

Natural gas, natural gas flows, natural gas flows balance model, Austria, the Czech Republic, Slovakia, natural gas market

Obsah

1. Úvod.....	13
2. Zemní plyn v rámci Evropy.....	15
2.1. Import.....	15
2.2. Historický vývoj spotřeby ZP v EU.....	16
2.3. ENTSOG.....	16
2.4. EU Emmission Trading System.....	18
3. Obchodování zemního plynu.....	19
3.1. Účastníci trhu s plynem.....	19
3.1.1. Fyzický tok plynu.....	19
3.1.2. Finanční toky plynu.....	19
3.1.3. Operátor trhu s plynem.....	20
3.1.4. Podmínky pro vstup do odvětví.....	20
3.2. Rezervace přepravních kapacit.....	21
3.3. Nominace přepravních kapacit.....	21
3.4. Neorganizovaný trh.....	21
3.5. Obchodování na burze.....	22
3.5.1. PXE burza.....	23
3.5.2. CEGH burza.....	24
3.5.3. Clearing.....	25
3.6. Krátkodobý trh.....	26
3.6.1. Krátkodobý trh v ČR.....	26
3.6.2. Krátkodobý trh na SK.....	29
3.6.3. Krátkodobý trh v AT.....	30
4. Cenotvorba.....	32
4.1. Přepravní tarify.....	33
4.1.1. Harmonizace přepravních tarifů.....	33
4.1.2. Metodika stanovení referenční ceny.....	34
4.1.3. Cena za rezervaci přepravní kapacity.....	34
4.2. Cenová regulace v České republice.....	35
4.2.1. Regulace na mezinárodní úrovni.....	35
4.2.2. Regulace na vnitrostátní úrovni.....	35
4.2.3. Zákazníci přímo připojeni k PS.....	36
4.2.4. Cena za rezervaci kapacity pro ČR.....	36
4.2.5. Regulace v oblasti distribuce.....	36

4.2.6. Daň ČR.....	37
4.3. Cenová regulace na Slovensku.....	37
4.3.1. Regulace na mezinárodní úrovni	38
4.3.2. Regulace na vnitrostátní úrovni.....	39
4.3.3. Regulace distribuční sítě.....	40
4.3.4. Daň z plynu	40
4.4. Cenová regulace v Rakousku	41
4.4.1. Regulace na mezinárodní úrovni	41
4.4.2. Regulace na vnitrostátní úrovni.....	43
4.4.3. Regulace v oblasti distribuce.....	43
4.5. Cenotvorba pro domácnosti.....	44
4.5.1. Historický vývoj ceny ZP pro domácnosti	45
5. Potenciál zemního plynu v ČR.....	46
5.1. Zúčastněné subjekty	46
5.2. Přeprava ZP	46
5.2.1. Přeshraniční toky	47
5.3. Spotřeba ZP	48
5.3.1. Využití ZP v dopravě na území ČR.....	49
5.3.2. Paroplynové elektrárny na území ČR.....	51
5.4. Zásobníky plynu	52
5.4.1. Stanovení cen na základě aukcí.....	52
5.5. Potenciál biometanu na území ČR	53
6. Potenciál zemního plynu na Slovensku.....	54
6.1. Zúčastněné subjekty	54
6.2. Přeprava ZP	54
6.2.1. Přeshraniční toky	55
6.3. Zásobníky plynu.....	56
6.4. Spotřeba ZP	57
6.4.1. Využití ZP v dopravě na území SK.....	58
6.4.2. Paroplynové elektrárny na území SK	59
6.5. Potenciál bioplynu a biometanu na území SK.....	60
7. Potenciál zemního plynu v Rakousku	61
7.1. Zúčastněné subjekty	61
7.2. Přeprava ZP	61
7.2.1. Přeshraniční toky	62
7.3. Spotřeba ZP	63

7.3.1. Paroplynové elektrárny v Rakousku.....	64
7.3.2. Využití ZP v dopravě na území Rakouska	65
7.4. Zásobníky plynu.....	66
7.5. Bioplyn a biometan v Rakousku.....	66
8. Vytvoření základního scénáře ČR.....	67
8.1. Stanovení spotřeby ČR.....	67
8.1.1. Postup při vytváření modelu.....	68
8.1.2. Domácnosti.....	68
8.1.3. Podniky.....	69
8.1.4. Výroba elektřiny.....	69
8.1.5. Doprava	71
8.2. Vlastní produkce zemního plynu.....	72
8.3. Zásobníky	72
8.4. Výsledky základního scénáře	73
9. Vytvoření základního scénáře SK	76
9.1. Stanovení spotřeby SK.....	76
9.1.1. Domácnosti.....	76
9.1.2. Podniky.....	77
9.1.3. Výroba elektřiny.....	77
9.1.4. Doprava	78
9.2. Vlastní produkce zemního plynu.....	78
9.3. Zásobníky	79
9.4. Výsledky základního scénáře	79
10. Vytvoření základního scénáře AT	82
10.1. Stanovení spotřeby AT.....	82
10.1.1. Domácnosti.....	82
10.1.2. Podniky.....	83
10.1.3. Výroba elektřiny.....	83
10.1.4. Doprava	84
10.2. Vlastní výroba zemního plynu.....	85
10.3. Zásobníky	85
10.4. Výsledky základního scénáře	86
11. Plánované projekty	89
11.1. Nord Stream 2	89
11.2. Baltic Pipe Polsko-Slovensko	90
11.3. BACI	91

11.4. HUAT vs. HUSKAT	91
12. Analýza přeshraničních toků ZP	92
12.1. Historická analýza toků	93
12.1.1. Vliv údržby plynovodů.....	93
12.1.2. Vliv poptávky	93
12.1.3. Cenový vliv	94
12.1.4. Změna trasy ZP	94
12.2. Přijaté předpoklady v rámci výchozího scénáře	94
12.3. Toky v rámci výchozího scénáře	94
12.3.1. Toky AT	95
12.3.2. Toky SK	95
12.3.3. Toky CZ	96
12.3.4. Shrnutí výsledků výchozího scénáře	96
12.3.5. Vyhodnocení výchozího scénáře.....	97
13. Alternativní scénáře.....	98
13.1. Scénář NS2.....	98
13.1.1. Přijaté předpoklady.....	98
13.1.2. Toky SK	98
13.1.3. Toky CZ	99
13.1.4. Toky AT	99
13.1.5. Shrnutí výsledků scénáře NS2.....	99
13.1.6. Vyhodnocení scénáře NS2	100
13.2. Scénář biometan	100
13.2.1. Přijaté předpoklady.....	100
13.2.2. Shrnutí výsledků scénáře Biometan	101
13.2.3. Vyhodnocení výsledků scénáře Biometan.....	102
13.3. Scénář PPE	102
13.3.1. Přijaté předpoklady CZ.....	102
13.3.2. Přijaté předpoklady AT	102
13.3.3. Přijaté předpoklady SK.....	103
13.3.4. Toky AT	104
13.3.5. Toky SK	104
13.3.6. Toky CZ	104
13.3.7. Shrnutí výsledků scénáře PPE	104
13.3.8. Vyhodnocení výsledků scénáře PPE	104
14. Závěrečné zhodnocení	106

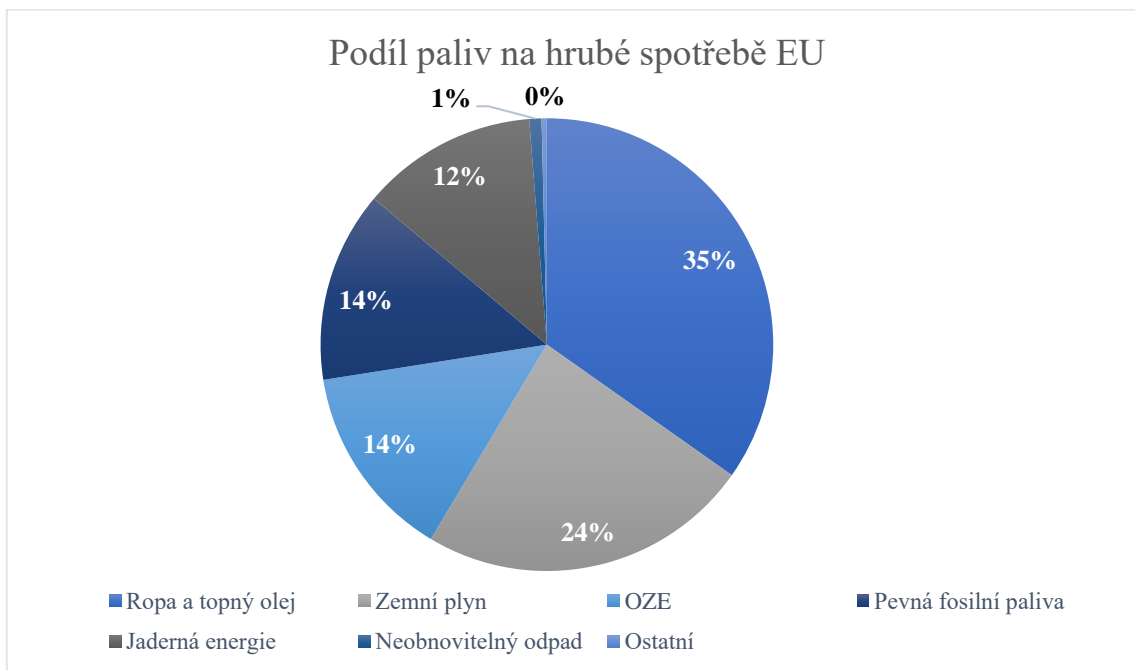
Reference.....	Chyba! Záložka není definována.
Seznam zkratk.....	114
Seznam obrázků	115
Seznam tabulek.....	116
Seznam příloh.....	117

1. Úvod

S rostoucím vývojem technologií dochází ke zvyšování energetických nároků, a to nejen v kvantitativní, ale také v kvalitativní oblasti. Několik posledních let jsou kladeny vysoké požadavky zejména na minimalizaci ekologického dopadu energetických zdrojů. Vzhledem k míře propojení energetických přenosových či přepravních soustav v rámci Evropy je cílem tyto požadavky harmonizovat. Na tuto problematiku je mimo jiné orientována energetická politika Evropské unie.

V rámci této politiky byl pro celou EU vytyčen cíl dosažení tzv. „uhlíkové neutrality“ do roku 2050. To znamená, že v roce 2050 by mělo být dosaženo nulových emisí CO₂. Pro konec roku 2030 byl tento cíl stanoven na 40% pokles v porovnání s rokem 1990. Pro dosažení tohoto globálního cíle snížení CO₂ emisí jsou vytyčeny dílčí cíle v podobě snížení spotřeby jako takové, zvýšení účinnosti energetických zařízení a zejména postupného omezování užívání fosilních paliv a jejich nahrazování obnovitelnými zdroji. [1] Opatření, která vznikla jako reakce na tyto cíle, nejvíce zasáhnou dopravní sektor a provoz tepláren či elektráren spalujících hnědé uhlí, jak dle procentuálního zastoupení jednotlivých paliv naznačuje graf níže. Jedním takovým opatřením je například zavedení emisních povolenek a následně postupné omezování jejich bezplatného přidělu. Vznik dodatečných nákladů tak nutí současné výrobce energií implementovat nové technologie či investory hledat alternativní řešení, a to při současném zajištění konkurenceschopnosti a bezpečnosti dodávek.

Na následujícím grafu je zobrazeno zastoupení jednotlivých paliv na hrubé spotřebě EU. V roce 2017 činil podíl fosilních paliv téměř 75 %, což odpovídá 1 208 mil. toe¹. Z fosilních paliv má nejvyšší zastoupení ropa, následně zemní plyn a uhlí. Podíl OZE byl pouze 14 %. V porovnání s rokem 2015 se v rámci celkového podílu paliv jedná o stejnou hodnotu, došlo však k poklesu podílu ropy a uhlí ve prospěch zemního plynu. [2]



Obrázek 1: Podíly paliv na hrubé spotřebě EU, [2]

¹ 1 toe = 11,63 MWh

Do skupiny fosilních paliv spadá také zemní plyn, který se v rámci EU podílí na hrubé spotřebě 24 %. Množství uvolňovaných emisí při spalování zemního plynu však odpovídá přibližně polovině, tedy zhruba 350 g CO₂/kWh. [3] Tato skutečnost je způsobena samotným chemickým složením zemního plynu, dále také zpravidla vyšší účinností technologií pro jeho spalování. Zemní plyn navíc nachází své využití nejen jako palivo pro paroplynové elektrárny či vytápění domácností, nýbrž také jako alternativa v oblasti pohonných hmot (LNG, CNG). Z těchto důvodů lze v blízké budoucnosti očekávat nárůst poptávky po této komoditě a má smysl se touto problematikou zabývat. Zemní plyn by se vzhledem ke svým vlastnostem mohl stát důležitou součástí palivového mixu pro dosažení stanovených cílů EU zejména do roku 2030.

Zároveň však vznikají nové technologie, díky kterým jsme i zemní plyn schopni nahradit. Jedná se například o bioplyn, který jsme následně schopni pomocí čistících technologií přeměnit v biometan, který lze za dosažení odpovídajících parametrů následně vtlačet do plynárenské sítě.

2. Zemní plyn v rámci Evropy

Jak již bylo zmíněno v úvodu, zemní plyn představuje pro Evropu významnou energetickou komoditu. Jeho užití s sebou nese nespočet výhod v podobě nízkých emisí, možnosti užití v několika odvětvích či skladovatelnosti a jednodušší dopravě na velké vzdálenosti v porovnání s elektřinou.

2.1. Import

Existuje zde však rizikový faktor v podobě nutnosti importu. Evropa totiž není schopna pokrýt svou poptávku domácí těžbou, z nichž významnější probíhá například v Norsku. Primárním dodavatelem je tak ruská společnost Gazprom, jejíž značná část vytěženého zemního plynu je dopravována plynovody přes území Ukrajiny. Tato skutečnost představuje díky vzájemným politickým vztahům značné riziko například v podobě přerušení dodávky. Toto riziko se projevilo i při vyjednávání prodloužení kontraktu dodávek právě přes území Ukrajiny. Obě země se však nakonec dohodly a kontrakt byl prodloužen na období 2020-2024. Tento pětiletý kontrakt však zároveň obsahuje klauzuli o možnosti prodloužení o dalších 10 let. [4] V souvislosti s politickými nesrovnalostmi těchto dvou zemí vznikl plán na výstavbu nového plynovodu Nord Stream 2, který má vést paralelně vzhledem k již existujícímu plynovodu Nord Stream 1. To by způsobilo značné omezení dodávek přes území Ukrajiny, s čímž je také spojeno snížení příjmů plynoucích nejen pro Ukrajinu, ale také například Slovensko či jiné tranzitní země. Tento projekt byl již započat, jeho dokončení však stále podléhá spekulacím. [5]

Transportní cesty ruského plynu

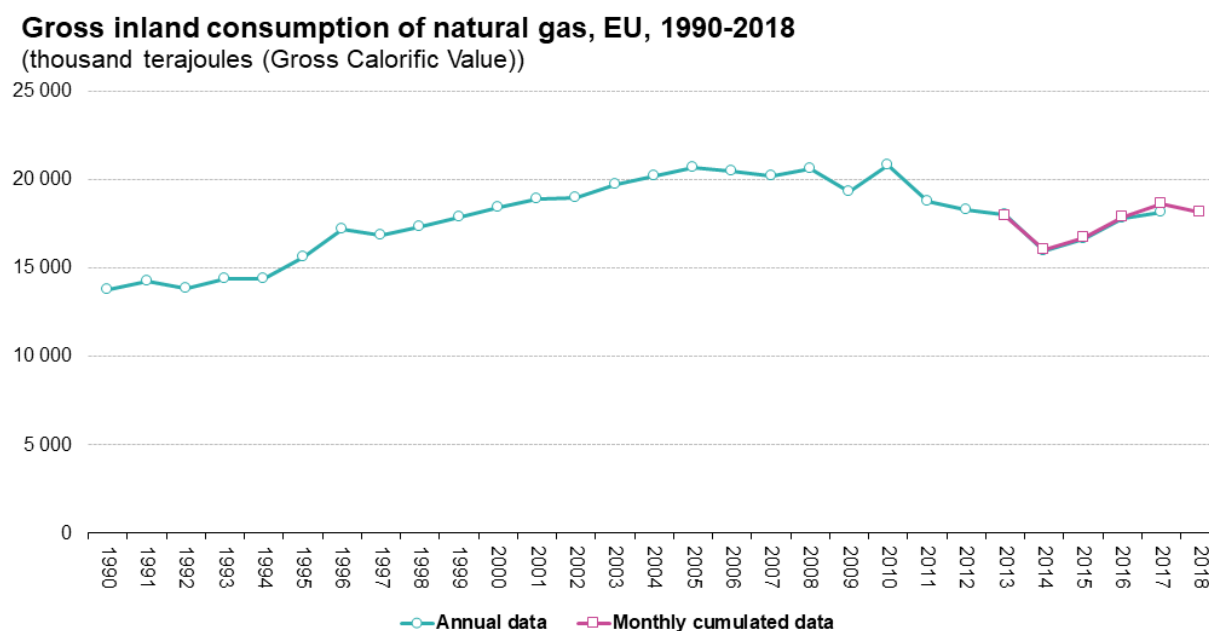


Obrázek 2: Transportní cesty ruského plynu, [6]

Zemní plyn je také dopravován v kapalné formě (LNG), a to zejména z USA. Import LNG z USA do Evropy signifikantně vzrostl po schůzce mezi americkým prezidentem Donaldem Trumpem a nyní již bývalým předsedou EK Jean-Claude Junckerem. Tato alternativa dovozu zkapalněného plynu z Ameriky pozitivně ovlivnila cenu a obchodní podmínky stanovené ruským Gazpromem, který tuto skutečnost vnímá jako konkurenci. [7]

2.2. Historický vývoj spotřeby ZP v EU

Následující graf zachycuje vývoj hrubé spotřeby zemního plynu v jednotkách tisíců TJ v zemích EU pro období 1990-2018. Celkový trend za toto období je spíše rostoucí. Mezi lety 2014 až 2018 došlo k přibližně 15% nárůstu, tedy přibližně z 15 mil. TJ na 18 mil TJ. Na základě předpokladů z přechodících kapitol lze pro další roky očekávat spíše nárůst, nikoli pokles. Podrobnější analýza však bude provedena na základě dalších kapitol. Uvedená data odpovídají uskupení EU28.



Note: Provisional data for monthly cumulated data for 2018
Source: Eurostat (online data codes: nrg_103m, nrg_cb_gas)

eurostat

Obrázek 3: Vývoj hrubé spotřeby zemního plynu v EU, [8]

2.3. ENTSOG

Pro usnadnění a posílení spolupráce v evropských zemích vznikla „Evropská síť přepravních soustav pro zemní plyn“ (ENTSOG²). ENTSOG také provozuje platformu, na které jsou zveřejňovány informace o kapacitách, nominacích, fyzických tocích či tarifech pro jednotlivé hraniční body. Tato platforma byla zřízena také na základě požadavku transparentnosti, který vychází z nařízení č. 1227/2011 o integritě a transparentnosti velkoobchodního trhu s energiemi (REMIT³). Jedná se o nástroj, který má za cíl odstranit manipulaci s trhem či zneužívání důvěrných informací na velkoobchodních trzích s energiemi osobami zasvěcenými.

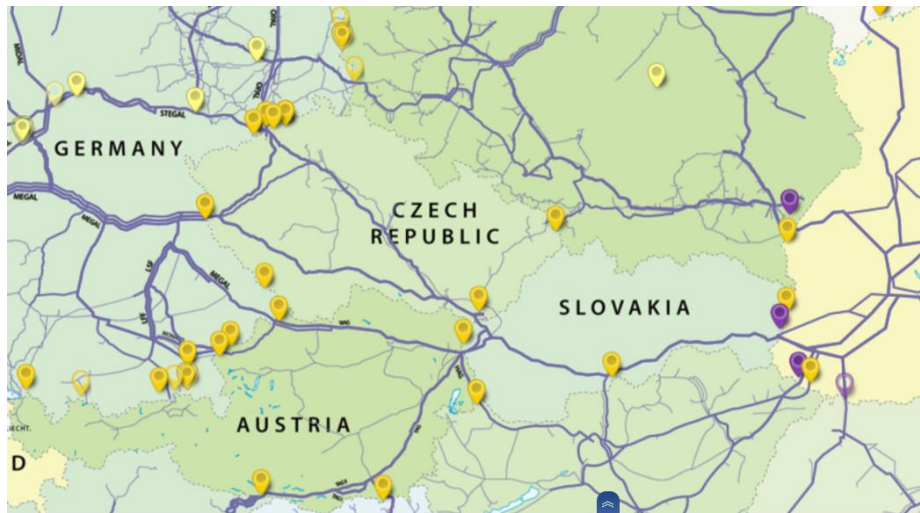
V rámci tohoto nařízení mají také regulační orgány povinnost spravovat národní registr účastníků trhu ve spolupráci s Agenturou pro spolupráci energetických regulátorů (ACER⁴). Účastníci trhu se

² ENTSOG – European Network of Transmission System Operators for Gas

³ REMIT – Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency

⁴ ACER – Agency for the Cooperation of Energy Regulators

tak musí zaregistrovat u odpovídajícího vnitrostátního orgánu, poskytnout informace potřebné k monitorování obchodování a včas zveřejňovat důvěrné informace, včetně informací týkajících se kapacity a využití zařízení pro výrobu, skladování, spotřebu nebo přenos elektřiny, zemního plynu či zkapalněného zemního plynu. V opačném případě budou vymáhány přiměřené sankce.



Obrázek 4: Plynárenská infrastruktura na platformě ENTSO-G TRANSPARENCY



Obrázek 5: Mapa členských států a jejich TSO, ENTSO-G

2.4. EU Emmission Trading System

Přestože je zemní plyn v rámci fosilních paliv považován za nejekologičtější palivo, je nutné emise vzniklé jeho spalováním uvažovat. V porovnání s hnědým uhlím jsou však až o 50 % nižší. Například v případě paroplynové elektrárny se jedná o hodnotu přibližně 350 g CO₂/kWh. [3] Tato skutečnost se také promítne do nákladů vzniklých ve spojení s emisními povolenkami, které slouží jako prostředek pro omezování skleníkových plynů. Zavedení emisních povolenek způsobilo, že se některým provozovatelům vyplatí investovat do čistících technologií pro omezení CO₂, pro jiné provozovatele je naopak méně nákladné emisní povolenku nakoupit. Pro uspokojování nabídky a poptávky po emisních povolenkách tak vznikl trh EU ETS, kde je možné je obchodovat.

EU však stále snižuje počet bezplatně přidělovaných emisních povolenek, což má významný dopad na jejich cenu. Vývoj cen emisních povolenek je však poměrně složité určit. Za několik posledních let došlo k výraznému nárůstu ceny, která v roce 2019 dosáhla téměř pětinasobné hodnoty oproti roku 2015. Pro rok 2019 byla průměrná cena povolenky necelých 27 EUR za 1 tCO₂. [9]



Obrázek 6: Historický vývoj ceny emisních povolenek, [10]

Přestože se cena emisních povolenek promítne do cen pro spotřebitele zemního plynu, jejich obchodování nebude blíže zkoumáno a následující kapitoly již budou zaměřeny na obchodování zemního plynu jako takového.

3. Obchodování zemního plynu

Zemní plyn je, stejně jako jiné komodity, obchodován krátkodobě i dlouhodobě, a to jak na mezinárodní, tak na vnitrostátní úrovni. Vzhledem k úzké spolupráci a propojení soustav členských zemí EU je cíl o harmonizaci v nejrůznějších oblastech. To znamená, že pravidla i principy pro obchodování zemního plynu jsou v rámci EU obdobné, a to i v případě účastníků trhu. Základním principem pro fungování trhu v rámci EU je TPA, resp. rTPA⁵, tedy princip přístupu třetích stran. Díky tomuto principu je (v oprávněných případech) zajištěn například přístup k infrastruktuře přirozeně vznikajících monopolů jinými společnostmi.

3.1. Účastníci trhu s plynem

Aby bylo možné obchodovat zemní plyn, je nutná existence účastníků jak na straně nabídky, tak na straně poptávky. Následující obrázek představuje zjednodušené schéma účastníků trhu se zemním plynem společně s jeho fyzickým tokem a toky plateb. Je vidět, že tyto toky nejsou totožné.



Obrázek 7: Účastníci trhu s plynem, data z [11]

3.1.1. Fyzický tok plynu

Fyzický tok plynu je realizován od **výrobce**, případně **obchodníka** užitím **přepavní** a následně **distribuční soustavy** až ke koncovému (oprávněnému⁶) **zákazníkovi**. Na fyzickém toku se podílejí také **provozovatelé zásobníků**, díky kterým je umožněno plyn skladovat. V tomto případě je tedy nutný oboustranný tok nejprve pro uskladnění a následně pro spotřebování plynu v době jeho potřeby, např. pro vyrovnání špiček.

3.1.2. Finanční toky plynu

Finanční toky jsou však zpravidla zcela odlišné. V tomto okamžiku vstupuje na trh **obchodník s plynem** (dodavatel), který koncentruje rozptýlenou poptávku menších zákazníků, od kterých na základě smluv o sdružených službách dodávky plynu přijímá platby. Ti tak nepřímou, právě skrze

⁵ rTPA – Regulated Third Party Access

⁶ Dnes hovoříme o oprávněném zákazníkovi, který si může vybrat svého dodavatele. Dříve se jednalo o tzv. chráněného zákazníka.

platby obchodníkovi, poskytují platby ostatním členům plynárenské soustavy. Obchodník tak tyto platby následně uděluje provozovatelům PS, DS a zásobníků. Za dodavatele (na maloobchodním trhu) je však považován pouze obchodník, od kterého proběhne dodávka přímo koncovým zákazníkům. Takovýto dodavatel je také považován za subjekt zúčtování a nese tak odpovědnost za odchylku. Obecně je subjektem zúčtování účastník trhu, jenž má právo přístupu k sítím, přístupu na organizované trhy a na základě smlouvy s operátorem trhu je prováděno vyhodnocování a zúčtování odchylek, za které nese zodpovědnost.

Dalším druhem obchodníka je tzv. **trader**, který obchoduje na velkoobchodních trzích jak pro nákupní, tak pro prodejní účely např. z důvodu spekulace ceny. Zpravidla tedy nedodává zemní plyn koncovým spotřebitelům. K dodávce plynu dochází buď na hraničních bodech nebo virtuálních prodejních bodech. [11]

3.1.3. Operátor trhu s plynem

Dalším důležitým účastníkem je operátor trhu, který nese z velké části zodpovědnost za obchodně-provozní záležitosti. Spolu s PPS se jedná o klíčovou instituci zajišťující fungování trhu. Zajišťuje registraci účastníků trhu, vyhodnocuje a zúčtovává odchylky subjektů zúčtování. V některých zemích zastává roli operátora trhu přímo PPS (např. slovenský eustream). V ČR je OTE zároveň provozovatelem krátkodobého trhu s plynem. Na území Rakouska tuto činnost zastává AGGM.

3.1.4. Podmínky pro vstup do odvětví

Vstup na trh s plynem však není zcela volný. Pro všechny výše zmíněné činnosti, resp. účastníky, je potřeba udělení licence, kterou uděluje daný regulační orgán (ERÚ, ÚRSO, E-Control). V případě Slovenské republiky se ve skutečnosti jedná o povolení, které je však založeno na stejném principu jako licence, jedná se tak pouze o odlišnost v názvosloví. Ve všech třech vybraných zemích je nezbytná licence či povolení pro následující činnosti v plynárenství:

- výroba plynu
- přeprava plynu
- distribuce plynu
- uskladnění plynu
- činnost operátora trhu
- obchod s plynem.

Některé z výše zmíněných činností se mohou překrývat, některé však naopak v důsledku unbundlingu musí být provozovány odděleně. Pro udělení licence pro provozování výše zmíněných činností je nutné splnit náležitosti v oblasti vzdělání (technického směru), trestní bezúhonnosti, neexistence nedoplatků, objemu dostupných finančních prostředků. Zpravidla je také nutné přidělení vlastního IČ.

Jestliže je na základě zmíněné licence účastníkovi umožněn vstup na velkoobchodní trh se zemním plynem v jedné zemi EU, znamená to, že jsou splněny podmínky pro vstup do tohoto odvětví v jakékoliv jiné zemi EU. Je však nutné registrovat se u daného operátora trhu, s čímž je spojen také poplatek, který odpuštěn není.

Každý obchodník, který chce využívat přepravní soustavu plynu, musí zpravidla nejprve uzavřít rámcovou smlouvu s provozovatelem dané přepravní soustavy. Navíc musí mít uzavřenou smlouvu o bezpečnostním certifikátu. [11]

3.2. Rezervace přepravních kapacit

Provozovatelé plynárenských soustav využívají k rezervaci kapacit pro své hraniční body mezinárodních platforem. Mezi tyto platformy patří např. PRISMA, která je ČR, AT i SK pro tyto účely využívána. Rezervace kapacit probíhá prostřednictvím aukcí na příslušných (virtuálních) hraničních bodech (VOB či VTP). Jedná se o zástupné body, které fyzicky neexistují, avšak reprezentují veškeré vstupní a výstupní body dané oblasti trhu. Touto oblastí může být a zpravidla je i celá země.

Termíny pro konání jednotlivých aukcí jsou zveřejňovány na daných platformách. Rezervovat lze kapacity zpravidla na roční, čtvrtletní či měsíční bázi. Na konání aukcí pro denní a vnitrodenní kapacity se vztahují zvláštní předpisy EU.

Pro soutěženou přepravní kapacitu rozlišujeme pohyblivou či fixní cenu. Pohyblivá cena je stanovena daným regulačním úřadem (ERÚ, ÚRSO, E-Control) a je navýšena o aukční prémii. Jedná se však o cenu z doby, kdy je přepravní kapacitu možno využít. V případě fixní ceny je o aukční prémii navýšena cena za rezervaci v době konání aukce. [12]

3.3. Nominace přepravních kapacit

Rezervace kapacit předchází nominaci, avšak je zřejmé, že celá rezervovaná kapacita nemusí být nutně využita. Pro zajištění plynulého a bezpečného chodu soustavy tak v rámci organizace trhu či obchodování probíhají již zmíněné nominace.

Na základě rámcové smlouvy mezi provozovatelem přepravní soustavy a jejím uživatelem je vytvořen tzv. shipper kód. V případě hraničních bodů musí však uživatel disponovat shipper kódem i od sousedního TSO, na základě čehož je vytvořen tzv. shipper pár. Pod tímto shipper párem následně uživatel provede nominaci kapacity pro daný hraniční bod. To lze provést pomocí informačního systému provozovatelů obou sousedních soustav, v některých případech skrze systém operátora trhu (pokud je tato funkce oddělená).

Nominace je obvykle umožněna do 14 h předcházejícího plynárenského dne. Lze jich podat libovolné množství, účinná je však vždy pouze poslední nominace a ta vstupuje do procesu tzv. matchingu. V praxi jsou nejprve přiřazeny nominace ke všem dlouhodobým kontraktům, dále přiřazování probíhá sestupně dle doby trvání kontraktu. Následně je možné uvádět renominace, a to až do 3 h daného plynárenského dne (na který byla vytvořena nominace). [11] [13]

3.4. Neorganizovaný trh

Vzhledem k nutnosti zajištění velkých objemů stále ve značné míře převládají tzv. OTC⁷ (více než 95 %) a bilaterální kontrakty. Jedná se zpravidla o dlouhodobý typ kontraktu forwardového typu na neorganizovaném/neregulovaném trhu, kde obchodování neprobíhá pod záštitou žádné instituce. Přesto je zde ohlašovací povinnost operátora trhu a platí tak všeobecné podmínky pro obchodování s energií. Vzhledem k tomu, že obchodování je založeno na smlouvách dvou protistran, je zatíženo vyšším kreditním rizikem. Naopak cenová volatilita, kterou je tento typ kontraktů zatížen, je oproti krátkodobým obchodům na burzách nízká. [11]

Následující graf zachycuje, jak se měnila forwardová cena zemního plynu pro rok 2020 dle burzy EEX.

⁷ OTC – Over the Counter



Obrázek 8: Vývoj forwardové ceny ZP pro rok 2020), data z EEX

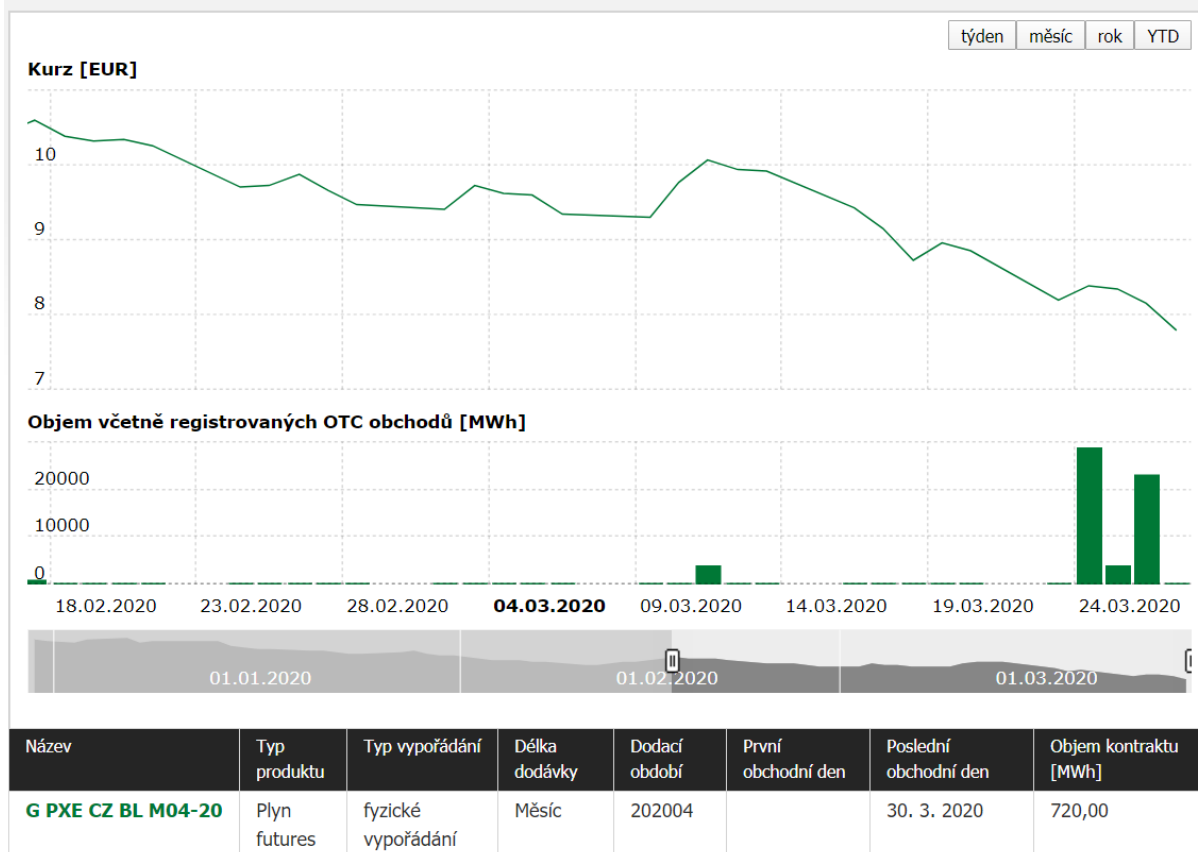
3.5. Obchodování na burze

Snaha o získání transparentnosti a vyšší likvidity vedla k rozvinutí obchodování na burzách, kde je však obchodování naprosto anonymní. Jednou z možností pro obchodování komodit na burze, tedy organizovaném trhu, jsou tzv. futures kontrakty. Jedná se o finanční termínované kontrakty, v rámci kterých je možné za předem stanovenou cenu nakoupit danou komoditu, v případě této práce zemní plyn. Zároveň však nemusí dojít k fyzickému předání a opravdu se tak děje jen ve velmi nízkém procentu případů. Výše ceny daného kontraktu se odvíjí od spotové ceny podkladového aktiva (ZP). Tato cena je však zejména u zemního plynu vázána na spoustu faktorů, což úzce souvisí s její volatilitou. Spekulace ceny či obavy z nízké dostupnosti komodity jsou časté důvody pro uzavírání těchto kontraktů.

Na rozdíl od forwardových kontraktů na sebe burzy vztahují kreditní riziko, tedy riziko, že protistrana nezplatí nebo nedodá požadovanou komoditu.

Evropských burz, kde je zemní plyn obchodován, je hned několik. Mezi nejvýznamnější patří ICE ENDEX (Velká Británie) a Powernext⁸. Ze zemí vybraných pro tuto diplomovou práci, budou dále diskutovány burzy společností CEGH a PXE. Slovenská republika vlastní burzou nedisponuje, avšak dříve zmíněné burzy mají pro tuto zemi značný význam, společně s německou burzou EEX. [11]

⁸ Powernext sídlí v Paříži, avšak patří do skupiny burzy EEX



Obrázek 9: Ukázka obchodovací platformy burzy CEGH, [14]

3.5.1. PXE burza

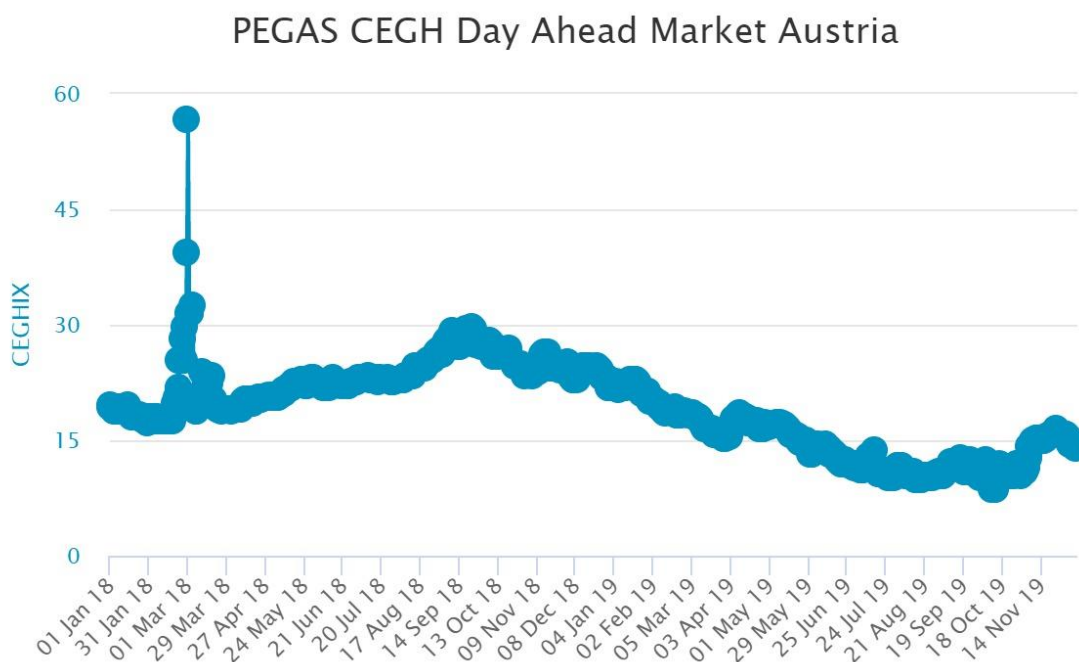
Power Exchange Central Europe, a.s. je burzovní platforma se sídlem v ČR. Následující graf zachycuje, jak se měnila komoditní cena zemního plynu na burze PXE během roku 2019 (do listopadu). Je vidět, že pro provozování paroplynových elektráren se cena vyvíjela příznivě. Během letních či podzimních měsíců klesla dokonce pod 10 EUR/MWh. Dle [15] byl tento pokles způsoben jednak přebytkem zkapalněného zemního plynu, ale také nižší cenou na ostatních zahraničních trzích. Výkyvy ceny v rámci roku jsou však značné. Zejména jsou znát sezonní výkyvy mezi zimou a létem. Avšak porovnáme-li cenu v prosinci 2019 s lednovou cenou 2019, cena ke konci roku je zřetelně nižší.



Obrázek 10: Vývoj spotové referenční ceny ZP na burze PXE, [15]

3.5.2. CEGH burza

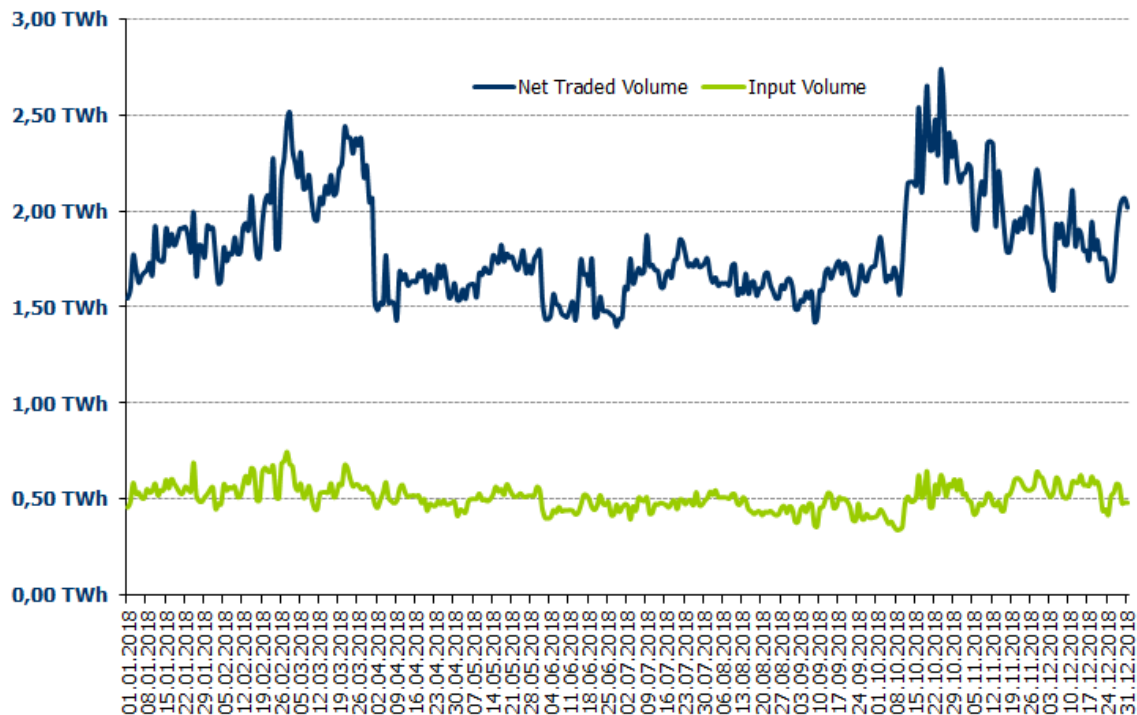
Druhou burzou, kterou jsem se v této práci zabývala, byla rakouská burza CEGH, na jejíž chodu má určitý podíl i česká burza PXE. Od indexu CEGHIX či aktuální ceny na této burze se odvíjí cenové limity pro vyrovnávací aukce pro Slovenskou republiku, které budou zmíněny v následující kapitole. Graf níže znázorňuje, jak se měnila hodnota CEGHIX na platformě PEGAS za období posledních dvou let. Jedná se o „Day Ahead Market“ cenu. Oproti roku 2018 se ceny za rok 2019 vyvíjely mnohem příznivěji. V březnu byl zaznamenán značný nárůst ceny, což mohlo být způsobeno pozastavením dodávky plynu na Ukrajinu. Dalším důvodem mohla být velmi chladná zima v prvním kvartálu tohoto roku. [14]



Obrázek 11: Vývoj CEGHIX 2018-2019, [16]

Central European Gas Hub je také jedním z velmi důležitých virtuálních obchodních bodů pro střední Evropu. Obecně platí, že pokud se v názvu vyskytuje slovo „hub“, jedná se o důležitý bod plynárenské infrastruktury. Značnou výhodou virtuálních obchodních bodů je lepší balancování a přehled o celkové likviditě dané oblasti.

Pro obchodování však není důležitá jen cena, ale také množství, které je nabízené/poptávané a množství plynu, pro které opravdu dojde k realizaci obchodu. Tato množství za rok 2018 znázorňuje následující graf.



Obrázek 12: Obchodované množství ZP CEGH, [16]

3.5.3. Clearing

Jak již bylo zmíněno, obchodování na burze je zatíženo naprosto minimálním rizikem vypořádání (kreditním rizikem). Pro vypořádání burzovních obchodů existuje několik mechanismů. V případě spotového trhu, kde se jedná převážně o obchody na denní bázi, řeší vypořádání zpravidla burza sama pomocí různých ochranných mechanismů, které zajišťují dostatek prostředků pro pokrytí všech závazků na účtech jednotlivých obchodníků. Ve většině případů je tak burzám umožněno zprostředkovat platby přímo z účtů kupujících obchodníků na účty prodávajících.

Zajištění spolehlivosti v případě vypořádání termínových obchodů je vzhledem k jejich povaze dlouhodobosti poněkud složitější. Často tak bývá využita separátní společnost (Clearing House), namísto vypořádacího centra burzy. Evropské burzy zpravidla využívají principu, který je uplatňován společností European Commodity Clearing AG. ECC je vypořádací centrum, které slouží jako protistrana vůči uzavírání všech burzovních transakcí. Vypořádání probíhá skrze clearingové členy, kterými bývají často velké banky či významní účastníci trhu. Pokud není obchodník burzy clearingovým členem přímo, musí se jím stát alespoň nepřímo skrze již zúčastněné clearingové členy, kteří tak přebírají garanci za veškeré realizované transakce.

Role clearingových center je tak důležitá pro dostání závazků v oblasti vypořádání obchodů. Mechanismus musí zajistit, aby v případě selhání jakéhokoliv účastníka v jakémkoliv okamžiku mohla burza vstoupit na trh a iniciovat operace, které budou opačného charakteru oproti selhavšímu

účastníkovi. Následující obrázek vysvětluje na jednoduchém příkladu proces obchodování na burze. [11]

	Obchodníci vstupují na burzu	Obchodní den 1	Konec OD1 Cena roku 20 EUR/MWh	Obchodní den 2 Cena roku 19 EUR/MWh	Konec OD2 Cena roku 17 EUR/MWh
OBCHODNÍK A	Obchodník vstupuje na burzu, vkládá initial margin 300 000 EUR	Obchodník kupuje 1MW roční kontrakt (8 760 MWh) za 22 EUR/MWh	Obchodník prodělává 2 EUR/MWh -> musí zaplatit burze $2 * 8\ 760 = 17\ 520$ EUR	Obchodník vyhláší bankrot. Cena spadla na -1 EUR/MWh -> má zaplatit 8 760 EUR	Má vynulovanou pozici, opouští burzu a dostává zpět zbytek initial margin (291 240 EUR)
OBCHODNÍK B	Obchodník vstupuje na burzu, vkládá initial margin 300 000 EUR	Obchodník prodává 1MW roční kontrakt za 22 EUR/MWh	Obchodník vydělává 2 EUR/MWh -> dostává od burzy $2 * 8\ 760 = 17\ 520$ EUR	Obchodník není aktivní	Obchodník vydělává 3 EUR/MWh -> dostává od burzy $3 * 8\ 760 = 26\ 280$ EUR
OBCHODNÍK C	Obchodník vstupuje na burzu, vkládá initial margin 300 000 EUR	Obchodník není aktivní	Obchodník nemá žádnou pozici	Obchodník je ochoten koupit 1MW roční kontrakt za 19 EUR/MWh od burzy	Obchodník prodělává 2 EUR/MWh -> musí zaplatit burze $2 * 8\ 760 = 17\ 520$ EUR
BURZA	Burza eviduje: A: 300 000 EUR B: 300 000 EUR C: 300 000 EUR	Burza registruje nákupní transakci obch. A a prodejní transakci obch. B	Burza inkasuje od A částku 17 520 EUR a obratem ji připsuje na účet B	Burza prodává pozice A za 19 EUR/MWh, ztrátu hradí z initial margin A	Burza bere 8 760 EUR od A, 17 520 EUR od C a posílá 26 280 EUR B

Obrázek 13: Příklad způsobu vypořádání na burze, [11]

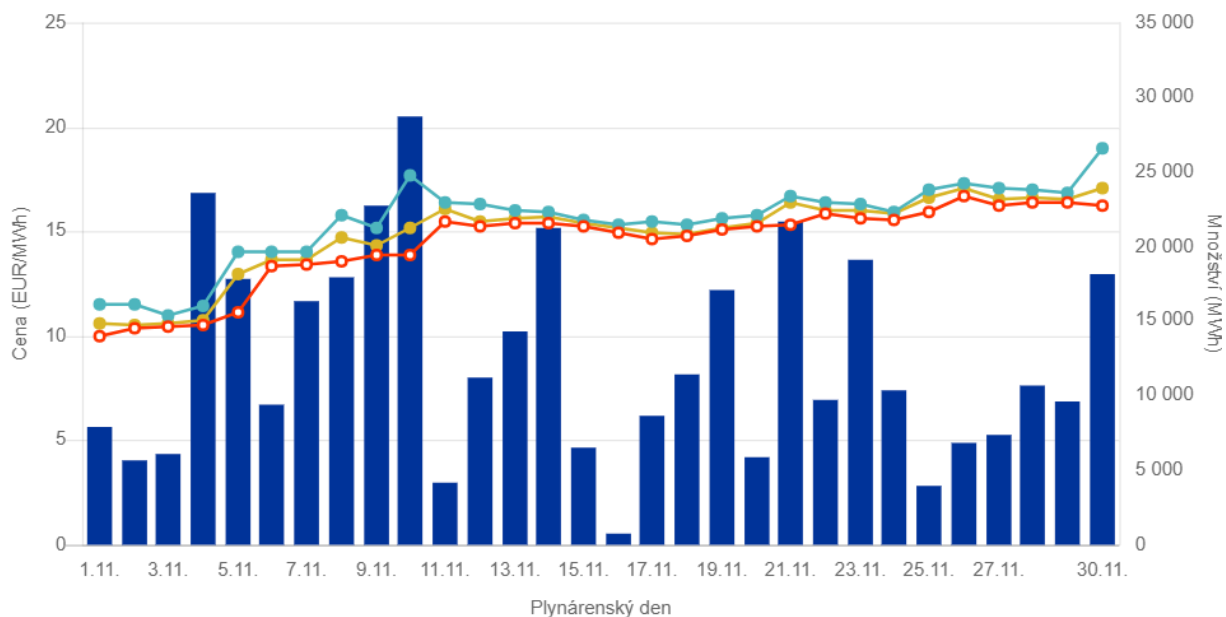
3.6. Krátkodobý trh

Jak již název napovídá, krátkodobý trh umožňuje obchodníkům zareagovat na aktuální situaci (tedy v krátké době v rámci plynárenského dne) jejich portfolia pro optimalizaci jejich obchodních pozic. Nejčastěji tedy dochází k obchodování na denní bázi. Opět zde rozlišujeme trh neorganizovaný (OTC), kde probíhá většina transakcí, a trh organizovaný pod záštitou institucí jednotlivých zemí. [11]

3.6.1. Krátkodobý trh v ČR

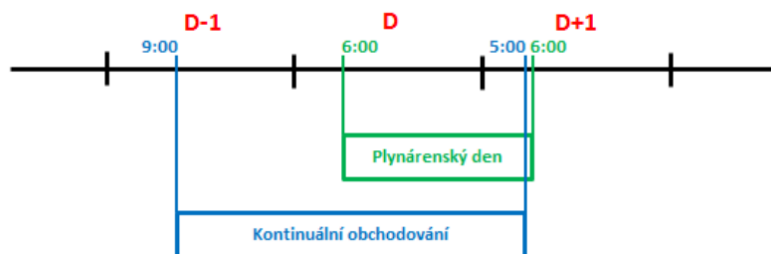
Jak již bylo zmíněno, v ČR je vnitrodenní trh s plynem organizován OTE. Pro zajištění plynulosti dodávek je nutné, aby byl trh provozován po celý rok. Jelikož se jedná o organizovaný trh, operátor trhu je tak mimo jiné povinen ručit za rizika ze strany finančního vypořádání.

Na **vnitrodenním trhu** mohou obchodovat subjekty zúčtování, PPS a PZP. V roce 2018 bylo na tomto trhu registrováno 99 obchodníků s plynem a zobchodované množství činilo 3 059 GWh. Obchodování v rámci plynárenského dne probíhá v měně EUR a místem dodání je VOB ČR. Následující graf zachycuje obchodované objemy zemního plynu a jejich ceny na vnitrodenním trhu ČR pro měsíc listopad v roce 2019. Červená křivka představuje minimální cenu, zelená naopak maximální a žlutá je cena plynu. Zatímco velikost objemů je v průběhu tohoto měsíce zatížena značným kolísáním, pro cenu zemního plynu zaznamenáváme pozvolný rostoucí trend v souladu s průběhem topné sezóny. Na začátku měsíce se cena pohybovala na úrovni 11 EUR/MWh, zatímco na konci měsíce listopad činila přibližně 17 EUR/MWh. Jedná se tedy o více než 50% nárůst. [17]



Obrázek 14: Vnitrodenní trh, listopad 2019, [17]

Vnitrodenní trh je obecně založen na kontinuálním párování nabídek a poptávek dle výše ceny a času evidování objednávky. Obchodování je zahájeno v 9 h v den předcházející dni dodávky (D-1) a je uzavřeno v 5 h dne nadcházejícího (D+1), tedy hodinu před ukončením plynárenského dne D, jak je znázorněno na *Obrázek 15*. Požadavek na minimální obchodované množství a cenu je 0,1 MWh a 0,01 EUR/MWh. Naopak maximální nabídková cena činí 4 000 EUR/MWh a maximální obchodované množství je 99 999,9 MWh.



Obrázek 15: Průběh kontinuálního obchodování na vnitrodenním trhu s plynem od 1.7.2019, [18]

Dalším krátkodobým trhem je **trh s nevyužitou flexibilitou**, kde mohou SZ poptávat či nabízet volnou flexibilitu (kladnou i zápornou). Tento trh vznikl jako reakce na fakt, že obchodníci mají dle pravidel trhu povolenou určitou denní flexibilitu/toleranci. Jedná se o určitou mez, do které pro obchodníka neplyne žádný finanční postih. V případě úspěšného zobchodování nevyužité flexibility se tak obchodník může vyhnout poplatkům z ní vyplývajících.

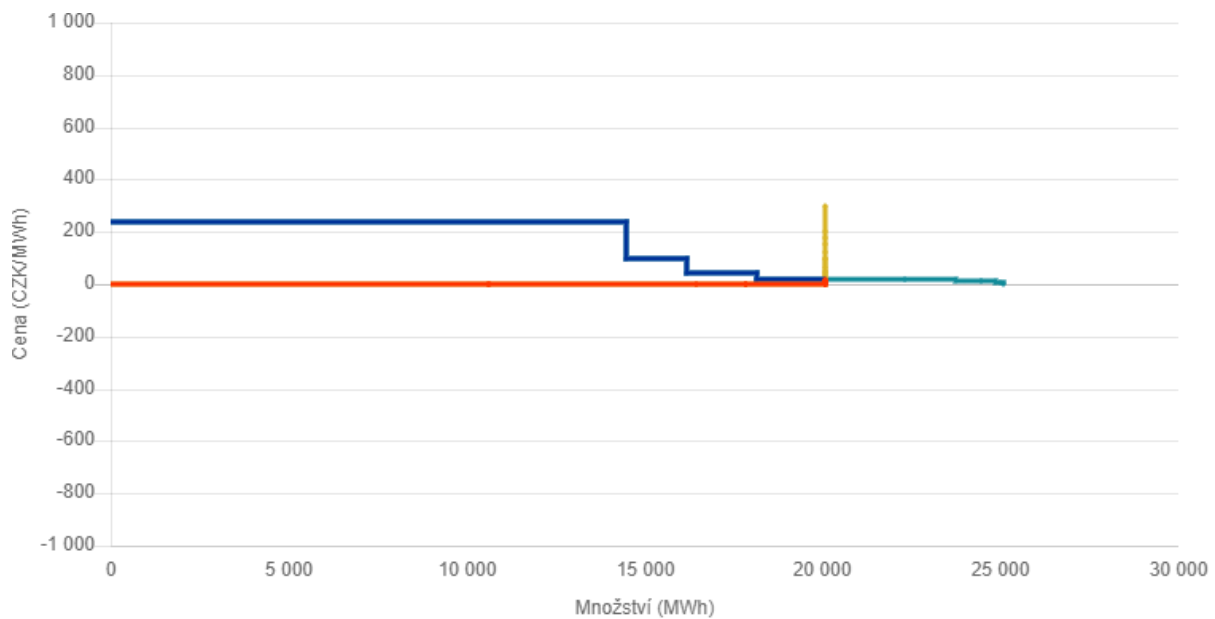
Na rozdíl od vnitrodenního trhu je zde uplatňován aukční princip, kterým je stanovena marginální cena v CZK. Vytvoří se tak křivky sesouhlasení marginální ceny a zobchodovaného množství kladné a záporné nevyužité flexibility. Výsledky jsou následně oznámeny obchodníkům zpravidla ve 13:55. Následující tabulka zobrazuje množství a cenu zobchodované flexibility v jednotlivých dnech v listopadu roku 2019. Je vidět, že množství jak nevyužitých, tak zobchodovaných flexibilit je značně rozdílné. Pouze 3. a 4.11.2019 došlo ke zobchodování téměř celého množství nevyužité

kladné flexibility. Oproti tomu cena za nevyužitou zápornou flexibilitu je po celou dobu téměř konstantní. [18]

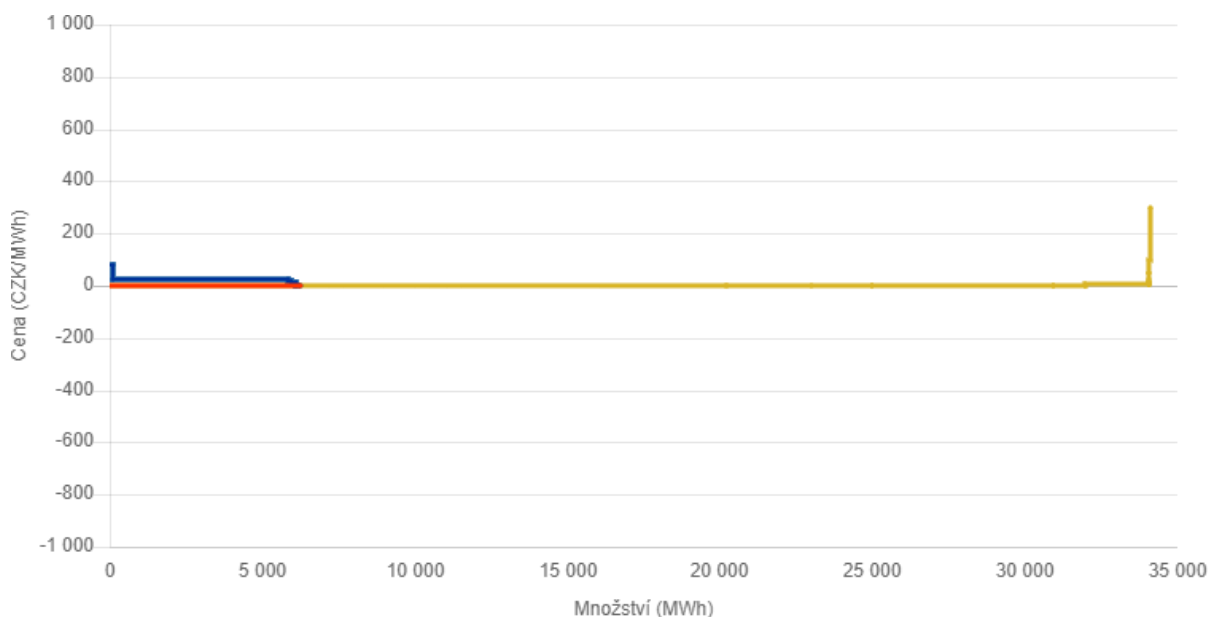
Gas Day	Positive unused flexibility volume (MWh)	Negative unused flexibility volume (MWh)	Positive traded flexibility volume (MWh)	Negative traded flexibility volume (MWh)	Positive flexibility marginal price (CZK/MWh)	Negative flexibility marginal price (CZK/MWh)
01.11.2019	62 854,821	-29 340,648	8 438,029	-18 670,744	0,01	0,90
02.11.2019	44 149,050	-32 276,900	11 863,682	-4 868,264	0,01	0,01
03.11.2019	27 452,184	-77 839,954	26 590,524	-4 340,608	15,00	0,01
04.11.2019	24 931,906	-70 084,294	24 512,311	-2 480,402	30,00	0,01
05.11.2019	37 289,510	-46 209,750	18 882,567	-726,597	1,00	0,01
06.11.2019	34 596,139	-47 098,189	9 935,913	-9 679,799	0,07	0,01
07.11.2019	31 865,903	-42 610,621	9 442,339	-444,667	0,01	0,01
08.11.2019	50 367,081	-38 656,060	7 918,672	-17 676,049	0,01	0,01
09.11.2019	20 641,080	-60 506,249	16 089,217	-1 754,543	1,00	0,01

Obrázek 16: Trh s nevyužitou flexibilitou, [19]

Následující dva grafy zachycují průběhy nabídky a poptávky na trhu s nevyužitou flexibilitou. Červená křivka představuje nabízenou sesouhlasenou flexibilitu, tmavě modrá naopak poptávanou. Žlutá křivka zobrazuje nabízenou flexibilitu a tyrkysová flexibilitu poptávanou. Je však nutné rozlišovat zápornou a kladnou flexibilitu neboli, kdy je plynu v síti nedostatek či naopak přebytek pro zachování bilance. Nutno podotknout, že podmínky toků zde nejsou tak striktní jako v případě elektřiny. Je vidět, že nabízená flexibilita v případě nevyužití kladné flexibility z tohoto dne značně převyšuje nabízenou flexibilitu v případě nevyužití záporné flexibility.



Obrázek 17: Nevyužitá záporná flexibilita dne 21.11.2019, [19]



Obrázek 18: Nevyužitá kladná flexibilita dne 21.11.2019, [19]

Mezi organizovaný trh s dodávkou na český VOB patří také CEGH Czech Gas Exchange. Jak vyplývá z názvu, jedná se tedy o společný projekt rakouské a české energetické burzy PXE. Jsou zde obchodovány produkty DA, WE, WED⁹. Pozitivním vlivem při spolupráci více zemí v rámci jednoho trhu či burzy je teoreticky předpokládaný větší počet účastníků. S tím je spojena větší likvidita trhu (dostatečné poptávané a nabízené množství plynu), jejíž důsledkem je snižování cenového rozdílu mezi ochotou koupit a prodat danou komoditu. [11]

I v případě krátkodobých trhů platí, že většina obchodů stále probíhá na těch neorganizovaných, a to na základě bilaterálních dohod či skrze brokera. Nutno podotknout, že využívání brokerů má v několika posledních letech rostoucí tendenci. Obchodované produkty jsou velmi podobné. Obchodování probíhá na den dopředu (DA), v rámci probíhajícího dne (WD), na zbytek dnů v probíhajícím týdnu (BOW) či zbytek dnů v probíhajícím měsíci (BOM).

3.6.2. Krátkodobý trh na SK

Průběh a typy krátkodobých trhů na Slovensku jsou velmi obdobné krátkodobým trhům v České republice. Rozdílem zde je fakt, že platformu pro vyrovnávací aukce pro nevyužitou flexibilitu zprostředkovává přímo TSO, kterým je zde společnost eustream. Aukce opět funguje na principu párování poptávajících a nabízejících. Její nevýhodou tedy je, že často nabízené/poptávané množství zůstane nepřirazeno. Vždy je nutno uvést typ obchodu (nabídka/poptávka), cenu, cenový limit, množství, datum, místo, začátek a konec aukce. Denní ani vnitrodenní trh s plynem však není na území Slovenské republiky zabezpečený.

Jak je vidět v následující tabulce (období leden 2018 - prosinec 2019), nejedná se o často využívaný proces, nicméně z důvodu požadavků Evropské komise musí být platforma v každé zemi implementována. [20]

⁹ DA – dodávka na příští den; WE – dodávka na příští sobotu a neděli; WED – dodávka na jeden z víkendových dní

ID Aukce	Typ	Dodací bod	Datum dodání	Požadované množství [MWh]	Finální množství [MWh]	Vážený průměr ceny [€/MWh]
2019/23	EustreamSELL	VTP	21.09.2019	2640	0	0
2019/22	EustreamSELL	VTP	05.09.2019	9000	0	0
2019/21	EustreamSELL	VTP	22.03.2019	2400	0	0
2018/20	EustreamBUY	VTP	14.11.2018	3600	3600	26,45
2018/19	EustreamBUY	VTP	18.07.2018	2040	2040	23,69
2018/18	EustreamSELL	VTP	06.04.2018	2400	0	0
2018/17	EustreamSELL	VTP	20.03.2018	2640	0	0
2018/16	EustreamSELL	VTP	07.03.2018	4080	3720	20,175

Tabulka 1: Vyrovňovací aukce ZP, [20]

Cenové limity jsou stanoveny následovně:

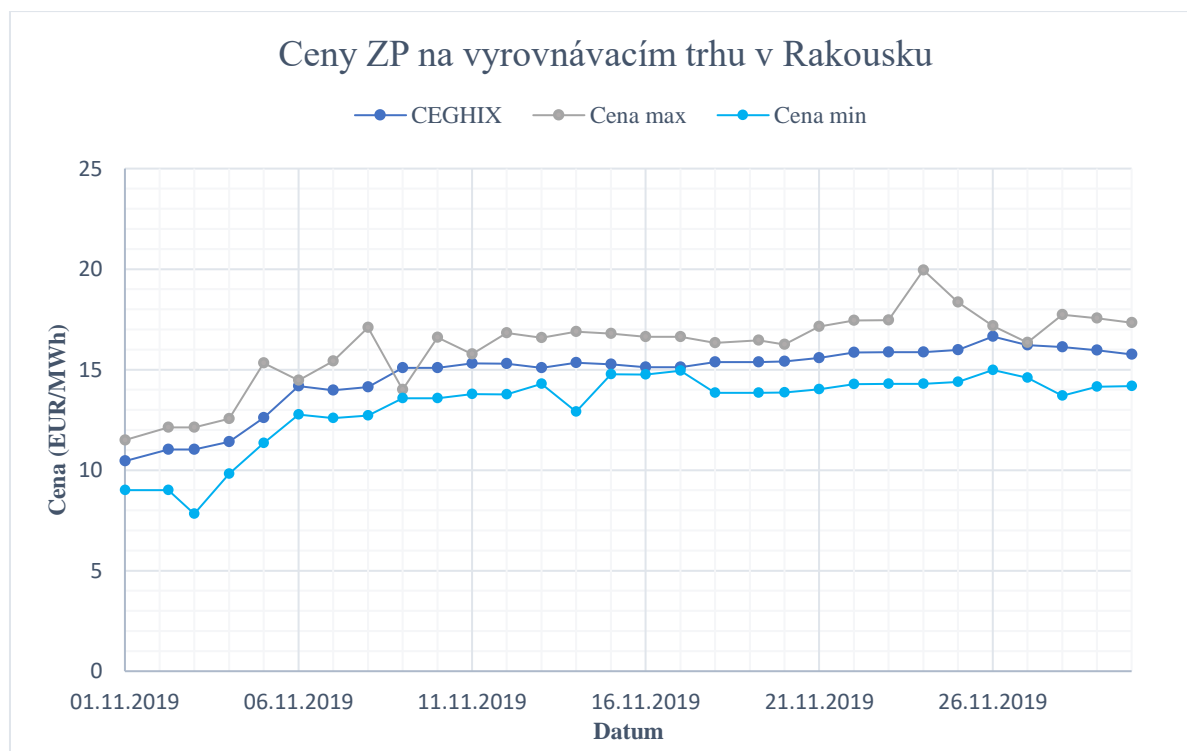
Prodej ze strany eustreamu - *minimální cena*: *Indikativní cena plynu**1.013

Nákup ze strany eustreamu - *maximální cena* : *Indikativní cena plynu**1.065,

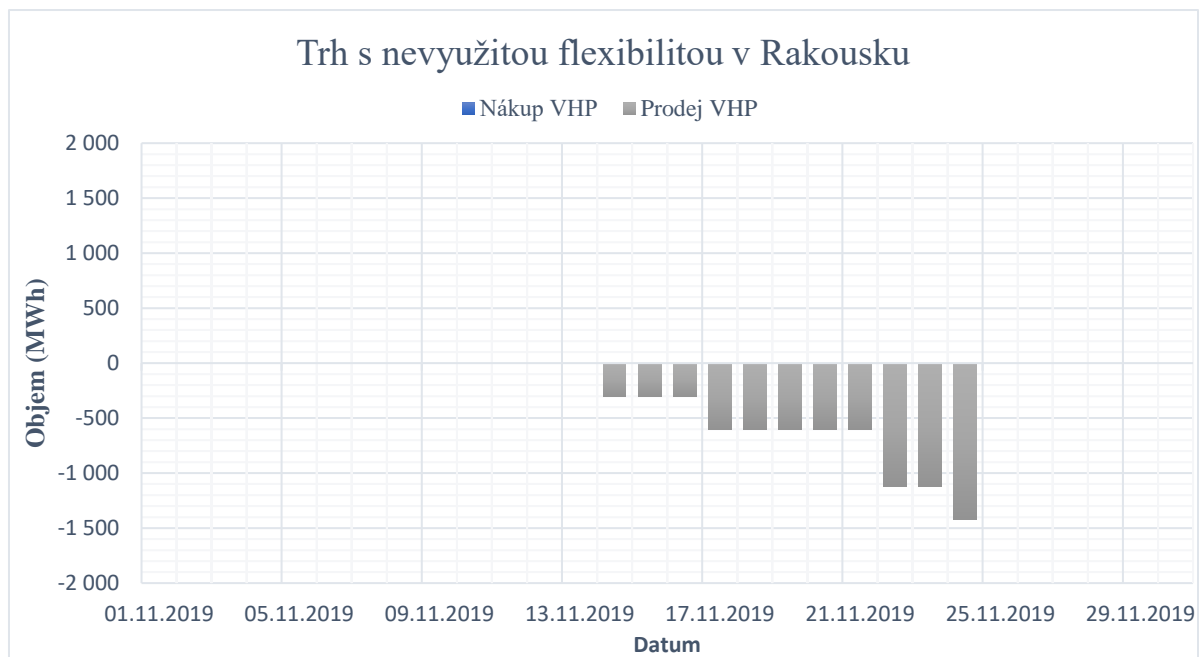
kde indikativní cena plynu odpovídá poslednímu publikovanému *CEGHIX* nebo aktuální ceně plynu dle CEGH Gas Exchange.

3.6.3. Krátkodobý trh v AT

Stejně jako v předchozích zemích i v Rakousku probíhá obchodování s nevyužitou flexibilitou v rámci krátkodobého trhu. Přístup na tento trh je zprostředkován skrze platformu spol. AGGM. Následující graf zachycuje objem zemního plynu zobchodovaného v rámci krátkodobého trhu s nevyužitou flexibilitou v Rakousku za měsíc listopad roku 2019. V tomto měsíci byla nevyužitá flexibilita zobchodována za účelem prodeje a celkový zobchodovaný objem činil přibližně 7 600 MWh. [21]



Obrázek 19: Cena ZP na vyrovnávacím trhu v Rakousku, listopad 2019, [21]



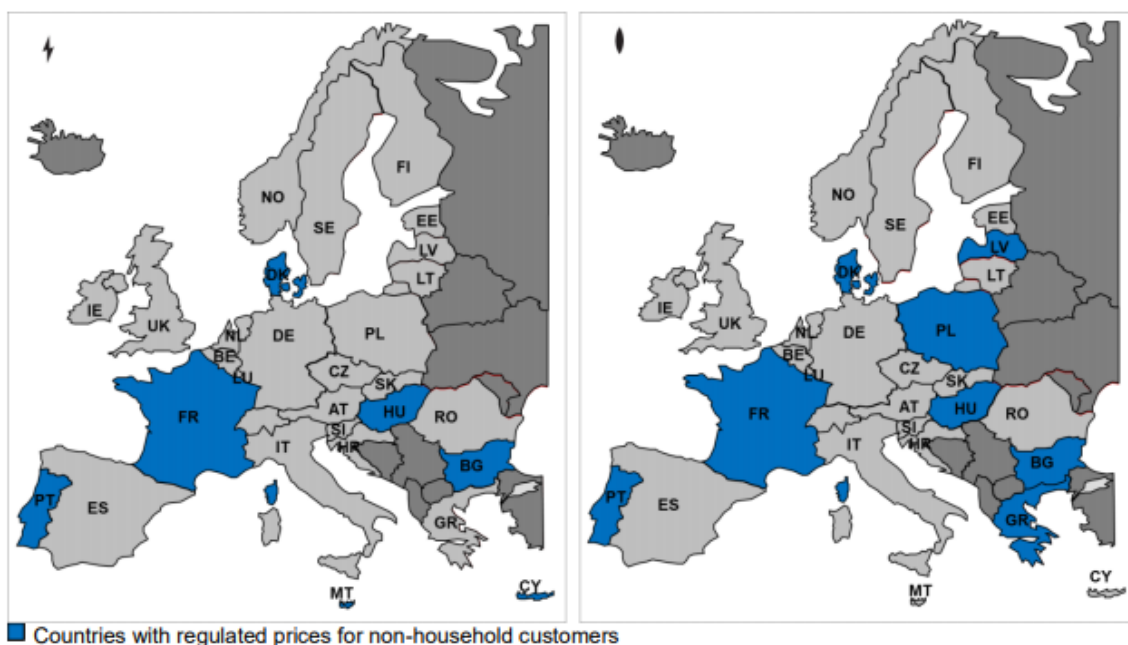
Obrázek 20: Trh s nevyužitou flexibilitou v Rakousku, listopad 2019, [21]

4. Cenotvorba

Ceny, za které je ZP obchodován, nejsou stanoveny jen na základě poptávky a nabídky. V odvětví dodávek energií zpravidla dochází ke vzniku přirozených monopolů v oblasti přepravy a distribuce, což způsobuje nutnost cenové regulace pro ochranu koncových zákazníků. Na druhé straně je však také potřeba stanovit regulovanou výši ceny tak, aby investoři generovali oprávněnou výši výnosů, resp. zisku, a jejich činnost tak nebyla prodělečná. Nejedná se však pouze o regulaci cenovou. Regulován je také samotný vstup do odvětví a standardy poskytovaných služeb. Přestože jsou tyto cíle v evropských zemích shodné, způsoby regulace se liší. V následujících kapitolách budou analyzovány a následně porovnány způsoby cenotvorby v oblasti podnikání se zemním plynem pro vybrané země EU. Na základě kapitol 3.1.1 a 3.1.2, ve kterých byly projednány fyzické a finanční toky plynu, je zřejmé, že se způsob stanovení ceny liší dle charakteru odběru. [11]

Obecně při stanovení ceny rozlišujeme regulovanou a neregulovanou složku. Neregulovaná část odráží cenu komodity na trhu a případné poplatky spojené s činností obchodníka. Cena za komoditu odráží cenu na velkoobchodních trzích. V historii platila silná závislost ceny zemního plynu na ceně ropy. Díky rostoucí popularitě obchodování na „gas hubech“ však dochází i k postupnému ústupu této závislosti a ceny jsou stále častěji odvozeny od různých indexů zemního plynu (např. CEGHIX).

Do regulované složky spadá přeprava a distribuce. Zejména na tyto složky budou zaměřeny následující kapitoly zabývající se problematikou cenotvorby ve vybraných zemích. Obrázek níže zachycuje země Evropy s cenovou regulací pro tzv. „non-household customers“, tedy pro zákazníky, kteří nemají charakter domácností. Lze tak také zaznamenat rozdíl v oblasti regulace pro elektřinu a zemní plyn (Polsko, Litva, Řecko).



Note: In the case of Portugal, transitory prices are taken into account.

Figure 35: Existence of price regulation in electricity and in gas in 2016

Obrázek 21: Země Evropy s regulací cen ZP pro zákazníky mimo domácnosti, [22]

4.1. Přepravní tarify

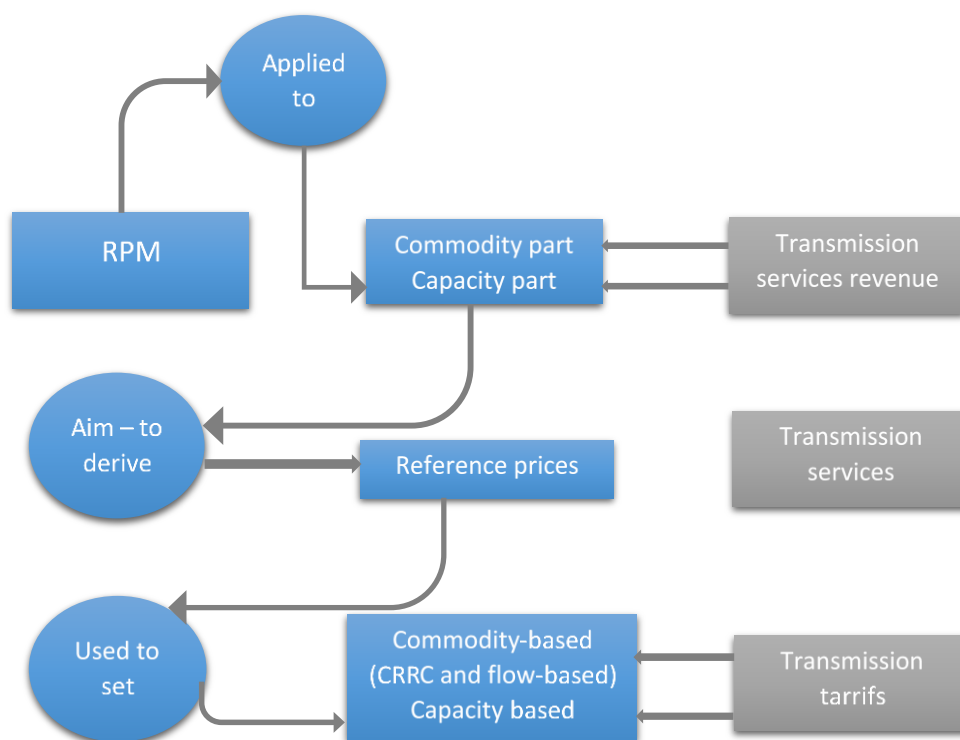
V některých zemích byla plynárenská soustava vybudována zejména pro tranzitní účely. Určitá část je však stále užívána na vnitrostátní úrovni. Je třeba tyto účely a z nich plynoucí výnosy a náklady rozlišit, aby nedocházelo ke křížovým dotacím. Následující kapitoly budou zaměřeny na tranzitní část.

4.1.1. Harmonizace přepravních tarifů

V březnu roku 2017 vydala Evropská komise *nařízení 2017/460 (NC TAR)*, kterým byl zaveden kodex sítě harmonizovaných struktur přepravních sazeb pro zemní plyn. Cílem tohoto nařízení je posílení nediskriminačního přístupu, ale také větší transparentnost, která umožňuje kontrolovat oprávněné výnosy jednotlivých přepravních společností. Je tak tedy zajištěna spravedlivá alokace nákladů mezi jednotlivé vstupní a výstupní body soustavy. Díky tomu mohou uživatelé soustavy vypočítat dané přepravní sazby a blíže určit jejich budoucí vývoj. Tento systém byl implementován ve třech fázích, z nichž poslední vešla v platnost 31. května 2019.

Struktura tarifů byla zavedena zejména pro virtuální hraniční body (VIP) a lze je rozdělit na dvě části – kapacitní a komoditní. Metodika stanovení referenční ceny je aplikována pouze na kapacitní část, která je však zároveň majoritní součástí. Její hodnota je odvozena od kapacity, vzdálenosti a je dále použita pro stanovení referenční ceny. Zjednodušený princip pro stanovení výnosů je znázorněn níže.

Další položkou, která utváří cenu, je komodita a případně ostatní služby poskytované TSO. Pro tuto část není stanovena žádná metodologie, existují pouze určitá doporučení. [23]



Obrázek 22: Výnosy a tarify TSO v rámci nařízení, [23]¹⁰

¹⁰ RPM – Reference price methodology

4.1.2. Metodika stanovení referenční ceny

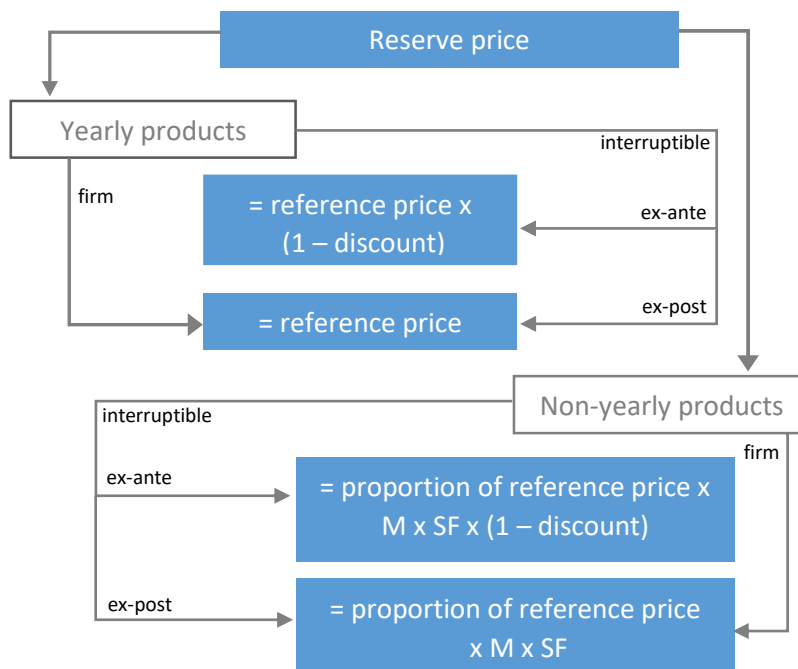
Volba metodiky stanovení referenční ceny je zásadním rozhodnutím pro daný státní regulační orgán, který ji bude následně schvalovat či nastavovat. Je nutné, aby referenční cena náležitě odrážela výši jak pro pevnou, tak přerušitelnou kapacitu. Dále je logicky nutné použít stejnou metodiku pro všechny vstupně-výstupní body, s výjimkou zemí, kde je více TSO.

Je nutné zajistit možnost opakovaného použití kalkulace tarifů, zahrnovat pouze oprávněné náklady, zajistit nediskriminační přístup a dále zabezpečit, aby nebyl ohrožen přeshraniční obchod. Každý TSO má navíc povinnost uvést srovnání výsledných cen s cenami vzniklými metodikou CWD¹¹. Zvláštní skupinu tvoří „vstupní body z a výstupní body do“ zásobníků. Těmto bodům může být defaultně poskytnuta sleva o minimální výši 50 %. [23]

4.1.3. Cena za rezervaci přepravní kapacity

Pro přeshraniční body slouží cena za rezervaci kapacity jako nejnižší cena v rámci aukce, kde rozlišujeme pět druhů produktů: roční, kvartální, měsíční, denní a vnitrodenní. V případě rezervace pevné roční kapacity cena odpovídá referenční ceně. V ostatních případech je cena upravena o multiplikátory (M) či sezonní faktory (SF).

V případech přerušitelné kapacity je zavedena tzv. „ex-ante“ či „ex-post“ sleva. Ex-ante sleva je vypočítána předem dle daného vzorce v rámci samotného nařízení. Ve výsledné hodnotě se odráží pravděpodobnost přerušení a odhadovaná ekonomická hodnota. Ve druhém případě, tedy ex-post, je kompenzace vyplacena až v případě skutečného přerušení. Nárok však vzniká pouze v případě, že v předchozím plynárenském roce fyzické přetížení soustavy přerušení nevyvolalo. Výše zmíněné postupy jsou zachyceny v následujícím obrázku. [23] [24]



Obrázek 23: Stanovení ceny za rezervaci kapacity, [24]

¹¹ CWD - Capacity Weighted Distance

4.2. Cenová regulace v České republice

Předchozí kapitoly pojednávaly o cenové regulaci na úrovni EU. Jak již bylo zmíněno, regulace pro jednotlivé státy mají stejný cíl, avšak samotná metodika pro jeho dosažení může být a zpravidla je odlišná. Důvodem je například fakt, že úloha ZP se pro jednotlivé země liší a jeho přeprava či spotřeba jsou tak zatíženy rozdílnými riziky. V následujících kapitolách se přímo zaměřím na cenotvorbu ve třech vybraných zemích, a to zejména cenotvorbu regulované části.

V důsledku nařízení NC TAR tak musely příslušné regulační orgány implementovat změny v postupu cenotvorby, aby vyhověly právě danému nařízení v oblasti transparentnosti a orientace ceny na nákladovou tvorbu. Pro ČR existuje vyšší riziko tranzitních toků oproti jiným zemím, jelikož tranzit z ČR často směřuje do zemí, které mají v dlouhodobém horizontu možnost vybrat jinou dopravní trasu toku plynu, či možnost přechodu na LNG (změna zdrojové základny). Aby nebylo toto riziko přenášeno na domácí koncové spotřebitele, rozhodlo ERÚ o rozdělení na vnitrostátní a mezinárodní přepravu ZP. V důsledku toho je však složitější splnění podmínek v rámci nařízení. Veškeré návrhy na cenotvorbu musí být konzultovány s organizací ACER, která případně následně vznesne požadavky na úpravu. [24]

4.2.1. Regulace na mezinárodní úrovni

Na mezinárodní úrovni, tedy v případě, kdy je plynárenská soustava ČR užívána pro tranzitní účely, je v rámci regulace užívána metoda **price cap**, kterou je stanoven cenový strop. Pro účely ochrany domácích spotřebitelů (snížení objemového rizika) je cena navýšena o rizikovou prémii, která má negativní dopad na transparentnost celého modelu.

ERÚ zvolil jako RPM metodologii CWD (k čemuž má agentura ACER výhrady). To tedy znamená, že v ceně je reflektován tok i kapacita. Tato metoda je založena na určení vážené průměrné vzdálenosti všech relevantních kombinací vstupních a výstupních bodů. Vzorec je následující:

$$\text{Weighted Average distance of Entry}_i = \frac{\sum_j ((\text{Distance between Entry}_i \text{ and Exit}_j) \cdot (\text{Capacity of Exit}_j))}{\sum_j (\text{Capacity of Exit}_j)},$$

kde j představuje všechny relevantní výstupní body.

Obdobný výpočet je proveden v případě výstupního bodu. Následně jsou stanoveny nákladové váhy jednotlivých bodů jako poměr mezi součinem rezervované kapacity s průměrnou vzdáleností a sumou těchto součinů. Předposledním krokem je alokace podílů výnosů z přepravních služeb jednotlivým bodům. Tuto hodnotu dostaneme jako součin dříve zmíněné nákladové váhy a celkového podílu na výnosech z přepravních služeb. Nakonec jsou stanoveny samotné tarify vydělením podílu na výnosech jeho předpokládanou rezervovanou (dlouhodobou) kapacitou. [25]

Aplikací této metodologie došlo k rozdělení výnosů v poměru 20 % pro vstupní body a zbylých 80 % pro body výstupní. Toto rozdělení je dáno právě využitím přepravní soustavy ČR jako tranzitní pro dopravení plynu do sousedních či dalších zemí, díky čemuž tak připadá vyšší podíl pro výstupní body.

4.2.2. Regulace na vnitrostátní úrovni

Vzhledem k faktu, že ČR je primárně tranzitní zemí, je nutné zabezpečit, aby nebylo objemové riziko mezinárodní přepravy přenášeno na domácí zákazníky. Z tohoto důvodu je v České republice na vnitrostátní úrovni uplatňována tzv. metodika „revenue cap“, kterou lze také chápat jako metodu výnosových limitů (zatímco pro mezinárodní přepravu je použita metoda price cap). To znamená, že cenový limit se odvíjí od stanoveného maximálního přípustného výnosu, kterého může daný

subjekt dosáhnout a snaží se motivovat investora k maximalizaci zisku pomocí minimalizace nákladů. Pro stanovení těchto výnosů slouží následující vzorec:

$$R_{t+1} = (R_t + CGA \cdot \Delta Cust) * (1 + \frac{RPI-X}{100}) + K,$$

kde

R_{t+1} jsou výnosy v uvažovaném roce (CZK),

R_t příjem ve výchozím roce (CZK),

CGA koeficient respektující přírůstek zákazníků (CZK/zákazník),

$\Delta Cust$ přírůstek zákazníků (-),

RPI změna indexu maloobchodních cen, resp. průmyslových výrobců (PPI),

K korekční faktor zahrnující náklady, které nelze ovlivnit.

Pro vnitrostátní přepravu lze tuto metodu použít, jelikož domácí spotřeba je víceméně stabilní a lze ji odhadovat s poměrně vysokou přesností, tedy i výnosy, resp. náklady související s touto činností. [25]

4.2.3. Zákazníci přímo připojeni k PS

V některých případech je možné, že odběr zákazníka je uskutečněn přímo z přepravní soustavy. V České republice je pak postup stanovení ceny následující. Cena sestává z fixní a variabilní složky. Variabilní složka ceny C_{pkom} se odvíjí od množství odebraného plynu. V roce 2020 byla cena za každou přepravenou MWh na 0,78 CZK. Fixní část ceny C_{ppz} závisí na objemu rezervované kapacity. V roce 2020 byla její výše stanovena na 2 127,72 CZK/MWh/den. To vše je možné za předpokladu splnění odpovídajících technických parametrů.

V některých případech je také možné požádat o jednosložkovou cenu. V takovém případě je výše ceny dána vzorcem:

$$C_{pjea} = \frac{C_{ppz}}{40} + C_{pkom} + 20.$$

4.2.4. Cena za rezervaci kapacity pro ČR

V případě rezervace za standardní produkty pevné přepravní kapacity je cena pro hraniční body rozdělena na fixní a variabilní část. Cena vychází z pevné roční ceny za 1 MWh rezervované denní pevné přepravní kapacity pro období jednoho kalendářního roku a je následně upravena o faktor doby trvání rezervace. Součín také slouží jako výchozí cena pro aukce přepravní kapacity. Pevná cena za rezervovanou kapacitu je dále navýšena o aukční prémii v CZK/MWh/den. Výsledný vzorec je tedy následovný:

$$C_s = C_r * F_c + AP.$$

Variabilní složka ceny je uplatňována pouze v případě výstupních hraničních bodů. Tato cena je pro rok 2020 pro každou nominovanou MWh stanovena jako součín 0,0026 x C_{NCG} . Odvozuje se od plánované nákupní ceny energie plynu na následující plynárenský den. Ta je stanovena jako výše ceny „End-of-Day Price“ na burze EEX AG pro následující plynárenský den. [26] [27]

4.2.5. Regulace v oblasti distribuce

V oblasti regulace cen služeb distribučních soustav je aplikován obdobný princip jako v případě přenosové soustavy, tedy na základě povolených výnosů. Jejich výše je dána následujícím vzorcem:

$$UPV_{dpi} = PV_{dpi} + NZ_{dpi} + ND_{dppi} + KF_{dpi} + N_{dppi},$$

kde

UPV_{dpi} jsou upravené povolené výnosy (CZK),

PV_{dpi} je hodnota povolených výnosů provozovatele DS (CZK),

NZ_{dpi} jsou náklady na nákup plynu pro krytí povoleného množství ztrát a vlastní technologickou ztrátu,

ND_{dppi} je plánovaná hodnota regulovaných nákladů na úhradu nájemného za užívání plynárenských zařízení,

KF_{dpi} je korekční faktor pro službu distribuční soustavy pro regulovaný rok i ,

N_{dppi} je plánovaná hodnota regulovaných nákladů na úhradu nájemného za užívání plynárenských zařízení v roce $i-1$. [28]

Následující tabulka zobrazuje přehled dvousložkových cen za služby distribuční soustavy do odběrného místa pro zákazníky. Jedná se o ceny společnosti GasNet, s.r.o., která je jedním z distributorů působících na území ČR.

GasNet, s.r.o.	Dvousložková cena		
Přepočtená roční spotřeba v odběrném místě v pásmu "nad – do včetně" MWh/rok	Cena za distribuovaný plyn v Kč/MWh	Roční cena za denní rezervovanou pevnou distribuční kapacitu C_{rd} v Kč/tis. m ³	Stálý měsíční plat za přistavenou kapacitu v Kč
nad 63	110,90	115 480,21	x
nad 45 do 63	143,16	x	327,87
nad 25 do 45	178,32	x	198,95
nad 15 do 25	207,72	x	139,33
nad 7,56 do 15	228,20	x	114,70
nad 1,89 do 7,56	250,90	x	100,89
do 1,89	462,74	x	67,65

Obrázek 24: Ceny pro služby DS, [29]

4.2.6. Daň ČR

Od 1. ledna roku 2020 činí základní sazba daně 264,8 CZK/MWh spalného tepla, avšak pro platbu daně platí několik osvobození. Do skupiny osvobození od platby daně patří například plyn určený pro výrobu tepla v domácnostech, plyn určený pro výrobu elektřiny, pro KVET (s minimální stanovenou účinností). Výše daně je stanovena dle „zákona č. 261/2007 Sb., o stabilizaci veřejných rozpočtů (část čtyřicátá pátá)“. [30]

4.3. Cenová regulace na Slovensku

Stejně jako v případě České republiky, i slovenský regulační orgán (ÚRSO) musel v rámci nařízení NC TAR aktualizovat metodiku cenové regulace tak, aby splňovala dané požadavky. Zvolený postup je však oproti ČR odlišný a bude popsán v následujících kapitolách.

4.3.1. Regulace na mezinárodní úrovni

Slovensko zvolilo stanovení referenční ceny založené na metodice **poštovní známky**. Výstupem této metodiky jsou separátní cena pro všechny vstupní a separátní cena pro všechny výstupní body. Referenční ceny jsou vypočítány jako podíl celkových cílových výnosů (rozdělených na vstupní a výstupní část) a celkové rezervované kapacity předpokládané pro dané vstupní/výstupní body. Pro předpověď vstupních údajů metody poštovní známky jsou použita historická data.

Cílové výnosy TR_t jsou stanoveny jako součet výnosů z objednané přepravní kapacity (kapacitní část) TR_{Cat} a výnosů z množství přepraveného plynu (komoditní část) TR_{Cot} dle následujícího vzorce:

$$TR_t = TR_{Cat} + TR_{Cot}$$

Kapacitní část cílových výnosů se určí dle rovnice

$$TR_{Cat} = RoIC + OPEX_t + Dep - DPR_t,$$

kde

$RoIC$ je průměrný zisk v EUR/rok,

$OPEX_t$ jsou provozní náklady v EUR (s výjimkou variabilních nákladů)

Dep jsou účetní odpisy RAB v EUR/rok,

DPR_t je předpokládaná výše doplňkového poplatku na pokrytí výnosů v EUR/rok.

Komoditní část cílových výnosů je určena následovně:

$$TR_{Cot} = (CF_t * rate) * CP + DPR_t,$$

kde

CF_t je předpokládaná hodnota komerčních toků ZP na vstupních/výstupních bodech v MWh,

$rate$ je sazba poplatku na základě toku v % z přepraveného objemu ZP,

DPR_t je předpokládaná výše doplňkového poplatku na pokrytí výnosů v EUR,

CP je cena ZP dle CEGH VTP Gas futures,

t je každý rok regulačního období, počínaje rokem 2020.

Následně je rozdělena kapacitní část cílových výnosů v poměru 38 % pro vstupní body a zbylých 62 % pro body výstupní. Obě kategorie výnosů jsou následně vyděleny předpokládanou kapacitou na všech vstupních/výstupních bodech (MWh/den) pro rok 2020. Tímto postupem je stanovena hodnota referenční ceny pro vstupní/výstupní body v EUR/MWh/den/rok před sekundární úpravou v podobě benchmarkingu (s CWD).

U produktů standardní přerušitelné kapacity je pro určování slev aplikován princip ex-ante. Ta je dána následujícím vzorcem:

$$D_{iex-ante} = Pro * A * 100 \%,$$

kde

Pro je faktor, který představuje pravděpodobnost přerušení, která se týká daného typu produktu standardní kapacity pro přerušitelnou kapacitu,

A je faktor úpravy, jehož účelem je zohlednit odhadovanou ekonomickou hodnotu příslušného typu produktu standardní kapacity pro přerušitelnou kapacitu.

V případě zásobníků nejsou v rámci tarifů naopak navrhovány žádné slevy a platí pro ně uplatňování stejných tarifů jako pro domácí spotřebu.

Pro Slovensko je tranzitní úloha zemního plynu ještě vyšší než pro Českou republiku. Na základě toho je vnitrostátní přepravě přiřazeno pouze 8 % výnosů, zatímco mezinárodní přepravě zbylých 92 %. Tento fakt však zároveň znamená, že Slovensko je jako tranzitní země vystaveno riziku v podobě vysoké míry konkurence jiných TSO.

VSTUP ²	Tarifná úroveň (rok 2020) (€/MWh/deň) /rok)	Finálne referenčné ceny (po sekundárnej úprave) (€/MWh/deň)/rok)	rozdiel	%
Lanžhot	107,2	119,8	12,6	11%
Baumgarten	107,2	119,8	12,6	11%
Veľké Zlievce	109,4	119,8	10,4	9%
Výrava	N/A	119,8	N/A	N/A
Domáci bod	15,8	119,8	104,0	87%
Veľké Kapušany	167,5	119,8	-47,7	-40%
Budince	167,5	119,8	-47,7	-40%

VÝSTUP ²	Tarifná úroveň (rok 2020) (€/MWh/deň) /rok)	Finálne referenčné ceny (po sekundárnej úprave) (€/MWh/deň)/rok)	rozdiel	%
Lanžhot	166,5	166,7	0,2	0,1%
Baumgarten	187,7	166,7	-21,0	-13%
Veľké Zlievce	187,7	166,7	-21,0	-13%
Výrava	N/A	166,7	N/A	N/A
Domáci bod	84,6	166,7	82,1	49%
Veľké Kapušany	230,6	166,7	-63,9	-38%
Budince	230,6	166,7	-63,9	-38%

Obrázek 25: Porovnání cen před a po sekundární úpravě

4.3.2. Regulace na vnitrostátní úrovni

Právě z důvodu vysokého podílu využití přepravní soustavy pro mezinárodní účely Slovensko minulo zavést odlišný způsob stanovování cen pro vnitrostátní účely (podobně jako ČR). Agentura ACER však s uvedenou metodikou nesouhlasila, jelikož se domnívá, že tak nebudou splněny požadavky pro transparentnost a ceny v rámci tarifů by tak nebyly správně reflektovány. Lze tedy očekávat několik změn v této oblasti regulace, aby byla v souladu s daným nařízením EU. Současné tarifní období bude končit v roce 2021, což znamená začátek nového období od ledna roku 2022. Pro Slovensko platí regulační i tarifní období po dobu 5 let¹².

Tabulka níže shrnuje způsoby, jakými ÚRSO reguluje ceny v dané oblasti (zejména na vnitrostátní úrovni). Vyjma přímého určení maximální ceny je další metodou způsob výpočtu maximální ceny či tarifu. To znamená, že je zde uplatňován režim price-cap (stejně jako na mezinárodní úrovni – viz cílové výnosy). Tématika regulace cen v oblasti plynárenství je obsažena ve „VYHLÁŠCE 223

¹² V rámci regulačních období jsou nastavena určitá pravidla, zatímco v rámci tarifních období jsou nastaveny úrovně referenčních cen.

Úradu pre reguláciu sieťových odvetví, ktorou sa ustanovuje cenová regulácia v plynárenstve“, ktorá je právne záväzná.

Oblasť regulácie	Způsob regulácie
Připojení do PS	Přímé určení maximální ceny
Připojení do DS	Způsob výpočtu maximální ceny
Připojení nových výrobců plynu do sítě	Přímé určení maximální ceny
Poskytování podpůrných služeb	Přímé určení maximální ceny a tarifu
Přístup do PS	Určení pevné ceny
Přístup do DS	Způsob výpočtu maximální ceny a tarifu
Dodávka plynu zranitelným odběratelům	Způsob výpočtu maximální cen
Výkup plynárenského zařízení	Přímé určení maximální ceny
Přístup do zásobníku a uskladnění plynu	Přímé určení maximální ceny

Tabulka 2: Oblasť a způsoby regulácie ÚRSO

Přístup do PS musí být v souladu s nařízením NC TAR a vychází z následujícího vzorce:

$$P_t = T * (1 - \alpha_i / 1000000 * C) * I_{y/m/d},$$

kde

T je výchozí sazba tarifu na vstupním/výstupním bodě (MWh/d),

α_i je faktor denní kapacity určený v rozmezí 0 až 1,

C je smluvně dohodnutá denní kapacita na vstupním bodě do PS na rok (MWh/d),

$I_{y/m/a}$ je faktor doby trvání smlouvy o přístupu do PS.

Příklad tarifů pro vstupní body slovenské přepravní soustavy je uveden v následující tabulce:

	Objednaná denní kapacita (MWh)	Sazba v EUR/(MWh/d/y)					
		Lanžhot	Baumgarten	Vel'ké Kapušany	Budince	Vel'ké Zlievce	Domácí bod
T_{en1}	0 - 18 200	107,26	107,26	167,56	167,56	110,46	15,81
T_{en2}	18 200 - 100 000	108,43	108,43	169,37	169,37	111,66	15,98
T_{en3}	100 000 - 416 000	111,89	111,89	174,83	174,83	115,25	16,5
T_{en4}	416 000 - 1 372 800	76,72	76,72	119,86	119,86	79,02	11,32
T_{en5}	1 372 800 a více	56,47	56,47	88,22	88,22	58,17	8,33

Tabulka 3: Seznam tarifů pro přístup do slovenské PS

4.3.3. Regulace distribuční sítě

Regulace přístupu do distribuční sítě a samotné distribuce plynu se vztahuje na provozovatele DS. V rámci této cenové regulace je navržena maximální cena za přístup do DS a postup jejího výpočtu, dále jsou navrženy tarify za přístup do DS a samotnou distribuci plynu, které bude daný regulovaný subjekt fakturovat uživatelům sítě.

Příklady tarifů poskytovaných distributorskou spol. SPP jsou v tabulce, která je součástí přílohy 1. Prvních 8 se týká maloodběratelů/domácností, další 2 se týkají středních odběratelů a 11-26 velkoobděratelů.

4.3.4. Daň z plynu

Slovensko je jakožto člen Evropské unie povinno zahrnout daň z elektřiny, zemního plynu a pevných paliv. Plyn, který je určen k výrobě elektřiny je však od daně osvobozen. Plátcem daně

je naopak dodavatel, který na daňovém území dodal plyn konečnému spotřebiteli či provozovatel DS, PS či PZP. Jestliže chce konečný spotřebitel odebírat plyn osvobozený od daně, musí předložit originál či notářsky ověřenou kopii povolení na odběr zemního plynu osvobozeného od daně vydaného celním úřadem. [31]

V případě, že by byl zemní plyn používán na výrobu tepla, je daň stanovena na 1,32 EUR/MWh. Pokud je plyn stlačen a následně užit jako pohonná látka, poplatek je 9,36 EUR/MWh.

4.4. Cenová regulace v Rakousku

Poslední analyzovanou zemí v oblasti cenové regulace je Rakousko. Rakouská plynárenská soustava má značný význam nejen pro Rakousko, ale také pro ostatní země, zejména střední Evropy. Nastavení adekvátních přepravních tarifů je tak klíčové. Jako regulační orgán zde působí E-Control.

4.4.1. Regulace na mezinárodní úrovni

V případě Rakouska nelze metodu zařadit ani do jedné z předchozích kategorií, princip je však opět velmi podobný. Daný provozovatel přepravní soustavy může při kalkulaci zahrnout pouze oprávněné náklady schválené regulátorem (E-Control).

Rakousko požádalo kontrolní orgán ACER o použití metodiky stanovení referenční ceny založené na virtuálním bodě (VPB¹³ method) a sloučení vstupních a výstupních bodů do homogenních skupin. Tato metoda existuje ve dvou variantách, přičemž Rakousko zvolilo metodu B.

V rámci této metodiky je nutné stanovit geografickou polohu virtuálního obchodního bodu. Jako tento bod bývá často stanoven ten bod, kterému odpovídá nejvyšší objem toku ZP. V některých případech je VTP zvolen na základě váženého průměru kapacit všech vstupních a výstupních bodů.

Poměr vstupní/výstupní kapacity je v každém bodě vypočítán vzhledem k celkové vstupní kapacitě. Geografická poloha každého vstupního/výstupního bodu se vynásobí jeho poměrným faktorem. Lokace VP je dána součtem kapacitně vážených geografických lokací. Následně jsou stanoveny vzdálenosti všech (vstupních i výstupních) bodů od bodu virtuálního. Výnosy odpovídající jednotlivým bodům odpovídají kapacitně váženým vzdálenostem. Sumy těchto kapacitně vážených vzdáleností (zvláště pro vstupní a výstupní body) následně určuje rozdělení celkových výnosů pro vstup a výstup do soustavy. Tarify jsou následně vynásobeny rezervovanou kapacitou, aby byly minimalizovány rozdíly mezi výnosy spočtenými a těmi, kterých má být dosaženo. V rámci této metody zvolilo Rakousko jako VTP Baumgarten, a to z důvodu jeho polohy a dominance v rámci toku ZP. Zavedení tarifů je očekáváno od 1. října 2020 v rámci nového regulačního období, které v Rakousku trvá 4 roky.

V následujících dvou tabulkách jsou zaznamenány výše cen v rámci harmonizovaných tarifů. Jsou zde porovnány tři různé metody – kapacitně orientovaný tarif, tarif kapacitně vážených vzdáleností a současný tarif platný od roku 2017. V případě CWD tarifu lze zaznamenat značné odchylky od zbylých dvou tarifů. Vyšší ceny jsou dány zejména tím, že metoda CWD přiřazuje většinu nákladů vstupním bodům/tarifům, čímž jsou signifikantně zvýšeny náklady pro užívání systému na vnitrostátní úrovni. [25] [23]

¹³ Virtual Point-based

TAG			
Point	capacity-based tariff	VO 2017 tariff	CWD tariff
	EUR/kWh/h	EUR/kWh/h	EUR/kWh/h
FZK Entry Baumgarten	0.85	0.77	2.29
FZK Entry Arnoldstein	1.12	1.30	2.29
FZK Exit Arnoldstein	4.89	4.63	3.27
FZK Exit distribution area	0.47	0.53	0.66
FZK Exit distribution area Carinthia	4.33	4.20	2.93
DZK Entry Arnoldstein (distribution grid)	0.68	0.62	2.06

Obrázek 26: Přehled tarifů pro vstupní a výstupní body TAG, [32]

GCA			
Point	capacity-based tariff	VO 2017 tariff	CWD tariff
	EUR/kWh/h	EUR/kWh/h	EUR/kWh/h
FZK Entry Baumgarten	0.85	0.77	2.29
FZK Entry Oberkappel	1.12	1.30	2.29
FZK Entry Überackern	1.12	1.30	2.29
FZK Entry Moson	0.85	0.77	2.29
FZK Entry Murfeld	1.12	1.10	2.29
FZK Entry Petrzalka	0.85	0.77	2.29
FZK Exit Baumgarten	1.23	1.12	0.54
FZK Exit Oberkappel	3.49	3.44	1.77
FZK Exit Murfeld	1.90	3.33	0.42
FZK Exit Mosonmagyaróvár	1.23	1.12	0.54
FZK Exit Petrzalka	1.23	1.12	0.54
FZK Exit distribution area	0.47	0.53	0.66
FZK Entry distribution area	0.00	0.00	2.29
FZK Exit Überackern	3.49	3.44	1.77
DZK Entry Überackern (Oberkappel)	1.01	1.17	2.06
DZK Exit distribution area (Baumgarten)	0.42	0.48	0.59
DZK Exit distribution area (Oberkappel)	0.42	0.48	0.59
DZK Exit Überackern (Oberkappel)	3.14	2.99	1.60
ÚA Sudal (Überackern ABG)	0.14	0.14	n.a.
ÚA ABG (Überackern Sudal)	0.14	0.14	n.a.
Exit storage 7-fields	0.43	0.40	0.42
Entry storage 7-fields	0.00	0.00	n.a.
Entry storage MAB	0.00	0.00	n.a.
Exit storage MAB	0.43	0.40	0.42

Obrázek 27: Přehled tarifů pro vstupní a výstupní body GCA, [32]

Rakousko je případem země s více (konkrétně dvěma) TSO. Metodika aplikovaná pro stanovení referenční ceny v rámci tarifů je však v obou případech shodná. Je zde zavedena tzv. „inter-TSO“ kompenzace, jejíž princip spočívá v podobě náhrady, která je stanovena před začátkem tarifního období. V rámci této kompenzace představuje přebytek jednoho TSO schodek druhého, čímž je určena částka kompenzace. Na základě této kompenzace musí společnost Gas Connect Austria platit v rámci vyrovnání společnosti TAG náhradu ve výši 9 751 000 EUR (celková roční částka). Tato roční částka musí být vyplácena měsíčně ve stejných částkách.

Důležitost tranzitu je v případě rakouské plynárenské sítě nesporná, je tedy nutné v tarifech zohlednit právě důležitost toku a objemové riziko, a to formou aplikace rizikové prémie (pro kapacitní část).

V případě standardní přerušitelné kapacity je aplikována sleva ex-post. To znamená, že kompenzace je zaplácena za každý den, ve kterém došlo k přerušení, a je rovna trojnásobku ceny za rezervaci standardní pevné kapacity pro daný den. Rakousko také zavádí slevy v případě

zásobovacích zařízení, a to slevu o výši 100 % v případě vstupních bodů ze zásobníků a 50 % v případě výstupních bodů do zásobníků. [32]

4.4.2. Regulace na vnitrostátní úrovni

Stejně jako předchozí země, i Rakousko rozlišuje v rámci poplatků užití přepravní sítě pro tranzitní účely, tedy na mezinárodní úrovni a na vnitrostátní úrovni. Jak již bylo zmíněno dříve, Rakousko je příkladem země se dvěma TSO. V rámci regulace je tak každému TSO veden regulační účet, který zaznamenává rozdíly mezi dovolenými a reálně dosaženými výnosy.

Poplatků spojených s přepravou na vnitrostátní úrovni je několik. Jedním z nich je poplatek za užití sítě. Následující tabulka zaznamenává výši poplatků za užití sítě v případě dodávání/odebírání do/z přenosové soustavy u smluv s dobou trvání jednoho roku nebo delší. Zaznamenány jsou poplatky pro vstupní a výstupní body v případě pevných kapacit. Je logické, že hodnoty v případě výstupních bodů jsou vyšší. Dále je k této částce připočten povinný minimální příplatek. [32] [24]

Bod	Vstup (EUR/kWh/h/y)	Výstup (EUR/kWh/h/y)
Baumgarten	0,77	1,12
Oberkappel	1,30	3,44
Überackern	1,30	3,44
Arnoldstein	1,30	4,63
Mosonmagyaróvár	0,77	1,12
Murfeld	1,10	3,33
Petrzalka	0,77	1,12
Reintal	0,83	1,38
Distribution area	-	0,53
Distribution area Carinthia	-	4,20

Tabulka 4: Poplatky pro PS na vnitrostátní úrovni, [32]

4.4.3. Regulace v oblasti distribuce

Metodika regulace je zavedena i v oblasti distribuce. V případě Rakouska je navíc část distribuční sítě klasifikována jako primární, tedy je částečně považována za přepravní. Provozovatelů distribučních sítí je v Rakousku více. Z tohoto důvodu probíhají i v rámci distribuce vyrovnávací platby, a to skrze operátora, jímž je AGGM. AGGM navíc organizuje celou distribuční síť a za tuto svou činnost přijímá poplatky skrze obchodníky. Poplatků za činnost distribuce je podobně jako v případě přepravní soustavy několik. Přístup do distribuční sítě probíhá na základě smluv.

Následující tabulka představuje poplatky za užívání sítě v distribuční soustavě na hranici trhu. Jedná se o dodávky/odběr do/z DS (vstupní/výstupní body) pro smlouvy delší než jeden rok. [32] [24]

Bod	Vstup (EUR/kWh/h/y)	Výstup (EUR/kWh/h/y)
Freilassing	1,30	3,44
Laa	0,77	1,12
Laufen	-	8,67
Simbach	-	9,19
Gries am Brenner	-	7,51
Ruggell	-	6,36

Tabulka 5: Poplatky za užívání DS, [32]

V případě kontraktů s dobou trvání kratší než 1 rok jsou poplatky upraveny podobně jako v případě přepravní sítě o sezonní faktory. Například pro dobu trvání čtvrt roku v případě dodávky do sítě je výpočet následující:

$$(E/365) * \text{počet dní daného čtvrtletí} * 1.025,$$

kde

E je odpovídající poplatek na základě tabulky výše.

Výpočty cen vycházejí ze sdílení nákladů v rámci distribuce, kde je třeba rozlišit různé úrovně distribučních sítí. Stanovení nákladů pro úroveň 1 vychází z tarifů na mezinárodní úrovni a následně jsou náklady z této úrovně přeneseny na úroveň 2 se zohledněním výnosů sítě 1.

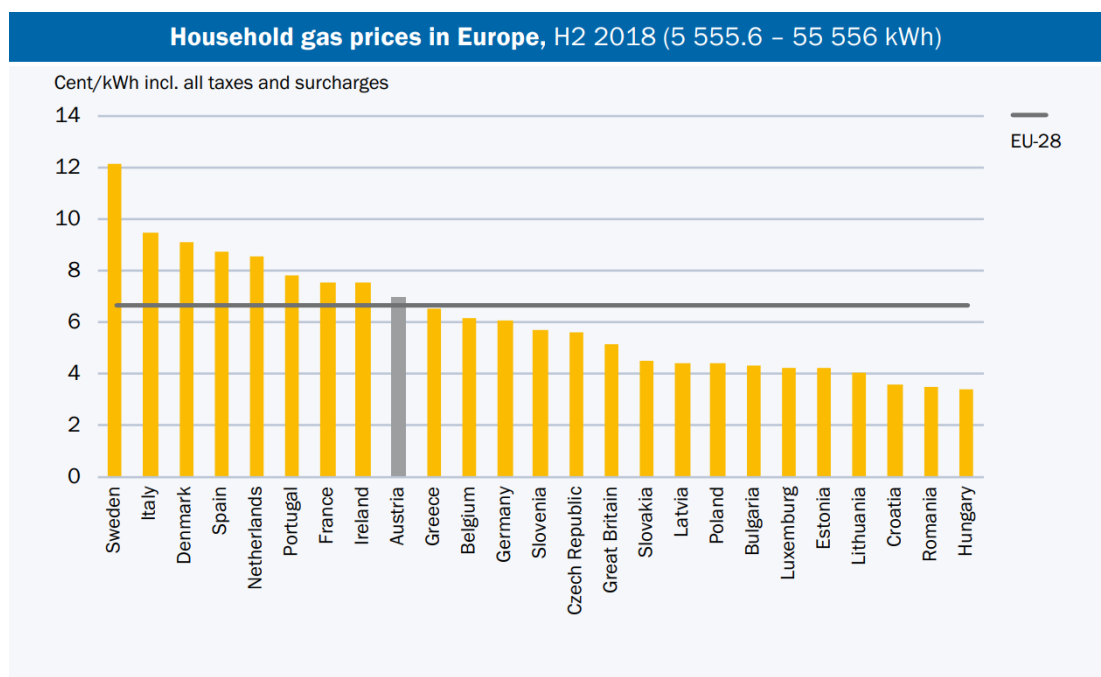
Další platbou pro koncové uživatele je platba za měření, jejíž poplatky jsou rozděleny dle měřících bodů, pro které jsou stanoveny maximální ceny.

Další kategorií poplatků tvoří poplatky za zřízení sítě v distribuční síti. Jsou stanoveny na základě dohodnutého maximálního výkonu a úrovně (1-3), a to pouze pro pevnou kapacitu. Jejich výše je dle úrovně sítě 3 nebo 5 EUR/kWh/h.

4.5. Cenotvorba pro domácnosti

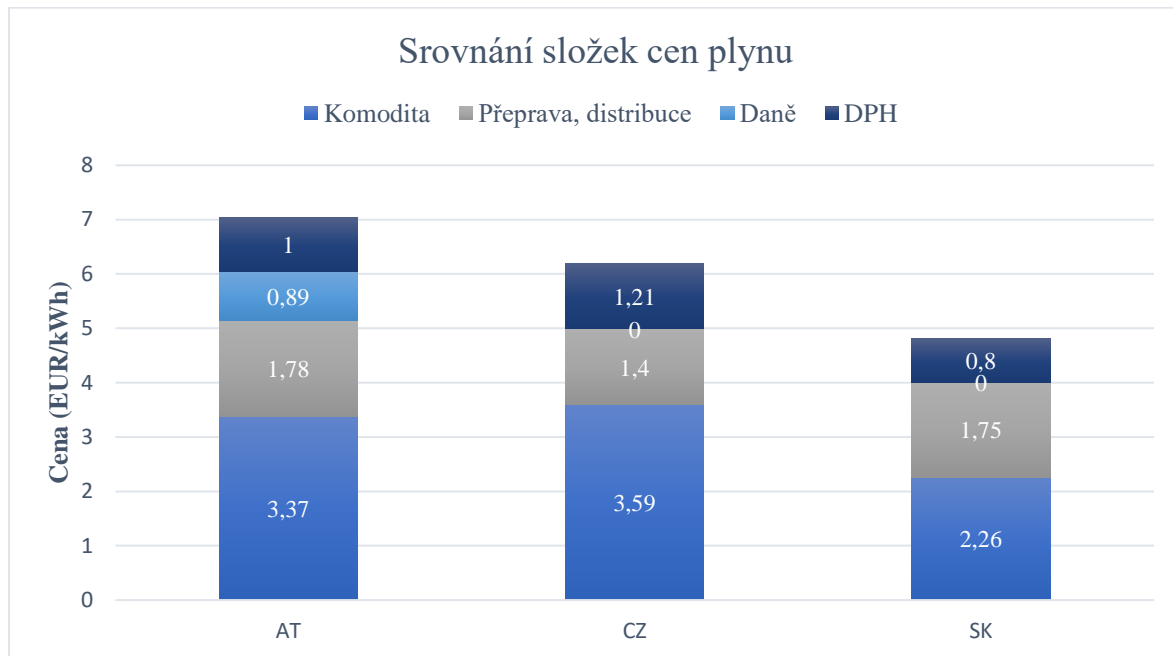
Velkou část odběratelů tvoří v rámci trhu se zemním plynem domácnosti. Domácnosti si zpravidla vybírají svého dodavatele v podobě obchodníka, který má díky většímu množství odběratelů diverzifikované portfolio a může tak lépe bilancovat odběr pro dosažení minimální odchylky. V ceně je zahrnuta cena za přepravu a distribuci ZP, platba operátorovi trhu, cena za samotnou komoditu, DPH či jiné daně, od kterých jsou však domácnosti často osvobozeny. Největší podíl zpravidla zastává cena za samotnou komoditu (cca 70 %).

Na následujícím grafu jsou zobrazeny ceny zemního plynu pro domácnosti v jednotlivých zemích Evropy. Data pochází z druhého pololetí roku 2018 pro domácnosti o spotřebě mezi 5 555,6 – 55 556 kWh.



Obrázek 28: Cena ZP v domácnostech v EU, [33]

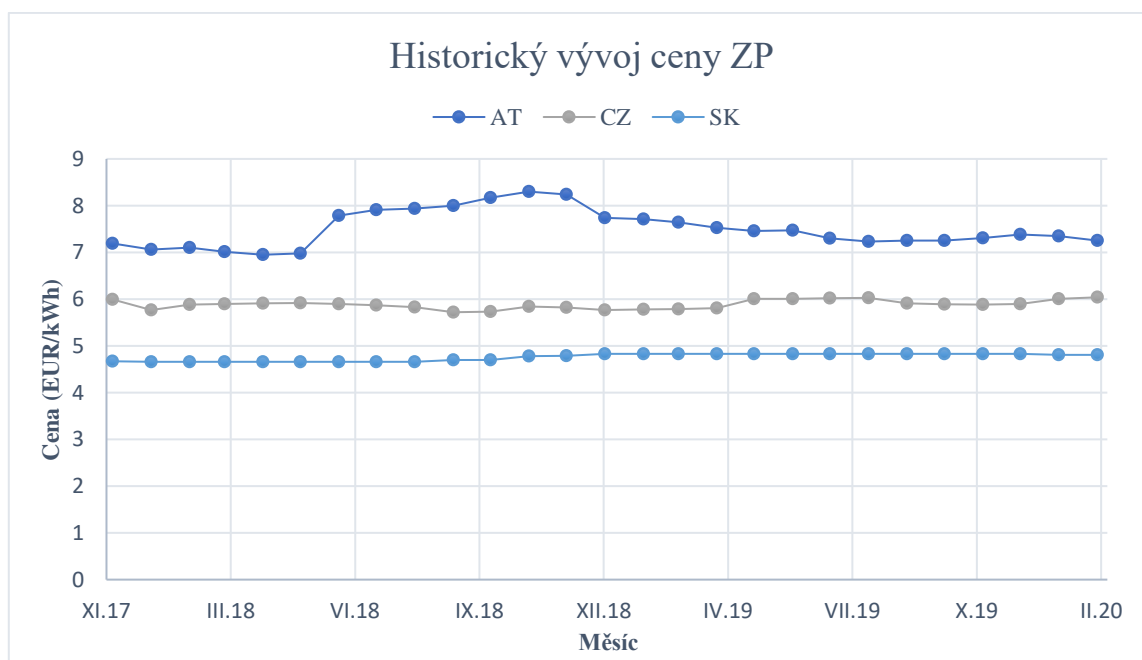
Následující graf zachycuje podíl jednotlivých složek cen zemního plynu pro domácnosti ve vybraných evropských zemích za období Q1/2020. Je vidět, že nejvyšší cenové hladiny dosahuje zemní plyn v Rakousku, oproti tomu nejnižší na Slovensku. V případě ČR i SK je cena osvobozena od daně. V Rakousku je však cena zatížena daní o výši 0,89 EUR/kWh. V porovnání s předchozím grafem s vybranými zeměmi Evropy si lze povšimnout zvýšení cenových hladin.



Obrázek 29: Srovnání složek cen plynu, [34]

4.5.1. Historický vývoj ceny ZP pro domácnosti

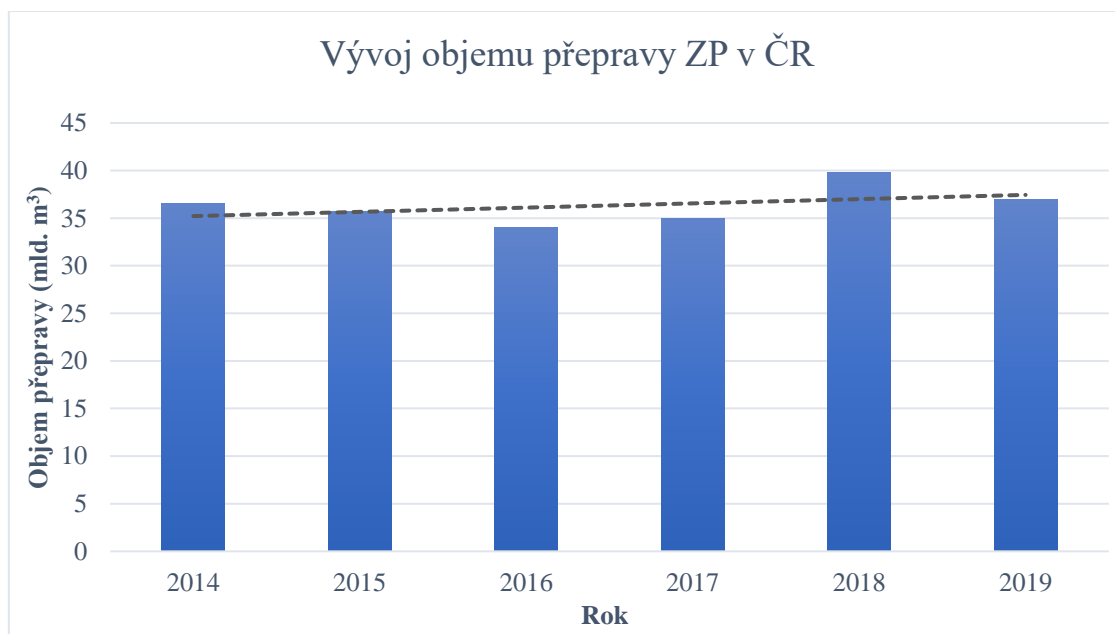
Následující graf zachycuje historický vývoj cen zemního plynu pro 3 vybrané země od prosince 2017 do února 2020. V případě České a Slovenské republiky nebyla cena zatížena výraznými výkyvy, na rozdíl od Rakouska, kde lze v roce 2018 zaznamenat mírný nárůst ceny, a to přibližně o 14 % oproti předchozí cenové hladině.



Obrázek 30: Historický vývoj ceny ZP, data z [34]

- HPS Waidhaus – další propojení CZ-DE mající význam zejména jako výstupní
- HPS Lanžhot – obousměrné propojení CZ-SK
- HPS Cieszyn – jednosměrné propojení CZ-PL (EXIT). [38]

Stejně jako Slovensko, je i Česká republika díky své geografické poloze významnou tranzitní zemí zemního plynu. Vzhledem k hlavnímu směru toku plynu z východu na západ však nedosahuje tranzit takového významu jako právě pro Slovenskou republiku. V roce 2019 bylo přes plynovody na území ČR přepraveno více než 36 miliard m³ zemního plynu, z čehož přibližně 27 miliard m³ sloužilo právě pro tranzitní účely. Pro vlastní spotřebu tak bylo z tohoto přepraveného množství použito přibližně 26 %. Na základně následujícího grafu lze konstatovat, že za posledních 6 let nedošlo s výjimkou roku 2018 k výrazným meziročním změnám v oblasti přepravy této komodity.

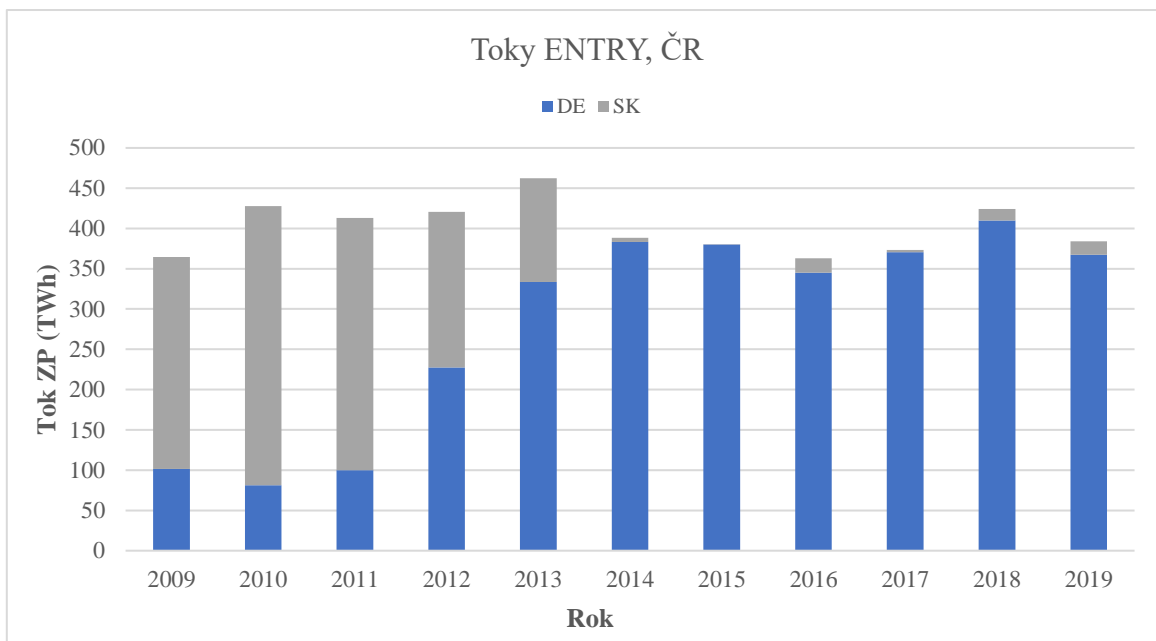


Obrázek 32: Vývoj objemu přepravy ZP v ČR, [39]

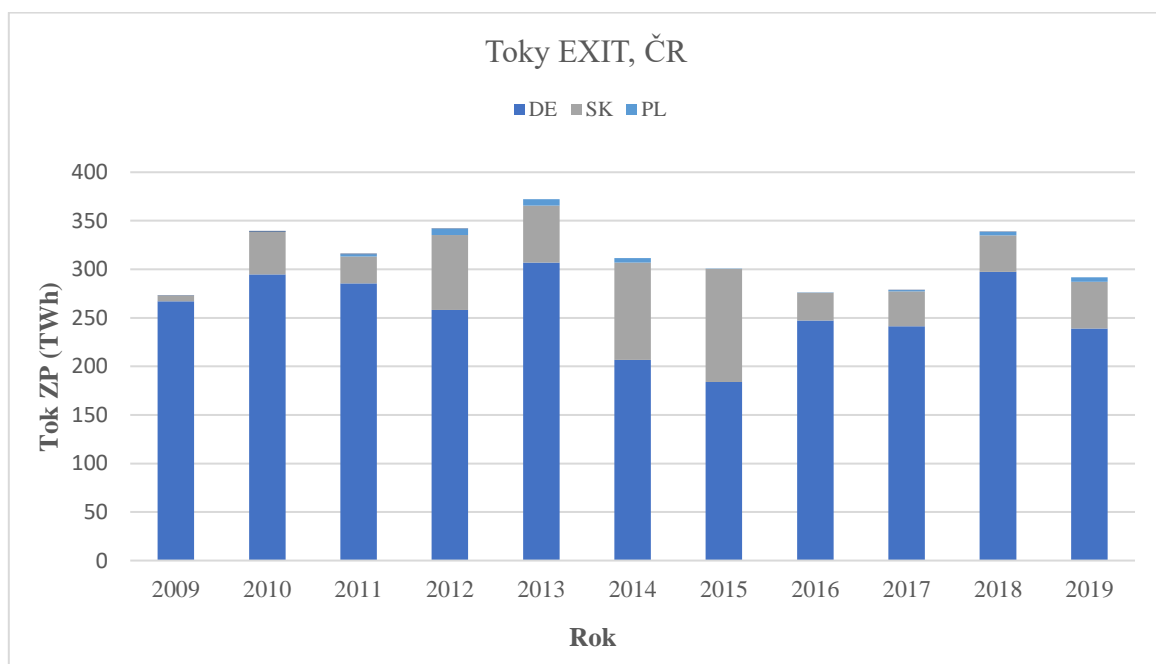
5.2.1. Přeshraniční toky

Následující dva grafy zaznamenávají sumu toků plynu ve všech vstupních a výstupních bodech v GWh. Je vidět, že se během posledních deseti let značně změnil podíl toku ZP z území Slovenska a Německa. Zatímco v roce 2010 zastávalo Slovensko majoritní podíl, od roku 2014 je tento podíl velmi nízký. Vliv na to měla nejspíše výstavba plynovodu Nord Stream, který byl uveden do provozu v roce 2011. Z hlediska vstupních bodů je v současnosti pro ČR nejvýznamnější Německo.

Německo má obdobné majoritní postavení i v případě výstupních toků z ČR. Zde je však v posledním desetiletí nezanedbatelný i podíl Slovenské republiky.



Obrázek 33: Podíl zemí na vstupním toku ZP do ČR, [39]



Obrázek 34: Podíl zemí na výstupním toku z ČR, [39]

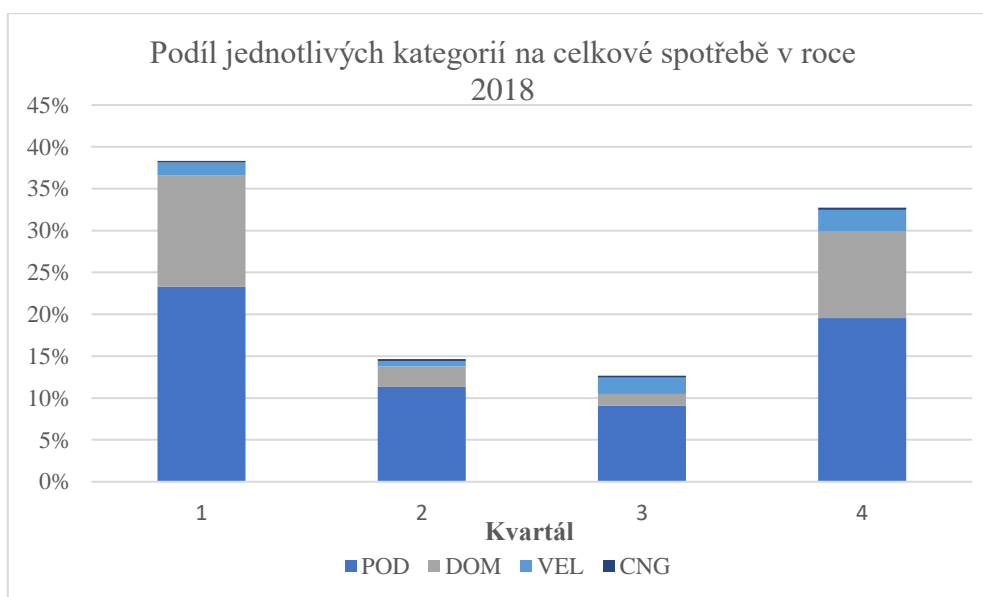
5.3. Spotřeba ZP

V podobné situaci se nachází spotřeba zemního plynu, která má z dlouhodobého hlediska spíše stagnující charakter. To je pravděpodobně způsobeno rostoucím trendem průměrné roční teploty. V posledních letech lze však zaznamenat mírný růst, který souvisí se zvyšujícím se využíváním zemního plynu v oblasti výroby elektřiny.



Obrázek 35: Historický vývoj spotřeby ZP na území ČR, data z [39]

Spotřebu lze rozdělit dle objemu odběru či dle způsobu užití ZP. Pro účely této diplomové práce jsem zvolila rozdělení dle způsobu užití ZP. Graf níže znázorňuje podíl těchto kategorií (podniky, domácnosti, výroba elektřiny a CNG) na roční spotřebě. Spotřeba je rozdělena na jednotlivé kvartály, díky čemuž jsou vidět značné rozdíly mezi Q1, Q4 a Q2, Q3 u kategorií domácností a podniků. To je dáno zejména klimatickými podmínkami v ČR.

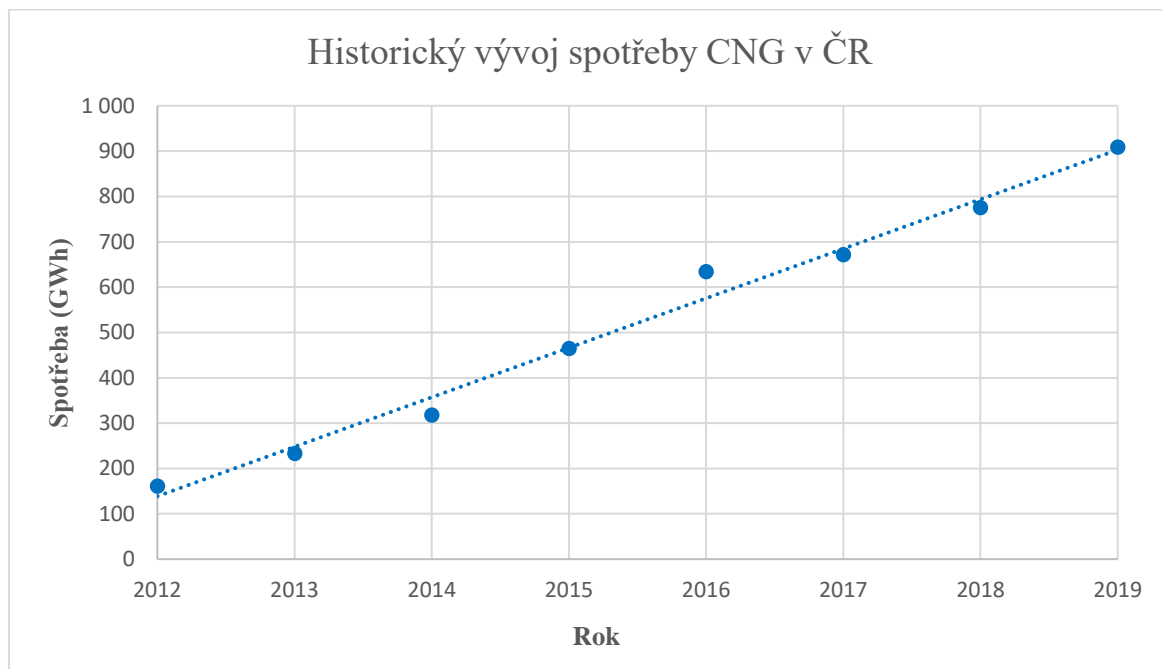


Obrázek 36: Podíl jednotlivých kategorií na celkové spotřebě v roce 2018, [40]

5.3.1. Využití ZP v dopravě na území ČR

Zemní plyn je jakožto nejčistší fosilní palivo možné využívat i v dopravě, a to v podobě CNG či LNG. Zpravidla však vozidla nespalují pouze plyn, ale disponují také nádrží pro benzín, který je nezbytný minimálně pro nastartování. Využití LNG je typické spíše pro větší automobily či autobusy. Následující graf zachycuje vývoj spotřeby CNG od roku 2012. Nutno podotknout, že se

mírně liší data převzatá z výročních zpráv ERÚ s uváděnou celkovou výtočí CNG např. dle [41]. Obrázek 47 v kap. 6.4.1 zachycuje množství a rozmístění CNG stanic v ČR (a SK) k roku 2019.



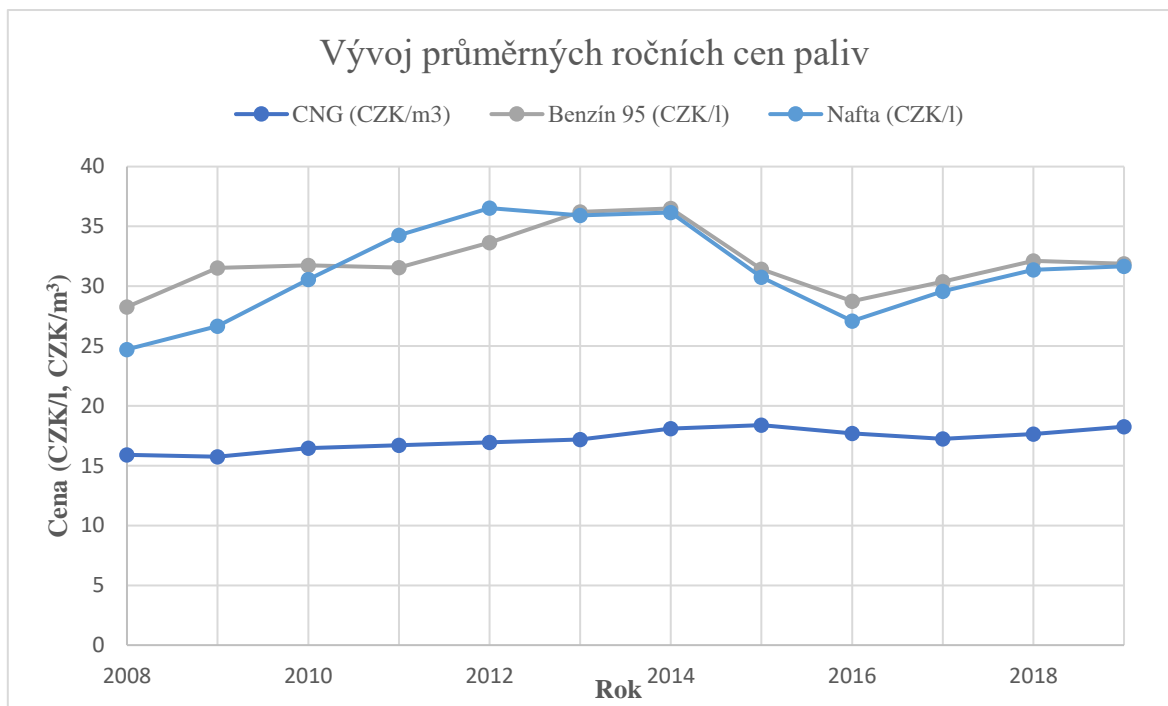
Obrázek 37: Spotřeba CNG v ČR, data z [39]

Využívání CNG jako paliva pro automobily je v rámci ČR zatím spíše v začátcích, nicméně do budoucna je možno předpokládat další rozvoj. V pozdějších letech je očekávána konkurence v podobě elektromobilů, vzhledem k jejich vysoké pořizovací ceně se však domnívám, že právě automobily využívající CNG by mohly být určitým mezikrokem a v příštím desetiletí jejich počet poroste.

Následující graf zachycuje vývoj průměrných cen pohonných paliv v ČR. Je vidět, že cena CNG za 1 m³ je poměrně stálá, zatímco u kapalných pohonných hmot se vyskytuje značné kolísání. Mým předpokladem bylo, že spotřeba CNG nepřímo úměrně závisí na ceně benzínu a nafty. Toto tvrzení se však na základě těchto dvou grafů nepotvrdilo. Dokonce v roce 2016, kdy cena paliv klesla, lze zaznamenat značný meziroční nárůst spotřeby CNG.

Na základě analýzy historických dat [39] budu pro účely sestavení modelu v rámci této práce předpokládat rozdělení spotřeby CNG v rámci jednoho roku (po kvartálech) následovně:

- **Q1 - 23 %**
- **Q2 - 24 %**
- **Q3 - 26 %**
- **Q4 - 27 %.**



Obrázek 38: Vývoj průměrných ročních cen paliv v ČR, data z [41]

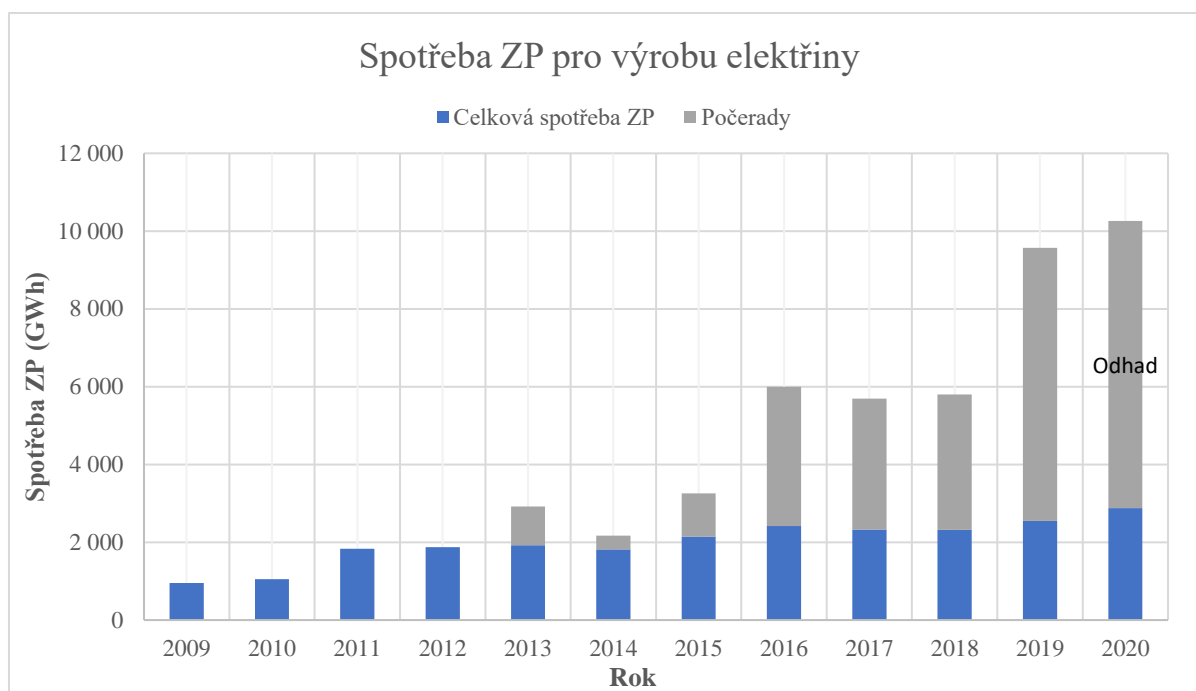
5.3.2. Paroplynové elektrárny na území ČR

Dalším zkoumaným sektorem je spotřeba ZP pro účely výroby elektřiny. V současné době se paroplynové elektrárny podílejí na výrobě elektřiny pouze cca 1,1-1,5 %. [42] PPE o největším instalovaném (hrubém) výkonu 838 MW jsou od roku 2014 Počeradý, které jsou vůbec prvním projektem paroplynového cyklu v ČR. PPC se účastní dvě plynové turbíny a jedna parní. V rámci energetické bilance ČR je elektrárna užívána jako operativní záloha schopná poměrně rychlého najetí. Hrubá účinnost elektrárny je 58,4 %.

Další větší paroplynovou elektrárnou je elektrárna Vřesová o instalovaném výkonu 2x220 MW. Ta však pro výrobu elektřiny využívá energoplyn, který vzniká zplyňováním hnědého uhlí, zemní plyn je přidáván až v případě překročení výkonové hladiny 70 %. [43] V roce 2018 došlo k velké modernizaci turbíny a v případě využití spalín pro ohřev vody lze dosáhnout účinnosti až 54,5 %. [44]

Poslední paroplynovou elektrárnou je elektrárna Alpiq Kladno, která je zpravidla využívána jako špičkový zdroj. To tedy znamená, že je schopna rychlého najetí na plný provoz 60 MW, a to do 30 minut na základě požadavku ČEPS.

Následující graf zobrazuje vývoj spotřeby zemního plynu pro účely výroby elektrické energie. Z dlouhodobého hlediska lze konstatovat, že trend je rostoucí. Značný podíl na tom však má paroplynová elektrárna Počeradý II. Díky příznivým cenám ZP došlo v roce 2019 k výraznému nárůstu spotřeby ZP právě díky elektrárně Počeradý, která spotřebovala přibližně 6,5 TWh zemního plynu. Pro rok 2020 je odhadována ještě vyšší spotřeba 7,4 TWh. [45]



Obrázek 39: Spotřeba ZP pro výrobu elektřiny na území ČR, [39]

5.4. Zásobníky plynu

Vzhledem k charakteru využívání zemního plynu a klimatickým podmínkám ČR není jeho spotřeba během celého roku konstantní. Pro zachování bezpečnosti a plynulosti celé soustavy tak užíváme špičkových a sezonních zásobníků. Budeme-li vycházet ze současné spotřeby (2019), odpovídá celková kapacita zásobníků přibližně 35–40% pokrytí. Oproti Slovensku je tato hodnota nižší, avšak stále lze v této oblasti naši soustavu označit za velmi dobře zabezpečenou. V případě sezonních zásobníků je cílem přiblížit jejich stav naplnění co nejvíce 100 % před začátkem topné sezóny.

Provozovatel zásobníku plynu	Zásobník plynu	Celkový provozní objem (GWh)	Maximální technická těžební kapacita (GWh/d)	Maximální technická vtláčecí kapacita (GWh/d)
MND Gas Storage, a.s.	Uhřetice 1 a 2	3 501	128	65
Moravia Gas Storage, a.s.	Dambořice Tvrdonice Dolní Dunajovice Štramberk	3 200	80	48
innogy Gas Storage, s.r.o.	Lobodice Třanovice Háje	28 911	443	381
Celkem		35 611	651	494

Tabulka 6: Zásobníky ČR

5.4.1. Stanovení cen na základě aukcí

Provozovatelé zásobníků nepodléhají cenové regulaci ERÚ. Dle legislativního rámce musí být umožněn přístup třetích stran, avšak za ceny stanovené na základě aukcí. V těchto aukcích stanoví provozovatel zásobníku minimální cenu a nabízenou kapacitu (zpravidla v MWh), maximální těžební a vtláčecí výkon (v MWh/den). Pokud suma všech poptávek přesahuje nabízenou kapacitu, proběhne další kolo s navýšenou cenou. Tento mechanismus je opakován do doby, než je poptávané množství alespoň shodné s množstvím nabízeným. Jestliže v posledním kole bude celková

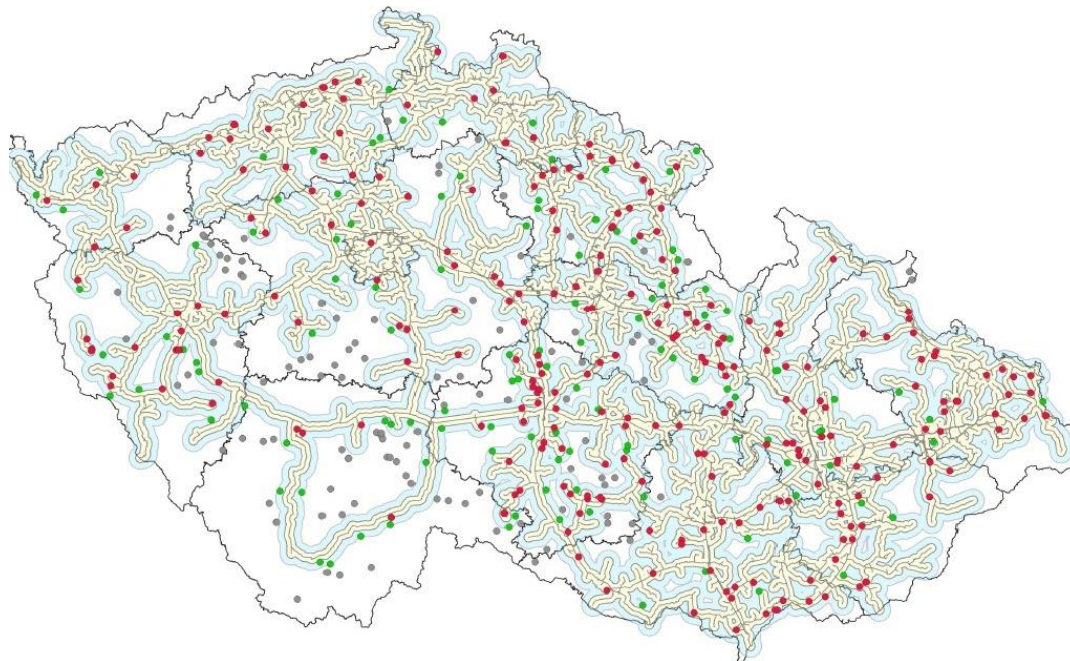
poptávka menší než nabídka, bude zbylé množství rozděleno na základě předposledního kola, a to poměrově. Jedná se tedy o obdobný princip, který funguje v rámci trhu s nevyužitou flexibilitou. Podrobnější informace o celkové cenotvorbě byly tématem předchozí kapitoly 4.

5.5. Potenciál biometanu na území ČR

Pro dosažení cílů dle energetické politiky EU lze i zemní plyn nahradit bezemisním zdrojem. Dle [46] by mohla být produkcí biometanu v České republice nahrazena až čtvrtina spotřeby zemního plynu domácnostmi do roku 2030, Dle těchto odhadů by mohly bioplynové stanice vyrábět až 500 milionů m³ biometanu ročně, což by mělo příznivý dopad také na náklady spojené s nákupem zemního plynu. Do roku 2050 je dokonce potenciál bioplynu odhadován na pokrytí 10 % tuzemské spotřeby zemního plynu.

V současnosti je v provozu pouze jedna bioplynová stanice, která je schopna vyčištěný biometan vtlačet do sítě. [47] Jedná se o BPS Rapotín, která pro tyto účely využívá technologii membránové separace. Vzhledem ke klimatickým podmínkám ČR je právě v biometanu viděn značný potenciál v oblasti OZE. Nejedná se totiž o intermitentní zdroj, který by byl závislý na počasí, ale jeho produkci lze během roku zajistit kontinuálně. Vzhledem k totožnostem biometanu a zemního plynu navíc není další nutnost nových technologií a v místech, kde byl užíván zemní plyn, ho lze jednoduše nahradit biometanem.

Dle případové studie autorky této diplomové práce by však v současné době při hodnocení ekonomické efektivity za současných cen zemního plynu musela být cena značně dotována. Problematická je také oblast legislativy, kde ERÚ reaguje velmi pomalu na žádosti o připojení do soustavy, právě z důvodu nedostatku zkušeností. Ze zákona má povinnost vyjádřit se k vydání licence ve lhůtě 6 měsíců a v případě výše zmíněného Rapotína této doby téměř plně využil. [48]



Obrázek 40: Bioplynové stanice ČR, [49]

Na obrázku výše jsou zaznamenány existující bioplynové stanice v ČR. Červeně je vyznačeno 266 provozovaných BPS v dosahu do 2 km od VTL plynovodů. V roce 2019 bylo distribuční společností GasNet pozitivně prověřeno přes 40 potenciálních výroben biometanu na základě jejich zájmu. [49]

6. Potenciál zemního plynu na Slovensku

Druhou analyzovanou zemí je Slovenská republika, která je významným přepravním uzlem v rámci Evropy. Zajišťuje nutné propojení mezi místem těžby zemního plynu (Rusko) a jeho spotřebiteli (země EU). Do budoucna však může tato významná role ohrožena výstavbou nového plynovodu Nord Stream II. Nový plynovod způsobí, omezení toku ZP přes Ukrajinu, a naopak bude navýšen tok přes území Německa dále směrem na východ. Podrobnější informace o tomto projektu lze nalézt v kapitole 11.

Zemní plyn zároveň zastává významnou roli i na domácím území, přístup k němu má až 95 % obyvatelstva. Tomu také odpovídá příspěvek ke koncové hrubé domácí spotřebě, který je obdobný jako u jaderné energie a činí 25 %. Tendence v posledních letech je právě zvyšování zastoupení ZP a OZE v neprospěch uhlí. [50]

6.1. Zúčastněné subjekty

Na trhu se zemním plynem rozlišujeme na území Slovenské republiky následující subjekty – provozovatele přepravní sítě (eustream, a.s.), provozovatele distribuční sítě (SPP-distribúcia, a.s.), 41 provozovatelů lokálních distribučních sítí, 2 provozovatele zásobníků (NAFTA a.s., POZAGAS a.s.), 27 dodavatelů plynu a samotné odběratele plynu. [51]

6.2. Přeprava ZP

Výše zmíněná přeprava je na území Slovenska zajišťována jedinou společností – eustream, jejíž vlastníkem 100 % akcií je společnost SPP Infrastructure, s.r.o. Přepravní síť o délce 2 273 km je znázorněna na následujícím obrázku.



Obrázek 41: Přepravní soustava ZP na území Slovenska, [52]

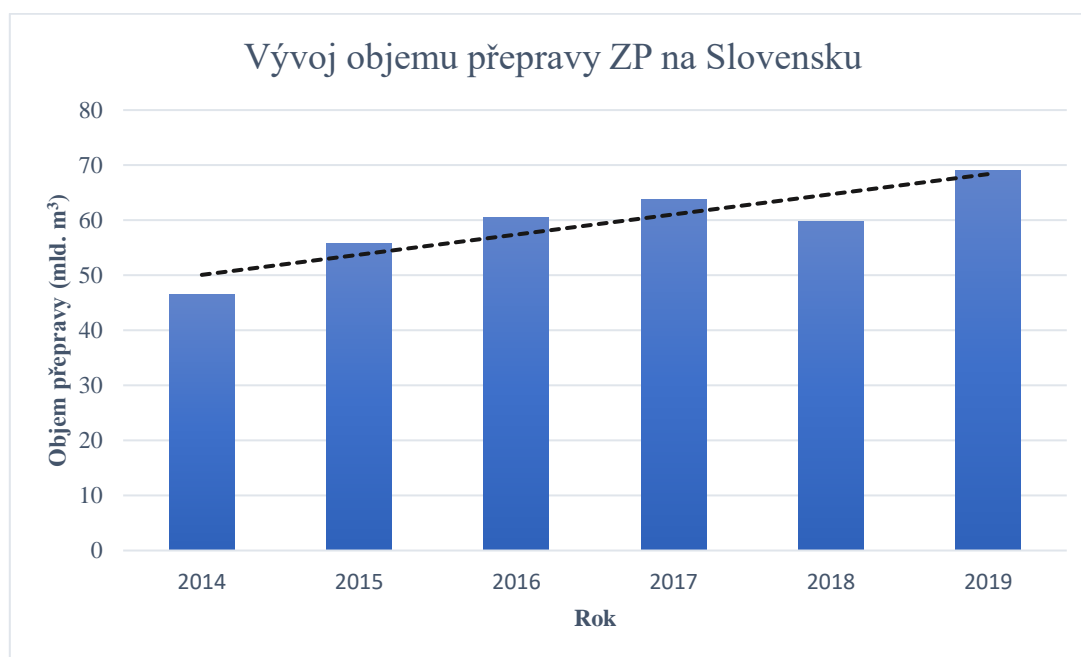
Pro využití přepravních kapacit na mezinárodní úrovni je k dispozici 5 bodů, založených na principu „Entry-Exit“:

- Veľké Kapušany – vstupní bod na území Ukrajiny
- Budince – vstupní a výstupní bod na území Ukrajiny
- Baumgarten – vstupní a výstupní bod na území Rakouska
- Lanžhot – vstupní a výstupní bod na území České republiky
- Veľké Zlievce – vstupní a výstupní bod na území Maďarska.

Přepavní plynárenská soustava Slovenska je tak na mezinárodní úrovni přímo propojená se 4 státy. Z hlediska kapacity je nejvýznamnější kompresorovou stanicí bod Velké Kapušany, který spolu se stanicí Budince umožňuje denně přepravit až 212 mil. m³ zemního plynu. Veškeré propojení mezi jednotlivými státy EU umožňuje fyzický tok plynu v obou směrech. V současné době je navíc ve výstavbě nový vstupně/výstupní bod Výrava, který zajistí propojení SK-PL. [52]

V rámci vstupních a výstupních bodů je navíc uvažován další bod na vnitrostátní úrovni, označován jako tzv. „Domácí bod“. Jeho účelem je zjednodušení alokování kapacity pro distribuci konečným zákazníkům na území Slovenska. Fyzicky je však připojení distribučních sítí realizováno pomocí 11 vnitrostátních přepouštěcích stanic.

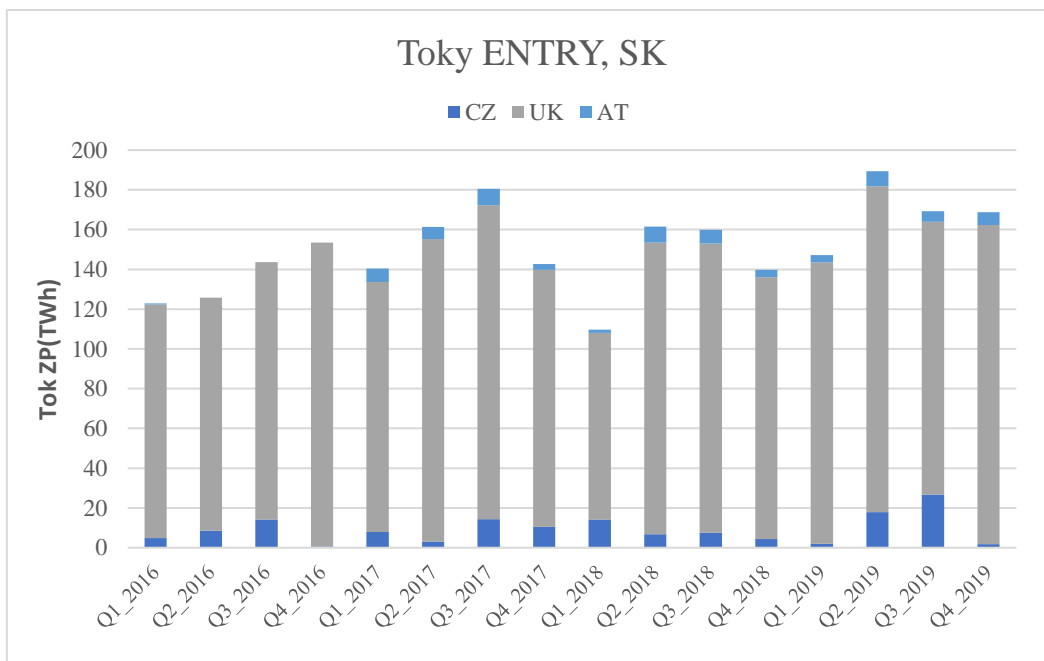
V roce 2019 bylo přes území SK přepraveno téměř 70 mld. m³ zemního plynu (maximální kapacita dosahuje 90 mld. m³ za rok), z čehož bylo na domácím území spotřebováno pouze přibližně 3 mld. m³. To tedy znamená, že podíl mezinárodní přepravy v tomto roce tvořil 95,8 %. S výjimkou roku 2018 má z historického hlediska objem přepravy rostoucí charakter. [51] Fakt, že v tomto roce bylo přes území SK přepraveno méně ZP je zajímavý, jelikož v Q1/2018 byla velmi chladná zima. Za běžného provozu plynárenské soustavy by mělo spíše dojít k nárůstu přepravy. Zároveň došlo k neshodám mezi Ukrajinou a Ruskem, což mělo za následek omezení toku plynu přes její území, a tím i území SK. Potřebný ZP kvůli chladné zimě byl tak zajištěn přes území Německa, což způsobilo mimo jiné zvýšení toku přes ČR.



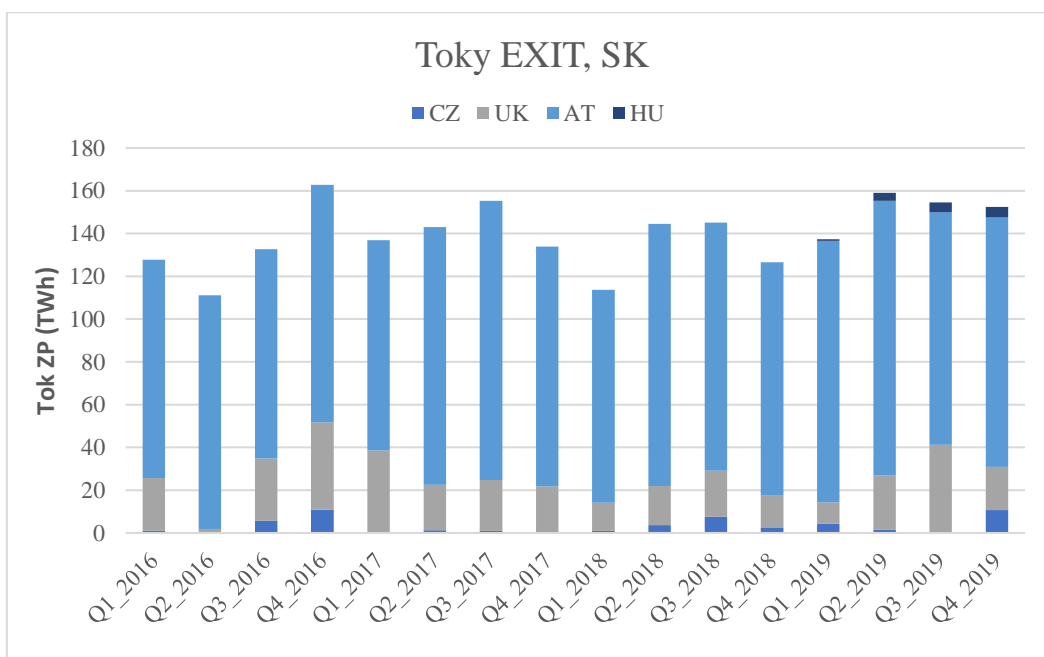
Obrázek 42: Vývoj objemu přepravy ZP na Slovensku, data z [51]

6.2.1. Přeshraniční toky

Jak již bylo zmíněno, Slovensko je významnou tranzitní zemí zemního plynu. Následující tabulka zachycuje přepravené přeshraniční kapacity v jednotlivých bodech. Je vidět, že nejvíce zemního plynu je importováno přes území Ukrajiny, jedná se přibližně o 80 % veškerého přepraveného objemu (pro rok 2018). Jelikož se nejedná o politicky stabilní systém, lze takto velký přepravovaný objem považovat za určité riziko. S tím souvisí i výstavba nového plynovodu Nord Stream II, kterým se budu zabývat dále v této práci. Největší objem je naopak exportován přes hranice do sousedního Rakouska, odkud je dodáván do dalších zemí (např. Itálie). [53]



Obrázek 43: Fyzický tok ZP přes vstupní body, [54]



Obrázek 44: Fyzický tok ZP přes výstupní body, [54]

6.3. Zásobníky plynu

Na území Slovenska se vyskytují dva provozovatelé podzemních zásobníků – NAFTA a.s. a POZAGAS a.s. Přístup do zásobníků a uskladňování plynu nepodléhá cenové regulaci. Následující tabulka zobrazuje provozní kapacity podzemních zásobníků v roce 2018. Z uvedených hodnot je zřejmé, že společnost NAFTA má vzhledem ke svým uskladňovacím kapacitám pro Slovensko významnější roli, a to zejména pro vyrovnání sezonních rozdílů, kde se jedná o mnohonásobně větší objemy oproti vyrovnávání v rámci kratších časových úseků. Společnost NAFTA také zastává významnou úlohu pro zabezpečení dodávky v reakci na nečekané události, kterými může být například přerušení dodávky či výrazně chladnější počasí v topné sezoně. [51]

Celková kapacita zásobníků je vzhledem k domácí spotřebě velmi vysoká. Představuje přibližně 70 % spotřeby v roce 2019.

Provozovatel zásobníku	Celkový provozní objem mil. m ³ /rok	Maximální vtláčecí kapacita mil. m ³ /den	Maximální těžební kapacita mil. m ³ /den
NAFTA a.s.	3 357	31,87	39,51
POZAGAS a.s.	655	6,85	6,85
Celkem	4 012	38,72	46,36

Tabulka 7: Přehled zásobních kapacit, (53)

Společnost POZAGAS a.s. již v roce 2019 vyhlásila prodej uskladňovací kapacity pro období 2020/2021 prostřednictvím mezinárodní soutěže. Žadatel může kombinovat tři „entry-exit“ body – přepravní síť Slovenské republiky, distribuční síť Slovenské republiky a virtuální obchodní bod v Rakousku. Jedná se o roční kontrakt, v rámci kterého je možné vícenásobné využití pevné uskladňovací kapacity.

Následující tabulka pro názornost zobrazuje ceník za nabízené služby společnosti NAFTA. Více o regulaci a tvorbě cen v kapitole 4.

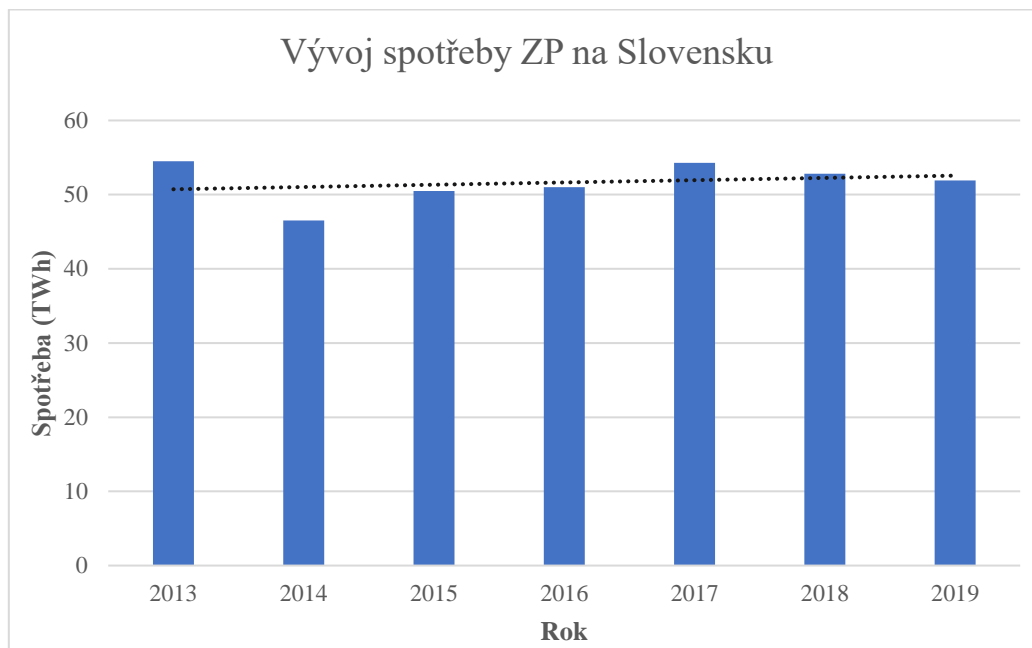
Služba	Cena, resp. vzorec
Uskladňovací kapacita	Cena určená v rámci soutěže (tender, FCFS)
Day-ahead vtláčecí výkon	0,3 EUR/MWh
Day-ahead těžební výkon	0,3 EUR/MWh
Převod vlastnického práva k plynu v zásobníku	0,02 EUR/MWh/požadavek; Min. 500 EUR/požadavek
Převod plynu mezi zásobníky	0,035 EUR/MWh/požadavek; Min. 500 EUR/požadavek
Převod práv a povinností ze smlouvy o skladování plynu	10 000 EUR/požadavek
Zastupování zákazníka při celních deklaracích	12 000 EUR/rok
Entry jednotková cena za přeshraniční využití zásobníku	0,0021 EUR/kWh/h
Exit jednotková cena za přeshraniční využití zásobníku	0,0020 EUR/kWh/h
Oznamování základních údajů zákazníka ACERu	Cena je obsažena v ceně za uskladňovací kapacitu
Další Entry-exit bod	0,20 EUR/MWh
Těžba plynu vtláčeného z entry-exit bodu VTP Rakousko do entry-exit bodu PS Slovenské republiky	0,22 EUR/MWh

Tabulka 8: Ceník služeb NAFTA, [55]

6.4. Spotřeba ZP

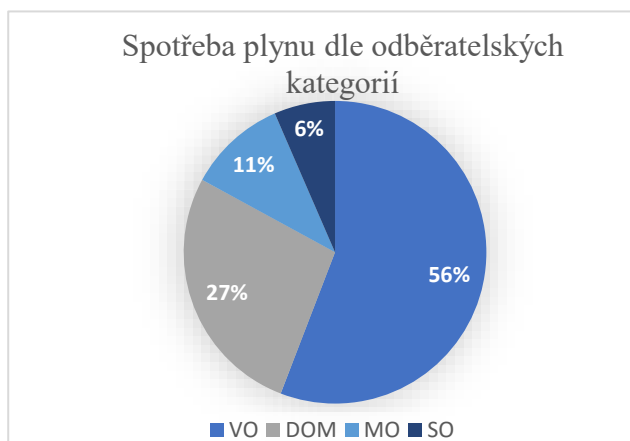
Plynárenská síť je na území Slovenska velice hustá. K zemnímu plynu má přístup téměř 95 % obyvatelstva této země. S výjimkou meziročního poklesu mezi lety 2013–2014 má spotřeba mírně rostoucí charakter. Dle výroční zprávy ÚRSO byl tento pokles dán investicí do zateplení budov, která způsobila snížení spotřeby zemního plynu zejména v oblasti vytápění. Spotřeba z roku 2013

opravdu v dalších letech nebyla překročena. V roce 2019 činila celková konečná spotřeba ZP téměř 52 TWh, což znamená mírný pokles oproti roku 2018. [51]



Obrázek 45: Vývoj spotřeby ZP na Slovensku, data z [51]

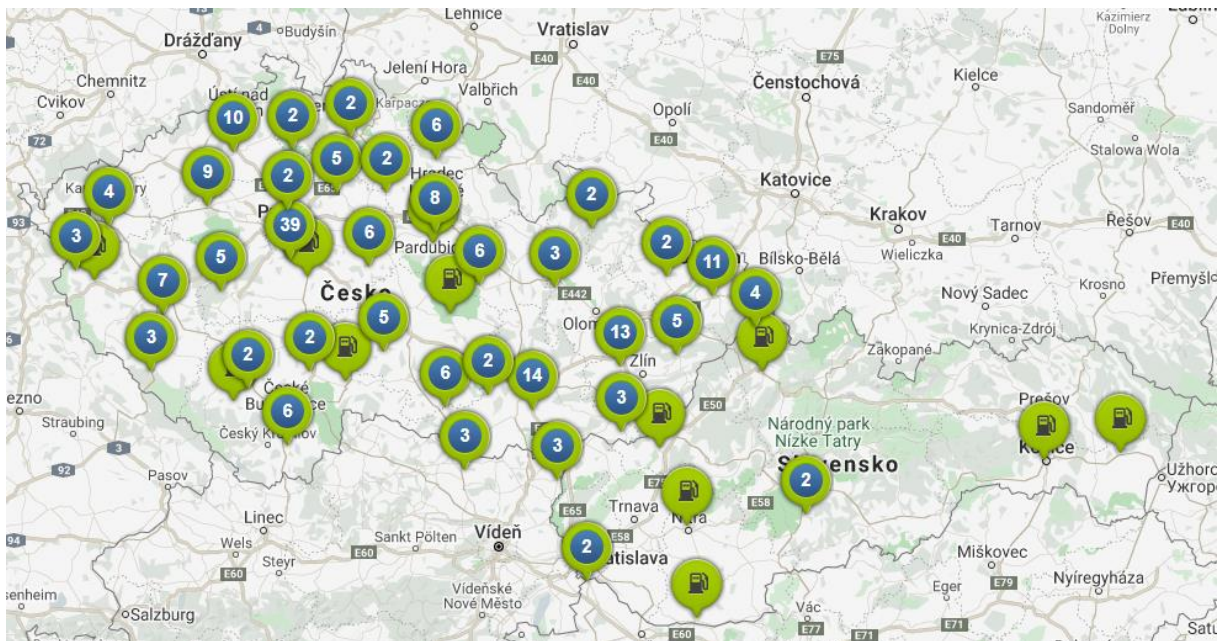
Slovenské výroční zprávy v oblasti plynárenství bohužel nejsou natolik podrobné jako české výroční zprávy. Slovenská spotřeba je rozdělena do kategorií dle objemu spotřebovaného ZP, nikoli dle účelu užití ZP. Příložený graf je reprezentací podílů jednotlivých kategorií odběratelů pro rok 2018 (velkoodběr, střední odběr, maloodběr, domácnosti).



Obrázek 46: Spotřeba plynu dle odběratelských kategorií, SK

6.4.1. Využití ZP v dopravě na území SK

Kromě domácností a podniků je dalším sektorem, který využívá ZP, sektor dopravy. Dle následujícího obrázku, který znázorňuje počet CNG stanic je vidět, že využití zemního plynu jako paliva pro automobily je na území Slovenské republiky nízké. V roce 2019 se na jeho území nacházelo pouze 13 CNG stanic. Do roku 2025 má však za cíl zvýšit toto množství na 70 stanic. V současnosti (2020) není na území Slovenska provozována žádná LNG stanice a v horizontu nejbližších 3 roků se žádné rozšíření neuvažuje. Z tohoto důvodu nebudu pro účely mé diplomové práce spotřebu LNG uvažovat. [56]



Obrázek 47: CNG stanice ČR, SK, 2019, [41]

6.4.2. Paroplynové elektrárny na území SK

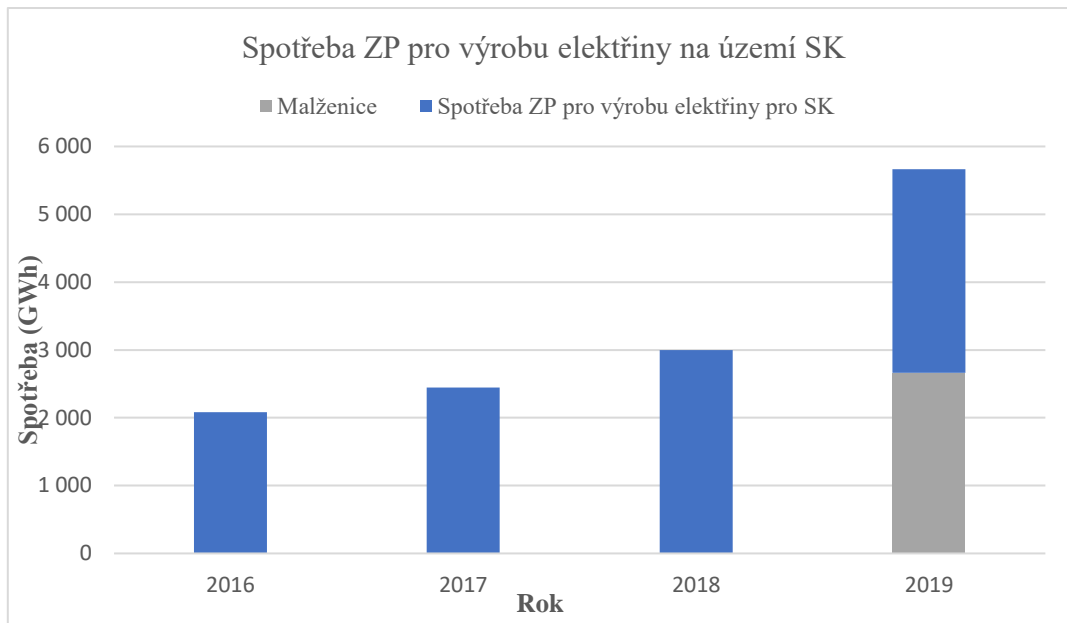
Na území Slovenské republiky se nachází dvě významnější paroplynové elektrárny. Jednou z nich je donedávna odstavená PPE Malženice. Tato elektrárna byla poprvé uvedena do provozu v roce 2010. Z důvodu nepříznivých ekonomických podmínek na trhu byla v říjnu roku 2013 odstavena, což mohla být další z příčin následného poklesu spotřeby ZP v roce 2014, jak je vidět na *Obrázek 45*. V roce 2018 byla odkoupena společností ZSE, následně podrobena zkušebnímu provozu a dle získaných informací technického ředitele elektrárny vyráběla v roce 2019 převážně ve špičkovém režimu. Do budoucna však předpokládají výrobu v režimu „base load“. Elektrárna je napojená na elektrickou rozvodnu v Križovanech, odkud dále probíhá distribuce.

Instalovaný výkon elektrárny činí 436 MW, což při plném výkonu odpovídá roční výrobě elektřiny až 2 TWh (600 - 900 tisíc domácností). Jedná o významný zdroj, jehož instalovaný výkon odpovídá velikosti jednoho jaderného bloku. Elektrárnu lze tedy v případě potřeby uvažovat i jako záložní zdroj.

Účinnost elektrárny je díky kombinaci spalovací a parní turbíny 58,5 %¹⁴ (při jmenovitém výkonu), což je nejvyšší hodnota v celé Evropě. Pokud by elektrárna vyrobila výše zmíněné 2 TWh, znamenalo by to přibližnou spotřebu zemního plynu o hodnotě 350 mil. m³ (za předpokladu, že 1 m³ ~ 10,7 kWh).

Následující graf zachycuje odhadnutý vývoj spotřeby zemního plynu pro účely výroby elektřiny (na základě poskytnutých informací spol. ZSE a [50]). Tato data bohužel nejsou přímo k dispozici, vycházela jsem tak ze dvou zdrojů – slovenského statistického úřadu a informací, které mi laskavě poskytla společnost ZSE (způsob provozu, účinnosti v závislosti na výkonech). Z roku 2019 je vidět, že PPE Malženice se podílí na spotřebě/výrobě přibližně polovinou celkového objemu. Z hlediska významnosti ji lze přirovnat k elektrárně Počerady v ČR.

¹⁴ Účinnost je uvažována z výhřevnosti paliva (nikoli spalného tepla).



Obrázek 48: Spotřeba ZP pro výrobu elektřiny na území SK, [50]

Druhou elektrárnou je elektrárna Vojany (EVO II). Ta sestává z šesti bloků o výkonu 110 MW. Všechny bloky jsou z ekonomických důvodů odstaveny. [57]

Další elektrárnou využívající paroplynového cyklu je elektrárna Levice, jejíž instalovaný výkon činí 60 MW. Vzhledem k výši instalovaného výkonu se podílí zejména na vyrovnávání v rámci špičkového pásma. [57]

6.5. Potenciál bioplynu a biometanu na území SK

V roce 2018 bylo na území Slovenské republiky vyprodukováno 6 228 TJ energie z bioplynu pro účely pokrytí poptávky tepla. [50] Na konci roku 2018 se na území Slovenské republiky nacházelo 109 BPS o průměrném výkonu 0,943 MW, to tedy znamená, že celkový instalovaný výkon činí přibližně 102,5 MW.

Velmi diskutované je téma využití biometanu v dopravním sektoru (CNG). Tato oblast však zatím není na území SK tolik vyvinutá, Slovensko nedisponuje dostatečnou infrastrukturou stanic CNG, která by tak mohla potenciál biometanu zvýšit. Existuje mnoho analýz pro využití biometanu v plynárenském sektoru, jejich výsledky jsou však často protichůdné. Z tohoto důvodu nebudu v rámci základního scénáře (viz kapitola 9) vliv produkce biometanu uvažovat. [58]

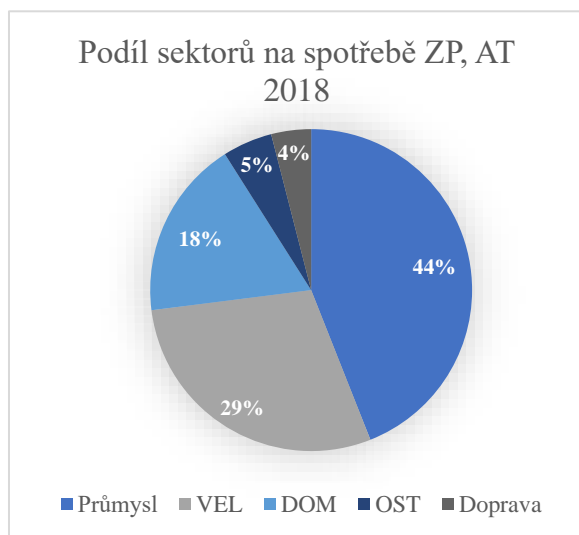
Teoreticky by bylo z biomasy možné vyrobit až 760 mil. m³ bioplynu, který by bylo možné dále pomocí čisticích technologií převést na přibližně 450 mil. t biometanu, což představuje přibližně 8 % roční spotřeba ZP na Slovensku. [59]

7. Potenciál zemního plynu v Rakousku

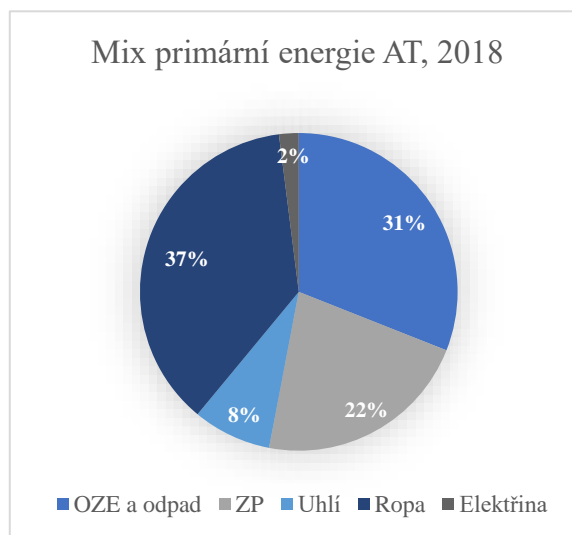
Poslední analyzovanou zemí v rámci této práce je Rakousko. I zde má zemní plyn svou roli a zastoupení, a to nejen pro účely Rakouska, ale i několika zemí Evropy. Rakousko je totiž mimo jiné významným bodem pro obchodování a skladování ZP. Rakouská plynárenská síť dosahuje velmi vysoké úrovně, a to jednak díky vysokým zásobovacím kapacitám a kapacitám sítě jako takové. To umožňuje vysokou flexibilitu sítě a zároveň využívat plyn pro elektroenergetické účely. V roce 2018 bylo 10 % spotřeby EU zajištěno právě skrze Baumgarten HUB, který je vidět na Obrázek 51 níže. [60]

Zemnímu plynu připadá 22% podíl na spotřebě primární energie. V průběhu posledních 10 let se tento podíl téměř nezměnil. Největší podíl na spotřebě připadá průmyslu – přibližně 44 %, nejméně naopak zastávají domácnosti svými 18 %. I tyto podíly zůstávají téměř neměnné. Velmi malé zastoupení má zemní plyn v dopravním sektoru (4 %), které má však podíl 46 % na produkci emisí. Lze zde tedy hovořit o teoreticky velkém potenciálu pro zvýšení využívání CNG spolu s elektromobily, které však nejsou předmětem této práce.

Rakousko si stanovilo do roku 2030 vyrábět elektřinu pouze z obnovitelných zdrojů, které měly v roce 2018 34% podíl, čímž se tato země zařadila na 5. místo v rámci EU.



Obrázek 49: Podíl sektorů na spotřebě ZP, AT, 2018



Obrázek 50: Mix primární energie AT, 2018

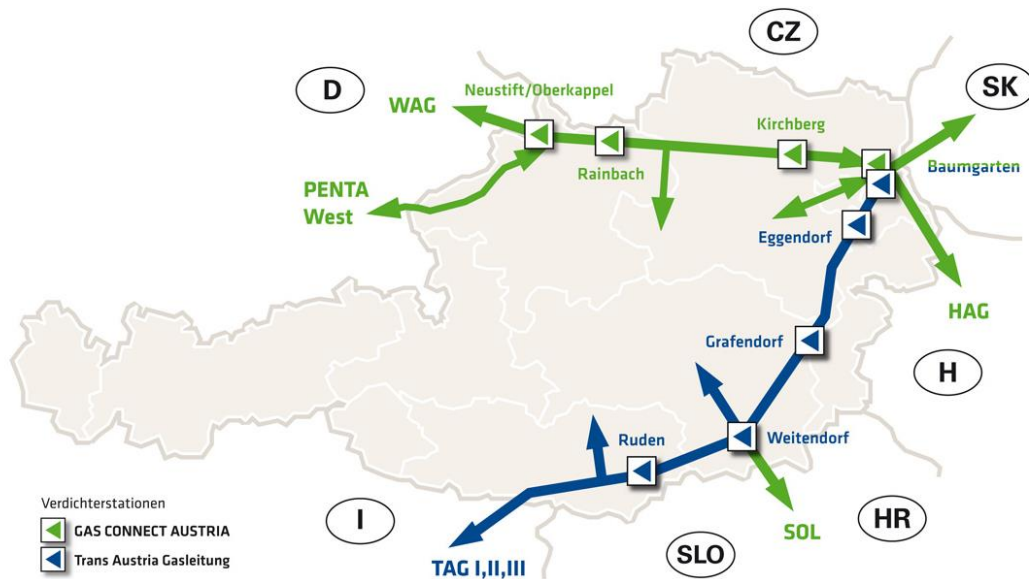
7.1. Zúčastněné subjekty

Na rozdíl od předchozích dvou sousedních zemí, se na území Rakouska nachází dva přepravci zemního plynu (TSO). Jsou jimi Trans Austria Gasleitung (TAG) a Gas Connect Austria (GCA). Regulačním orgánem v oblasti energetiky je E-Control. Funkci operátora trhu zde zastává Austrian Gas Grid Management AG (AGGM). Tato společnost také zajišťuje krátkodobý vyrovnávací trh/platformu plynu.

7.2. Přeprava ZP

Stejně jako Slovensko, Rakousko zastává vzhledem ke své poloze významnou úlohu tranzitní země. Přímo je tak spojeno s pěti sousedními zeměmi – Slovenskem, Slovinskem, Německem, Maďarskem a Itálií. Největší podíl na importu zemního plynu má vzhledem k toku plynu směrem východ – západ právě Slovensko. Naopak nejvíce plynu je z rakouského území exportováno přes

hranice do Itálie. V roce 2019 bylo rakouskými plynovody přepraveno téměř 54 mld. m³ zemního plynu, pro účely domácí spotřeby však bylo použito přibližně 10 %.



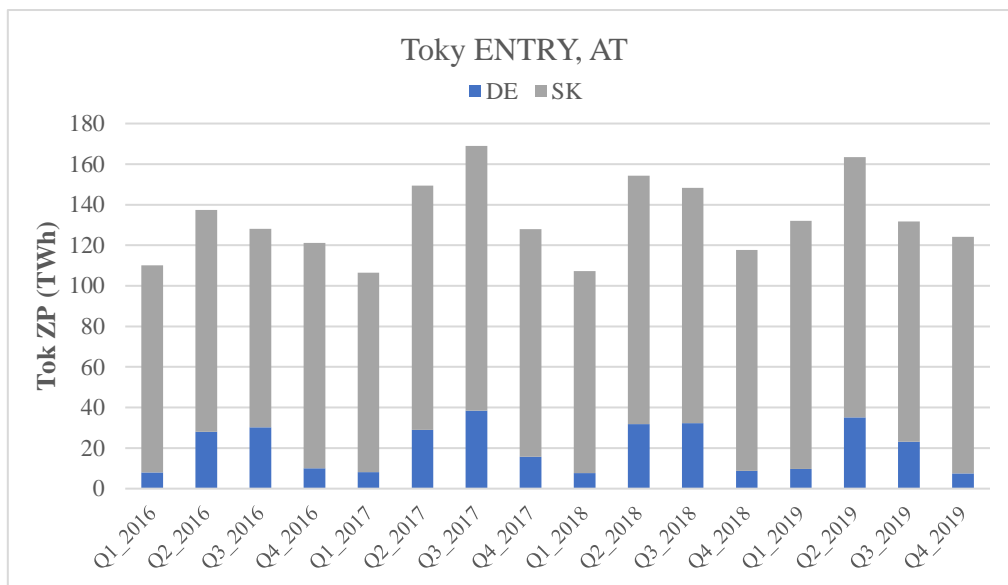
Obrázek 51: Převážná soustava Rakouska [61]

Mezi 7 hlavních (z nichž nejvýznamnější je Baumgarten) hraničních bodů patří:

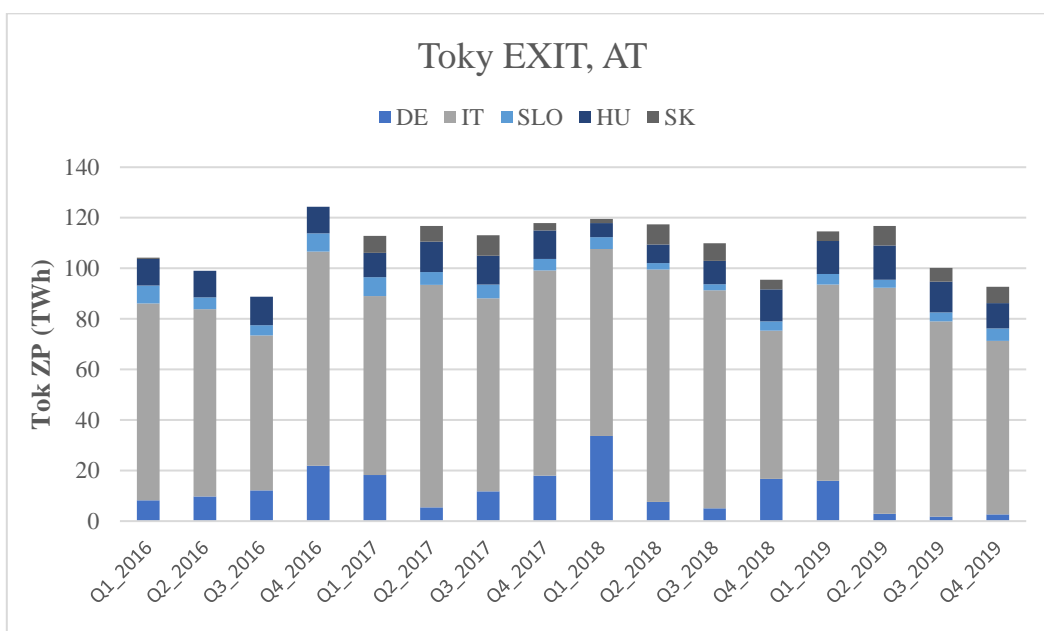
- Baumgarten – AT-SK vstupně/výstupní bod
- Petrzalka – AT-SK vstupně/výstupní bod
- Mosonmagyaróvár – AT-HU výstupní bod
- Murfeld – AT-SI výstupní bod
- Arnoldstein AT-IT vstupně/výstupní bod
- Überackern – AT-DE vstupně/výstupní bod
- Oberkappel – AT-DE vstupně/výstupní bod.

7.2.1. Přeshraniční toky

Skrze zmíněné body výše je poté realizován fyzický tok plynu, který byl vyneseno do následujících dvou grafů. V případě vstupních bodů má největší podíl na importu Slovensko, následováno Německem. Převažuje tak tedy tok plynu směrem ze západu a dále směrem do jižních zemí Evropy (Itálie).



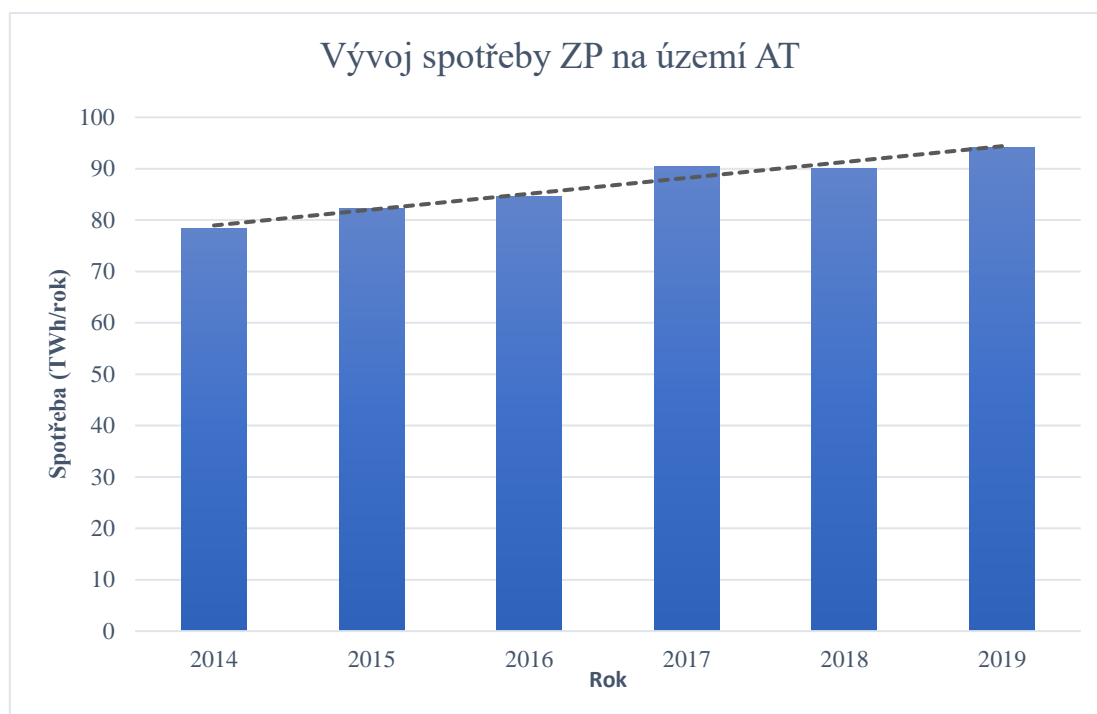
Obrázek 52: Toky skrze vstupní body AT, [54]



Obrázek 53: Toky skrze výstupní body AT, [54]

7.3. Spotřeba ZP

Jak již bylo zmíněno v předchozí kapitole, zemní plyn se na rakouské spotřebě primární energie podílí přibližně 22 %. Jak znázorňuje následující graf, trend spotřeby je od roku 2014 rostoucí. V roce 2019 dosáhla domácí spotřeba 94 TWh. Největší podíl na této spotřebě měly průmyslové podniky, následované výrobou elektřiny a domácnostmi. Přibližné rozdělení zaznamenává *Obrázek 49* výše. Údaje o rozdělení spotřeby dle sektorů za rok 2019 bohužel v době psaní diplomové práce nebyly k dispozici.



Obrázek 54: Vývoj spotřeby ZP na území AT¹⁵, [33]

Rakousko má stanoveny poměrně ambiciózní cíle v podílu OZE, což je samozřejmě reflektováno i do spotřeby ZP. Vzhledem k rostoucímu trendu spotřeby v několika posledních letech je diskutabilní, jakým směrem se bude spotřeba ZP vyvíjet.

7.3.1. Paroplynové elektrárny v Rakousku

Zemní plyn je v Rakousku významným palivem pro výrobu elektřiny. V roce 2018 se elektrárny spalující zemní plyn podílely 14,8 % na hrubé výrobě díky stávající síti 59 menších i větších PPE. Mezi místní elektrárny spalující zemní plyn patří například elektrárna Dürnrohr s instalovaným výkonem 352 MW, která od roku 2019 využívá jako výhradní palivo právě zemní plyn. Režim provozu této elektrárny je však předpokládán jako záložní zdroj. [62]

Další významnou paroplynovou elektrárnou je Mellach o instalovaném výkonu 850 MW. Dle [63] je od roku 2020 očekáván výhradní provoz na spalování zemního plynu a uhlí tak jako palivo přestane být používáno.

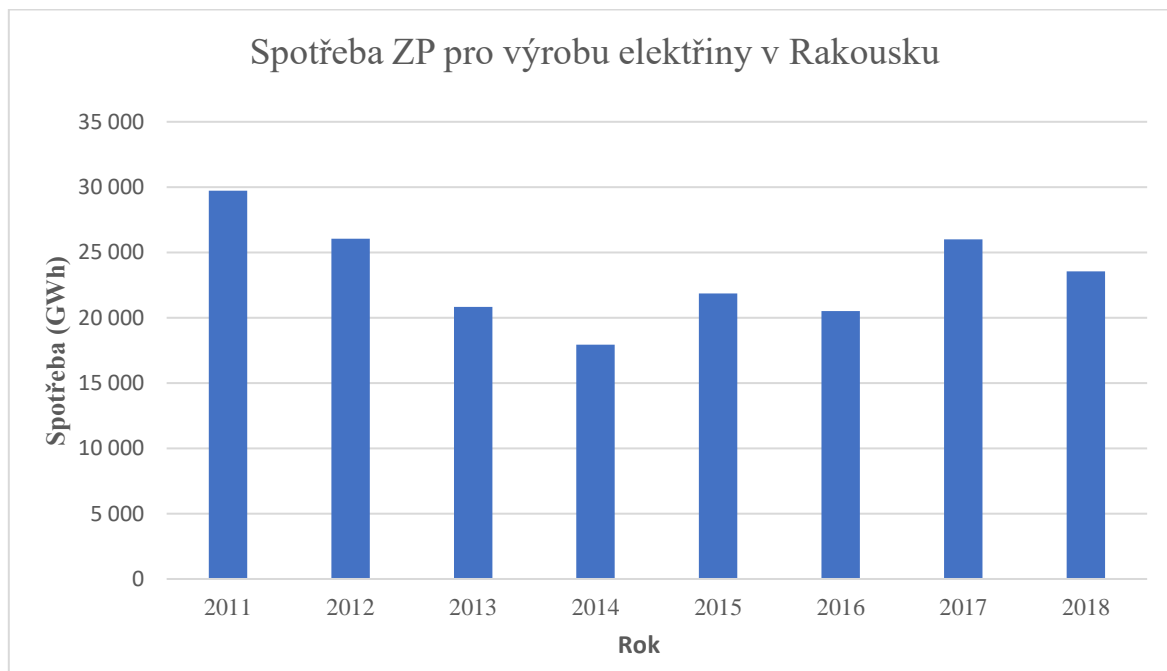
Jako poslední v rámci této práce zmíním elektrárnu Linz Mitte s celkovým instalovaným výkonem 217 MW. Je rozdělena na dva bloky – 1a o instalovaném výkonu 103 MW, 1b o instalovaném výkonu 114 MW. [64]

Velký potenciál vidí Rakousko také v technologii Power-to-gas, díky které může být přebytečná elektřina přeměněna na vodík a metan, jenž mohou být následně vstříkovány do sítě. Významnější rozvoj této technologie je však uvažován až po roce 2030, proto ho v rámci mé diplomové práce neuvažuji.

Následující graf zachycuje vývoj spotřeby zemního plynu pro účely výroby elektrické energie. V porovnání s ČR či SK má Rakousko mnohonásobně vyšší spotřebu v tomto sektoru. Do roku 2014 je zaznamenán klesající trend, od tohoto roku naopak trend rostoucí. Domnívám se, že jedním

¹⁵ Jedná se o spotřebu koncovými zákazníky, nejsou zde tedy zahrnuty ztráty.

z faktorů, který tento růst způsobil, je postupná transformace uhelných elektráren na elektrárny paroplynové.

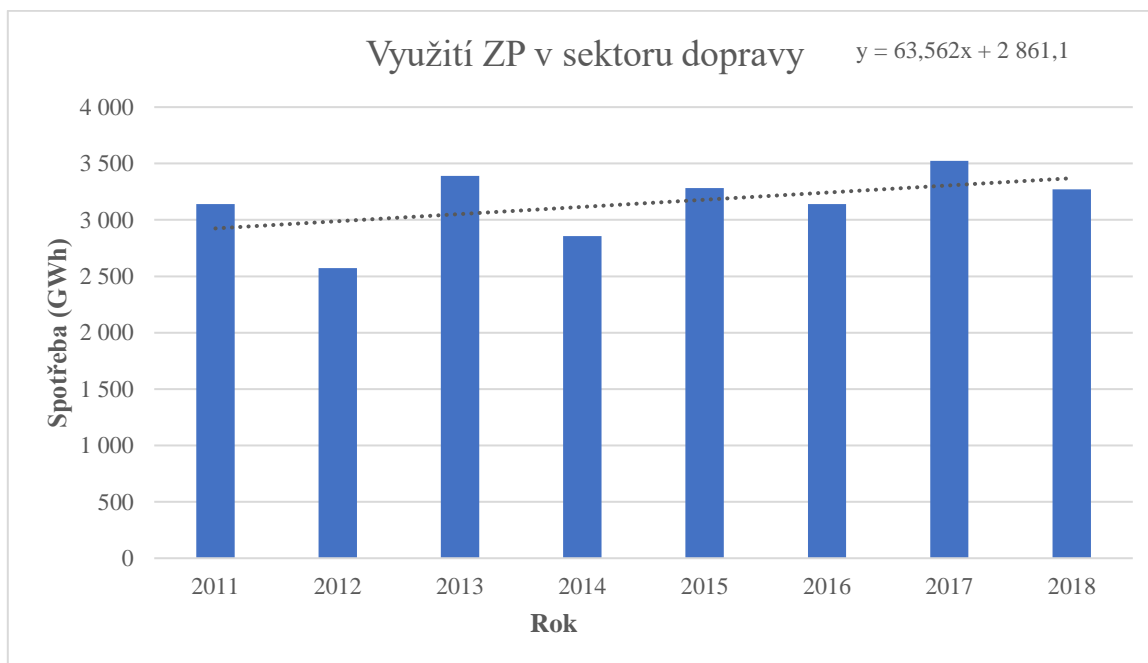


Obrázek 55: Spotřeba ZP pro účely výroby elektřiny v Rakousku, data od Statistics Austria

7.3.2. Využití ZP v dopravě na území Rakouska

V několika posledních letech došlo v Rakousku k rozvíjení plnicích stanic CNG. V roce 2019 se na jeho území nacházelo 175 veřejných CNG palivových stanic. Úvahy pro rozšíření dokonce sahají až do domácích CNG stanic pro zajištění větší flexibility pro koncové spotřebitele.

Následující graf zachycuje spotřebu zemního plynu v sektoru dopravy za období 2011-2018. Je vidět, že z dlouhodobého hlediska se jedná o lehce rostoucí trend, který je současně zatížen poměrně značnými meziročními změnami.



Obrázek 56: Využití ZP v sektoru dopravy, Rakousko, data od Statistics Austria

Na území Rakouska je jako palivo v dopravním sektoru společně se CNG využíváno také LNG. V roce 2019 se zde nacházela pouze jedna stanice LNG, od roku 2020 jsou již 2. Nicméně se stále jedná o zanedbatelnou položku v rámci této práce, proto ji nebudu uvažovat jako samostatnou kategorii.

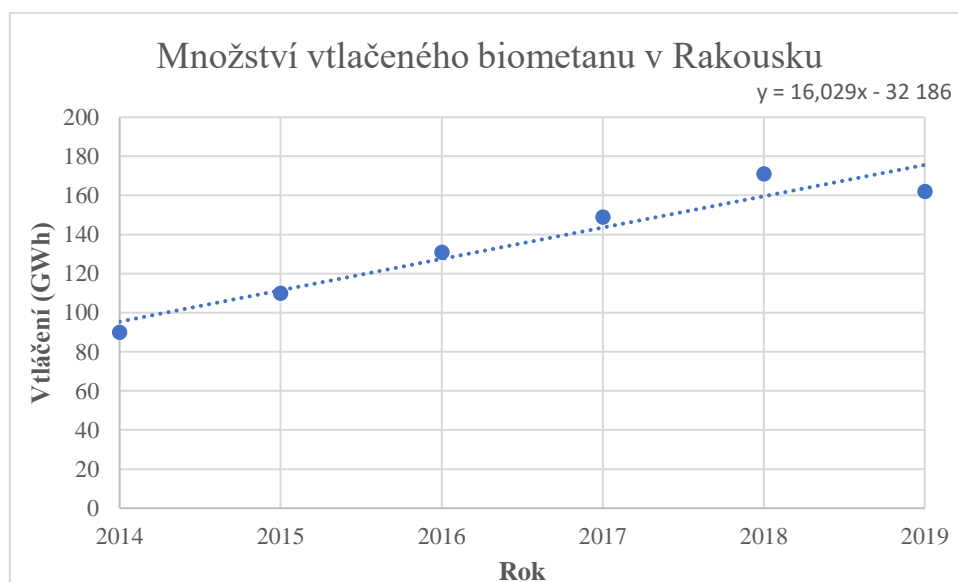
7.4. Zásobníky plynu

Jak již bylo zmíněno výše, Rakousko disponuje vysokou zásobovací kapacitou, která zajišťuje vysokou bezpečnost a flexibilitu plynárenské sítě. Dostupná zásobovací kapacita dosahuje 92 TWh, díky čemuž je dokonce vyšší než samotná domácí rakouská spotřeba. Maximální vtláčecí výkon činí 35,8 MWh a maximální výkon pro vytlačení je 44,6 MWh. Mezi provozovatele zásobníku patří například OMV Gas Storage, RAG Energy Storage, Uniper Energy Storage, Astora a GSA LLC [33]. S výjimkou provozovatele Astora jsou podíly zásobovacích kapacit jednotlivých provozovatelů poměrně vyrovnané a pohybují se kolem 20 %. [65] [62]

7.5. Bioplyn a biometan v Rakousku

Pro splnění stanovených klimatických cílů přikládá Rakousko významnou roli bioplynu, případně následně vyrobenému biometanu. To potvrzuje i následující křivka produkce bioplynu, kde je zachycen poměrně vysoký meziroční růst. V roce 2018 bylo vyprodukováno přibližně dvojnásobné množství biometanu oproti roku 2014. Rakousko má velmi ambiciózní cíle snížení emisí prostřednictvím využívání OZE. [62] Vzhledem k trendu, jakým roste vtláčení biometanu do plynárenské sítě, však v roce 2030 bude roční produkce bioplynu 350 GWh. Přestože potenciál pro toto zvýšení je, vliv této produkce v rámci základního scénáře nebude diskutován.

V rámci dlouhodobého cíle by měl být v Rakousku nahrazen zemní plyn jeho obnovitelnou alternativou v podobě biometanu, vodíku či syntetického metanu. Hlavní ideou je produkovat biometan lokálně a díky možnosti skladování a flexibilitě tak zlepšit odolnost nejen elektrické, ale i plynárenské sítě.



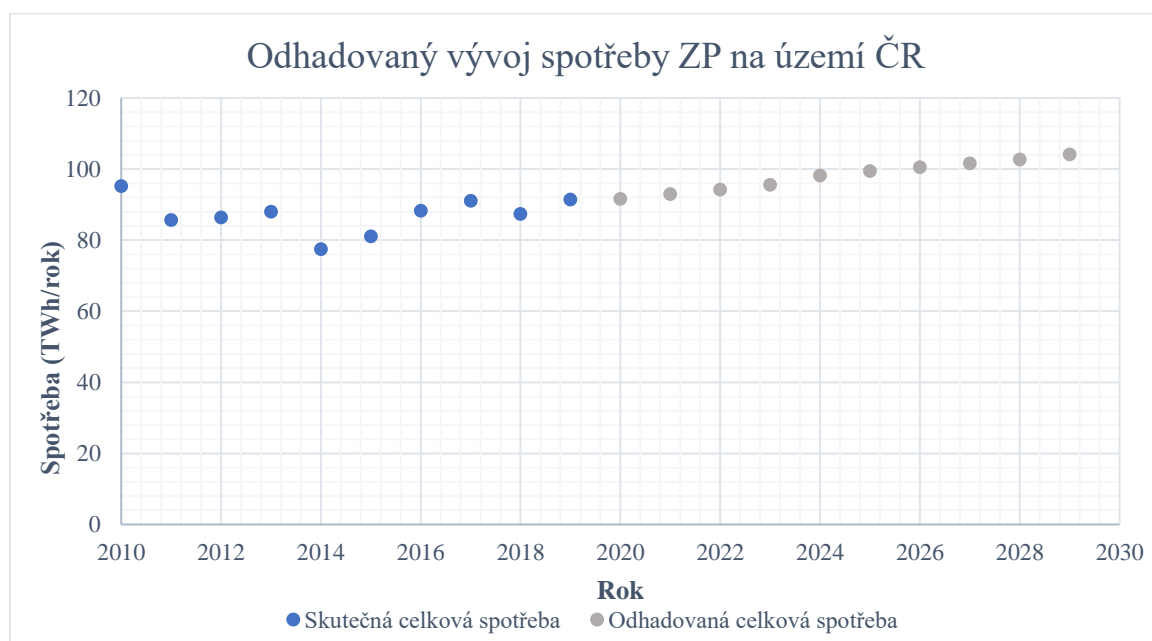
Obrázek 57: Množství vtláčeného biometanu do rakouské plynárenské sítě, data z [62]

8. Vytvoření základního scénáře ČR

Pro vytvoření základního či jakéhokoliv jiného scénáře toku a spotřeby zemního plynu jsem nejprve v předchozích kapitolách analyzovala historický vývoj a současnou situaci v jednotlivých zemích. Na základě dostupných dat a zavedení nejrůznějších předpokladů a hypotéz, které budou blíže diskutovány v následujících kapitolách, jsem se následně pokusila předpovědět budoucí vývoj spotřeby a přeshraničních toků zemního plynu v rámci výše diskutovaných zemích.

Provozovatelé přepravní soustavy jsou v rámci vzájemné spolupráce plynárenských soustav v Evropě povinni publikovat desetileté plány rozvoje svých soustav. Součástí těchto dokumentů jsou zpravidla předpokládané vývoje kapacit a domácích spotřeb, ve kterých jsou zahrnuty i očekávané realizace projektů majících vliv na tuto soustavu. Dle těchto dat je očekáván mírný růst spotřeby, což je vzájemně provázáno s odpovídajícími rozvojovými projekty v této oblasti, například pro zajištění regulačních služeb v odvětví elektroenergetiky, a to z již zmiňovaného důvodu dekarbonizace spojené s postupným útlumem těžby vysokoemisních fosilních paliv. Pro stanovení celkových ročních spotřeb a toků pro období 2020-2030 jsem vycházela zejména z těchto dokumentů a historických dat.

Pro vytvoření veškerých scénářů včetně modelu samotného jsem použila programovací jazyk Visual Basic v rámci programu Excel.



Obrázek 58: Odhadovaný vývoj spotřeby ZP dle NET4GAS, [37]

8.1. Stanovení spotřeby ČR

Dále bylo nutné rozdělit spotřebu dle jednotlivých skupin. Dělení jsem zvolila dle užití zemního plynu, nikoliv dle objemu. Skupiny tak byly následující – domácnosti, výroba elektřiny, podniky, doprava. Tyto skupiny jsou v rámci všech zemí shodné pro zachování konzistence a možnosti porovnání. V rámci výpočtů v modelu jsou uvažovány určité ztráty (stanovené na základě výročních zpráv regulačních orgánů).

Vzhledem k podnebí, které vládne v našich zeměpisných šířkách, je spotřeba v průběhu roku zatížena značnými výkyvy. Hodnota celkové roční spotřeby má omezenou vypovídací hodnotu.

Z tohoto důvodu je model budoucího vývoje realizován na kvartální bázi. Přibližné výchozí podíly jednotlivých skupin jsou uvedeny v následující tabulce.

ČR dle užití						
Kvartál	POD	DOM	VEL	CNG	LNG	OP ¹⁶
Q1	23,29 %	13,29 %	1,55 %	0,20 %	0,0001 %	0,67 %
Q2	11,34 %	2,44 %	0,65 %	0,23 %	0,0001 %	0,34 %
Q3	9,07 %	1,42 %	1,96 %	0,22 %	0,0001 %	0,33 %
Q4	19,53 %	10,42 %	2,52 %	0,25 %	0,0001 %	0,28 %

Tabulka 9: Kvartální rozdělení spotřeby ZP v ČR, data z [39]

8.1.1. Postup při vytváření modelu

Při vytváření modelu spotřeby bylo cílem vytvořit vždy co nejjednodušší, avšak zároveň nej přesnější model. Nejprve jsem se tedy snažila aplikovat pouze lineární závislosti na historická data za období 2016-2019 pomocí programu gretl. Následně jsem výsledky tohoto programu aplikovala na historická data. Za dostačující jsem model považovala v případě, kdy se relativní odchylky hodnot zpravidla pohybovaly v rozmezí $\pm 10\%$. V některých případech však lineární model nebyl dostačující, jelikož se výsledky dle modelu značně lišily od skutečnosti. Z tohoto důvodu jsem následně vytvářela nové proměnné vzniklé jako interakce dvou proměnných, či jako druhé mocniny.

Program gretl lze chápat pouze jako podpůrný program, jelikož kvalita i množství vstupních dat nejsou zcela ideální. Často tak nejsou splněny některé předpoklady, jako například normalita dat, avšak pro zjednodušení a možnost aplikace modelu byla předpokládána. Vše výše zmíněné platí i pro vytváření modelu spotřeby AT a SK.

8.1.2. Domácnosti

První skupinou jsou domácnosti. Jejich spotřeba závisí zejména na teplotě během topné sezony. Jak lze vidět z tabulky výše, největší podíl tak zastávají první a čtvrtý kvartál. Zároveň jsou to právě tyto dva kvartály, jejichž spotřeba závisí právě na již zmíněné teplotě. Rozdíly ve spotřebě ve zbylých dvou kvartálech nejsou nijak výrazné, proto budou jejich hodnoty odpovídající podílu dle tabulky s mírným poklesem, jelikož trend spotřeby v případě domácností je zatížen mírným poklesem. Pro Q1 a Q4 jsem tak vytvořila model, který zohledňuje jednak samotný kvartál a dále výši průměrné teploty. Výsledný model je následovný:

$$DOM_Q^y = 12\,291.9 - 819.236 * t_Q^y + 9.52248 * t_Q^{y^2} + 40.7653 * Q^2,$$

kde

DOM_Q^y je spotřeba zemního plynu v kategorii domácností v roce y a kvartálu Q (GWh/kvartál),

t_Q^y je průměrná denní teplota ovzduší v roce y a kvartálu Q ($^{\circ}C$),

Q je kvartál i v roce y , $Q \in \{1,4\}$ (-).

Tento model je případem modelu, kde lineární závislosti nebyly dostatečně přesné a model byl upraven o druhé mocniny teploty a kvartálu. Díky zavedení těchto proměnných se výsledky modelu od historických dat lišily v rozmezí $\pm 4\%$.

¹⁶ OP – ostatní plyn – ztráty, vlastní spotřeba

8.1.3. Podniky

Důležitou kategorií, která má velký podíl na spotřebě jsou podniky. V případě této kategorie jsem pro základní scénář nevytvářela samostatný model, jelikož vývoj spotřeby této kategorie je téměř konstantní. Hodnoty jsou tak založené na absolutních hodnotách historické a budoucí spotřeby a podílech v tabulce výše.

8.1.4. Výroba elektřiny

Jak je vidět na *Obrázek 39*, výroba elektřiny ze zemního plynu je značně variabilní oproti předchozím skupinám. Obecně lze říci, že v rámci roční celkové spotřeby se jedná o rostoucí trend, z historických dat jsem však nezaznamenala žádný trend či závislost v rámci jednotlivých kvartálů. Domnívala jsem se však, že je tato spotřeba závislá na velkoobchodních cenách zemního plynu, zejména na základě spotřeby v období Q3 a Q4 roku 2019. Dle výsledků modelu je spotřeba elektřiny je však dále závislá také na své ceně a na teplotě, která se mění v rámci jednotlivých kvartálů. Pomocí programu gretl jsem postupným vylučováním proměnných sestavila model, jehož vzorec je následovný:

$$VEL_Q^y = 1\,316\,000 - 186\,392 * t_Q^y - 26\,019.7 * P_{ZP_Q}^y * P_{el_Q}^y + 59\,939.6 * Q * t_Q^y + 3\,248.03 * P_{el_Q}^{y^2} + 54\,342 * P_{ZP_Q}^{y^2},$$

kde

VEL_Q^y je množství spotřebovaného ZP v kvartálu Q roku y (MWh)

t_Q^y je průměrná denní teplota ovzduší v roce y a kvartálu Q (°C),

$P_{ZP_Q}^y$ je průměrná stálá (vzhledem k 2016) cena zemního plynu v kvartálu Q a roce y (EUR/MWh),

$P_{el_Q}^y$ je průměrná stálá (vzhledem k 2016) cena elektřiny v kvartálu Q a roce y (EUR/MWh),

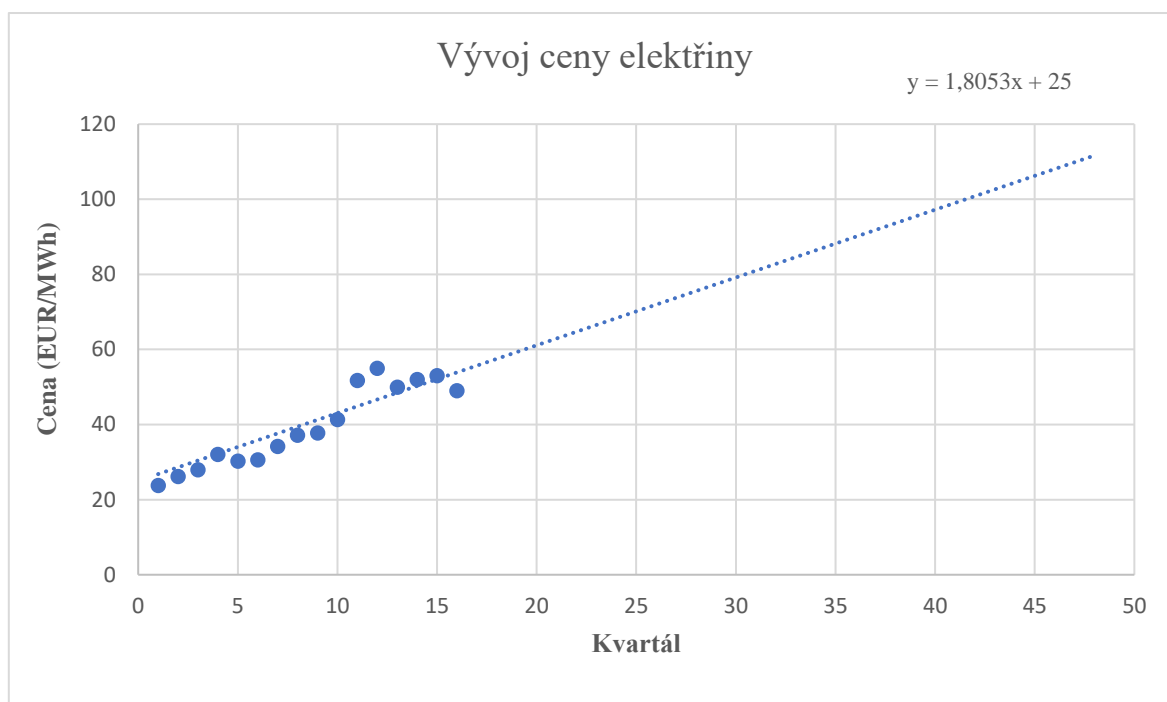
Q je daný kvartál, $Q \in \{1,2,3,4\}$.

Data z období Q2/2018 byla z modelu vyňata, pro jejich značnou odlišnost a zkreslování ostatních výsledků. Stálé ceny byly zavedeny pro lepší výsledky modelu.

Model je zatížen určitou chybovostí. Při aplikaci tohoto modelu na historická data v období Q1/2016 – Q4/2019 bylo použito 15 hodnot. Z těchto 15 hodnot byly 4 hodnoty zatíženy relativní odchylkou větší než 10 % (kladnou či zápornou).

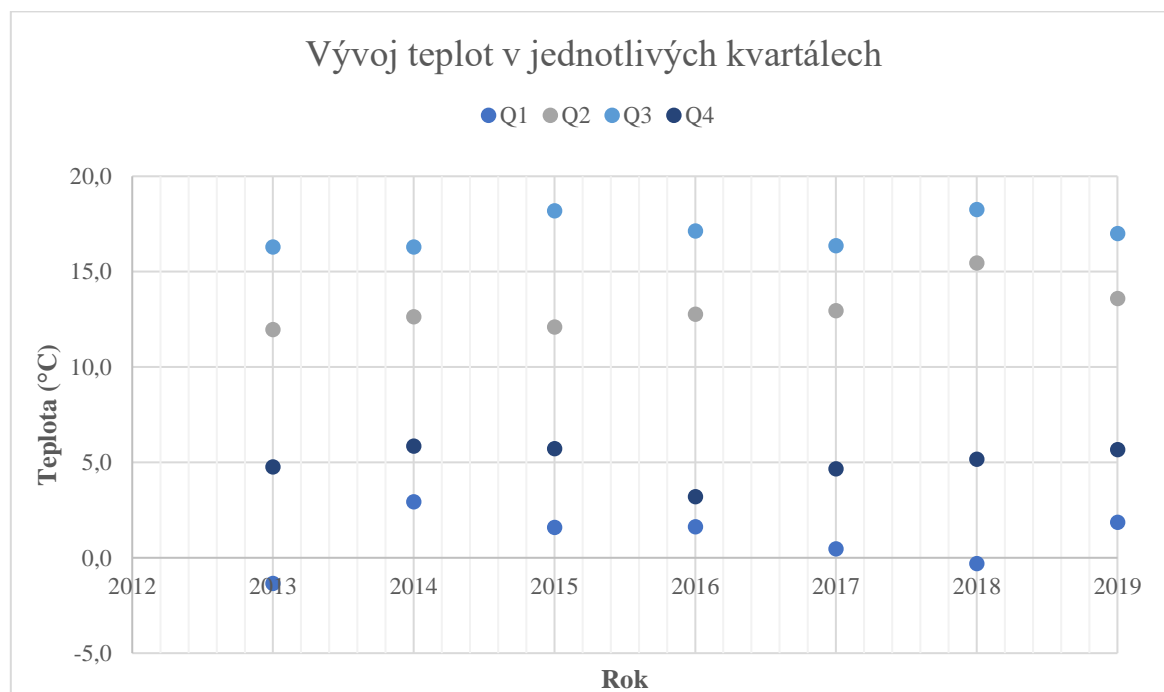
Jak vyplývá z modelu výše, pro aplikaci vzorce pro budoucí roky jsem tak musela stanovit vývoj cen zemního plynu, cen elektřiny a teplotu. Pro stanovení budoucího vývoje cen zemního plynu a elektřiny jsem v obou případech vycházela ze dvou (tří) typů zdrojů – kontrakty futures a predikci vývoje dle [66] [67] [68]. Dále lze obecně předpokládat cenu pro ČR v průměru o 1-2 € nižší oproti rakouským cenám. Historická data vývoje ceny elektřiny jsem proložila lineární závislostí, u které jsem zmírnila sklon, díky čemuž je očekávaná cena elektřiny v roce 2030 vyšší než 100 EUR/MWh. To je značný rozdíl oproti současné ceně. Predikce cen elektřiny i zemního plynu je však vždy nejistá. Jejich růst však lze očekávat vzhledem k cenám emisních povolenek a očekávané postupné decentralizaci.

Na základě všech předchozích zdrojů jsem následně určila cenu elektřiny i zemního plynu pro každé období zvlášť tak, aby ceny víceméně oscillovaly kolem dané přímky na grafu níže a tím byla zároveň zachována rostoucí tendence. Obdobný postup jsem zvolila i pro ceny zemního plynu.



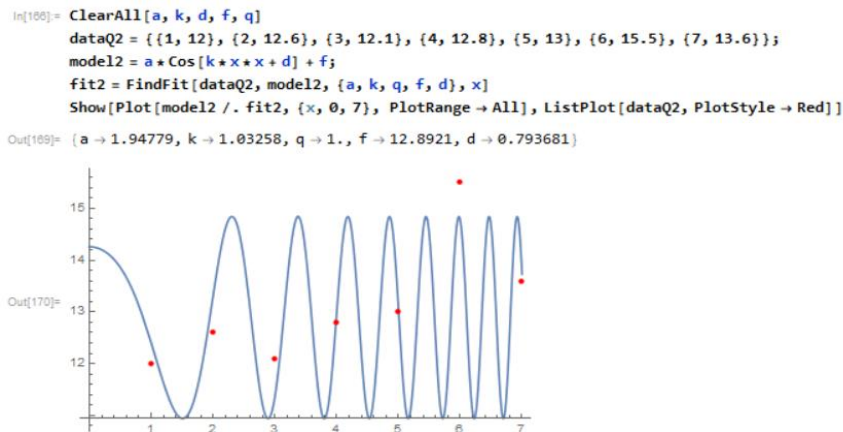
Obrázek 59: Vývoj ceny elektřiny 2016 – 2019 ¹⁷

Další vstupní veličinou byla teplota. Vynesla jsem do grafu měnící se teplotu v jednotlivých kvartálech a zaznamenala určitý trend oscilace. Pomocí programu Wolfram Mathematica jsem daná historická data proložila funkcí o obecné rovnici $a * \text{Cos}(k * \text{rok}^2 + d) + f$, kde a, k, d jsou konstanty. Pro Q4 byla aplikována závislost $a * \text{Cos}(k * \text{rok} + d) + f$. Díky zavedení tohoto předpokladu tak bude zajištěna určitá dynamičnost modelu, jelikož se hodnoty teplot budou měnit.



Obrázek 60: Vývoj teplot v jednotlivých kvartálech

¹⁷ 1 na horizontální ose odpovídá Q1/2016, 2 odpovídá Q2/2016 atd.

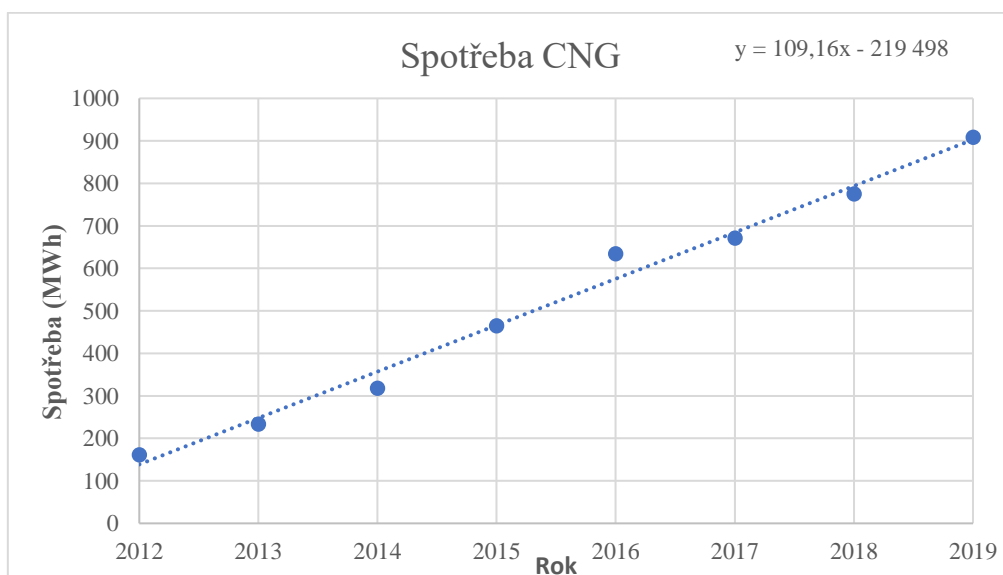


Obrázek 61: Příklad výstupu z programu Wolfram Mathematica

8.1.5. Doprava

Spotřeba zemního plynu jako paliva (CNG) pro v dopravním sektoru není zatížena takovým kolísáním v rámci roku, ale je poměrně konstantní. Důležitým zavedeným předpokladem je prodloužení platnosti snížené daně na spotřebu zemního plynu pro tyto účely. Tato platnost je momentálně předpokládána do roku 2025. [69] V rámci mé práce ji však předpokládám po celou dobu modelování, tedy až do roku 2030.

Pro budoucí růst jsem jako výchozí závislost považovala rovnici $y = 109.16x - 219\,498$, která vznikla proložení historických dat za období 2012–2019. Tuto závislost jsem však následně upravila a od roku 2026 jsem každý rok zvýšila spotřebu o 10 % oproti původní rovnici. Původ tohoto zvýšení souvisí s elektromobilitou. Domnívám se totiž, že elektromobily budou zejména z důvodu vysokých investic pro rozsáhlou kategorii zákazníků cenově nedostupné. Využití zemního plynu jako paliva je však stále šetrnější oproti benzínu či naftě a cenově výrazně přístupnější oproti zmíněným elektromobilům. Dle výsledků je evidentní, že spotřeba ZP v dopravním sektoru je mnohem nižší oproti ostatním kategoriím.



Obrázek 62: Lineární závislost CNG v ČR, [40]

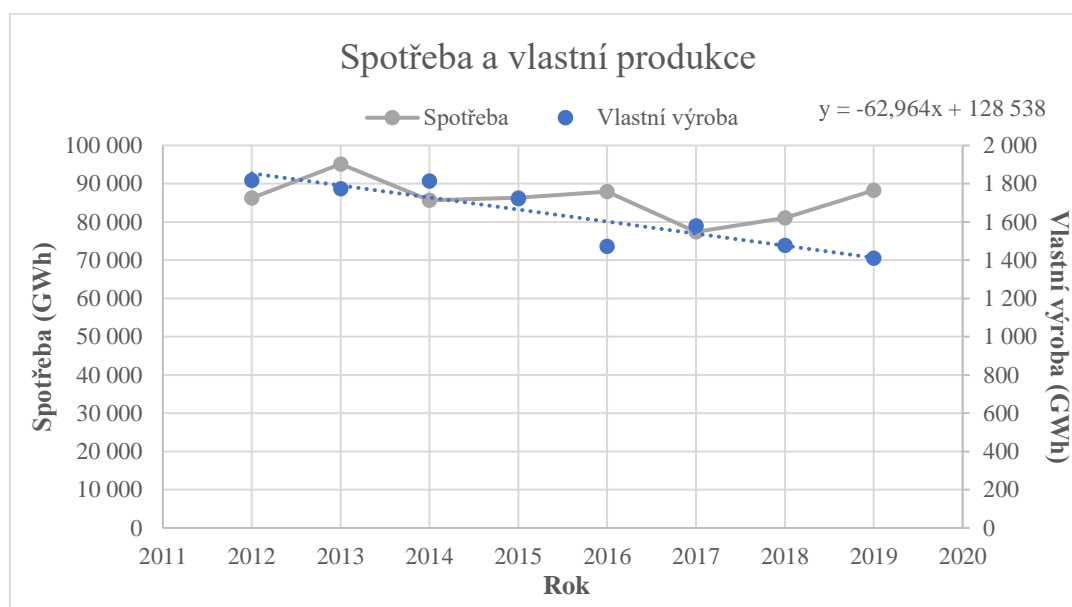
8.2. Vlastní produkce zemního plynu

Dále bylo nutné stanovit budoucí vývoj vlastní výroby/produkce zemního plynu. Vlastní produkce se každoročně pohybuje zpravidla kolem 2 %. V rámci této práce předpokládám, že absolutně bude mít těžba klesající tendenci, viz graf níže. Pro rozložení těžby v jednotlivých čtvrtletích však na základě analýzy historických dat nepředpokládám zásadní výkyvy a rozdělení uvažuji dle následující tabulky.

Q1	25 %
Q2	24 %
Q3	24 %
Q4	28 %

Tabulka 10: Rozdělení vlastní těžby ve čtvrtletích¹⁸

Stav vytěžitelných zásob z ložisek zemního plynu na území ČR byl v roce 2019 dle [70] téměř 4 miliardy m³. Při současném a očekávaném vytěženém množství za rok předpokládám, že do roku 2030 tyto zásoby nebudou zcela vyčerpány.



Obrázek 63: Roční spotřeba a vlastní těžba zemního plynu v ČR, [39]

8.3. Zásobníky

Důležitou úlohu pro bilancování spotřeby mají zásobníky. Pro zjednodušení budu v obdobích Q1 a Q4 jejich úlohu uvažovat jako zásobovací, v Q2 a Q3 naopak budu uvažovat pouze plnění zásobníků. V rámci modelu tak bude cíl dosáhnout na konci Q3 stav zásobníků na 95 % maximální hodnoty. V případě toku ze zásobníků pro pokrytí spotřeby v Q1 a Q4 jsem na základě programu gretl použila následující závislost:

$$ZAS_Q^y = 15\,926.9 + 4\,308.48 * Q + 0.65111 * t_Q^y * DOM_Q^y - 10\,785.1 * t_Q^y,$$

kde

ZAS_Q^y je objem zemního plynu vytěžený ze zásobníku v kvartálu Q roku y (GWh),

¹⁸ Hodnoty v tabulce jsou zaokrouhleny, a proto dává jejich součet hodnotu 101, v rámci modelu v Excelu zaokrouhlené nejsou.

Q je daný kvartál, $Q \in \{1,4\}$ (-),

t_Q^y je průměrná teplota ovzduší za kvartál Q roku y ($^{\circ}\text{C}$),

DOM_Q^y je spotřeba domácností v kvartálu Q roku y (GWh).

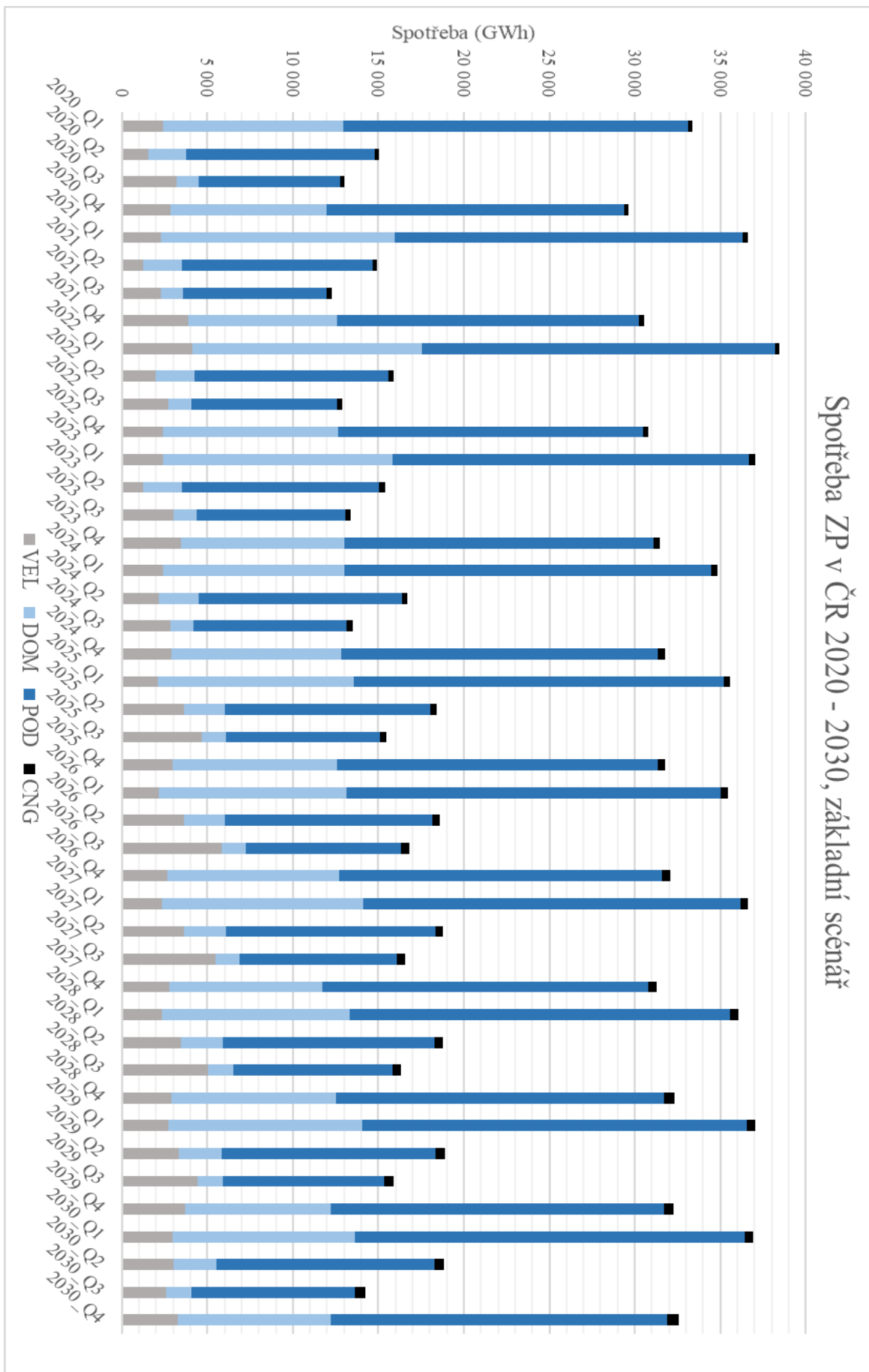
I v případě tohoto modelu je patrné, že pouze lineární závislosti nezaručovaly jeho dostatečnou přesnost, proto byla zavedena interakce teploty a spotřeby domácností.

Zbylým kvartálem je Q2, kde pro zjednodušení neuvažují závislost na ceně, ale dle historických hodnot uvažují průměrnou hodnotu nárůstů stavu zásobníků o 12 000 GWh. V rámci budoucích projektů je navíc uvažováno navýšení kapacity zásobníků – v roce 2021 nejprve o dalších 1 400 GWh, v roce 2023 o 6 000 GWh. Tento fakt je v modelu zahrnut navýšením pokrytí spotřeby ze zásobníků a zároveň navýšením kapacity jako takové.¹⁹

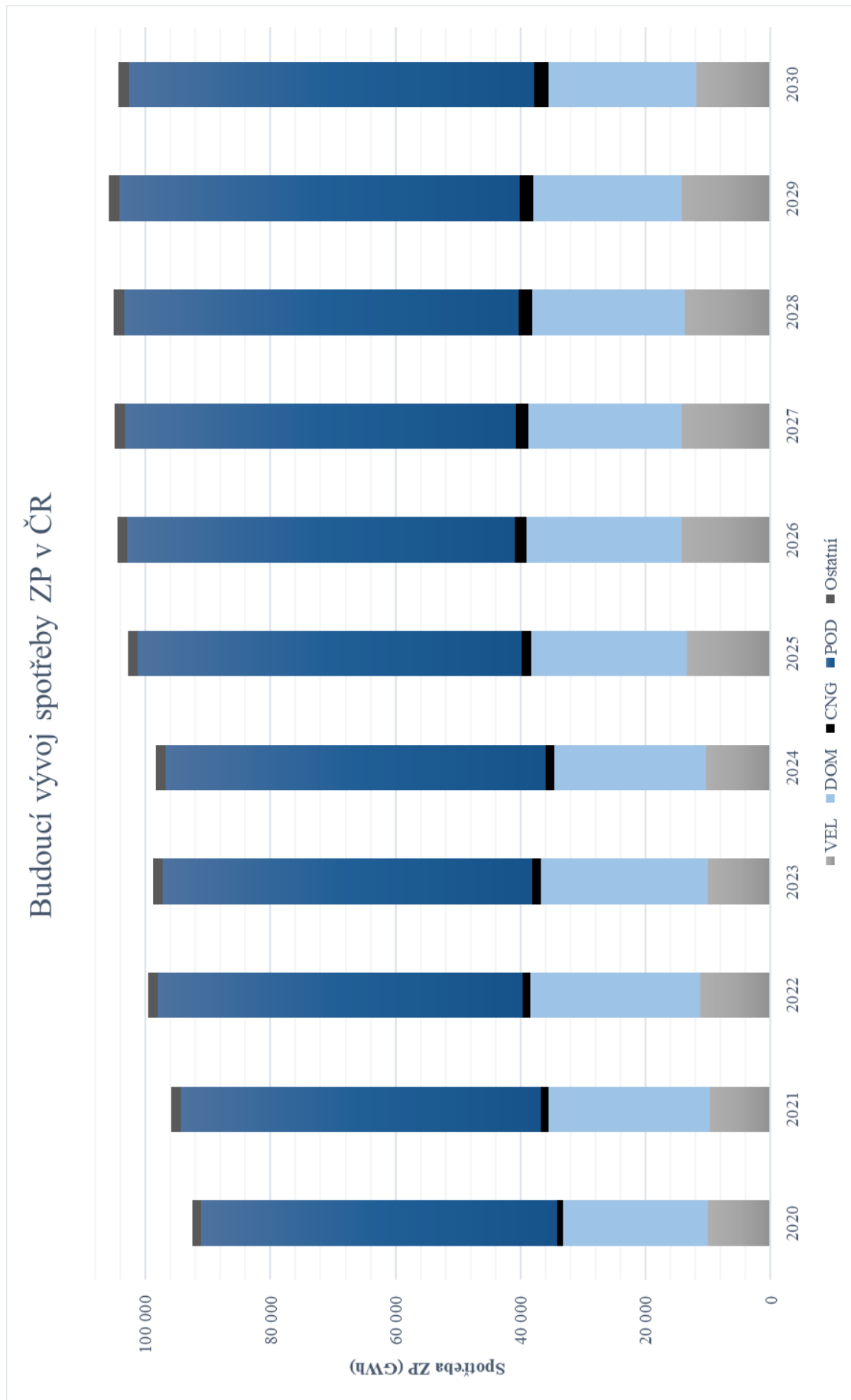
8.4. Výsledky základního scénáře

Na základě všech výše zmíněných předpokladů byl sestaven odhad spotřeby na období 2020-2030 na kvartální i roční bázi. Dále byly zavedeny předpokládané projekty dle přílohy 2 (připojení nové elektrárny a průmyslových podniků). Výsledky základního scénáře jsou vyneseny v následujících dvou grafech níže. Pro celkovou roční spotřebu lze spatřit mírně rostoucí trend. Dle modelu je nejvyšší spotřeby dosaženo v roce 2029 – 105,824 TWh. Naopak nejnižší spotřeby je dosaženo v počátečním roce 2020 – 90,6 TWh. Nejvyšší volatilitu lze zaznamenat v sektoru výroby elektřiny, což je pravděpodobně dáno orientací spotřeby na situaci na trhu. Zde je nejvyšší spotřeby dosaženo v roce 2026 – 14,2 GWh. Tuto hodnotu lze také považovat za technické maximum vzhledem k instalovaným výkonům paroplynových elektráren.

¹⁹ V novém desetiletém plánu rozvoje plynárenské soustavy již s druhým navýšením kapacity není uvažováno. Tento plán byl však vydán až po zpracování těchto výsledků, proto tento fakt není v této práci zahrnut.



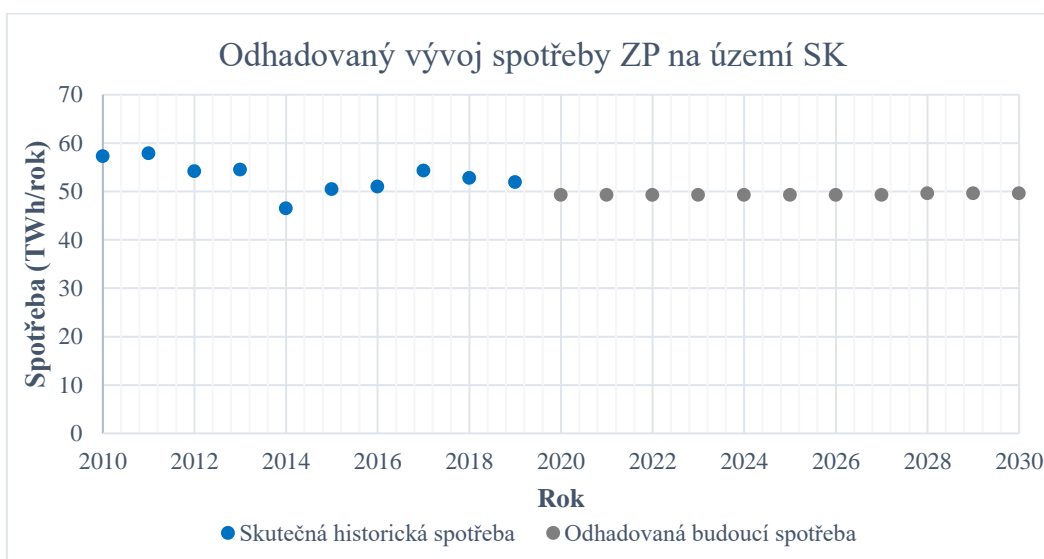
Obrázek 64: Spotřeba ZP ČR za období 2020-2030, základní scénář, kvartální báze



Obrázek 65: Budoucí vývoj spotřeby ZP v ČR 2020-2030, základní scénář

9. Vytvoření základního scénáře SK

Pro vytvoření základního scénáře spotřeby zemního plynu na území Slovenské republiky jsem obdobně jako v případě ČR nejprve analyzovala historická data. Na základě těchto dat a dlouhodobých prognóz slovenského provozovatele přepravní soustavy (eustream) jsem následně odhadla budoucí vývoj. Graf níže, který znázorňuje odhadovaný vývoj spotřeby ZP na území Slovenské republiky, sloužil dle výsledků spíše jako orientační. Tato prognóza totiž byla vytvořena ještě před rokem 2019, ve kterém došlo k výraznému nárůstu spotřeby, jenž byl způsoben zejména příznivou situací na trhu ZP pro provoz PPE či velkoodběratele. Zvýšení objemu ZP v těchto kategoriích lze očekávat i do budoucna. [50]



Obrázek 66: Odhadovaný vývoj spotřeby ZP pro SK, [71]

9.1. Stanovení spotřeby SK

Pro zachování konzistence dat a možnost srovnání zemí mezi sebou jsem spotřebu opět rozdělila do kategorií domácnosti, podniky, výroba elektřiny, doprava (CNG) a ostatní ztráty. Dostupnost dat však nebyla v případě Slovenské republiky zcela ideální. K dispozici jsou zpravidla pouze data na bázi celého roku, nikoli na kvartální bázi. Z tohoto důvodu jsem byla nucena zavést spoustu zjednodušení či orientačních výpočtů a odvození hodnot na základě již získaných v rámci předchozích kapitol týkajících se České republiky. Všechny tyto předpoklady budou diskutovány v následujících kapitolách.

9.1.1. Domácnosti

Pro stanovení spotřeby domácností jsem vycházela z modelu, který byl vytvořen pro Českou republiku, viz kapitola 8.1.2. Dle tohoto vzorce je spotřeba zejména v prvním a čtvrtém kvartálu závislá na teplotě. Na základě analýzy historických průměrných teplot v jednotlivých kvartálech v období 2016-2019 jsem zjistila, že v kvartálech Q1 a Q4, které jsou zásadní vzhledem k topné sezoně, je průměrná teplota ovzduší na Slovensku přibližně o 2,2 °C vyšší oproti teplotě ovzduší v České republice. To znamená, že se teplota liší víceméně jen o tuto konstantu, avšak trend spotřeby domácností zůstává zachován.

Díky tomu jsem zjistila, že spotřeba Slovenska poměrně přesně odpovídá 60 % spotřebě České republiky a tohoto faktu jsem při jejím budoucím modelování také využila.

9.1.2. Podniky

V případě podniků bylo stanovení spotřeby poněkud odlišné od metodiky aplikované pro ČR. Na základě analýzy historických dat jsem zjistila, že spotřeba podniků v průměru odpovídá 65 % celkové spotřeby. To tedy znamená, že na domácnosti a výrobu elektřiny zbývá 35 %. Fakt, že se podíl této kategorie nemění je dán i tím, že velká část v této kategorii jsou velkoodběratelé, kteří obdobně jako elektrárny přizpůsobují svůj odběr velkoobchodním cenám na trhu. Určení spotřeby v kategorii podniků tak probíhá dle následujícího vzorce:

$$POD_y = (DOM_y + VEL_y) * 65/35,$$

kde

POD_y je spotřeba zemního plynu v kategorii podniky (průmysl) v roce y (GWh/rok),

DOM_y je spotřeba zemního plynu v kategorii domácnosti v roce y (GWh/rok),

VEL_y je spotřeba zemního plynu pro výrobu elektřiny v roce y (GWh/rok).

Následné rozdělení do kvartálů této spotřeby je realizováno dle následující tabulky (převzato dle ČR):

Q1	39%
Q2	17%
Q3	14%
Q4	30%

Tabulka 11: Kvartální rozdělení v kategorii POD, SK

9.1.3. Výroba elektřiny

Pro stanovení spotřeby zemního plynu pro účely výroby elektrické energie jsem vycházela z dat poskytnutých slovenským statistickým úřadem, dále z dat a informací poskytnutých společností ZSE. Byla předpokládána závislost na stejných veličinách jako v případě ČR. Rovnice pro výrobu elektřiny získaná pomocí programu gretl je následující:

$$VEL_Q^y = 998\,478 - 37\,602.3 * t_Q^y - 11\,805.8 * P_{ZP_Q}^y * P_{el_Q}^y + 2\,021.68 * P_{el_Q}^y + 15\,694.7 * (P_{ZP_Q}^y)^2 + 5\,962.03 * Q * t_Q^y,$$

kde

VEL_Q^y je množství spotřebovaného ZP pro výrobu elektřiny za kvartál Q v roce y (MWh),

t_Q^y je průměrná teplota ovzduší za kvartál Q v roce y (°C),

$P_{ZP_Q}^y$ je průměrná stálá (k roku 2016) cena zemního plynu za kvartál Q v roce y (EUR/MWh),

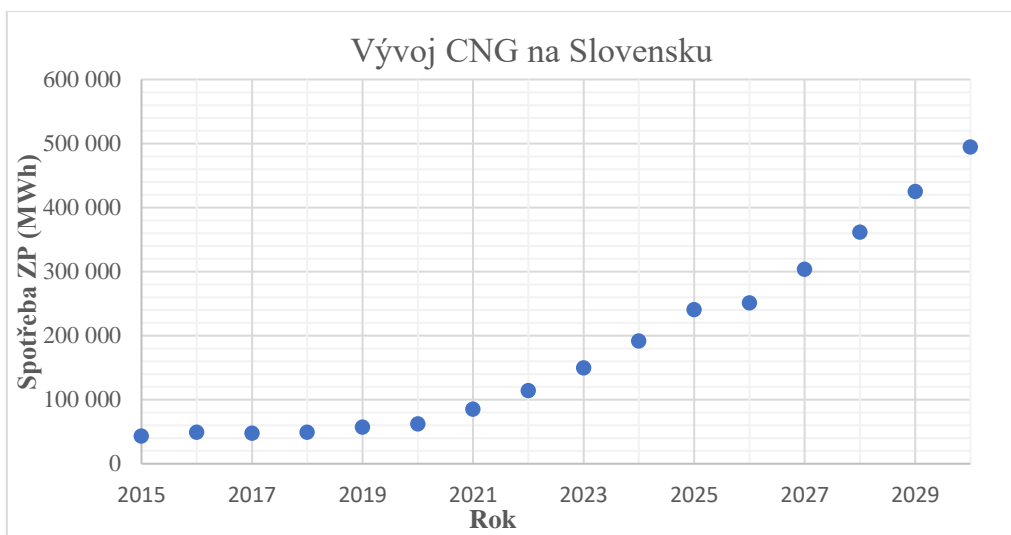
$P_{el_Q}^y$ je průměrná stálá (k roku 2016) cena elektřiny za kvartál Q v roce y (EUR/MWh),

Q je daný kvartál, $Q \in \{1,2,3,4\}$.

Jedná se o další příklad modelu, kde se vyskytují kromě lineárních závislostí i interakce či druhé mocniny. Opět je zde zanesena chyba a výsledky je třeba brát s určitou rezervou. Při aplikaci tohoto vzorce na historická data se pouze dvě hodnoty lišily o více než 10 % (konkrétně 14 %). Data opět nelze považovat za ideálně normální. Pro účely této práce je však tento model dostačující. V rámci základního scénáře neuvažují do roku 2030 výstavbu nové paroplynové elektrárny. [72]

9.1.4. Doprava

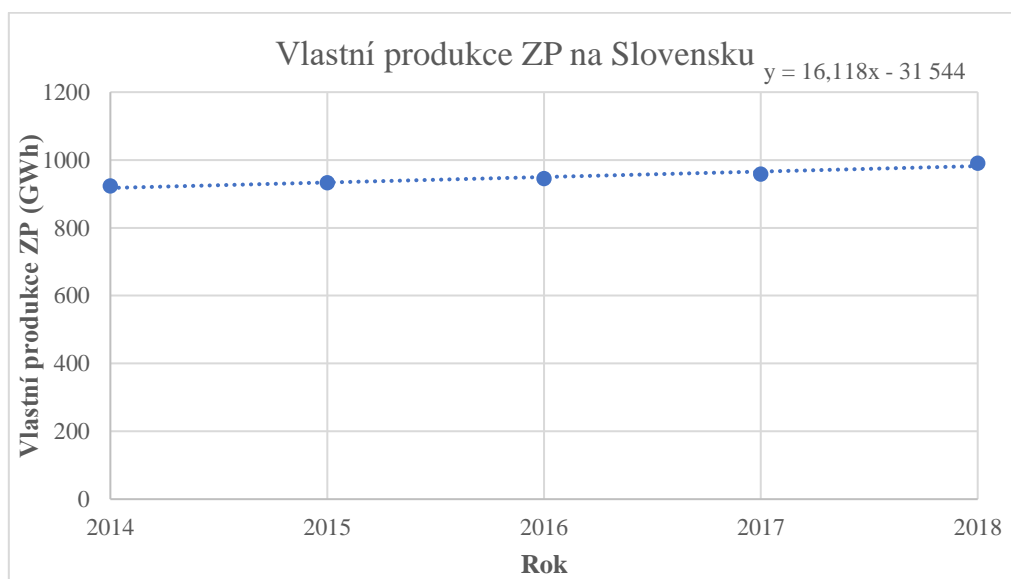
Jak již bylo naznačeno v kapitole 6.4.1, využití zemního plynu v dopravě je v této zemi velmi nízké. Pro zjištění roční spotřeby CNG jsem vycházela z přímé úměrnosti mezi počtem stanic a objemem výtoče na základě dat pro ČR. Do roku 2030 je tak předpokládán vývoj dle následujícího grafu. Body byly proloženy kvadratickou funkcí o rovnici $y = 0.96x^2 - 3\,874.18x + 3\,907\,207.46$. Od roku 2026 je navíc uvažován pokles o 15 % oproti vypočtené hodnotě, aby byl růst zpomalen, jelikož se nedomnívám, že je technicky reálné zajistit tak rychlý růst. V případě Slovenska je využití ZP v oblasti dopravy zvláště nízké, avšak pro zachování konzistence modelu je tato spotřeba uvažována.



Obrázek 67: Vývoj CNG na Slovensku

9.2. Vlastní produkce zemního plynu

V případě domácí produkce zemního plynu je u Slovenska na rozdíl od ČR či AT zaznamenán rostoucí trend. Dle [70] se na území Slovenska v roce 2019 nacházelo více než 14 mld. m³ zemního plynu. Vzhledem k tomuto množství prokázaných domácích zásob zemního plynu v ložiskách tak do roku 2030 předpokládám tento mírně rostoucí trend dle rovnice uvedené v grafu níže. Rozdělení v jednotlivých kvartálech uvažuji obdobné jako pro ČR, viz *Tabulka 10*.



Obrázek 68: Vlastní těžba ZP na Slovensku, [51]

9.3. Zásobníky

V případě Slovenské republiky jsem pro stanovení toku z a do zásobníků postupovala obdobně jako v případě ČR. Pomocí programu gretl jsem pro využívání zásobníků v rámci Q1 a Q4 dospěla k následující závislosti:

$$ZAS_Q^y = 38\,512.5 - 1.11 * t_Q^y * DOM_Q^y + 427.7 * Q * t_Q^y,$$

kde

ZAS_Q^y je objem zemního plynu vytěžený ze zásobníku za kvartál Q v roce y (GWh),

Q je daný kvartál, $Q \in \{1,4\}$ (-),

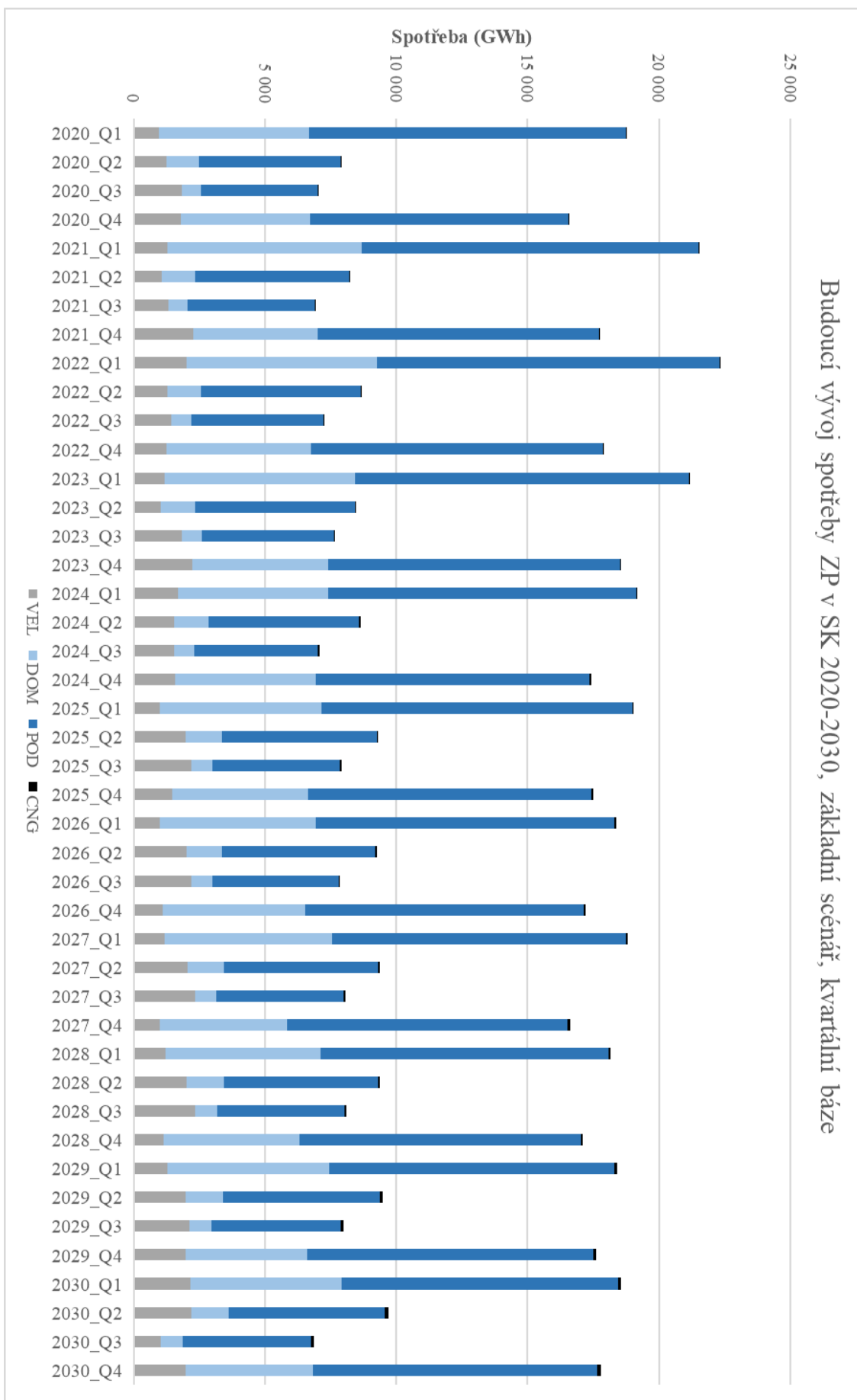
t_Q^y je průměrná teplota ovzduší za kvartál Q v roce y (°C),

DOM_Q^y je spotřeba domácností za kvartál Q v roce y (GWh).

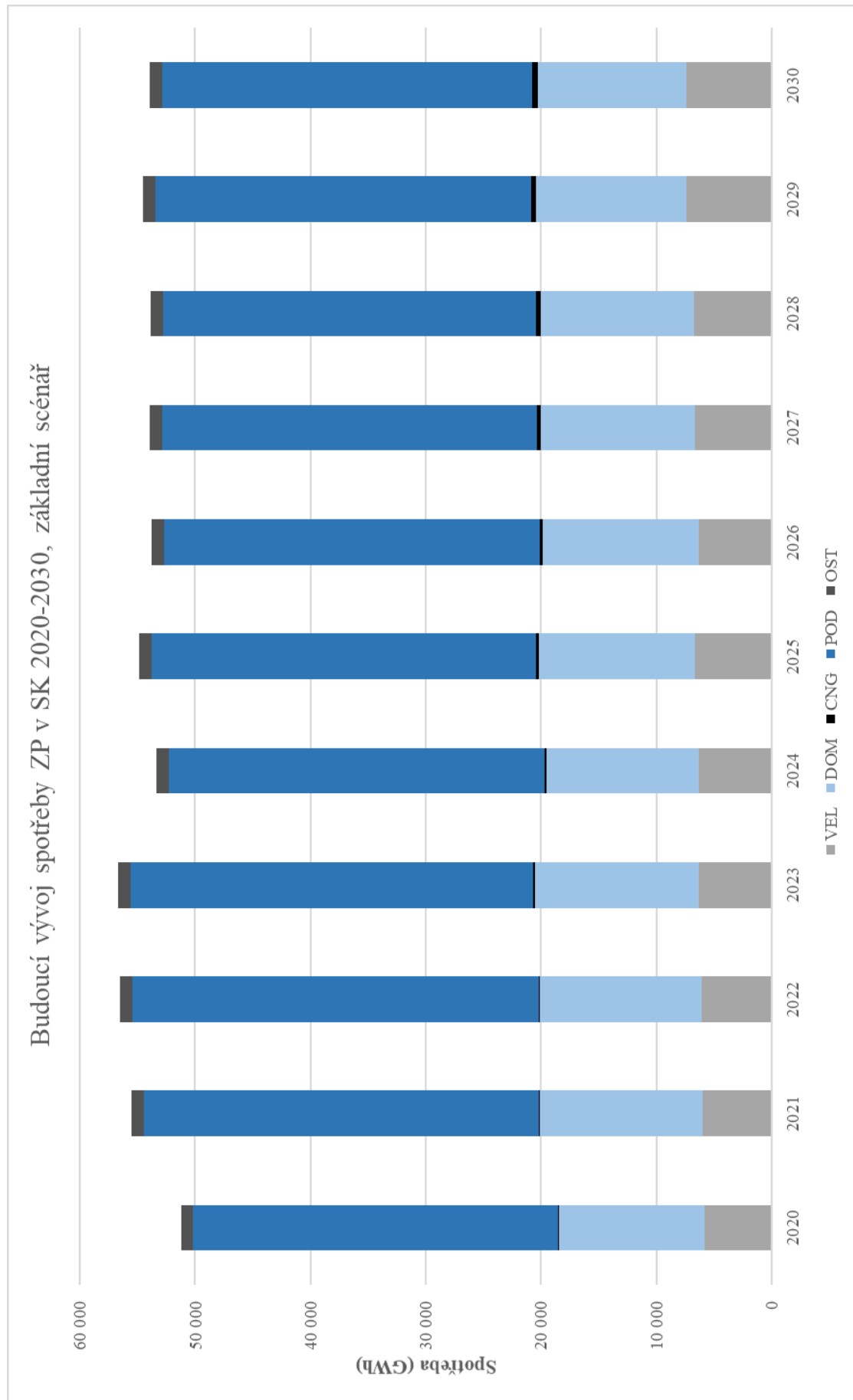
V rámci zjednodušení jsem pro **Q3** opět nastavila podmínku naplnění zásobníků na **95 %**. V případě Q2 v modelu přičítám průměrnou hodnotu historických dat 11 000 GWh. Slovensko ve svých projektech neuvažuje navýšení kapacity zásobníků, proto v rámci základního scénáře k žádnému navýšení nedochází.

9.4. Výsledky základního scénáře

Na základě všech výše zmíněných předpokladů byl sestaven model pro stanovení spotřeby ZP na území Slovenské republiky pro období 2020-2030, a to na roční i kvartální bázi. Výsledky jsou vyneseny do následujících dvou grafů. Nutno podotknout, že výsledky se jsou vyšší oproti dlouhodobé předpovědi společnosti eustream. Domnívám se, že jedním z důvodů je, že v době vytváření této předpovědi nebyla v provozu PPE Malženice.



Obrázek 69: Spotřeba ZP v SK 2020-2030, základní scénář, kvartální báze



Obrázek 70: Budoucí vývoj spotřeby ZP v SK 2020-2030, základní scénář

10. Vytvoření základního scénáře AT

Poslední analyzovanou zemí je Rakousko. Pro vytvoření základního scénáře spotřeby ZP v Rakousku bylo nejobtížnější nalézt pro historická data nějakou závislost, aby bylo možné predikovat budoucí spotřeby jednotlivých kategorií. Rakousko totiž poměrně intenzivně rozvíjí podíl OZE a odstavuje uhelné elektrárny. Podrobněji však bude tato problematika diskutována právě v následujících kapitolách.

10.1. Stanovení spotřeby AT

Spotřeba ZP byla i v případě Rakouska rozdělena do stejných kategorií (domácnosti, podniky, výroba elektřiny, doprava a ostatní). Dostupnost dat v případě této země však také nebyla zcela ideální, proto bylo ve spoustě případech nutné provést různé přepočty (např. při výrobě elektřiny ze ZP) či odhady na základě předchozích zemí, proto historická data nebyla zcela přesná. Největším zdrojem dat byly v tomto případě výroční zprávy regulačního úřadu E-Control a statistický úřad Statistics Austria, který mi laskavě poskytl historická data.

10.1.1. Domácnosti

První analyzovanou kategorií byly domácnosti. V případě rakouských domácností nebyla k dispozici tak detailní data jako v případě ČR, musela jsem tedy data získaná právě analýzou historických dat ČR aplikovat na rakouskou spotřebu domácností. K dispozici byla roční agregovaná data, která jsem na kvartální bázi převedla dle rozdělení pro ČR.

Q1	50 %
Q2	8 %
Q3	5 %
Q4	37 %

Tabulka 12: Kvartální rozdělení spotřeby domácností

Obdobně jako pro ČR jsem výsledný model programu aplikovala pouze pro kvartály Q1 a Q4, které jsou z důvodu topné sezony zatíženy větším kolísáním a závislostí na teplotě oproti zbylé části roku. Zbylé dva kvartály předpokládám víceméně konstantní. Výsledná rovnice pro výpočet spotřeby je tak následující:

$$DOM_Q^y = 9\,886.59 - 530.263 * Q - 748.259 * t_Q^y + 97.8382 * t_Q^y * Q,$$

kde

DOM_Q^y je spotřeba zemního plynu kategorií domácností za kvartál Q v roce y (GWh),

Q je daný kvartál, $Q \in \{1,4\}$,

t je průměrná teplota ovzduší za kvartál Q v roce y .

Následující obrázek je příkladem výstupu programu gretl. Vzhledem k nedodržení normality dat jsou výsledky zkrácené. Například hodnota koeficientu determinace je podezřele vysoká. Za kvalitní jsou považovány už ty modely, kde tato hodnota nabývá nad 60 %.

	koeficient	směr. chyba	t-podíl	p-hodnota	
const	9886,59	484,277	20,42	3,47e-08	***
kvartal	-530,263	181,787	-2,917	0,0194	**
teplota	-748,259	91,6460	-8,165	3,77e-05	***
teplota_kvartal	97,8382	34,4432	2,841	0,0218	**
Střední hodnota závisle proměnné		4337,073			
Sm. odchylka závisle proměnné		3319,484			
Součet čtverců reziduí		1917937			
Sm. chyba regrese		489,6347			
Koeficient determinace		0,984177			
Adjustovaný koeficient determinace		0,978243			
F(3, 8)		165,8599			
P-hodnota(F)		1,53e-07			
Logaritmus věrohodnosti		-88,91839			
Akaikovo kritérium		185,8368			
Schwarzovo kritérium		187,7764			
Hannan-Quinnovo kritérium		185,1187			
zde je poznámka o zkratkách statistik modelu					

Obrázek 71: Příklad výstupu programu gretl

10.1.2. Podniky

Způsob stanovení spotřeby v sektoru podniků jsem zavedla analogicky jako v případě Slovenské republiky. Na základě historické analýzy jsem zjistila, že podíl tohoto sektoru na spotřebě se zpravidla pohybuje v rozmezí 56 - 57 %. Pro zjednodušení předpokládám podíl na celkové roční spotřebě 56,5 %. Odůvodnění této závislosti je obdobné jako v případě Slovenska – spousta odběratelů v této kategorii se řadí mezi velkoobchodníky, jejichž spotřeba je často řízena velkoobchodními cenami na trhu (tedy obdobně jako v kategorii VEL). Vzorec pro výpočet spotřeby kategorií podniků je tedy následující:

$$POD_y = (VEL_y + DOM_y) * 56.5/43.5,$$

kde

POD_y je spotřeba ZP v kategorii podniky v roce y (GWh),

VEL_y je roční spotřeba ZP pro výrobu elektřiny v roce y (GWh),

DOM_y je roční spotřeba ZP v kategorii domácnosti v roce y (GWh).

Z důvodu klesajícího trendu výroby elektřiny ze ZP (viz další kapitola) nemohla být tato závislost uvažována po celé zkoumané období. Výpočet jsem nastavila tak, že k poklesu spotřeby v kategorii VEL nedochází. Následně jsem opět obdobným způsobem rozdělila tuto spotřebu do jednotlivých kvartálů dle Tabulka 11 (39 %, 17 %, 14 %, 30 %).

10.1.3. Výroba elektřiny

Jak již bylo zmíněno v kapitole 7.3.1, zemní plyn pro účely výroby elektřiny má v Rakousku zásadní postavení. Zároveň je však jeho spotřeba během několika posledních let zatížena vlivem několika faktorů – zvyšování podílu OZE, odstávky uhelných elektráren v rámci cíle 2030 vyrábět do tohoto roku elektřinu pouze z OZE. Pravděpodobně z těchto důvodů bylo značně složitější nalézt odpovídající závislost pro výpočet. K nalezení této závislosti jsem opět použila program gretl. Závislost je následující:

$$VEL_Q^y = 5\,164\,550 - 397\,491 * P_{zp}^y + 216\,824 * P_{el}^y - 108\,912 * t_Q^y * Q,$$

kde

VEL_Q^y je množství spotřebovaného ZP pro účely výroby elektřiny za kvartál Q v roce y (MWh),

P_{zp}^y je průměrná stálá (k roku 2016) cena zemního plynu za kvartál Q roku y (EUR/MWh),

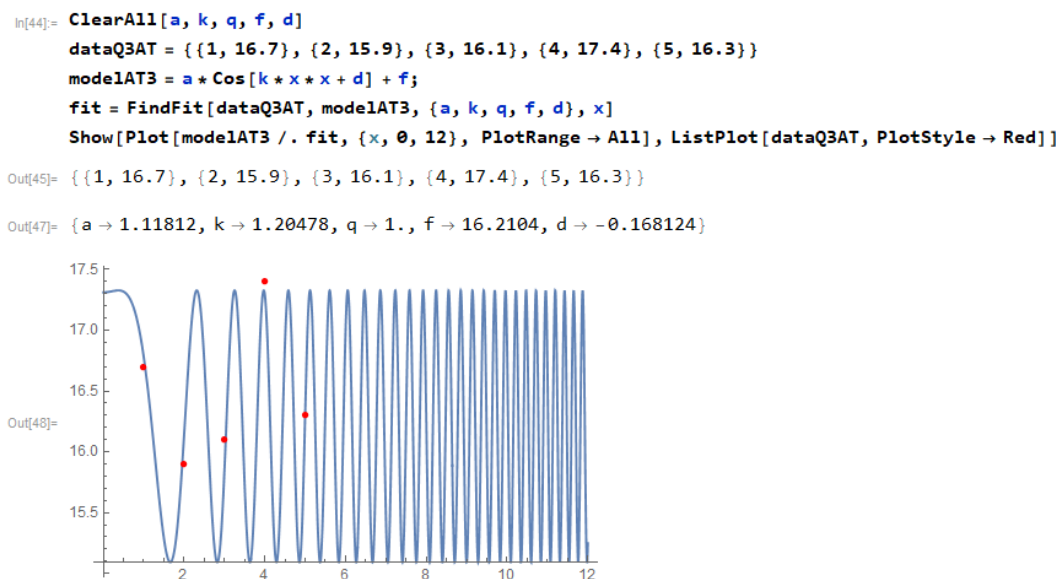
P_{el}^y je průměrná stálá cena (k roku 2016) elektřiny za kvartál Q roku y (EUR/MWh),

Q je daný kvartál (-),

t_Q^y je průměrná teplota ovzduší za kvartál Q v roce y ($^{\circ}C$).

Přestože se jednalo o nejpřesnější závislost, při aplikaci na historická data byly výsledky zatíženy vysokými odchylkami. Výsledky modelu tak sloužily spíše jako orientační hodnoty. Vzhledem k rakouskému cíli vyrábět v roce 2030 elektřinu pouze z OZE, jsem následně každou hodnotu adekvátně snížila tak, aby v roce 2030 byla tato spotřeba nulová.

Pro stanovení budoucího vývoje teploty jsem opět využila program Wolfram Mathematica a proložila historická data teplot funkcí o obecném tvaru $a * \text{Cos}(k * x * x + d) + f$, kde a, k, d, f jsou konstanty, x je nezávislá proměnná, která odpovídá danému roku (6 odpovídá roku 2020 atd.). Příklad výstupu je znázorněn na obrázku níže.



Obrázek 72: Ukázka výstupu z programu Mathematica

10.1.4. Doprava

Pro stanovení spotřeby zemního plynu v dopravním sektoru budu vycházet z mírně rostoucího trendu dle Obrázek 56. Jedná se tedy o následující závislost:

$$CNG_y = 63.562 * y + 2861.1,$$

kde

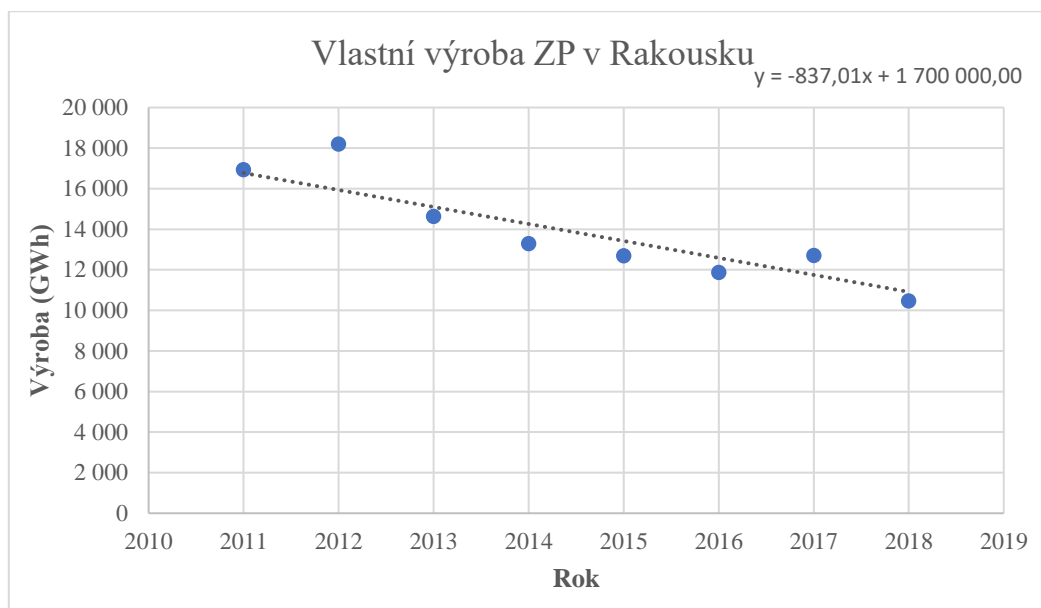
CNG_y je spotřeba ZP v kategorii dopravy v roce y (GWh),

y je proměnná (rok).

V rámci kvartálů následně uvažuji rovnoměrné rozložení této roční spotřeby, tedy každému kvartálu odpovídá 25 %. Obdobně jako v případě předchozích zemí jsem se po analýze spotřeby LNG rozhodla ji neuvažovat jako samostatnou kategorii.

10.2. Vlastní výroba zemního plynu

Pro stanovení trendu vlastní výroby zemního plynu jsem vycházela z historických dat poskytnutých rakouským statistickým úřadem (Statistics Austria). Z následujícího grafu je vidět, že trend je značně klesající. K roku 2019 Rakousko disponovalo prokázanými zásobami ZP o objemu 6,5 mld. m³ [70]. Při tomto objemu a zachování klesajícího trendu je možné do roku 2030 předpokládat nevyčerpání zásob.



Obrázek 73: Vlastní výroba ZP v Rakousku, data od Statistics Austria

10.3. Zásobníky

V případě Rakouska bylo vzhledem k absenci přesných dat o teplotě nejnáročnější stanovit závislost. Na rozdíl od předchozích zemí se nejpřesnější jevil model, kde jako nezávislá proměnná vystupuje pouze teplota. Tento model pro čerpání ZP v Q1 a Q4 je následující:

$$ZAS_Q^y = 50\,095.5 - 7\,526.92 * t_Q^y,$$

kde

ZAS_Q^y je objem zemního plynu vytěžený ze zásobníku za kvartál Q v roce y (GWh),

t je průměrná teplota ovzduší za kvartál Q (°C),

Q je daný kvartál, $Q \in \{1,4\}$.

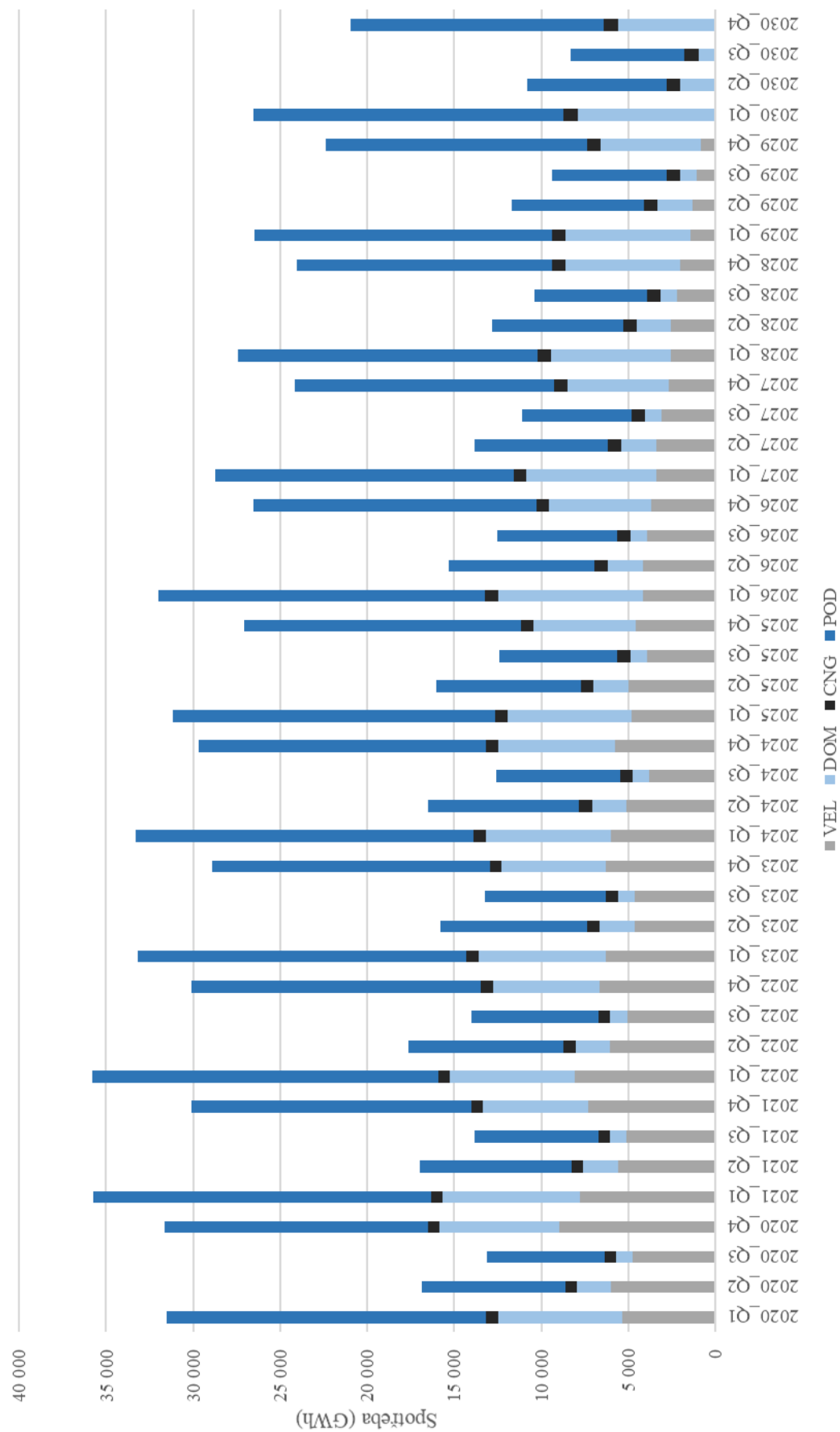
Pro **Q3** je opět nastavena podmínka dosažení stavu **95 %** maximální kapacity rakouských zásobníků. Pro **Q2** jsem stanovila přírůstek stavu zásobníků dle historických dat, a to jako průměrnou hodnotu **22 000 GWh**. V případě Rakouska se zavedením výše zmíněných zjednodušení dopouštím největší chyby. Vzhledem k vysoké skladovací kapacitě zásobníků, předpoklad využívání v obdobích Q1 a Q4 pro účely zásobování a Q2, Q3 pro účely vtláčení

bohužel zcela nereflektuje realitu. Pro získání orientačních hodnot v rámci modelu se však domnívám, že i po zavedení těchto zjednodušení budou výsledky uspokojivé.

10.4. Výsledky základního scénáře

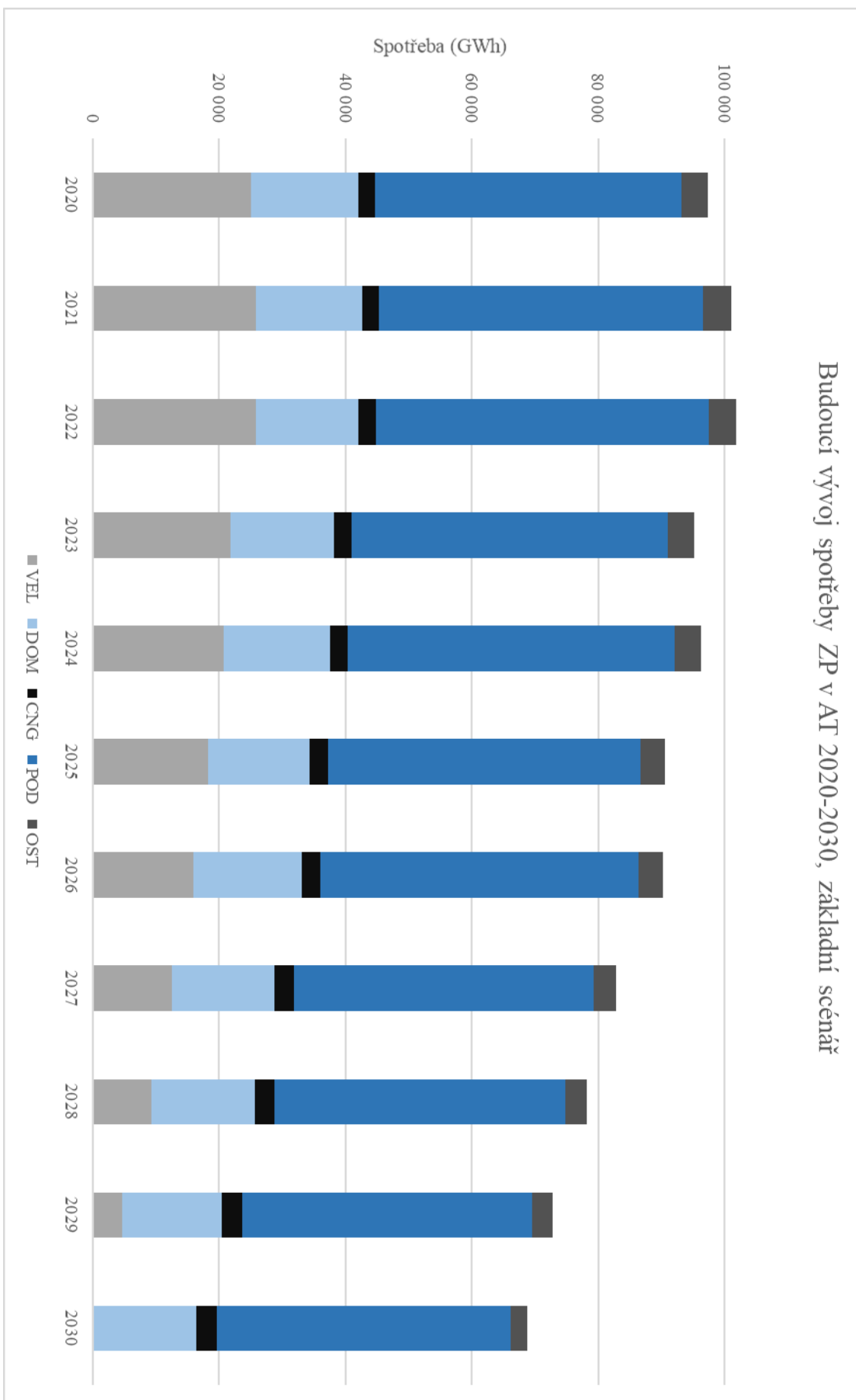
Na základě výše zmíněné analýzy historických dat a uvedených předpokladů jsem pomocí programu Visual Basic namodelovala budoucí spotřebu ZP na území Rakouska. V základním scénáři je zahrnut i cíl této země eliminovat fosilní paliva a zvyšovat podíl OZE, proto je zde možné spatřit klesající tendenci spotřeby ZP. Kategorie OST reprezentuje ztráty a vlastní spotřebu, kterou jsem na základě historických dat uvažovala jako 4,5 % celkové domácí spotřeby, resp. dodávky ZP.

Budoucí vývoj spotřeby ZP v AT 2020-2030, základní scénář, kvartální báze



Obrázek 74: Budoucí vývoj spotřeby ZP v AT 2020-2030, základní scénář, kvartální báze

Budoucí vývoj spotřeby ZP v AT 2020-2030, základní scénář



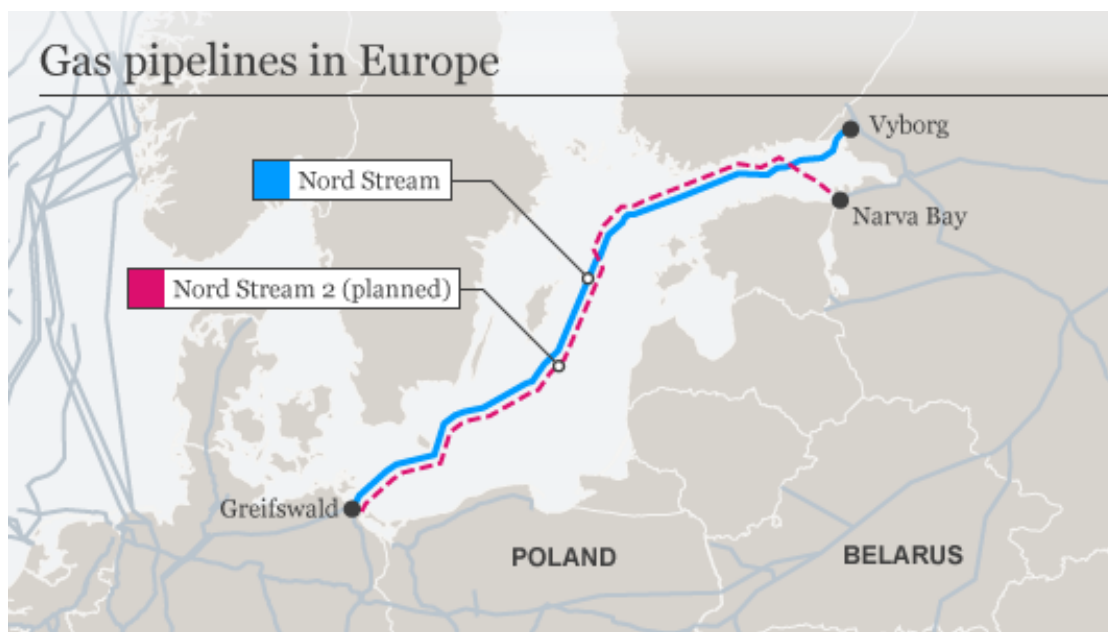
Obrázek 75: Budoucí vývoj spotřeby AT 2020-2030, základní scénář

11. Plánované projekty

Pro stanovení budoucího vývoje poptávky a nabídky zemního plynu je nutné zohlednit také plánovaný rozvoj plynárenských soustav jednotlivých zemí. V rámci této práce se však nebudou detailně věnovat veškerým projektům, ale pouze těm, které mají největší dopad. V rámci této kapitoly budou diskutovány pouze klíčové projekty, které také často mají status PCI (Projects of Common Interest). Případné menší projekty, které jsou součástí rozvojových plánů sítě jednotlivých PPS však pro vytváření modelu byly zohledněny a budou uvedeny jako součást příloh.

11.1. Nord Stream 2

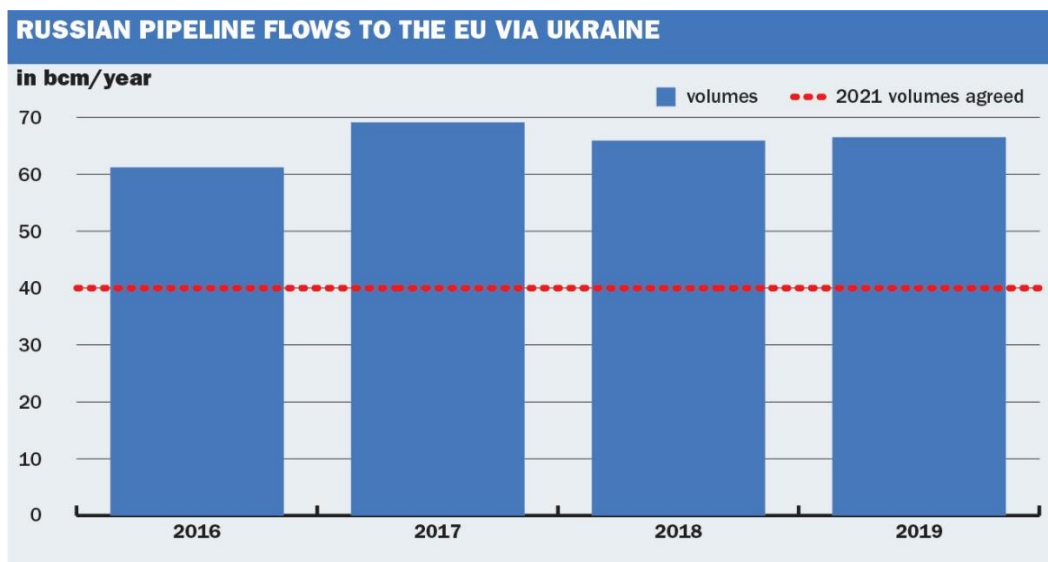
Velkým politickým tématem je dlouho očekávaný projekt výstavby paralelní větve plynovodu Nord Stream. Vlivem výstavby NS 2 lze očekávat snížení toku právě přes území Ukrajiny. To by však znamenalo snížení příjmů i pro Slovensko, kterých jako tranzitní země dosahuje. [73] Očekává se, že do Německa bude skrze toto plynovodní potrubí dodáváno až 55 mld. m³ zemního plynu. To však zároveň způsobí pokles tranzitu plynu přes území Polska o 23 % a Ukrajiny o 13 % (oproti roku 2014).



Obrázek 76: Plánovaná trasa plynovodu NS2

Ředitel Gazpromu Alexej Miller ujistil Českou i Slovenskou republiku, že bude i po vystavění NS2 jejich plynárenskou síť využívat, původně byl očekáván pokles tranzitu plynu přes území Ukrajiny až na 10 % její celkové kapacity. V návaznosti na uvědomující si monopolní postavení Gazpromu Evropská unie vydala opatření, v rámci kterých musí Gazprom ve střední a východní Evropě umožnit volný tok ZP za konkurenční ceny. [74] [75] Dle posledních dostupných informací (červen 2020) uzavřel Gazprom s ukrajinským TSO NAFTOGAZ dohodu, dle které bude tranzit snížen od roku 2021 na 40 mld. m³ zemního plynu ročně. [76]

Výstavba již byla započata a navzdory několika překážkám se blíží svému dokončení. V rámci analyzovaných zemí v této práci lze předpokládat, že výstavba tohoto plynovodu bude mít nejvíce negativní dopad na tranzit přes území Slovenské republiky.

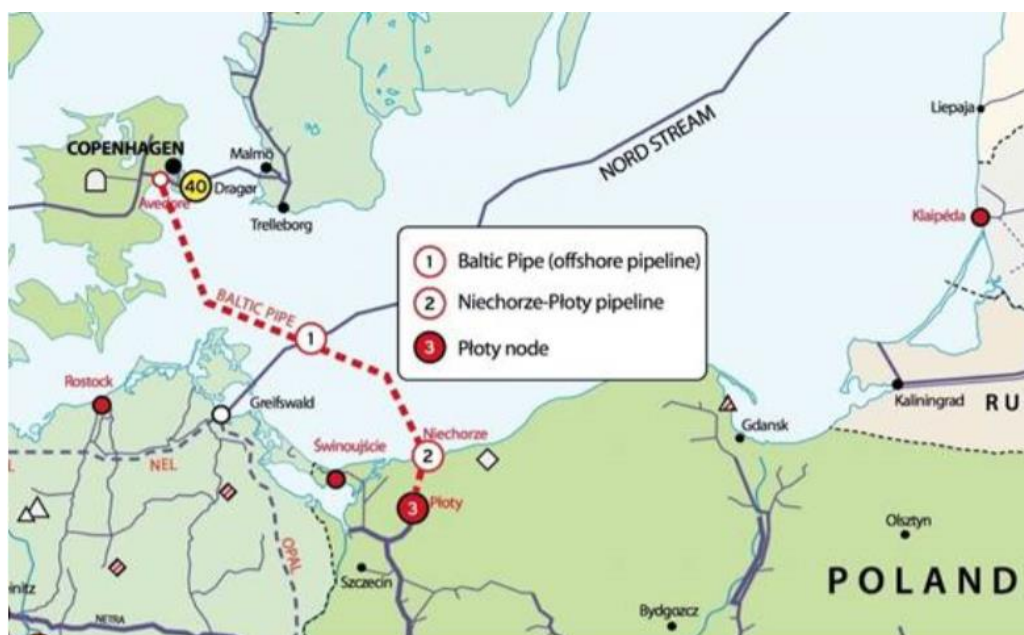


Obrázek 77: Změna toku ZP přes území Ukrajiny, [77]

11.2. Baltic Pipe Polsko-Slovensko

Reakcí na výstavbu Nord Stream 2 je výstavba plynovodu Baltic Pipe, který povede z Dánska do Polska a tím posílí tranzitní úlohu Polska. Tím bude umožněno zásobování norským plynem a zároveň bude zajištěna větší bezpečnost dodávek.

Přestože je Polsko sousední zemí Slovenské republiky, v současné době (2020) neexistuje žádný předávací bod v rámci hranic, proto se Polsko nevyskytovalo v kap.6.2.1. Realizace tohoto propojení je však žádoucí, proto mezi jeden z rozvojových projektů patří polsko-slovenské propojení plynárenských sítí. Na tomto projektu už se dohodly jak polská, tak slovenská vláda a byl zařazen mezi „Projekty společného zájmu Evropské unie“ (PCI). V rámci této 165 km dlouhé trasy je projektována přepravní kapacita 6,13 mld. m³/rok ve směru SK→PL a 5,05 mld. m³/rok ve směru opačném. Tomuto projektu již byly schváleny dotace z Evropské unie a nyní je ve fázi výstavby. Předpokládané dokončení je v roce 2021. [71]



Obrázek 78: Baltic Pipe projekt, [78]

11.3. BACI

Projektem, který zatím nebyl schválen, je projekt BACI. Jedná se o projekt usilující o obousměrné propojení rakousko-českých hranic. Po zkušebním provozu alokace kapacit byl však tento projekt odložen na dobu neurčitou. Vzhledem k tomuto faktu nebude projekt v rámci této práce uvažován. [62]

11.4. HUAT vs. HUSKAT

Ani projektu HUSKAT nebylo prozatím uděleno finální investiční rozhodnutí. Jedná se o projektu usilující o propojení potrubí mezi Maďarskem, Slovenskem a Rakouskem. Alternativou k tomuto projektu je projekt HUAT, ve kterém je vynecháno Slovensko, které s touto alternativou z očividných důvodů nesouhlasí. Na základě těchto informací tak nebude ani tento projekt v rámci mé diplomové práce uvažován. [62]

12. Analýza přeshraničních toků ZP

Posledním krokem pro vytvoření budoucího scénáře je stanovení přeshraničních toků (vstupních a výstupních) v rámci analyzovaných zemí. Postup pro stanovení toků jsem zvolila následující:

1. Historická analýza přeshraničních toků a následné nalezení souvislostí pro stanovení budoucích toků
2. Stanovení sumy toků pro všechny výstupní body Rakouska F_{ATexit}
3. Rozdělení sumy výstupních toků na lineární kombinaci (odpovídající procentuálnímu rozdělení) jednotlivých výstupních bodů na základě historické analýzy
4. Stanovení sumy toků skrze vstupní body Rakouska

$$F_{ATentry} = F_{ATexit} + D'_{AT}, \text{ kde } D'_{AT} = D_{AT} - V_{AT} + \Delta ZAS_{AT},$$

kde

$F_{ATentry}$ je suma všech toků skrze vstupní body (GWh),

F_{ATexit} je suma všech toků skrze výstupní body (GWh),

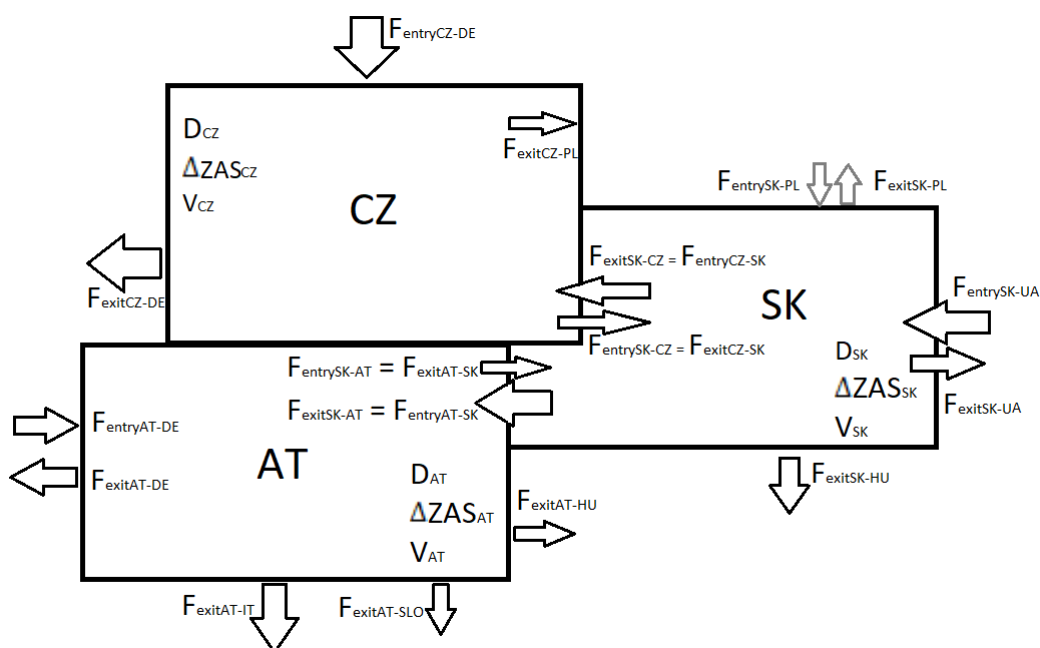
D_{AT} je spotřeba ZP na území Rakouska (GWh),

V_{AT} je vlastní produkce ZP (GWh),

ΔZAS_{AT} je změna stavu zásobníků (GWh).

5. Rozdělení sumy vstupních toků na lineární kombinaci jednotlivých vstupních bodů na základě historické analýzy, viz kap. 12.3.1
6. Na základě výsledků pro AT-SK stanovit zbylé toky pro SK (dle zbývajících podílů), viz kap.12.3.2
7. Obdobně na základě výsledků pro SK-CZ stanovit zbylé toky pro CZ (dle zbývajících podílů), viz kap. 12.3.3
8. Následně upravení toků o vliv analyzovaných projektů či scénářů s ohledem na maximální technické kapacity vstupně-výstupních bodů

Následující obrázek představuje zjednodušené schéma, které jsem vytvořila pro stanovení přeshraničních toků. Veličiny v rámci schématu odpovídají postupu výše.



Obrázek 79: Náhradní schéma pro stanovení přeshraničních toků

12.1. Historická analýza toků

Prvním krokem pro stanovení budoucích toků byla jejich historická analýza. Ta byla již částečně provedena v rámci kapitol 5.2.1, 6.2.1 a 7.2.1. Na kvartální bázi byla analýza provedena pro období Q1/2016 – Q4/2019. Díky této analýze bylo stanoveno rozdělení podílů toků skrze jednotlivé přeshraniční body, resp. sousední země. Tyto toky samozřejmě nejsou pro každé období konstantní, naopak jsou v některých případech zatíženy značnými změnami. Nesporně mají na objem průtoku vliv výstavby nových plynovodů a jejich kapacity, existují zde i další faktory, jako např. údržba či změna ze strany poptávky. Faktory často nepůsobí jednotlivě, nýbrž jsou vzájemně provázány.

12.1.1. Vliv údržby plynovodů

Pro analýzu přeshraničních toků je nutné uvažovat údržby jednotlivých úseků. Pravidelné údržby jsou nezbytné pro zajištění bezpečnosti dodávek, způsobují však jejich dočasné omezení, které se následně odrazí na fyzickém toku danou oblastí, a to samozřejmě jeho snížením. Zda se jedná o vliv údržby či jiného faktoru, lze snadno odečíst z grafu s agregovanými denními spotřebami. Obrázek níže znázorňuje fyzický tok ZP na hraničním bodě Waidhaus (CZ←DE), pro který lze na základě výsledků odhadovat, že v červnu probíhala právě zmíněná odstávka.



Obrázek 80: Waidhaus, CZ/DE, Q2/2019, [54]

TSO zpravidla zveřejňují a aktualizují plány údržeb, jejichž datum je však známo jeden, maximálně dva roky dopředu, navíc dochází během roku k jeho častým změnám. Z tohoto důvodu nebudu do modelu zanášet reálný vliv faktorů tohoto charakteru, ale budu vycházet z průměrných hodnot v jednotlivých kvartálech.

12.1.2. Vliv poptávky

Dalším vlivným faktorem je samotná spotřeba zúčastněných zemí, tedy strana poptávky. Zde jsou důvody různé a záleží na charakteru odběru. V případě domácností či podniků se bude jednat zejména o teplotu během topné sezóny. O tomto faktu je možné se přesvědčit na historických datech, konkrétně se jedná o období Q1/2018. V tomto období byla velmi nízká teplota proti normálu, což způsobilo zvýšení spotřeby a tím i toku ZP. Například pro ČR byla spotřeba domácností v tomto období o 1000 GWh vyšší oproti předchozímu roku. Stav zásobníků byl na konci tohoto období pouhé 2 000 GWh. V této době byl také nejvyšší tok směrem CZ → SK, CZ ↔ DE, AT → DE, a to za všechna období Q1 v letech 2016-2019.

12.1.3. Cenový vliv

Spousta odběratelských kategorií je na rozdíl od domácností orientována tržně. Jedná se zpravidla o vybrané velkoobdoběratele, mezi které můžeme řadit i paroplynové elektrárny, které jsou v rámci této práce odděleny do skupiny VEL. Dopad příznivého vývoje cen pro odběratele těchto kategorií lze zaznamenat např. v období Q3/2019, případně Q4, kdy došlo ke značnému nárůstu spotřeby ZP právě v PPE na území ČR a SK.

12.1.4. Změna trasy ZP

Změna fyzického toku ZP pro dodávky do daného bodu může být způsobena několika faktory. Může se jednat o politické vlivy, vliv ceny, výstavba nového plynovodu, případně všechny tři faktory dohromady. Příkladem může být dodávka ZP na území Ukrajiny, která je v současné době v největší míře zásobována přes území Slovenska, čímž došlo ke zvýšení ceny. Původní impuls této změny byl politického charakteru. S tím pravděpodobně souvisí i fakt, že od roku 2019 byl přes území SK dodáván plyn do sousedního Maďarska z důvodu kratší dopravní trasy. Druhým důvodem mohla být také diverzifikace zdrojů.

12.2. Přijaté předpoklady v rámci výchozího scénáře

Po zohlednění vlivů zmíněných v kapitolách výše již bylo možné sestavit výchozí scénář a následně vyhodnotit jeho výsledky. Primárním účelem výsledků základního scénáře je stanovení objemů toků ZP bez jakýchkoliv implementací projektů. Na základě těchto výsledků lze následně zhodnotit stav stávající infrastruktury či nutnost výstavby nového plynovodu a porovnat tyto výsledky s výsledky ostatních scénářů.

12.3. Toky v rámci výchozího scénáře

Na základě metodiky popsané v úvodu kapitoly 12 jsem stanovila vývoj budoucích toků. Pro zjednodušení jsem předpokládala, že způsob reakce zákazníků na straně poptávky je ve všech zemích obdobný. Díky tomuto předpokladu jsem následně hledala závislost mezi spotřebou v analyzovaných zemích (ČR, SK, AT) a výstupními toky. Dále jsem provedla alespoň základní analýzu zemí, do kterých je ZP dále transportován (Ukrajina, Itálie, Maďarsko a Slovinsko). Provedla jsem orientační analýzu historického vývoje spotřeby, podílu importu a následně cílů v rámci energetické politiky EU (OZE, energetický mix apod.). Například v případě Ukrajiny je vývoj importu z dlouhodobého hlediska klesající, zejména pak ze strany Ruska. Na druhou stranu je rostoucí poptávka pro tranzitu ve směru SK→UA. Pro Maďarsko i Itálii je zemní plyn významnou komoditou (Itálie je druhý největší spotřebitel ZP v Evropě) a v následujících deseti letech neočekávám zásadní změny. Podrobně se však těmito výsledky nebudu v rámci této práce zabývat, jelikož by to přesahovalo její rozsah. Více informací dostupných na [62], [79], [80], [81].

Pro kvartální toky bylo nutné stanovit maximální denní tok pro ověření splnění technických kapacit daných bodů. Pro toto ověření jsem zvažovala stanovení doby užití maxima (z historických dat), která například pro bod Baumgarten nabývala průměrné hodnoty 80 dní. Tato metoda se však ukázala jako nevhodná pro body, kde je během kvartálu obecně nízký průtok, který je navíc zatížen kolísáním. Takovým bodem je například Lanžhot, kde doba využití maxima nabývala průměrně 39 dní. Z tohoto důvodu jsem zvolila kompromisní metodu, díky které jsem denní maximum stanovila $F_{QI}/80$, tedy tok za daný kvartál vydělený číslem 80. Z toho však vyvozují určité závěry, které budou diskutovány dále v textu.

12.3.1. Toky AT

Zavedením předpokladu obdobného chování spotřebitelů ZP napříč analyzované oblasti EU jsem hledala závislost mezi rakouskou spotřebou ZP a celkovým součtem výstupních toků této země. Ukázalo se, že poměr spotřeby a sumy F_{ATexit} je pro jednotlivé kvartály až na výjimky velmi podobný. Výjimku tvořil kvartál Q4, který byl zatížen rozdíly. Na základě agregované denní spotřeby z [54] jsem zjistila, že na výstupním hraničním bodě Oberkappel byla po velkou část října (a dokonce i několika dní v Q1) hodnota fyzického toku 0 kWh/d. Z tohoto důvodu jsem se domnívala, že zde probíhala odstávka, která byla právě příčinou odlišné závislosti spotřeby a toků. Tuto informaci jsem si také potvrdila dle plánu údržeb pro rok 2019 [82]. Jak již bylo zmíněno výše, s občasnou činností na plynovodech je nutno počítat, v rámci modelu proto budu vycházet z průměrných historických hodnot pro jednotlivé kvartály, čímž je zanesena určitá nepřesnost.

Model byl nejprve sestaven bez vlivu výstavby nových projektů. Jejich vliv byl zanesen až následně. Výsledky (v %) jsou vyneseny do následující tabulky, která zaznamenává nejprve podíl F_{ATexit}/D_{AT} ²⁰, následně podíly jednotlivých hraničních bodů na celkovém toku daného kvartálu. Tyto hodnoty vznikly jako průměr historických hodnot za období 2016-2019 a jejich hodnoty byly následně užity pro reprezentaci celkových toků jako lineární kombinace toků dílčích.

Kvartál	F_{ATexit}/D_{AT} (%)	AT-DE		AT-SW		AT-IT		AT-SLO		AT-HU		AT-SK	
		entry	exit	entry	exit	entry	exit	entry	exit	entry	exit	entry	exit
Q1	328	7	16	0	0	0	67	0	5	0	9	93	3
Q2	688	20	4	0	0	0	76	0	3	0	10	80	7
Q3	681	21	7	0	0	0	72	0	4	0	11	79	6
Q4	349	9	13	0	0	0	67	0	5	0	11	91	4

Tabulka 13: Podíly výstupních a vstupních toků AT, data pro výpočet z [54]

Díky vysoké kapacitě zásobníků v případě Rakouska několikrát nastala situace, kdy suma výstupních toků byla vyšší než suma toků vstupních (jak historicky, tak dle výsledků modelu).

12.3.2. Toky SK

Stanovení bilance toků na vstupně-výstupních bodech Slovenské republiky vycházelo z výsledků toků pro Rakousko. Z předchozího kroku byly známy hodnoty pro vstupní a výstupní toky na hranicích SK↔AT. Tyto výsledky zároveň musí odpovídat tokům v bilanci Slovenska. Díky tomuto faktu již bylo možné dopočítat další hodnoty. Například hodnota pro vstupní tok na hranicích SK←UA pro období Q1 byla na základě tabulky níže vypočtena následovně:

$$F_{entrySK-UK}^{Q1} = \frac{F_{entrySK-AT}^{Q1} \cdot 91}{3},$$

kde

$F_{entrySK-UK}^{Q1}$ je množství toku ZP ve vstupním bodě na hranicích SK-UA v období Q1 (GWh),

$F_{entrySK-AT}^{Q1}$ je množství toku ZP ve vstupním bodě na hranicích SK-AT v období Q1 (GWh²¹).

²⁰ Za spotřebu byla pro výpočty toků uvažována spotřeba bez snížení kategorie VEL.

²¹ Poznámka: Jeden vstupní i výstupní tok musel být vždy dopočítán tak, aby platilo, že $F_{exit} = F_{entry} - D^*$.

Kvartál	SK-CZ		SK-UA		SK-HU		SK-AT	
	entry	exit	entry	exit	entry	exit	entry	exit
Q1	6	1	91	17	0	1	3	82
Q2	6	1	90	11	0	2	5	87
Q3	9	3	87	20	0	3	4	77
Q4	3	4	94	17	0	3	3	79

Tabulka 14: Podíly výstupních a vstupních toků SK, data pro výpočet z [54]²²

12.3.3. Toky CZ

Následně byly stanoveny vstupní a výstupní toky zemního plynu pro Českou republiku. Jejich hodnota byla opět stanovena na základě tabulky níže, která představuje procentuální zastoupení jednotlivých hraničních bodů v rámci výchozího scénáře. Hodnoty byly stanoveny obdobně jako v případě Slovenska. Výchozími hodnotami byly hodnoty toků SK-CZ převzaté z předchozího kroku. Například hodnota pro vstupní tok na hranicích CZ-DE pro období Q1 byla stanovena dle tabulky a vzorce níže.

$$F_{\text{entryCZ-SK}}^{Q1} = \frac{F_{\text{entryCZ-DE}^{*98}}^{Q1}}{2},$$

kde

$F_{\text{entryCZ-SK}}^{Q1}$ je množství toku ZP ve vstupním bodě na hranicích CZ-SK v období Q1 (GWh),

$F_{\text{entryCZ-DE}}$ je množství toku ZP ve vstupním bodě na hranicích CZ-DE v období Q1 (GWh).

Kvartál	CZ-SK		CZ-PL		CZ-DE	
	entry	exit	entry	exit	entry	exit
Q1	2	9	0	1	98	90
Q2	2	12	0	0,2	98	87
Q3	4	23	0	0	96	77
Q4	6	5	0	2	94	93

Tabulka 15: Podíly výstupních a vstupních toků CZ, data pro výpočet z [54]²³

12.3.4. Shrnutí výsledků výchozího scénáře

I v případě výchozího scénáře došlo k překročení kapacit na některých přeshraničních bodech. Konkrétně se jednalo o hranice mezi Itálií a Rakouskem (AT→IT). Na základě analýzy plynárenské sítě okolních zemí lze tento problém částečně vyřešit odkloněním nadbytečného objemu ZP přes území Slovinska, kde byla na základě výsledků k dispozici volná kapacita. Ta je však poměrně nízká (25 GWh/d) a například pro období Q2/2026 by nebyla dostatečná. Další možností je využití přerušitelné kapacity na hranicích AT→IT. Ta má však velmi kolísavý charakter a není tak zcela jisté, že bude v okamžiku potřeby dostupná.

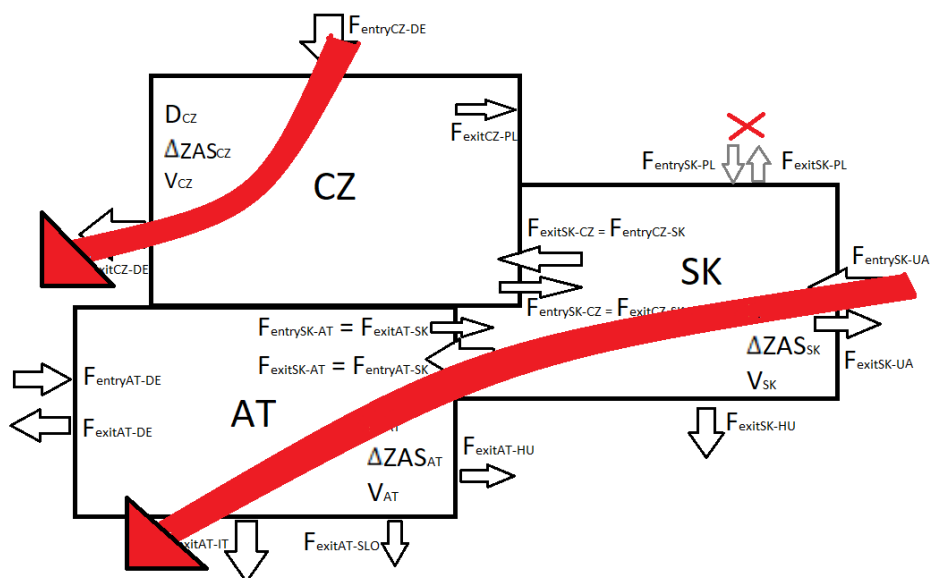
Dalšími zeměmi (resp. hraničními body), kde výše toku překračuje současnou pevnou technickou kapacitu, jsou Německo a Maďarsko. S přihlédnutím k výši přerušitelných kapacit spolu s historickou analýzou toků jsem však vyhodnotila, že se nejedná o komplikaci.

Grafy znázorňující přeshraniční toky jednotlivých zemí lze nalézt v příloze 5, kde jsou výsledky vyneseny v ročních intervalech. Veškeré výsledky, tedy i toky na kvartální bázi či tabulky jsou

²² Vlivem průměrných hodnot se v některých případech součet podílů mírně liší od 100 %.

²³ Vlivem průměrných hodnot se v některých případech součet podílů mírně liší od 100 %.

součástí přiloženého souboru v programu Excel. Hlavní směry toku zemního plynu výchozího scénáře znázorňuje obrázek níže.



Obrázek 81: Hlavní směr toku ZP, výchozí scénář

12.3.5. Vyhodnocení výchozího scénáře

Jak již bylo uvedeno, primárním účelem výchozího scénáře je zavádění následných změn v rámci dalších scénářů. Druhým účelem bylo zhodnocení stavu plynárenské infrastruktury, kdy mají tyto výsledky sloužit jako podklad pro obhájení výstavby nového plynovodu či naopak jako podklad pro zamítnutí výstavby.

Dle těchto výsledků se domnívám, že bude žádoucí zvýšení výstupní kapacity v hraničním bodě AT-IT, a to nejpozději od roku 2025 o minimální výši 20 GWh/d, za předpokladu doby využití maxima 80 dní. Pokud bychom tuto dobu snížili na 75 dní, již by bylo zapotřebí zvýšit výstupní kapacitu o 100 GWh. Shodou okolností je projekt na zvýšení výstupní kapacity v hraničním bodě Arnoldstein (AT- IT) opravdu zařazen mezi projekty se statusem FID a k jeho realizaci by mělo dojít v období Q4/2020, viz příloha 4.

Druhou alternativou by bylo zvýšení výstupní kapacity na hranicích SLO→IT (výstupní bod pro Slovinsko), a to přibližně o 20-100 GWh/d na základě výsledků výše.

Na závěr vyhodnocení tohoto scénáře lze konstatovat, že hlavní směry toků ZP jsou víceméně zachovány, což lze vzhledem ke vstupním předpokladům očekávat.

13. Alternativní scénáře

V poslední kapitole budou definovány a následně diskutovány alternativní scénáře pro stanovení spotřeby a toků ZP v rámci analyzovaných zemí. Právě pro implementaci a diskutování nejrůznějších vlivů bylo nutné nejprve sestavit předchozí scénář, který bude sloužit jako výchozí situace pro implementování zavedených předpokladů.

13.1. Scénář NS2

Na základní scénář navazuje scénář NS2, který již zahrnuje dopady výstavby nového plynovodu Nord Stream II, s jehož zprovozněním je uvažováno od Q1/2021. V roce 2020 se tak ještě žádné dopady neprojeví. Podrobnější informace o plynovodu NS II viz kap.11.

13.1.1. Přijaté předpoklady

Od roku 2021 již změny toků uvažuji. Zavedla jsem předpoklad snížení tranzitu přes území UA o 35 %. [77] Pro zjednodušení jsem uvažovala toto snížení i ve vstupním bodě SK←UA. Předpokládám tak, že toto množství plynu bude muset být dopraveno do zemí „postižených“ tímto výpadkem zdroje přes území Německa a dále směrem na východ s ohledem na maximální možné kapacity. Dále jsem uvažovala dopad na Polsko – opět 35% pokles na hranicích s Ukrajinou (cca 4 200 GWh/kvartál). Domnívám se, že zasaženou zemí bude i Maďarsko, kde jsem nastavila podmínku minimálních toků. Více informací viz další kapitoly.

V rámci tohoto scénáře jsem uvažovala vliv projektů se statusem „FID“, které jsou obsaženy v desetiletých plánech rozvoje jednotlivých TSO. Tyto projekty jsou zpravidla reakcí právě na výstavbu NS2. „nonFID“ projekty tedy nejsou uvažovány. Seznam projektů a jejich status jsou součástí příloh 2, 3, 4.

Zjednodušeně lze tedy říci, že cílem tohoto scénáře bylo zjistit úbytek plynu vlivem snížení toku přes Ukrajinu, a tento úbytek nahradit zvýšením toku ZP z Německa a ostatní toky zůstaly víceméně zachovány.

Pro stanovení maximální kapacity jsem zavedla obdobný postup, který byl již zmíněn v kap.12.2. Dále byly uváženy hodnoty přerušitelných kapacit. V období 2020-2030 dojde k vypršení několika dlouhodobých kontraktů. [62] Zjednodušujícím, avšak velmi důležitým předpokladem je, že i nadále bude poptávka (co do objemu) po zemním plynu obdobná.

13.1.2. Toky SK

Vzhledem k výchozím předpokladům scénáře, tentokrát nebylo jako výchozí země zvoleno Rakousko, nýbrž Slovensko. Od období Q1/2021 byl zaveden předpoklad snížení vstupního toku ZP z Ukrajiny o 35 % oproti základnímu scénáři. Absolutní výše tohoto úbytku činila v průměru 200 000 GWh/rok.

Dále došlo ke zvýšení toku mezi SK→HU a to přibližně na dvojnásobek (cca 10 000 GWh/kvartál). Důvodem je zabezpečení toku ZP na území Maďarska. Z důvodu technických kapacit již nebylo další zvýšení žádoucí.

Od období Q4/2021 je navíc v rámci FID projektů uvažováno nové obousměrné propojení se sousedním Polskem. Výše toku směrem do Polska byla stanovena na základě úbytku vstupního toku na hranicích PL-UA, tedy přibližně 4 200 GWh/kvartál.

V případě vstupního toku jsem zavedla hodnotu 2 500 GWh/kvartál. Na základě mnou zavedených předpokladů není teoreticky tento tok potřeba. Nicméně může sloužit pro balancování toků na území Slovenska na hranicích SK-CZ, SK-HU či SK-AT, případně pro plnění zásobníků. V rámci scénáře NS2 jsem tento tok využila pro pokrytí toků na území Slovenska. Z hlediska bezpečnosti se také jedná o důležitou složku z důvodu diverzifikace.

13.1.3. Toky CZ

Jak již bylo naznačeno, významnou změnu lze očekávat v případě vstupního toku na hranicích CZ←DE. Provozovatelé obou plynárenských soustav na tuto skutečnost byli připraveni a reagovali projektem Capacity4Gas. V průměru byl vstupní tok zvýšen o 260 000 GWh/rok. Tím došlo i k mírnému zvýšení výstupního toku CZ-DE. Dalším logickým zvýšením toku, ke kterému musí nezbytně dojít, je zvýšení výstupního toku na hranicích CZ-SK, kam je třeba dopravit množství plynu, o které byl snížen vstupní bod SK-UA, PL-UA a změnu SK-HU.

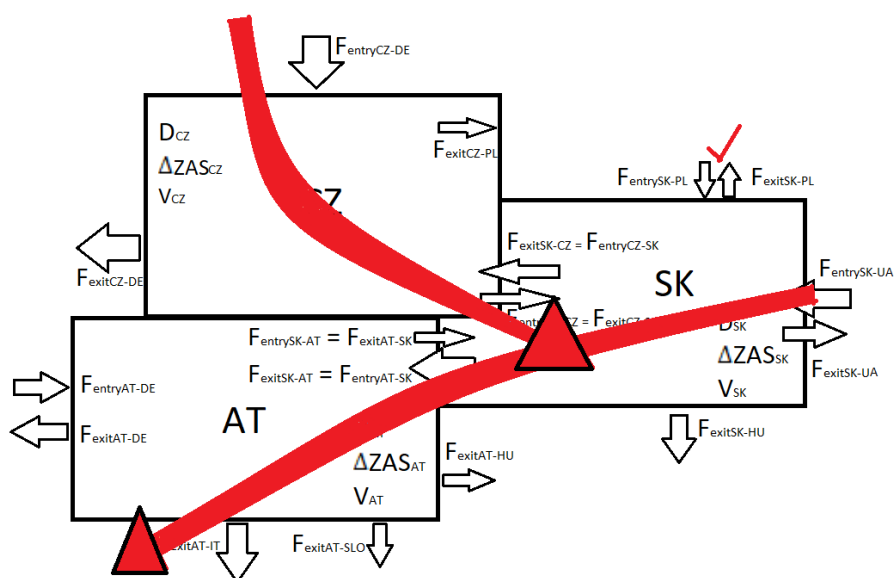
13.1.4. Toky AT

Na základě zavedených předpokladů je tok SK←UA nahrazen tokem CZ←DE a následně SK←CZ a v případě Rakouska jsou toky víceméně zachovány. Zavedla jsem mírné zvýšení na hranicích AT→HU, což způsobilo mírné zvýšení toku SK→AT. Jak již bylo zmíněno v kap. 9.3, vzhledem k vysoké kapacitě zásobníků na území Rakouska nezáleží, kdy dochází k situaci, kdy je výstupní tok vyšší než vstupní.

13.1.5. Shrnutí výsledků scénáře NS2

Výstavba plynovodu Nord Stream 2 značně ovlivní toky zemního plynu nejen v rámci analyzované oblasti, ale i ve spoustě dalších evropských zemí. Hlavní tok ve směru UK-SK bude od roku 2021 přesunut ve směru DE-CZ a následně CZ-SK. Tím bude posílena role České republiky jako tranzitní země, naopak role Slovenska bude v této oblasti oslabena, jelikož ZP bude dále přepravován pouze přes malé území SK. V případě, že bude tok ekvivalentně nahrazen a poptávka po ZP se zásadně nezmění ani po vypršení dlouhodobých kontraktů, balance v Rakousku zůstane v podstatě neměnná.

Vzhledem ke změně toku ZP, která způsobuje zvýšení nákladů na dopravu, lze očekávat také zvýšení ceny ZP na území SK a AT.



Obrázek 82: Náhradní schéma hlavních toků pro scénář NS2

Na obrázku výše je zobrazeno náhradní schéma pro výsledky scénáře NS2. Je vidět, že došlo k přesměrování hlavního toku z Ukrajiny přes Českou republiku. Grafy znázorňující přeshraniční toky jsou součástí přílohy 6. Výsledky na kvartální bázi jsou součástí přiloženého souboru vytvořeného v programu Excel.

13.1.6. Vyhodnocení scénáře NS2

Vstupní kapacity některých přeshraničních bodů byly přizpůsobeny směru toku ZP z východu na západ, NS 2 však způsobí, že se značná část dodávek přesune ve směru západ-východ. Dle výsledků se domnívám, že pro zabezpečení dodávek bude žádoucí zajistit, aby byl tok plynu co nejvíce plynulý. To však znamená, že klíčovou roli pro balancování soustavy budou zastávat zásobníky.

Uvažované FID projekty s cílem zvýšení kapacit jsou dle mého názoru adekvátní reakcí na změnu způsobenou výstavbou NS2, zejména pak projekty Capacity4Gas a zvýšení výstupní kapacity v bodě Lanžhot.

V případě dalšího zvýšení kapacit stávajících plynovodních sítí je možným řešením zvýšení přeshraniční kapacity na hranicích AT→HU případně SK→HU. S tím také souvisí diskutovaný projekt HUSKAT (resp. HUAT). Dalším velmi diskutovaným řešením je projekt BACI, tedy propojení AT↔CZ. Dle mého názoru není v následujících deseti letech tento projekt nutný, vzhledem k výši obousměrné kapacity CZ↔SK.

Pro uspokojení poptávky po ZP bylo nutné v tomto scénáři tok CZ←DE téměř zdvojnásobit, což způsobilo, že výše toku téměř odpovídala maximální pevné kapacitě. Pokud by z jakýchkoliv důvodů plynovod NS2 nebyl provozován na plánovanou kapacitu (které je právě dvojnásobná oproti současné situaci), je evidentní, že by se Evropa mohla ocitnout v deficitu. Obdobná situace by nastala v případě, kdy by z jakéhokoliv důvodu došlo k rapidnímu nárůstu poptávky analyzovaných či na ně navazujících zemí.

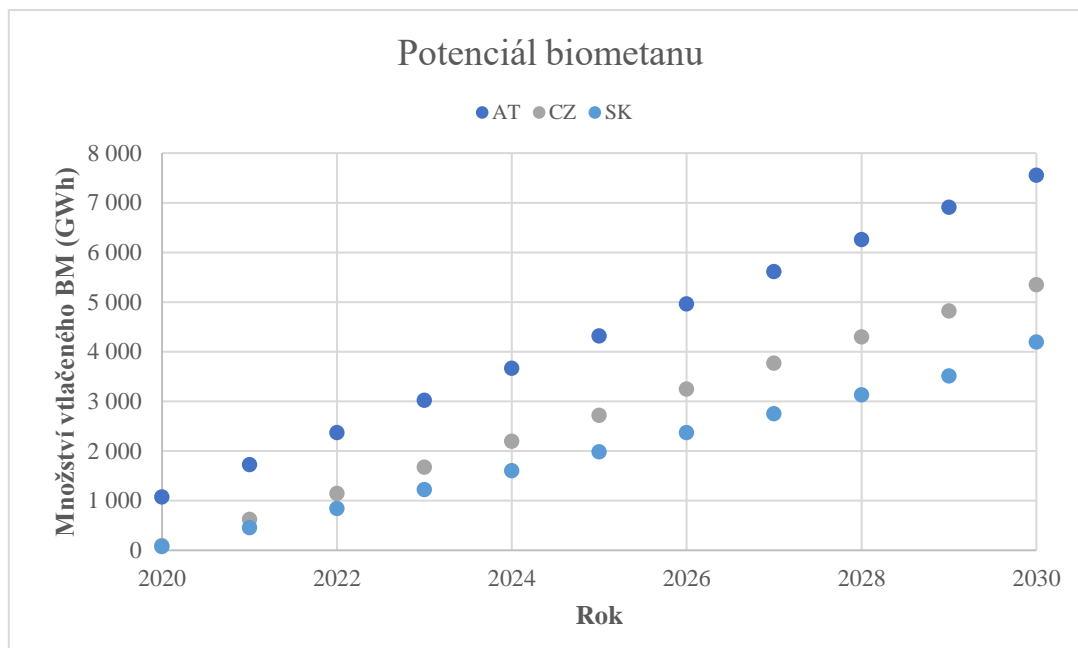
13.2. Scénář biometan

Třetí alternativní scénář v rámci této práce jsem pojmenovala „Biometan“. Jak plyne z jeho názvu, jedná se o zohlednění potenciálu bioplynu, resp. biometanu, který může být vtlačěn do již existující plynárenské sítě. Jeho užití lze také nalézt v dopravě (CNG). Scénář navazuje na předchozí scénář NS2.

13.2.1. Přijaté předpoklady

Na základě analýzy potenciálu biometanu na území ČR, AT a SK, viz kap. 5.5, 6.5, 7.5, jsem vynesla do následujícího grafu předpokládané roční produkce biometanu. Z grafu je patrné, že Rakousko má v této oblasti nevyšší potenciál. Výrobu biometanu jsem pro účely modelu zařadila do vlastní produkce zemního plynu. Vzhledem k povaze provozu BPS předpokládám pro zjednodušení rovnoměrnou produkci v rámci roku. Na každý kvartál tak připadá 25 % celkové roční produkce BM.

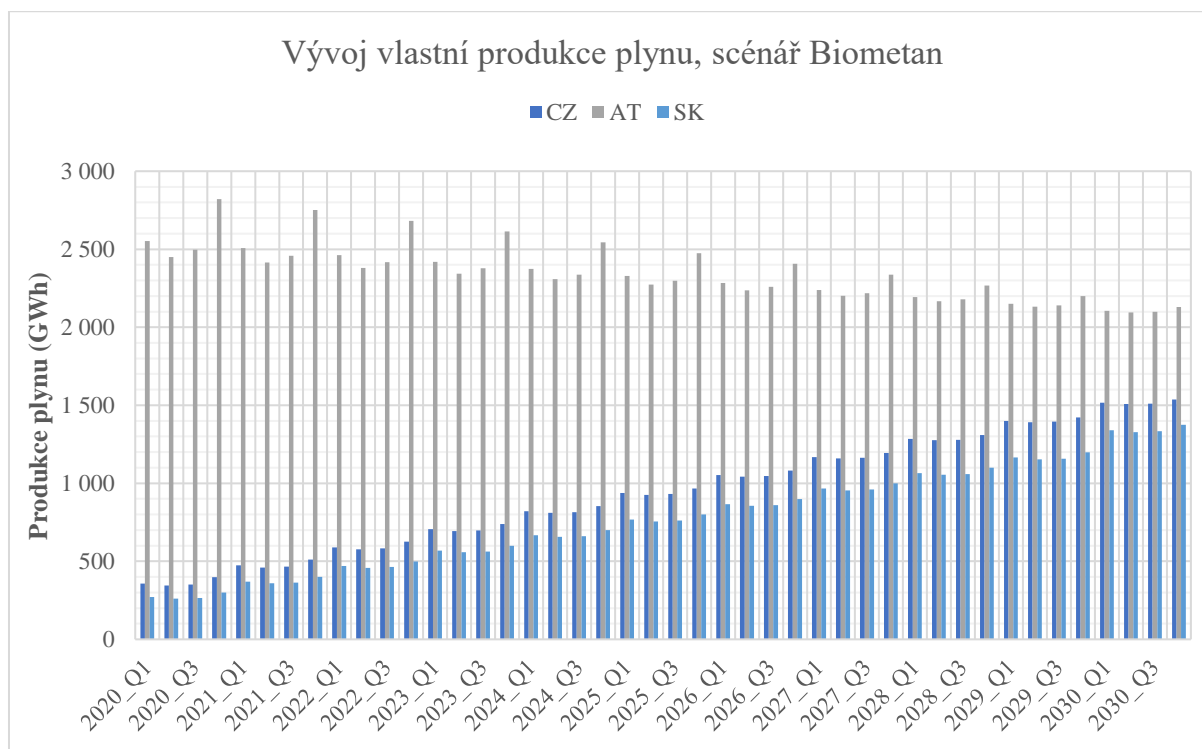
Aby se scénář více přiblížil realitě, provedla jsem opět základní analýzu potenciálu bioplynu a biometanu na území Itálie. Itálie míní do roku 2030 zvýšit výrobu elektřiny z bioplynu o 20 % oproti roku 2018. Také chce zvýšit podíl biometanu jako paliva pro automobily. Zavedla jsem tak předpoklad snížení toku ZP ve výstupním bodě AT-IT, a to o 1 % každé dva roky. V roce 2030 je tak pokles o 6 %. [83] [84]



Obrázek 83: Potenciál biometanu, [62] [49] [37]

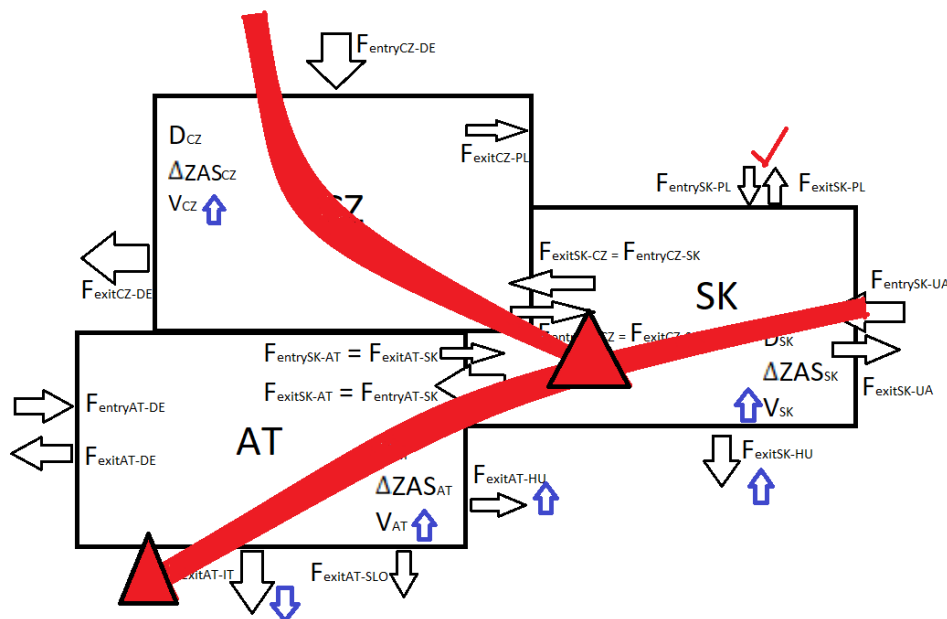
13.2.2. Shrnutí výsledků scénáře Biometan

Zvýšení výroby biometanu bylo do modelu zaneseno jako zvýšení vlastní produkce. V případě Rakouska biometan způsobil víceméně konstantní vlastní produkci (cca 2 200 GWh/kvartál). Pro ČR má vlastní produkce rostoucí charakter o nejvyšší hodnotě 1 536 GWh v období Q4/2030. Výsledky Slovenské republiky jsou blízké výsledkům ČR. Vlastní produkce má opět rostoucí charakter a nejvyšší hodnoty taktéž dosahuje v Q4/2030, konkrétně 1 374 GWh. Vlivem zvýšení vlastní spotřeby ve všech třech zemích došlo ke snížení vstupních toků. Grafické znázornění výsledků je součástí přílohy 7.



Obrázek 84: Vývoj vlastní produkce plynu, scénář Biometan

Následující zjednodušené schéma zobrazuje směr hlavních toků a implementaci zvýšení vlastní produkce a některých výstupních toků v rámci scénáře Biometan.



Obrázek 85: Náhradní schéma pro scénář Biometan

13.2.3. Vyhodnocení výsledků scénáře Biometan

Z výsledků lze vyhodnotit, že v následujícím desetiletí vlastní výroba biometanu pravděpodobně vývoj toků zemního plynu zásadně neovlivní, a to ani při zvažování maximálního využití jeho potenciálu. Vyšší využití biometanu může být složité, jelikož BPS není špičkový zdroj a musí tak být dimenzován spíše na nižší spotřebu. Aby mohla být výroba biometanu ještě vyšší, musí být opět zajištěna volná kapacita zásobníků, do kterých je případně možné plyn následně vtlačet.

13.3. Scénář PPE

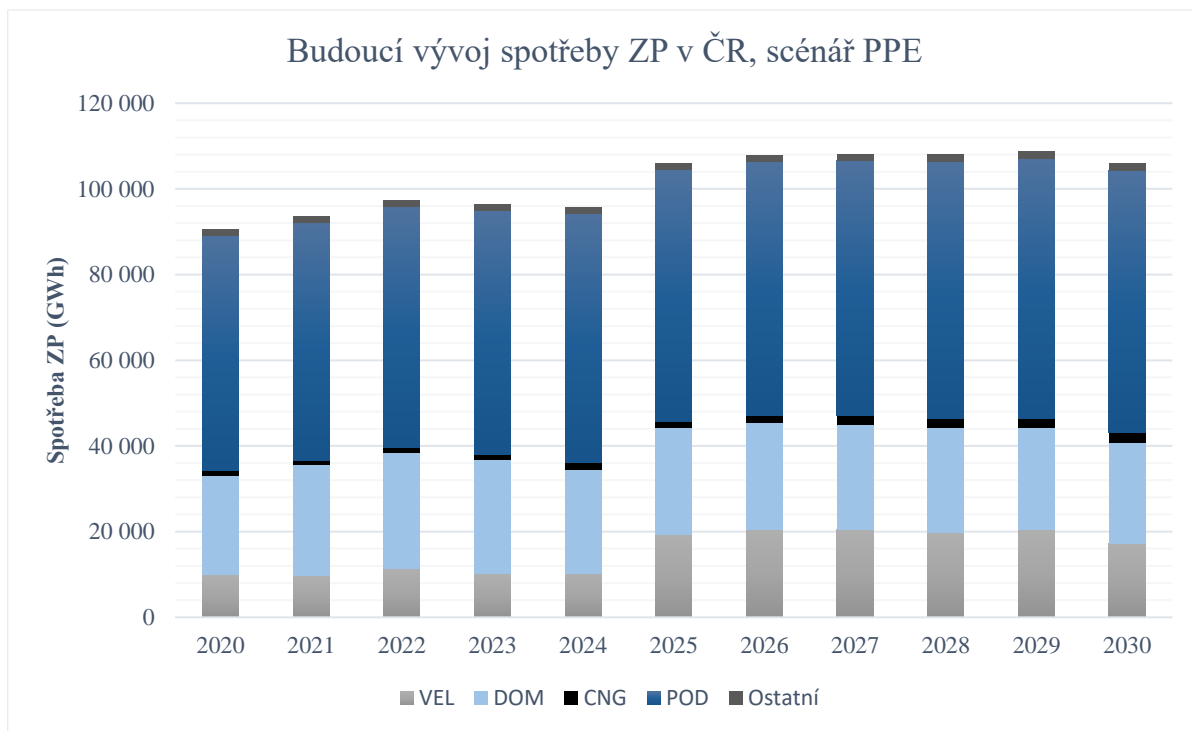
Dalším analyzovaným scénářem je „PPE“. V rámci tohoto scénáře předpokládám, že v ČR a SK dojde k výstavbě nových paroplynových elektráren. V Rakousku jsem vzhledem k jeho cíli 2030 tento předpoklad nezaváděla, jeho hodnoty tak zůstávají neměnné. Scénář zároveň navazuje na scénář NS2.

13.3.1. Přijaté předpoklady CZ

Česká republika má vysoký podíl uhelných elektráren na výrobě elektrické energie. Vzhledem k cílům EU bude muset být tento podíl postupně snižován. Domnívám se, že výstavba nové paroplynové elektrárny by tedy měla smysl. V rámci tohoto scénáře tak zavádím vystavení nové paroplynové elektrárny, která svým instalovaným výkonem přibližně odpovídá elektrárně Počerady II. Předpokládám, že k jejímu uvedení do provozu dojde v období Q1/2025. Dřívější vliv vzhledem k celému procesu od získání povolení, přes výstavbu a zkušební provoz neuvažuji. Výsledky domácí spotřeby jsou na obrázku níže.

13.3.2. Přijaté předpoklady AT

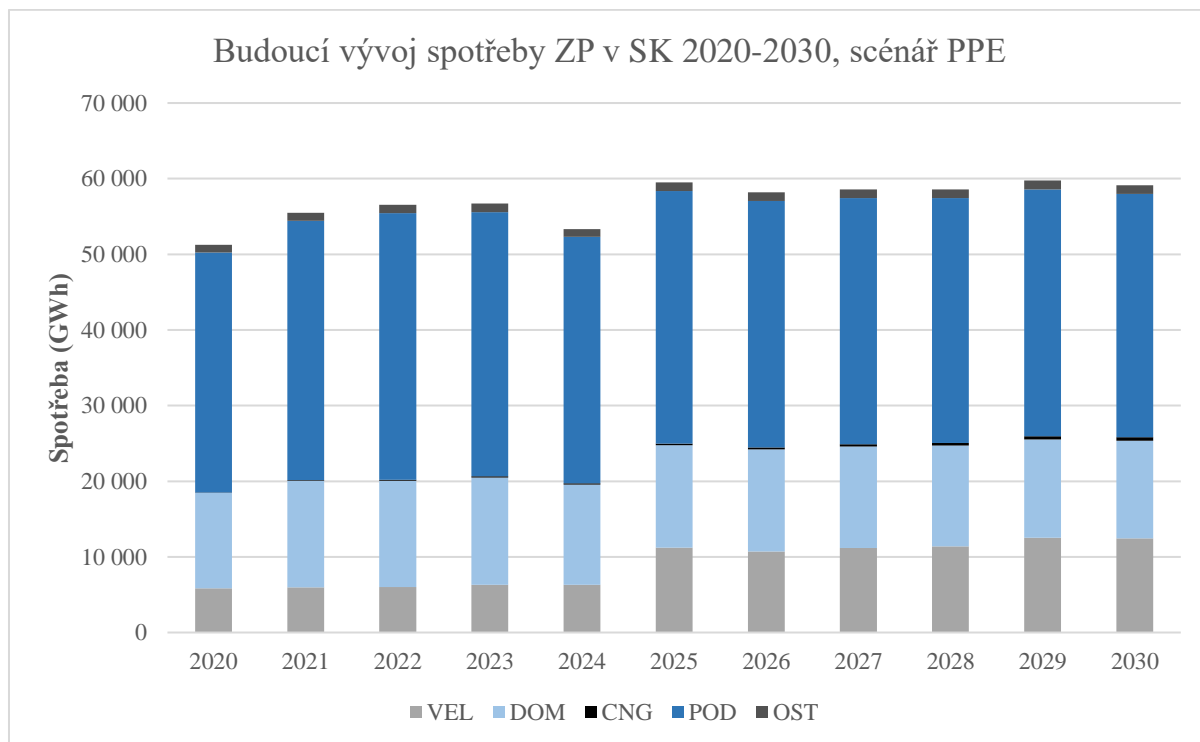
Jak již bylo zmíněno v úvodu tohoto scénáře, v případě Rakouska zůstává domácí spotřeba neměnná. Tento předpoklad byl zaveden z důvodu cíle vyrábět do roku 2030 elektřinu pouze z OZE. Nedomnívám se tedy, že by došlo k výstavbě dalších paroplynových elektráren.



Obrázek 86: Budoucí vývoj spotřeby ZP v ČR, scénář PPE

13.3.3. Přijaté předpoklady SK

Slovensko má mnohem nižší podíl uhelných elektráren na výrobě elektrické energie. Zároveň však musí elektřinu importovat. V základním scénáři nebyla výstava nové PPE uvažována na základě informací dle [72]. V rámci tohoto scénáře však výstavbu nové PPE uvažují, a to od období Q1/2025. Předpokládám PPE s obdobnými parametry jako má PPE Malženice. Nový graf spotřeby, který zachycuje zvýšenou spotřebu ZP pro účely výroby elektřiny je níže na obrázku.



Obrázek 87: Budoucí vývoj spotřeby ZP v SK 2020-2030, scénář PPE

Vlivem zvýšení spotřeby v regionech SK a CZ může dojít ke dvěma situacím. První je nutné zvýšení vstupních toků, druhý důsledek je snížení toků výstupních. V tomto scénáři budu uvažovat první variantu, tedy zvýšení vstupních toků, a to z důvodu uspokojení poptávky všech stran.

13.3.4. Toky AT

Toky ZP na území Rakouska sloužily v tomto scénáři jako výchozí, jelikož zůstaly neměnné oproti scénáři NS2. V Rakousku nebyla výstavba nové PPE uvažována z důvodu již zmíněného cíle OZE 2030. V rámci tohoto cíle chce mít Rakousko nejdéle v roce 2030 vyrábět veškerou elektřinu z OZE. Tento předpoklad však byl již zaveden v rámci všech předchozích scénářů.

13.3.5. Toky SK

V případě Slovenské republiky jsem však již zavedla změny toků, které jsou způsobeny změnou spotřeby kategorie VEL od období Q1/2025. Jelikož byl zaveden předpoklad, že toky v rámci Rakouska zůstanou neměnné, bylo třeba zvýšení v kategorii VEL kompenzovat jiným tokem. Zvýšila jsem tak adekvátně vstupní tok v rámci hranic SK←CZ.

Zároveň jsem v tomto scénáři zavedla vyšší výměnu a variabilitu v rámci hraničního bodu SK/PL oproti předchozím scénářům. Vzhledem k vyšší poptávce jsem tak chtěla zajistit větší diverzifikaci a možnost lepšího balancování toků. Vstupní tok z Polska byl primárně využíván pro pokrytí spotřeby kategorie VEL, což zároveň způsobilo zvýšení výstupního toku SK/PL (od Q1/2025). Toto zvýšení může mít za následek zvýšení ceny ZP na území Polska.

13.3.6. Toky CZ

V porovnání se scénářem NS2 jsou vstupní toky na hranicích CZ/DE nepatrně vyšší, a to právě z důvodu zvýšení spotřeby kategorií VEL (od období Q1/2025) v obou zemích (SK, CZ). Česká republika má tak opět zásadní postavení jako tranzitní země.

13.3.7. Shrnutí výsledků scénáře PPE

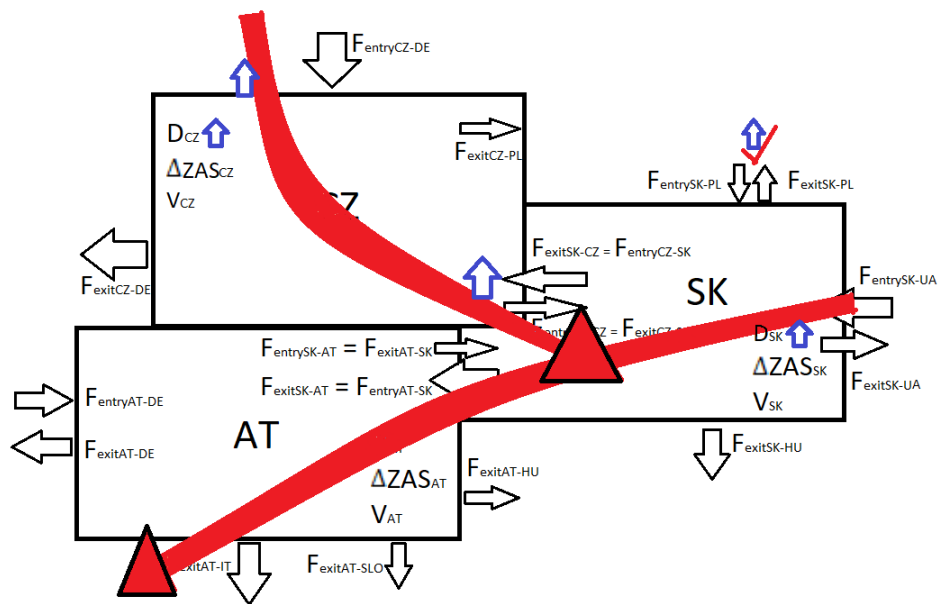
V rámci tohoto scénáře byla analyzována situace, kdy ve dvou zemích SK a CZ bude od období Q1/2025 vyrábět elektřinu nová paroplynová elektrárna. Důvodem její výstavby je snížení podílu uhelných elektráren na výrobě elektřiny. Grafy znázorňující vývoj přeshraničních toků jsou součástí přílohy 8.

V porovnání se scénářem NS2 došlo k nepatrnému zvýšení toku ZP přes území Německa, České republiky a následně Slovenska. Zavedením zvýšení toku ZP ve směru SK→PL došlo ke zvýšení tranzitní úlohy Slovenska, tím pádem i České republiky. Na základě zavedených předpokladů zůstala balance toků na území Rakouska neměnná.

Obrázek na další stránce představuje zjednodušené schéma hlavních toků a implementovaných změn v podobě zvýšení domácí spotřeby ČR a SK. Je vidět, že oproti samotnému scénáři NS2 k výrazným změnám nedošlo.

13.3.8. Vyhodnocení výsledků scénáře PPE

V případě, že mají PPE nahradit uhelné elektrárny, které zpravidla pokrývají spotřebu v základním zatížení, je potřeba zabezpečit dostupnost zemního plynu. Z tohoto důvodu se opět domnívám, že klíčové postavení budou mít zásobníky, pro zabezpečení plynulého toku zemního plynu a předejití případným nežádoucím výpadkům dodávky. Přejít na zemní plyn lze očekávat i v jiných zemích, proto bude plynulost a propojení celé plynárenské soustavy v Evropě klíčovým prvkem.



Obrázek 88: Náhradní schéma toků pro scénář PPE

14. Závěrečné zhodnocení

Tato diplomová práce se zabývala problematikou v oblasti trhu zemního plynu. V rámci teoretické části byly nejprve analyzovány samotné principy obchodování zemního plynu a trhy, na kterých k obchodování dochází. Většina obchodů je v současné době realizována na neorganizovaných trzích v podobě OTC kontraktů, avšak jejich podíl mírně klesá. Důvodem je stále rostoucí poptávka po flexibilitě, která je předmětem krátkodobých trhů provozovaných operátory trhu či burzou. S tím souvisí i snižující se závislost cen zemního plynu na ropě, která bývá stále častěji odvozována od burzovních indexů (např. CEGHIX).

Ceny, za které je zemní plyn obchodován nejsou utvářeny pouze prostřednictvím nabídky a poptávky, ale z důvodu vzniku přirozených monopolů obsahují i regulovanou složku, která je stanovena a kontrolována regulačními orgány. Vzhledem k vysoké úrovni propojení plynárenské soustavy v Evropě je snaha o harmonizaci přepravních tarifů, které jsou právě předmětem regulace. V této práci byl analyzován způsob jejich tvorby pro Českou republiku, Slovenskou republiku a Rakousko. Přestože jsou požadavky pro všechny tři země shodné (transparentnost a nákladová orientace ceny), metodiky regulací jsou odlišné.

Hlavním náplní praktické části této práce byl návrh bilančního modelu zemního plynu pro Českou republiku, Rakousko a Slovenskou republiku pro období 2020-2030. Pro vytvoření tohoto modelu bylo nejprve nutné analyzovat historická data spotřeb jednotlivých zemí. Spotřeba byla rozdělena do 4, resp. 5 kategorií – podniky, domácnosti, výroba elektřiny, doprava a ostatní plyn. Do poslední skupiny patřily ztráty či spotřeba plynu pro vlastní spotřebu. Následně jsem pomocí programu gretl našla závislosti pro stanovení budoucích spotřeb a tyto závislosti byly implementovány do modelu. Dle výsledků lze konstatovat, že spotřeba domácností závisí zejména na teplotě v topné sezoně a spotřeba dopravního sektoru závisí na rozvoji infrastruktury CNG stanic a v příštím desetiletí bude oproti ostatním kategoriím téměř zanedbatelná. Nejobtížnější bylo určit spotřebu zemního plynu pro účely výroby elektřiny, jelikož při analýze historických dat vstupovaly faktory jako výstavba nové PPE, která ovlivní spotřebu skokově. V Rakousku naopak do roku 2030 předpokládám výrazný pokles spotřeby této kategorie vzhledem k energetickým cílům 2030. Model spotřeb byl vytvořen v programovacím prostředí Visual Basic a je možné do něho zavádět další prvky v podobě výstavby nové paroplynové elektrárny či připojení nového průmyslového podniku.

Součástí modelu je také vyrovnávání poptávky a nabídky pomocí zásobníků, jejichž charakter byl v rámci zjednodušení uvažován pro období Q1 a Q4 jako zásobovací, pro kvartály Q2 a Q3 naopak docházelo k plnění zásobníků.

Dle výsledků základního scénáře lze pro ČR i SK očekávat růst spotřeby, a to zejména v kategorii výroby elektřiny. Zemní plyn tak bude důležitou součástí energetického mixu. V Rakousku, kde má v současné době výroba elektřiny z PPE vysoký podíl, bude naopak do roku 2030 tato spotřeba snižována. Cílem je v roce 2030 vyrábět veškerou elektřinu z OZE.

Výstupy z tohoto modelu sloužily jako vstupní hodnoty k vytvoření výchozího scénáře přeshraničních toků zemního plynu. Pro stanovení jednotlivých toků byla nejprve opět provedena historická analýza. Na základě této analýzy jsem stanovila závislost mezi rakouskou spotřebou zemního plynu a celkovým výstupním tokem. Výstupní tok byl následně rozdělen na lineární kombinaci dílčích výstupních toků. Základním principem modelu byl vztah $F_{ATentry} = F_{ATexit} + D'_{AT}$, kde $D'_{AT} = D_{AT} - V_{AT} + \Delta ZAS_{AT}$, který byl aplikován nejprve na Rakousko, následně na Slovensko a jako poslední na Českou republiku. Tímto způsobem vznikl výchozí scénář, který byl poté upraven o vliv výstavby plynovodu Nord Stream 2. Rozdíly mezi těmito dvěma scénáři jsou

zásadní. Nový plynovod, který by měl být uveden do provozu v roce 2021, způsobí snížení tranzitu zemního plynu přes území Ukrajiny. Aby tedy došlo k uspokojení poptávky, musí nutně dojít ke zvýšení tranzitu zemního plynu přes území Německa a České republiky směrem do Slovenské republiky. Vyskytuje se zde riziko v podobě provozování plynovodu NS2 na kapacitu nižší, než je plánovaná. V takovém případě by Evropě hrozil nedostatek zemního plynu.

Alternativní scénáře „Biometan“ a „PPE“ neměly na soustavu takový dopad jako právě výstavba zmíněného plynovodu. Scénářů, které mohou nastat je opravdu mnoho, na základě zkušeností, které jsem během paní diplomové práce získala, se domnívám, že pro přesnější stanovení budoucího vývoje bilance zemního plynu je zapotřebí analyzovat větší celek, nejlépe pak Evropu celou, jelikož evropská plynárenská soustava je velmi provázaná.

Vzhledem ke značným změnám, které plynárenskou soustavu Evropy v několika příštích letech zasáhnou, se domnívám, že pro zajištění bezpečnosti dodávek a plynulého chodu soustavy budou významným prvkem zásobníky. Lze očekávat provoz paroplynových elektráren v režimu „baseload“ (např. slovenská PPE Malženice), které tak nahradí současné uhelné elektrárny. Při provozování PPE v základním pásmu je však nutné zabezpečit spolehlivý a kontinuální přísun zemního plynu pro uspokojení poptávky po elektřině. Zemní plyn je sice fosilní palivo, ale vzhledem k vlastnostem je potenciál jeho užití minimálně v příštím desetiletí vysoký, ať už v oblasti výroby elektřiny, spotřeby domácnostmi pro vytápění či v dopravním sektoru.

Bibliografie

- [1] A. Denková, „Zimní balíček k energetické unii: čistá energie pro všechny Evropany,“ Březen 2017. [Online]. Available: <https://euractiv.cz/section/aktualne-v-eu/linksdossier/zimni-balicek-k-energeticke-unii-cista-energie-pro-vsechny-evropany/>. [Přístup získán Únor 2020].
- [2] Eurostat, „Energy statistics - an overview,“ Červen 2019. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_statistics_-_an_overview. [Přístup získán 10 Březen 2020].
- [3] Skupina ČEZ, „Uhelná energetika v ČR,“ 4 Říjen 2019. [Online]. Available: https://www.cez.cz/webpublic/file/edee/ospol/fileexport-s/pro-investory/informacni-povinnost-emitenta/2019-10/vnitri-informace-cez-031-2019_uhelna-energetika_v_cr.pdf. [Přístup získán 10 Březen 2020].
- [4] ČTK, „Gazprom vyřeší spor o tranzit plynu. Zaplatí Ukrajině skoro tři miliardy dolarů,“ 21 Prosinec 2019. [Online]. Available: <https://www.denik.cz/ekonomika/gazprom-ukrajina-plyn2019.html>. [Přístup získán Duben 2020].
- [5] ČTK, „Gazprom zaplatí Ukrajině 2,9 mld USD, vyřeší spor o tranzit plynu,“ 21 Prosinec 2019. [Online]. Available: <https://www.ceskenoviny.cz/zpravy/gazprom-zaplati-ukrajine-2-9-mld-usd-vyresi-spor-o-tranzit-plynu/1835205>. [Přístup získán 3 Březen 2020].
- [6] J. Žižka, „Dovoz plynu do Evropy: Rusko chytá nový dech,“ 20 Leden 2020. [Online]. Available: <https://www.e15.cz/byznys/prumysl-a-energetika/dovoz-plynu-do-evropy-rusko-chyta-novy-dech-1366104>. [Přístup získán 3 Březen 2020].
- [7] European Commission, „EU-U.S. LNG TRADE,“ Listopad 2019. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/eu-us_lng_trade_folder.pdf. [Přístup získán 20 Duben 2020].
- [8] Eurostat, „Gross inland consumption of natural gas, EU, 1990-2018,“ 2018. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/>. [Přístup získán 29 Únor 2020].
- [9] Evropská Rada, „Reforma systému EU pro obchodování s emisemi,“ 6 Prosinec 2019. [Online]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/cs/policies/climate-change/reform-eu-ets/>. [Přístup získán 27 Únor 2020].
- [10] P. Wolf, „Teplárny v roce 2020 varují, že jim hrozí „živelný rozpad“,“ 9 Leden 2020. [Online]. Available: <https://www.cenyenergie.cz/teplarny-v-roce-2020-ceny/#/promo-ele-mini>. [Přístup získán 27 Únor 2020].
- [11] Asociace energetických manažerů ve spolupráci s Českým plynárenským svazem, Úvod do liberalizované energetiky - Trh s plynem, Praha, 2015.
- [12] ERÚ, „UZ_PTP_vyznacene_zmeny,“ 1 Leden 2019. [Online]. Available: http://www.eru.cz/documents/10540/4591682/UZ_PTP_vyznacene_zmeny_web.pdf/ae17c34f-3986-4285-831c-ca8297208206. [Přístup získán 23 Březen 2020].
- [13] NET4GAS, „Přepavní soustava - NET4GAS,“ 2016. [Online]. Available: <https://www.net4gas.cz/cz/prepravni-soustava/>. [Přístup získán Březen 2020].

- [14] iDNES.cz; ČTK, „Rusko zastavuje dodávky plynu na Ukrajinu, elektrárny přecházejí na mazut,“ 2 Březen 2018. [Online]. Available: https://www.idnes.cz/ekonomika/zahranicni/gazprom-plyn-ukrajina.A180302_151828_eko-zahranicni_jj. [Přístup získán 10 Prosinec 2019].
- [15] M. Voříšek, „Paroplynová elektrárna v Počeradech meziročně zdvojnásobí výrobu elektřiny, plyn začíná konkurovat černému uhlí,“ 2019 Listopad 25. [Online]. Available: <https://oenergetice.cz/plyn/paroplynova-elektrarna-poceradech-mezirocne-zdvojnaso-bi-vyrobu-elektriny-plyn-zacina-konkurovat-cernemu-uhli/>. [Přístup získán 30 Listopad 2019].
- [16] CEGH, „VTP Market Data,“ [Online]. Available: <https://www.cegh.at/en/vtp-market/vtp-market-data/>. [Přístup získán 2019 Listopad 30].
- [17] OTE, „Vnitrodenní trh,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.ote-cr.cz/cs/kratkodobe-trhy/plyn/vnitrodenni-trh?date=2020-07-01>. [Přístup získán Březen 2020].
- [18] OTE ČR, „Přehled změn CS OTE od 1.7.2016,“ Praha, 2016.
- [19] OTE, „Trh s nevyužitou flexibilitou,“ 2020. [Online]. Available: <https://www.ote-cr.cz/cs/kratkodobe-trhy/plyn/trh-s-nevyuzitou-flexibilitou?date=2020-07-26>. [Přístup získán Březen 2020].
- [20] eustream a.s., „Transmission Information System,“ [Online]. Available: <https://tis.eustream.sk/TisWeb/#/?nav=bal.bp&lng=SK>. [Přístup získán 6 Prosinec 2019].
- [21] AGCS, „Balance energy procurement,“ 2020. [Online]. Available: <https://www.agcs.at/de/ausgleichsenergie>. [Přístup získán Březen 2020].
- [22] CEER, „Retail Markets Monitoring Report,“ Brussels, 2017.
- [23] ENTSOG, „Implementation Document for the Network Code on Harmonised Transmission Tariff Structures for Gas, Second Edition,“ 2018.
- [24] ENTSOG, „Tarrif Network Code - An Overview,“ Září 2018. [Online]. Available: https://www.entsog.eu/sites/default/files/entsog-migration/publications/Tariffs/2018/TAR0913_180619_TAR%20NC%20Leaflet.pdf. [Přístup získán Březen 2020].
- [25] ENTSOG, „BUSINESS RULES III,“ 2014. [Online]. Available: https://www.entsog.eu/sites/default/files/entsog-migration/publications/Tariffs/2014/TAR241-14%20Business%20Rules%203%20-%20Cost%20Allocation%20Reference%20Price_07.04.14_DRAFT.pdf. [Přístup získán Duben 2020].
- [26] ERÚ, „Energetický regulační věstník,“ Jihlava, 2019.
- [27] NET4GAS, „Pro zákazníky - NET4GAS,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.net4gas.cz/cz/pro-zakazniky/>. [Přístup získán Březen 2020].
- [28] ERÚ, „Zásady cenové regulace pro období 2016-2018,“ Jihlava, 2018.
- [29] Gasnet, „Ceník distribuce,“ 2020. [Online]. Available: <https://www.gasnet.cz/cs/cenik-distribuce/>. [Přístup získán Duben 2020].

- [30] portal.Pohoda, „Daň ze zemního plynu,“ 2012. [Online]. Available: <https://portal.pohoda.cz/dane-ucetnictvi-mzdy/ostatni-dane/ekologicke-dane/dan-ze-zemniho-plynu/>. [Přístup získán Březen 2020].
- [31] Businessinfo.cz, „Ekologické daně,“ 6 Leden 2019. [Online]. Available: <https://www.businessinfo.cz/cs/clanky/ekologicke-dane-3532.html>. [Přístup získán 4 Prosinec 2019].
- [32] ACER, „Agency Report - analysis of the consultation document for Austria,“ 2020.
- [33] E-CONTROL, „KEY STATISTICS 2019,“ Vídeň, 2020.
- [34] Energy price index, „Price Data HEPI,“ 2020. [Online]. Available: <https://www.energypriceindex.com/latest-update>. [Přístup získán Únor 2020].
- [35] OTE, „Zdroje plynu - Statistika,“ [Online]. Available: <https://www.ote-cr.cz/cs/statistika/dlouhodobá-rovnováha/zdroje-plynu>. [Přístup získán Duben 2020].
- [36] MPO, „Zabezpečení dodávek zemního plynu do ČR,“ Březen 2018. [Online]. Available: <https://www.mpo.cz/cz/rozcestnik/pro-media/tiskove-zpravy/zabezpeceni-dodavek-zemniho-plynu-do-cr--41190/>. [Přístup získán Duben 2020].
- [37] NET4GAS, „Desetiletý plán rozvoje přepravní soustavy v České republice 2020 - 2029,“ Praha, 2019.
- [38] „NET4GAS,“ [Online]. Available: <https://www.net4gas.cz/cz/prepravni-soustava/>. [Přístup získán 2019-12-07].
- [39] ERÚ, „Roční zpráva o provozu plynárenské soustavy ČR za rok 2019,“ Praha, 2019.
- [40] ERÚ, „Roční zpráva provozu plynárenské soustavy ČR za rok 2018,“ Praha, 2019.
- [41] CNG4YOU, „Statistiky CNG4YOU,“ 17 Duben 2020. [Online]. Available: <http://www.cng4you.cz/cng-info/statistiky.html>. [Přístup získán Červen 2020].
- [42] ČEZ, „PROVOZOVANÉ PAROPLYNOVÉ ELEKTRÁRNY,“ [Online]. Available: <https://www.cez.cz/cs/o-cez/vyrobní-zdroje/paroplynové-a-plynové-zdroje/provozované-paroplynové-elektrárny>. [Přístup získán Duben 2020].
- [43] J. Drazdík, „Nová turbína je unikátem, zvýší výkon elektrárny,“ 12 Prosinec 2018. [Online]. Available: <https://karlovarsky.denik.cz/z-regionu/nova-turbina-je-unikatem-zvysi-vykon-elektrárny-20181220.html>. [Přístup získán Květen 2020].
- [44] J. Maršal, „Bakalářská práce, Paroplynová elektrárna,“ Plzeň, 2012.
- [45] SKUPINA ČEZ, „Výroční zpráva 2019,“ Praha, 2020.
- [46] J. Šťastná, „Biometan místo zemního plynu,“ 19 Červen 2019. [Online]. Available: <https://www.odpady-online.cz/biometan-misto-zemniho-plynu/>. [Přístup získán Březen 2020].
- [47] A. Gregorovič, „Poprvé v Česku - biometan v plynárenské síti,“ 25 Říjen 2019. [Online]. Available: https://www.technickydenik.cz/rubriky/denni-zpravodajstvi/poprvé-v-cesku-biometan-v-plynarenske-distribucni-siti_48329.html. [Přístup získán Březen 2020].

- [48] M. Petříček, „První bioplynka dodává biometan do sítě. Česko chystá podporu,“ 9 Říjen 2019. [Online]. Available: https://www.idnes.cz/ekonomika/domaci/bioplynova-stanice-plyn-vyroba-dodavka.A191008_202319_ekonomika_fih. [Přístup získán Duben 2020].
- [49] H. Šťovičková, „Biometan jako náhrada zemního plynu pro vytápění v ČR,“ 28 Únor 2020. [Online]. Available: <https://vytapani.tzb-info.cz/vytapime-plynem/20293-biometan-jako-nahrada-zemniho-plynu-pro-vytapani-v-cr>. [Přístup získán Duben 2020].
- [50] Ústredie ŠÚ SR, „Energetika 2018,“ Bratislava, 2019.
- [51] ÚRSO, „Výročná správa 2018,“ Bratislava, 2019.
- [52] eustream, a.s., „Plán rozvoja prepravnej siete spoločnosti eustream, a.s., na obdobie 2018-2027,“ Bratislava, 2018.
- [53] „Entsog - TP,“ [Online]. Available: <https://transparency.entsog.eu/>. [Přístup získán 28 Listopad 2019].
- [54] ENTSO-G, „ENTSO,“ Červenec 2020. [Online]. Available: <https://transparency.entsog.eu/#/map>. [Přístup získán Červenec 2020].
- [55] NAFTA, „Skladovanie plynu,“ [Online]. Available: <https://www.nafta.sk/sk/skladovanie-plynu>. [Přístup získán 6 Prosinec 2019].
- [56] Ministerstvo hospodárstva Slovenskej republiky, „Správa o výsledkoch monitorovania bezpečnosti dodávok plynu,“ Bratislava, 2018.
- [57] SLOVENSKÉ ELEKTRÁRNE, „ELEKTRÁRNE VOJANY,“ 2017. [Online]. Available: <https://www.seas.sk/elektrarne-vojany>. [Přístup získán Červenec 2020].
- [58] F. Simon, „Biometán nemôže hrať pri dekarbonizácii hlavnú úlohu, tvrdí štúdia,“ 29 Říjen 2018. [Online]. Available: <https://euractiv.sk/section/energetika/news/biometan-nemoze-hrat-pri-dekarbonizacii-hlavnu-ulohu-tvrdi-studia/>. [Přístup získán Červenec 2020].
- [59] J. I. Poništ, „Výroba biometánu a jeho potenciál na Slovensku,“ 11 Červenec 2019. [Online]. Available: https://www.enviro.sk/33/vyroba-biometanu-a-jeho-potencial-na-slovensku-uniqueidmRRWSbk196FPkyDafLfWANR-D_Me-cabqc_9m0lv0anuMDqH7jxZSYwHyrZnygZJ/?uri_view_type=44&uid=1_cUmBF6jBuqEhJCSmtyOOQ&e=1Uh1FoXmQAKWdm4Ehy_cUcYzRW0dw39ut. [Přístup získán Červenec 2020].
- [60] B. Rajal, „Austria: Oil & Gas Laws and Regulations 2020,“ 3 Leden 2020. [Online]. Available: <https://iclg.com/practice-areas/oil-and-gas-laws-and-regulations/austria>. [Přístup získán Duben 2020].
- [61] GAS CONNECT AUSTRIA, „Everything in one glance. Or in a second,“ 2020. [Online]. Available: <https://www.gasconnect.at/netzinformationen/auf-einen-blick/>. [Přístup získán Březen 2020].
- [62] AGGM, „2019 Coordinated Network Development Plan for the Gas Transmission System Infrastructure in Austria for the period from 2020-2029,“ Vídeň, 2020.
- [63] Wikipedia, „List of power stations in Austria - Wikipedia,“ 15 Červen 2020. [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_power_stations_in_Austria. [Přístup získán Červen 2020].

- [64] GEM, „Linz Mitte power station,“ 3 Únor 2020. [Online]. Available: https://www.gem.wiki/Linz_Mitte_power_station. [Přístup získán Červen 2020].
- [65] E-Control, „Storing natural gas,“ Březen 2015. [Online]. Available: <https://www.e-control.at/en/marktteilnehmer/gas/gasmarkt/speicher>. [Přístup získán Leden 2020].
- [66] „Futures - Power Exchange Central Europe,“ Duben 2020. [Online]. Available: <https://www.pxe.cz/On-Line/Futures/?c=CZ>. [Přístup získán Duben 2020].
- [67] statista, „Natural gas prices in the United States and Europe from 1980 to 2030 (in U.S. dollars per million British thermal units)*,“ 2020. [Online]. Available: <https://www.statista.com/statistics/252791/natural-gas-prices/?fbclid=IwAR0FcitRptocpP0LdbLnq5FIyMC2iVvrV1YK2r44iszRUHpACXEIFUMYPHK>. [Přístup získán Duben 2020].
- [68] OTE, „Statistika - Trh se zemním plynem a ceny plynu,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.ote-cr.cz/cs/statistika/dlouhodobá-rovnováha/trh-se-zemnim-plynem-a-ceny-plynu>. [Přístup získán Duben 2020].
- [69] CNG4you, „Vývoj spotřební daně na CNG v ČR,“ Leden 2020. [Online]. Available: <http://www.cng4you.cz/cng-info/dane-a-podpora/vyvoj-spotrebni-dane-na-cng-v-cr.html>. [Přístup získán Červen 2020].
- [70] index mundi, „Natural gas - proved reserves - Europe,“ Leden 2019. [Online]. Available: <https://www.indexmundi.com/map/?t=0&v=98&r=eu&l=en>. [Přístup získán Červen 2020].
- [71] eustream, „Plán rozvoja prepravnej siete spoločnosti eustream, a.s., na obdobie 2020-2029,“ Bratislava, 2019.
- [72] „S výstavbou veľkej elektrárne na Slovensku sa nateraz nepočíta,“ 5 Říjen 2019. [Online]. Available: <https://ekonomika.sme.sk/c/22229308/s-vystavbou-velkej-elektrarne-na-slovensku-sa-nateraz-nepocita.html>. [Přístup získán Červen 2020].
- [73] J. Schindler, „Slovensko – energetický trh našich sousedů,“ 22 Červen 2016. [Online]. Available: <https://www.tzb-info.cz/ceny-paliv-a-energi/14375-slovensko-energeticky-trh-nasich-sousedu>. [Přístup získán 6 Prosinec 2019].
- [74] Evropská komise, „Evropská komise akceptovala závazky Gazpromu ohledně zemního plynu,“ 24 Květen 2018. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/cs/IP_18_3921. [Přístup získán 4 Prosinec 2019].
- [75] „Gazprom podepsal se Slovenskem rámcovou smlouvu,“ 11 Duben 2018. [Online]. Available: <https://oenergetice.cz/plyn/gazprom-podepsal-se-slovenskem-ramcovou-smlouvu-o-preprave-plynu-do-roku-2050>. [Přístup získán 4 Prosinec 2019].
- [76] D. Janjevic, „Nord Stream 2 gas pipeline – What is the controversy about?,“ 14 Červenec 2018. [Online]. Available: <https://www.dw.com/en/nord-stream-2-gas-pipeline-what-is-the-controversy-about/a-44677741>. [Přístup získán 8 Prosinec 2019].
- [77] D. Pallardy, „TOPIC PAGE: Nord Stream 2,“ 24 Červenec 2020. [Online]. Available: <https://www.icis.com/explore/resources/news/2020/07/24/10463483/topic-page-nord-stream-2>. [Přístup získán Srpen 2020].

- [78] CEEP, „The Baltic Pipe connecting the Danish and Polish gas transmission system received 33 million from the Connecting Europe Facility,“ 14 Červen 2018. [Online]. Available: <https://www.ceep.be/the-baltic-pipe-connecting-the-danish-and-polish-gas-transmission-system-received-33-million-from-the-connecting-europe-facility/>. [Přístup získán Srpen 2020].
- [79] ENTSO-G, „TEN-YEAR NETWORK,“ 2018.
- [80] SNAM, „GAS DEMAND AND SUPPLY IN ITALY,“ 2017. [Online]. Available: <http://pianodecennale.snamretegas.it/en/executive-summary/gas-demand-and-supply-in-italy.html>. [Přístup získán Červenec 2020].
- [81] NAFTOGAZ EUROPE, „Gas imports to Ukraine 2017-2018,“ 29 Leden 2019. [Online]. Available: <https://www.naftogaz-europe.com/article/en/gasimportstoukraine20172018>. [Přístup získán Červenec 2020].
- [82] Gas Connect Austria, „Maintenance,“ 3 Červenec 2020. [Online]. Available: <https://gasconnect.at/en/network-information/network-development/maintenance/>. [Přístup získán Červenec 2020].
- [83] C. Mathieu a M.-A. Eyl-Mazzega, „Biogas and Biomethane in Europe, Lessons from Denmark, Germany and Italy,“ Paris, 2019.
- [84] L. Maggioni a C. Pieroni, „The biogas and biomethane,“ Lodi, 2019.
- [85] ÚRSO, „Burzové ceny elektriny a plynu,“ [Online]. Available: <http://www.urso.gov.sk/?q=Pre%20spotrebite%20BEa/Burzov%20ceny%20elektriny%20a%20plynu>. [Přístup získán 2 Prosinec 2019].
- [86] „CO2 Calculator - EFN - CZ,“ UK Department for Environment, Food and Rural Affairs (Defra).
- [87] T. Molek, „Trh s plynem v ČR,“ 6 Duben 2015. [Online]. Available: <https://oenergetice.cz/plyn/trh-s-plynem-v-cr>. [Přístup získán 27 Březen 2020].
- [88] ÚRSO, „223 Vyhláška Úradu pre reguláciu sieťových odvetví z 19. júla 2016, ktorou sa ustanovuje cenová regulácia v plynárenstve,“ ÚRSO, 2016.
- [89] SPP, „Udajová základňa,“ [Online]. Available: <https://www.spp.sk/sk/velki-zakaznici/zemny-plyn/ceny/udajova-zakladna/>. [Přístup získán 8 Prosinec 2019].
- [90] ÚRSO, „VÝROČNÁ SPRÁVA 2019,“ 2020.

Seznam zkratek

AT	Rakousko
BPS	Bioplynová stanice
CEGH	Central European Gas Hub
CEGHIX	Central European Gas Hub Index
CNG	Compressed Natural gas
ČR (CZ)	Česká republika
DA	Day Ahead
DAM	Day Ahead Market
DE	Německo
DOM	Domácnosti
DS	Distribuční soustava
ECC	European Commodity Clearing
EEX	European Energy Exchange
EK	Evropská Komise
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
ERÚ	Energetický regulační úřad
EU	Evropská unie
EU ETS	EU Emission Trading System
GCA	Gas Connect Austria
KVET	Kombinovaná výroba elektřiny a tepla
LK	Lineární kombinace
LNG	Liquid Natural gas
NG	Natural gas
OP	Ostatní plyn (ztráty, vlastní spotřeba)
OTC	Over the Counter
OTE	Operátor trhu s elektřinou
OZE	Obnovitelné zdroje energie
P2G	Power to Gas
PL	Polsko
POD	Podniky
PPC	Paroplynový cyklus
PS	Přepavní soustava
PXE	Power Exchange Central Europe
REMIT	Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transportation
SK	Slovenská republika
SZ	Subjekt zúčtování
TAG	Trans Austria Gasleitung
TPA	Third Party Access
TSO	Transmission System Operator
ÚRSO	Úrad pre reguláciu sieťových odvetví
USA	Spojené státy americké
VEL	Výroba elektřiny
VOB	Virtuální obchodní bod
VTL	Vysokotlaký
VTP	Virtual Trading Point
ZP	Zemní plyn

Seznam obrázků

Obrázek 1: Podíly paliv na hrubé spotřebě EU, [2].....	13
Obrázek 2: Transportní cesty ruského plynu, [6]	15
Obrázek 3: Vývoj hrubé spotřeby zemního plynu v EU, [8].....	16
Obrázek 4: Plynárenská infrastruktura na platformě ENTSO-G TRANSPARENCY	17
Obrázek 5: Mapa členských států a jejich TSO, ENTSO-G.....	17
Obrázek 6: Historický vývoj ceny emisních povolenek, [10]	18
Obrázek 7: Účastníci trhu s plynem, data z [11]	19
Obrázek 8: Vývoj forwardové ceny ZP pro rok 2020), data z EEX.....	22
Obrázek 9: Ukázka obchodovací platformy burzy CEGH, [14]	23
Obrázek 10: Vývoj spotové referenční ceny ZP na burze PXE, [15].....	24
Obrázek 11: Vývoj CEGHIX 2018-2019, [16]	24
Obrázek 12: Obchodované množství ZP CEGH, [16]	25
Obrázek 13: Příklad způsobu vypořádání na burze, [11]	26
Obrázek 14: Vnitrodenní trh, listopad 2019, [17]	27
Obrázek 15: Průběh kontinuálního obchodování na vnitrodenním trhu s plynem od 1.7.2019, [18]....	27
Obrázek 16: Trh s nevyužitou flexibilitou, [19]	28
Obrázek 17: Nevyužitá záporná flexibilita dne 21.11.2019, [19].....	28
Obrázek 18: Nevyužitá kladná flexibilita dne 21.11.2019, [19]	29
Obrázek 19: Cena ZP na vyrovnávacím trhu v Rakousku, listopad 2019, [21]	30
Obrázek 20: Trh s nevyužitou flexibilitou v Rakousku, listopad 2019, [21]	31
Obrázek 21: Země Evropy s regulací cen ZP pro zákazníky mimo domácnosti, [22]	32
Obrázek 22: Výnosy a tarify TSO v rámci nařízení, [23]	33
Obrázek 23: Stanovení ceny za rezervaci kapacity, [24].....	34
Obrázek 24: Ceny pro služby DS, [29]	37
Obrázek 25: Porovnání cen před a po sekundární úpravě	39
Obrázek 26: Přehled tarifů pro vstupní a výstupní body TAG, [32]	42
Obrázek 27: Přehled tarifů pro vstupní a výstupní body GCA, [32].....	42
Obrázek 28: Cena ZP v domácnostech v EU, [33].....	44
Obrázek 29: Srovnání složek cen plynu, [34]	45
Obrázek 30: Historický vývoj ceny ZP, data z [34]	45
Obrázek 31: Přepavní soustava ZP ČR, [37]	46
Obrázek 32: Vývoj objemu přepravy ZP v ČR, [39].....	47
Obrázek 33: Podíl zemí na vstupním toku ZP do ČR, [39].....	48
Obrázek 34: Podíl zemí na výstupním toku z ČR, [39].....	48
Obrázek 35: Historický vývoj spotřeby ZP na území ČR, data z [39]	49
Obrázek 36: Podíl jednotlivých kategorií na celkové spotřebě v roce 2018, [40].....	49
Obrázek 37: Spotřeba CNG v ČR, data z [39]	50
Obrázek 38: Vývoj průměrných ročních cen paliv v ČR, data z [41]	51
Obrázek 39: Spotřeba ZP pro výrobu elektřiny na území ČR, [39]	52
Obrázek 40: Bioplynové stanice ČR, [49].....	53
Obrázek 41: Přepavní soustava ZP na území Slovenska, [52]	54
Obrázek 42: Vývoj objemu přepravy ZP na Slovensku, data z [51]	55
Obrázek 43: Fyzický tok ZP přes vstupní body, [54].....	56
Obrázek 44: Fyzický tok ZP přes výstupní body, [54].....	56
Obrázek 45: Vývoj spotřeby ZP na Slovensku, data z [51].....	58
Obrázek 46: Spotřeba plynu dle odběratelských kategorií, SK.....	58
Obrázek 47: CNG stanice ČR, SK, 2019, [41].....	59

Obrázek 48: Spotřeba ZP pro výrobu elektřiny na území SK, [50].....	60
Obrázek 49: Podíl sektorů na spotřebě ZP, AT, 2018.....	61
Obrázek 50: Mix primární energie AT, 2018.....	61
Obrázek 51: Převodní soustava Rakouska [61].....	62
Obrázek 52: Toky skrze vstupní body AT, [54].....	63
Obrázek 53: Toky skrze výstupní body AT, [54].....	63
Obrázek 54: Vývoj spotřeby ZP na území AT, [33].....	64
Obrázek 55: Spotřeba ZP pro účely výroby elektřiny v Rakousku, data od Statistics Austria	65
Obrázek 56: Využití ZP v sektoru dopravy, Rakousko, data od Statistics Austria	65
Obrázek 57: Množství vtačeného biometanu do rakouské plynárenské sítě, data z [62].....	66
Obrázek 58: Odhadovaný vývoj spotřeby ZP dle NET4GAS, [37]	67
Obrázek 59: Vývoj ceny elektřiny 2016 – 2019	70
Obrázek 60: Vývoj teplot v jednotlivých kvartálech.....	70
Obrázek 61: Příklad výstupu z programu Wolfram Mathematica.....	71
Obrázek 62: Lineární závislost CNG v ČR, [40]	71
Obrázek 63: Roční spotřeba a vlastní těžba zemního plynu v ČR, [39].....	72
Obrázek 64: Spotřeba ZP ČR za období 2020-2030, základní scénář, kvartální báze	74
Obrázek 65: Budoucí vývoj spotřeby ZP v ČR 2020-2030, základní scénář	75
Obrázek 66: Odhadovaný vývoj spotřeby ZP pro SK, [71]	76
Obrázek 67: Vývoj CNG na Slovensku.....	78
Obrázek 68: Vlastní těžba ZP na Slovensku, [51].....	78
Obrázek 69: Spotřeba ZP v SK 2020-2030, základní scénář, kvartální báze	80
Obrázek 70: Budoucí vývoj spotřeby ZP v SK 2020-2030, základní scénář	81
Obrázek 71: Příklad výstupu programu gretl	83
Obrázek 72: Ukázka výstupu z programu Mathematica	84
Obrázek 73: Vlastní výroba ZP v Rakousku, data od Statistics Austria	85
Obrázek 74: Budoucí vývoj spotřeby ZP v AT 2020-2030, základní scénář, kvartální báze.....	87
Obrázek 75: Budoucí vývoj spotřeby AT 2020-2030, základní scénář.....	88
Obrázek 76: Plánovaná trasa plynovodu NS2.....	89
Obrázek 77: Změna toku ZP přes území Ukrajiny, [77]	90
Obrázek 78: Baltic Pipe projekt, [78].....	90
Obrázek 79:Náhradní schéma pro stanovení přeshraničních toků	92
Obrázek 80: Waidhaus, CZ/DE, Q2/2019, [54]	93
Obrázek 81: Potenciál biometanu, [62] [49] [37].....	101
Obrázek 82: Vývoj vlastní produkce plynu, scénář Biometan	101
Obrázek 83: Budoucí vývoj spotřeby ZP v ČR, scénář PPE.....	103
Obrázek 84: Budoucí vývoj spotřeby ZP v SK 2020-2030, scénář PPE.....	103

Seznam tabulek

Tabulka 1: Vyrovnávací aukce ZP, [20].....	30
Tabulka 2: Oblast a způsoby regulace ÚRSO	40
Tabulka 3: Seznam tarifů pro přístup do slovenské PS.....	40
Tabulka 4: Poplatky pro PS na vnitrostátní úrovni, [32].....	43
Tabulka 5: Poplatky za užívání DS, [32].....	43
Tabulka 6: Zásobníky ČR.....	52
Tabulka 7:Přehled zásobních kapacit, (53)	57
Tabulka 8: Ceník služeb NAFTA, [55]	57
Tabulka 9: Kvartální rozdělení spotřeby ZP v ČR, data z [39]	68

Tabulka 10: Rozdělení vlastní těžby ve čtvrtletích	72
Tabulka 11: Kvartální rozdělení v kategorii POD, SK.....	77
Tabulka 12: Kvartální rozdělení spotřeby domácností.....	82
Tabulka 13: Podíly výstupních a vstupních toků AT, data pro výpočet z [54]	95
Tabulka 14: Podíly výstupních a vstupních toků SK, data pro výpočet z [54]	96
Tabulka 15: Podíly výstupních a vstupních toků CZ, data pro výpočet z [54]	96

Seznam příloh

Příloha 1 Přehled tarifních skupin SK
Příloha 2: Projekty CZ
Příloha 3: Projekty SK
Příloha 4: Projekty AT
Příloha 5: Výsledky výchozího scénáře
Příloha 6: Výsledky scénáře NS2
Příloha 7: Výsledky scénáře BM
Příloha 8: Výsledky scénáře PPE
Příloha 9: Kapacity se zahrnutím projektů FID

Příloha 1 – Přehled tarifních skupin SK

Tarifní skup.	Množství DP	Fixní sazba	Roční sazba za denní DK na odběrném místě do 1 mil. m ³ /den	Roční sazba za denní DK na odběrném místě nad 1 mil. m ³ /den	Variabilní sazba za 1 kWh
	(kWh/r)	(EUR/měsíc)	(EUR/m ³ /den)	(EUR/m ³ /den)	(EUR/kWh)
1	do 2 138	2,20			0,0116
2	2 138 - 18 173	7,88			0,0049
3	18 173 - 42 760	17,50			0,0041
4	42 760 - 69 485	32,08			0,0031
5	69 485 - 85 000	66,67			0,0030
6	85 000 - 100 000	79,17			0,0026
7	100 000 - 300 000	126,67			0,0021
8	300 000 - 641 400	283,33			0,0017
9	641 400 - 2 000 000	78,22	6,67	0,1	0,0022
10	2 000 000 - 4 000 000	98,10	6,67	0,1	0,0022
11	4 000 000 - 8 000 000	357,56	5,58	0,1	0,0022
12	8 000 000 - 14 000 000	424,22	5,58	0,1	0,0021
13	14 000 000 - 22 000 000	432,55	5,57	0,1	0,0021
14	22 000 000 - 50 000 000	2488,39	5,26	0,1	0,0012
15	50 000 000 - 100 000 000	4828,60	4,72	0,1	0,0006
16	100 000 000 - 250 000 000	5292,81	4,63	0,1	0,0005
17	250 000 000 - 1 mld	14336,28	4,05	0,1	0,0004
18	1 mld - 1,6 mld	18144,98	3,78	0,1	0,0004
19	1,6 mld - 2,1 mld	32430,43	3,77	0,1	0,0003
20	2,1 mld - 2,7 mld	54745,26	3,72	0,1	0,0002
21	2,7 mld - 3,2 mld	79507,27	3,52	0,1	0,0002
22	3,2 mld - 3,75 mld	82939,70	3,31	0,1	0,0002
23	3,75 mld - 4,28 mld	83333,33	3,31	0,1	0,0002
24	4,28 mld - 4,81 mld	83333,33	3,30	0,1	0,0002
25	4,81 mld - 5,345 mld	83333,33	2,70	0,1	0,0002
26	nad 5,345 mld	141877,03	2,60	0,1	0,0001

Příloha 2 – Projekty CZ

CZ							
Projekt	Specifikace	Stav	Uvedení do provozu	Hranice	Typ	Realizace	Kapacita (GWh/d)
Capacity4Gas DE/CZ_fáze1	Brandov - Gaspool Hora Sv. Kateřiny Přimda	FID	2019	CZ/DE	ENTRY	<input checked="" type="checkbox"/>	665
Připojení přímo zákazník	DN 80 PN 73,5, průmyslová zóna	FID	2020_Q1	CZ/DOM	POD	<input checked="" type="checkbox"/>	0,3
Capacity4Gas SK/CZ	Lanžhot - navýšení propojení mezi CZ-SK	FID	2020_Q1	CZ/SK	EXIT	<input checked="" type="checkbox"/>	333
Capacity4Gas DE/CZ_fáze2	Brandov - Gaspool Hora Sv. Kateřiny Přimda	FID	2020_Q2	CZ/DE	ENTRY	<input checked="" type="checkbox"/>	454
Moravia Capacity Extension	Tvrdonice - Bezměrov	nonFID	2023_Q2	CZ/DOM	OBOJÍ	<input type="checkbox"/>	158
Připojení zásobníku plynu	DN 500	FID	2022_Q2	ZÁS	ENTRY	<input checked="" type="checkbox"/>	73
Připojení zásobníku plynu	DN 500	FID	2022_Q2	ZÁS	EXIT	<input checked="" type="checkbox"/>	94
Projekt Moravia	Tvrdnice - Libhošť	nonFID	2023_Q4	CZ/DOM	EXIT	<input type="checkbox"/>	142
Připojení elektrárny	DN 200 PN 63	FID	2023_Q1	CZ/DOM	VEL	<input checked="" type="checkbox"/>	5,3
Připojení přímo zákazník	DN 100 PN 63, zkapalňování plynu	FID	2023_Q2	CZ/DOM	POD	<input checked="" type="checkbox"/>	0,7
CZ-PL propojovací plynovod	Tvrdonice - Hať PL-CZ	non FID	2023_Q2	CZ/PL	EXIT	<input type="checkbox"/>	153
CZ-PL propojovací plynovod	Tvrdonice - Hať CZ-PL	non FID	2023_Q2	CZ/PL	ENTRY	<input type="checkbox"/>	219
Obousměrné AT-CZ propojení (BACI)	Reinthal - Břeclav	non FID	2024_Q2	CZ/AT	OBOJÍ	<input type="checkbox"/>	201
Zvýšení kapacity zásobníků	kapacita uvedena v GWh/rok	FID	2021_Q2	CZ/DOM	ZAS	<input checked="" type="checkbox"/>	1 400
Zvýšení kapacity zásobníků	kapacita uvedena v GWh/rok	FID	2023_Q2	CZ/DOM	ZAS	<input checked="" type="checkbox"/>	6 000

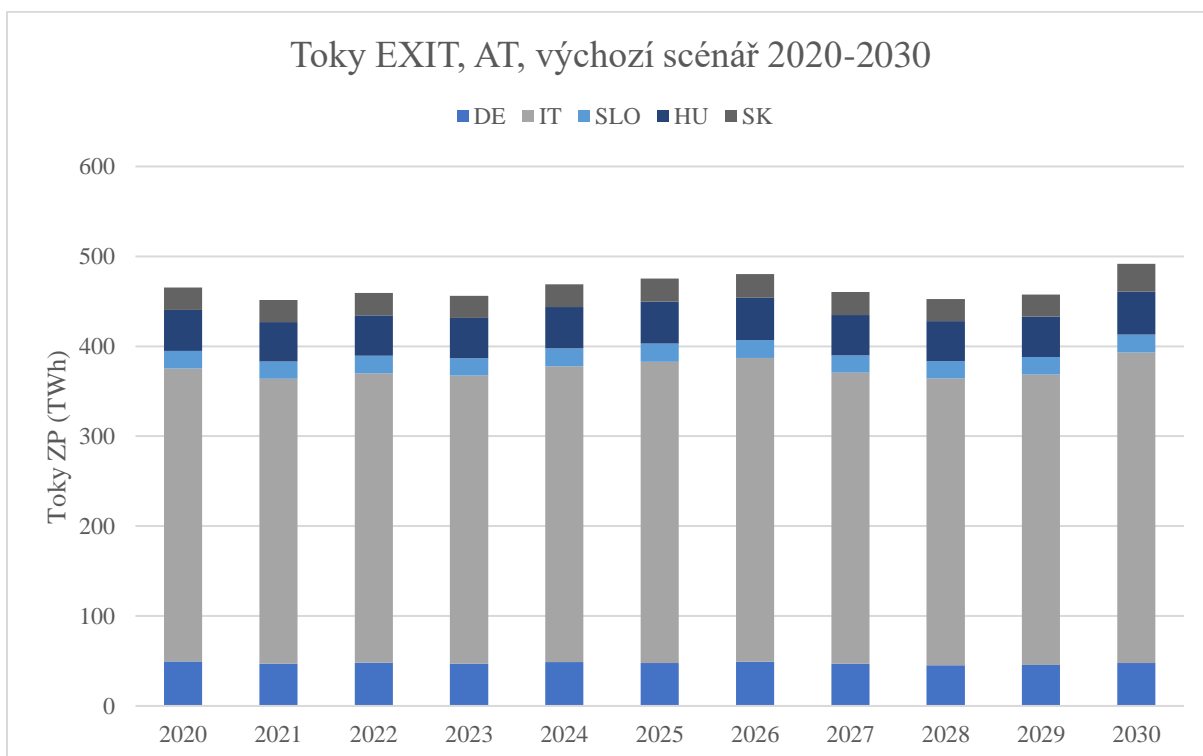
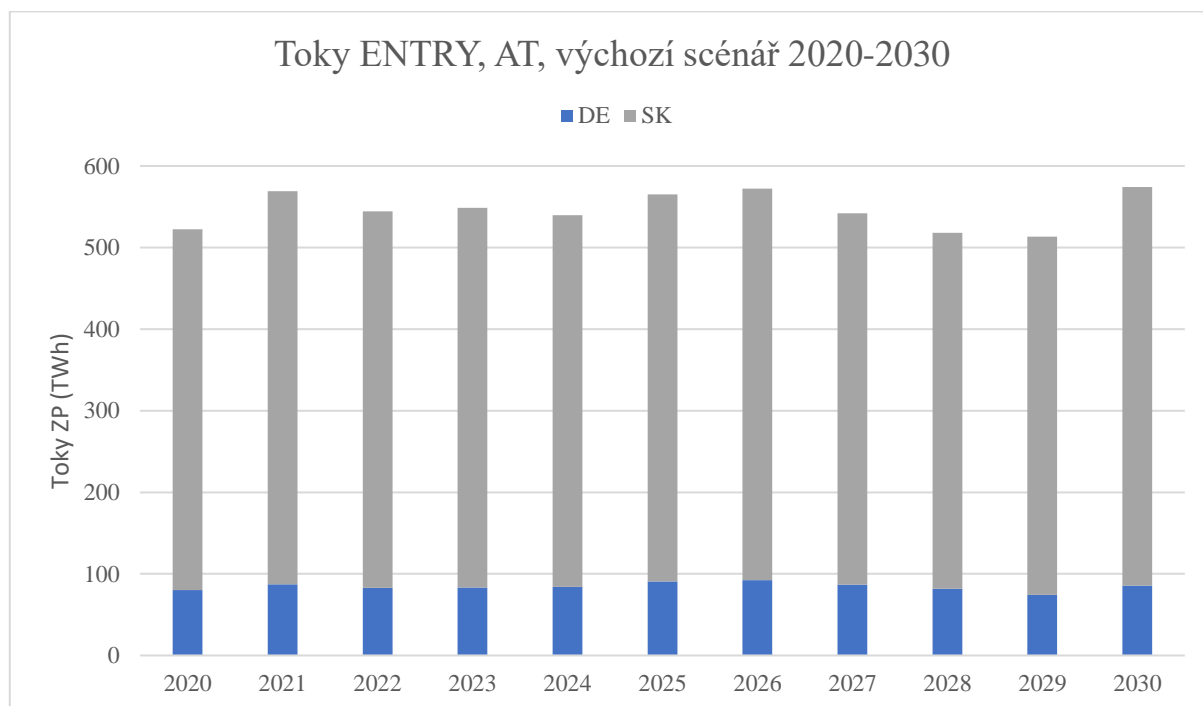
Příloha 3 – Projekty SK

SK							
Projekt	Specifikace	Stav	Uvedení do provozu	Hranice	Typ	Realizace	Kapacita (GWh/d)
NAFTA Velké Kapušany PZZP	Velké Kapušany	FID	2025_Q2	ZÁS	OBOJÍ	<input checked="" type="checkbox"/>	39
Polsko-slovenské propojení	Velké Kapušany	FID	2021_Q4	SK/PL	ENTRY	<input checked="" type="checkbox"/>	145
Polsko-slovenské propojení	Velké Kapušany	FID	2021_Q4	SK/PL	EXIT	<input checked="" type="checkbox"/>	174
Capacity4Gas SK/CZ	Lanžhot - navýšení propojení mezi CZ SK	FID	2020_Q1	SK/CZ	EXIT	<input checked="" type="checkbox"/>	57
Navýšenie reverzného toku zemného plynu	Budince	nonFID	2023_Q2	SK/UK	ENTRY	<input type="checkbox"/>	není známo
Plynovod Eastring	Velke Zlievce	nonFID	2025_Q2	SK/HU	ENTRY	<input type="checkbox"/>	579
Plynovod Eastring	Velke Zlievce	nonFID	2030_Q2	SK/HU	EXIT	<input type="checkbox"/>	579
Zvýšení technické kapacity přepravní sítě V-Z	V-Z	nonFID	2025_Q2	SK/DOM	EXIT	<input type="checkbox"/>	není známo
Projekt HUSK	navýšení přepravní kapacity Velke Zlievce	nonFID	2023_Q1	SK/HU	ENTRY	<input type="checkbox"/>	155
Projekt HUSK	navýšení přepravní kapacity Velke Zlievce	nonFID	2023_Q2	SK/HU	EXIT	<input type="checkbox"/>	155
Capacity4Gas SK/CZ	Lanžhot - navýšení propojení mezi CZ SK	FID	2025_Q3	SK/CZ	ENTRY	<input checked="" type="checkbox"/>	174
Capacity4Gas SK/CZ	Lanžhot - navýšení propojení mezi CZ SK	FID	2020_Q1	SK/CZ	ENTRY	<input checked="" type="checkbox"/>	873
Navýšení kapacity směr UK		nonFID	2020_Q1	SK/UK	EXIT	<input type="checkbox"/>	31

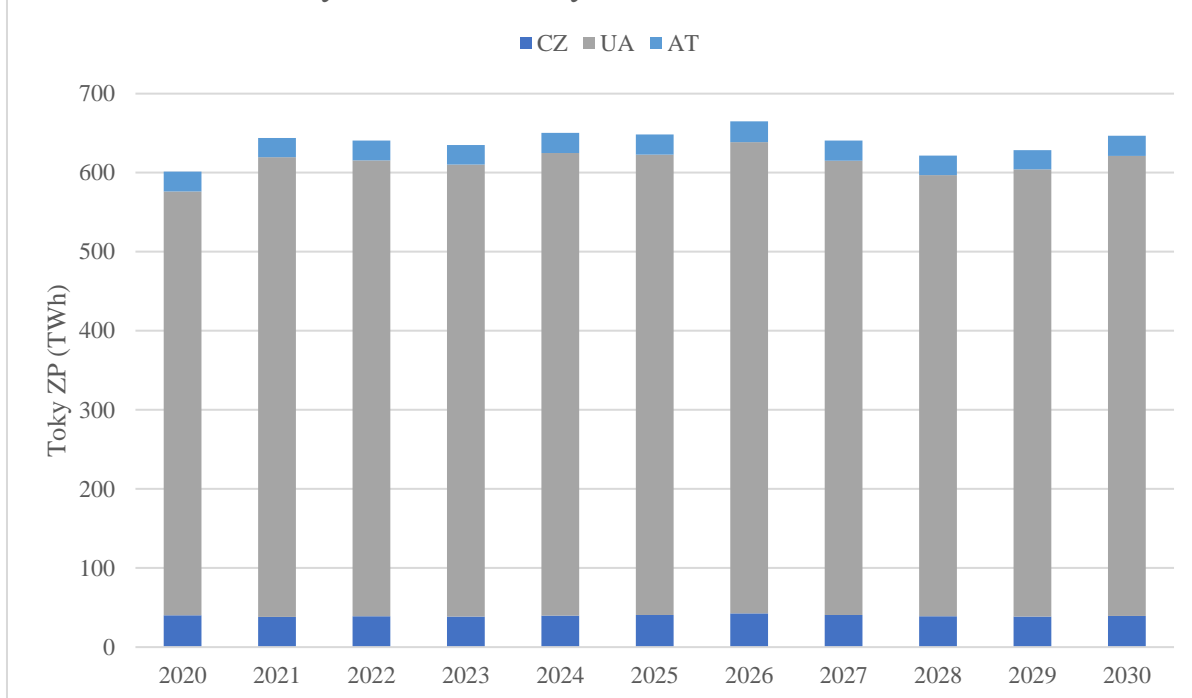
Příloha 4 – Projekty AT

AT							
Projekt	Specifikace	Stav	Uvedení do provozu	Hranice	Typ	Realizace	Kapacita (GWh/d)
Elektrárna Mellach	od roku 2020 výhradně na ZP	FID	2020_Q1	AT/DOM	VEL	<input checked="" type="checkbox"/>	40
Obousměrné AT-CZ propojení (BACI)	Reinthal - Břeclav	non FID	2024_Q2	AT/CZ	OBOJÍ	<input type="checkbox"/>	201
Baumgarten propojení kapacit	Baumgarten - Mosonmagyaróvár II	nonFID	2021_Q4	AT/HU	ENTRY	<input type="checkbox"/>	0
TAG reserve flow	Arnoldstein	FID	2020_Q4	AT/IT	ENTRY	<input checked="" type="checkbox"/>	268
TAG reserve flow	Murfeld	FID	2020_Q4	AT/SLO	ENTRY	<input checked="" type="checkbox"/>	161
TAG reserve flow	Wetenfeld	FID	2020_Q4	AT/DOM	ENTRY	<input checked="" type="checkbox"/>	429
Projekt ROHUAT	propojení Rumunsko - Maďarsko-Rakousko	nonFID	není známo	AT/HU	OBOJÍ	<input type="checkbox"/>	146
Baumgarten - Mosonmagyaróvár II	Baumgarten - Mosonmagyaróvár II	nonFID	2023_Q3	AT/HU	EXIT	<input type="checkbox"/>	257
Projekt BACI	CZ-AT propojeni	nonFID	2026_Q1	AT/CZ	OBOJÍ	<input type="checkbox"/>	201
Murfeld exit	zvýšení kapacity AT-SLO	nonFID	2023_Q4	AT/SLO	EXIT	<input type="checkbox"/>	101

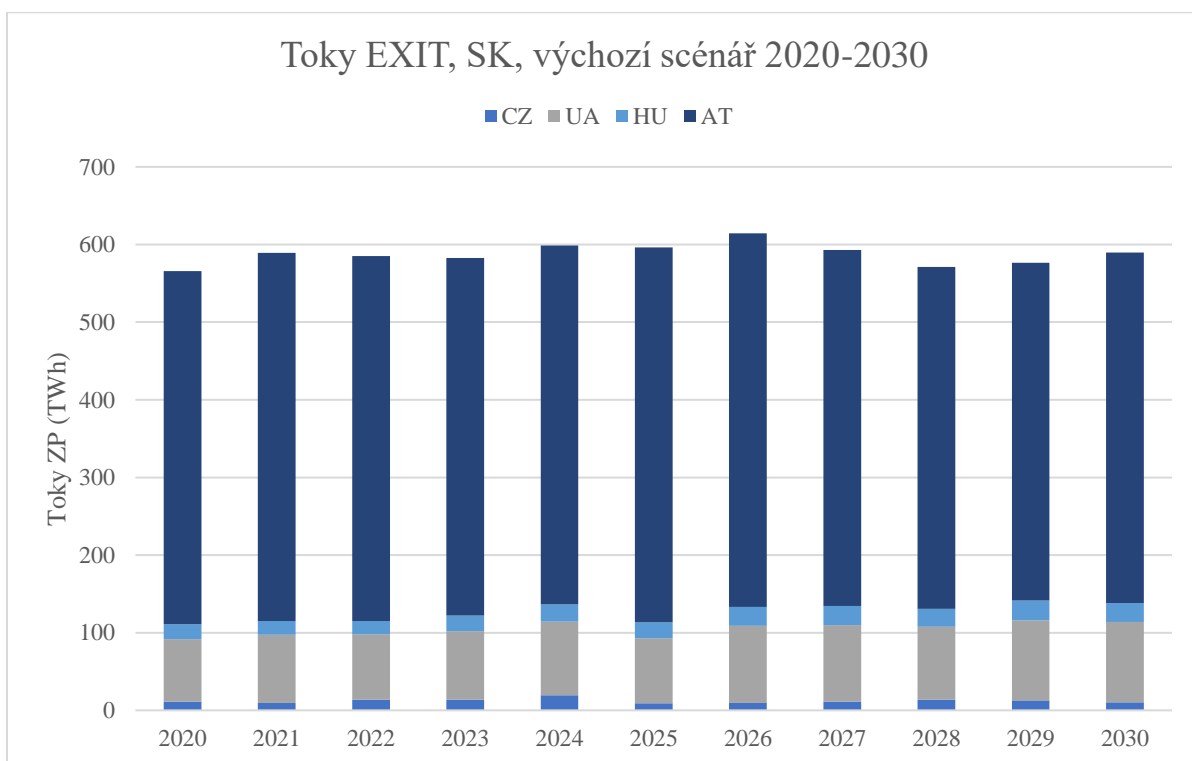
Příloha 5 – Výsledky výchozího scénáře



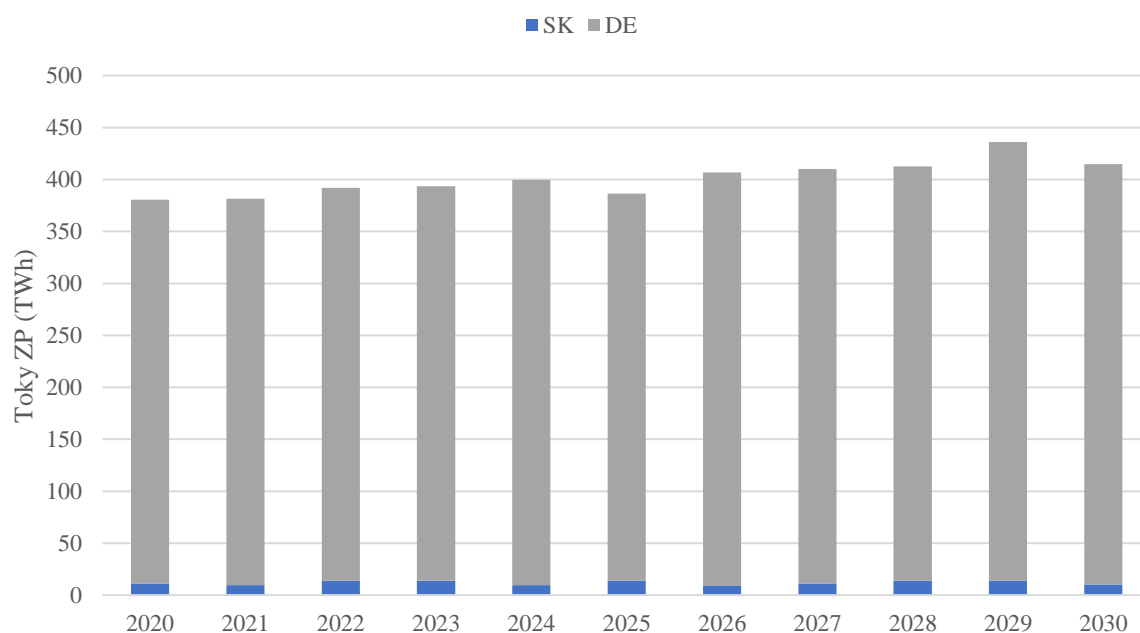
Toky ENTRY, SK, výchozí scénář 2020-2030



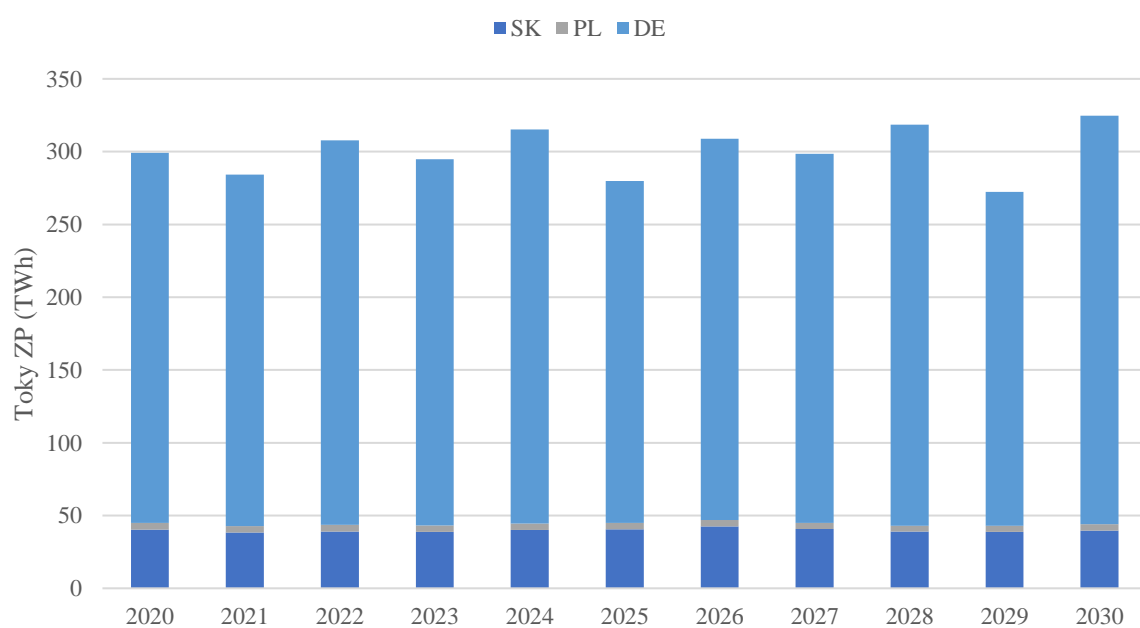
Toky EXIT, SK, výchozí scénář 2020-2030



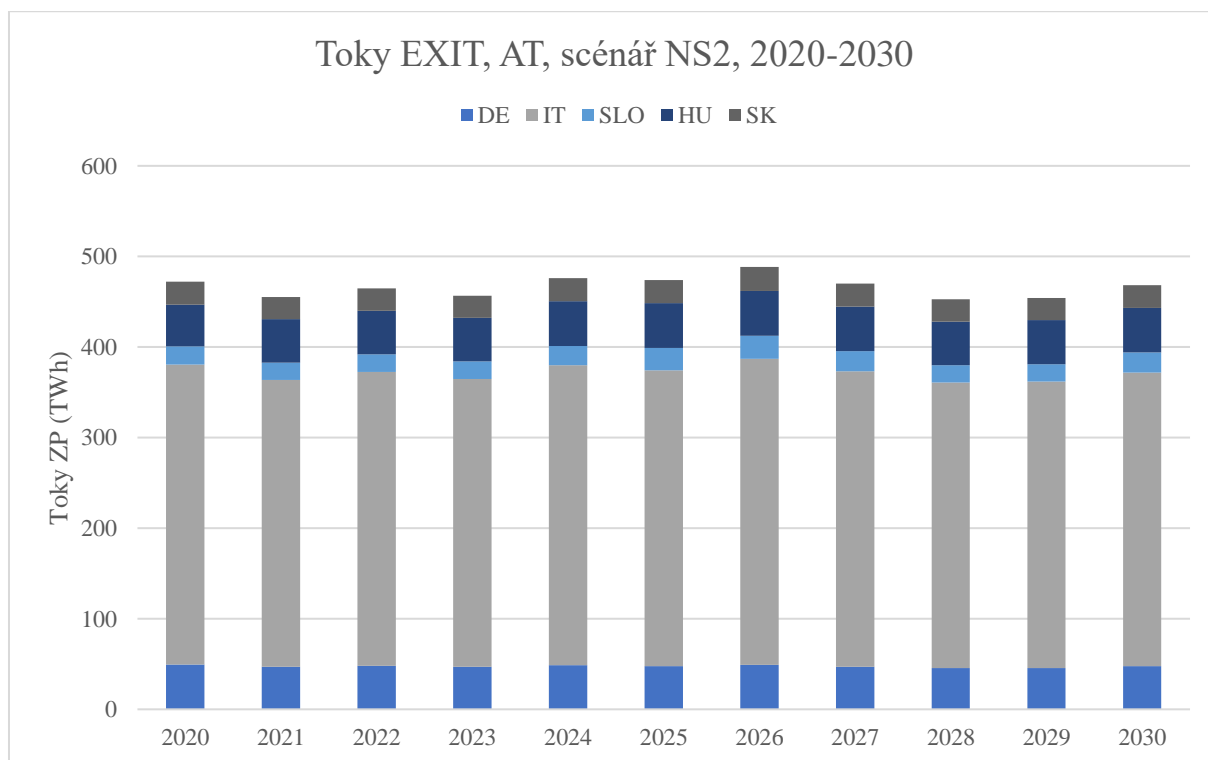
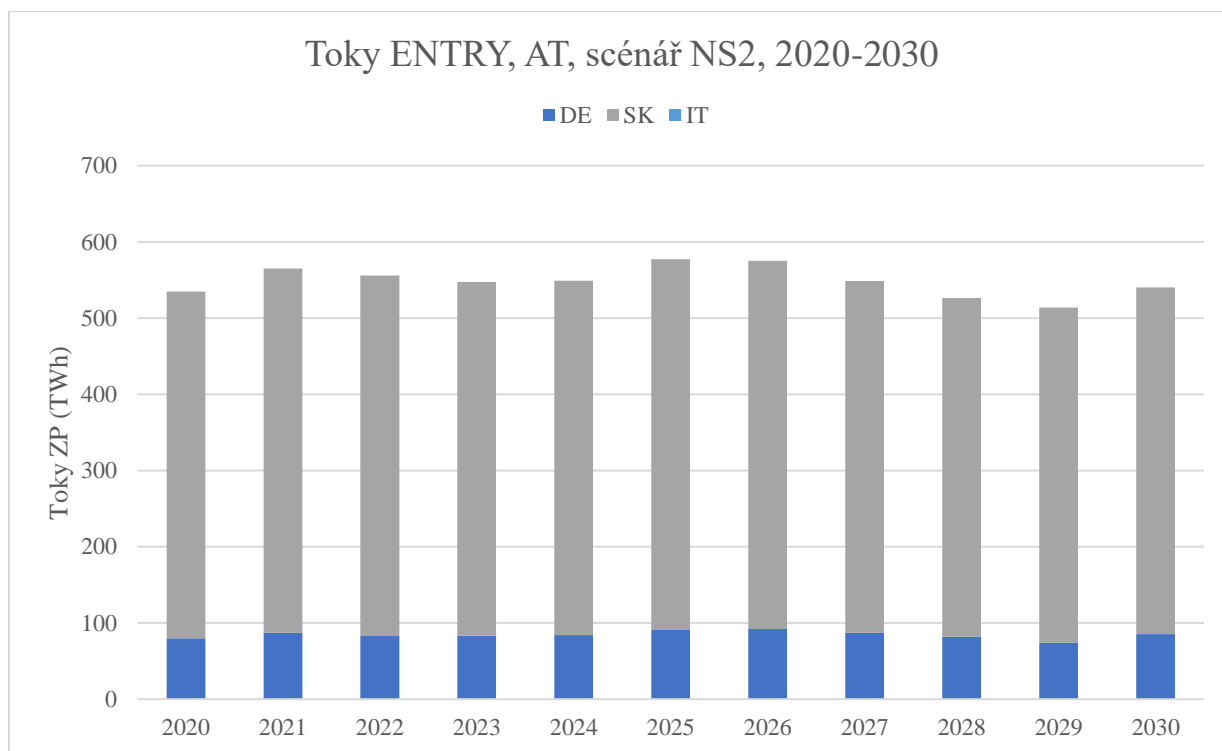
Toky ENTRY, CZ, výchozí scénář 2020-2030



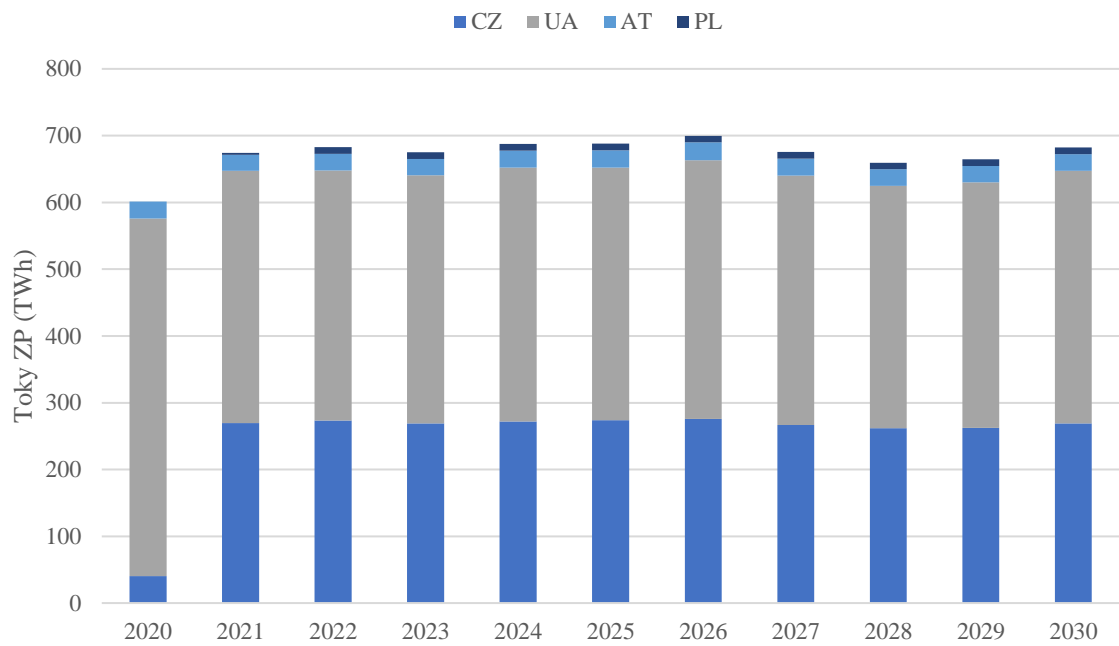
Toky EXIT, CZ, výchozí scénář 2020-2030



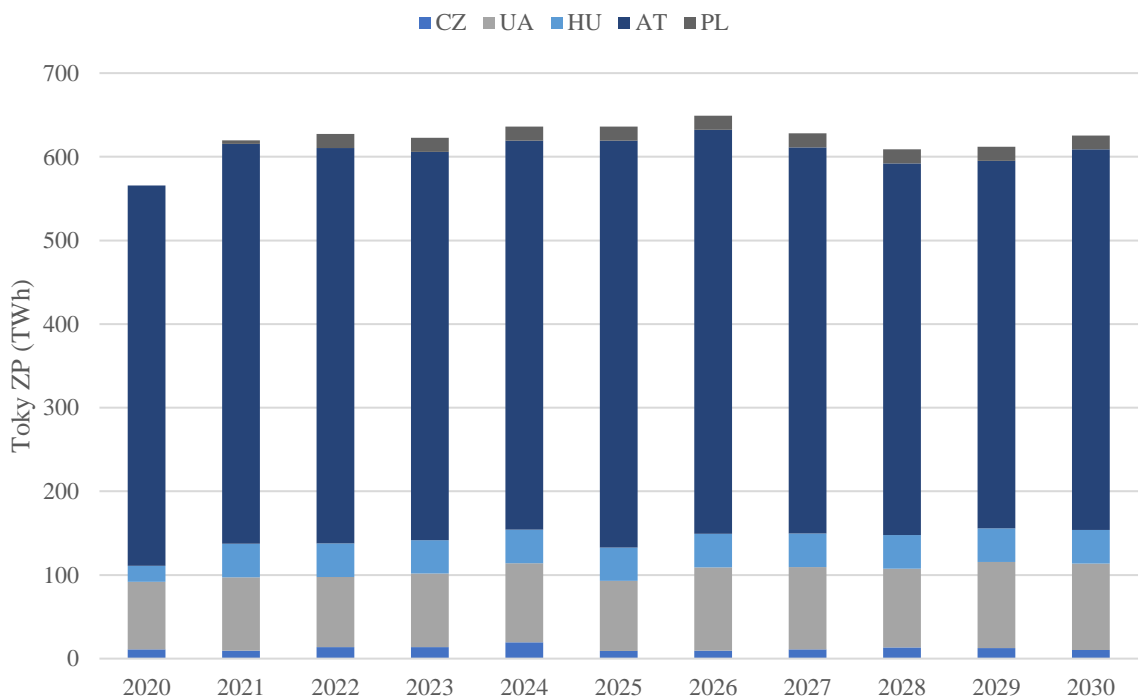
Příloha 6 – Výsledky scénáře NS2



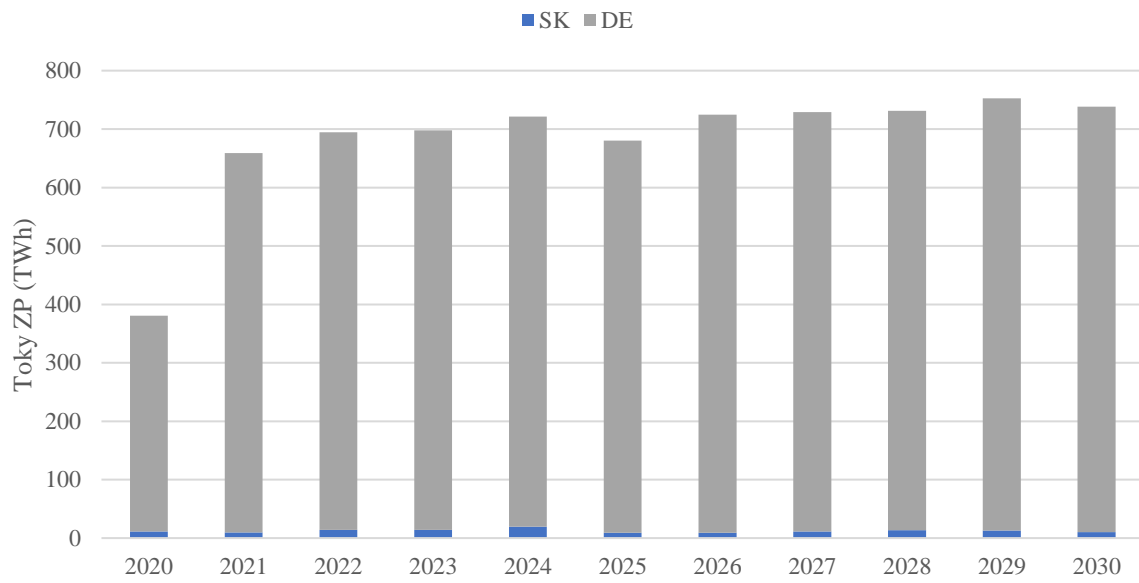
Toky ENTRY, SK, scénář NS2, 2020-2030



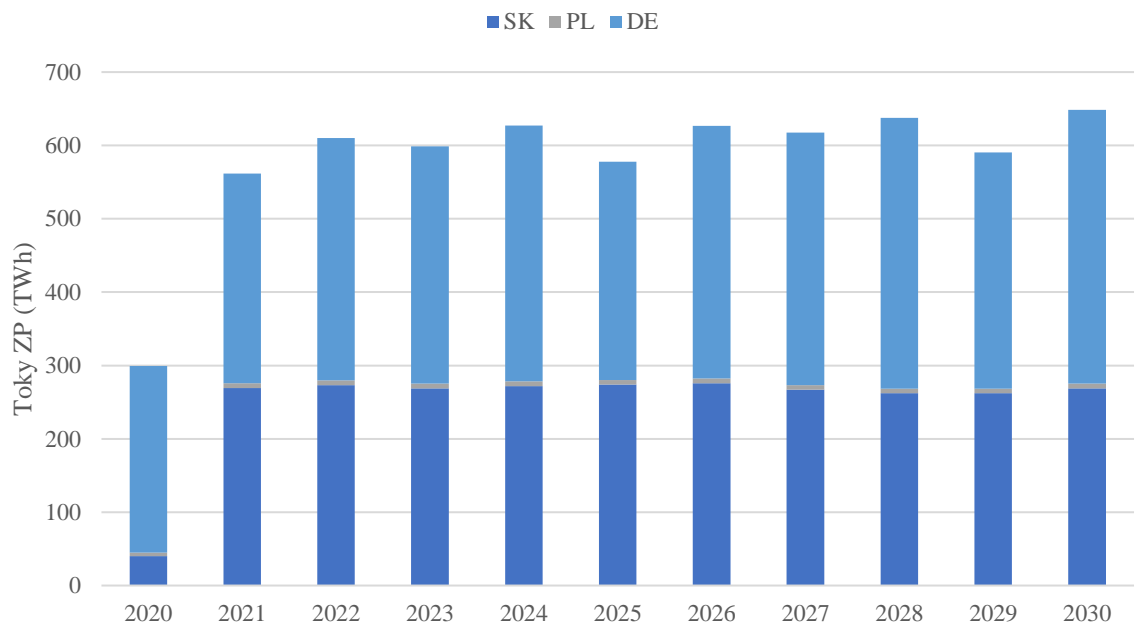
Toky EXIT, SK, scénář NS2, 2020-2030



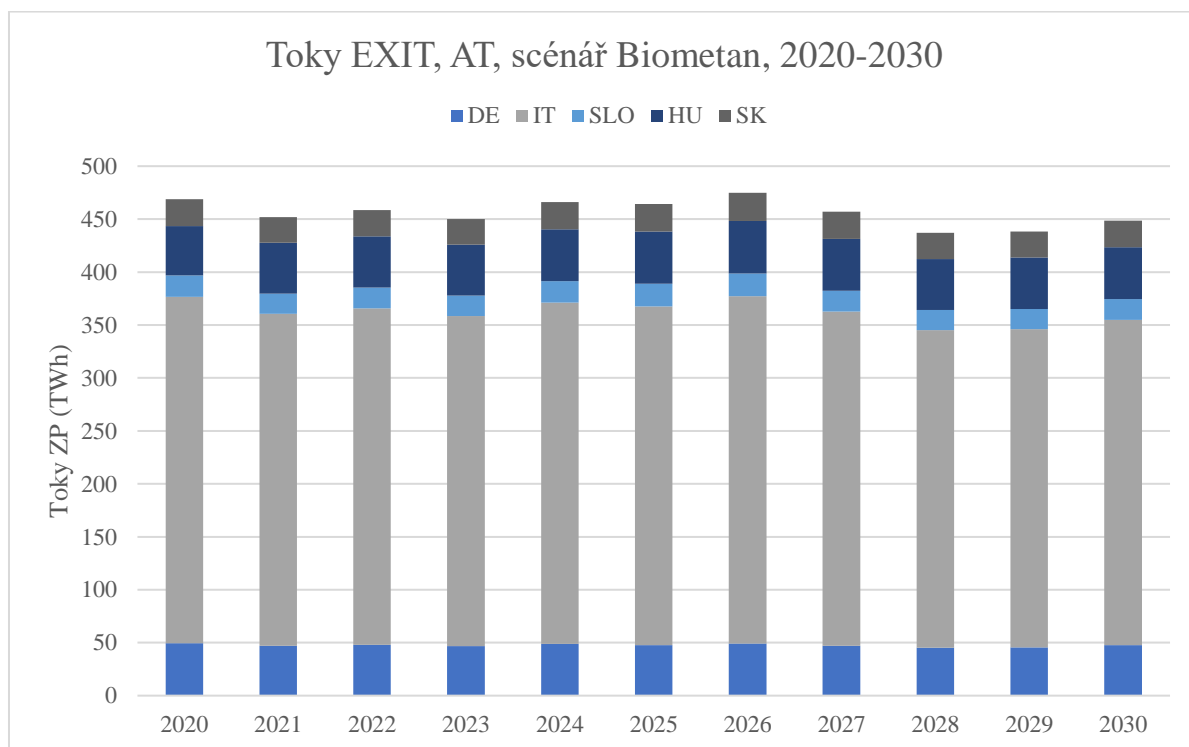
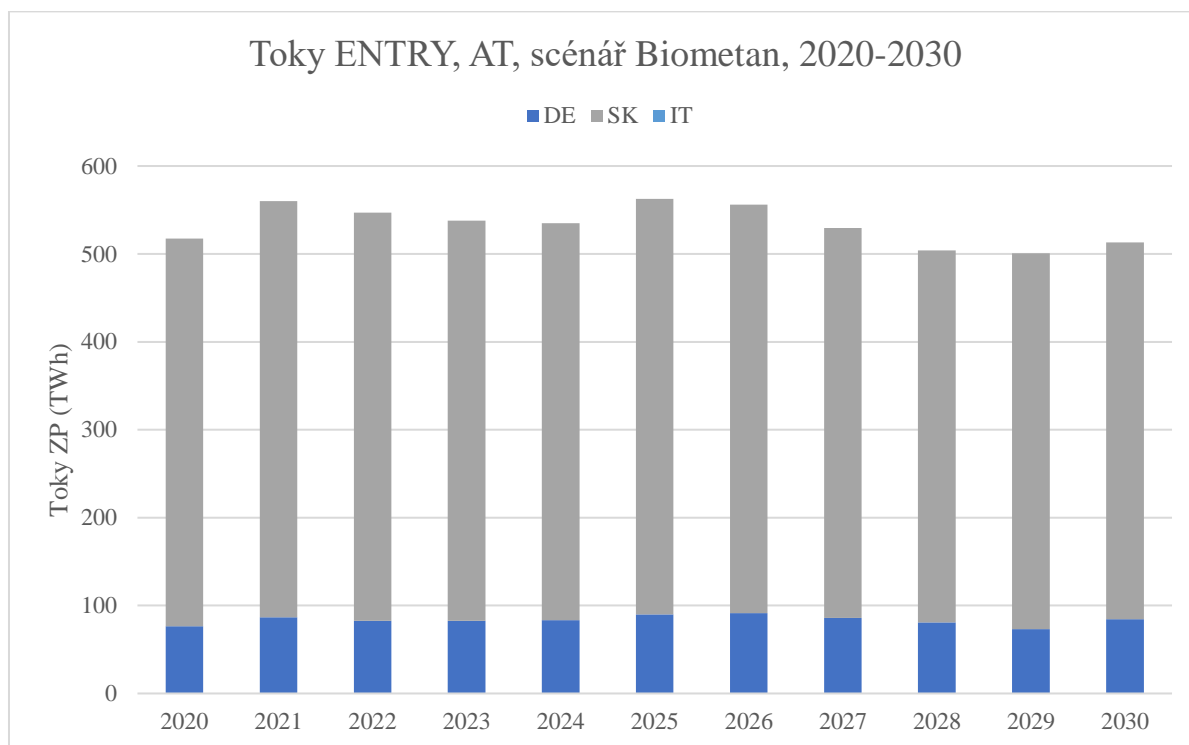
Toky ENTRY, CZ, scénář NS2, 2020-2030



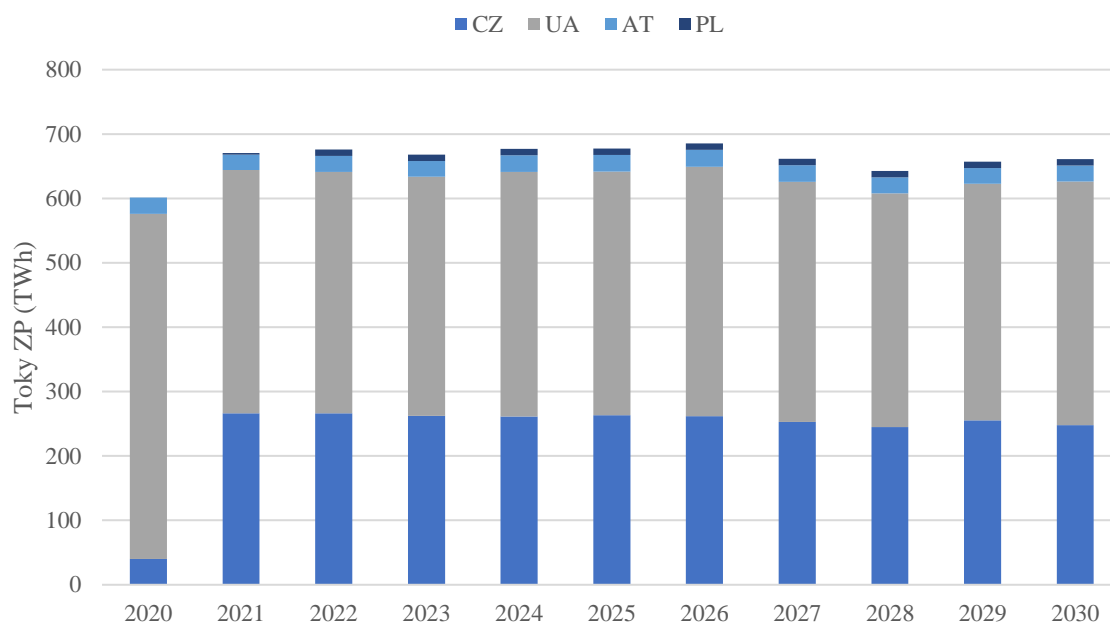
Toky EXIT, CZ, scénář NS2, 2020-2030



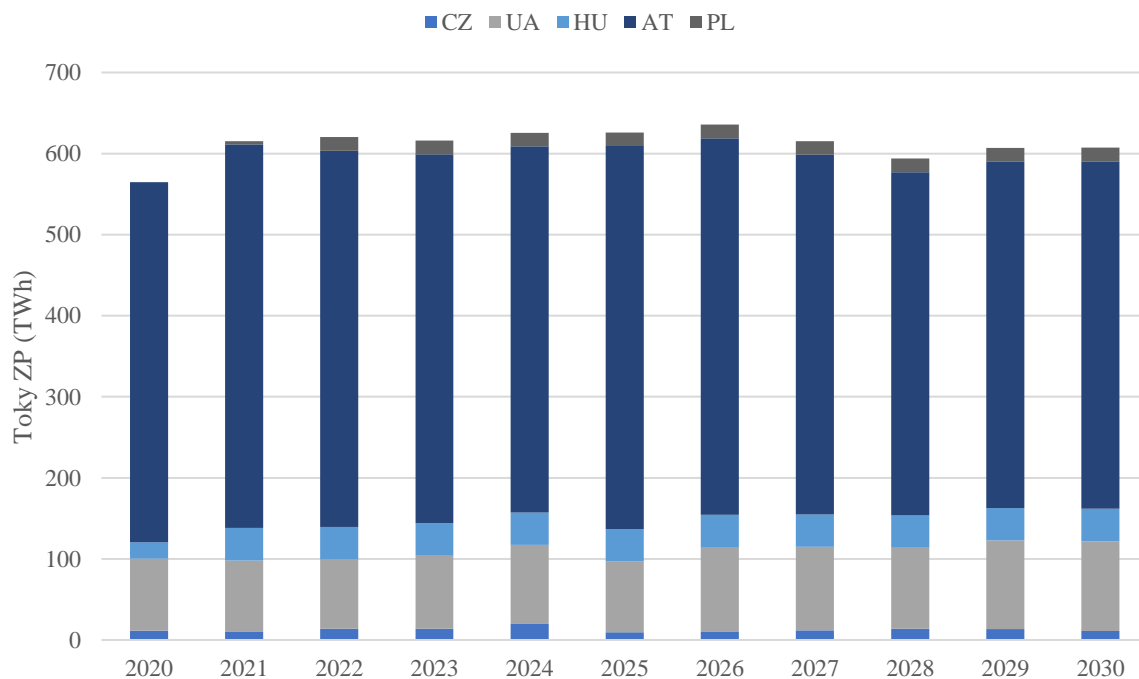
Příloha 7 – Výsledky scénáře Biometan



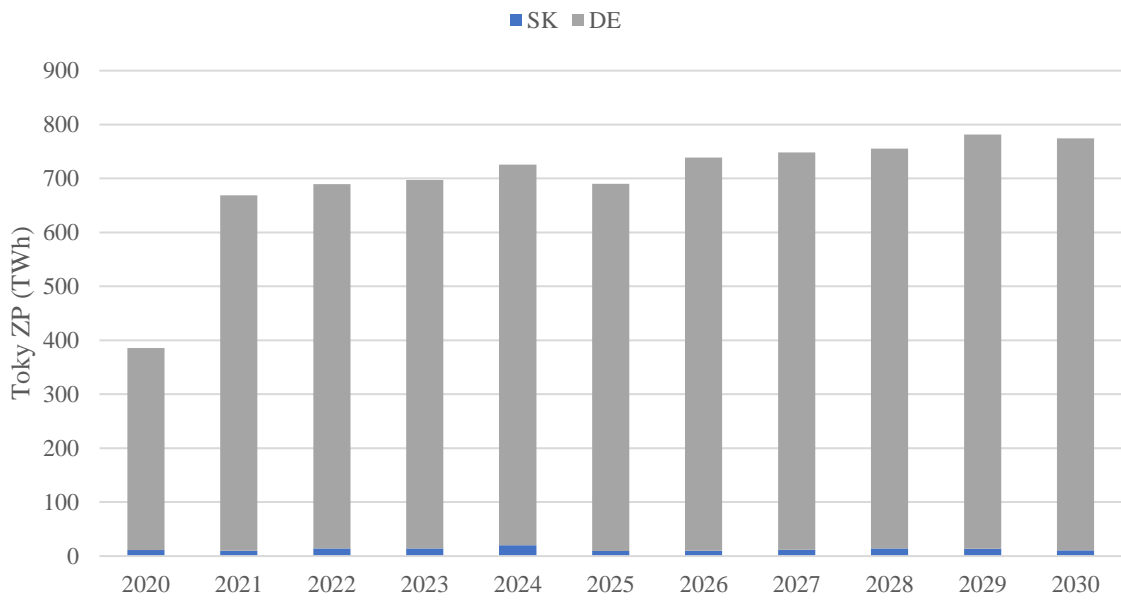
Toky ENTRY, SK, scénář Biometan, 2020-2030



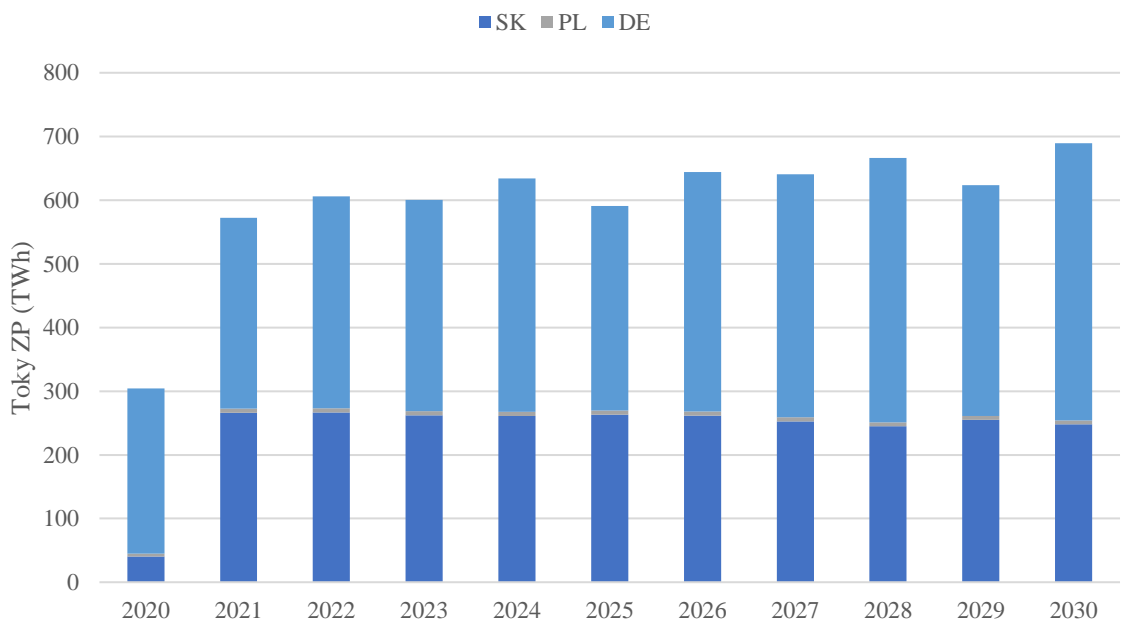
Toky EXIT, SK, scénář Biometan, 2020-2030



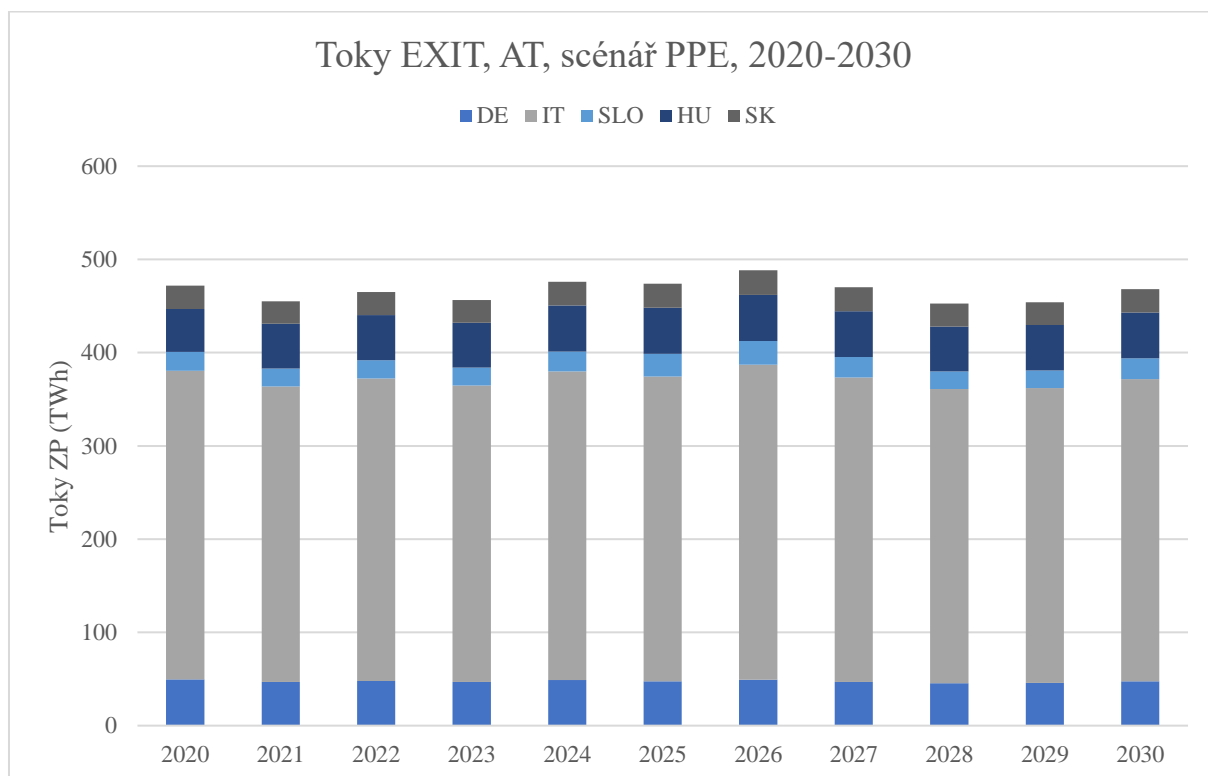
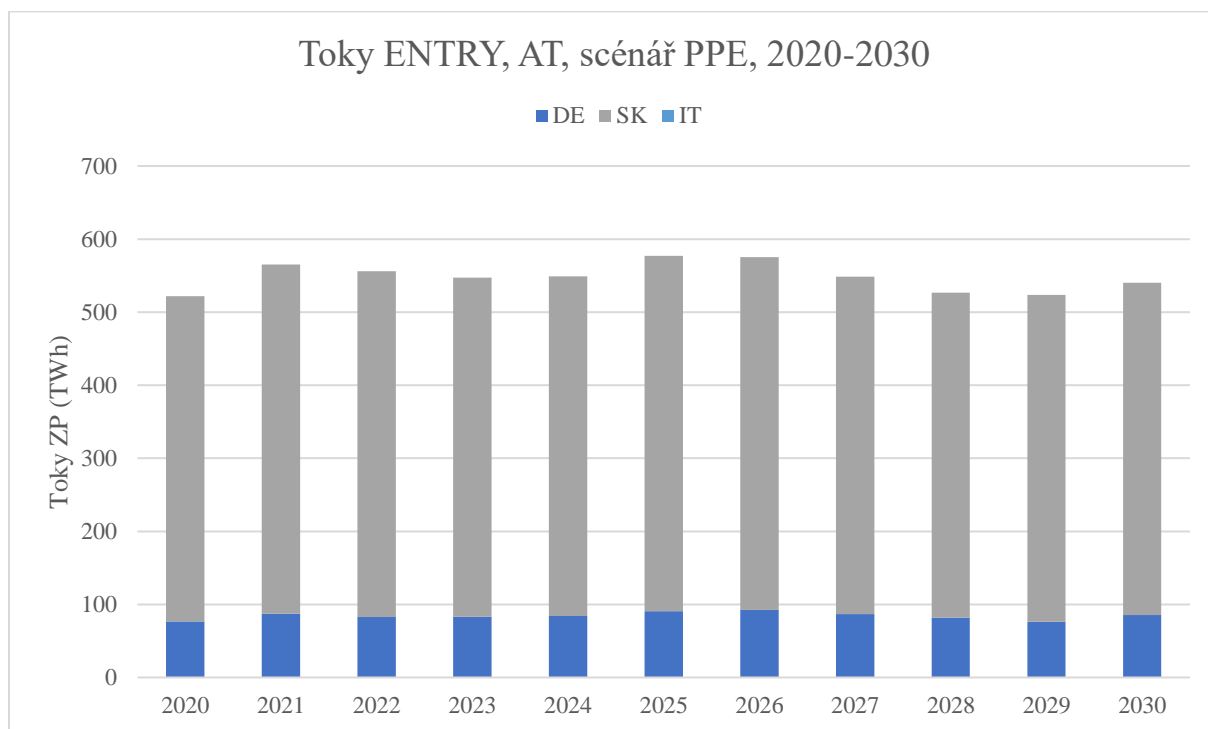
Toky ENTRY, CZ, scénář Biometan, 2020-2030



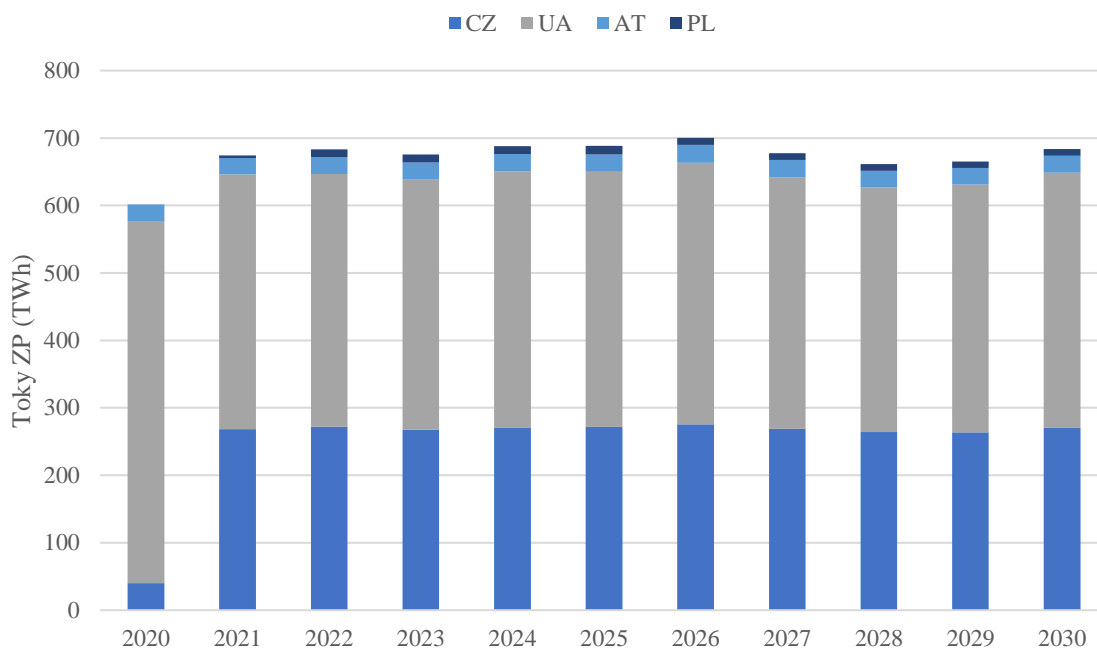
Toky EXIT, CZ, scénář Biometan, 2020-2030



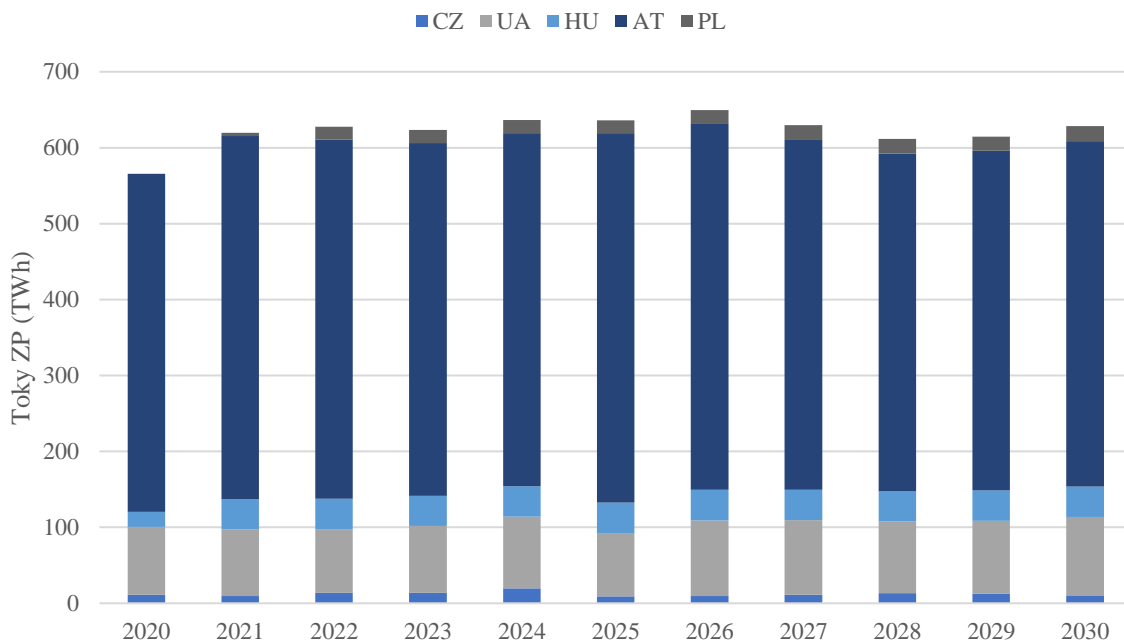
Příloha 8 – Výsledky scénáře PPE



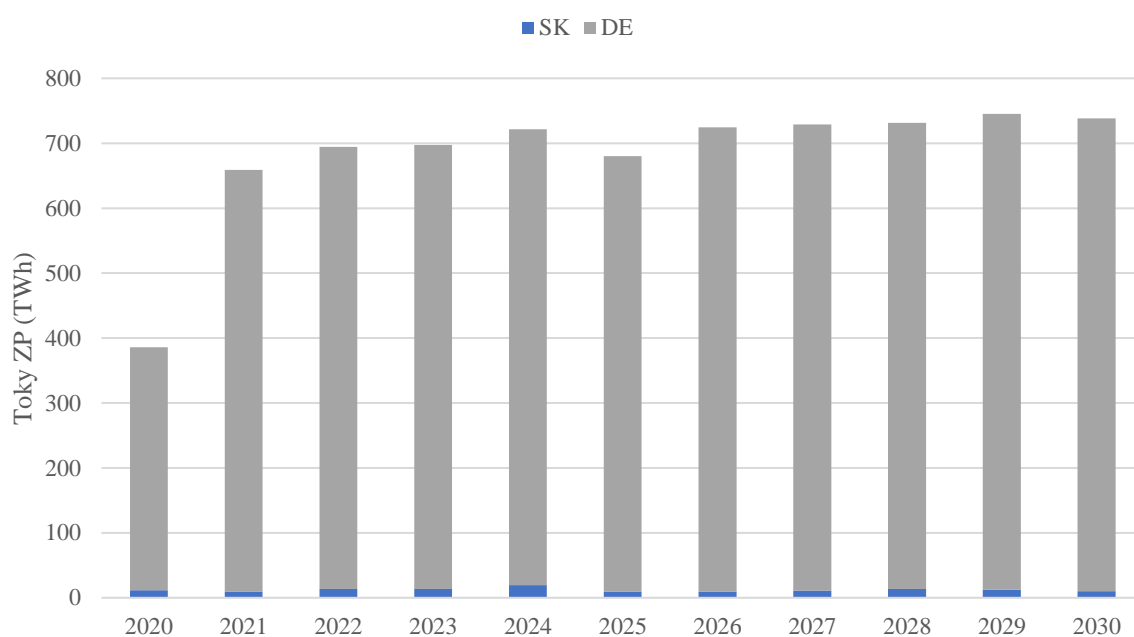
Toky ENTRY, SK, scénář PPE, 2020-2030



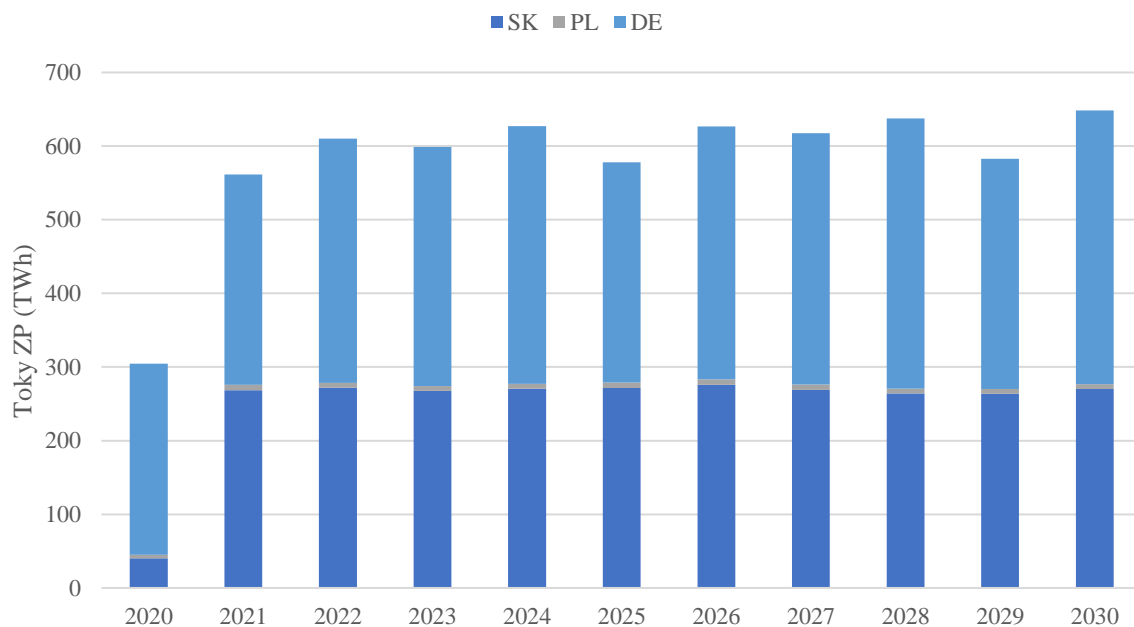
Toky EXIT, SK, scénář PPE, 2020-2030



Toky ENTRY, CZ, scénář PPE, 2020-2030



Toky EXIT, CZ, scénář PPE, 2020-2030



Příloha 9 – Kapacity se zahrnutím projektů FID

