

Zpráva o budoucí očekávané spotřebě elektřiny a plynu a o způsobu zabezpečení rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu

ZPRACOVÁNO V ROCE 2022



Obsah

1	Úvod	4
2	Rámec vývoje energetiky	5
2.1	Energeticko-politický rámec	5
2.2	Kritéria pro hodnocení zajištění bezpečnosti dodávek v oblasti zásobování elektřinou	11
2.3	Kritéria pro hodnocení zajištění bezpečnosti dodávek v oblasti zásobování plynem	12
3	Primární zdroje energie v elektroenergetice	15
3.1	Hnědé uhlí	15
3.2	Černé uhlí	15
3.3	Zemní plyn	16
3.4	Uran	16
3.5	Biomasa a bioplyn	16
3.6	Odpad	17
3.7	Ostatní paliva	17
4	Očekávaný vývoj poptávky elektřiny	18
4.1	Prognóza vývoje spotřeby	18
4.2	Vývoj faktorů ovlivňující spotřebu ČR	18
4.3	Predikce vývoje elektromobility, tepelných čerpadel a prosumerů	19
4.4	Predikce spotřeby elektřiny ČR do roku 2050	21
5	Očekávaný vývoj poptávky po plynu	23
5.1.	Historický vývoj spotřeby zemního plynu v ČR	23
5.2	Faktory ovlivňující poptávku po zemním plynu	25
5.3	Poptávka elektráren, monovýroba elektřiny	26
5.4	Teplárenství	26
5.5	Domácnosti	27
5.6	Plynová mobilita	31
5.7	Poptávka výrobní sféry	33
5.8	Teplárenství	37
5.9	Monovýroba elektřiny	42
5.10	Celková poptávka po plynu	43
6	Případová studie Konzervativní	45
6.1	Stav a rozvoj výrobní základny	45
6.2	Provoz ES ČR v perspektivě	60
6.3	Provoz PS ČR v perspektivě	64
7	Zdroje plynu	67

7.1	Tuzemská těžba plynu	67
7.2	Vtláčení alternativních zdrojů do soustavy	69
7.3	Zahraniční zdroje a trasy dodávek plynu do ČR	78
7.4	Analýzy vývoje cen zemního plynu na světovém trhu	84
8	Plynárenská infrastruktura a její rozvoj	89
8.1	Přepravní soustava	89
8.2	Zásobníky plynu	93
8.3	Statistika využívání zásobníků plynu	97
8.4	Vodík v PZP	104
9	Elektrické sítě a jejich rozvoj	106
9.1	Současný stav	106
9.2	Přenosová soustava v číslech	106
9.3	Očekávaný rozvoj soustavy	107
10	Environmentální aspekty výroby elektřiny	109
10.1	Předpokládaná výroba uhlých zdrojů v roce 2021-2050	109
10.2	Emisní bilance pro Konzervativní scénář	110
11	Vývoj světových cen energetických paliv a jejich vliv na provoz ES ČR	111
11.1	Investiční náročnost skladby výrobní základny ES	111
11.2	Předpokládaný vývoj ceny elektřiny a cen emisních povolenek	113
12	Integrace trhů s elektřinou a trhu s plynem	115
12.1	Jednotné propojení denních trhů s elektřinou (SDAC)	115
12.2	Jednotné propojení vnitrodenních trhů s elektřinou (SIDC)	117
12.3	Integrace krátkodobého trhu s plynem	118
13	Evropské souvislosti provozu ES v perspektivě	121
13.1	Očekávané trendy obchodních toků v regionu	121
13.2	Obchodní příležitosti a možná rizika pro ES ČR	123
14	Bilance plynárenské soustavy	125
14.1	Historický pohled	125
14.2	Modelování bilance plynárenské soustavy pro predikovaný rozvoj spotřeby zemního plynu	130
15	Shrnutí závěrů a hlavních rizik	138
15.1	Plynárenství	138
15.2	Elektroenergetika	145
16	Použité zkratky	146
17	Seznam obrázků	148
18	Seznam tabulek	152

1 Úvod

Elektroenergetika a plynárenství jsou nejdůležitějšími energetickými sektory, a tedy zajištění rovnováhy mezi poptávkou a nabídkou elektřiny a plynu jak v krátkodobém, tak dlouhodobém horizontu je celospolečenským zájmem. V energetice se střetávají světy politické, ekonomické i ideologické, zájmy veřejnosti, státní správy i soukromých subjektů, pohledy obhájců aspektů staré i nové energetiky.

Energetika čelí velkým výzvám, které jsou spojeny především se snižováním emisí skleníkových plynů a se snahami o uhlíkovou neutralitu. Dekarbonizace, či výrazné snížení emisí skleníkových plynů, je dnes v EU převládajícím požadavkem a rovněž Česká republika (ČR) stojí před rozhodnutím, kdy, jak a do jaké míry jí dosáhnout.

Cílem a nosným tématem tohoto dokumentu (dále také studie nebo Dlouhodobá rovnováha) je analýza dopadů možné cesty rozvoje elektroenergetiky a plynárenství pro období následujících třiceti let do roku 2050 s respektováním dostupných státních strategií, především platné Státní energetické koncepce (ASEK), Vnitrostátního plánu ČR v oblasti energetiky a klimatu (NKEP) a dostupných závěrů Uhelné komise – poradního orgánu vlády ČR, jehož úkolem je navrhnout akceptovatelný způsob útlumu využívání uhlí v ČR. Momentálně se připravují aktualizace ASEK i NKEP, které budou předmětem studie v budoucnosti. Stejně platí i o dalších aktuálně diskutovaných evropských tématech, např. snaha o co nejrychlejší snižování emisní stopy, protože buď již nebylo možné je zohlednit v materiálu za rok 2022 a nebo nejsou primárním cílem této studie.

Studie přináší výhled poptávky elektřiny, tepla i zemního plynu (včetně jeho dalších alternativ) v ČR, objasňuje, jestli bude na její pokrytí poptávky dostatek primárních zdrojů, a představuje možný vývoj skleníkových emisí. Autoři této studie pro dosažení vytyčeného cíle zvolili případovou studii rozvoje energetiky, která je zasazena do středoevropského prostoru (v případě plynu je kontext násobně širší) a ilustruje důsledky pro českou energetiku při jejím konkrétním rozvoji, a to s maximálně možným provázáním řešení elektroenergetiky, plynárenství a teplárenství.

Nebylo opomenuto prošetření problematických tendencí a stanovení limitů a rizik, a to i ve vazbě na další sektory, mj. na dopravu. Je nastíněn rostoucí význam tzv. sector coupling, především mezi elektroenergetikou a teplárenstvím, ale také elektroenergetikou a plynárenstvím. Vlivem evropských plánů na propojení plynárenství a elektroenergetiky lze předpokládat, že alternativní plyny získají na důležitosti ve druhé polovině zkoumaného období. Při analýzách byly využity detailní a provázané modely provozu zdrojové části elektroenergetiky a elektrických a plynárenských sítí. V oblasti plynárenství se jedná o modelování kapacit sítě pomocí SW SIMONE, dále poptávkové a rovnovážné modely v MS Excel. Oblast elektroenergetiky se opírá o evropský model sítě a vstupní data z ENTSO-E, přičemž modelové výpočty byly provedeny pomocí SW Plexos.

Tento dokument je naplněním zákonné povinnosti ^[1] operátora trhu (OTE, a.s.) zpracovávat a předávat Ministerstvu průmyslu a obchodu, Energetickému regulačnímu úřadu, provozovateli přenosové soustavy a provozovateli přepravní soustavy alespoň jednou ročně zprávu o budoucí očekávané spotřebě elektřiny a plynu a o způsobu zabezpečení rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu. Studie vznikla v úzké spolupráci s provozovateli energetické infrastruktury v ČR, jmenovitě provozovatelem přenosové soustavy, společností ČEPS a.s., a provozovatelem přepravní soustavy, společností NET4GAS, s.r.o.

^[1] § 20 odst. 4 písm. f) zákona č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), ve znění pozdějších předpisů; dále *Státní energetická koncepce*, cíl 6.2.e.

2 Rámec vývoje energetiky

2.1 Energeticko-politický rámec

V prosinci 2019 Evropská komise (EK) představila hlavní strategii Evropské unie (EU) v oblasti klimatu, tzv. Zelenou dohodu pro Evropu. Cílem strategie je dosažení klimatické neutrality EU do roku 2050, tedy dosažení čistých nulových emisí skleníkových plynů. Tyto dohodnuté klimatické cíle jsou postupně implementovány a dochází k revizi jednotlivých právních předpisů EU, které tvoří platný rámec politiky EU v oblasti klimatu a energetiky do roku 2030. Dosažení klimatické neutrality do roku 2050 bylo následně legislativně ukotveno v unijním právním rámci (tzv. Evropský právní rámec pro klima)¹, který vstoupil v platnost v červenci 2021. Kromě dosažení cíle klimatické neutrality EU také posiluje průběžný cíl snížit čisté emise skleníkových plynů.

Prvním legislativním souborem, který EK v souvislosti s Evropským právním rámcem pro klima představila, je balíček Fit for 55. Jedná se o komplexní a vzájemně provázaný soubor návrhů s cílem implementovat zvýšenou ambici na dosažení snížení emisí skleníkových plynů v EU do roku 2030 o 55 % ve srovnání s referenčním rokem 1990. Cíl snížení emisí skleníkových plynů je pro své plnění rozdělen na sektory spadající do evropského systému obchodování s emisemi (EU ETS) a na cíle členských států v odvětvích mimo EU ETS (nařízení o sdíleném úsilí, tzv. EU ESR, a zároveň cíle související s pohlcením skleníkových plynů v odvětví LULUCF). Pro dosažení cíle EU snížit emise o 55 % do roku 2030 navrhuje EK zvýšit celkové snížení emisí v sektorech spadající pod EU ETS z 43 % na 61 % do roku 2030 (ve srovnání s rokem 2005). V sektorech mimo EU ETS navrhuje EK zvýšit cíl pro rok 2030 ze současně platných 30 %² na 40 %. Revize EU ESR také mění závazné emisní cíle pro jednotlivé členské státy EU do roku 2030. U České republiky se doposud vyžadovalo, aby emise ve zmíněných sektorech snížila o 14 % oproti roku 2005 (viz tabulka 1). Dle národní strategie „Politika ochrany klimatu v České republice“ je současně platný cíl pro ČR snížit celkové emise skleníkových plynů do roku 2030 o 44 Mt CO₂ekv. Revize EU ESR navrhuje zvýšit cíl pro ČR na 26 %.

Důležitou součástí balíčku Fit for 55 je i revize směrnice o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů (RED II)³, která navrhuje zvýšit podíl OZE na hrubé konečné spotřebě EU v roce 2030 ze stávajících 32 % na 40 %. Sektorový cíl pro oblast dopravy je stanoven závazně pro všechny členské státy na úrovni 14 %. Česká republika se zavázala přispět k evropskému cíli do roku 2030 na úrovni 22 %, což je nárůst o 9 % v porovnání s vnitrostátním cílem ČR na úrovni 13 % pro rok 2020 (viz tabulka 1). Dalším důležitým nástrojem pro transformaci energetiky je navýšení úspory energií. Revize pravidel směrnice o energetické účinnosti (EED)⁴ navrhuje navýšit platný unijní cíl pro energetickou účinnost z 32,5 % na 36 % pro konečnou spotřebu energie a na 39 % pro spotřebu primární energie ve srovnání s očekávanou spotřebou energie v roce 2030. Členské státy budou muset dosáhnout každoročního snížení o 1,5 % konečné spotřeby energie (oproti současně platným 0,8 %). Revize výše zmíněných právních předpisů jsou v současnosti diskutovány v rámci řádného legislativního postupu na Radě (EU) a v Evropském parlamentu. Zatím však nedošlo k jejich konečnému přijetí a z toho důvodu nejsou do této studie zapracovány.

	2030
Snížení emisí skleníkových plynů ve srovnání s rokem 2005	- 30 % (- 14 % sektory mimo EU ETS)
Podíl OZE na konečné spotřebě energie	22 %

¹ Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2021/1119 ze dne 30. června 2021, kterým se stanoví rámec pro dosažení klimatické neutrality a mění nařízení (ES) č. 401/2009 a nařízení (EU) 2018/1999 („evropský právní rámec pro klima“).

² Pro EU včetně Velké Británie.

³ Směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2018/2001 ze dne 11. prosince 2018 o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů.

⁴ Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2012/27/EU ze dne 25. října 2012 o energetické účinnosti, o změně směrnic 2009/125/ES a 2010/30/EU a o zrušení směrnic 2004/8/ES a 2006/32/ES (Text s významem pro EHP).

Tabulka 1 – Současné cíle ČR pro rok 2030

Zdroj: NKEP

Mezi další strategie, které se dotýkají sektoru energetiky (elektroenergetiky a plynárenství) patří Vodíková strategie pro klimaticky neutrální Evropu⁵ z roku 2020 a Strategie EU pro integraci energetického systému⁶ z roku 2020, zaměřující se na sektorové propojení elektroenergetiky a plynárenství. Vodíková strategie pro klimaticky neutrální Evropu popisuje vodík jako klíčový prvek pro dosažení klimaticky neutrální ekonomiky do 2050. Strategie rovněž představuje možné definice různých typů vodíku a identifikuje opatření, která je nutné zavést k rozšíření vodíku a jeho fungování v evropské ekonomice. Mezi tato opatření lze zařadit například zavedení komplexní terminologie, podporu investování, zavedení podpůrných schémat, či podporu výzkumu a inovací.

Dekarbonizace plynárenského sektoru je řešena v rámci plynárenského dekarbonizačního balíčku, jehož návrh EK zveřejnila v prosinci 2021 a který je aktuálně ve fázi přijímání v rámci řádného legislativního postupu v Evropském parlamentu a Radě (EU). Balíček obsahuje návrh nařízení a směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) o společných pravidlech pro vnitřní trh s plyny z obnovitelných zdrojů, se zemním plynem a s vodíkem (v přepracovaném znění). V návrhu nové legislativy je představen například unijní regulační rámec pro vodíkovou infrastrukturu nebo mechanismy pro usnadnění zavádění obnovitelných a nízkouhlíkových plynů do stávající plynárenské infrastruktury.

Další opatření vedoucí ke změně energetického systému v EU byly představeny v návaznosti na narušení trhu s energiemi způsobené ruskou invazí na Ukrajinu. V květnu 2022 EK představila tzv. plán REPowerEU⁷, s cílem snížení závislosti na ruských fosilních palivech urychlením přechodu na čistou energii. Plán REPowerEU stanovuje řadu opatření, prostřednictvím kterých lze co nejrychleji uvedených ambicí dosáhnout. Jedná se o opatření, která v oblasti energetiky cílí především na dosažení úspor energie, diverzifikaci dodávek, urychlení přechodu na čistou energii a umožnění inteligentních investic. V kontextu toho představila EK návrh změn RED II, směrnice o energetické náročnosti budov a EED. EK navrhla zvýšení závazného cíle v oblasti energetické účinnosti do roku 2030 na 13 % ve srovnání s referenčním scénářem z roku 2020 (respektive 750 Mtoe v konečné spotřebě energie pro EU a 980 Mtoe ve spotřebě primární energie). Na podporu rychlého nahrazení fosilních paliv urychlením přechodu na čistou energii navrhla EK zvýšit podíl OZE na výrobě energie do roku 2030 na 45 % oproti 40 % stanoveným v návrhu z roku 2021. Plán uvádí, že celková kapacita výroby energie z OZE by se tak do roku 2030 zvýšila na 1236 GW oproti původním 1067 GW, jenž stanovuje balíček Fit for 55. Zároveň Plán REPowerEU stanovuje cíl zvýšení výrobní kapacity solární energie do roku 2025 na 320 GW a do roku 2030 na 600 GW. Výše zmíněné pozměňovací návrhy jsou v současnosti diskutovány v rámci řádného legislativního postupu na Radě (EU) a v Evropském parlamentu. Zatím nedošlo k jejich konečnému přijetí.

Plán REPowerEU dále navrhuje urychlení rozvoje vodíkové infrastruktury pro výrobu, dovoz a přepravu 20 Mt vodíku z OZE do roku 2030 (10 mil. tun vodíku domácí výroby a 10 mil. tun vodíku z dovozu). Na podporu udržitelné výroby biometanu byl stanoven cíl navýšení unijní výroby na 35 mld. m³ za rok do roku 2030.

V oblasti diverzifikace dodávek energie jsou podporovány společné nákupy prostřednictvím společné energetické platformy, které mají umožnit mimo jiné agregaci poptávky, optimalizaci využívání infrastruktury a koordinaci s dodavateli zemního plynu, LNG a vodíku. Komise deklarovala vytvoření dobrovolného operativního mechanismu společných nákupů, který následně v říjnu 2022 představila v návrhu nařízení Rady (EU) o posílení solidarity prostřednictvím lepší koordinace nákupu plynu,

⁵ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/ALL/?uri=CELEX%3A52020DC0301>

⁶ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/ALL/?uri=CELEX:52020DC0299>

⁷ https://commission.europa.eu/publications/key-documents-repower.eu_en

přeshraničních výměn plynu a spolehlivých referenčních cen. Přepracovaný návrh nařízení byl přijat 24. listopadu 2022.

V kontextu možného narušení dodávek plynu bylo přijato nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2022/1032 ze dne 29. června 2022, kterým se mění nařízení (EU) 2017/1938 a (ES) č. 715/2009, pokud jde o uskladňování zemního plynu, které členskými státy uložílo povinnost naplnit podzemní zásobníky plynu alespoň z 80 % do 1. listopadu 2022. Následně bylo přijato nařízení Rady (EU) 2022/1369 ze dne 5. srpna 2022 o koordinovaných opatřeních ke snížení poptávky po plynu. Toto nařízení stanovuje pro všechny členské státy cíl dobrovolně (povinně v případě výstrahy na úrovni Unie) snížit poptávku po plynu mezi 1. srpnem 2022 a 31. březnem 2023 o 15 %.

2.1.1 Vnitrostátní plán ČR v oblasti energetiky a klimatu

Vnitrostátní plány v oblasti energetiky a klimatu (dále jen vnitrostátní plány) mají členské státy povinnost vypracovat a odevzdat Evropské komisi na základě nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2018/1999. Vnitrostátní plány musí pokrývat období od roku 2021 do 2030, ale zároveň uvádět národní výhled do roku 2050. Obsahem se pak vnitrostátní plán věnuje mj. popisu vnitrostátních energeticko-klimatických cílů a jejich plnění v kontextu energetické unie a popisu různých implementačních politik a opatření. Vnitrostátní plán ČR byl schválen v lednu 2020.

Vnitrostátní plány mohou být v souladu s nařízením Evropského parlamentu a Rady (EU) 2018/1999 pravidelně aktualizovány. Pro dosažení cílů plánu REPowerEU mají vnitrostátní plány klíčový význam, a proto EK koncem roku 2022 zveřejnila pokyny pro jejich povinnou aktualizaci v roce 2024.

Ze směrnice o energetické účinnosti (resp. z čl. 3, 5 ve znění směrnice 2012/27/EU⁹ a čl. 7 ve znění novely směrnice 2018/2002¹⁰) pro Českou republiku plynou tyto tři závazné klimaticko-energetické cíle pro období let 2021–2030: i) indikativní cíl pro velikost primárních energetických zdrojů, konečné spotřeby a energetické intenzity; ii) závazný cíl v oblasti energetických úspor budov veřejného sektoru; iii) závazek realizace energeticko-úsporných opatření v objemu 462 PJ kumulovaně. Pro ČR je indikativním cílem dosáhnout v roce 2030 spotřeby primární energie na úrovni 1 735 PJ a konečné spotřeby energie na úrovni 990 PJ a energetické intenzity HDP na úrovni 0,157 MJ/Kč. ČR si zvolila cíl vyjádřený v energetické intenzitě HDP. Na základě předpokladu energetické náročnosti budov ve veřejném sektoru, tedy ve státním vlastnictví, si ČR v roce 2020 stanovila závazek dosažení úspor energie v neúsporných budovách v tomto sektoru ve výši 124 TJ. Povinnost minimálních ročních úspor energie ve výši 0,8 % konečné spotřeby energie se vypočte na základě průměru za poslední tři roky před 1. lednem 2019. V případě ČR se jedná o 8,4 PJ úspor ročně, respektive dosažení kumulovaných úspor energie ve výši 462 PJ do roku 2030. Závazek na úrovni článků 5 a 7 je předběžný a bude přepočítán na základě aktuálních dat dostupných v roce 2020.

Mezi identifikované cíle ČR v oblasti plynárenství v NKEP patří diverzifikace zdrojů a dopravních cest plynu, udržení a případně posílení tranzitní role ČR v oblasti přepravy zemního plynu či podpora projektů zajišťujících kapacitu zásobníků plynu ve výši 35-40 % roční spotřeby plynu. NKEP rovněž očekává, že v rámci modernizace teplárenského sektoru bude zemní plyn jedním z paliv, které nahradí uhlí. V užší souvislosti s dekarbonizací plynárenství a celé energetiky jsou to pak cíle na podporu rozvoje bioplynových stanic a zařízení na výrobu obnovitelných a dekarbonizovaných plynů, dále přípravy plynárenské soustavy na vyšší podíl nových druhů plynu a na sektorové propojení elektroenergetiky a plynárenství.

V návaznosti na zvyšování energeticko-klimatických cílů EU je téma dekarbonizace sektoru plynárenství v NKEP akcentováno mnohem více ve srovnání s předchozími strategickými dokumenty české energetiky. Obnovitelné a dekarbonizované plyny jsou vnímány jako prvek, který může posílit stabilitu

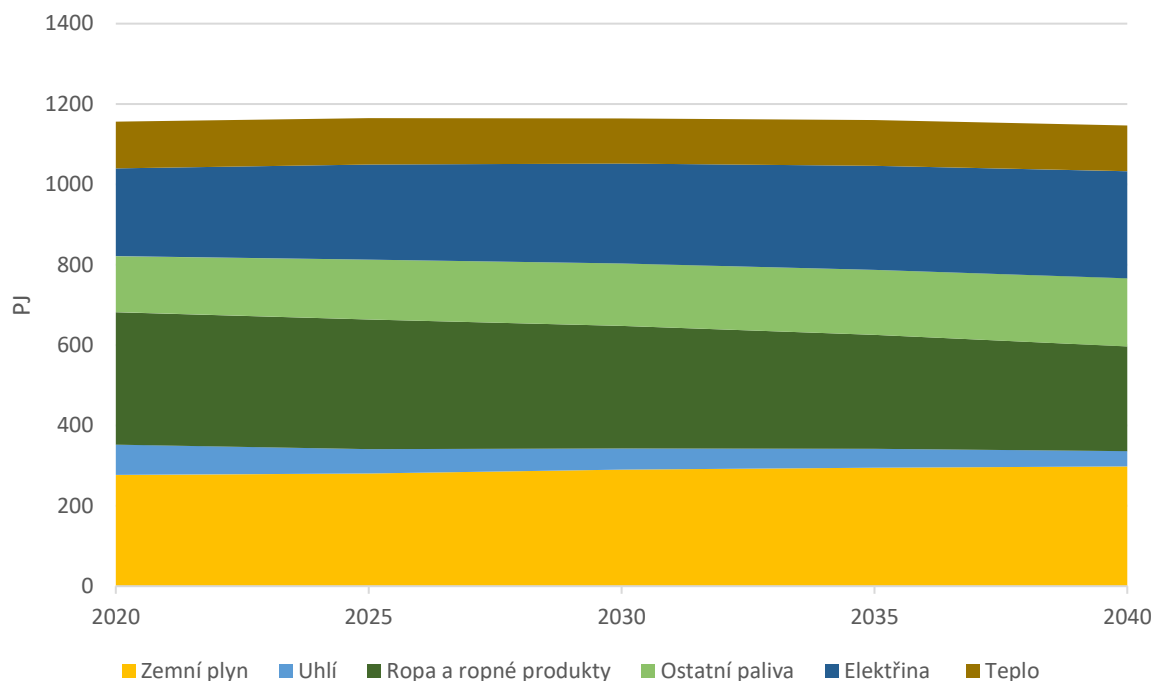
⁹ Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2018/1999 ze dne 11. prosince 2018 o správě energetické unie a opatření v oblasti klimatu, kterým se mění nařízení Evropského parlamentu a Rady (ES) č. 663/2009 a (ES) č. 715/2009, směrnice Evropského parlamentu a Rady 94/22/ES, 98/70/ES, 2009/31/ES, 2009/73/ES, 2010/31/EU, 2012/27/EU a 2013/30/EU, směrnice Rady 2009/119/ES a (EU) 2015/652 a zrušuje nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) č. 525/2013.

⁹ Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2012/27/EU ze dne 25. října 2012 o energetické účinnosti, o změně směrnice 2009/125/ES a 2010/30/EU a o zrušení směrnic 2004/8/ES a 2006/32/ES (Text s významem pro EHP).

¹⁰ Směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2018/2002 ze dne 11. prosince 2018, kterou se mění směrnice 2012/27/EU o energetické účinnosti (Text s významem pro EHP).

dekarbonizovaného energetického systému, a to nejen při výrobě elektrické energie, ale také v sektoru dopravy a sektoru vytápění a chlazení. Mezi tyto plyny patří bioplyn, biometan, syntetický metan a různé druhy vodíku dle jeho uhlíkové stopy.

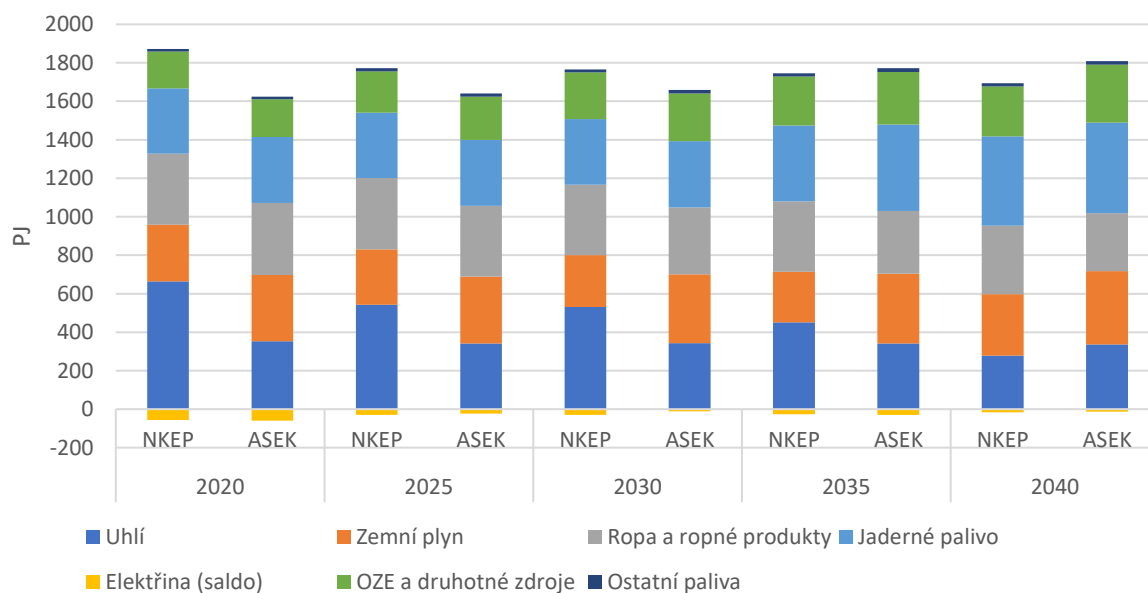
2.1.2 Výhledy spotřeby



Obrázek 1 – Výhled konečné spotřeby paliv dle ASEK z roku 2015

Zdroj: ASEK

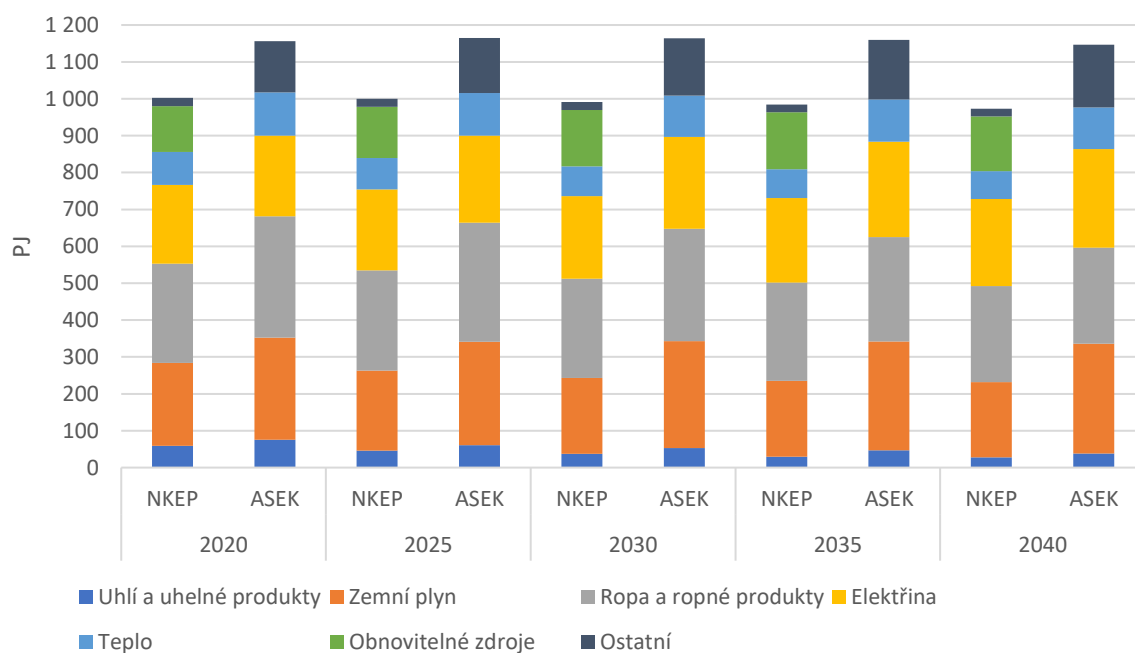
Obrázek 2 zobrazuje předpokládaný vývoj spotřeby primárních energetických zdrojů do roku 2040 dle Vnitrostátního plánu ČR v oblasti energetiky a klimatu a aktualizované Státní energetické koncepce. Rozdíly mezi oběma strategickými dokumenty jsou do určité míry způsobeny rozdílným rokem vydání. Od roku 2015, kdy byla zveřejněna ASEK, došlo k významnému posílení dekarbonizačních tendencí, a zároveň byla během vypracovávání NKEP k dispozici aktuálnější data (zejména s ohledem na rok 2020).



Obrázek 2 – Srovnání výhledů primárních energetických zdrojů ČR

Zdroj: NKEP (2019), ASEK (2015)

Totéž platí i pro očekávaný vývoj konečné spotřeby dle obou strategických dokumentů, jak zobrazuje obrázek 3.



Obrázek 3 – Srovnání výhledů konečné spotřeby ČR

Zdroj: NKEP (2019), ASEK (2015)

2.1.3 Vodíková strategie České republiky

Vodíková strategie České republiky (dále jen „H2 strategie“) byla schválena vládou ČR dne 26. července 2021. Strategie navazuje na Evropskou vodíkovou strategii a je vytvářena v kontextu cíle EU dosáhnout klimatické neutrality. Proto byly stanoveny tyto dva strategické cíle:

- Snížení emisí skleníkových plynů;
- Podpora hospodářského růstu.

Česká H2 strategie je postavena na čtyřech pilířích a to výrobě, využití, dopravě a skladování a vodíkových technologiích.

Aby bylo dosaženo těchto strategických cílů, má H2 strategie čtyři konkrétní cíle:

- Objemy výroby nízkouhlíkového vodíku;
- Objemy spotřeby nízkouhlíkového vodíku;
- Připravenost infrastruktury na dopravu a skladování vodíku;
- Rozvoj výzkumu, vývoje a výroby vodíkových technologií.

V prvních fázích rozvoje vodíkového hospodářství v České republice se H2 strategie zaměřuje na zajištění rovnováhy mezi výrobou a využíváním vodíku. Důraz je kladen nejen na obnovitelný vodík, ale také na nízkouhlíkový vodík vyráběný ze zemního plynu s CCS/U, pyrolýzou odpadu nebo využíváním energie a tepla z jaderných elektráren.

Vodíková strategie ČR rozděluje nasazení vodíku na tři fáze:

1. 2021-2025: využívání vodíku se očekává hlavně v sektoru mobility, přičemž převažovat bude rozvoj vodíkových klastrů, což znamená, že výrobní zařízení se budují v blízkosti míst spotřeby. Budují se také zařízení s velkou výrobní kapacitou pro budoucí rozvoj vodíkového hospodářství. Během tohoto období nebudou pravděpodobně používána žádná potrubí pro přepravu čistého vodíku, takže vodík bude přepravován v kapalně formě nebo stlačený. Může dojít k prvnímu vstřikování vodíku do plynárenské soustavy (pilotní projekty).
2. 2026-2030: využití vodíku v průmyslu bude v této fázi ověřováno (pilotní projekty s finanční podporou). Zahájí se plánování výstavby nových vodíkových plynovodů, a především úprava již existujících plynovodů (tzv. repurposing a retrofitting). Vstřikování vodíku do plynárenské soustavy bude probíhat za účelem snížení emisní intenzity domácností a průmyslu. Bude probíhat sériová výroba vodíkových automobilů.
3. 2031-2050: Sektor vodíkové mobility by již neměl potřebovat režim finanční podpory a měl by fungovat samostatně. Bude zahájena výstavba a repurposing/retrofitting plynovodů. Předpokládá se postupný přechod od fosilních paliv k vodíku v různých segmentech průmyslu (komerční provoz bez podpory). Ten ale bude podmíněn existencí vodíkových plynovodů zejména pro import levného vodíku ze zahraničí. Některé domácnosti a budovy budou moci přejít na vodík.

V současné době probíhá implementace H2 strategie prostřednictvím plnění stanovených karet úkolů, které byly definovány jednotlivými gestory a spolupracujícími organizacemi. Naplnění karet úkolů probíhá dle stanoveného harmonogramu ve spolupráci s gestory a stakeholdery. Aktualizace H2 strategie bude provedena v roce 2023, kdy se do její revidované verze promítnou aktuálně schvalované legislativní dokumenty na úrovni EU.

2.1.4 Příbuzné projekty a modely

Snaha co možná nejpřesněji predikovat nejen budoucí vývoj energetiky, ale i propojenost jejího vývoje s ekonomickými ukazateli, je v celospolečenském zájmu. Z toho důvodu níže uvádíme dva výzkumné projekty, které jsou svým zaměřením příbuzné problematice řešené v této zprávě.

IMPACTECH¹¹

Projekt IMPACTECH modeluje ekonomické dopady nízkouhlíkové transformace energetiky. Vychází z předpokladu, že v energetickém mixu zemí EU budou čím dál větší roli hrát obnovitelné zdroje. Do modelu lze vložit scénáře vývoje energetického mixu po jednotlivých zdrojích a předpoklady ohledně vývoje nákladů modelovaných zdrojů energie. Model dokáže v zadaném časovém horizontu (do roku 2050) vyhodnotit předpokládaný trend dopadů změn v energetickém mixu na základní ekonomické indikátory:

- poptávku po práci;
- hrubý domácí produkt;
- hrubou přidanou hodnotu a
- emise skleníkových plynů.

RegSim¹²

Projekt RegSim vyvíjí integrované modely pro analýzu dopadů regulací a simulace dlouhodobých scénářů vývoje energetiky. S potřebou vyčíslení ekonomických a distribučních dopadů se potýká řada připravovaných politik a opatření. Projekt nadefinuje scénáře zahrnující negativní i pozitivní cenové nástroje (daně, emisní povolenky, podpory), nástroje regulující emise či zdroje (územní limity těžby) nebo využití specifických technologií (obnovitelné zdroje energie, jaderná energie) a vyhodnotí jejich dopady na ekonomiku ČR, spotřebu energií a na lidské zdraví.

Projekt poskytne veřejné správě vědecky podložené vyčíslení dopadů regulací a podklady pro tvorbu střednědobých a dlouhodobých scénářů a trendů vývoje sektoru energetiky, strategické plánování a formulaci politik s horizontem roku 2050.

2.2 Kritéria pro hodnocení zajištění bezpečnosti dodávek v oblasti zásobování elektřinou

Z hlediska elektroenergetiky je nezbytné, aby pro zajištění bezpečnosti dodávek elektřiny byly splněny následující předpoklady:

- V rámci modelu predikce vývoje české elektroenergetiky do roku 2050 je využit maximální limit na import elektřiny ze zahraničí, a sice ve výši 20 TWh. Limit byl expertně stanoven tak, aby respektoval bezpečnou importní schopnost ES ČR pro zajištění spotřeby ČR.
- Zajištění spolehlivosti dodávek vyjádřené hodnotou normy spolehlivosti LOLE (Loss of Load Expectation) v maximální výši 15 h ročně. Hodnota normy spolehlivosti pro ČR byla stanovena v souladu s metodikou ENTSO-E a ACER pro stanovení hodnot VOLL, CONE a normy spolehlivosti. Ukazatel LOLE je pak zároveň jedním z pravděpodobnostních indikátorů, na jejichž základě lze předpokládat dostatek, respektive nedostatek výkonu v soustavě. Metodika ENTSO-E definuje LOLE jako počet hodin, kdy je pro dané období (typicky rok) hodnota zatížení vyšší než předpokládaná výroba včetně importu. Počítá se pak každá hodina, kdy dojde i k minimálnímu nepokrytí zatížení (velikost nedodávky se nezohledňuje);
- V rámci simulací pro Konzervativní scénář byl zohledněn rovněž požadavek na bezpečnost dodávek prostřednictvím zahrnutí podpůrných služeb do výpočtů. Pro podpůrné služby byl tak rezervován výkon pro naplnění kritéria N-1, tedy na pokrytí výpadku největšího bloku v soustavě. Tento výkon byl odečten z dostupného výkonu na zdrojích a nepodílí se tak v rámci výpočtů na pokrytí spotřeby.
- Z hlediska síťového, je elektrizační soustava navržena a provozována tak, aby vyhověla spolehlivostnímu kritériu „N-1“ a v případech svázaných s vyvedením jaderných elektráren i kritériu „N-2“. U takto navržené soustavy je pravděpodobnost poruchy doprovázené narušením

¹¹ Více informací o tomto projektu naleznete na webové stránce: <https://impactech.fss.muni.cz/>

¹² <https://www.czps.cuni.cz/czps/index.php/cz/projekty-cozps/bezici/1160-regsim-ta-cr-2018-2022>

normálního stavu nízká. Dispečeri však mnohem častěji řídí přenosovou soustavu bez splnění tzv. bezpečnostního kritéria N-1. To garantuje zachování spolehlivého chodu přenosové soustavy i po výpadku její libovolné části (např. vedení, transformátoru, elektrárenského bloku apod.). Rozvoji přenosové soustavy se pak konkrétněji věnuje kapitola 9.

2.3 Kritéria pro hodnocení zajištění bezpečnosti dodávek v oblasti zásobování plynem

Vnitrostátní plán ČR v oblasti energetiky a klimatu definuje následující politiky a opatření k zajištění bezpečnosti dodávek energie v oblasti plynárenství:

- Diverzifikace zdrojů a dopravních cest plynu (úzce souvisí s rozvojem přepravní soustavy);
- Opatření vyplývající z evropské legislativy;
- Rozvoj přepravní soustavy (respektive distribučních soustav) s cílem zajistit přiměřenost soustavy a bezpečnost dodávek plynu zajišťující dlouhodobé plnění kritéria N-1;
- Rozvoj integrovaného trhu s plynem;
- Důsledná kontrola dodržování zajištění bezpečnostního standardu dodávek pro chráněné zákazníky ze strany obchodníků s plynem;
- Opatření k zajištění dostatečné skladovací kapacity a efektivního využívání zásobníků plynu;
- Nouzové řízení plynárenské soustavy a předcházení stavu nouze.

2.3.1. Diverzifikace zdrojů a dopravních cest plynu

Diverzifikaci zdrojů a dopravních cest lze posoudit pomocí Herfindahl-Hirschmanova indexu (HHI). Ten umožní posoudit koncentraci konkrétního zdroje, případně dopravní cesty, od kterého je zemní plyn na český trh dodáván vůči celkové spotřebě zemního plynu v zemi. Výpočet je proveden pomocí následujícího vzorce:

$$HHI = \sum_i^n s_i^2$$

kde s_i představuje procentuální podíl konkrétního zdroje/dopravní cesty zemního plynu i na celkové spotřebě zemního plynu ČR a n představuje počet zdrojů/dopravních cest. Hodnoty indexu se pohybují na škále 0 – 10 000, přičemž čím vyšší je HHI, tím vyšší je koncentrace trhu.

2.3.2 Opatření vyplývající z evropské legislativy

Opatření v oblasti bezpečnosti dodávek zemního plynu ošetřuje nařízení (EU) 2017/1938¹³. Na základě tohoto nařízení vzniká pro členský stát, respektive konkrétní subjekty, jako jsou obchodníci, provozovatelé plynárenské infrastruktury, nebo příslušný orgán, což je v případě ČR Ministerstvo průmyslu a obchodu, několik povinností. Mezi tyto povinnosti spadá například povinnost vypracovat tzv. plány preventivních opatření a plány pro stav nouze, dodržování kritéria N-1, zajištění pevné fyzické obousměrné kapacity na všech přeshraničních propojeních, dodržování bezpečnostního standardu dodávek, nebo implementace principu solidarity.

Proces poskytování a žádání o tzv. solidaritu byl v nařízení (EU) 2017/1938 zaveden nově. Smyslem solidarity je díky spolupráci infrastrukturně propojených členských států EU na základě předem stanovených pravidel pokrýt poptávku pro zákazníky chráněné v rámci solidarity ve státě, který tuto poptávku není schopen pokrýt sám. Do kategorie zákazníků chráněných v rámci solidarity spadají domácnosti, případně vybraná zařízení dálkového vytápění a klíčové sociální služby v souladu s nařízením (EU) 2017/1938.

2.3.3 Rozvoj přepravní soustavy a plnění kritéria N-1

Přepravní soustava ČR je rozvíjena na základě různých podnětů. Takovými podněty mohou být například:

¹³ Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2017/1938 ze dne 25. října 2017 o opatřeních na zajištění bezpečnosti dodávek zemního plynu a o zrušení nařízení (EU) č. 994/2010.

- Politické situace, tj. kvůli dlouhodobé státní/evropské energetické strategii, příkladem mohou být projekty zvyšující diverzifikaci zdrojů zemního plynu a přepravních tras či umožňující integraci trhů;
- Žádosti obchodníka o dodatečnou kapacitu v přepravní soustavě, ať již na základě principů z CAM NC¹⁴ nebo jako závazná poptávka po kapacitě¹⁵;
- Strategický rozvoj přepravní infrastruktury, jako jsou například projekty zajišťující bezpečnost dodávek či inovativní projekty;
- Identifikace kapacitně úzkého (nedostatečného) místa v soustavě;
- Identifikace potenciální obchodní příležitosti ze strany provozovatele přepravní soustavy.

Bezpečnost dodávek plynu pro Českou republiku lze analyzovat pomocí indikátoru N-1 v souladu s nařízením (EU) 2017/1938. Model výpočtu indikátoru N-1 se řídí následujícím vzorcem:

$$N-1 [\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m - I_m}{D_{max}} \times 100, \quad N-1 \geq 100\%$$

Definice parametrů vzorce:

- D_{max} = nejvyšší denní spotřeba při mimořádně silném odběru s pravděpodobností jednou za dvacet let
- EP_m = součet vstupních technických kapacit hraničních bodů
- P_m = maximální těžba plynu z vlastních zdrojů (celkem)
- S_m = maximální přepravitelný objem ze zásobníků (celkem)
- I_m = vstupní technická kapacita největší plynárenské infrastruktury

Vzorec N-1 popisuje schopnost přepravní soustavy uspokojit poptávku po plynu v ČR v případě narušení největší plynárenské infrastruktury v období jednoho dne s mimořádně silným odběrem, ke kterému dochází se statistickou pravděpodobností jednou za dvacet let. Plynárenskou infrastrukturou se rozumí přepravní soustava, včetně propojovacích zařízení, těžebních zařízení a skladovacích zařízení v České republice. Největší plynárenská infrastruktura v ČR je hraniční bod Lanžhot.

Požadavky nařízení (EU) 2017/1938 stanovují, že plynárenská infrastruktura daného státu splňuje infrastrukturní požadavky na bezpečnost dodávek plynu, pokud se výsledek vzorce N-1 rovná minimálně 100 % (minimální požadavek). Vzorec N-1 vychází pro ČR pro rok 2022 ve výši 452,5 %. Pro roky 2023–2031 je minimální požadavek EU překračován o více než 310 %. ČR tedy splňuje infrastrukturní požadavky na bezpečnost dodávek plynu dle nařízení (EU) 2017/1938.

2.3.4 Dodržování bezpečnostního standardu dodávky

Povinnost zajistit bezpečnostní standard dodávek pro chráněné zákazníky platí v případech definovaných v nařízení (EU) 2017/1938. Výpočet bezpečnostního standardu dodávek je definován ve vyhlášce č. 344/2012 Sb., o stavu nouze v plynárenství a o způsobu zajištění bezpečnostního standardu dodávky plynu, ve znění pozdějších předpisů.

Bezpečnostní standard dodávek (BSD) mají povinnost plnit obchodníci s plynem a výrobci plynu dodávající plyn chráněným zákazníkům definovaným ve vyhlášce č. 344/2012 Sb. Pravidla pro dodržování BSD aktualizuje a zveřejňuje operátor trhu (OTE). Na plnění BSD dohlíží Energetický regulační úřad (ERÚ), kterému se musí dodržování BSD dokladovat.

¹⁴ Jedním z principů z NC CAM je tzv. přírůstková kapacita, kterou se rozumí možné budoucí zvýšení technické kapacity prostřednictvím tržních postupů nebo případná nová kapacita vytvořená tam, kde v současnosti žádná neexistuje, jež může být nabízena na základě investic do fyzické infrastruktury nebo dlouhodobé optimalizace kapacity a následně přidělena pod podmínkou pozitivního výsledku ekonomického testu v případech definovaných v odst. 1 čl. 3 NC CAM.

¹⁵ Závazná Open Season Procedure (závazná poptávka po kapacitě) je nástrojem, který umožňuje zhodnotit poptávku trhu po kapacitě infrastruktury.

2.3.5 Zajištění dostatečné skladovací kapacity

Dostatečnou kapacitu zásobníků zemního plynu v ČR je možné vyjádřit poměrem celkové kapacity zásobníků připojených k české plynárenské infrastruktuře a celkové roční spotřeby zemního plynu v ČR. Na základě Státní energetické koncepce z roku 2015 by měl být tento poměr dlouhodobě udržován ve výši 35–40 %.

2.3.6 Nouzové řízení soustavy a předcházení stavu nouze

Nouzové řízení plynárenské soustavy a předcházení stavu nouze se řídí vyhláškou č. 344/2012 Sb., o stavu nouze v plynárenství a o způsobu zajištění bezpečnostního standardu dodávky plynu, ve znění pozdějších předpisů. Tato vyhláška navazuje na nařízení (EU) 2017/1938 a popisuje mj. opatření a postupy vykonávané při „Předcházení stavu nouze“, při „Stavu nouze“, při odstraňování následků stavu nouze, dále popisuje způsob vyhlášení stavu nouze a oznamování předcházení stavu nouze a rozdělení zákazníků podle předpokládaného ročního odběru.

Za účelem předcházení rizikům se v souladu s nařízením (EU) 2017/1938 vypracovávají tzv. plány posouzení rizik na národní úrovni a úrovni tzv. rizikových skupin. V těchto plánech jsou posuzována rizika jako jsou přírodní pohromy, technologická, obchodní, sociální, politická a jiná rizika. Kromě těchto plánů mají členské státy povinnost vypracovat také tzv. plány preventivních opatření obsahující zejména opatření potřebná k odstranění, či zmírnění zjištěných rizik a plány pro stav nouze obsahující opatření, která se mají přijmout k odstranění dopadu narušení dodávek plynu nebo k jeho zmírnění.

3 Primární zdroje energie v elektroenergetice

Cílem této kapitoly je zmapovat aktuální stav a budoucí možnosti nejdůležitějších primárních zdrojů/paliv používaných pro energetické účely v ČR. Předmětem analýzy je především zhodnocení dostupnosti hnědého a černého uhlí, zemního plynu a uranu a představení střednědobého a dlouhodobého výhledu dostupnosti těchto paliv s ohledem na zajištění energetických potřeb ČR, vytěžitelné zásoby, plánovaný útlum těžby a možnosti dovozu těchto paliv ze zahraničí.

3.1 Hnědé uhlí

V nejbližších letech lze očekávat razantní odklon od hnědého uhlí zejména v sektoru teplárenství, kde se výrazně projeví zpříšňující se ekologické limity a zhoršující se ekonomika provozu. Hnědé uhlí bude s největší pravděpodobností v těchto provozech postupně nahrazováno zemním plynem v rámci procesu transformace teplárenství na nízkoemisní zdroje (plynový KVET), který by měl být podle plánu MPO realizován do roku 2030.

Současná tuzemská těžba hnědého uhlí je dostatečná pro pokrytí energetických potřeb ČR. V Sokolovské a Severočeské pánvi se stále nacházejí významné zásoby hnědého uhlí, jeho dobývání je však omezeno usnesením vlády z roku 1991 o územních limitech těžby. Nedojde-li k prolomení těžebních limitů, na většině aktivních dolů bude docházet k postupnému útlumu těžby a ložiska tak zůstanou nevyužita.

Lze očekávat, že těžba uhlí bude v dlouhodobém horizontu razantně klesat v dolech zásobujících uhelné elektrárny a teplárny, a to zejména po roce 2030, kdy se počítá s výrazným odstavováním uhelných zdrojů.

3.2 Černé uhlí

V současnosti probíhá těžba černého uhlí již jen v karvinské části ostravsko-karvinské pánve. Jediným těžařem je společnost OKD (100 % vlastněná státní společností Prisko, a.s.), která v důsledku vývoje v posledních letech plánuje ve střednědobém horizontu útlum těžby na všech svých zbývajících lokalitách.

Útlum těžby započal na zbývajících dolech OKD v souladu s návrhem vlády v lednu 2021 – o zahájení postupného převodu utlumovaných dolů OKD, a.s. na státní podnik Diamo, s.p., specializující se na zahazování následků hornické činnosti, rozhodla vláda České republiky dne 21. 9. 2020. K převzetí utlumovaných těžebních lokalit OKD do majetku státního podniku Diamo, s.p., došlo podle následujícího harmonogramu:

- K 1. 1. 2021 byly převedeny utlumené doly v lokalitě Útlum – Jih a Útlum – Sever (důl Staříč, důl Frenštát, důl Dukla a důl Lazy), včetně souvisejících dobývacích prostorů Staříč, Trojanovice, Petřvald I, Dolní Suchá a Lazy;
- K 1. 3. 2021 byly převedeny utlumené doly Darkov a ČSA, včetně souvisejících dobývacích prostorů Doubrava u Orlové, Karviná – Doly I, Karviná – Doly II a Darkov.

Cena uhlí byla nejprve výrazně ovlivněna na konci roku 2021 energetickou krizí (způsobenou různými faktory – nedostatek plynu v Evropě, rychlé zotavení trhů po pandemii covid, cena povolenky CO₂ aj.) a poté válečným konfliktem na Ukrajině začátkem roku 2022.

Těžba na posledních dvou dolech ČSM – Sever a ČSM – Jih, včetně souvisejících dobývacích prostorů Louky a Stonava, měla pokračovat pouze do konce roku 2022. Ukončení těžby v této lokalitě sice nebylo předmětem usnesení vlády ze dne 21. 9. 2020, ale vzhledem k nízkým cenám uhlí se ukončení těžby odhadovalo na rok 2022, protože se dlouhodobě nevyplácela. Výpadky dodávek černého uhlí z Východu (zejména z Ruska) vyvolané konfliktem na Ukrajině spolu s růstem cen uhlí na světových trzích však způsobily udržení společnosti OKD v zisku, což umožnilo prodloužení těžby za horizont 2022. V současnosti se uvažuje s prodloužením těžby v dole ČSM minimálně do konce roku 2025.

V případě úplného útlumu těžby černého uhlí v ČR budou zbývající výrobní (patrně již od 2023) zcela odkázány na dovoz černého uhlí ze zahraničí (např. z Polska či ze zámoří).

3.3 Zemní plyn

Zemní plyn patří mezi tradiční primární zdroje energie a v dlouhodobém horizontu je s ním počítáno jako s přechodovým palivem k naplnění emisních opatření. S největší pravděpodobností se výrazným způsobem na náhradě dožívajících uhelných zdrojů budou podílet nové plynové zdroje.

Nové plynové zdroje pak budou v soustavě plnit funkci vyrovnávání výkonové bilance a poskytování podpůrných služeb přenosové soustavě. Předpokládá se, že budou vznikat v lokalitách původních uhelných zdrojů s využitím již existující infrastruktury.

Pro plnohodnotné využití zemního plynu jako primárního zdroje je však nutné zajistit dostatek kapacit v přepravní soustavě plynu, aby byl dlouhodobě zajištěn dostatek plynu pro nové výkony v plynových elektrárnách.

Na území ČR aktivně probíhá těžba plynu, ale množství těženého plynu je v porovnání s celkovou spotřebou zanedbatelné. Většina plynu spotřebovaného na našem území je dovážena ze zahraničí. Závislost na dováženém plynu se ještě zvýší, až začne probíhat plynifikace uhelných elektráren a tepláren.

3.4 Uran

Na území ČR v současné době již neprobíhá komerční těžba uranu, a to navzdory značným prozkoumaným zásobám. Těžba na posledním aktivním ložisku v Rožné na Žďársku byla ukončena v roce 2017. Obnovení těžby ani otevírání nových ložisek se v blízké budoucnosti nejeví jako pravděpodobné, a to zejména kvůli značnému odporu obcí, v jejichž blízkosti se podzemní zásoby uranu nacházejí. V České republice rovněž chybí technologie pro obohacování a výrobu jaderného paliva, veškeré palivo pro tuzemské jaderné elektrárny je tudíž dováženo ze zahraničí.

S očekávaným rostoucím uplatněním jaderné energie v energetickém mixu se dá očekávat prohlubování dovozní závislosti ČR na zahraničních dodavatelích jaderného paliva. Pro uvažované nové jaderné bloky se předpokládá, že bude s dodavatelem smluvně zachována možnost přechodu na alternativního dodavatele paliva po ukončení základního období pokrytého palivovým kontraktem.

Pro zajištění bezpečnosti dodávek drží obě české jaderné elektrárny strategické zásoby jaderného paliva na 2-4 roky provozu (při zahrnutí paliva již zavezeného do aktivní zóny každého z reaktorů). Jaderná elektrárna Dukovany původně měla uzavřený dlouhodobý kontrakt na dodávky paliva od ruské společnosti TVEL, a to až do roku 2028 (včetně opce). V případě JE Dukovany vzhledem ke konfliktu na Ukrajině se opce na dodávky, která je součástí smlouvy, již pravděpodobně neuplatní. V současnosti se diskutuje zajištění dodávek paliva také od jiných společností ve snaze snížení závislosti na Rusku.

Společnost TVEL, která je součástí ruského státního podniku Rosatom, byla dodavatelem i pro JE Temelín. V roce 2022 se ale společnost ČEZ dohodla na dodávkách nového paliva firmami Westinghouse (USA) a Framatome (Francie). Palivo pro elektrárnu Temelín začnou firmy dodávat v roce 2024.

3.5 Biomasa a bioplyn

Z Akčního plánu pro biomasu vyplývá, že při zajištění 100 % potravinové soběstačnosti může celková potenciální plocha na cílené pěstování biomasy pro výrobu bioplynu dosahovat cca 900 tis. ha. Při výtěžnosti 20 t vstupního materiálu z 1 ha, podílu 35 % sušiny v 1 t vstupního materiálu a podílu 80 % organické sušiny v sušině dosahuje celkový potenciál dostupného bioplynu cca 3 mld. m³, což je více než dvojnásobek očekávané spotřeby bioplynu. Očekává se tedy dostatek bioplynu pro výrobu elektrické energie v požadovaném objemu.

V případě biomasy představuje produkční potenciál ČR 2,7 mil. tun biomasy a dovoz činí přibližně 0,3 mil. tun. Tedy k dispozici je celkový potenciál 3 mil. tun biomasy. Tato hodnota však zahrnuje i lesní štěpku z lesů zasažených kůrovcem. Pokud nedojde k razantní změně počasí, odezní kůrovcová kalamita, která dlouhodobě postihovala české lesy, během několika málo let produkce biomasy klesne

cca o 0,9 mil. tun. Celková produkce ČR včetně předpokládaného dovozu bude činit 2,1 mil. tun, což znamená výrazný deficit.

Předpokládaný nedostatek biomasy bude nutné buďto dodatečně dovézt ze zahraničí nebo tuto chybějící biomasu nahradit jiným typem paliva (v takovém případě je nutné počítat i s náklady na změnu technologie spalování). V případě náhrady jiným typem paliva přichází v úvahu odpad, bioplyn nebo zemní plyn. Po zevrubnější analýze se pro kompaktní náhradu jeví z pohledu dostupnosti paliva nejrealističtější variantou náhrada deficitu tuhé biomasy zemním plynem.

3.6 Odpad

Odpad v tomto případě zahrnuje jak tuhý komunální odpad (TKO), tak i tuhá alternativního paliva (TAP). TKO je komunální odpad, který si jako celek anebo jako jeho jednotlivé části za normálních atmosférických podmínek uchovává svůj tvar a objem. Komunální odpad obsahuje směsný a tříděný odpad z domácností (zejména papír, lepenku, sklo, kovy, plasty, biologický odpad, dřevo, textil, obaly, odpadní elektrická a elektronická zařízení, odpadní baterie a akumulátory) a objemný odpad (zejména matrace a nábytek, a dále směsný odpad a tříděný odpad z jiných zdrojů, pokud je co do povahy a složení podobný odpadu z domácností). Komunální odpad nezahrnuje odpad z výroby, zemědělství, lesnictví, rybolovu, septiků, kanalizační sítě a čistíren odpadních vod, včetně kalů, vozidla na konci životnosti ani stavební a demoliční odpad.

TAP sestává z drcené směsi, která obsahuje odpad z výroby, tuhý komunální odpad, průmyslový odpad, obchodní odpad, odpad ze staveb a demolicí a čistírenské kaly. Lze očekávat, že celková produkce odpadu v ČR bude 5–10x vyšší než spotřeba ve zdrojích vyrábějících elektrickou energii. Měl by tedy být dostatek odpadu pro výrobu elektrické energie.

3.7 Ostatní paliva

Tato kategorie ve většině případu reprezentuje paliva, která vznikají jako druhotný vedlejší produkt při hlavní průmyslové výrobní činnosti provozovatele zdroje vyrábějícího elektrickou energii (závodní energetiky). Přestože tato paliva mají několikanásobně nižší výhřevnost než například zemní plyn, představují pro provozovatele zdrojů výraznou úsporu na straně nákladů, protože je výrobci nemusí kupovat. Lze tedy předpokládat, že ze strany těchto výrobců bude snaha o zachování využívání těchto vedlejších produktů průmyslové výroby.

4 Očekávaný vývoj poptávky elektřiny

Následující kapitola nastiňuje rámec pro výpočty, vývoj zohledněných faktorů a samotnou predikci spotřeby elektřiny ČR do roku 2050.

4.1 Prognóza vývoje spotřeby

Při zpracování scénáře byl kladen důraz na využití primárních dat a možnost reagovat na aktuální změny ve struktuře spotřeby. Scénáře spotřeby slouží jako podklad pro posouzení uvažovaných prognóz v oblasti vývoje výrobního mixu s důrazem na další integraci decentrálních zdrojů.

Používaný model predikce spotřeby odpovídá metodickým požadavkům vyplývajícím z definice spotřeby na různých úrovních. Výstupem modelu je tuzemská netto spotřeba (dále též TNS) korigovaná na teplotní normál a počet kalendářních dní dle metodik ČEPS i ENTSO-E, která je formulovaná do jednoho hlavního scénáře. Scénář predikuje, jakou TNS lze do budoucna konzervativně předpokládat se zohledněním aktuálně známých strategií, vizí a plánů Vlády ČR a předpokladů budoucího vývoje socio-ekonomické situace v České republice, a to včetně zohlednění vývoje po pandemii COVID-19 a energetické krize. Výchozí predikci TNS (bez dodatečných vlivů elektromobility, počtu tepelných čerpadel, decentralizované výroby prosumerů nebo spotřeby elektřiny na výrobu vodíku) definuje jednak předpoklad budoucího vývoje HDP v ČR a jednak elektroenergetická náročnost (dále též EEN).

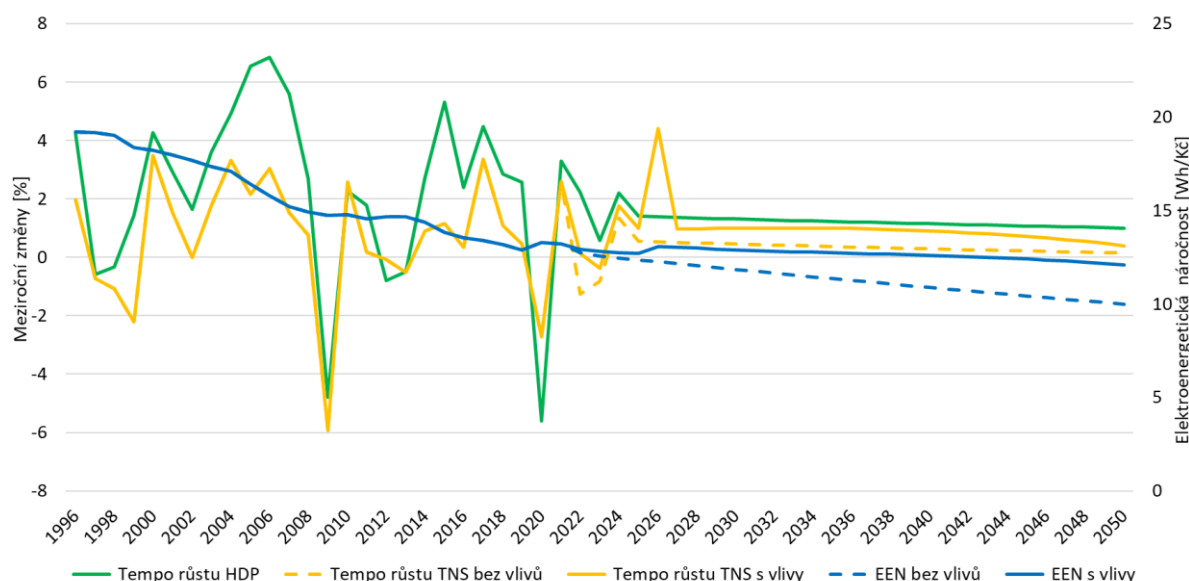
4.2 Vývoj faktorů ovlivňující spotřebu ČR

Konzervativní predikce počítá s takovým vývojem elektroenergetického sektoru, který počítá s naplněním energeticko-klimatických cílů EU, transformací a modernizací sektoru, zatímco klade důraz na soběstačnost a spolehlivost dodávek elektřiny. Predikční období je rozděleno do dvou hlavních etap rozvoje ČR, a sice KRIZE (2022-2030) a TRAFO (2031-2050). První zmíněnou etapu KRIZE charakterizuje recese vyvolaná nepříznivými vlivy (COVID-19, energetická krize vyvolaná konfliktem na Ukrajině, stagflace), nicméně po roce 2026 lze očekávat postupný návrat české ekonomiky k normálu z období před vypuknutím pandemie. Právě ekonomická obnova umožní transformaci (elektro)energetiky s využitím Fondu obnovy, Modernizačního fondu a jiných fondů EU, a tím tak splnění cílů pro rok 2030, k nimž se ČR zavázala.

V rámci druhé etapy TRAFO dochází k transformaci české ekonomiky do vyspělé inovativní, sociálně přívětivé a digitalizované podoby. V rámci takto inovativní ekonomiky by mělo docházet k oslabení závislosti růstu části spotřeby elektřiny na růstu HDP, což je charakteristickým rysem ve vyspělých zemích.

Vzhledem k sílící elektrifikaci tedy sice spotřeba roste, ale tento trend značně tlumí aplikace úsporných či efektivnějších opatření. Skrze uplatňování strategie udržitelného rozvoje v rozumném tempu a rozsahu je k roku 2050 počítáno s naplněním českých klimatických závazků v rámci EU.

Z vývoje jednotlivých komponent spotřeby je vidět, že pro základní TNS je očekávána spíše stagnace a hlavními driversy růstu jsou tepelná čerpadla a elektromobily. V roce 2030 se predikuje spotřeba elektřiny v ČR včetně vlivů, mezi které se řadí spotřeba elektromobility, tepelných čerpadel a vlastní pokrytí spotřeby prosumerů, 75 TWh a do roku 2040 postupný nárůst na úroveň 83 TWh.



Obrázek 4 - Vývoj meziroční změny HDP, TNS a vývoj EEN

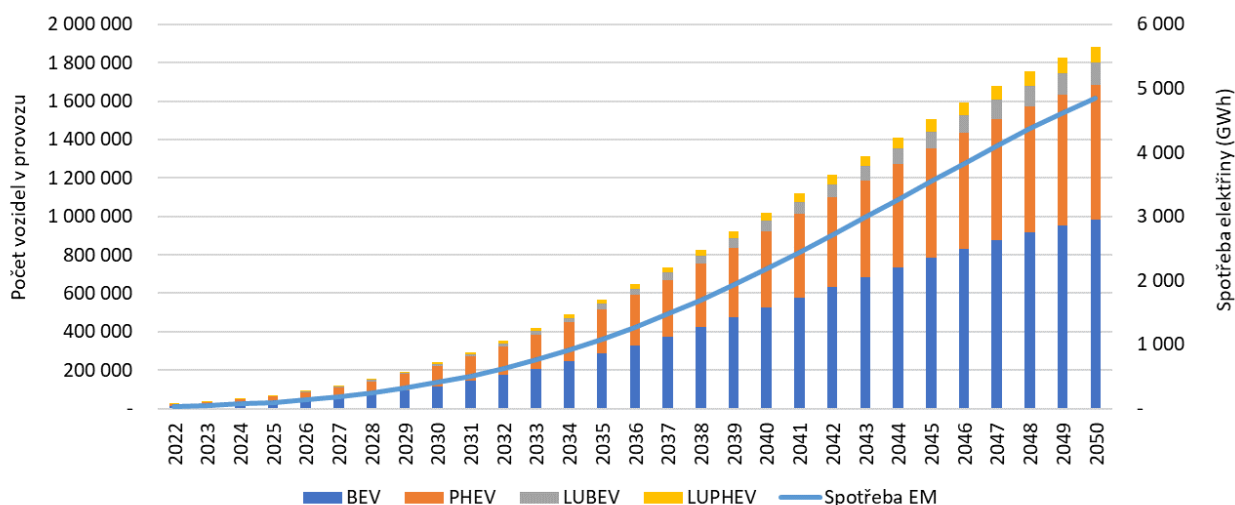
Po krátkém období růstu a stabilizace ekonomiky na předcovidové hodnoty HDP přichází období stagflace charakterizované zpomalením tempa růstu HDP, a to až do roku 2026, od něhož Konzervativní scénář predikuje stabilizaci hospodářské situace v ČR.

Konzervativní scénář spotřeby je postaven na predikci střední míry elektrifikace, přičemž tuto elektrifikaci promítá do samostatných predikcí vývoje tří dominantních vlivů na TNS. Mezi tyto prediktory vývoje patří elektromobilita, růst počtu instalovaných tepelných čerpadel a rozšíření trendu decentralizace výroby FVE ve smyslu navýšení počtu prosumerů či energetických komunit.

4.3 Predikce vývoje elektromobility, tepelných čerpadel a prosumerů

Elektromobilita uvažuje odděleně segment osobních aut (OA) a lehkých užitkových vozů (LUV), a to včetně čistě bateriových vozů (BEV) a plug-in hybridů (PHEV). Predikce vývoje počtu elektrovozů (EV) je odvozena z predikce počtu pořízených a vyřazených EV ve vazbě na počet nových registrací vozidel. Podíl nákladní dopravy v elektrifikaci je předpokládán jako zanedbatelný, a proto z tohoto hlediska není pro predikci uvažován.

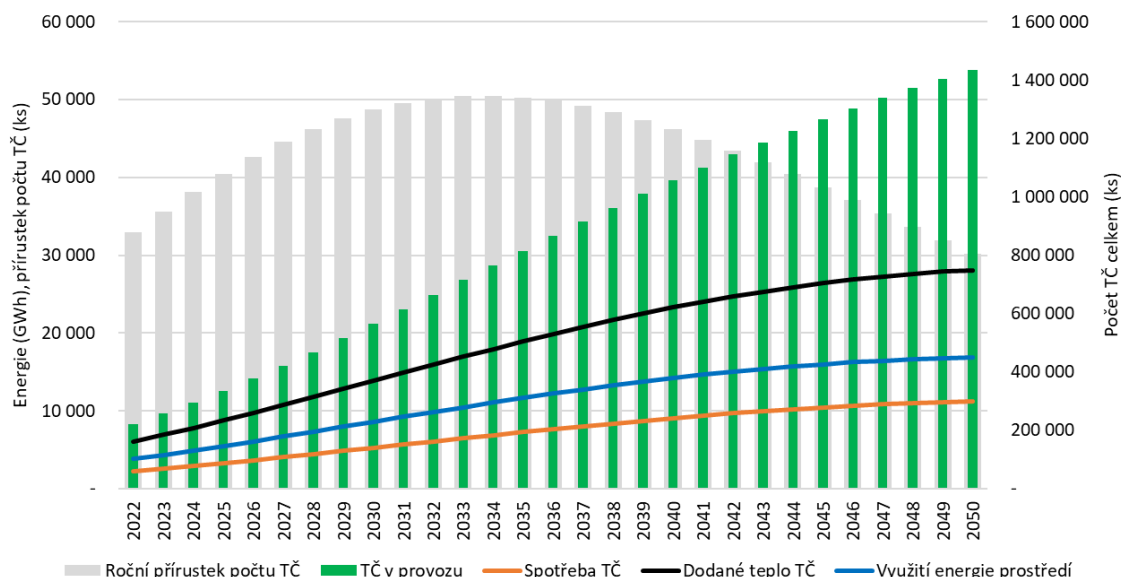
Vývoj počtu elektromobilů do roku 2030 odpovídá nízkému scénáři aktualizace NAP CM (Národní akční plán čisté mobility), přičemž cílem pro rok 2030 je cca 220 tisíc BEV a PHEV dohromady. Výsledná spotřeba elektřiny v roce 2040 činí 2,18 TWh při celkovém uvažovaném počtu 1 milionu elektrovozů.



Obrázek 5 - Vývoj elektromobility do roku 2050

Tepelná čerpadla (TČ) hrají v elektrifikaci, potažmo dekarbonizaci konečné spotřeby (především domácností), významnou roli. Predikce vývoje počtu tepelných čerpadel vychází ze strmého růstu jejich ročních dodávek v posledních letech doprovázených růstem jimi využití energie prostředí. Pro stanovení potřebné spotřeby elektřiny je předpokládán postupně se snižující sezónní faktor SCOP v závislosti na každoročně klesajícím podílu TČ typu země-voda a silně převažujícím podílu TČ vzduch-voda.

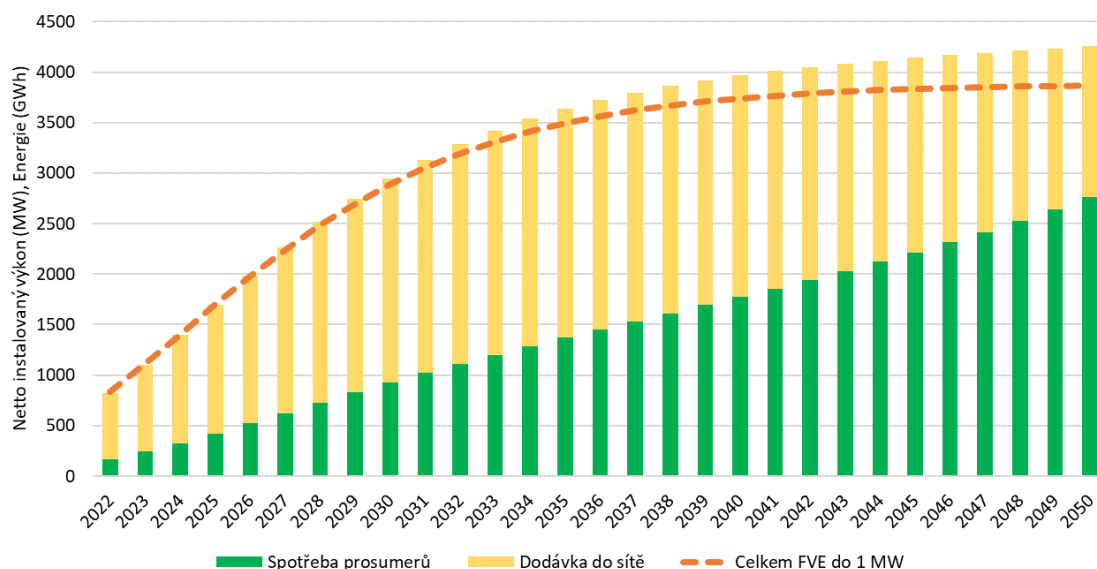
Za předpokladu dalšího trvání podpory jejich rozvoje vede tato konzervativní predikce růstu počtu TČ na očekávaný celkový počet 1 milionu zařízení s celkovou spotřebou elektřiny ve výši 9 TWh.



Obrázek 6 - Predikce vývoje počtu tepelných čerpadel do roku 2050

Prosumeři jako jediný z hlavních prediktorů vývoje nezanedbatelně snižují výslednou tuzemskou netto spotřebu. Predikce zahrnuje fotovoltaické instalace o výkonu max 1 MW, přičemž vychází ze statistik Energetického regulačního úřadu (ERÚ) a zohledňuje také další predikce vývoje celkového instalovaného výkonu fotovoltaických elektráren.

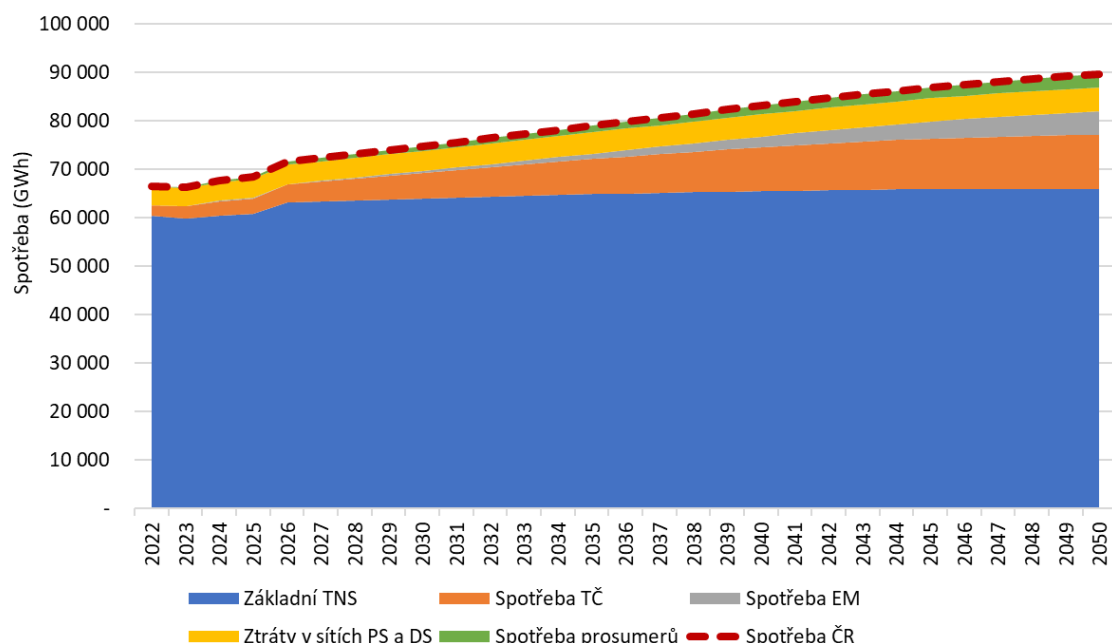
V roce 2050 se očekává instalovaný výkon těchto FVE (do 1 MWe) ve výši 3 868 MW s výrobou 4 254 GWh a spotřebou v místě výroby 2 761 GWh. Pro predikci je charakteristický rostoucí podíl spotřebovávané elektřiny v místě spotřeby především díky rostoucí míře akumulace u FVE.



Obrázek 7 - Predikce vývoje prosumerů do roku 2050

4.4 Predikce spotřeby elektřiny ČR do roku 2050

Výsledná predikce tuzemské netto spotřeby elektřiny je získána složením predikcí přírůstků/úbytků spotřeby vyvolaných budoucí střední elektrifikací v segmentech elektromobility (zvyšuje TNS), tepelných čerpadel (zvyšuje TNS) a prosumerů (snižuje TNS) s predikcí základního vývoje TNS (Base Case) dle HDP – viz následující obrázek:



Obrázek 8 - Výsledná predikce TNS se započtením vlivů elektromobility, tepelných čerpadel a prosumerů

Tuzemská netto spotřeba se po significantním propadu v roce 2020 navrátila na předcovidovou úroveň, nicméně následný příchod energetické krize nejen v kontextu rusko-ukrajinského konfliktu bude dle predikce do budoucna znamenat pokles TNS v návaznosti na pokles HDP. Přestože je v Konzervativním scénáři uvažována pouze střední míra elektrifikace, s postupným zlepšováním ekonomické situace je po roce 2024 predikován poměrně strmý růst TNS způsobený výše zmíněnými vlivy. Tento trend v důsledku sílící elektrifikace pokračuje až do konce predikovaného období.

Tuto predikci (a scénář) lze považovat za realizovatelnou s relativně vysokou pravděpodobností, neboť: a) odpovídá akceptované vizi ČR jako vyspělého moderního státu EU v r. 2050, b) je v souladu s udržitelnou strategií dekarbonizace v návaznosti na dosavadní evoluční vývoj zelené transformace a c) směřuje udržitelně k dosažení platných cílů EU (udržitelně z hlediska bezpečnosti, hospodárnosti, soběstačnosti, ekologie (CO₂), sociálních dopadů atd.).

Předpokládaný širší vývojový rámec této koncepční predikce resp. scénáře podtrhuje její/jeho reálnost dosažitelností vybraných hlavních předpokladů v klíčových oblastech: a) politická reprezentace bude podporovat zelenou transformaci s pozvolna narůstající intenzitou, b) růst ekonomiky, masivní dotace z EU a výnosy z penalizací za znečišťování ŽP umožní realizaci rozumně ambiciózních elektrifikačních záměrů a zabrání možným sociálním otřesům spravedlivou kompenzací nepříznivých dopadů, c) obyvatelstvo se bude zvolna přizpůsobovat zásadám udržitelnosti v ČR a podřizovat svoji spotřebu (i elektřiny) limitovaným zdrojům a jejich cenové dostupnosti, d) v rámci nových technologií budou v rozumném tempu nasazována především osvědčená řešení (např. vodík), e) v ochraně životního prostředí a klimatu bude sice hlavním, ale nikoliv absolutně dominujícím cílem dekarbonizace provázená souborem dalších cílů (soběstačnost, bezpečnost a spolehlivost dodávek elektřiny) a f) legislativa postupně zrychlí své tempo zavádění nezbytných legislativních a regulatorních změn.

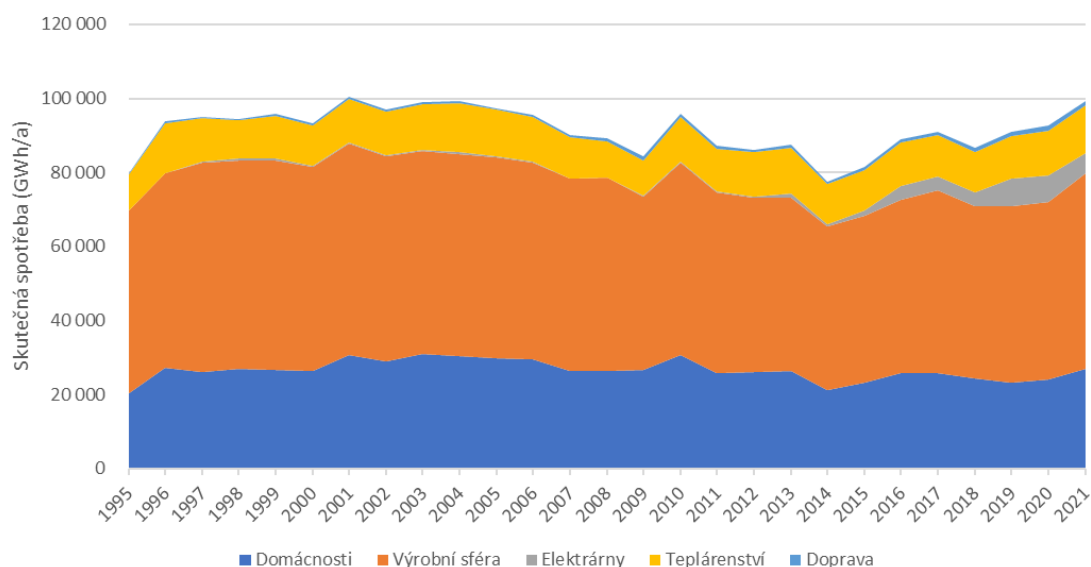
5 Očekávaný vývoj poptávky po plynu

V této sekci je uvedena jak historická, tak i budoucí očekávaná poptávka po zemním plynu v České republice. Data jsou členěna jak mezi domácnosti a výrobní sféru, tak i dle použití (průmysl, služby, zemědělství, doprava, výroba elektřiny, vytápění). Důležitým faktorem s vlivem na spotřebu je nahrazování uhlí používaného v průmyslu a teplárenství, použití plynu pro výrobu elektřiny ale i očekávané energetické úspory či dílčí nahrazování zemního plynu v určitých aplikacích. Určitá využití plynu umožní rovněž nahrazování jeho nízkoemisními alternativami (vodík, biometan).

5.1. Historický vývoj spotřeby zemního plynu v ČR

Spotřeba plynu v devadesátých letech rostla jako důsledek plynifikace a v roce 2001 dosáhla 124 % spotřeby roku 1995, který je základem. Od roku 2002 pak můžeme pozorovat pokles nebo konstantní spotřebu (za normálních klimatických podmínek) jako důsledek úspor (vliv znatelný především u spotřeby domácností), přechodu k jiným palivům nebo růstu průměrných venkovních teplot. V roce 2014 sledujeme pokles na 105 %. Trend se láme v roce 2015, kdy se spotřeba opět zvyšuje v důsledku ekonomického oživení (znatelný vliv ve výrobní sféře) nebo uvedením plynové elektrárny Počerady do provozu (v roce 2013). V roce 2019 tak opět narůstá na 118 %. Ani v obdobích poznamenaných epidemií COVID-19 nedošlo k výrazným poklesům spotřeby s výjimkou segmentu služeb nejvíce postiženém protiepidemickými opatřeními.

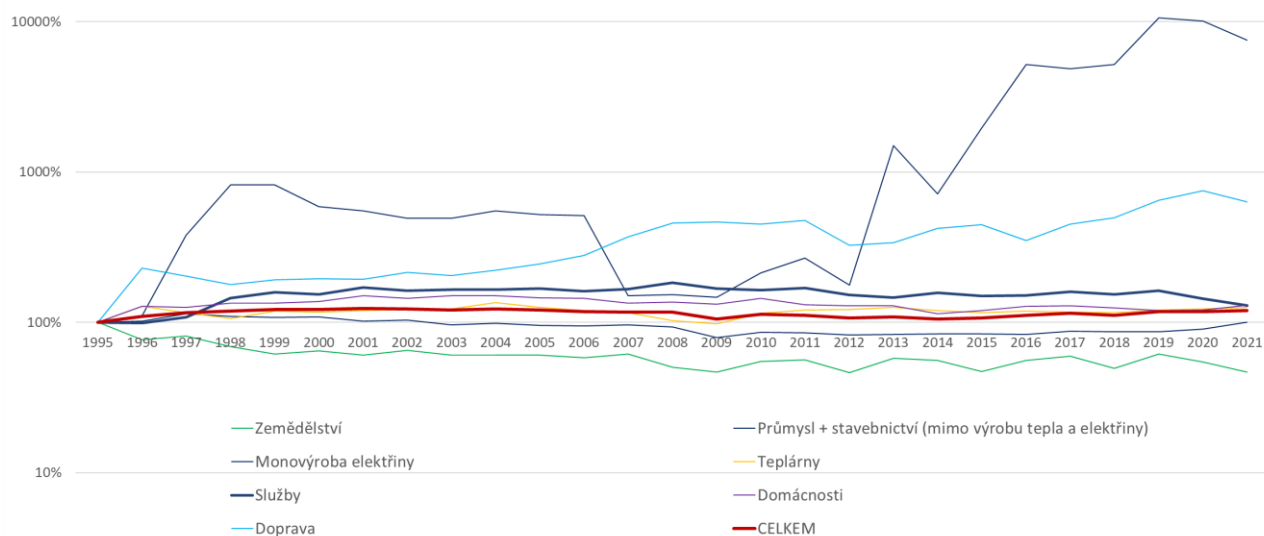
Po teplotním přepočtu dosáhla spotřeba v roce 2021 úrovně 99,5 TWh, což představuje nárůst o 3 % oproti přepočtené spotřebě roku 2020 (96,2 TWh). Vývoj nepřepočtené spotřeby v členění na sektory spotřeby je zobrazen na následujícím obrázku:



Obrázek 9 – Skutečná spotřeba zemního plynu v ČR

Zdroj: EUROSTAT

Vývoj spotřeby plynu v letech 1995-2021 přepočtené na teplotní normál vyjádřené pomocí bazických indexů (1995=100) a v členění dle sektorů ekonomiky ukazuje Obr. 10. Pro rozdělení celkové spotřeby plynu do sektorů byla použita data z Eurostat.



Obrázek 10 - Vývoj spotřeby plynu v sektorovém členění (1995 = 100 %)

Zdroj: analýzy NET4GAS dle EUROSTAT

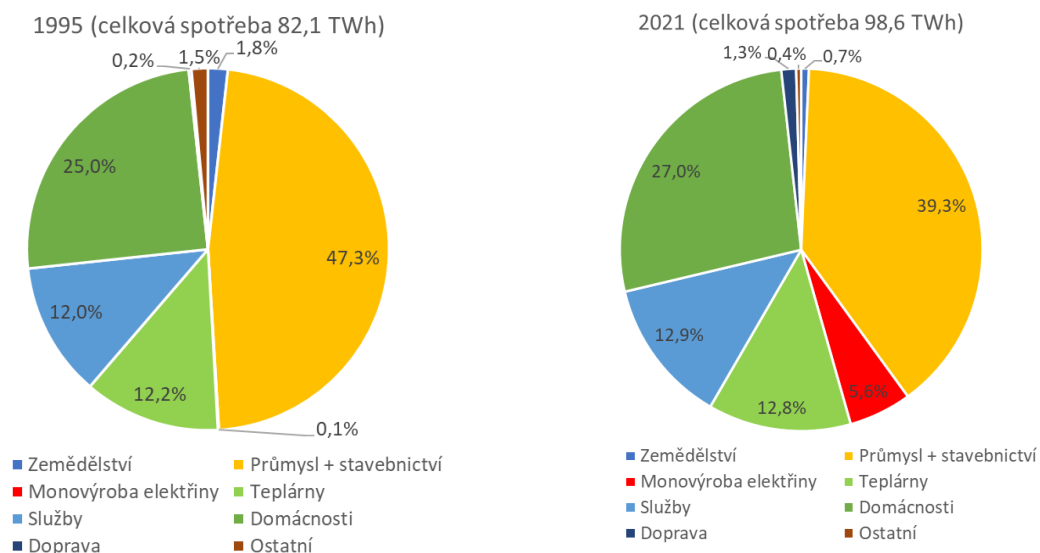
Obrázek 10 naznačuje významný a stále pokračující pokles spotřeby v zemědělství. Průmyslová spotřeba zemního plynu vykazuje spíše klesající tendenci s výkyvy dle vývoje hospodářského cyklu. Nárůst v roce 2021 souvisel pouze s vyšší spotřebou plynu v závodních elektrárnách.

Teplárenství zaznamenává spíše rostoucí spotřebu, a to i přes růst průměrných teplot, a to zejména díky pozvolnému nahrazování uhlí plynem. Spotřeba v domácnostech se zvyšovala cca do roku 2004, kdy byla dokončena plynofikace i malých obcí. Poté však nastoupila klesající tendence výrazně převyšující efekt oteplování. Mnohem významnějšími efekty byly přechody k alternativním palivům (například biomase), zateplování a instalace úspornějších spotřebičů. Nicméně v letech 2020 a 2021 vyšší míra práce z domácnosti způsobená protiepidemickými opatřeními COVID-19 a v roce 2021 i nižšími teplotami, se spotřeba domácností opět zvýšila (např. 2021/2019 + 16 %). Dramatický nárůst se objevuje u výroby elektřiny se spotřebou v roce 2019 a 2020 více než 100x vyšší, než v roce 1995. Výrazný nárůst spatřujeme v sektoru mobility s nárůstem o více než 500 %.

Pokud porovnáme strukturu odběru v roce 1995 a 2021, zjistíme následující trendy u spotřeby plynu:

- Podíl průmyslu poklesl z 47,3 % na 39,3 %;
- Spotřeba plynu na výrobu elektřiny se zvýšila z 0,1 % na 5,6 % celkové spotřeby;
- Teplárny mají stabilní podíl na celkové spotřebě;
- Služby mají i v důsledku poklesu spotřeby během epidemie COVID-19 stabilní podíl na celkové spotřebě;
- Podíl domácností se zvýšil o 2 procentní body v důsledku vyšší míry práce z domova.

Pokles podílu zemědělství a obdobný nárůst podílu plynové mobility nemají výrazný kvantitativní efekt.



Obrázek 11 – Rozdělení spotřeby dle sektorů (celková spotřeba při normálové teplotě)

Zdroj: analýzy NET4GAS dle EUROSTAT

5.2 Faktory ovlivňující poptávku po zemním plynu

Vzhledem k možnostem využití plynu záleží jeho budoucnost zejména na jeho dostupnosti, převládajících tržních cenách, ale i akceptaci v evropské i národní energetické politice. V České republice jsou hlavní trendy determinující poptávku po zemním plynu následující:

- Zemní plyn bude hrát spolu s OZE a spalováním odpadu významnou úlohu při nahrazování uhlí v teplárenství a výrobní sféře; aktuální předpoklad je, že přibližně 65 %¹⁶ stávající výroby tepla z uhlí bude nahrazeno zemním plynem.
- Doplnkový klimatický delegovaný akt k Taxonomii EU, uznává zemní plyn a jádro jako komplementární paliva v oblastech, kde zatím nelze komoditu nahradit technologicky a ekonomicky proveditelnými nízkouhlíkovými alternativami, ale které přispívají ke zmírňování změny klimatu a mají potenciál hrát významnou roli při přechodu na klimaticky neutrální hospodářství v souladu s cíli a závazky EU v oblasti klimatu a za přísných podmínek, aniž by vytlačovaly investice do obnovitelných zdrojů energie. Pro činnosti spojené se zemním plynem platí, že zařízení, která přejdou na zemní plyn, by měla do 31. prosince 2035 plně přejít na obnovitelné nebo nízkouhlíkové plyny. To může pomoci urychlit přechod od vysoce emisních zdrojů energie, jako je uhlí, k obnovitelným nebo nízkouhlíkovým plynům. V souladu s aktem očekáváme výrazný nárůst spotřeby v oblasti monovýroby elektřiny. Předpokládáme výstavbu nových zdrojů elektřiny na plyn, jejichž provoz bude nejen nutný pro vyrovňování soustavy se stále vyšší výrobou elektřiny v OZE, ale i pro naplnění státního zájmu udržet dovoz elektřiny v rozumných mezích.
- Rozvoj malých kogenerací a mikrokogenerací, výroba elektřiny ve zdrojích umístěných na kapacitně nízkých odběrných místech bude záviset na poměru ceny elektřiny a plynu i zpoplatnění fosilních paliv v sektorech mimo EU ETS. Oproti minulým verzím ODDR se domníváme, že objem kogenerační výroby v rámci teplárenství bude spíše nižší.
- Náhradu uhlí plynovým vytápěním do určité míry pokračuje i u domácností. Dle dostupných informací však plyn není prioritní volbou, mj. i z důvodu poškození image plynu i cenovým důvodům. Zároveň se zvyšuje dostupnost další technologií, které jsou mnohdy podporované dotacemi.

¹⁶ Předpoklad byl stanoven na základě analýzy jednotlivých zdrojů spalujících uhlí vycházející z údajů z dotazníkových šetření (společná analýza ČEPS, MPO a NET4GAS). Výsledný parametr je podíl výroby energie, která je v současnosti vyráběna z uhlí, a v budoucnu by měla přejít na plyn, vůči energii vyráběné v současnosti z uhlí.

- Vzhledem ke konkurenčním výhodám soustav centralizovaného zásobování teplem (podpora KVET, možnost využití širšího portfolia technologií, výroba elektřiny...) neočekáváme významný rozpad soustav CZT ve prospěch individuálních topných systémů, a to mj. i v souvislosti se zvažovaným zpoplatněním fosilních paliv u maloodběratelů v závislosti na emisní intenzitě.
- Dopad zvyšování počtu a spotřeby vozidel poháněných zemním plynem (CNG nebo LNG) bude spíše omezený, v závislosti na politice alternativních paliv v dopravě. Máme za to, že zatímco rozvojový horizont CNG je spíše omezený, LNG čeká významný růst v těžké nákladní dopravě.

Ve výrobním sektoru ovlivní spotřebu růst ekonomiky doprovázený poklesem plynoenergetické náročnosti tvorby hrubé přidané hodnoty včetně klesající důležitosti zpracovatelského průmyslu a rozvoj sektoru služeb. Současně v delším časovém horizontu bude spalování plynu v případě potřeby nižších procesních teplot nahrazováno tepelnými čerpadly.

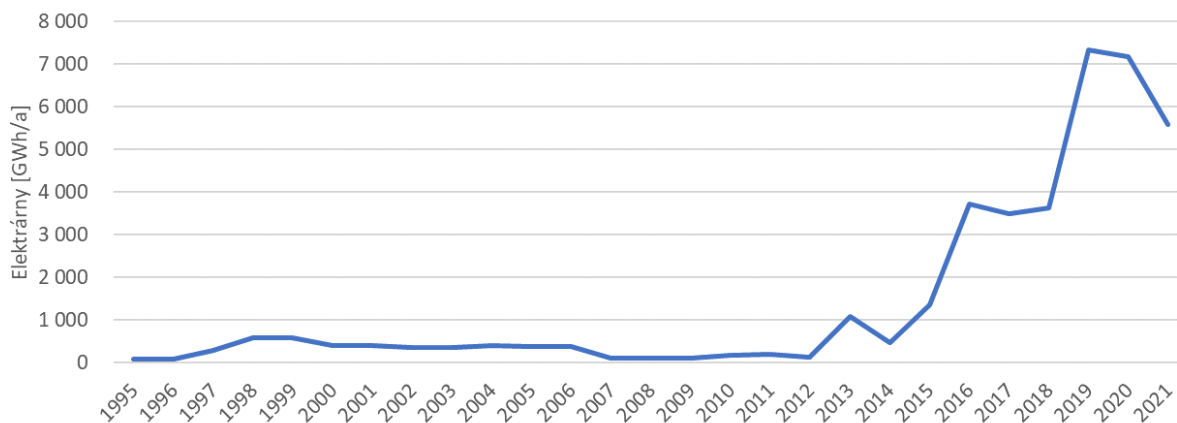
U sektoru domácností budou významné demografické ukazatele (nárůst počtu domácností) a dále úspory energie vyplývající zejména ze zateplování budov a výměny plynových spotřebičů za účinnější. Opět v delším časovém horizontu dojde k určitému odchodu od plynu směrem k tepelným čerpadlům.

5.3 Poptávka elektráren, monovýroba elektřiny

Jak výsledky jednání Uhlé komise, tak i koncepční dokumenty (mj. NKEP nebo Fit for 55 a REPower EU) předvídají změny v elektroenergetice. Jedná se mj. o odklon od spalování uhlí, důraz na instalaci obnovitelných zdrojů a výstavbu nového (či nových) jaderného bloku.

Zemní plyn bude důležitý jak pro udržení vysoké míry soběstačnosti ve výrobě elektřiny, tak i zajištění operační flexibility soustavy, která nemůže být zajištěna portfoliem z velké části složeným z decentrální výroby OZE, jaderných bloků a dovozu.

I přes současné nabídkové cenové šoky u zemního plynu na evropském kontinentu stále předpokládáme, že v následujících letech dojde v letech 2025–2035 k instalaci cca 1500 MW výkonu v plynových zdrojích.

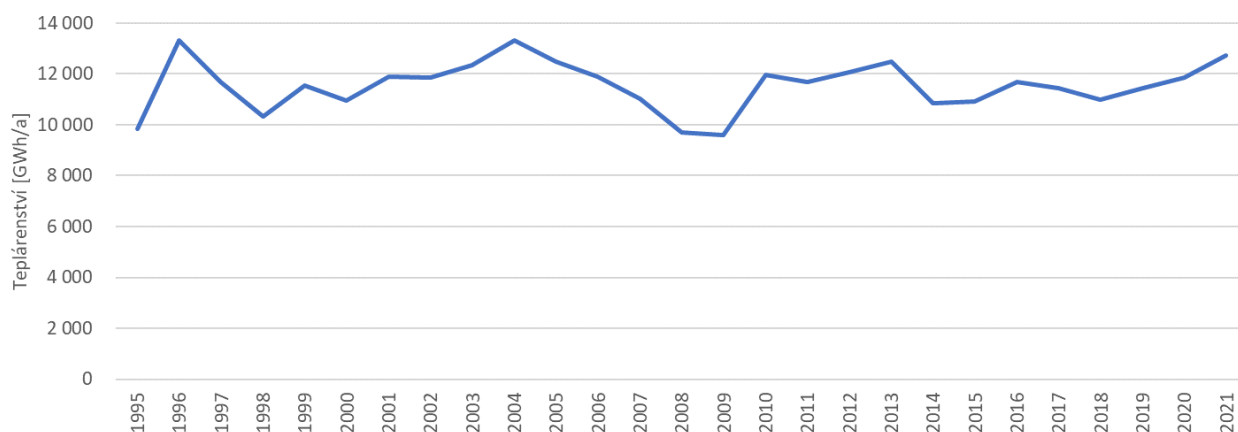


Obrázek 12 – Spotřeba plynu v elektrárnách

Zdroj: EUROSTAT

5.4 Teplárny

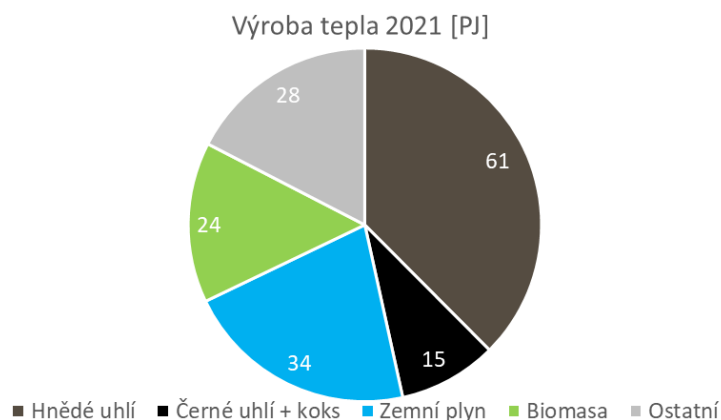
Spotřeba plynu v teplárnách v minulých letech byla stabilní a fluktuace odrážela zejména vývoj teplot. Lze pozorovat, že v prostředí umožňujícím spalovat cenově dostupnější komoditu (uhlí) a bez investic na přechod k jinému palivu ani k žádnému výraznějšímu nahrazení uhlí zemním plynem zatím nedocházelo.



Obrázek 13 – Spotřeba plynu v teplárenských zdrojích

Zdroj: EUROSTAT

V následujících 10 letech je teplárenství jedním z hlavních kandidátů na výrazný nárůst spotřeby plynu. Zdrojová základna pro výrobu tepla byla v roce 2021 následující:



Obrázek 14 – Výroba tepla dle použitého paliva (PJ)

Zdroj: ERÚ, Roční zpráva o provozu teplárenských soustav ČR 2021

Při náhradě veškerého uhlí v teplárenství (6 milionů tun hnědého a 800 tisíc tun černého uhlí) plynem by spotřeba plynu vzrostla přibližně o 30 TWh. To však není pravděpodobný scénář, ačkoliv zemní plyn zde v každém případě bude hrát významnou roli – predikční model předpokládá nahrazení 65 % uhlí plynem. Zbytek se má nahradit biomasou, energií z opadů, elektřinou a energií prostředí.

Protože obchodní model tepláren je z části založen na prodeji elektřiny při kombinované výrobě elektřiny a tepla, z části na prodeji tepla a z části na podpoře vyplácené provozovatelům KVET, lze předpokládat, že v případě udržení podpory na provoz KVET i v budoucnosti povede modernizace a transformace stávajících uhelných zdrojů tepla k nárůstu vynucené výroby elektřiny. Podobné trendy lze očekávat i u závodních tepláren, kde bude uhlí rovněž nahrazováno zejména plynem.

5.5 Domácnosti

Domácnosti spotřebovávají plyn pro tři účely a to vaření / příprava pokrmů, ohřev vody a vytápění.

Každá z těchto kategorií spotřeby má odlišné determinanty a také očekávaný vývoj do budoucnosti. Zcela přesné statistiky o využití plynu na jednotlivé účely neexistují a výsledky statistického zjišťování (vybavenost domácností, rozdělení spotřeb dle účelu) nejeví dostatečnou spolehlivost.

Je zjevné, že spotřeba plynu na vytápění kolísá krátkodobě s vývojem venkovní teploty, její determinanty v delším horizontu za předpokladu normálové teploty budou diskutovány dále. Spotřeba plynu na ohřev vody stejně jako spotřeba na vaření nevykazuje žádný relevantní trend.

Spotřeba plynu na vaření

S výjimkou nejmenších odběrných míst s roční spotřebou plynu do 1,89 MWh, nebyl jednoznačný vztah mezi využitím plynu a typem odběrného místa identifikován. Další výpočty vycházely z tarifních statistik ERÚ. Je zřejmé, že odběrné místo se spotřebou do 1,89 MWh je určeno výhradně k přípravě pokrmů.

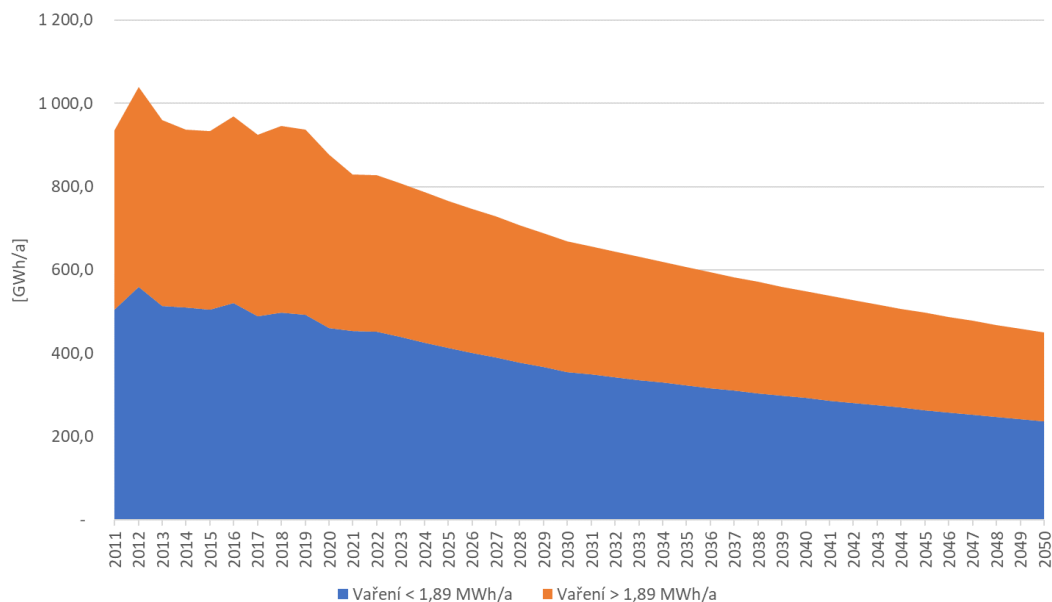
Počet těchto odběrných míst klesal v průměru o 14 tisíc za rok během období 2017-2021. Průměrná spotřeba v těchto odběrných místech vykazuje pouhých 0,43 MWh/rok. Do budoucna předpokládáme klesající spotřebou na jedno odběrné místo (obecně energetické úspory dle aktualizované FF55, tedy v letech 2024-2025 1,1%/rok, 2026-2027 1,3%/rok, 2028-2030 1,5%/rok a v ostatních letech 0,8%/rok).

Využití plynu na vaření je i v dalších odběrných místech: cca 890 tisíc umístěno i na odběrných místech s převažujícím odběrem plynu na topení (1,52 mil.).

Co se týče počtu těchto odběrných míst, domníváme se, že se budou uplatňovat následující trendy:

- Počet odběrných míst s roční spotřebou pod hranicí 1,89 MWh bude klesat:
 - Do roku 2025 o 20 tisíc ročně;
 - Mezi lety 2026 a 2030 o 15 tisíc ročně;
 - V následujících letech o 10 tisíc ročně.
- Počet odběrných míst s roční spotřebou nad 1,89 MWh, kde jsou rovněž připravovány pokrmy, bude odpovídat 58 % těchto větších odběrných míst.

Celková spotřeba domácností na vaření bude ovlivněna jak počtem odběrných míst, tak i klesající spotřebou, a tedy předpokládáme, že do roku 2050 klesne o téměř 50 %:



Obrázek 15 – Spotřeba plynu na vaření v domácnostech

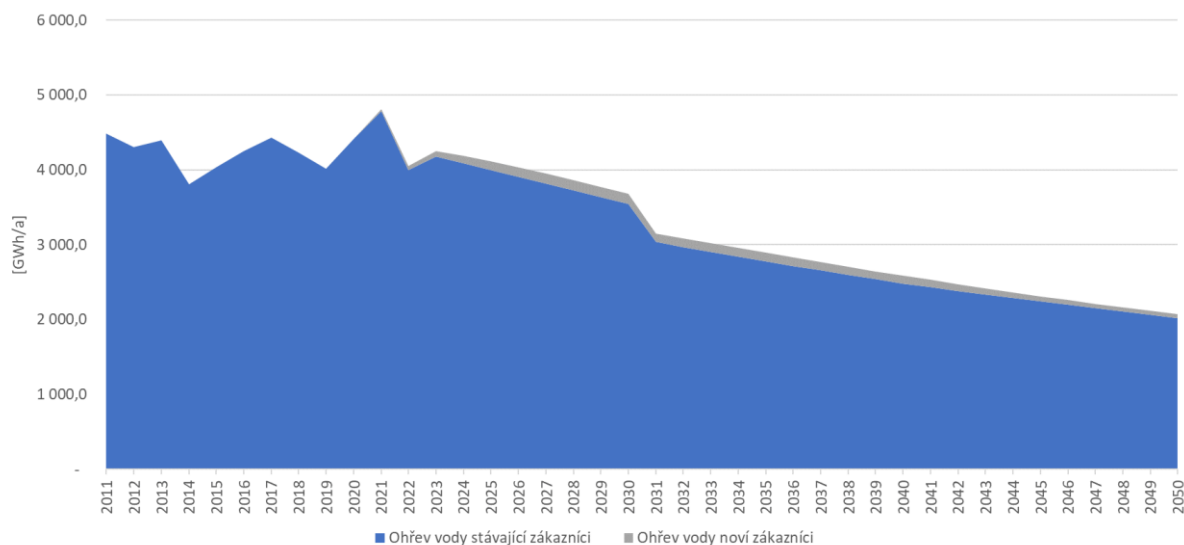
Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

Spotřeba plynu na ohřev vody a topení v domácnostech

Vzhledem k rozdělení spotřeb v rámci tarifní statistiky ERÚ můžeme předpokládat, že všechna odběrná místa (OM) s roční spotřebou nad 1,89 MWh plynem i topí. V období 2011-2021 průměrná spotřeba odběrného místa tohoto typu očištěná o případné využití plynu na přípravu pokrmů činila cca 16 MWh ročně s výrazně nižšími objemy v teplejších letech 2014 a 2015.

Roční spotřeba plynu na ohřev teplé užitkové vody byla odhadnuta ve výši cca 3,7 MWh na jedno odběrné místo. Pro budoucnost očekáváme energetické úspory¹⁷ v letech 2024-2025 1,1%/rok, 2026-2027 1,3%/rok, 2028-2030 1,5%/rok a v ostatních letech 1,0%/rok. Úspory byly stanoveny zejména s ohledem na cíle Dlouhodobé strategie renovací cílící na 30% úspory v roce 2050 oproti 2020. Dále pak, zejména na základě předběžných výsledků Zprávy o provozu plynárenské soustavy 2022, bylo uvažováno s dodatečnými úsporami ve výši 10% související s vyššími cenami energie, a to pouze pro rok 2022. Co se týče počtu odběrných míst využívajícím plyn na ohřev vody, uvažujeme jej jako 80 % počtu odběrných míst pro vytápění do roku 2030 a 70 % v letech následujících.

Celková roční spotřeba domácností na ohřev vody v současnosti odpovídá cca 5 TWh. Roční spotřeba na vytápění na jedno odběrné místo odpovídá cca 13 MWh. Celková roční spotřeba určená k vytápění dosahuje nyní cca 20 TWh.



Obrázek 16 – Spotřeba plynu na ohřev vody v domácnostech

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

Spotřeba plynu na vytápění

Vytápění je nejvýznamnější využití zemního plynu v domácnostech. Dle tarifních statistik se plynové vytápění provozuje na cca 1,5 milionu odběrných míst¹⁸. Počet těchto odběrných míst vykazuje v zásadě stagnující tendenci. Z analytických důvodů dále členíme vytápění na 3 segmenty: stávající zákazníci, noví zákazníci a zákazníci přecházející z hnědého uhlí na plyn.

Stávající zákazníci

Počet zákazníků ve stávajícím portfoliu v zásadě stagnuje. Očekáváme, že v souvislosti s rozšířenou veřejnou podporou elektrického vytápění, aktuální vysokou cenou plynu i poškození image plynu jako paliva bude počet plynem vytápěných domácností klesat. Na základě analýzy očekávaného vývoje technologií a zajištění přiměřené kompatibility s předpoklady společnosti ČEPS stran elektrického vytápění pro roky následující očekáváme:

- V letech 2021-2024 klesá počet otopných OM o 16 tisíc za rok;
- V letech 2025-2029 klesá počet otopných OM o 14 tisíc za rok;
- V letech 2030-2039 pokles zrychluje opět na 16 tisíc za rok;
- V posledním období, 2040-2050 se pokles, zejména v souvislosti s menší bází, zpomaluje na 12,4 tisíce za rok.

¹⁷ Energetické úspory spotřeby plynu na ohřev vody v domácnostech. V případě vaření a vytápění se uvažovalo s úsporami letích 2024-2025 1,1%/rok, 2026-2027 1,3%/rok, 2028-2030 1,5%/rok a v ostatních letech 0,8%/rok.

¹⁸ Což není zcela v souladu se statistickým šetřením ENERGO 2021 s 1,68 miliony domácností vytápěných plynem.

Jednotková přepočtená spotřeba roku 2021 je 13 MWh. Snížení energetické náročnosti budov vedoucí k úspoře paliva, pokles vytápěcích teplot, přechod na kondenzační kotle a jiná opatření vedou ke shodným úsporám jako v případě vaření, tedy v letech 2024-2025 1,1%/rok, 2026-2027 1,3%/rok, 2028-2030 1,5%/rok a v ostatních letech 0,8%/rok. Zatímco jednotková spotřeba roku 2021 byla 13 MWh, v roce 2050 už bude méně než 10 MWh. Celková spotřeba na vytápění na stávajících odběrných místech dosáhne do roku 2050 10,4 TWh (pokles o 48 % oproti roku 2021 z 20,1 TWh).

Noví zákazníci (nová výstavba)

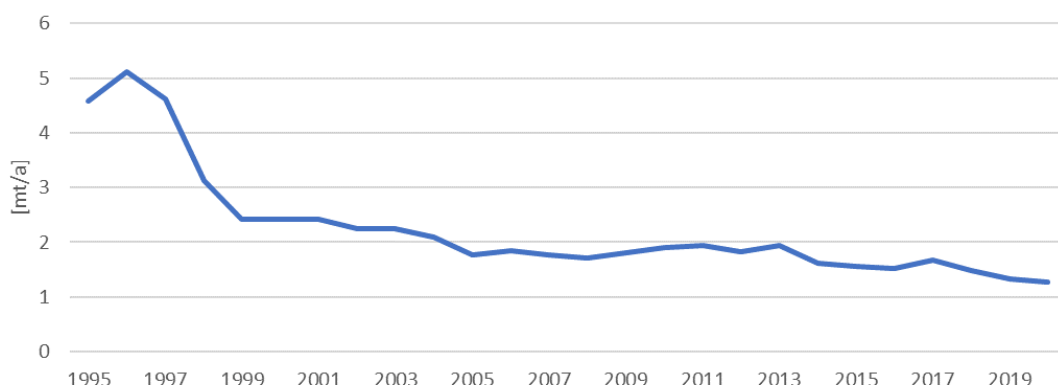
Zemní plyn je nadále využívané palivo u novostaveb v blízkosti distribuční sítě. Počet nových připojení vychází mimo jiné z počtu nových domácností. Predikční model vychází z následujících předpokladů:

- Průměrný přírůstek počtu nových bytů v letech 2021-2050 bude činit 37 tisíc za rok, a
- Míra počtu bytů připojených na plyn k celkovému počtu nových bytů klesající z 30 % (2022) s tím, že od roku 2030 nebudou další odběrná místa DOM zřizována.

Na základě těchto předpokladů vznikne do roku 2030 cca 33 tisíc nových plynových odběrných míst. Jednotková roční spotřeba na vytápění je nižší než u stávajících staveb a dosahuje cca 6 MWh u rodinného domu a 4 MWh na byt u bytového domu s potenciálem poklesu do roku 2050 o cca 23 %. Celková roční spotřeba na vytápění a ohřev vody u nových staveb dosáhne v roce 2050 cca 0,2 TWh. Neuvažujeme s novými instalacemi plynových zařízení sloužícím k přípravě pokrmů.

Náhrada hnědého uhlí

Domácnosti jsou dodnes koncovými spotřebiteli hnědého uhlí. Jeho spotřeba klesá, a lze předpokládat, že bude eliminována okolo roku 2030 v souvislosti s ukončením jeho produkce. Dle Eurostatu dosahovala spotřeba hnědého uhlí v domácnostech v ČR v roce 2020 cca 1,3 milionu tun, jehož spálením vzniklo 20,6 PJ tepla.



Obrázek 17 – Spotřeba hnědého uhlí na topení v domácnostech

Zdroj: EUROSTAT

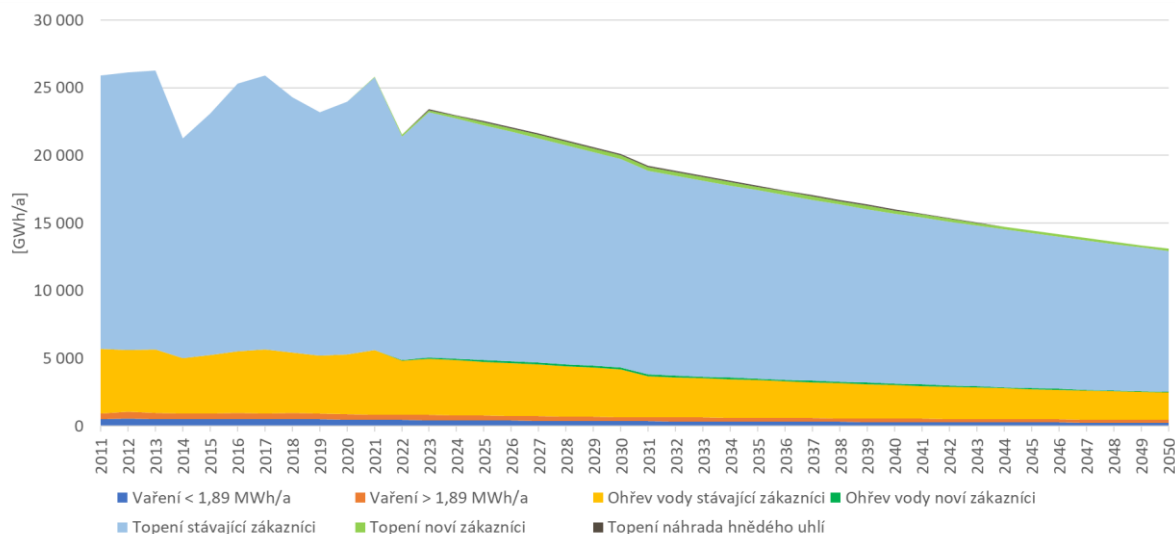
Máme za to, že z důvodů nižšího dopadu zdražení energií na cenu uhlí bude docházet k odkládání odchodu od uhlí. Současně velká část podobných domácností přechází spíše na biomasu, případně elektrické vytápění s tím, že tento trend se v současnosti prohlubuje. Domníváme se, že k přechodu na plyn bude docházet pouze do roku 2025. Tato kombinace vede k tomu, že počet domácností, které ještě přejdou z uhlí na plyn, bude méně než 10 tisíc.

Celková spotřeba segmentu „domácnost“

Celkovou spotřebu segmentu domácnost pak můžeme určit jako součet následujících dílčích poptávek:

- Spotřeby na vaření v distribučním pásmu do 1,89 MWh roční spotřeby (odběrná místa pouze na přípravu pokrmů);
- Spotřeby na vaření ve vyšších distribučních pásmech;
- Spotřeby na topení a ohřev vody na existujících odběrných místech;
- Spotřeby na topení a ohřev vody na nových odběrných místech vzniklých v nově vybudovaných nemovitostech, a

- Spotřeby na topení na nových odběrných místech vzniklých v souvislosti s náhradou tříděného hnědého uhlí.



Obrázek 18 – Celková spotřeba plynu v domácnostech

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

GWh	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Vaření < 1,89 MWh/a	505	460	413	355	323	292	263	237
Vaření > 1,89 MWh/a	428	418	354	314	284	256	234	212
Ohřev vody stávající zákazníci	4 298	4 411	3 997	3 543	2 779	2 481	2 240	2 017
Ohřev vody noví zákazníci	0	0	113	133	111	105	68	56
Topení stávající zákazníci	17 892	18 695	17 356	15 384	13 927	12 562	11 459	10 423
Topení noví zákazníci	0	0	234	278	262	247	176	152
Topení náhrada uhlí	0	0	92	86	83	79	0	0
Celkem	23 123	23 984	22 559	20 093	17 768	16 022	14 440	13 098

Tabulka 2 – Celková spotřeba plynu v domácnostech

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

5.6 Plynová mobilita

5.6.1 CNG a LNG

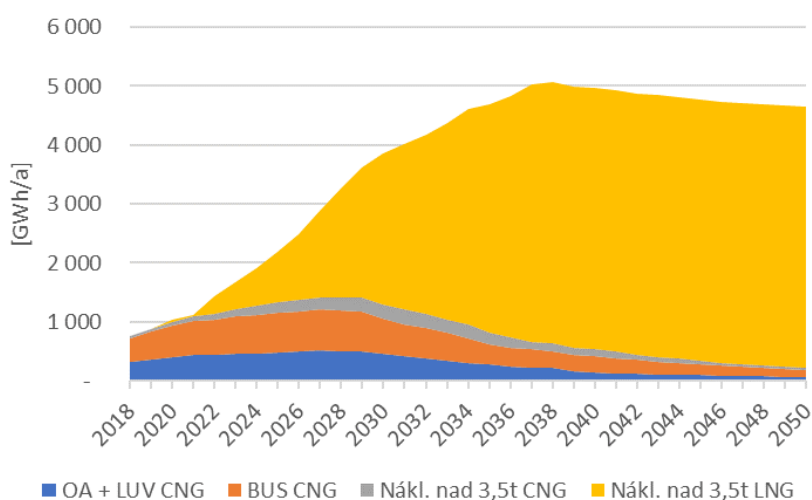
Původním východiskem pro výhled poptávky po plynu pro účely mobility byla aktualizace Národního akčního plánu čisté mobility (NAP CM). Predikce využití zemního plynu v sektoru dopravy určuje očekávanou spotřebu stlačeného plynu (CNG) jakož i zkapalněného plynu (LNG), který se může uplatnit v dálkové nákladní dopravě u vozidel s hmotností nad 3,5 tuny.

Dosavadní vývoj v oblasti CNG mobility (osobní automobily, dodávky a autobusy) byl velice příznivý a například počet CNG autobusů je (mj. díky veřejné podpoře v rámci Integrovaného regionálního operačního programu 2021–2027) o 35 % vyšší, než byla dosavadní predikce. Další rozvoj v této oblasti je obtížné předvídatelný. Dle připravovaných opatření EU v rámci balíčku FF55 lze usuzovat, že zdanění fosilního zemního plynu se v dohledné době přiblíží zdanění ropných kapalných paliv. Současně se jedná jak u automobilů, tak u autobusů, o segment, na který se dle FF55 vztahuje cíl 100 % snížení emisí do roku 2035. To v zásadě znamená zákaz prodeje nových aut se spalovacími motory, tedy i na CNG pohon. To by sice v zásadě šlo řešit využíváním bio-CNG, nicméně nelze zaručit, že v těchto

letech budou výrobci automobilů obecně věnovat dostatečnou pozornost spalovacím motorům na kapalná paliva, z nichž jsou plynové verze odvozeny.

Dle našeho názoru tedy bude další rozvoj CNG mobility omezen nedostupností vhodných vozidel. Řada výrobců již CNG opustila, v ČR, kde 70 % nových CNG OA jsou Škoda Octavia, závisí osud právě na pokračování výroby plynové Škody Octavia. Na rozdíl od dříve využívaného scénáře BAU tedy předpokládáme dřívější opuštění využívání technologie a od roku 2028 bude počet CNG vozidel klesat. Zpomalení růstu a pokles celkového počtu vozidel předpokládáme od 2029 i u autobusů.

Jiný názor máme na těžkou nákladní mobilitu a využití LNG. Jednak je v této oblasti substituce kapalných paliv elektřinou obtížnější. Současně evropská regulace je mnohem méně náročná, v době přípravy dokumentu platné závazné na úrovni EU vyžadují snížení emisí CO₂ z těžké nákladní dopravy o 15 % od roku 2025 a o 30 % od roku 2030, kde využití zemního plynu je zcela legitimním prostředkem pro dosažení těchto cílů. Z tohoto důvodu ponecháváme prognózu využití LNG na původní úrovni.



Obrázek 19 – Spotřeba plynu vozidel CNG a LNG

Zdroj: ČPS, NAP CM, vlastní analýzy

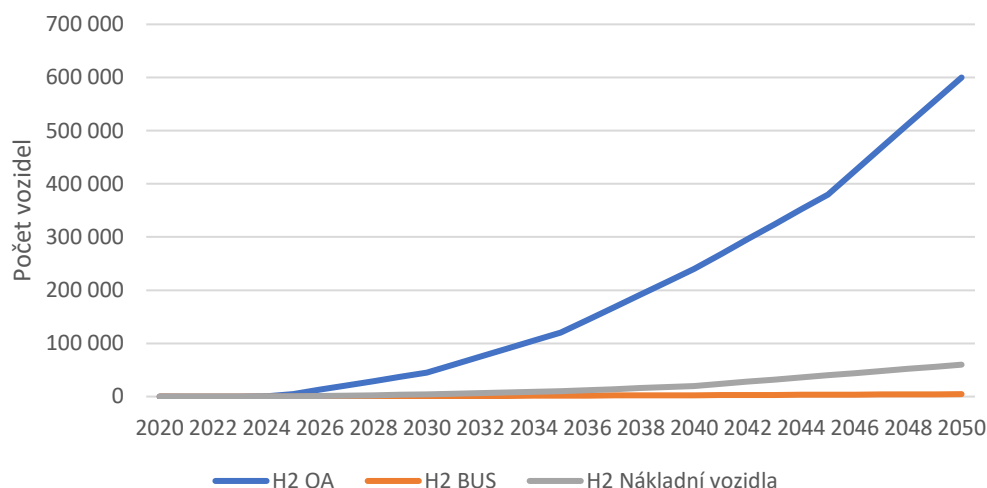
GWh	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
OA + LUV CNG	396	486	454	275	142	94	62
BUS CNG	542	668	592	338	275	181	119
Nákl. nad 3,5t CNG	63	179	253	200	127	63	42
Nákl. nad 3,5t LNG	23	849	2 548	3 877	4 431	4 431	4 431
Celkem	1 025	2 182	3 847	4 691	4 975	4 769	4 654

Tabulka 3 – Spotřeba plynu vozidel CNG a LNG

Zdroj: ČPS, NAP CM, vlastní analýzy

5.6.2 Vodíková mobilita

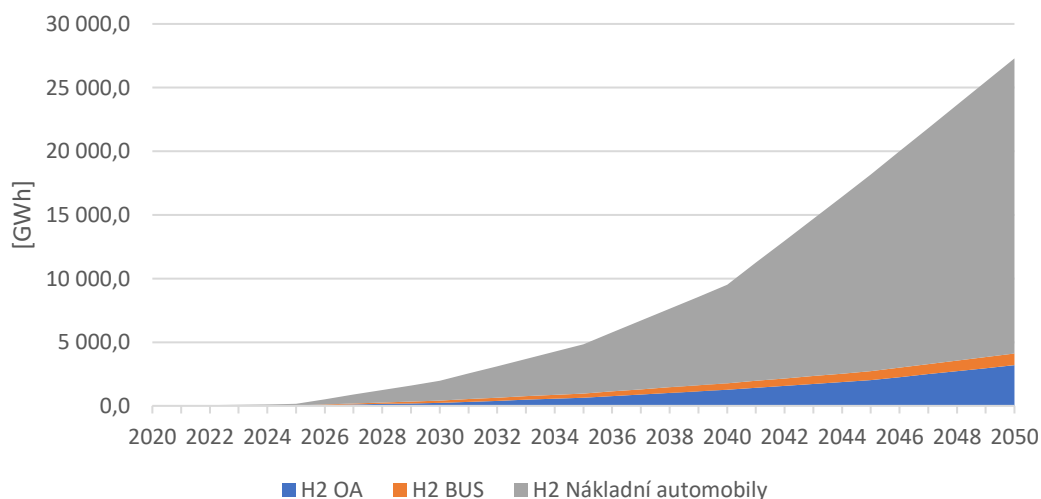
Na základě závěrů Vodíkové strategie České republiky lze očekávat, že část vozového parku poháněná plynými palivy bude rozšířena o vodíkovou mobilitu především potom v segmentu těžké nákladní dopravy, kde se předpokládá využití palivových článků.



Obrázek 20 – Nárůst počtu vozidel poháněných vodíkem

Zdroj: Vodíková strategie ČR

Na předpokládaný masivní rozvoj vodíkové mobility navazuje i zásadní rozvoj spotřeby vodíku zobrazený na grafu níže.



Obrázek 21 – Výhled spotřeby vodíku v dopravě

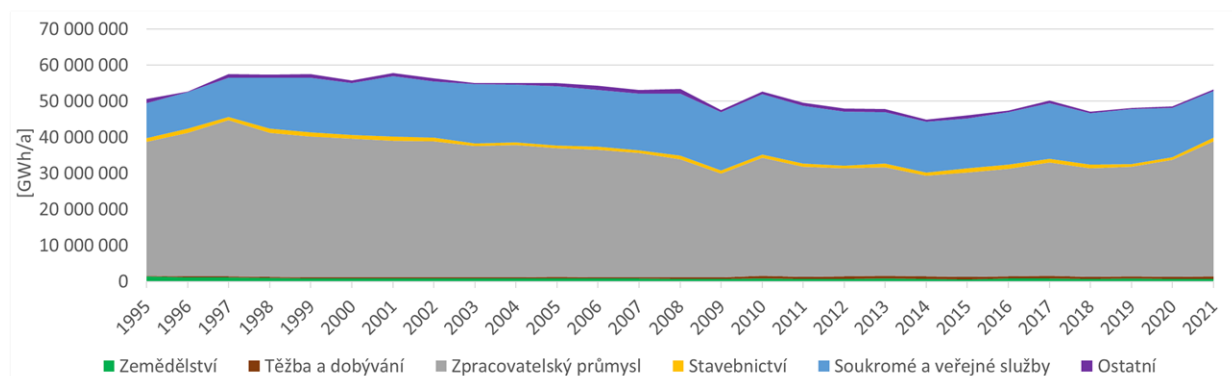
Zdroj: Vodíková strategie ČR

5.7 Poptávka výrobní sféry

Výrobní sféra je v současnosti nejvýznamnější segment poptávky po plynu. Vzhledem k tomu, že průmyslový obor D, tedy „Výroba a rozvod elektřiny, plynu, tepla a klimatizovaného vzduchu“ je diskutován v sekci teplárenství a monovýroba elektřiny a dále pak obory G+H+I, tedy doprava, jsou řešeny v kapitole 5.6. výše, následující analýzy se týkají odvětví:

- A – Zemědělství, lesnictví a rybářství
- B - Těžba a dobývání
- C - Zpracovatelský průmysl
- F - Stavebnictví
- J + K + L + M + N + O + P + Q – Soukromé a veřejné služby
- R + S + T + U – Ostatní činnosti

Dle Eurostatu v roce 2021 činila spotřeba zemního plynu v těchto oborech 53 TWh v následující struktuře:



Obrázek 22 – Spotřeba plynu ve výrobní sféře

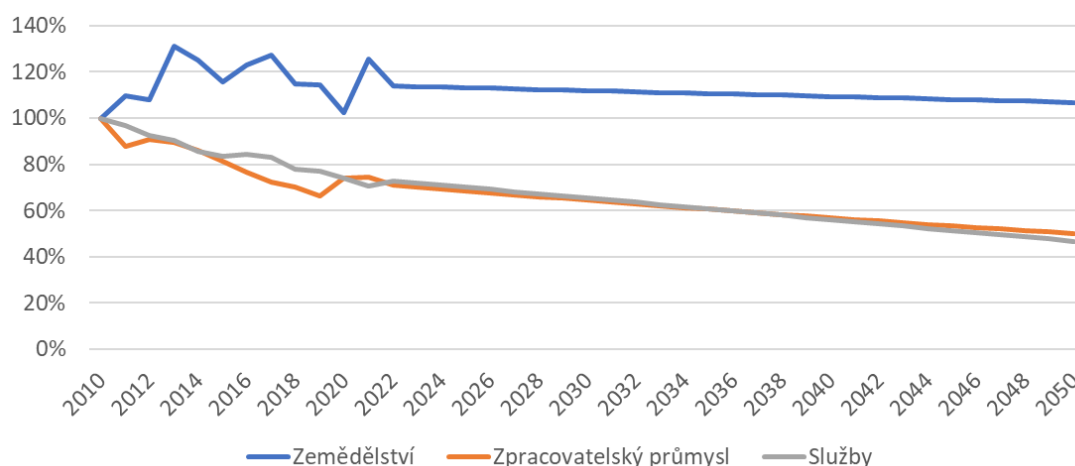
Zdroj: EUROSTAT

Spotřeba zpracovatelského průmyslu vykazuje klesající tendenci a z maxima v roce 1997 (43 TWh) klesla do roku 2019 na 30 TWh, aby pak opět vzrostla na 37 TWh v roce 2021 (zejména kvůli vyšší spotřebě v závodních elektrárnách). Oproti tomu služby po počátečním růstu poklesly jen velmi nevýrazně; protiepidemická opatření v letech 2020+2021 však stlačila poptávku ve službách z 15 TWh v roce 2019 na méně než 13 TWh v roce 2021.

Prognóza spotřeby je založena na řadě vstupních parametrů:

- Předpokládaný růst hrubého domácího produktu (HDP) / hrubé přidané hodnoty (HPH). Tento parametr je společně sdílen napříč řešitelskými týmy;
- Podílech jednotlivých odvětví na tvorbě HPH dle očekávané budoucí dynamiky;
- Celkové energetické náročnosti jednotlivých odvětví, zejména s ohledem na vývoj energetických úspor;
- Podílu využití plynu na celkové spotřebované energii dle teplotního rozdělení průmyslových procesů.

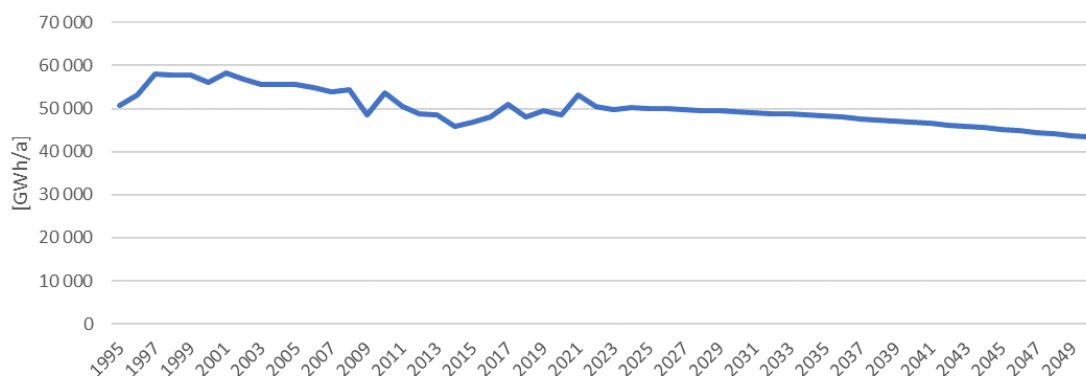
Od devadesátých let minulého století můžeme sledovat pokles energetické náročnosti tvorby HPH. V budoucnosti bude na úspory energie kladen stále větší důraz (mj. i v souvislosti se Směrnicí o energetické účinnosti). Energetická náročnost se liší dle odvětví, obecně je nejvyšší v metalurgii a zpracování nekovových minerálů. Proti tomu nejnižší energetická náročnost je v oboru služeb, například obchodu. Očekáváme proto následující vývoj energetické náročnosti (1995 = 100 %):



Obrázek 23 – Vývoj energetické náročnosti odvětví (2010 = 100 %)

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

Pokud by nedocházelo k náhradě plynu jinými zdroji energie, například elektřinou nebo biomasou, byla by výsledná spotřeba průmyslu bez efektu náhrady uhlí mírně klesající: zvyšuje ji růst HDP, opačným směrem působí úspory energie a přesun tvorby HDP do sektorů s nižší energetickou náročností.



Obrázek 24 – Historie a výhled spotřeby plynu ve výrobní sféře bez substituce paliv

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

Výše uvedený graf vychází z předpokladu, že stávající spotřebitelé plynu budou pokračovat s využíváním této komodity v dlouhodobém časovém horizontu a současně noví spotřebitelé energií budou využívat plyn na krytí stejného podílu svých energetických potřeb jako stávající firmy v daném sektoru.

Vzhledem k dekarbonizačnímu úsilí, rychlému vývoji technologií, zásadním změnám cenových poměrů v energetice a určité nejistotě u image plynu nelze předpokládat, že odběratelská základna je trvale udržitelná. V řadě oblastí jsou k dispozici technologie, které s nižšími náklady mohou částečně nebo plně pokrýt potřeby v určitých skupinách technologických procesů.

Pro účely analýzy bylo využití různých typů tepelných procesů rozděleno po jednotlivých průmyslových odvětvích (zdrojem dat byly zejména publikace z německých univerzit). Takto bylo zjištěno, že v odvětvích zpracovatelského průmyslu bylo v roce 2020 cca 58% energie využito v rámci nízkoteplotních procesů (<100°C), 14 % pro středoteplotní procesy (100-500°C) a 28 % pro vysokoteplotní procesy.

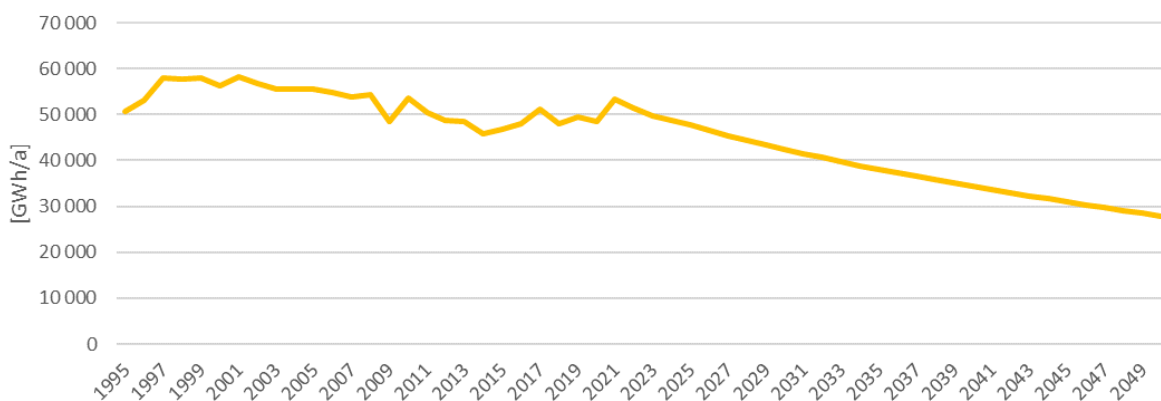
Zatímco u vysokoteplotních procesů (například zpracování kovů) jsou plyny dlouhodobě nejekonomičtější variantou (cenové scénáře komodit sdíleny napříč řešitelským týmem), plyny čelí intenzivní konkurenci u středoteplotních procesů a nízkoteplotních procesů (spolu s ohřevem vody a vytápěním). Zde očekáváme, že bude využití plynů silně zredukováno, a to u nízkoteplotních procesů nahrazením hybridními systémy OZE a tepelnými čerpadly, u středoteplotních procesů biomasou a vodíkem. Očekáváme následující vývoj z roku 2020 do roku 2050:

<i>podíl plynu</i>	2020	2050
nízkoteplotní procesy	32%	22%
středoteplotní procesy	24%	1%
vysokoteplotní procesy	30%	26%

Tabulka 4 – Vývoj teplotních procesů

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

Na základě těchto předpokladů proto předkládáme alternativní scénář stávajících průmyslových odběratelů s tím, že dochází k substituci plynu jinými nosiči energie:



Obrázek 25 – Výhled spotřeby plynu ve výrobní sféře se substitucí plynu jinými nosiči energie

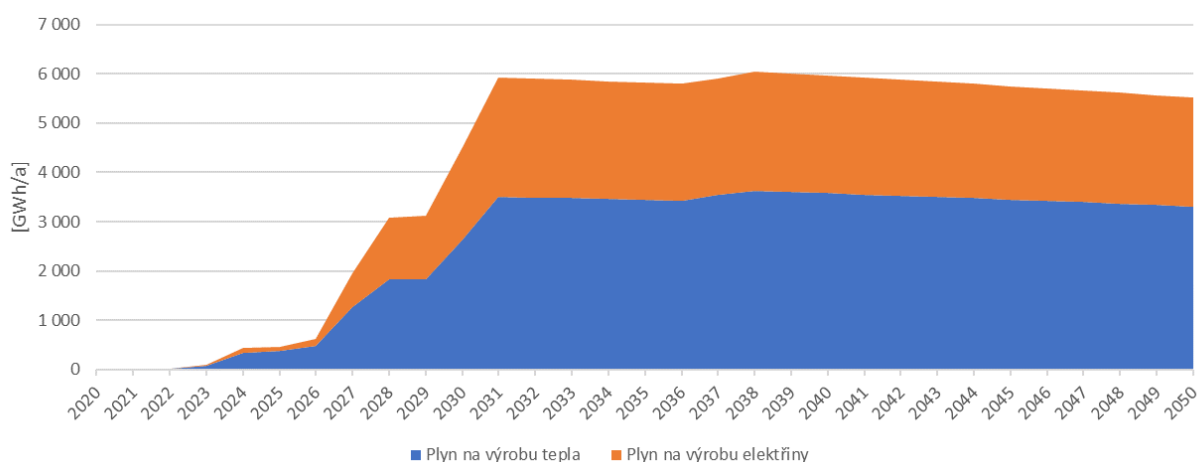
Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

5.7.2 Náhrada energetického uhlí (hnědé i černé)

Na základě údajů publikovaných v *Souhrnné energetické bilanci státu v metodice Eurostatu za léta 2010–2021* publikované MPO byla v roce 2021 celková spotřeba hnědého a černého uhlí pro vlastní spotřebu včetně ztrát a vlastní spotřeby topného systému cca 20,8 PJ¹⁹. Bez zohlednění rozdílné účinnosti zařízení spalujících uhlí a spalujících zemní plyn by se rámcově jednalo při plné náhradě a při nezavedení kombinované výroby elektřiny a tepla o cca 6 TWh plynu.

Již dnes o připojení k soustavě NET4GAS požádaly zdroje o celkovém maximálním denním odběru až 11 mil.m³/den. Do budoucna očekáváme, že přechod od uhlí k plynu započne ve výraznější míře okolo roku 2025 a bude dovršen do roku 2038, kdy předpokládáme nahrazení uhlí z 65 % plynem. Bez kombinované výroby elektřiny a tepla by pak dodatečná poptávka po plynu vzrostla o cca 3,5 TWh.

Domníváme se, že u řady zdrojů bude nasazena kombinovaná výroba elektřiny a plynu (postupný nárůst až na téměř 60 %) a u těchto zdrojů bude převažující vyráběnou komoditou elektřina (poměr elektřina: teplo ~ 1,1:1). To navýší očekávanou spotřebu až o cca 70 % navíc a spotřeba na výrobu tepla v průmyslu a KVVET vzniklá přechodem z uhlí tak dosáhne až 6 TWh v roce 2038 s následujícím poklesem jakožto důsledkem energetických úspor. Předpokládáme následující časový průběh náhrady energetického uhlí.



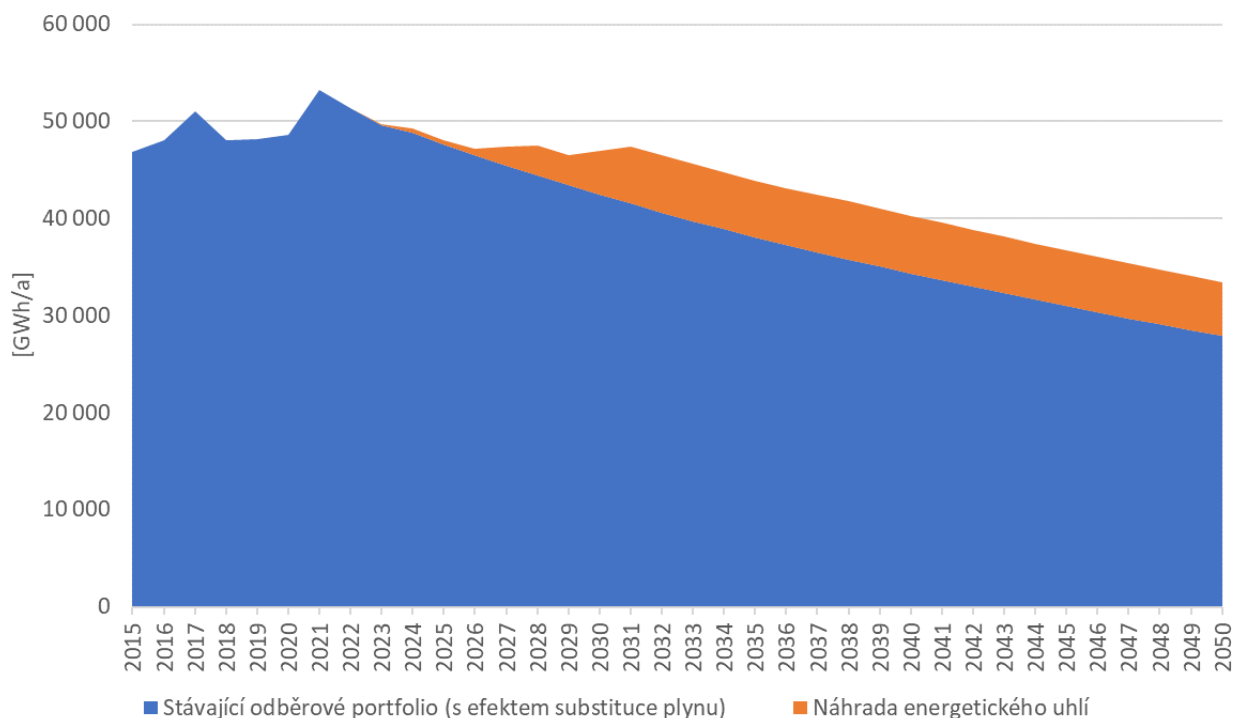
Obrázek 26 – Spotřeba plynu na náhradu energetického uhlí ve výrobní sféře

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

¹⁹ Nezahrnuje spotřebu v současné době uhelných závodních tepláren a elektráren, které jsou pokryty v sekci teplárenství.

5.7.3 Celková spotřeba výrobní sféry

Celková spotřeba výrobní sféry bude součtem spotřeby plynu v průmyslu (stávající odběrové portfolio) a spotřeby v průmyslu (nahrazení energetického uhlí) a bude mít následující trajektorii:



Obrázek 27 – Spotřeba plynu ve výrobní sféře

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

GWh	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Stávající odběrové portfolio	46 876	48 596	47 649	42 459	38 058	34 320	30 977	27 918
Náhrada energetického uhlí	0	0	461	4 510	5 826	5 960	5 751	5 515
Celkem výrobní sféra	46 876	48 596	48 110	46 968	43 884	40 280	36 728	33 433

Tabulka 5 – Spotřeba plynu ve výrobní sféře

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

5.8 Teplárenství

Teplárenství je relativně stabilní odběratel zemního plynu. Dle dat Eurostatu činily roční odběry oborů výroby tepla a kombinované výroby elektřiny a tepla v letech 1995–2021 průměrně 11,5 TWh. Z hlediska predikce členíme tento segment na dílčí položky: stávající plynové portfolio, nově připojení zákazníci a přechod z uhlí na plyn. Zatímco velikost existujícího portfolia se spíše zmenšuje jakožto důsledek energetických úspor, výrazný nárůst spotřeby vyplývá z přechodu stávajících uhelných zdrojů na jiná paliva, zejména na plyn.

5.8.1 Stávající plynové portfolio se zvýšenou KVET

Z roční zprávy o provozu teplárenských soustav ČR 2020 vyplývá, že plynové teplárny prodaly v letech 2017-21 průměrně 3,4 TWh tepla pro vytápění a 3 TWh tepla pro výrobu teplé užitkové vody a technologickou spotřebu (vše vyjádřeno v dodané energii, tedy nižší spalné teplo). Při zohlednění účinnosti výroby, vlastní spotřeby a distribučních ztrát a využívání KVET můžeme dojít ke spotřebě plynu v sektoru v průměru cca 10 TWh ročně (pozn.: dle Eurostatu se jedná o téměř 2 TWh více).

Predikce vychází z následujících předpokladů:

- Zateplování snižuje poptávku po topném teple o 0,8 % ročně, s výjimkou let 2022 a 2023, kdy jsou roční úspory 6 % a 10 % jakožto důsledek vysokých cen energií.
- Nedochází k rozpadu soustav centrálního zásobování teplem.
- Jak ztráty při výrobě (účinnost kotle), tak i distribuční ztráty se snižují o 1 % ročně s určitou nepodkročitelnou spodní hranicí.
- Podíl KVET narůstá každoročně o 1 procentní bod až do roku 2030, následně o 0,1 procentního bodu.
- Postupně narůstá poměr vyrobené elektřiny (jakožto hodnotnější komodity) vůči teple až na poměr 0,83.

Na základě výše zmíněných předpokladů modelujeme, že spotřeba stávajících plynových teplárenských zdrojů včetně KVET poklesne o cca 3,3 TWh do roku 2050, a to zejména z důvodu poklesu poptávky po teple souvisejícím s energetickými úsporami.

GWh	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Spotřeba plynu na výrobu tepla	8 257	7 525	6 943	6 310	5 736	5 216	4 749
Spotřeba plynu na výrobu elektřiny	1 735	1 957	2 244	2 217	2 167	2 042	1 924
Celkem	9 993	9 482	9 187	8 527	7 903	7 257	6 673
Výroba elektřiny	1 437	1 621	1 858	1 836	1 795	1 691	1 593

Tabulka 6 – Vývoj spotřeby KVET – stávající zákazníci

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

5.8.2 Nové portfolio s KVET – nově připojené bytové domy na systém CZT

Nové portfolio vytápěných bytů je tepelná energie dodaná ze systémů CZT do nově vybudovaných obytných nemovitostí. Je součinem počtu připojených bytů a jednotkové spotřeby tepelné energie. Počet nově dokončených bytů je identický s počtem nových bytů ze segmentu domácností, ale míra penetrace systémů CZT je odlišná od připojení na plyn.

Dle statistiky ČSÚ je stále cca 19 % nově postavených bytů připojováno na systémy CZT. Pokud dojde k zahušťování městské výstavby a zvýšení využívání brownfieldů pro rezidenční developerské projekty, lze předpokládat, že tento podíl zůstane i do budoucna zachován.

Jednotková spotřeba zohledňuje přísnější pravidla pro energetický standard nemovitostí.

Celková spotřeba plynu pouze na výrobu tepla u nových bytů dosáhne v roce 2050 0,2 TWh. I tato výroba bude z velké části realizována v kombinaci s výrobou elektřiny. Vyrobená elektřina dosáhne maxima v roce 2050 (0,1 TWh) se spotřebou plynu 0,1 TWh.

GWh	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Spotřeba plynu na výrobu tepla	0	60	120	154	184	191	198
Spotřeba plynu na výrobu elektřiny	0	17	62	80	97	102	108

Celkem	0	77	182	234	281	293	306
Výroba elektřiny	0	14	51	67	80	85	89

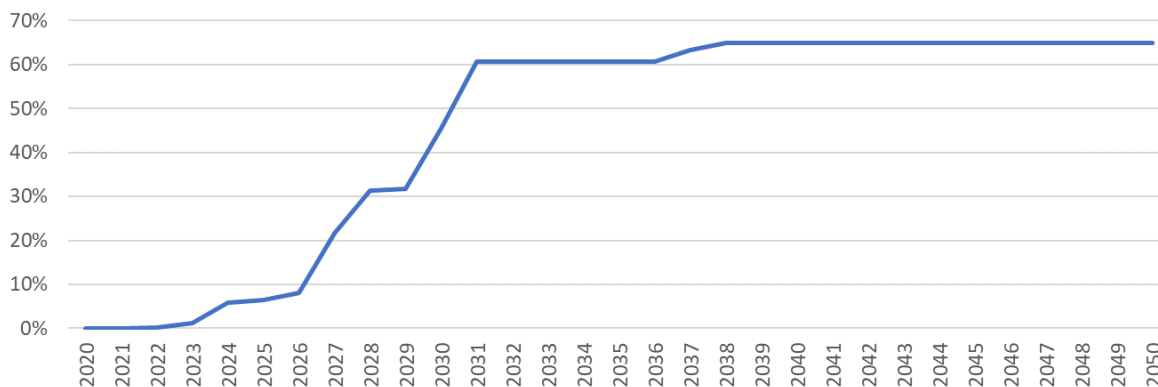
Tabulka 7 – Vývoj spotřeby KVET – nové připojené bytové domy

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

5.8.3 Přechod z uhlí na plyn

Dle roční zprávy o provozu teplárenských soustav ČR 2020 uhelné teplárny dodaly v letech 2017–2021 průměrně 4,8 TWh tepla pro ohřev teplé užitkové vody a technologické potřeby a 9,3 TWh tepla pro vytápění. Bez kogenerace a při plné náhradě uhlí plynem by se jednalo o roční spotřebu cca 19 TWh plynu. Současné závodní uhelné teplárny vyrobily 5,1 TWh tepla pro vlastní spotřebu výrobců (bez kogenerace cca 7 TWh plynu).

Tyto předpoklady však nejsou naplněny. Zdroje s velkou pravděpodobností budou vybaveny kogenerací, a navíc přechod na plyn bude postupný a pouze částečný. Na základě dat od Teplárenského sdružení ČR, Ministerstva průmyslu a obchodu, ČEPS a NET4GAS byl pro jednotlivé zdroje pokrývající více než 80 % výroby tepla z uhlí individuálně stanoven podíl přechodu z uhlí k plynu, podíl kombinované výroby elektřiny a tepla a rok přechodu z uhlí na plyn.



Obrázek 28 – Podíl náhrady uhlí plynem v teplárenství

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

Ze získaných dat vyplývá, že přibližně 55 % dodávek bude realizováno z tepláren v režimu KVET a poměr vyrobené elektřiny k vyrobenému teple dosáhne úrovně 1,1. Na těchto základech předpokládáme celkovou spotřebu plynu a výrobu elektřiny v rámci přechodu z uhlí na plyn v teplárenství následující:

GWh	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Spotřeba plynu na výrobu tepla	0	1 410	9 363	11 389	11 111	10 140	9 259
Spotřeba plynu na výrobu elektřiny	0	281	5 901	6 963	6 546	5 974	5 455
Celkem	0	1 691	15 264	18 352	17 657	16 113	14 715
Výroba elektřiny	0	232	4 886	5 765	5 420	4 946	4 517

Tabulka 8 – Spotřeba plynu přechod z uhlí na plyn v teplárenství

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

Do budoucna lze očekávat v rámci přechodu od uhlí k plynu s přibližně 5 TWh elektřiny vyrobené z vysoce účinné výroby elektřiny a tepla. Tato výroba pomůže navýšit celkovou účinnost výroby elektrické energie i díky omezení potřeby dodatečné monovýroby elektřiny z plynu a současně generuje méně emisí.

5.8.4 Celková spotřeba plynu v teplárenství

Na základě modelování byla určena spotřeba plynu a výroba elektrické energie v odvětví teplárenství následující:

Teplárenství [GWh]		2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Spotřeba plynu	Stávající plynové portfolio	9 993	9 482	9 187	8 527	7 903	7 257	6 673
	Nové portfolio	0	77	182	234	281	293	306
	Přechod z uhlí na plyn	0	1 691	15 264	18 352	17 657	16 113	14 715
	Celkem	9 993	11 250	24 633	27 113	25 841	23 664	21 694
Výroba elektřiny	Stávající plynové portfolio	1 437	1 621	1 858	1 836	1 795	1 691	1 593
	Nové portfolio	0	14	51	67	80	85	89
	Přechod z uhlí na plyn	0	232	4 886	5 765	5 420	4 946	4 517
	Celkem	1 437	1 867	6 795	7 667	7 295	6 722	6 199

Tabulka 9 – Celková spotřeba plynu v teplárenství

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

5.8.5 Dva pohledy na KVET – elektroenergetika a plynárenství

Kombinovaná výroba elektřiny a tepla byla modelována jak společností ČEPS za elektroenergetiku, tak společností NET4GAS za plynárenství. Každý ze zpracovatelů vycházel z jiných předpokladů a prognózy sestavoval odlišnými metodami. Základní metody obou přístupů jsou následující:

Přístup ČEPS:

- Základním zdrojem informací o KVET zdrojích jsou dotazníky ADSEND, ve kterých provozovatelé sami uvádějí svá očekávání o budoucím provozování zdroje.
- Každý zdroj má definovanou svou životnost. Za hranicí životnosti není další výroba / obnova zdroje obvykle plánována.
- Velké zdroje s výkonem vyšším, než 200MW_e jsou přeřazeny z kategorie KVET do kategorie monovýroby. Jedná se o Opatovice, Komořany, nový Unipetrol, Mělník, teplárnu Trmice, Vřesovou a Kladno. Jejich nasazení je vázáno na celoevropskou konkurenci jednotnou metodikou v EU, která nepočítá se zohledněním vyšší nákladové efektivity kogeneračního provozu (kdy jsou nakoupený plyn a povolenky využity i pro výrobu tepla) ani s pozitivními nákladovými dopady výroby elektřiny přímo v místě spotřeby.

Přístup NET4GAS:

- Základním zdrojem informací jsou u teplárenství:
 - Informace o vyrobeném teple z různých paliv (plyn a uhlí) dle ERÚ, MPO a TS ČR.
 - Předpoklady o přechodu z uhlí na plyn založené na analýze zdrojů kryjících cca 80 % dodávkového i vlastního tepla (budoucí výkony zdrojů aj.)
 - Předpoklady o výrobních parametrech budoucích zdrojů dle informací z TS ČR (podíl výroby v KVET v průměru 55 %, podíl vyrobené elektřiny a tepla v případě kogenerační výroby 1,1).
- U výrobní sféry a přechodu z uhlí na plyn vychází NET4GAS z objemu uhlí využívaného pro energetické účely. Přechodová křivka z uhlí na plyn je totožná s teplárenstvím.
- Zohledněny byly relevantní informace z jednání vedeného o připojovacích dohodách s novými zákazníky z oboru.
- Níže vypočtená výroba elektřiny je „vynuceně“ vyrobenou elektřinou. Její množství vyplývá z objemu tepla vyrobeného v rámci kombinované výroby elektřiny a tepla s předpokladem, že

většina výroby se uskutečňuje v zimních měsících, kdy taková výroba bude efektivnější než monovýroba elektřiny. V průměru kombinovaná výroba tvoří cca 55 % výroby tepla.

- Veškeré zdroje s významnými dodávkami tepla jsou zahrnuty na základě dodaného tepla. U velkých, převážně kondenzačních zdrojů, pak odpovídající kogenerační výroba představuje pouze velmi malý podíl vyrobené elektřiny. Jde o individuální informace sloužící pro sestavení přechodové křivky z uhlí a pro verifikaci očekávaných parametrů KVET.

Odlišné předpoklady vedou i k jiným výsledkům; odlišná množina zahrnutých zdrojů neumožňuje přesně porovnávat výsledky ČEPS a NET4GAS. Ačkoli spotřeba paliva u KVET nebyla předmětem další rekoncele, i ta se liší.

Výroba elektřiny v plynovém KVET		2025	2030	2035	2040	2045	2050
Model NET4GAS	GWh/a, elektřina	1 867	6 795	7 667	7 295	6 722	6 199
Model ČEPS	GWh/a, elektřina	2 740	2 848	3 361	3 365	3 063	3 028
Rozdíl NET4GAS - ČEPS	GWh/a, elektřina	-873	3 947	4 306	3 930	3 659	3 171
Výroba elektřiny v plynových elektrárnách		2025	2030	2035	2040	2045	2050
Model NET4GAS	GWh/a, elektřina	501	1 879	4 656	5 680	5 126	10 972
Model ČEPS	GWh/a, elektřina	501	5 744	8 684	9 354	8 478	14 033
Rozdíl NET4GAS - ČEPS	GWh/a, elektřina	0	-3 865	-4 028	-3 673	-3 352	-3 061
Účinnost kogenerační výroby elektřiny	%	83 %	83 %	83 %	83 %	83 %	83 %
Účinnost kondenzační výroby elektřiny	%	53 %	53 %	53 %	53 %	53 %	53 %
Dopad na celkovou výrobu elektřiny	GWh/a, elektřina	-873	82	279	257	307	110
Dopad na celkovou spotřebu plynu	GWh/a, plyn	-1 051	-2 538	-2 411	-2 195	-1 917	-1 956

Tabulka 10 – Porovnání výsledků modelů výroby elektřiny a spotřeby plynu

Zdroj: ČEPS, NET4GAS

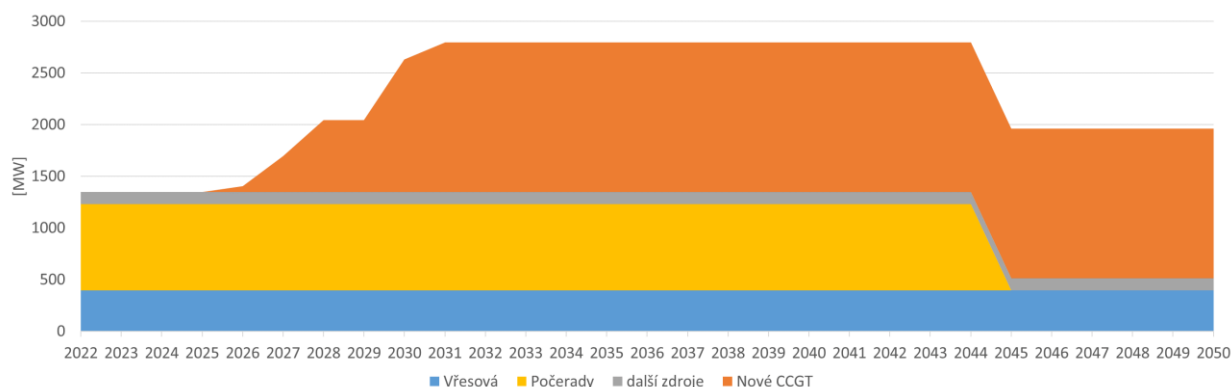
Sladění dat by vyžadovalo jednotnou definici přístupu a společně definované scénáře pro jednotlivé zdroje. To by mj. znamenalo u společnosti ČEPS se odchýlit pro účely ODDR od jednotného evropského modelu pro nasazování větších zdrojů, případně úpravu tohoto modelu s nižšími náklady na plyn a povolenky u kombinované výroby elektřiny a tepla. Nejedná se tedy o věcný rozpor, ale spíše o rozpor z pohledu účelu a postupu očekávané výše výroby. NET4GAS však má za to, že jím předložená data nejsou v rozporu mj. s dokumentem „Potenciál rozvoje KVET do roku 2030“ od MPO s uvedeným potenciálem nové plynové KVET 7,1 TWh/rok.

Z tohoto důvodu byla výroba elektřiny v elektrárnách modelovaná dle očekávaných nasazení zdrojů dodaných firmou ČEPS upravena dílčím způsobem o rozdíl ve výrobě elektřiny v KVET dle obou přístupů. To má velmi omezený dopad na celkovou výrobu elektřiny a rovněž určitý, obvykle negativní, dopad na celkovou spotřebu plynu, což je vyvoláno vyšší účinností KVET.

5.9 Monovýroba elektřiny

Predikce poptávky po plynu v sektoru monovýroby elektřiny je založena na očekávané poptávce po elektřině a kompozici zdrojového portfolia sestavených společností ČEPS; tato predikce očekává, že kromě existujících paroplynových cyklů Počerady, Vřesová a Kladno budou zprovozněny například plynové zdroje Mělník, Opatovice, Komořany či nový Unipetrol.

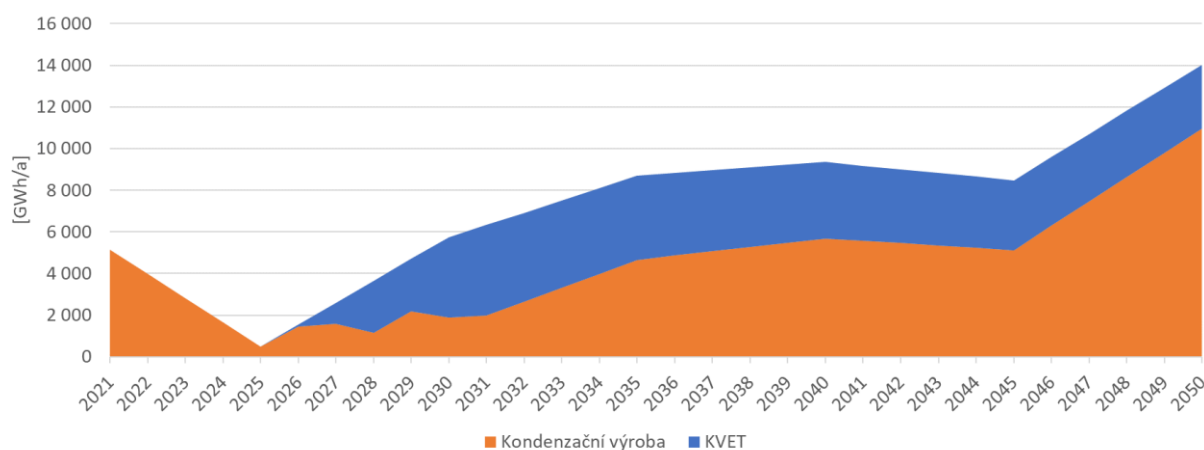
Výroba elektřiny od společnosti ČEPS byla dodána v konzervativním scénáři cílícím na ukončení provozu uhelných elektráren k roku 2038, rozvoji jaderných zdrojů a spíše nižším rozvoji OZE. ČEPS očekává následující vývoj výkonů velkých plynových elektráren (včetně velkých zdrojů s výrobou elektřiny v kogeneračním režimu):



Obrázek 29 – Netto instalovaný výkon velkých plynových elektráren

Zdroj: ČEPS

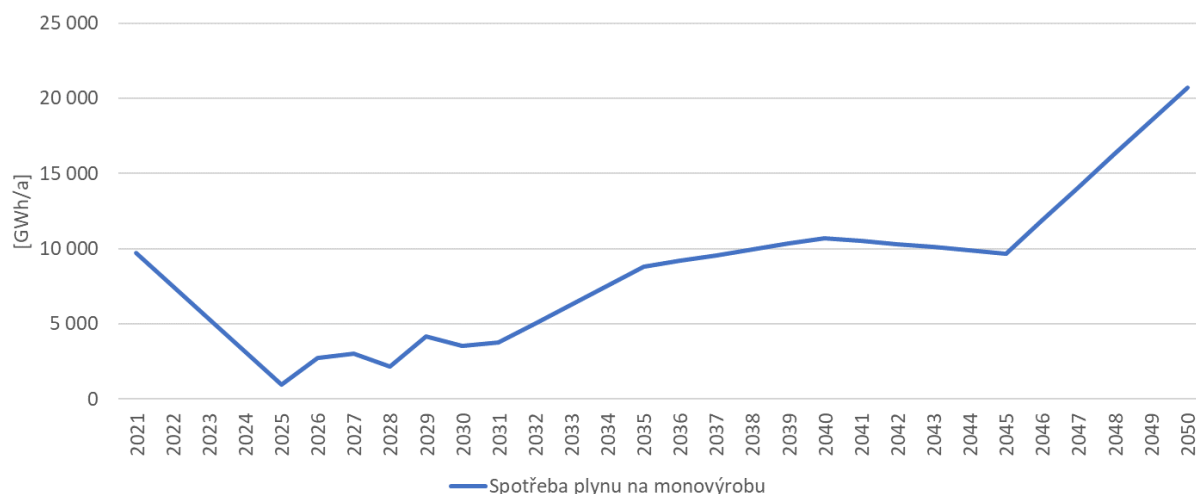
Data o výrobě elektřiny byla dodána ČEPS v pětiletých řezech, lineární interpolace byla provedena NET4GAS. Pro eliminaci průniků s elektřinou vyrobenou v rámci velkých KVET zdrojů (Unipetrol Litvínov, Elektrárna Mělník, Elektrárna Opatovice, Teplárna Trmice, Vřesová a Teplárna Komořany) jsme od veškeré elektřiny vyrobené ve velkých elektrárnách odečetli tuto KVET výrobu:



Obrázek 30 – Roční výroba elektřiny v plynových elektrárnách

Zdroj: ČEPS, vlastní analýzy NET4GAS

Spotřeba byla určena na základě očekávané kondenzační výroby elektřiny při uvažování účinnosti 53 % vzhledem ke spalnému teplu plynu (GCV).



Obrázek 31 – Spotřeba plynu na monovýrobu

Zdroj: Vlastní analýzy ČEPS a NET4GAS

Monovýroba elektřiny		2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Výroba elektřiny	[GWh/rok]	4 873	501	1 879	4 656	5 680	5 126	10 972
Spotřeba plynu	[GWh/rok]	9 582	945	3 545	8 785	10 718	9 672	20 701
Využití zdrojů	[h/rok]	4 372	360	2 149	3 059	3 348	4 327	7 161

Tabulka 11 – Spotřeba plynu na monovýrobu elektřiny

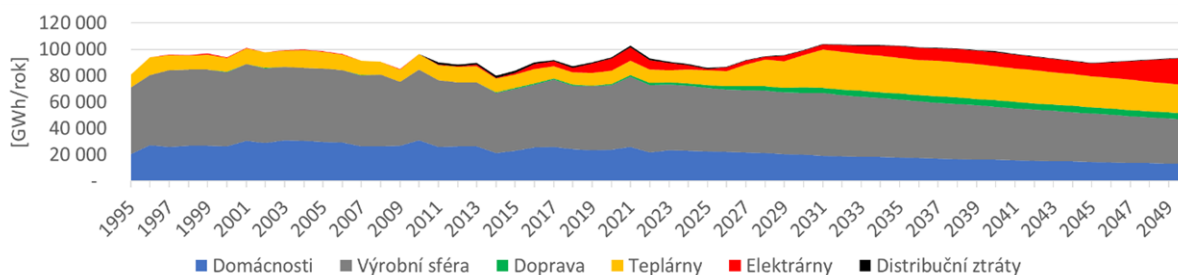
Zdroj: Vlastní analýzy ČEPS a NET4GAS

Je třeba uvést, že maximální elektrický výkon elektráren ve výši téměř 4 500 MW může vyvolat nejvyšší denní odběr plynu více než 20 mil. m³. Plynárenská soustava je však obecně připravena tento výkon pohotově nabídnout.

5.10 Celková poptávka po plynu

Celková poptávka po plynu je součtem segmentů domácnosti, plynová mobilita, výrobní sféra, teplárenství a elektroenergetika navýšeným o ztráty při distribuci plynu (odhadované jako klesající objem z dnešních cca 1 TWh na 0,5 TWh ročně).

Očekáváme, že roční spotřeba roku 2021 ve výši cca 95 TWh bude, s výjimkou roku 2022, kdy se naplno projevilo bezprecedentní zvýšení ceny zemního plynu a zároveň tlak na snížení spotřeby v důsledku geopolitické situace, v zásadě stagnovat s mírným nárůstem do cca 2031 a s mírným poklesem v letech následujících. Bude klesat spotřeba v domácnostech a ve výrobní sféře (důsledek úspor a přechodu k jiným palivům), oproti tomu růst zaznamenáme ve výrobě elektřiny, teplárenství a těžké nákladní dopravě.



Obrázek 32 – Poptávka po plynu

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

<i>GWh</i>	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Domácnosti	23 123	23 984	22 559	20 093	17 768	16 022	14 440	13 098
Výrobní sféra	46 876	48 596	48 110	46 968	43 884	40 280	36 728	33 433
Doprava	463	1 025	2 182	3 847	4 691	4 975	4 769	4 654
Teplárny	10 466	9 993	11 250	24 633	27 113	25 841	23 664	21 694
Elektrárny	1 352	9 343	945	3 545	8 785	10 718	9 672	20 701
Distribuční ztráty	1 492	931	699	500	500	500	500	500
CELKEM	83 772	93 873	85 746	99 586	102 740	98 336	89 773	94 080

Tabulka 12 – Výhled poptávky po plynu

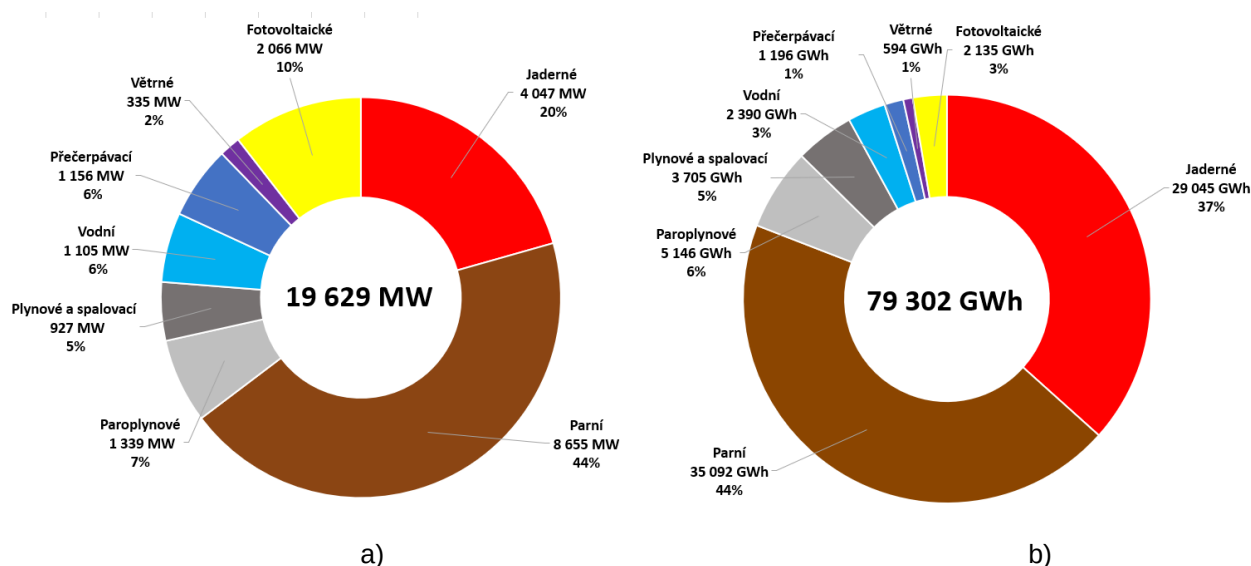
Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

6 Případová studie Konzervativní

Konzervativní případová studie je úzce provázána s dokumentem MAF CZ, který je každoročně připravován provozovatelem přenosové soustavy (ČEPS, a.s.) za účelem posouzení zdrojové přiměřenosti ve střednědobém až dlouhodobém výhledu do roku 2040. Za účelem zachycení různých směrů, jimiž se může česká energetika vyvíjet, MAF CZ 2022 představil 4 scénáře: Respondentní, Konzervativní, Progresivní a Dekarbonizační. Právě Konzervativní scénář se stal základem pro ODDR s tím, že pro účely tohoto dokumentu byly simulace provedeny v časových řezech až do roku 2050.

6.1 Stav a rozvoj výrobní základny

Cílem této kapitoly je shrnutí současného stavu výrobních kapacit ES ČR a představení jejich pravděpodobného budoucího vývoje, a to se zaměřením na výhled provozu jednotlivých výrobních typů zdrojové základny. Následující dvojice grafů popisuje současnou strukturu výroby a energetického mixu ES ČR dle jednotlivých typů zdrojů:



Obrázek 33 – a) Netto instalovaný výkon a b) netto výroba elektřiny v ES ČR v roce 2021

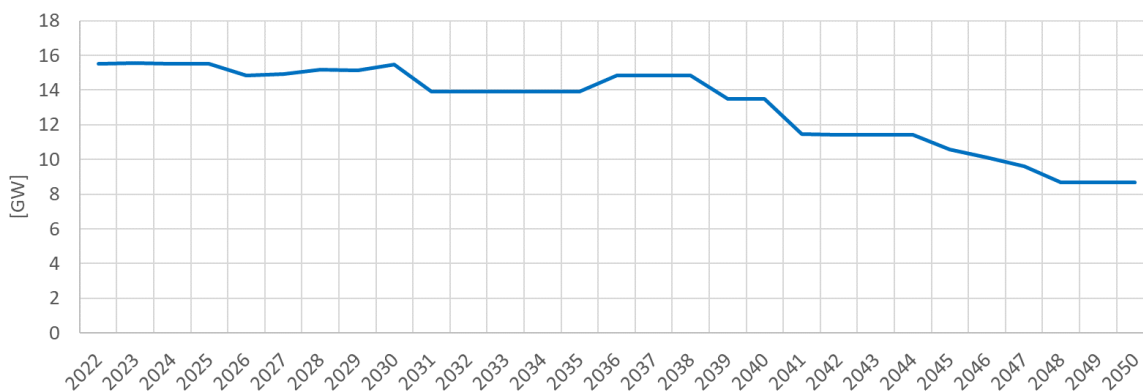
Zdroj: ERÚ

Nejvyšší podíl na výrobě v ČR i nadále tvoří zdroje s palivovými kotli a parními turbínami (elektrárny, teplárny a závodní energetiky), které spalují především hnědé a černé uhlí. Výroba v tomto segmentu zdrojů v roce 2021 vykázala oproti předchozímu roku prudký nárůst (o cca 3,2 TWh), který způsobilo zvýšení ekonomické aktivity (a tím i spotřeby elektřiny) a také zvýšení cen plynu na komoditních burzách. Zároveň došlo k meziročnímu poklesu netto instalovaného výkonu parních elektráren o 467 MW, což mělo za následek významné zvýšení doby využití stávajících parních zdrojů o 555 hodin. Navýšení výroby na parních zdrojích bylo realizováno především v druhé polovině roku 2021.

Výroba v jaderných elektrárnách coby baseload zdrojích vzrostla v porovnání s rokem 2020 o 0,7 TWh, což odpovídá nárůstu doby využití o 153 hodin.

Pro stanovení předpokladů v oblasti střednědobého výhledu provozu zdrojů provádí ČEPS každoroční dotazníkové šetření zahrnující všechny tepelné a vodní elektrárny s instalovaným výkonem nad 10 MWe (včetně). Jedná se o zdroje, jejichž souhrnný netto instalovaný výkon dosahuje 15,6 GW, tj. 79,1 % netto instalovaného výkonu ES ČR. Od roku 2018 využívá ČEPS digitalizované webové rozhraní, které uchovává již dříve vložená data a zmiňuje tak časovou náročnost spojenou se zadáváním dat.

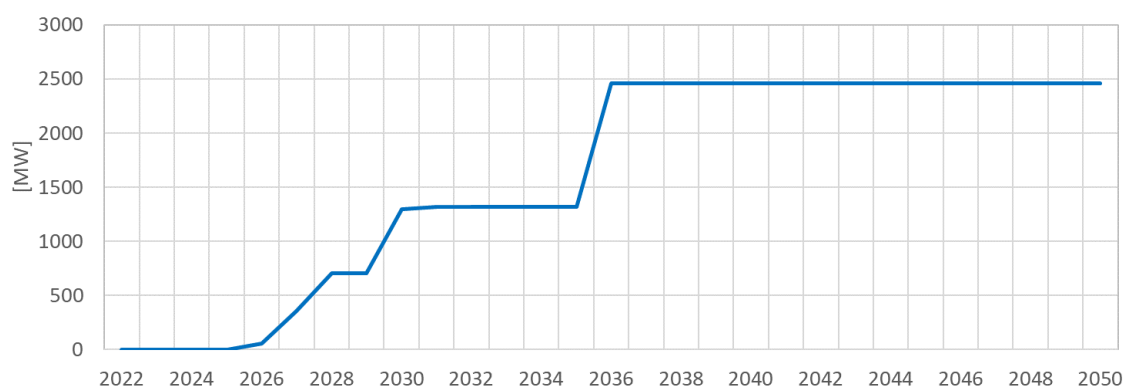
Na následujícím grafu je vyobrazen vývoj instalovaného výkonu tepelných, vodních a přečerpávacích vodních elektráren s instalovaným výkonem od 10 MWe (včetně) do roku 2040. Graf vychází z dat získaných v rámci dotazníkového šetření ČEPS provedeného v průběhu dubna 2022, a obnovitelné zdroje (FVE, VTE, MVE, biomasa a bioplyn) v něm tak nejsou zahrnuty. Z grafu je patrný jak postupný odklon od uhlí dle strategie provozovatelů jednotlivých zdrojů, tak i nárůst instalovaného výkonu, který souvisí s uvedením nových paroplynových zdrojů do provozu v roce 2030 a s předpokládaným spuštěním nového jaderného bloku v Dukovanech v roce 2036.



Obrázek 34 – Celkový netto instalovaný výkon ČR (mimo OZE)

Zdroj: dotazníkové šetření ČEPS

Ve střednědobém výhledu zdrojové základny ČR bude na úrovni velkých zdrojů (o instalovaném výkonu v řádu stovek MWe) určující provoz stávajících výroben elektřiny stejně jako dodržení harmonogramu výstavby nových zdrojů. Tyto nové zdroje (viz Obr. 35) však z pohledu předpokládaného netto instalovaného výkonu nebudou představovat více jak 11,8 % současného instalovaného výkonu, a vývoj zdrojové základny tak bude z převážné většiny udáván nárůstem decentrálních zdrojů.



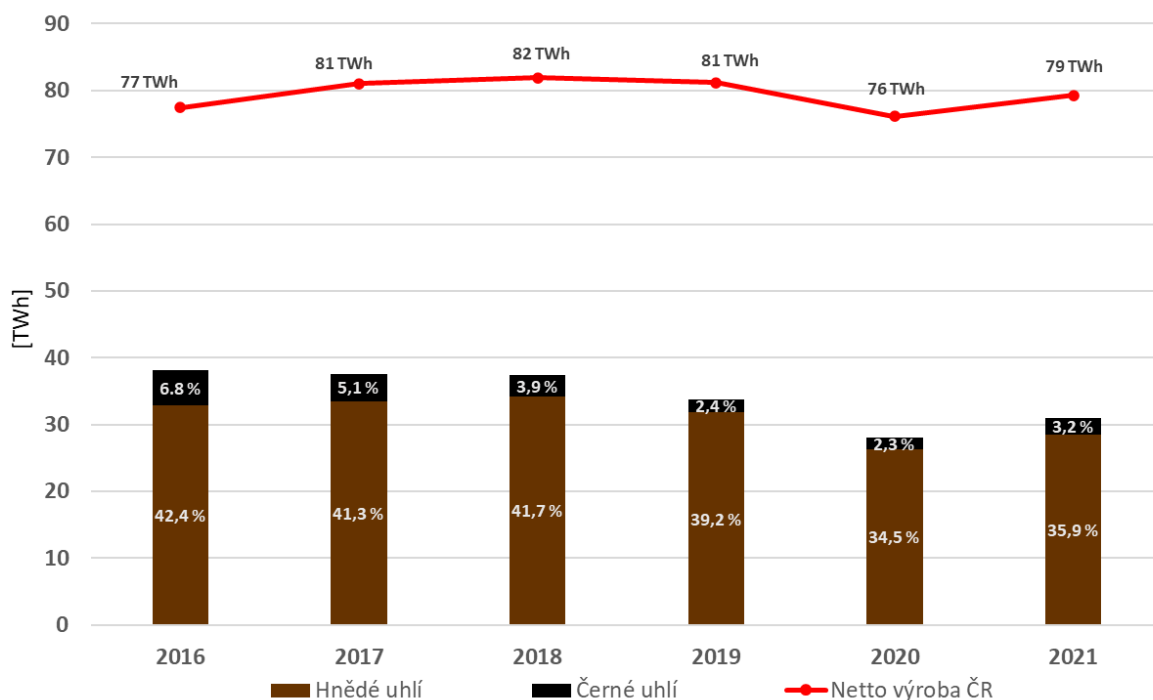
Obrázek 35 – Celkový netto instalovaný výkon nových plánovaných zdrojů v ČR (mimo OZE)

Zdroj: dotazníkové šetření ČEPS

6.1.1 Spalovací zdroje využívající fosilní paliva

Uhelné elektrárny

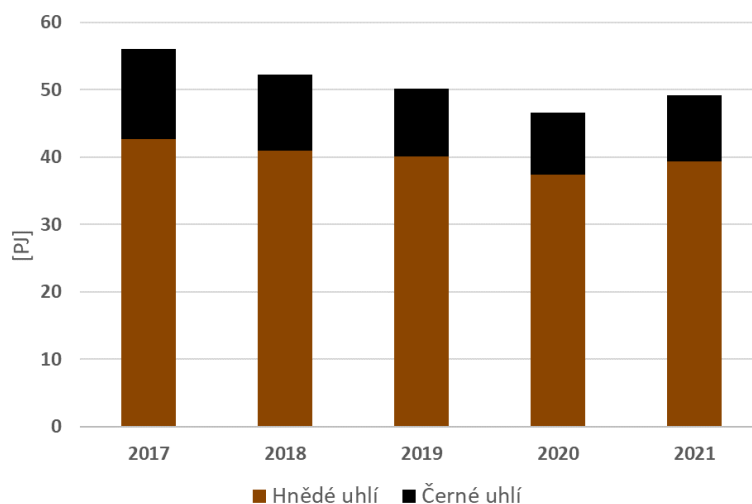
Uhlí (především hnědé uhlí) představuje významnou složku energetického mixu elektřiny v ČR, přičemž v roce 2021 bylo vyrobeno 39 % netto elektřiny z hnědého a černého uhlí. Uhlí spalují zejména velké systémové elektrárny, které také mohou dodávat vedle elektřiny i teplo, stejně jako teplárny a závodní energetické systémy s kombinovanou výrobou elektřiny a tepla (KVET).



Obrázek 36 – Netto výroba elektřiny z uhlí, podíl uhlí na celkové netto výrobě elektřiny a celková netto výroba elektřiny

Zdroj: ERÚ

Uhelné elektrárny se kategorizují jako tzv. *dispatchable resources*, u kterých je možné výši produkce elektrické energie dle potřeby v daném čase upravovat na požadovanou úroveň. Tyto elektrárny tak přispívají nejen k pokrytí celkové roční bilance elektřiny, ale zároveň hrají důležitou roli i při pokrývání sezonních a denních výkyvů ve spotřebě. Uhelné elektrárny mají zásadní význam také pro poskytování služeb výkonové rovnováhy. Velká část uhelných zdrojů dodává teplo do soustavy centrálního zásobování teplem (CZT). V roce 2021 se uhelné elektrárny podílely na celkové výrobě tepla v objemu 46,6 %, což oproti roku 2020 znamená meziroční pokles o 2 %. Zároveň meziročně došlo k nárůstu dodávek tepla z uhelných elektráren na hodnotu 49,2 PJ (oproti roku 2020 se jedná o meziroční nárůst ve výši 5,6 %). Jak je patné z Obr. 37, role uhelných zdrojů v dodávkách tepla se časem posiluje.



Obrázek 37 – Vývoj dodávek tepla z uhelných elektráren

Zdroj: ERÚ

Výroba elektřiny a tepla z uhelných zdrojů se však vyznačuje vysokou intenzitou emisí CO₂ na jednotku vyrobené elektřiny. Postupný útlum uhelných zdrojů tak představuje jeden z nezbytných požadavků pro

splnění dekarbonizačních cílů na národní a evropské úrovni. Tab. 13 ukazuje, jaké závazné cíle byly stanoveny v rámci *Fit for 55* vydaného v roce 2021 Evropskou komisí.

	<i>Referenční rok</i>	<i>Cílový rok</i>	<i>Aktuální stav</i>	<i>Návrh</i>
Celková redukce emisí skleníkových plynů v EU	1990	2030	40%	55%
Redukce emisí CO ₂ EU ETS (elektrárny, průmysl, letectví, námořnictví)	2005	2030	43%	61%
Nařízení o sdílení úsilí (emitenti kteří nespádají pod EU ETS)	2005	2030	30%	40%

Tabulka 13 – Enviromentální cíle EU

Zdroj: Fit for 55

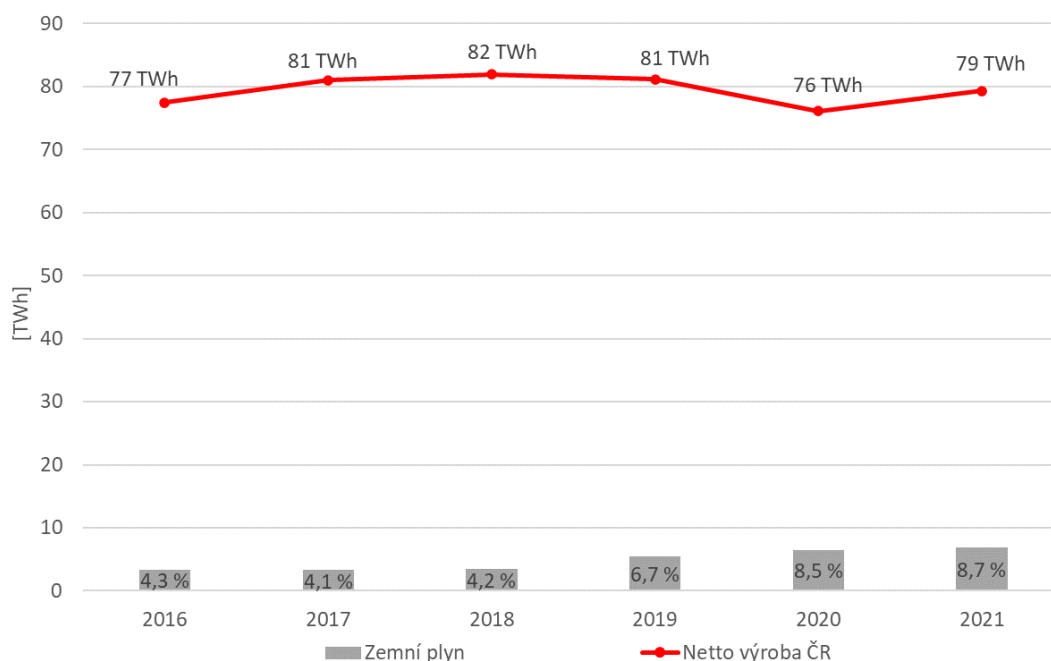
Mnohé uhelné zdroje prošly v průběhu posledního desetiletí nákladnou modernizací, aby byl jejich provoz v souladu s požadavky na emise znečišťujících látek. Pro splnění výše uvedených klimatických cílů však ekologizace v provedeném rozsahu nebude dostačovat a provozovatelé zdrojů budou nuceni investovat do dalších ekologizačních opatření, aby mohli zdroje nadále provozovat v souladu s platnou legislativou. Dodatečné investice se následně promítnou do konečných cen elektřiny i tepla.

Dalším faktorem, který limituje výrobu elektřiny a tepla z uhlí, jsou emisní povolenky. Cena povolenky v průběhu roku 2022 vystoupala k historickému maximu 99 € za tunu vyprodukovaného CO₂ (s průměrnou cenou 81,7 € za tunu). Počet emitovaných povolenek se má do budoucna postupně snižovat pro zajištění postupného meziročního poklesu emisního stropu, a proto pravděpodobně nenastane ani významnější pokles jejich ceny v případě absence šoků poptávky. V případě dalšího růstu ceny povolenky, který by nebyl následován růstem ceny elektřiny, by tak mohlo dojít k odstavování uhelných elektráren čistě z ekonomických důvodů.

Budoucnost výroby elektrické energie a tepla z uhlí tak zůstává velmi nejasná. Uhlí komise doporučila ukončit využívání uhlí pro výrobu elektřiny a tepla v roce 2038, jedná se však pouze o doporučení, nikoliv o závazný cíl. Absencí těchto zdrojů by však došlo ke vzniku problému s pokrytím roční bilance elektřiny, včetně zajištění podpůrných služeb. V kontextu problematické dostupnosti plynu a s tím související vysoké ceny komodity se dozděrování plynovými elektrárnami dostává do složité situace a možná nebude stačit. Proto připadá v úvahu transformace uhelných zdrojů na spalování biomasy, zemního plynu, nebo odpadu. Avšak i tato transformace má své limity a úskalí z pohledu dostupnosti potřebného množství paliva.

Plynové elektrárny

Obdobně jako u uhelných elektráren se plynové elektrárny řadí k tzv. dispatchable resources, tedy jsou schopny dosáhnout specifického výkonu pro požadovanou periodu. Do roku 2014 byla produkována elektřina z plynu zejména v rámci KVET nebo jako pološpičkový a špičkový zdroj, který také sloužil k regulaci sítě. Poté se z důvodu vyšší ceny povolenky a nižší ceny plynu, ovlivňující ekonomiku provozu uhelných elektráren, provozovaly i na vyšších hodnotách ročního využití, a to až do loňského roku, kdy začala cena plynu skokově růst.



Obrázek 38 – Netto výroba elektřiny ze ZP, podíl na celkové netto výrobě elektřiny a celková netto výroba elektřiny

Zdroj: ERÚ

Jelikož plynové elektrárny emitují zhruba o polovinu CO_2 na vyrobenou MWh méně než uhelné zdroje, byly považovány do nedávna za vhodný zdroj elektrické energie pro budoucí náhradu uhelných výroben elektřiny a tepla. Tento pohled však v současné době, v kontextu právě probíhající ekonomické války mezi Ruskou federací a Evropskou unií, prochází celospolečenskou a odbornou diskusí. Z důvodu nižšího emisního faktoru se rostoucí cena emisních povolenek dotýká plynových zdrojů méně než uhelných elektráren. Pro výrobu elektrické energie ze zemního plynu ale představuje problém vysoká cena této komodity. Zatímco se referenční cena plynu pro Evropu (nizozemský TTF) pohybovala na počátku pandemie COVID-19 v intervalu 10-20 €/MWh, v roce 2021 již přesáhla hodnotu 160 €/MWh a v roce 2022 se daná komodita obchodovala ve výši až 350 €/MWh.

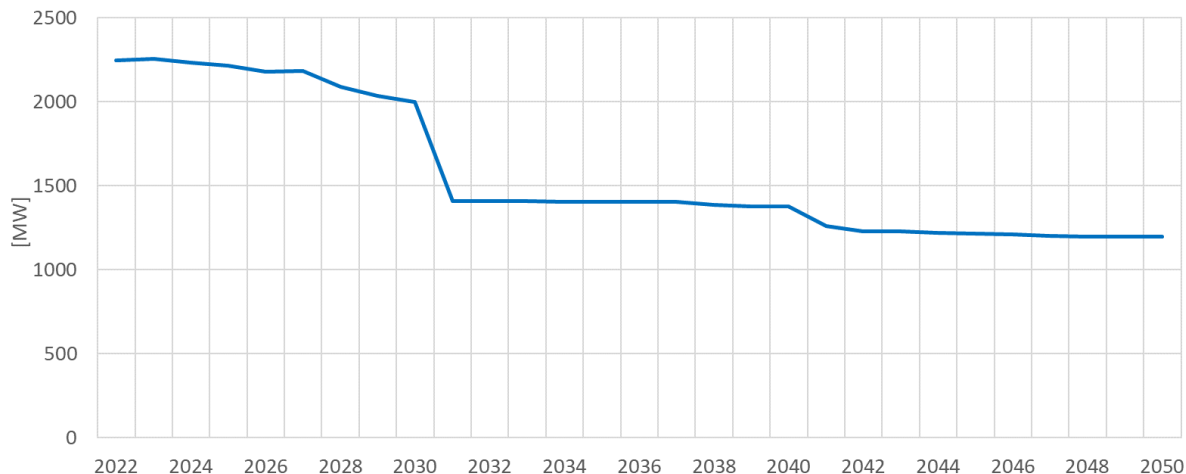
Teplárenství

Uhelné zdroje spolu s KVET dodávají teplo pro soustavy CZT většiny velkých měst ČR. Uhlí současně využívají zdroje v závodních energetikách (např. Unipetrol Litvínov, TAMEH Ostrava, Energetika Třinec, Synthesia Pardubice), které zajišťují dodávky technologické páry a elektřiny pro průmyslové závody. Celkově se v České republice za rok 2021 vyrobilo z černého a hnědého uhlí 75,2 PJ tepla, což znamená proti roku 2020 meziroční pokles o 0,96 PJ. Výroba tepla ze všech zdrojů však za rok 2021 činí 161,6 PJ, což naopak představuje meziroční nárůst celkového vyrobeného tepla v ČR o 4,7 PJ. Celkově tedy lze konstatovat, že meziročně klesá podíl výroby tepla z uhelných zdrojů.

Jak již bylo nastíněno v části o hnědém a černém uhlí, v rámci dekarbonizační politiky bude nutné provést hloubkovou transformaci českého teplárenství, jehož významná část je provozovaná v režimu kombinované výroby tepla a elektřiny (KVET).

Ještě minulý rok se počítalo s předpokladem, že těžištěm transformace bude konverze tepláren především na zemní plyn, přičemž menší podíl na této změně zaujme biomasa a energetické využití odpadu. V kontextu současného konfliktu na Ukrajině již tento předpoklad není stoprocentní a mnozí provozovatelé zdrojů nyní přehodnocují svá rozhodnutí ohledně palivové transformace zdrojů. Výsledná rozhodnutí lze, s přihlédnutím k legislativním a technickým procesům, očekávat nejdříve v horizontu dvou až tří let. S ohledem na nízkou dostupnost biomasy i TKO však bude pravděpodobně stále za nejvhodnější prostředek transformace českého teplárenství vyhodnocen právě zemní plyn, který bude kompenzovat postupný odchod od uhlí okolo roku 2030.

Investice do biomasy a spalování odpadu se stejně jako zavádění nových technologií vyznačují vyššími náklady, než je tomu v případě spalování uhlí. Provedení transformace proto bude podmíněno nastavením opatření, která umožní provozovatelům realizovat investiční záměry (např. investiční nebo provozní podpora). Transformace teplárenství je v tomto hodnocení zdrojové přiměřenosti řešena z pohledu provozu ES ČR s předpokladem, že dojde k nastavení těchto podpůrných opatření.



Obrázek 39 – Výhled vývoje netto instalovaného výkonu teplárenství a závodních energetik

Zdroj: ČEPS, a.s.

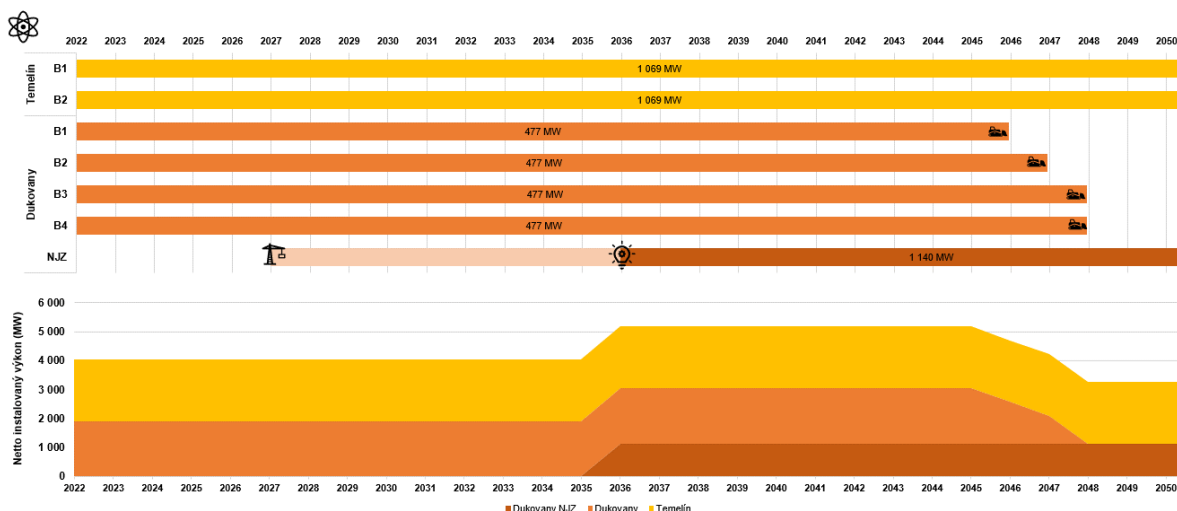
6.1.2 Jaderné elektrárny

V ČR máme dvě lokality s provozovanými jadernými bloky (Temelín a Dukovany) o celkovém netto instalovaném výkonu 4 047 MW a roční netto výrobě zhruba 29 TWh za rok 2021, což z nich činí významnou složku s více než třetinovým podílem na energetickém mixu.

Elektrárna Temelín disponuje dvěma bloky o netto instalovaném výkonu 1 069 MW. Aktuálně platný plán je provozovat bloky elektrárny až na hranici 60 let provozu, tj. do období let 2060 až 2062.

Elektrárna Dukovany disponuje čtyřmi bloky o netto instalovaném výkonu 477 MW. Roční netto výroba elektřiny ze všech bloků by dle aktuálního plánu provozovatele v první polovině třicátých let měla být ovlivněna investičními akcemi k prodloužení provozu elektrárny až na hranici 60 let, tj. do období let 2045 až 2047.

V simulacích je počítáno s novým jaderným zdrojem (NJZ) v lokalitě Dukovany o netto instalovaném výkonu 1 140 MW. Jeho uvedení do provozu je předpokládáno v roce 2036. Po určité období je tedy uvažováno se souběhem všech stávajících bloků jaderných elektráren společně s novým blokem. Tento předpoklad je nezbytnou podmínkou pro provedení útlumu výroby elektřiny z uhlí a snižování emisí náročnosti energetického mixu ČR.



Obrázek 40 – Souběh jaderných zdrojů

Zdroj: ČEPS, a.s.

6.1.3 Vodní elektrárny

V oblasti výroby vodních elektráren se nepředpokládají žádné významnější změny. Z celkového netto výkonu 2,2 GW vodních elektráren v ČR připadá 0,4 GW na malé vodní elektrárny (MVE, do 10 MW), 0,7 GW na velké vodní elektrárny (VE) a 1,2 GW tvoří přečerpávací vodní elektrárny (PVE) Dalešice, Dlouhé Stráně a Štěchovice II. Předpokládá se využití pro poskytování regulačního výkonu, a to jak na přečerpávacích vodních elektrárnách, tak i na elektrárnách Vltavské kaskády. V případě malých vodních elektráren (MVE) se nepředpokládá ve střednědobém horizontu navýšení instalovaného výkonu oproti stávajícímu stavu.

6.1.4 OZE a decentralizovaná energetika

V oblasti výroby vodních elektráren se nepředpokládají žádné významnější změny. Z celkového netto výkonu 2,2 GW vodních elektráren v ČR připadá 0,4 GW na malé vodní elektrárny (MVE, do 10 MW), 0,7 GW na velké vodní elektrárny (VE) a 1,2 GW tvoří přečerpávací vodní elektrárny (PVE) Dalešice, Dlouhé Stráně a Štěchovice II. Předpokládá se využití pro poskytování regulačního výkonu, a to jak na přečerpávacích vodních elektrárnách, tak i na elektrárnách Vltavské kaskády. V případě malých vodních elektráren (MVE) se nepředpokládá ve střednědobém horizontu navýšení instalovaného výkonu oproti stávajícímu stavu.

Scénář vývoje FVE a VTE

V kategorii fotovoltaických elektráren (FVE) činila dle dat ERÚ na konci roku 2021 celková netto výroba elektřiny 2,1 TWh při celkovém instalovaném výkonu 2,1 GW. Běžná doba využití maxima výkonu FVE v ČR je cca 1000-1100 hodin/rok. V oblasti větrných elektráren (VTE) byla ke konci roku 2021 vykázána celková netto výroba 0,6 TWh při celkovém netto instalovaném výkonu 0,3 GW s dobou využití maxima výkonu 1772 hod/rok. V rámci modelování provozu je pro tento typ zdrojů využita evropská klimatická databáze PECD.

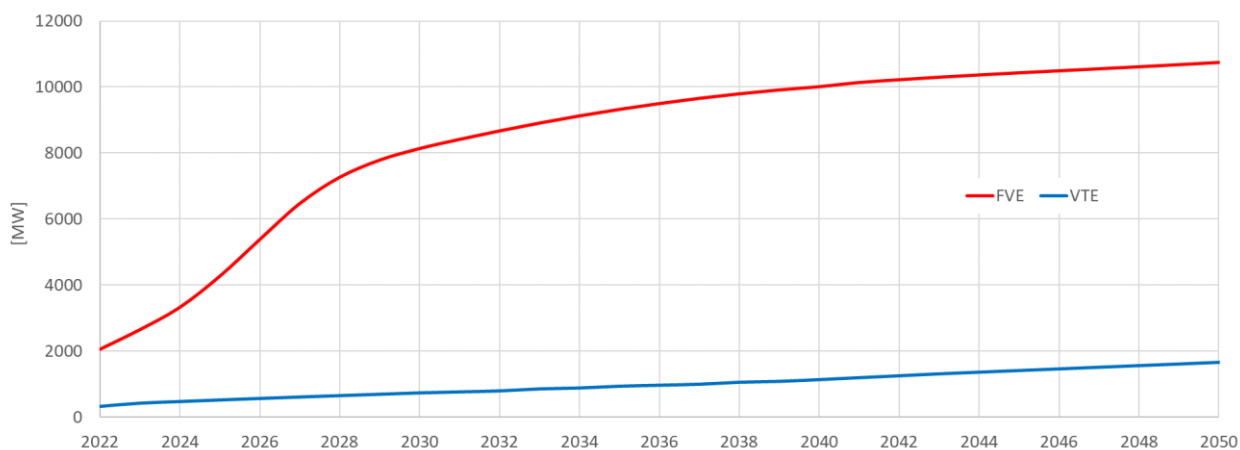
Analýza modelující budoucí vývoj fotovoltaických a větrných elektráren je pro Konzervativní scénář založena na dokumentu Analýza rozvoje energetických zdrojů do roku 2040 včetně dopadů na bezpečnost a spolehlivost ES ČR (zhotoveno pro sdružení provozovatelů distribučních soustav a provozovatele přenosové soustavy, 2021). Predikce bere v potaz možnosti a podmínky dotačních programů pro FVE i VTE, přičemž zároveň mapuje zájem investorů o ně, a může tak posoudit očekávaný dopad zdrojů financování na proměnu struktury zdrojové základny.

Mezi nejdůležitější programy podpory patří následující:

- Operační programy (OP TAK, OP ŽP, ...);
- Fond spravedlivé transformace;
- Modernizační fond (HEAT, RES+, ENERG ETS, ...);
- Plán obnovy;
- Nová zelená úsporám.

Kromě analýzy dotačních titulů, studie sleduje přírůstky instalovaných výkonů OZE bez dotační podpory a zároveň reflektuje fenomén dožívání stávajících velkých fotovoltaických elektráren. Velké pozemní FVE z let 2009-2010 mají doposud výjimku na zábor zemědělské půdy, tudíž nebude možné tyto zdroje po dožití obnovit.

Konzervativní predikce rozvoje FVE a VTE odpovídá konkrétně Realistickému scénáři publikovanému ve výše uvedeném dokumentu *Analýza rozvoje energetických zdrojů do roku 2040 včetně dopadů na bezpečnost a spolehlivost ES ČR*. Predikce zohledňuje vliv rizik na investiční proces.



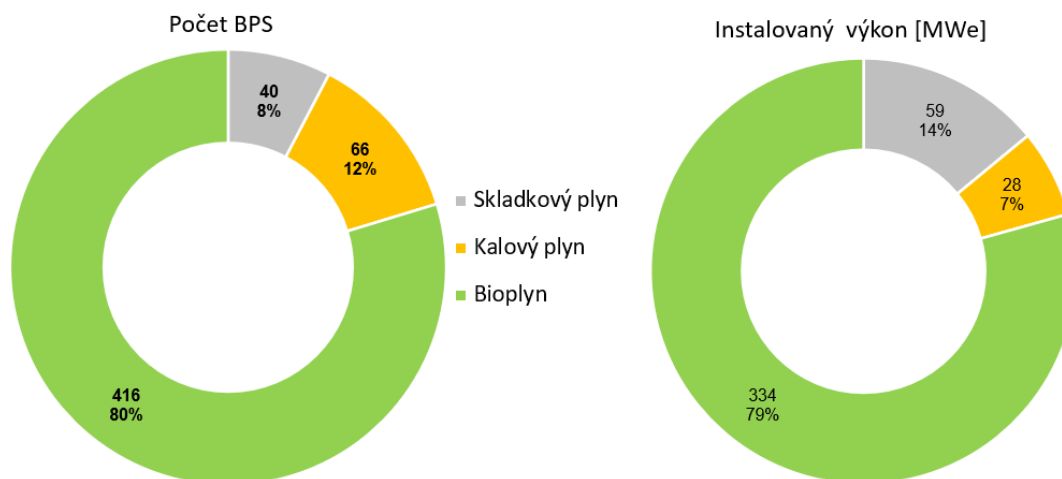
Obrázek 41 – Netto instalovaný výkon fotovoltaických a větrných elektráren – Konzervativní predikce

Zdroj: KPMG

Vývoj ostatních segmentů decentralizované výroby elektřiny

Bioplyn

Většina bioplynových stanic (BPS) v ČR vznikala v době platnosti zákona o POZE (Zákon č. 180/2005 Sb. o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie), konkrétně mezi lety 2006 a 2013. Zdroje uvedené do provozu do roku 2012 jsou provozovány především s využitím zelených bonusů (pouze malý podíl v režimu pevné výkupní ceny) a zdroje zprovozněné v roce 2013 jsou podporovány na základě hodinového zeleného bonusu (tj. výše zeleného bonusu je stanovena specificky pro každou hodinu v různé výši). BPS byly zpravidla koncipovány na využívání vedlejších produktů ze zemědělství a cíleně pěstované biomasy, a jsou tedy adaptovány na příjem tekutých substrátů (běžně kejda) a tuhé biomasy (senáže, siláže, cukrovarnické řízky, odpadní zbytky plodin atd.).



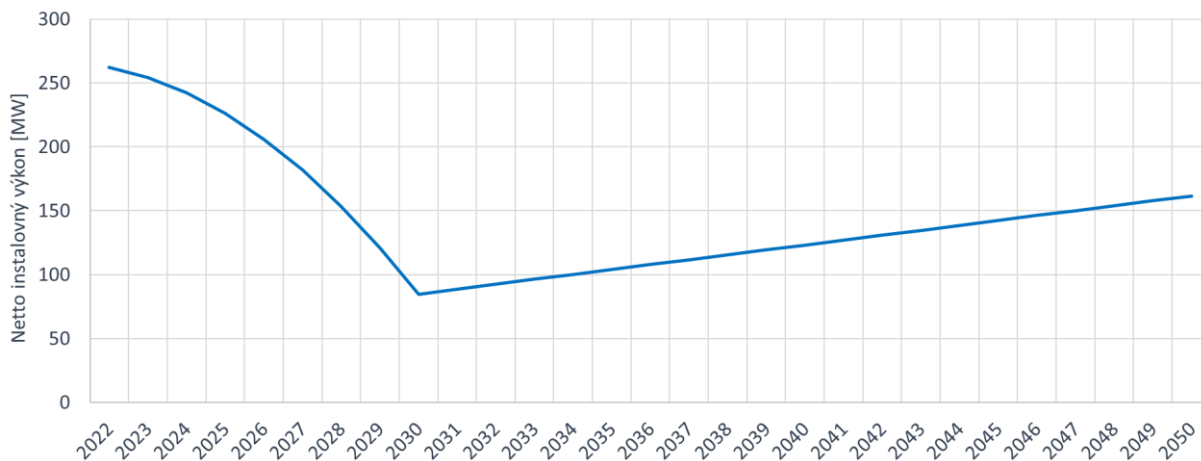
Obrázek 42 – Počet a instalovaný výkon bioplynových stanic (BPS) dle typu v roce 2022

Zdroj: ČEPS, a.s.

Z hlediska celkové roční výroby elektrické energie z jednotlivých typů BPS je význam zemědělských BPS výrazný. Celková netto výroba elektřiny BPS za rok 2021 činila 2,4 TWh, z čehož na bioplyn připadá 2,23 TWh, tj. cca 93 %. Kalový plyn se na celkové výrobě podílel celkem 102 GWh (4 %) a skládkový plyn 71 GWh (3 %). Vzhledem k provozní podpoře a základním principům technologie BPS jsou tyto zdroje běžně provozovány s velmi vysokým provozním nasazením. Doba ročního využití BPS se průměrně pohybuje okolo 7 200 hodin, tj. cca 82 %. Přerušování výroby elektřiny jsou běžně způsobena pouze nutným pravidelným servisem.

Výměra zemědělské půdy v Česku, která je využívána pro produkci surovin využívaných v sektoru energetiky, se pohybuje okolo 350–400 tis. ha ročně (8-9 % zemědělské půdy), z toho pro výrobu bioplynu slouží 130-180 tis. ha (3–4 % zemědělské půdy). Akční plán pro biomasu v ČR na období 2012–2020 uvádí, že z celkové plochy zemědělské půdy v ČR může být při zajištění 100% potravinové soběstačnosti uvolněno 1 160 000 ha až 1 508 000 ha. Do této výměry je započítána orná půda, trvalé travní porosty a další potenciál tvoří plochy nevhodné pro pěstování potravinářských plodin a krmiv (rekultivované, sanované, po záplavách). V tomto ohledu lze tedy předpokládat, že plocha, na které se v současnosti pěstuje energetická biomasa, by se do budoucna mohla až ztrojnásobit, a celková potenciální plocha na cílené pěstování biomasy pro výrobu bioplynu tak může při uvažování dolní hranice výměry půdy dosahovat cca 900 tis. ha.

Konzervativní predikce preferuje výrobu biometanu před výrobou elektřiny z bioplynu. Podíl elektrického výkonu v BPS se nejprve snižuje až na 20 % dostupného potenciálu v bioplynu v roce 2030. Podíl 20 % potenciálu v bioplynu využívaného pro výrobu elektřiny je pak zachován až do roku 2050. Z důvodu zastavení poklesu podílu instalovaného výkonu v roce 2030 se díky neustále rostoucímu celkovému potenciálu v bioplynu zastaví i pokles absolutního instalovaného výkonu, a naopak započne jeho mírný nárůst.



Obrázek 43 – Výhled vývoje instalovaného výkonu bioplynových stanic v Konzervativní predikci

Zdroj: ČEPS, a.s.

V době psaní tohoto dokumentu se cena dlouhodobých kontraktů pohybovala na úrovni cca 240 EUR/MWh, což při kurzu 25 Kč/EUR odpovídá cca 6 Kč/kWh. Vzhledem k charakteru výroby BPS tedy lze předpokládat, že BPS budou schopny elektřinu na trhu uplatnit a dodatečná provozní podpora již není nezbytná. Na základě této úvahy lze předpokládat rozšiřování BPS. Zásadním problémem však v tomto ohledu může být potenciální budoucí podpora výroby biometanu. Při zavedení podpory na výroby biometanu by mohlo dojít k situaci, že produkce biometanu přinese i přes nutné počáteční investice větší ekonomickou efektivitu oproti prodeji silové elektřiny z BPS včetně případného poskytování flexibility. V tento okamžik lze očekávat odezvu BPS ve smyslu přebudování kompletního portfolia českých BPS na výrobu biometanu. Pokud by k tomu došlo, znamenalo by to pravděpodobně maximalizaci výroby biometanu za současného snížení elektrického výkonu dodávaného do soustavy.

Stávající KGJ by byly využívány pro vlastní spotřebu (provoz technologií nezbytných pro výrobu bioplynu a následnou úpravu biometanu), do sítě by pak byly dodávány pouze objemy odpovídající přebytkům bioplynu v BPS (přebytky nevyužité pro vlastní spotřebu či přeměnu na biometan). Po případném předimenzování by i tyto přebytky mohly být zužitkovány a celkový dodávaný výkon z BPS do soustavy by klesl až na nulovou úroveň. Z tohoto pohledu bude pro rozvoj bioplynových zdrojů zásadní zejména vhodně zvolená motivace k výrobě elektřiny z bioplynu i výrobě biometanu. Touto motivací může být například vhodně stanovená investiční podpora, a to s ohledem na aktuální situaci na trhu, tak, aby veškerý potenciál v bioplynu nebyl směřován pouze do jednoho z odvětví. Další motivací by mohlo být snížení kodexových minim, díky kterému by již pro BPS nebylo nutné poskytovat případnou flexibilitu formou agregace, ale napřímo. Tímto krokem by se mohly pro provozovatele odkrýt nové možnosti, resp. lepší podmínky k širšímu využití BPS a s nimi svázané ekonomické přínosy. Zároveň by se vstupem nových subjektů na trh se SVR došlo k zesílení konkurenčního prostředí.

Biomasa

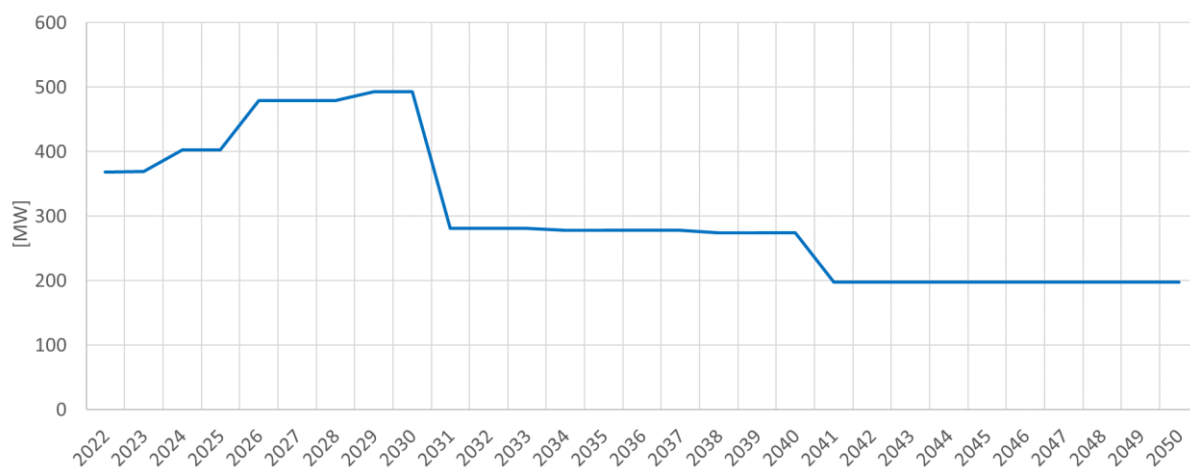
Strategie resortu Ministerstva zemědělství ČR s výhledem do roku 2030 připouští zvýšení energetického využití zemědělské biomasy do roku 2030 až o 20 %, nicméně pouze za podmínky zachování strategické úrovně zemědělské produkce pro potravinové využití. Strategie tak potvrzuje, že hlavní úlohou zemědělské půdy je zajištění dostatku potravin pro lidskou výživu a krmiv a steliv pro hospodářská zvířata. Tato základní funkce může být ovlivněna řadou negativních faktorů jako je úbytek zemědělské půdy, limity pro pěstování erozně nebezpečných plodin (např. kukuřice, brambory, řepa, bob setý, sója, slunečnice atd.), nebo celkovým zvýšením nestability zemědělské produkce způsobené klimatickými změnami (dlouhodobé sucho, noví škůdci, zvýšené vymrzání ozimů i jařin, škody způsobené přívalovými dešti, krupobitím apod.).

Dodatečná výměra disponibilní půdy využitelné k navýšení produkce energetické biomasy tak může být ve skutečnosti velmi limitována. Do roku 2030 se přitom sníží jak výměra zemědělské půdy (zejména orné), tak stabilita produkce, což znamená, že výměra půdy využitelná pro produkci energetické

biomasy bude spíše stagnovat nebo růst jen velmi mírně. Další nejistota vyplývající z kolísání výnosů je vývoj cen nejen cíleně pěstované biomasy, ale i posklizňových zbytků (zejména obilné slámy). Nárůst poptávky po stelivu a krmivu může způsobit nárůst cen, který zasáhne i zájemce o její energetické využití. Obecně je proto potřeba v období 2020–2030 počítat s růstem cen energetické biomasy nad úrovní inflace.

V případě lesní půdy a produkce dřevní biomasy, se předpokládá ve sledovaném období k roku 2030 značná meziroční volatilita její dostupnosti pro energetické a technické využití, a to v závislosti na vývoji šíření škůdců a kapacitách zpracování zvýšených nahodilých těžeb a kapacitách zpracování dřevní hmoty v pilařském a papírenském průmyslu. V oblastech s vysokou intenzitou nahodilých těžeb lze očekávat v následujících rocích nedostatek dřevní biomasy pro energetické využití a růst cen pro bioenergetiku.

Na základě těchto předpokladů, informací poskytnutých provozovateli zdrojů spalujících biomasu nebo plánujících přechod na biomasu, expertních odhadů MPO a NET4GAS byla pro potřeby výpočtů prezentovaných v rámci ODDR vytvořena predikce možného vývoje segmentu elektráren spalujících biomasu (v převážné většině lesní štěpku) (viz Obr.44).

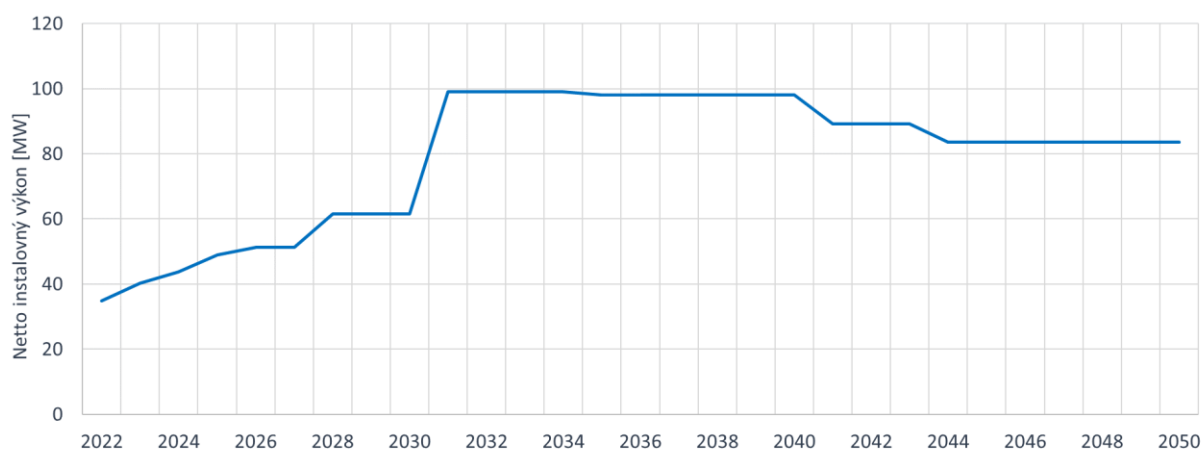


Obrázek 44 – Výhled vývoje netto instalovaného výkonu zdrojů spalujících biomasu (v převážné většině lesní štěpku)

Zdroj: ČEPS, a.s.

Tuhý komunální odpad

Pro potřeby výpočtů prezentovaných v rámci tohoto dokumentu byla vytvořena Konzervativní predikce možného vývoje segmentu elektráren spalujících tuhý komunální odpad (TKO) (viz Obr. 45).



Obrázek 45 – Výhled vývoje instalovaného výkonu zdrojů spalujících tuhý komunální odpad (TKO)

Zdroj: ČEPS, a.s.

Predikce představuje expertní odhad založený jednak na datech získaných v rámci dotazníkového šetření ADSENDu a jednak na dodatečných informacích od MPO a Net4Gas při respektování ostatních klíčových parametrů scénáře.

Geotermální zdroje

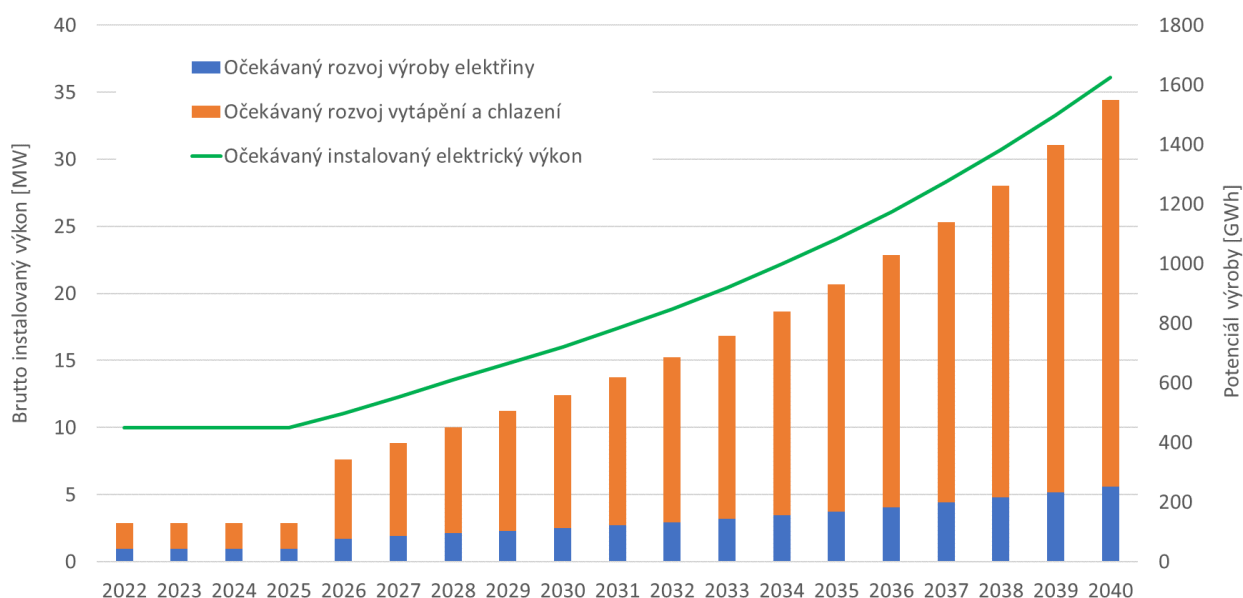
Geotermální energie je tepelná energie, která vzniká v nitru Země. Zahřívá podzemní horniny a vody na různou teplotu v závislosti na hloubce a geologických poměrech v daném místě. Geotermální energie se využívá buď přímo při vytápění nebo chlazení, průmyslových procesech, rekreaci a lázeňství, nebo k výrobě elektrické energie.

Podle teploty dělíme geotermální zdroje na:

- **Vysoko-teplotní** – Zdroje pracují s párou o teplotě nad 200 °C a jsou pouze ve vulkanicky aktivních oblastech. Lze je využít na přímou výrobu elektřiny.
- **Středně-teplotní** – Pára použitá ve zdroje má teplotu v rozmezí 150 °C až 200 °C. Jsou použitelné jak pro přímé vytápění, tak pro výrobu elektřiny.
- **Nízko-teplotní** – Zdroje využívají páru v teplotním rozmezí 70 °C až 150 °C, jsou světově nejrozšířenější a najdeme je jak ve vulkanicky aktivních, tak i v oblastech kde není vulkanická aktivita.

Vysoko-teplotní zdroje jsou v Evropě omezeny pouze na Island, Itálii, Řecko a Azory. Nízko-teplotní a středně-teplotní zdroje jsou častější, například ve Francii a Maďarsku.

Na základě Vnitrostátního plánu České republiky (NKEP) v oblasti energetiky a klimatu lze předpokládat růst instalovaného výkonu geotermálních zdrojů (viz. **Chyba! Nenalezen zdroj odkazů.**) Forma státní podpory bude dle NEKP stanovena ročním zeleným bonusem. Doba podpory v případě výstavby nových výroben geotermální energie bude stanovena po dobu životnosti 20 let, v případě tzv. udržovací podpory bude stanovena minimálně 3 roky od vyhlášení podpory v nařízení vlády.



Obrázek 46 – Výhled brutto instalovaného výkonu geotermálních zdrojů, včetně potenciálu výroby elektrické energie, tepla a chlazení

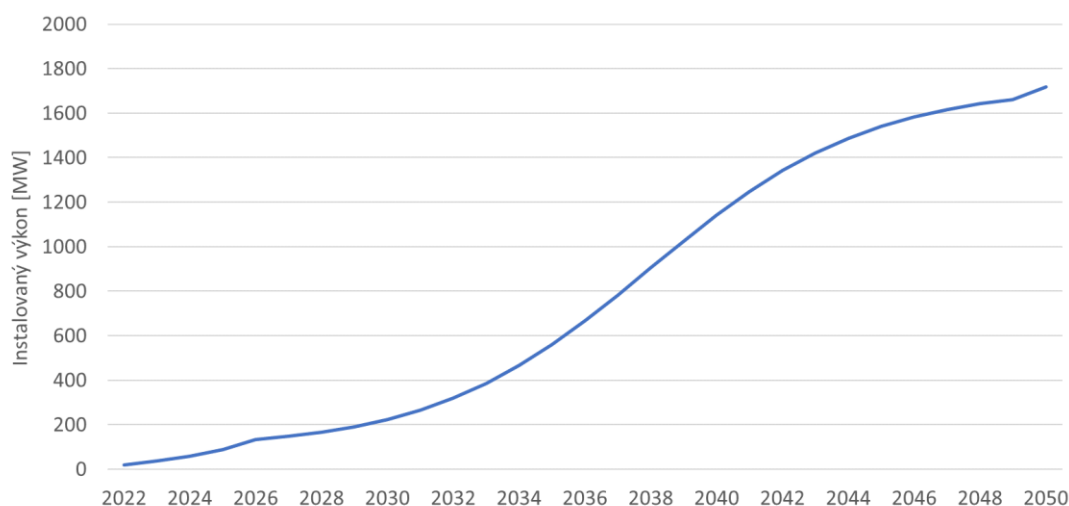
Zdroj: ČEPS, a.s.

Bateriová akumulace

K rozvoji bateriové akumulace dochází postupně především z důvodů poklesu cen technologie a podmíněné instalací baterií zejména k fotovoltaickým elektrárnám. Mimo domácí bateriové systémy ke střešní fotovoltaice jsou uvažovány i velké stacionární baterie, které jsou schopné dosahovat výkonů v řádu jednotek až desítek MW. Rychlost rozvoje akumulace je dána ekonomickou návratností investice ovlivněnou v dnešní době podporou na instalaci, ukotvením akumulace v legislativě a neposlední míře i současnými vysokými cenami plynu a elektřiny. Predikce pro Českou republiku vychází ze známých hodnot současných kapacit a instalovaných výkonů bateriových úložišť v České republice a Německu. Poměr výkonu a kapacity u baterií je uvažován v intencích 1 MW výkonu na 1,3 MWh energie.

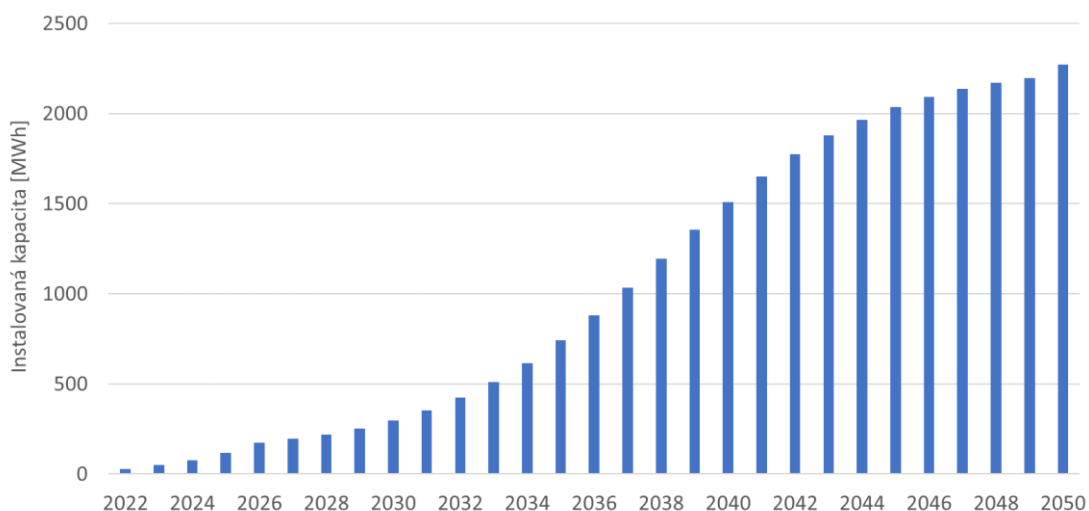
Pro potřeby tohoto dokumentu byla vytvořena Konzervativní trajektorie možného vývoje stacionárních bateriové akumulace, která uvažuje následující předpoklady:

- Přejít na decentralizovanou výrobu v místech, kde je to ekonomicky smysluplné.
- Vodíkové technologie se rychle vyvíjejí a dostávají na trh, což má za následek menší uplatnění bateriových úložišť, dřívější zpomalení růstu velké akumulace.
- Oblast velké akumulace je podporována, specifickými dotačními programy na úrovni EU (projekty PCI, nebo výzvy CEF atd.).



Obrázek 47 – Výhled vývoje instalovaného výkonu bateriové akumulace

Zdroj: ČEPS, a.s.



Obrázek 48 – Výhled vývoje instalované kapacity bateriové akumulace

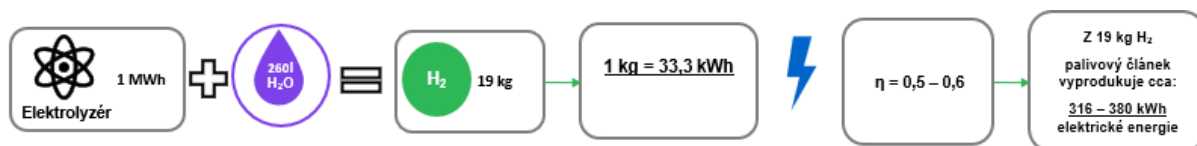
Zdroj: ČEPS, a.s.

Vzhledem k tomu, že sestavování scénářů bateriové akumulace probíhalo v průběhu roku, nemusí hodnoty pro blízkou budoucnost plně reflektovat aktuální zrychlený rozvoj instalací způsobený investicemi motivovanými prudkým nárůstem cen energetických komodit. Středně a dlouhodobé trajektorie jsou v souladu s rozvojem OZE.

Elektrolyzéry

Podle odhadů agentury Bloomberg a International Renewable Energy Agency (IRENA) bude zelený vodík ekonomicky konkurenceschopný s ostatními H_2 výrobními metodami v průběhu 30. let tohoto století. Cenová parita zeleného vodíku s modrým vodíkem se očekává na konci 30. let, s šedým dokonce již v polovině 30. let. Za současné geopolitické situace, prudce rostoucích cenách zemního plynu a celkové nejistotě budoucích dodávek ruského zemního plynu, lze napříč Evropou očekávat dosažení rentability mezi šedým a zeleným vodíkem již mnohem dříve před rokem 2030.

V současné době se předpokládá, že pro výrobu zeleného vodíku bude používána elektrolyza se zaměřením na technologii alkalické elektrolyzy (AE). Pro výrobu vodíku potřebuje AE jako základní vstupní suroviny elektrickou energii a vodu. V této souvislosti může elektrolyzátor nabízet využití v energetických provozech, a to primárně k akumulaci přebytečné elektrické energie do vodíku. Elektrolytická výroba vodíku může sloužit k akumulaci elektrické energie z intermitentních OZE a celý proces může pomoci soustavě uchovat přebytečnou energii pro jinou formu využití nebo pro pozdější zpětnou výrobu elektřiny v palivových člancích (nebo i v plynových elektrárnách schopných spalovat vodík) v obdobích špičky nebo až při hrozícím nedostatku elektřiny. Podobně jako elektrochemická akumulace elektřiny mohou elektrolyzéry pomoci zvýšit utilizaci obnovitelných zdrojů. Provozní teplota významně ovlivňuje parametry technologie a parametry účinnosti, obdobně jako vodivost prostředí. Velkokapacitní elektrolytické výroby je potřeba budovat v blízkosti zdroje vody.

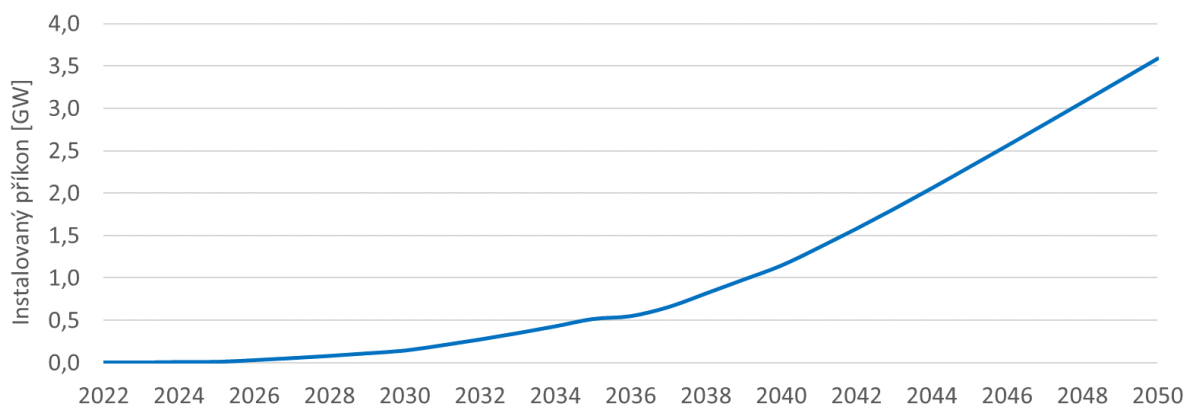


Obrázek 49 – Energetická bilance výroby vodíku

Zdroj: EY pro ČEPS (2022)

Na výrobu 1 kg H_2 je potřeba cca 53 kWh elektrické energie a 13,7 litrů vody. Uvažovaná spotřeba vody však představuje demineralizovanou vodu o vysoké čistotě. Spotřeba běžně dostupné sladké vody tak může být až 20 litrů na 1 kg H_2 .

Pro potřeby tohoto dokumentu byla vytvořena Konzervativní trajektorie možného rozvoje elektrolyzátorů (viz Obr. 50):



Obrázek 50 – Výhled vývoje příkonu alkalických elektrolyzátorů (AE)

Zdroj: ČEPS, a.s.

Ve vazbě na Evropskou vodíkovou strategii schválila vláda ČR v červenci 2021 Vodíkovou strategii ČR s cílem naplnit klimatické cíle EU, podpořit rozvoj vodíkových technologií v ČR, dekarbonizaci české ekonomiky a posílit její hospodářský růst. Strategie ČR se dělí do následujících tří etap:

1. **Etapa (2021-2025):** využití vodíku v rámci čisté mobility, rozvoj „ostrovního provozu“, doprava vodíku ještě nebude plně rozvinutá
2. **Etapa (2026-2030):** využití vodíku v průmyslu a testování zásobování domácností vodíkem
3. **Etapa (2031-2050):** komerční nasazení vodíku v průmyslu a *repurposing* existující plynové infrastruktury na vodíkové plynovody

Výroba vodíku v ČR se momentálně pohybuje na úrovni cca 100 tisíc tun ročně, vodík je však produkovaný zejména parciální oxidací ropných látek (POX).

Výroba zeleného vodíku z FVE a VTE na území ČR je limitovaná množstvím slunečního svitu a silou větru, a proto bude pro ČR nezbytné se připojit k budoucímu transevropskému systému vodíkových plynovodů. V budoucnosti se uvažuje zejména s dovozem čistého vodíku z oblastí s vysokou penetrací OZE (Severní, Baltské a Středozemní moře zejména pro VTE, severní Afrika pro FVE).

Palivové články

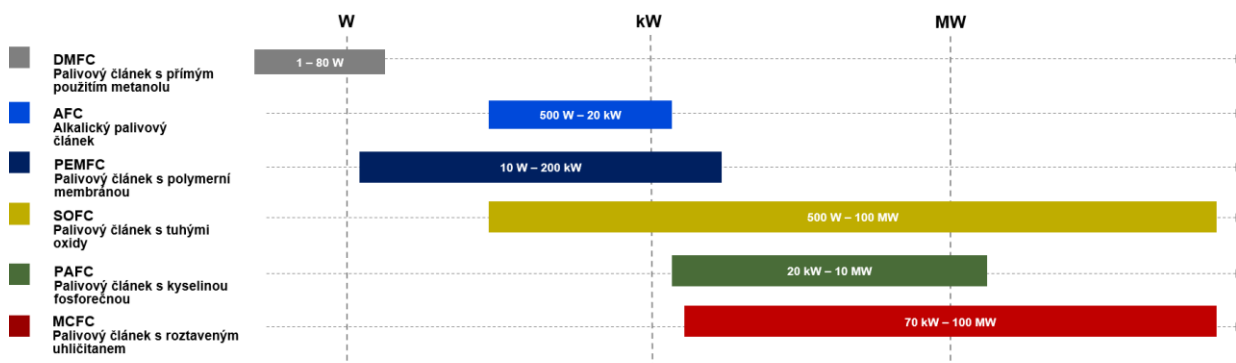
Palivový článek je zařízení, které zpětným elektrolytickým procesem vyrábí elektrickou energii z vodíku.

Palivové články dělíme dle provozní teploty na:

- Nízko teplotní (60 °C až 130 °C);
- Středně teplotní (160 °C až 220 °C);
- Vysoko teplotní (600 °C až 1050 °C).

Dalším kritériem je použitý elektrolyt:

- Alkalický palivový článek (AFC) - Jako elektrolyt využívají vodný roztok alkalického hydroxidu.
- Palivový článek s přímým použitím metanolu (DMFC) - Jako elektrolyt je využíván metanol. Provozní teplota palivového článku může dosahovat až 40 °C.
- Palivový článek s polymerní membránou (PEMFC) - Funkci elektrolytu zde plní polymerní membrána vodivá pro vodíkové ionty. Pracovní teplota je do 90 °C. Vysoká citlivost katalyzátoru na katalytické jedy, především na oxid uhelnatý.
- Palivové články s tuhými oxidy (SOFC) - Pracují při teplotě okolo 800–1 000 °C, lze je tedy použít v expanzní turbíně, což vede ke zvýšení účinnosti. Jako palivo slouží zemní plyn, bioplyn, plyn z parního reformingu fosilních paliv a bioplynu a jako oxidační činidlo vzduch. Tyto palivové články skýtají možnost využití v kogeneračních jednotkách a elektrárnách.
- Palivové články s kyselinou fosforečnou (PAFC) - Jako elektrolyt slouží 100% kyselina fosforečná (působí však korozní potíže). Články pracují při teplotách 150 °C až 220 °C. Odpadá problém s otravou oxidem uhelnatým, a lze tedy použít přímo plyn z parního reformingu.
- Palivové články s roztaveným uhličitánem (MCFC) - Provozní teplota těchto palivových článků je mezi 600 °C až 700 °C. V palivovém článku dochází k vnitřnímu reformingu, což zvyšuje účinnost článku a palivo tedy nemusí být čisté. Jako palivo se používá plyn z parního reformingu fosilních paliv a bioplynu a jako oxidační činidlo vzduch. U těchto palivových článků je vysoký potenciál budoucího využití v kogeneračních jednotkách a elektrárnách.

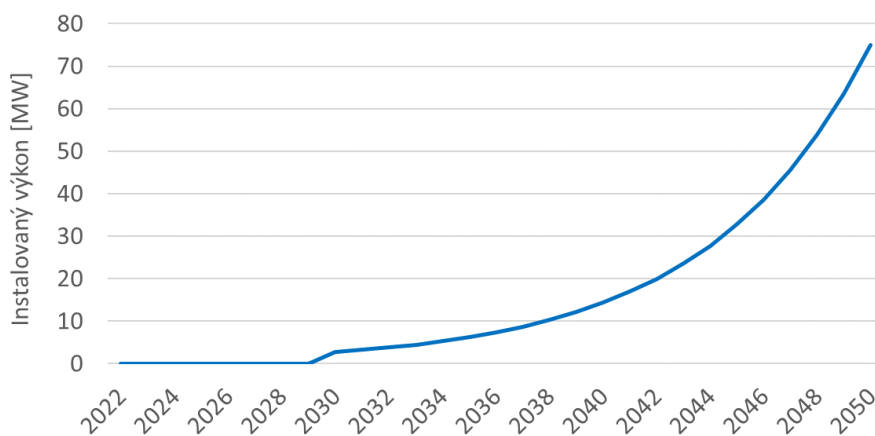


Obrázek 51 – Výkonové rozsahy palivových článků

Zdroj: EY pro ČEPS (2022)

Pro drobné decentralizované aplikace jsou vhodné DMFC a AFC. Pro střední decentrální výkony PEMFC, pro průmyslové využití pak SOFC vzhledem k využití páry. K energetickým účelům a pro dodávku elektřiny z palivového článku do soustavy lze přepokládat blokové spojení několika palivových článků. Pro potřeby tohoto dokumentu uvažujeme velikost instalovaného výkonu jedné jednotky 250 kW, tj. pro výkon 1 MW je zapotřebí 4 jednotek v rámci jednoho zařízení.

Na základě těchto předpokladů a informací byla pro potřeby výpočtů prezentovaných v rámci tohoto dokumentu vytvořena Konzervativní predikce.



Obrázek 52 – Výhled vývoje instalovaného výkonu a počtu palivových článků (jednotek)

Zdroj: ČEPS, a.s.

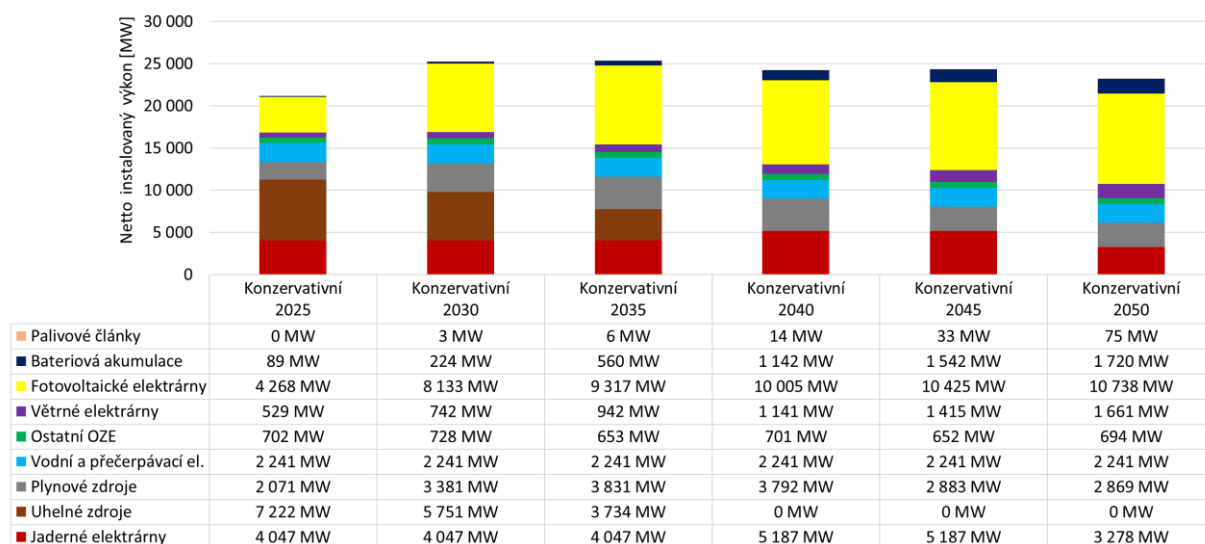
6.2 Provoz ES ČR v perspektivě

Scénář vychází z dat získaných v rámci pravidelného jednou ročně prováděného dotazníkového šetření. Po roce 2030 však dochází k výrazně rychlejšímu útlumu energetických zdrojů spalujících uhlí než v případě referenčního scénáře. K úplnému odklonu od uhelné energetiky dojde v roce 2038.

Vstupní předpoklady:

- Vývoj instalovaného výkonu VTE a FVE je shodný s Konzervativní predikcí těchto zdrojů. Výhled FVE je vytvořen v návaznosti na prostředky Modernizačního fondu a dalších programů určených na podporu obnovitelných zdrojů. (Obr. 41).
- Výhled vývoje bioplynu odpovídá Konzervativní predikci vývoje segmentu (Obr. 43).
- Rozvoj biomasy je shodný s Konzervativní predikcí vývoje sektoru biomasa (Obr. 44).
- TKO je dán Konzervativní predikcí (Obr. 45).

- Pro výhled vývoje palivových článků, vodíkových a bateriových instalací je použita Konzervativní predikce vývoje těchto segmentů (viz Obr. 47-51).
- Scénář je založen na Konzervativním scénáři spotřeby (Obr. 53), který bere do úvahy aktuálně známé strategie, vize a plány Vlády ČR a předpoklady budoucího vývoje socio-ekonomické situace v České republice, a to včetně zohlednění vývoje po pandemii COVID-19 a energetické krizi.
- Predikce vývoje geotermálních zdrojů vychází z Vnitrostátního plánu České republiky v oblasti energetiky a klimatu.
- Kompletní dokončení transformace teplárenství (CZT) a závodních energetik z uhlí na zemní plyn, biomasu, odpad, popřípadě jiná alternativní paliva je uvažováno do konce roku 2030.



Obrázek 53 – Netto instalovaný výkon v Konzervativním scénáři pro jednotlivé roky a kategorie zdrojů

Zdroj: ČEPS, a.s.

6.2.1 Analýza výsledků simulací nasazení zdrojů

Tato kapitola představuje souhrn výsledků simulací nasazení zdrojů pro jednotlivé scénáře. Prezentovanými výsledky jsou stav bilance – saldo, nedodávka EENS, LOLE, výroba jednotlivých typů zdrojů, ekonomické ukazatele a emisní stopa jednotlivých scénářů.

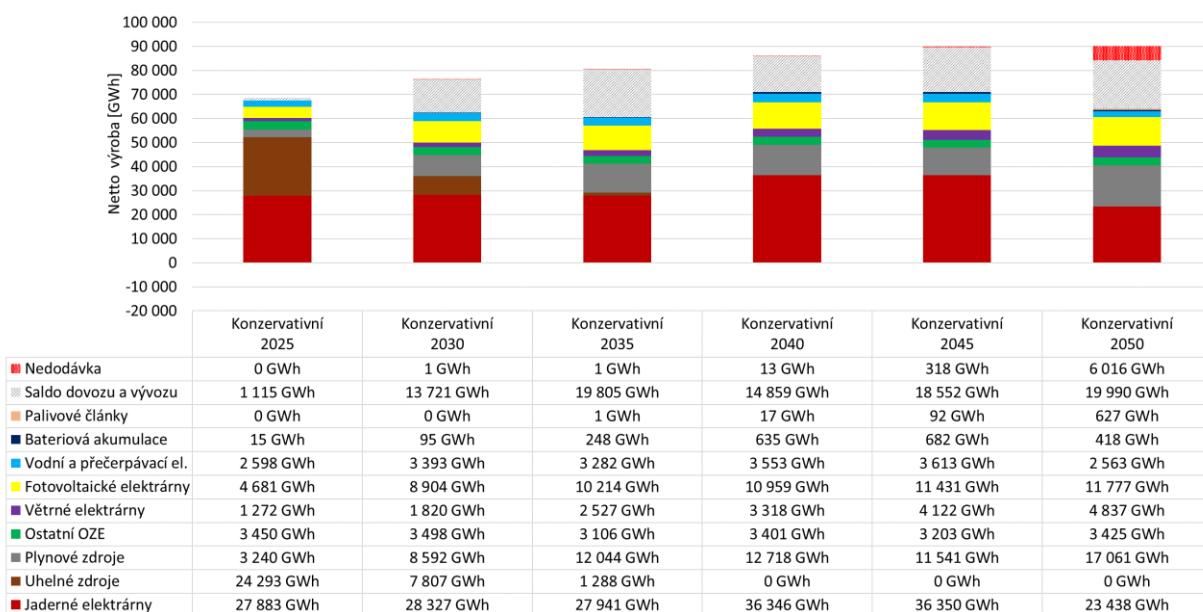
Pro modelování nasazení zdrojů byly použité následující principy:

- Výpočet ekonomického nasazení zdrojů (tzv. Unit Commitment) byl proveden v souladu s metodikou ENTSO-E, tedy s netto výkonem zdrojů (příslušné veličiny byly sníženy o vlastní spotřebu).
- Započítány byly také výpadky, odstávky a klimatické podmínky na základě typových dat ENTSO-E a klimatické databáze PECD.
- Výsledky jsou prezentovány v průměrných hodnotách (výpočet pro každý časový řez je proveden na 3 klimatických letech (v souladu s metodikou uvedou v dokumentu Bidding Zone Review, rok vydání 2022) – to například způsobuje, že se potenciál výroby VTE v případě ČR v jednotlivých klimatických letech se může pohybovat v pásmu $\pm 14\%$ od průměrné hodnoty).
- Modelování bere v potaz disponibilitu regulačního výkonu ve výši nutné k pokrytí výpadku největšího bloku v soustavě.
- Mimo stanovených scénářů vývoje FVE, VTE a výstavby NJZ se neuvažuje jakékoliv další teoretické dozdrojování (výstavba nových elektráren pro nahrazení chybějícího výkonu).
- Modelování respektuje informace poskytnuté provozovateli zdrojů v rámci dotazníkového šetření.
- Ke zmaření energie dochází v případě, že pro ni v danou hodinu není možnost využití v rámci spotřeby, exportu či akumulace.

Detailnější rozbor přístupu k modelování je součástí dokumentu *Metodika pro hodnocení zdrojové přiměřenosti (MAF CZ) 2022*.

6.2.2 Výsledky Konzervativního scénáře

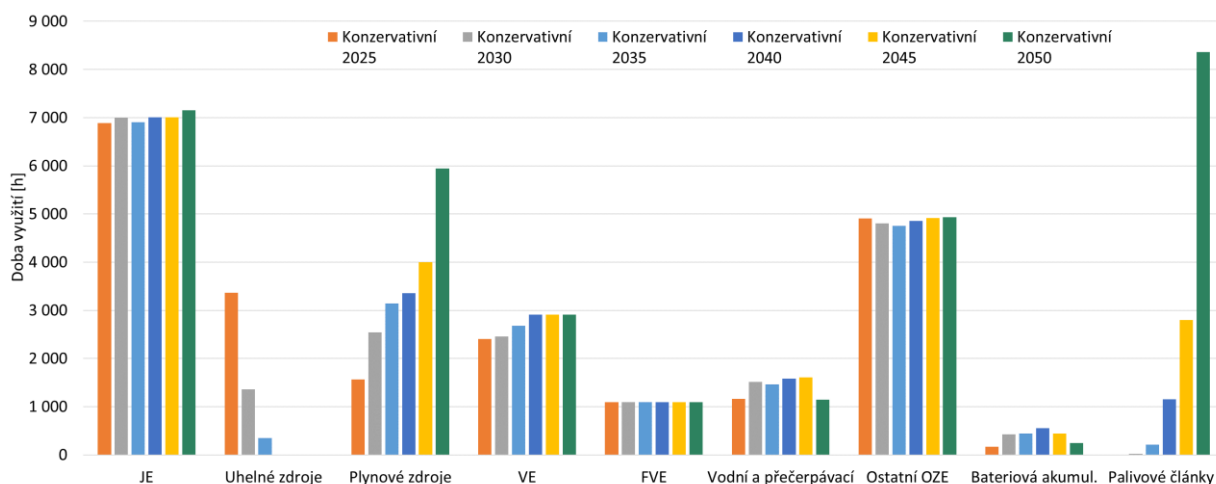
Konzervativní scénář uvažuje takový útlum uhelných zdrojů, kdy po roce 2038 nejsou v provozu žádné uhelné zdroje. Hodnota LOLE se pohybuje pro roky 2030 a 2035 na úrovni 1 hodiny. Hodnota EENS pro tytéž roky dosahuje maxima 0,7 GWh. V roce 2040 dojde ke zvýšení hodnoty LOLE na 12 hodin a EENS bude dosahovat hodnoty 13 GWh. Soustava bude zdrojově přiměřená po celou sledovanou dobu, jelikož bude splňovat požadavek na spolehlivost (LOLE do 15 hodin/rok).



Obrázek 54 – Roční bilance v Konzervativním scénáři pro jednotlivé roky a kategorie zdrojů

Zdroj: ČEPS, a.s.

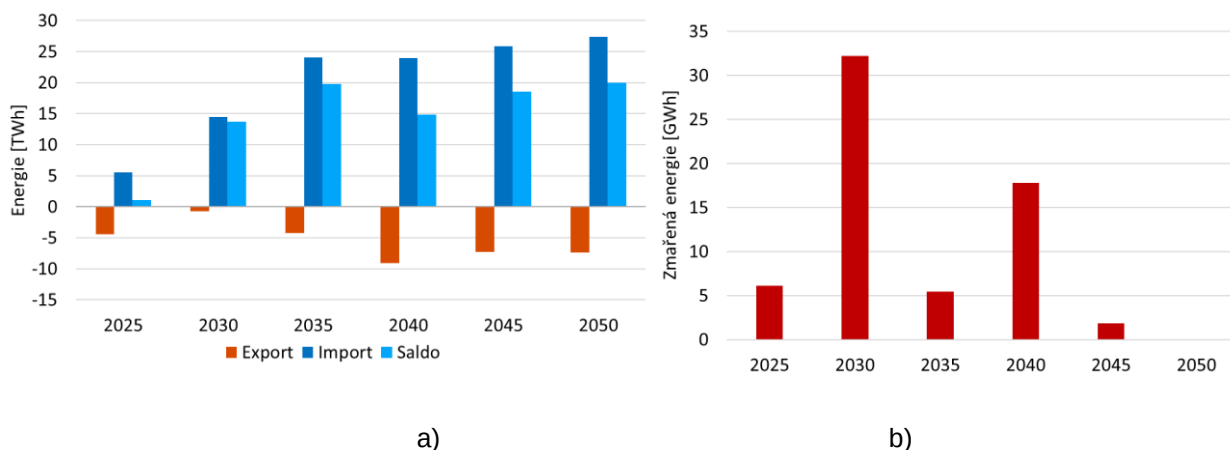
V důsledku ukončení životnosti jaderných bloků v JE Dukovany po roce 2045 v soustavě chybí velké systémové elektrárny zajišťující pokrytí základního zatížení. Nedostatek tuzemské elektrické energie je neúspěšně kompenzován importem, který v roce 2050 dosahuje skoro 20 TWh, což je limit technické importní schopnosti ES ČR. I přes nárůst importu, instalovaného výkonu plynových elektráren a rozvoj OZE hodnota nedodávky k roku 2050 dosahuje 6 TWh.



Obrázek 55 – Roční hodinové využití výkonu jednotlivých kategorií zdrojů v Konzervativním scénáři pro období 2025–2050

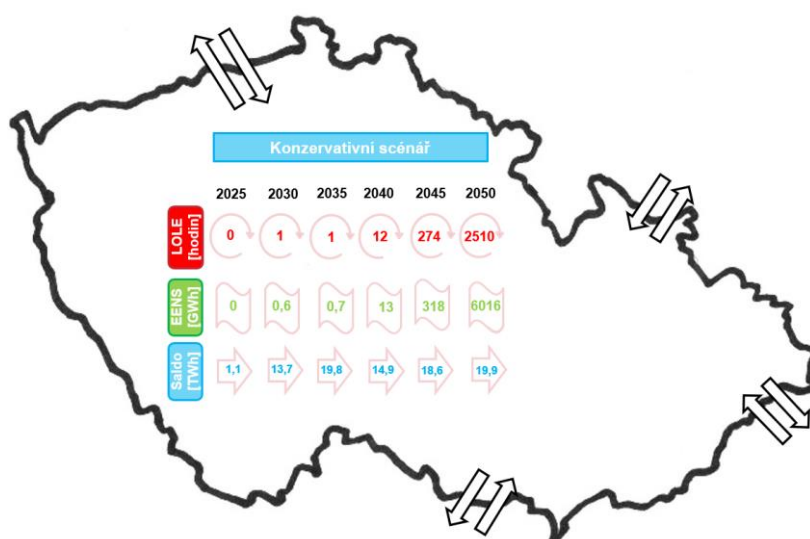
Zdroj: ČEPS, a.s.

Graf výše ukazuje vývoj ročního hodinového využití jednotlivých kategorií zdrojů, přičemž tyto hodnoty opět demonstrují dopad odstavování uhlí spolu se zvyšující se spotřebou. Právě kombinace ukončení výroby elektřiny z uhlí, vyšší spotřeby, nedostatku zdrojů v zahraničí vede k tomu, že se po roce 2040 a zejména potom po roce 2045 významně navyšuje výroba na plynových zdrojích. Doba využití obnovitelných zdrojů se v čase příliš nemění, což je dáno vazbou provozu těchto technologií na přírodních podmínkách. Stejně tak se neproměňuje roční hodinové využití na jaderných zdrojích, které jsou coby baseloadové zdroje z ekonomických důvodů provozovány při zachování konstantní úrovně výroby.



Obrázek 56 – Celková roční a) přeshraniční výměna a b) zmařená energie v Konzervativním scénáři v jednotlivých letech

Zdroj: ČEPS, a.s.



Obrázek 57 – Pravděpodobnostní indikátory LOLE a EENS pro Konzervativní scénář pro období 2025–2050 (včetně salda)

Zdroj: ČEPS, a.s.

6.2.3 Dozdrojování

Z výsledků simulací uvedených v předchozí kapitole je patrné, že pro dosažení zdrojové přiměřenosti a dodržení spolehlivostního parametru provozu ES ČR (LOLE <15 h) bude v některých časových řezech zapotřebí dozdrojovat soustavu novými zdroji energie. V reakci na indikovaný nedostatek energie, je třeba doplnit soustavu o nové zdroje (tzv. dozdrojování).

Pro potřeby tohoto dokumentu byly provedeny dvě varianty dozdrojování. V případě zachování požadavku na maximální importní saldo 20 TWh, není zapotřebí doplňovat soustavu novými zdroji.

Saldo importu totiž v případě Konzervativního scénáře nedosahuje této limitní hodnoty pro import, a není tak zapotřebí soustavu dozdřovovat novými domácími zdroji.

V případě splnění požadavku na energetickou soběstačnost dle ASEK (pokrytí min. 90 % spotřeby tuzemskými zdroji), vzniká potřeba dozdřování již v roce 2030, kdy je zapotřebí soustavu doplnit dalšími 1 562 MW instalovaného výkonu. V roce 2035 se potřeba dozdřování zvyšuje na 2934 MW, v roce 2040. V roce 2040 nutnost navýšení instalovaného výkonu mírně klesá a poté opět začne růst a k roku 2050 se navýší, až na úroveň 4 260 MW.

Potřeba dozdřování [MW]	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Maximální importní saldo (max 20 TWh)	0	0	0	0	79	1504
Energetická soběstačnost dle ASEK (90 % spotřeby)	0	1562	2978	1637	2547	4260

Tabulka 14 – Dvě varianty potřeby dozdřování a) dle maximální importního salda, b) ve snaze splnit požadavek na energetickou soběstačnost

Zdroj: ČEPS, a.s.

6.3 Provoz PS ČR v perspektivě

Česká plynárenská soustava disponuje významnými přepravními kapacitami. Množství plynu tranzitovaného přes Českou republiku v posledních desetiletích významně převyšovalo domácí spotřebu plynu. Přepravní soustava je schopná bez větších investic umožnit zvýšení objemu přepravy či připojení nových zdrojů s velkým odběrem plynu lokalizovaných v blízkosti tranzitní soustavy. Jak uvádí TYNDP (rok 2022-2031), maximální denní kapacita pro národní spotřebu činí více než 1 109 GWh a teprve při jejím překročení by mohlo docházet k místní výkonové nedostatečnosti (důležitý je zde faktor soudobosti využívání výkonu). Ve srovnání s maximální historickou spotřebou je k dispozici dodatečná denní kapacita cca 382 GWh, což je 2,5násobek maximálního budoucího odběru plynových elektráren předvídaných v rámci letošního zpracování Dlouhodobé rovnováhy. I při náhradě uhlí plynem ve výši 69 % by měly být přepravní kapacity tranzitní a vnitrostátní soustavy zcela dostatečné. K lokálním problémům s kapacitami by mohlo dojít u předacích míst do PDS.

Výhled přepravy plynu

Z důvodu klesající produkce zemního plynu na území EU (především útlum těžby v Nizozemsku – pole Groningen), a to i navzdory předpovídané klesající poptávce po plynu v členských státech EU, se očekává růst importní závislosti EU. Přeprava plynu ze třetích zemí tak minimálně do roku 2040 zůstane i nadále klíčovým prvkem pro zajištění energetické bezpečnosti pro jednotlivé členské státy EU.

V roce 2022 došlo v mnoha členských státech EU ke změně dovozních a tranzitních koridorů, přičemž tento trend se dá očekávat i v následujících letech. Důvodem bylo významné snížení dodávek ruského plynu do EU. V kontextu událostí na Ukrajině tomu přispívá i politická dohoda o snižování závislosti na ruském plynu, včetně urychlení odklonu od fosilních paliv. S ohledem na možná technologická řešení přechodu EU na kombinaci obnovitelných a nízkouhlíkových zdrojů energie však zůstává přeprava plyných paliv i nadále klíčovým prvkem pro zajištění energetické bezpečnosti členských států EU. Geografická poloha a technicky vyspělá a spolehlivá přepravní infrastruktura České republiky tak bude i nadále představovat jeden z klíčových prvků bezpečnosti dodávek plynu do ČR. Česká republika zůstává i nadále důležitou tranzitní zemí, objem přepravovaného plynu přes naše území se ale sníží.

Jednou z hlavních možností, jak v současnosti rozšířit portfolio dodávek plynu do České republiky, je dovoz norského plynu a plynu z existujících a budovaných LNG terminálů v severozápadní Evropě (Belgie, Nizozemsko a Německo) a Polsku. Právě v Nizozemsku byl v roce 2022 uveden do provozu plovoucí LNG terminál v Eemshavenu, ve kterém má společnost ČEZ na několik let zarezervovanou kapacitu ve výši zhruba 3 mld. m³/rok. Další z možností je zajištění dodávek skrze kapacity v nově postavených a budovaných plovoucích a stacionárních LNG terminálech v Německu, které jsou

postupně uváděny do provozu od konce roku 2022. Německo se stane významnou dovozní zemí pro LNG v regionu střední Evropy. V současné době německá infrastruktura umožňuje přepravu norského plynu a plynu z LNG terminálů ve směru západ-východ. Nicméně zprovoznění plánované dovozní infrastruktury v Německu povede ke zvýšení přepravních potřeb v tomto směru, což bude muset být doprovázeno dalším navýšením kapacit existující německé přepravní infrastruktury. Jedná se zejména o plný reverzní tok plynovodem NEL. Pro další navýšení bude nutné zvýšit kompresní výkon na tomto plynovodu. Plynovod NEL už nyní umožňuje přepravu ve směru západ-východ, a to maximálně do výše zhruba jedné třetiny současné kapacity ve směru východ-západ.

Další rozšíření dodávek plynu pro český trh je možné skrze rostoucí dodávkové portfolio v Polsku. Polsko provozuje jeden LNG terminál ve Svinoúšti, jehož současná kapacita bude od roku 2023 navýšena o 2,5 mld. m³/rok. V září 2022 byla dokončena výstavba plynovodu Baltic pipe. Polsko také plánuje zprovoznění druhého LNG terminálu (plovoucího) v Gdaňsku. Lze očekávat, že v následujících letech mohou dodávky plynu z Polska do střední a východní Evropy směřovat přes Slovenskou republiku. To se může v budoucnu změnit s výstavbou Česko-polského propoje, který je stále předmětem diskuse na národní i evropské úrovni. Jeho realizace by přispěla ke zvýšení bezpečnosti dodávek do České republiky i do regionu střední Evropy.

Vyhodnocení dopadu výstavby jednotlivých evropských infrastrukturních projektů na přepravní soustavu ČR

Tato část se věnuje infrastrukturním projektům včetně nových LNG terminálů v Evropě, která je relevantní z pohledu dopadů na českou přepravní soustavu. Pro českou přepravní soustavu jsou klíčové především vznikající projekty v Německu (plovoucí a později stacionární LNG terminály), které podle dostupných informací z března 2023, budou v roce 2024 disponovat kapacitou přibližně 40 mld. m³/rok. Důležitá jsou také plánovaná rozšiřování terminálů v Belgii a Nizozemsku, popř. projekty v Polsku (projekt Baltic Pipe, Polsko-slovenské propojení, rozšíření kapacity LNG terminálů ve Svinoúšti a plánovaný plovoucí LNG terminál v Gdaňsku) a plynovody tvořící tzv. jižní koridor (TAP a TANAP).

LNG infrastruktura v Německu

Projekty, které mohou významně ovlivnit dodávky plynu do ČR a následně i dodávky českou přepravní soustavou dále do východní Evropy, jsou zejména výstavba plovoucích a stacionárních LNG terminálů v Německu. Německo, které doposud nemělo v provozu žádný LNG terminál, jich v současnosti plánuje hned několik.

První plovoucí terminály byly zprovozněny na přelomu roku 2022/2023 v dolnosaském přístavu Wilhelmshaven, Lubminu v Meklenbursku-Předním Pomořansku a Brunsbüttelu ve Šlesvicku-Holštýnsku. Na konci roku 2023 se pak očekává zprovoznění dalších plovoucích terminálů, a to opět v Lubminu a Wilhelmshavenu. Nový terminál také vznikne v dolnosaském Stade. V roce 2024 by tak Německo mělo mít dispozici LNG terminály s přibližnou kapacitou 40 mld. m³/rok. Plovoucí terminály v Brunsbüttelu a Stade budou provozovány pouze do doby, než bude dokončena výstavba plánovaných stacionárních LNG terminálů (uvedení do provozu je plánováno na rok 2026). V Brunsbüttelu tak bude plovoucí terminál nahrazen stacionárním LNG terminálem o kapacitě 8 mld. m³/rok (s možným navýšením až do 10 mld. m³/rok), ve Stade o kapacitě 13,3 mld. m³/rok.

LNG v Polsku

Dalším z plánovaných projektů je rozšíření stávajícího stacionárního terminálu v polském Svinoúšti (který je v provozu od roku 2016) ze současných 6,2 na 8,7 mld. m³/rok v roce 2023 a výstavba nového plovoucího terminálu v Gdaňsku o kapacitě 6,1 mld. m³/rok. Oba zmíněné terminály budou sloužit nejen k rozšíření zdrojového portfolia pro spotřebu Polska, ale i zásobování zemí střední a východní Evropy. Lze očekávat, že část těchto dodávek bude přepravována na Slovensko Polsko-slovenským propojením nebo na Ukrajinu.

Rozšiřování kapacity v LNG terminálech v Belgii a Nizozemsku

Důležité je zmínit výstavbu a rozšíření kapacity LNG terminálů v některých zemích Beneluxu. V Nizozemsku byla v roce 2022 dokončena výstavba plovoucího terminálu v Eemshavenu o celkové

kapacitě 8 mld. m³/rok. Stávající stacionární LNG terminál Gate o kapacitě 12 mld. m³/rok plánuje navýšit kapacitu v roce 2026 na 16 mld. m³/rok. V případě belgického terminálu v Zeebrugge je plánováno navýšení stávající kapacity v první fázi do roku 2024 z více než 15 mld. m³/rok na cca 21 mld. m³/rok, a následně ve druhé fázi do roku 2026 na téměř 23 mld. m³/rok.

Plynovody v Evropě

Baltic Pipe a GIPL

Baltic Pipe je plynovod spojující Europipe II a Polsko, jehož výstavba byla dokončena koncem září 2022. Tím se vytvořil nový přepravní koridor pro dodávky norského plynu do Evropy ze Severního moře přes Dánsko až do Polska, resp. dále střední a východní Evropy a pobaltských zemí. Celkový objem množství přepravovaného norského plynu je deklarován na 10 mld. m³/rok ve směru do Dánska a Polska a 3 mld. m³/rok ve směru z Polska do Dánska. Diverzifikaci dodávek zemního plynu pro země střední a východní Evropy a pobaltské země pak umožňuje dokončení další návazné infrastruktury. S ohledem na dokončení Polsko-slovenského propojení se dá očekávat přeprava zemního plynu do střední a východní Evropy v rámci severojižního koridoru přes Slovenskou republiku, tzn. v následujících letech se nedá očekávat významný dopad na českou přepravní infrastrukturu. Prostřednictvím polsko-litevského plynovodu (GIPL), který byl zprovozněn v roce 2021, pak dochází k integraci pobaltských zemí a Finska do evropské přepravní infrastruktury, vč. zpřístupnění zemního plynu z LNG terminálu v Klaipėdė o kapacitě přibližně 4 mld. m³/rok.

Polsko-slovenské propojení

Diverzifikaci dodávek pro země střední a východní Evropy umožnilo dokončení výstavby Polsko-slovenského propojení, s kapacitou plynovodu ve směru z Polska na Slovensko 4,7 mld. m³/rok a kapacitou pro přepravu v reverzním směru 5,7 mld. m³/rok. Výstavba slovenské části projektu započala v září 2018. Výstavba polské části byla následně zahájena o rok později. Kapacita plynovodu je dostupná od listopadu 2022.

TAP a TANAP

Plynovody TAP a TANAP jsou součástí tzv. jižního koridoru vedoucího z ložisek v Ázerbájdžánu přes Gruzii, Turecko, Řecko, Albánii a Jaderské moře do Itálie. Výstavba plynovodu TANAP o celkové kapacitě 16 mld. m³/rok (6 mld. m³/rok je určeno pro turecký trh, zbytek pro zásobování Evropy) byla v druhé polovině roku 2019 dokončena. Výstavba navazujícího plynovodu TAP (o kapacitě 10 mld. m³/rok) byla taktéž dokončena a od listopadu 2020 je v plném provozu. Až do plánovaného zprovoznění projektu na zkapacitnění italské infrastruktury ve směru jih-sever (tzv. plynovod Adriatic) v roce 2027 se neočekává významný dopad na tranzit přes českou plynárenskou soustavu ve směru na Lanžhot. V červenci 2022 podepsala EU s Ázerbájdžánem memorandum o porozumění, které zahrnuje závazek zdvojnásobit dodávky plynu do EU od roku 2027 na 20 mld. m³/rok. V listopadu 2022 pak národní regulátoři Itálie, Albánie a Řecka schválili pravidla pro závaznou fázi přidělování kapacity související s plánem navýšit kapacitu plynovodu TAP ze současných 10 mld. m³/rok na 20 mld. m³/rok. Na politické úrovni je rovněž diskutován záměr navýšit kapacitu plynovodu TANAP ze současných 16 mld. m³/rok na 32 mld. m³/rok.

7 Zdroje plynu

Kapitola zahrnuje informace o historii i výhledu těžby plynu, ložiskách, alternativních plynech (vodík a syntetický metan), zahraniční zdroje a trasy a situace na trzích včetně analýzy nestandardního vývoje na trzích v roce 2021 a 2022.

7.1 Tuzemská těžba plynu

Těžba zemního plynu má na území České republiky více než stoletou tradici. Historicky nejstarší oblastí těžby zemního plynu je Vídeňská pánev, která tvoří pruh táhnoucí se od hranic se Slovenskem a Rakouskem až po Moravský Písek. Z pohledu regionálně-geologického je území tvořeno mohutným sedimentárním bazénem. Jedná se o geologický útvar přecházející k nám z území Rakouska a Slovenska. Potenciál výskytu ložisek uhlovodíků na našem území se nachází v pískovcích především sarmatského a bádenského stáří v hloubce 600 až 3000 m.

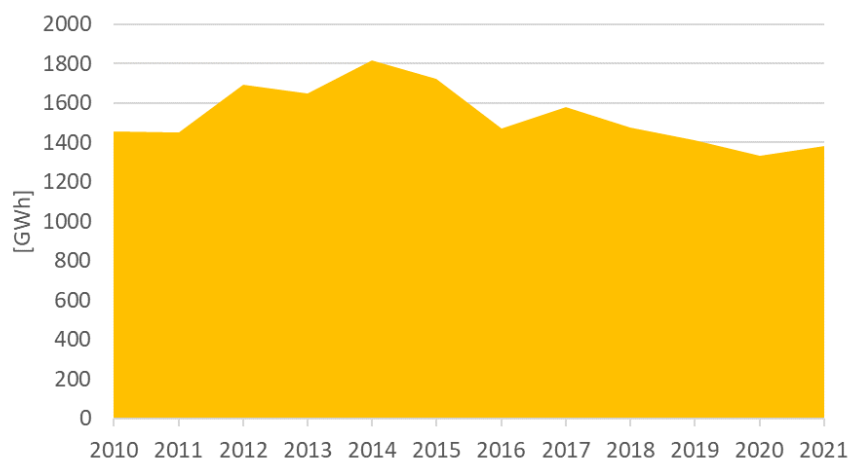
Další významnou lokalitou je hornoslezská pánev, který svým jihozápadním výběžkem zasahuje z polské části Slezska na území České republiky. Pánev se dělí na severnější část ostravsko-karvinskou a jižnější část podbeskydskou. V těchto oblastech dominuje těžba slojového (uhelného) zemního plynu.



Obrázek 58 – Tuzemské zdroje zemního plynu

Zdroj: Česká geologická služba

Roční těžba se pohybuje v poslední dekádě v rozmezí 150-200 mil. m³, což reprezentuje cca 1,5 % celkové domácí poptávky po zemním plynu, a z důvodu nízkého významu není dále zohledňována v modelování kvantitativních výhledů. Největšími tuzemskými producenty jsou společnost MND a.s. (bývalé Moravské Naftové Doly) a Green Gas DPB, a.s., Paskov. Vývoj roční těžby v energetických jednotkách ukazuje následující graf.



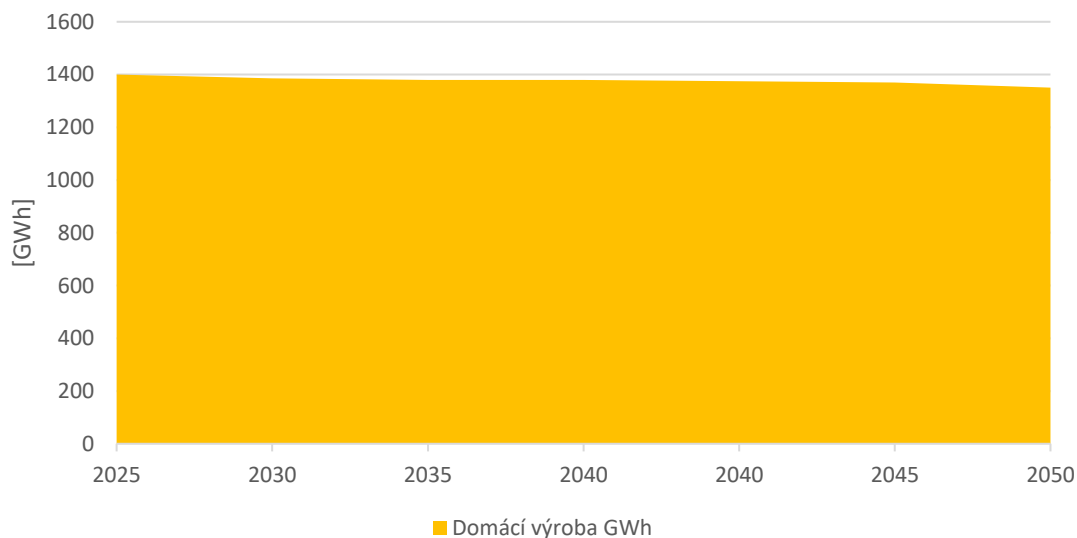
Obrázek 59 – Těžba zemního plynu v ČR

Zdroj: ERÚ, Roční zprávy o provozu plynárenské soustavy ČR

7.1.1 Životnost stávajících ložisek, výhled těžby, potenciální nové lokality

V současnosti je celkový počet ložisek 97, z toho těžených 65. V roce 2018 bylo registrováno celkem 20 průzkumných území.

Zásoby zemního plynu jsou odhadovány na 30 202 mil. m³, z toho na vytěžitelné zásoby připadá 4 154 mil. m³. Výhled roční těžby do roku 2030, zejména v oblasti Vídeňské pánve, je rovnoměrný a srovnatelný se současným stavem. I když výhled do roku 2050 těžbařské firmy neposkytly, s ohledem na prokázané zásoby lze očekávat těžbu zemního plynu do roku 2050 na úrovni stávající těžby.²⁰



Obrázek 60 – Výhled těžby zemního plynu v ČR

Zdroj: Česká geologická služba, MND

Díky malému podílu domácí těžby zemního plynu nemá případný pokles těžby dopad do zabezpečení dodávek koncovým zákazníkům. Rozvoj těžby a hledání nových nalezišť probíhá kontinuálně. Intenzitu takové činnosti do značné míry ovlivňuje tržní cena zemního plynu a zejména pak vysoké náklady na průzkumné vrty.

²⁰ https://www.mpo.cz/cz/energetika/statistika/plynna-paliva/zemni-plyn-v-ceske-republice-2010_2020--265410/

7.2 Vtláčení alternativních zdrojů do soustavy

Evropská komise plánuje využití alternativních plynů pro dosažení dekarbonizačních cílů, což přirozeně bude znamenat i snížení závislosti na dovozu fosilních paliv, jejichž naleziště jsou s výjimkou uhlí zpravidla mimo území členských států EU. Vzhledem k předpokládanému rozvoji intermitentních zdrojů elektřiny mohou hrát plyná paliva významnou roli i z technologického pohledu řízení elektrizační soustavy. Díky chemické energii v plyných palivech vyrovnávají elektroenergetická zařízení spalující plyná paliva rozdíly mezi okamžitou výrobou a spotřebou v elektroenergetické soustavě ve stále větší míře již dnes a díky možnosti konverze elektřiny do podoby plyných paliv lze navíc využít i možnost dlouhodobé akumulace energie, která je v elektroenergetice na rozdíl od plynárenství doposud nedostatečná. Díky těmto vlastnostem plyných paliv je možné energii lépe skladovat, přepravovat a tím posílit stabilitu celého energetického systému, a tak lépe začlenit potenciál OZE. K možným alternativním plynům patří bioplyn, biometan, syntetický metan a vodík.

Hlavní složkou prvních třech uvedených alternativních plynů je metan (v případě biometanu a syntetického metanu více než 85 %). Tyto plyny tak představují z pohledu plynárenských technologií relativně malou změnu, a mohou se tak stát alternativou k zemnímu plynu. Na úrovni EU je vodík považován za palivo budoucnosti.

Z pohledu unijní legislativy však neexistuje v současné době právní ukotvení pro definici samotného vodíku či kategorizace jeho druhů. Obvykle je využívána klasifikace v závislosti na způsobu výroby vodíku, vodík se označuje různými barvami²¹. Lze však předpokládat, že v následujícím období dojde s vývojem právního rámce k harmonizaci názvosloví v rámci EU, neboť aktuálně probíhá řádný legislativní proces u řady návrhů legislativních aktů, jejichž předmětem je mimo jiné i regulační rámec pro vodíkovou infrastrukturu nebo mechanismy pro usnadnění zavádění obnovitelných a nízkouhlíkových plynů do stávající plynárenské infrastruktury (např. plynárenský dekarbonizační balíček²², revize RED II²³ či návrh delegovaných aktů EK v přenesené pravomoci dle směrnice RED II²⁴).

Ačkoliv není na úrovni unijní legislativy právně ukotvena definice samotného vodíku, existuje již řada strategií, které téma vodíku akcelerují. Možné scénáře rozvoje vodíkového hospodářství na úrovni EU představuje např. Evropská vodíková strategie²⁵, EU strategie o integraci energetického systému²⁶ a REPowerEU. Vodíková strategie představená Evropskou komisí v roce 2020 je založena na předpokladu, že podíl vodíku nebo jeho směsi s jinými plyny ve stávající plynárenské infrastruktuře postupně poroste. Kromě Evropské komise připravila nebo připravuje také řada států své vodíkové strategie a očekává se, že je budou následovat další státy. V roce 2019, v době vydání zprávy IEA The Future of Hydrogen pro G20, měly strategie pro využívání vodíku pouze Francie, Japonsko a Korea. Dnes již další vlády, včetně České republiky, představily své vodíkové strategie a další vlády veřejně oznámily, že na vývoji svých vodíkových strategií pracují.²⁷

²¹ Definice „barev“ či „druhů“ vodíku:

- Zelený vodík: výroba H₂ pomocí elektrolýzy elektřinou z obnovitelných zdrojů
- Modrý vodík: výroba H₂ z fosilních zdrojů, např. ZP, se zachycením CO₂
- Žlutý: výroba H₂ pomocí elektrolýzy, potřebná elektřina je z jaderné elektrárny
- Tyrkysový: výroba H₂ pomocí pyrolýzy
- Šedý vodík: výroba H₂ z fosilních paliv pomocí parního reformingu (steam methane reforming, SMR) a termickou parciální oxidací (POX)

²² Nařízení a směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) o společných pravidlech pro vnitřní trh s plyny z obnovitelných zdrojů, se zemním plynem a s vodíkem (v přepracovaném znění).

²³ Směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2018/2001 ze dne 11. prosince 2018 o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů.

²⁴ Nařízení Komise v přenesené pravomoci (EU) kterou se doplňuje směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2018/2001 stanovením metodiky Unie, která stanoví podrobná pravidla pro výrobu obnovitelných kapalných a plyných dopravních paliv nebiologického původu.

²⁵ EU Hydrogen Strategy, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/FS_20_1296

²⁶ EU strategy on energy system integration, https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-system-integration/eu-strategy-energy-system-integration_en

²⁷ Global Hydrogen Review 2021 (windows.net)

Aktuální cíle EU pro výrobu a import vodíku představuje plán REPowerEU²⁸. V plánu REPowerEU je stanoven unijní cíl produkce na úrovni 10 Mt obnovitelného vodíku z domácí výroby do r. 2030 a 10 Mt vodíku z dovozu.

Otázky spojené s vodíkem jako alternativním palivem jsou aktuálně velmi intenzivně řešeny v celé Evropě. Plyn produkovaný přeměnou elektřiny z obnovitelných zdrojů energie může hrát již v blízké budoucnosti významnou roli, protože se jedná o jediný plyn, který jsme schopni v dostatečně velkém objemu nízkoemisně nebo bezemisně vyrábět přímo na území členských států EU nebo dovézt ze sousedních zemí a v globálním měřítku.

Vodík a syntetický metan

Více než 90 % vyrobeného vodíku je v současné době vyrobeno z fosilních paliv pomocí parního reformingu (steam methane reforming, SMR) a termickou parciální oxidací (POX). Vodíková strategie ČR počítá s využitím nízkouhlíkového vodíku, při jehož výrobě vznikne maximálně 36,4 g CO₂²⁹. Jde například o tzv. zelený vodík vyrobený elektrolýzou elektřinou z obnovitelných zdrojů nebo z jaderných zdrojů, rovněž také o vodík vyrobený z bioplynu nebo vodík vyrobený ze zemního plynu nebo odpadu se zachytáváním CO₂.²¹

V ČR je v současné době aktuální poptávka po vodíku zejména v oblasti chemického průmyslu. Dle FCH JU Hydrogen Roadmap³⁰ se v budoucnu objeví nově spotřeba vodíku v energetickém sektoru a v sektoru pro výrobu vysokoteplotního tepla. Vodík se rovněž objeví jako palivo v několika procesech (např. výroba čpavku, alkenů nebo hydrogenační rafinace v rafinériích) jako surovina, a to buď přímo, nebo po sloučení s CO₂ jako syntetické palivo. Dále bude vodík dle evropského plánu využit při výrobě oceli, kde bude sloužit jako redukční činidlo při náhradě vysokých pecí na bázi uhlí. Využití najde například i jako surovina pro výrobu amoniaku.

Vodík zároveň slouží jako nástroj „sector coupling“, tedy propojení sektorů elektroenergetiky a plynárenství, který umožňuje dlouhodobě uložit obnovitelnou energii ze zdrojů se značnými sezónními přeby výroby. Současně usnadňuje dekarbonizaci průmyslových oborů, například i na vysokoteplotní teplo nebo jako palivo v dopravě, a tím usnadnit dekarbonizaci těchto „hard-to-abate“ sektorů.

Přeprava vodíku

Pro budoucí přepravu vodíku se v Evropě počítá (kromě jiných metod, např. doprava zkapalněného vodíku prostřednictvím nákladních lodí) zejména s využitím stávající plynárenské přepravní soustavy. Vodík bude přepravován buď prostřednictvím přimíchávání do zemního plynu (tzv. blend), nebo ve své čisté podobě samostatnou vodíkovou infrastrukturou (upravením části současné infrastruktury pro zemní plyn, tzv. repurposing). I když bude přepravní soustava ČR nadále pro přepravu zemního plynu použitá, s některými jejími částmi se počítá v rámci projektů zabývajících se budoucí očekávanou vodíkovou infrastrukturou v Evropě.

Předpověď spotřeby vodíku v ČR uvádí Vodíková strategie České republiky.³¹ Jedná se konkrétně o předpověď spotřeby v sektorech dopravy, průmyslu (vč. chemického a hutnictví), výrobu elektřiny a

²⁸ REPowerEU (europa.eu)

²⁹ Hodnota vychází z metodologie CertifHy, kde 36,4 g CO₂/MJ je 40 % emisní stopy při výrobě vodíku ze zemního plynu bez CCSU, viz

https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/documents/280120_Final_Report_CertifHy_publishing%20approved_publishing%20%28ID%207924419%29%20%28ID%207929219%29.pdf

Probíhá diskuse i o jiných hodnotách obsahu uhlíku. Níže uvedené hodnoty ale nebyly odsouhlaseny:

- návrh „Delegated Act of the Taxonomy regulation“ prosazuje 2 .256 tCO₂eq/tH₂
- návrh „Renewable Energy Directive GHG methodology“ předpokládá pro vodík používaný v dopravě hodnotu 3 ,38 tCO₂eq/tH₂

³⁰ HYDROGEN ROADMAP EUROPE, <https://www.fch.europa.eu/news/hydrogen-roadmap-europe-sustainable-pathway-european-energy-transition>

³¹ Vodíková strategie České republiky https://www.mpo.cz/assets/cz/prumysl/strategicke-projekty/2021/8/Vodikova-strategie_CZ_G_2021-26-07.pdf

tepla a spotřebu domácností. Další zdroj, který modeluje spotřebu vodíku v České republice, je studie European Hydrogen Backbone³². Spotřeba je pro 2040 a 2050 uvedena nižší, což je z důvodu mnohem menší spotřeby v sektoru dopravy. Pro srovnání v současné době je výrobní kapacita vodíku v ČR zhruba 2,8 TWh vodíku ročně, lze předpokládat, že do budoucna bude toto množství nahrazeno nízkoemisním vodíkem.

Spotřeba H2 [TWh]	2030	2040	2050
Česká H2 strategie	3,3	29	58
European Hydrogen Backbone 2022	5	17	27

Tabulka 15 – Prognóza růstu spotřeby nízkouhlíkového vodíku v ČR^{31,32}

Zdroj: EHB

Stejně informační zdroje pak předpokládají výrobu zeleného vodíku v České republice podstatně nižší než spotřebu (viz tabulka 19).

Případem propojení sektorů je technologie „Power to Gas“ P2G je jedním ze způsobů akumulace přebytků elektřiny z OZE, a to buď prostřednictvím ukládání energie do vodíku (power-to-hydrogen P2H2), nebo do metanu (power-to-methane P2CH4). Jedná se tedy o technologii, která je založena na přeměně elektrické energie na energii chemicky vázanou v plynu. Základním procesem je elektrolýza, při které dochází k elektrolytickému rozkladu vody (vstupní suroviny) na vodík a kyslík. Vzniklý vodík může být dále využit přímo v průmyslu, dopravě apod., je také možné ho případně směšovat se zemním plynem a dodávat do plynárenské soustavy (blend), nebo může být metanizován pomocí CO2 na syntetický metan. Syntetický metan se vyrábí reakcí oxidu uhličitého (resp. oxidu uhelnatého) s vodíkem.

Technologie P2G pro výrobu vodíku, případně syntetického metanu, je dle TYNDP 2022 (ENTSOs)³³ v provozu soustavy uplatňována až kolem roku 2030 a dál.

TWh	2030	2040	2050
TYNDP 2022, scénář GA, klimatický rok 2009			
P2H ₂	0,2	11, 3	5,9
P2CH ₄	0	0,14	0,3
European Hydrogen Backbone, květen 2022			
P2H ₂	0,1	0,1	0,1

Tabulka 16 – Očekávaná výroba vodíku a syntetického metanu v ČR

Zdroj: TYNDP 2022, European Hydrogen Backbone³²

Vzhledem k tomu, že očekávaná domácí výroba obnovitelných plynů je mnohem nižší než současná spotřeba fosilních paliv, lze předpokládat, že fosilní paliva není možné takto zcela nahradit. Uplatnění technologie P2G může být sice velmi významné z hlediska řízení elektrizační soustavy, nicméně v porovnání s očekávanou poptávkou po plynu se nejedná o množství, které by znamenalo zásadní změnu v závislosti ČR na dovozu plynů včetně alternativních. Omezující faktor pro P2G je nedostatečný potenciál OZE v ČR v porovnání s přímořskými státy, což v případě jejich instalace vede k nižšímu

³² [EHB-Supply-corridor-presentation-Full-version.pdf](#)

využití. Aktuální projekty v oblasti technologií P2G jsou v ČR v současnosti ve fázi zpracování přípravných studií. Demonstrační projekty technologie P2G nebyly v ČR zatím realizovány. Nicméně ORLEN Unipetrol a Škoda Praha zpracovávají studii proveditelnosti několika variant výroby vodíku prostřednictvím solární energie.

Na další rozvoj technologií typu P2G a nástup vodíku je nutno nahlížet v kontextu většího propojování elektroenergetických a plynárenských soustav (tzv. sector coupling). Na toto propojování a následně i využití a provoz nových technologií typu P2G a alternativních plynů ovšem aktuálně platná legislativa a regulace jak na evropské, tak i na národní úrovni není připravena. Současné podmínky v ČR a EU byly vytvořeny v období před nutností rozvoje technologií typu P2G a alternativních plynů a nejsou tedy připraveny na její provoz a podporu. Pro další rozvoj těchto nových směrů bude nutné tyto podmínky vytvořit, viz výše otázka jednotné kvality plynu napříč členskými zeměmi.

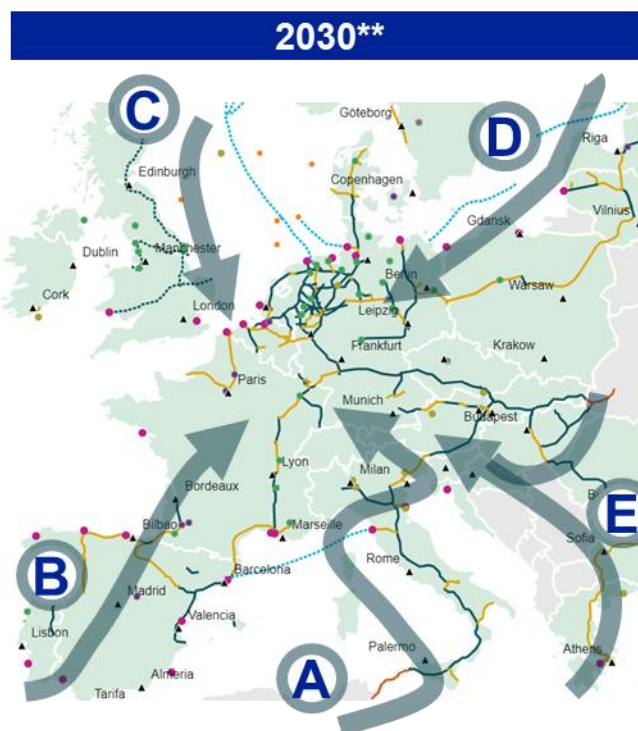
I přes možný budoucí přechod na H₂ se očekává, že Česká republika zůstane převážně importní zemí energetických zdrojů. V rámci evropského desetiletého plánu (TYNDP 2022), jehož finalizace je plánována na rok 2023, se budoucími přepravními koridory vodíku zabývají i asociace evropských provozovatelů přepravních a přenosových infrastruktur (ENTSOG a ENTSO-E). Dle reportu zveřejněného v dubnu 2022 (příloha IX)³³, bude rostoucí spotřeba vodíku v EU od roku 2030 kryta (kromě domácí produkce) také importem ze zemí mimo EU. Vodík může být dodáván prostřednictvím plynovodů nebo lodní dopravou, nicméně import plynovody ze sousedních zemí EU se jeví jako nákladově efektivnější. Velký potenciál je spatřován v dodávkách vodíku z Norska (217 až 312 TWh za rok), Severní Afriky (86 až 317 TWh za rok), Ukrajiny (až 114 až 228 TWh) a Turecka (až 79 TWh za rok). Česká přepravní infrastruktura je součástí plánovaných importních koridorů především z Ukrajiny a severní Afriky.

Vznik importních koridorů zkoumá iniciativa European Hydrogen Backbone EHB (Evropská vodíková páteř). Členové této iniciativy jsou evropské přepravní společnosti, které v roce 2020 poprvé společně představily její vizi. Během posledních tří let se počet přepravních společností podílejících se na této iniciativě zvýšil z jedenácti na 31 společností z 28 zemí plus partner TSO GUA³⁴. Třetí rozšířená vize EHB³⁵ představuje kromě budoucí spotřeby a výroby i případný import vodíku z regionů mimo EU. Kromě odhadovaného potenciálu výroby vodíku v EU a UK (400 TWh v 2030), počítá s importem z výše zmíněných zemí. Aktualizované mapy (viz **Chyba! Nenalezen zdroj odkazů.**) ukazují vodíkovou i infrastrukturu v pěti importních koridorech pro roky 2030 a 2040, které jsou z velké části založeny na stávající plynové infrastruktuře (tzv. repurposing).

³³ https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2022/04/TYNDP_2022_Scenario_Building_Guidelines_Version_April_2022.pdf

³⁴ <https://www.ehb.eu/newsitems#ehb-signs-mou-with-tso-of-ukraine-on-collaboration-towards-an-integrated-european-hydrogen-infrastructure>

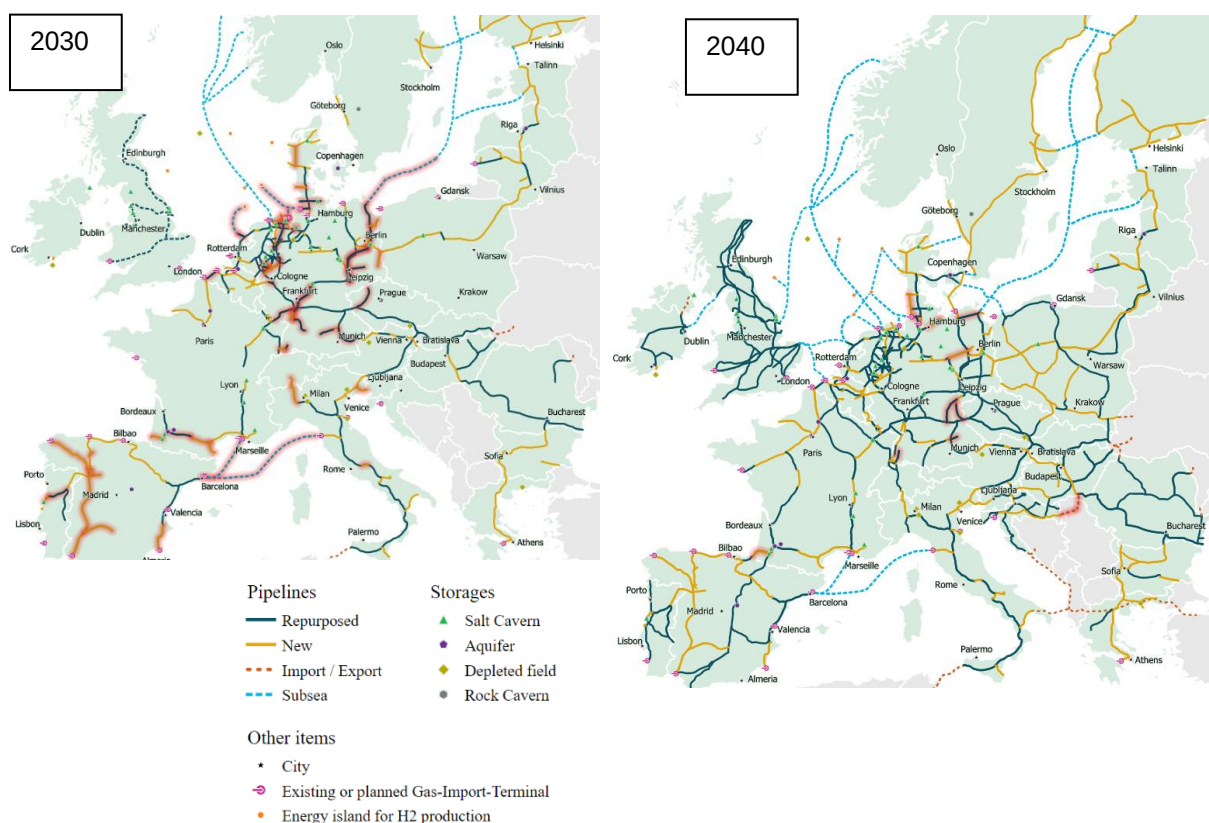
³⁵ [ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf](#)



Obrázek 61 – Dovozní koridory představené iniciativou EHB (Evropská vodíková páteř)

Do roku 2030 by se EHB mohla skládat z počáteční 28 000 km potrubní sítě spojující vznikající vodíková údolí. Vodíková infrastruktura se pak do roku 2040 může rozrůst v celoevropskou síť s délkou 53 000 km.

Koridory v EHB jsou v souladu s koridory (viz [EHB](#)), který představuje REPower EU pro import vodíku do Evropy. Ve snaze plnit cíl REPower EU, navýšit import o 10 Mt vodíku do 2030, vyhlásila Evropská Komise v říjnu 2022 výzvu k předložení projektů pro první PCI seznam (Projects of Common Interest, projekty společného zájmu) podle revidovaného nařízení TEN-E, jehož součástí budou nově i projekty vodíkové infrastruktury.



Obrázek 62 – Vize Evropské vodíkové páteře v roce 2030 a 2040

Zdroj: EHB

Ve výzvě k projektům společného zájmu v r. 2022 firma NET4GAS přihlásila dva projekty. Jeden z nich je Středoevropský vodíkový koridor (Central European Hydrogen Corridor³⁶). Tato iniciativa (za kterou stojí čtyři přední středoevropští provozovatelé přepravní infrastruktury) zkoumá proveditelnost vytvoření vodíkové „dálnice“ ve střední Evropě pro přepravu vodíku z hlavních oblastí dodávek vodíku na Ukrajině přes Slovensko a Českou republiku do oblastí poptávky po vodíku v Německu. Vodíkový koridor rovněž umožní přepravu vodíku mezi zařízeními na výrobu vodíku a jeho spotřebiteli v České republice a na Slovensku. Projekt zkoumá technickou proveditelnost pro denní přepravu až 144 GWh (15,6 mld. m³ za rok) čistého vodíku z Ukrajiny do Německa do roku 2030.

Stejná infrastruktura je zvažována rovněž pro přepravu vodíku ze severní Afriky a Itálie. Ve spolupráci s dalšími evropskými provozovateli plynárenské infrastruktury se tato možnost zkoumá v rámci tzv. Sunshyne koridoru. Spolupráce na Sunshyne koridoru se zúčastní 5 předních evropských provozovatelů plynárenských přepravních soustav: SNAM, TAG, Eustream, NET4GAS a OGE.

³⁶ <https://www.cehc.eu/en/home/>



Obrázek 63 – Středoevropský vodíkový koridor

Zdroj: CEHC



Obrázek 64 – Sunshyne koridor

Zdroj: Sunshyne corridor

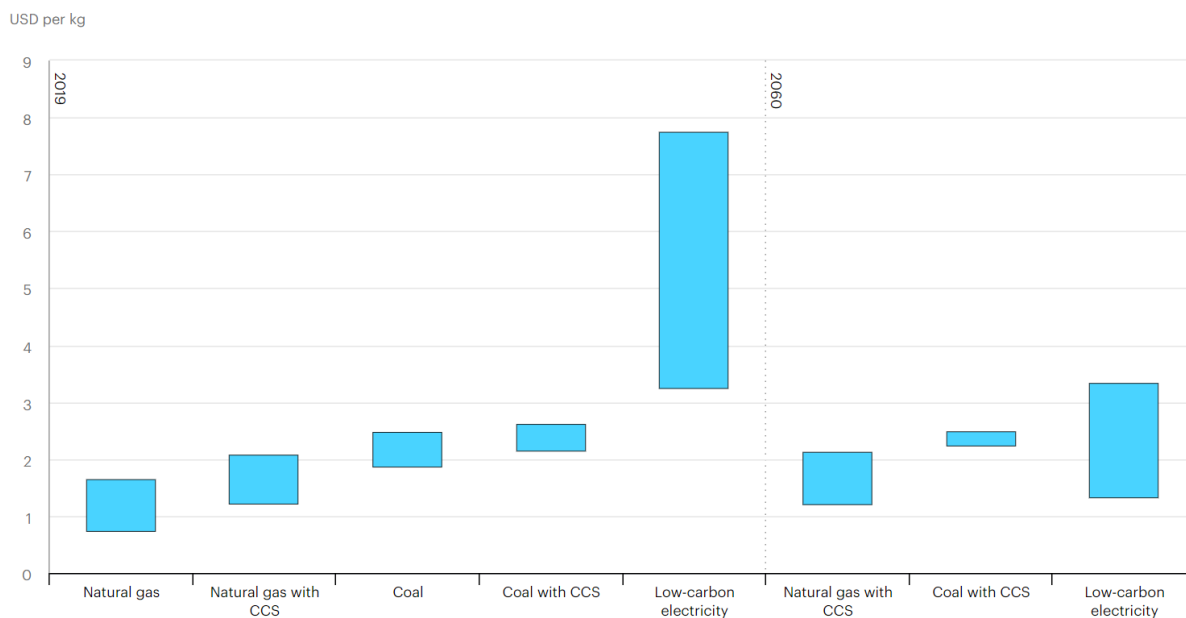
Druhým projektem podaným ve výzvě je Česko-německý vodíkový propoj (Czech German Hydrogen Interconnector CGHI). Ten má za cíl propojit oblasti s vysokým potenciálem dodávek vodíku ze severního Německa a Pobaltí s očekávanou vysokou poptávkou v jižním Německu, a to právě přes Českou republiku. Kromě toho bude koridor pokrývat také poptávku v České republice podél trasy, především očekávané vodíkové projekty v severních Čechách. Zásobovací koridor sever-jih Německa podporují tři evropské plynárenské přepravní společnosti: GASCADE (DE), NET4GAS (CZ) a Open Grid Europe (DE).



Obrázek 65 – Česko-německý Vodíkový propoj

Zdroj: EHB

Náklady na výrobu vodíku závisí na použité technologii. Mezinárodní energetická agentura IEA předložila srovnání výrobních cen v roce 2019 a výhled na rok 2050.³⁷ Náklady na výrobu zeleného vodíku jsou nejvyšší a dosahují 3,2-7,7 USD/kg nebo 102,7-247 EUR/MWh a nejsou zatím konkurenceschopné. S klesajícími náklady na elektrolyzéry a rostoucími cenami emisních povolenek by měl být zelený vodík v příštím desetiletí konkurenceschopný se zemním plynem.



Obrázek 66 Globální průměrné vyrovnané náklady na výrobu vodíku podle zdroje energie a technologie, 2019 a 2050

Zdroj: IEA

³⁷ Global average levelised cost of hydrogen production by energy source and technology, 2019 and 2050 – Charts – Data & Statistics - IEA

Dalším plynem, u něhož se v EU očekává rostoucí spotřeba, je biometan.³⁸ Plán REPowerEU stanovil cíl pro udržitelnou výrobu biometanu na 35 mld. m³ do roku 2030. **Chyba! Záložka není definována.** Kromě domácí produkce se v některých studiích a plánech³⁹ počítá i s importem ze zemí mimo EU. Možným zdrojem se z důvodů velké rozlohy zemědělské půdy mohou stát např. dodávky z Ukrajiny. Výhoda dodávek z Ukrajiny je spatřována také v propojenosti její přepravní soustavy s přepravní soustavou EU. Pro českou přepravní soustavu je relevantní především koridor z Ukrajiny. Studie „The optimal role for gas in a net-zero emissions energy systems“⁴⁰ odhaduje, že v roce 2050 může být k dispozici pro následný import do EU až 138 TWh (13 mld. m³) biometanu. Pro import plynu do EU je potřeba stanovit jednotné požadavky na kvalitu plynu mezi jednotlivými národními TSO tak, aby se zamezilo omezení mezinárodní přepravy mezi jednotlivými členskými zeměmi.

7.2.2 Bioplyn/biometan

Bioplynové stanice v naprosté většině vyrábějí teplo a elektřinu v rámci kombinované výroby elektřiny a tepla spalováním bioplynu. Nízká účinnost tohoto procesu (například nedostatečné uplatnění vzniklého tepla) vybízí k přechodu k technologiím na čištění bioplynu, k výrobě biometanu, který má kvalitativně téměř stejné vlastnosti jako dovážený zemní plyn a při využití vodíku v procesu metanizace je prakticky bezemisní. Dle České bioplynové asociace⁴¹ je aktuálně v provozu v České republice 574 bioplynových stanic s instalovaným výkonem 367 MW a s vyrobeným množstvím elektrické energie a tepla 2 526 GWh⁴² a 542,1 TJ v roce 2020⁴³ (podíl bioplynu na OZE 22,9 %). Aktuální roční produkce bioplynu se pohybuje kolem 1,3 mld. m³. Dle NKEP se do roku 2030 očekává nárůst produkce bioplynu řádově v procentech až desítkách procent s tím, že v roce 2030 by měly mírně převažovat nové biometanové stanice společně s konvertovanými stanicemi na biometan nad stanicemi bioplynovými. NKEP předpokládá, že pokročilý biometan, což je biometan z odpadních surovin, bude spotřebováván pouze v sektoru dopravy, zatímco nepokročilý biometan, ze zemědělských surovin, bude spotřebováván pouze místně pro výrobu tepla a chladu. NKEP předpokládá v roce 2030 produkci biometanu přibližně 490 mil. m³ (denní výrobní kapacita je ~14 GWh), z toho přibližně 300 mil. m³ biometanu ze zemědělských vstupů a přibližně 190 mil. m³ biometanu z odpadních vstupů. Pro rok 2040 NKEP předpokládanou produkci biometanu neuvádí. K dopravě biometanu do místa spotřeby se předpokládá využití stávající plynárenské soustavy, ovšem za předpokladu sjednocení kvality plynu mezi DSO a TSO pro případ tzv. reverse flow, tedy stavu, kdy produkce biometanu vtláčeného do distribuční soustavy převládá nad spotřebou plynu obecně – tedy zejména v letních měsících. Tomuto fenoménu již čelí některé státy západní Evropy – Dánsko⁴⁴, – ve kterých je podpora vtláčení biometanu deklarována již několik let.

V ČR již jsou připravena opatření, která by měla v následujících letech motivovat k přechodu části stávajících bioplynových stanic na stanice biometanové, případně ke vzniku biometanových stanic nových. Tento přechod by měl proběhnout především u stanic s nízkým využitím tepla a v blízkosti vysokotlakých plynovodů. Jako první bioplynová stanice byla pro vtláčení biometanu do VTL plynovodu připojena BPS Rapotín. Bioplynová stanice Rapotín v listopadu 2019 zahájila výrobu biometanu s využitím technologie polymerových membrán, které umožňují vyčistit bioplyn vznikající převážně z komunálního odpadu na plyn s obsahem až 99 % metanu.

Druhou připojenou biometanovou stanicí se stala v roce 2022 stanice v Litomyšli⁴⁵.

Další projekty na čištění bioplynu budou pravděpodobně vznikat v souvislosti s dobíháním podpory na výrobu elektřiny v bioplynových stanicích a zároveň s novou provozní podporou na výrobu biometanu.

³⁸ https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2022/04/TYNDP2022_Joint_Scenario_Full-Report-April-2022.pdf

³⁹ <https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2020/04/Gas-for-Climate-Gas-Decarbonisation-Pathways-2020-2050.pdf>

⁴⁰ <https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2020/03/Navigant-Gas-for-Climate-The-optimal-role-for-gas-in-a-net-zero-emissions-energy-system-March-2019.pdf>

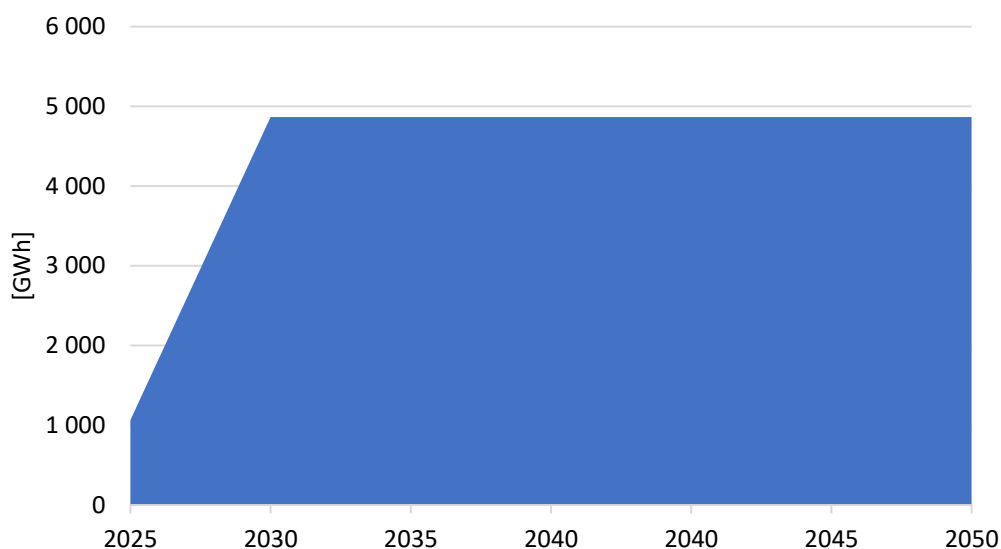
⁴¹ <https://www.czba.cz/>

⁴² Zprávy o provozu elektrizační soustavy 2020

⁴³ Zprávy o provozu teplotárenských soustav 2020

⁴⁴ <https://en.energinet.dk/gas/biomethane/>

⁴⁵ <https://www.gasnet.cz/o-spolecnosti/novinky/2022/11/bioplynka-litomysl>



Obrázek 67 – Výhled výroby biometanu v ČR⁴⁶

Zdroj: Česká bioplynová asociace, NKEP, MPO

7.3 Zahraniční zdroje a trasy dodávek plynu do ČR

7.3.1 Disponibilní zdroje

Těžba zemního plynu v Evropě dlouhodobě klesá. Zatímco v roce 2019 se v kontinentální části EU vytěžilo 608 TWh zemního plynu, v roce 2020 už to bylo jen 526 TWh. Data od Eurostat však ukazují, že vysoké ceny plynu na burzách však v minulém roce podpořily v roce 2021 drobné navýšení těžby zhruba na 540 TWh.

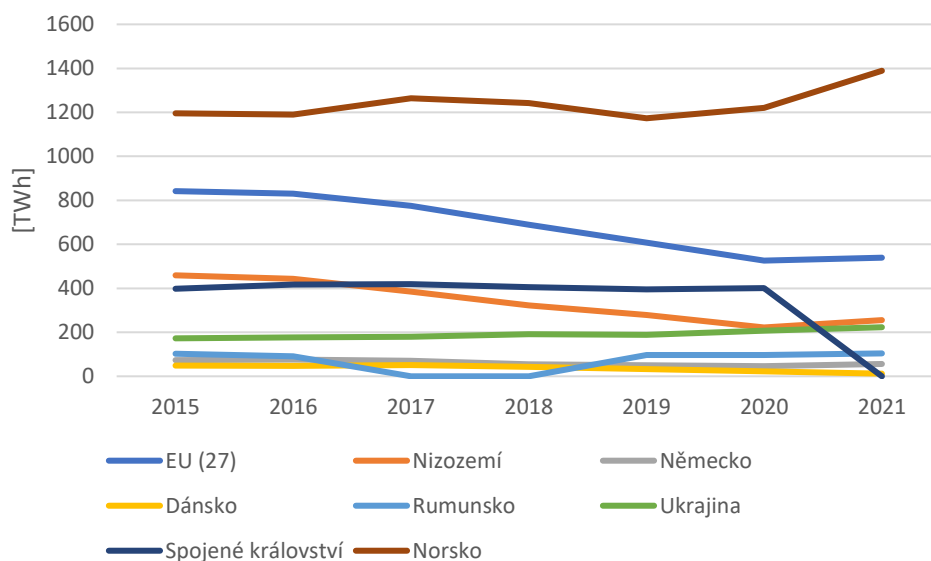
V roce 2021 došlo také k nárůstu těžby norských ložisek. Zatímco v roce 2020 se vytěžilo 1221 TWh, v roce 2021 to bylo 1389 TWh. Domácí spotřeba Norska činí zhruba 50 TWh. Zbytek plynu je pak určen k exportu, což z Norska činí nejvýznamnějšího jediného dodavatele do Evropy poté, co došlo k zásadnímu snížení dodávek z Ruska. Ačkoliv ve výhledu do roku 2050 dochází ke snížení produkce zemního plynu v Norsku, do roku 2030 lze očekávat těžbu minimálně srovnatelnou s rokem 2021. Největším odbytištěm norského plynu je EU následovaná Velkou Británií.

I přes trendu se vymykající rok 2021 je však v dlouhodobém výhledu pravděpodobnější další snižování těžby evropských ložisek. To potvrzuje postupné snižování těžby z nizozemského ložiska Groningen, které má být plně uzavřené nejpozději v roce 2024. Snižovat produkci budou také ložiska v Bulharsku, Rakousku, Chorvatsku, Dánsku, Německu, Irsku, Rumunsku a na Slovensku.

Geopolitická situace však zapříčinila, že předpokládané tempo snižování těžby plynu v EU je pomalejší. Scénáře představené v publikaci World Energy Outlook 2020 vydané Mezinárodní energetickou agenturou předpokládaly, že v roce 2030 nepřesáhnou vytěžené objemy zemního plynu v rámci EU 365 TWh a v roce 2040 se sníží k úrovni kolem 250 TWh. Proti tomu publikace z roku 2022 předpokládá těžbu přesahující 410 TWh v roce 2030, respektive 360 TWh v roce 2050. Rovněž Velká Británie počítá s drobným snížením těžby. V Evropě se dle predikce WEO 2022 vytěží v roce 2030 asi 2500 TWh a v roce 2050 2020 TWh.

Těžba v ČR se sice předpokládá konstantní, ale z hlediska pokrývání místních energetických potřeb je nevýznamná.

⁴⁶ Vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu | MPO



Obrázek 68 – Těžba zemního plynu v Evropě

Zdroj: EUROSTAT (měsíční data)

Zásadní nárůst produkce zemního plynu bylo proti tomu možné v roce 2021 pozorovat v Rusku. V zemi se vytěžilo zhruba 8400 TWh zemního plynu, což je o 1400 TWh více než v roce 2020. Do budoucna lze dle predikcí Mezinárodní energetické agentury očekávat snížení ruské těžby o více než 1600 TWh do roku 2030. Ke snížení dochází především v důsledku ztráty evropského trhu, a to i přes to, že WEO předpokládá nárůst dodávek do Číny. Co se týká vývozu plynu, Rusko vyvezlo v roce 2021 kolem 2 600 TWh zemního plynu, a to jak ve zkapalněné formě, tak potrubím.⁴⁷

7.3.2 Import zemního plynu

Pro zajištění zemního plynu potřebného k pokrytí spotřeby členských států spoléhá EU zejména na dodávky ze třetích zemí. V roce 2021 čistý import ze třetích zemí do EU mírně vzrostl a přesáhl 3 600 TWh. Hlavním dodavatelem přitom bylo Rusko, které se historicky podílelo na dodávkách ze třetích států z 50 až 60 %. Nadále se měly tyto dodávky realizovat také plynovodem Nord Stream 2, který byl technicky dokončen v roce 2021. I kvůli ruské invazi na Ukrajinu ale německý regulační úřad neschválil certifikaci plynovodu, který tak nemohl být uveden do provozu. Geopolitická situace navíc zapříčinila snížení podílu ruských dodávek na celkovém importu v první polovině roku 2022 na 38 % a lze očekávat, že ve druhé polovině roku poklesne ještě víc. Evropská unie navíc v REPower EU počítá s ukončením dovozu ruského zemního plynu do roku 2027.

Potrubní importy do EU v TWh					
	2017	2018	2019	2020	2021
Rusko	1 765	1 658	1 807	1 600	1 647
Norsko	767	705	697	698	609
Ázerbájdžán	0	0	0	0	93
Spojené Království	115	101	127	78	55
Severní Afrika	515	495	389	358	493
Alžírsko	465	448	328	310	458
Libye	50	48	61	48	35
Celkem	3 163	2 960	3 021	2 734	2 898

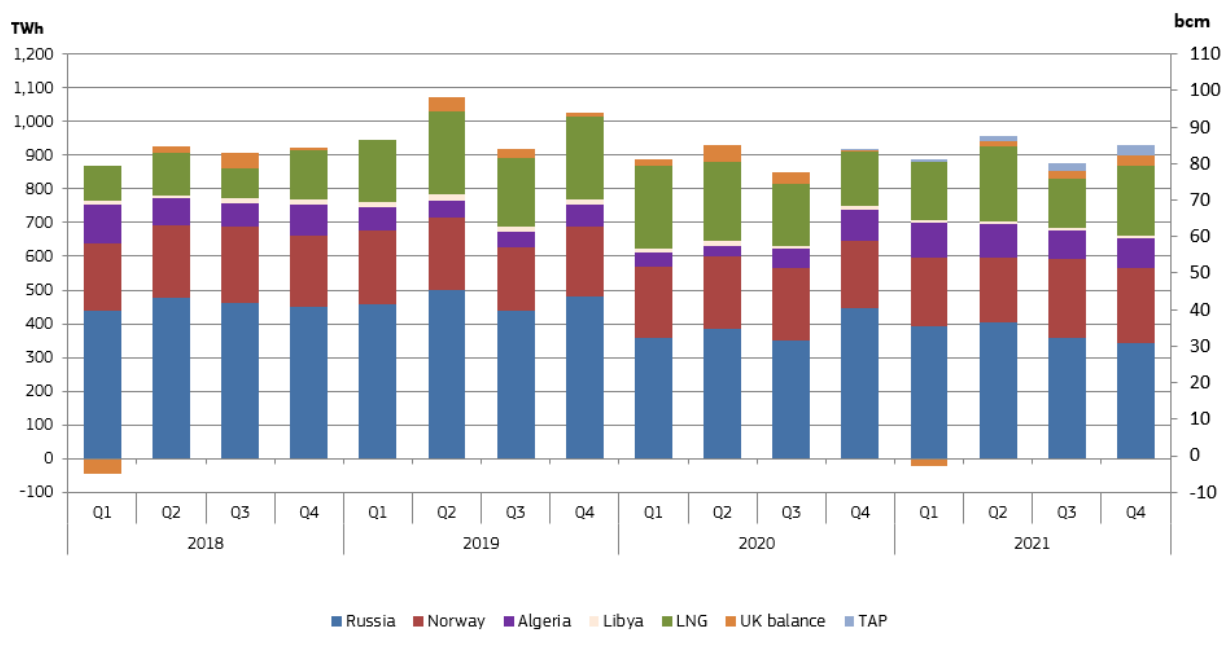
Tabulka 17 – Potrubní dodávky do EU 2017 – 2021

Zdroj: EUROSTAT

⁴⁷ <https://www.iea.org/articles/energy-fact-sheet-why-does-russian-oil-and-gas-matter>

Plán klade důraz na diverzifikaci dodávek, která je od roku 2022 hlavní prioritou (dříve zejména důraz na diverzifikaci dopravních cest). Státy jsou proto motivované odstraňovat úzká místa v přepravních soustavách a budovat LNG terminály, případně pronajímat plovoucí terminály.

Díky tomu bude pokles dodávek ruského plynu vyrovnán krom snižování poptávky také dodávkami ve formě LNG, biometanu a vodíku.



Obrázek 69 – Zdroje dováženého zemního plynu do EU v roce 2018-2021

Zdroj: Čtvrtletní report o evropském trhu s plynem

Dovoz LNG

V roce 2021 se celosvětově zobchodovalo asi 5360 TWh LNG. Globální poptávka tedy vzrostla proti roku 2020 z 5306 TWh jen mírně. Největšími světovým exportérem LNG zůstává Austrálie (1113 TWh), následovaná Katar (1109 TWh), USA (965 TWh) a Ruskem (428 TWh).

Do Evropy však směřovala větší část než v předchozích letech. V důsledku snížených dodávek zemního plynu z Ruska a zvyšující se ceny na evropském trhu Evropa v roce 2021 importovala 1081 TWh LNG, které dovezla z Afriky (340 TWh), Severní Ameriky (310 TWh), Středního východu 230 TWh a Ruska 187,2 TWh.

Dle dat Eurostatu pak přímo do EU mířilo necelých 800 TWh, přičemž pozici největšího dodavatele obsadily USA.

LNG importy do EU, TWh ⁴⁸					
Země	2017	2018	2019	2020	2021
Rusko	0.4	54.0	156.8	142.0	135.6
Alžírsko	90.5	74.4	95.0	83.0	83.6
Nigérie	105.8	105.5	143.8	122.6	116.6
USA	18.5	26.1	134.4	167.8	210.8

⁴⁸ Data týkající se dodávek LNG do Evropy se u různých zdrojů liší

Trinidad a Tobago	9.7	24.6	50.8	33.3	21.4
Katar	167.6	174.7	225.8	175.3	164.1
Ostatní	89.9	94.9	118.3	108.1	69.9
Celkem	476.9	547.7	913.6	821.9	791.7

Tabulka 18 – LNG importy do EU

Zdroj: EUROSTAT

Součástí již zmíněného plánu REPower EU je také navýšení dovozu LNG do Evropské unie a s tím spojený rozvoj LNG Terminálů. Po spuštění regasifikačního terminálu na chorvatském poloostrově Krk došlo v roce 2022 v reakci na obavy z přerušení dodávek k dalšímu rozvoji kapacit za využití plovoucích regasifikačních jednotek v nizozemském Eemshavenu nebo německém Lubminu, Wilhelmshavenu a Brunsbüttelu.

Někteří operátoři takto navyšovali kapacity stávajících terminálů, například v belgickém Zeebrugge. Kapacita regasifikačních terminálů v EU tak narůstala již během roku 2022 a dosáhla 169 mld. m³ za rok. Dle GIE se má do roku 2029 zvýšit o dalších téměř 120 mld. m³.

Země	Kapacita, mld. m³
Belgie	11
Chorvatsko	3
Francie	33
Řecko	7
Itálie	16
Litva	4
Malta	1
Nizozemsko	20
Polsko	6
Portugalsko	8
Španělsko	60
EU celkem	169
Turecko	44
Spojené království	48

Tabulka 19 – Kapacity LNG terminálů v roce 2022

Zdroj: GIE

Výhled dodávek zemního plynu a LNG do EU v horizontu roku 2030

Vzhledem k tomu, že dodávky ruského potrubního plynu do Evropské unie mají mezi lety 2021 a 2030 klesnout téměř o 90 % (tedy přibližně o 1370 TWh), lze očekávat, že se bude zostřovat konkurence mezi Evropou a Asií o dodávky LNG. To mění tradiční funkci evropského trhu s LNG, který sloužil jako vyrovnávací trh pro globální dodávky komodity.

V rámci scénáře Stated policy scenario (STEPS) zveřejněném ve World Energy Outlook 2022 poroste celosvětový obchod se zemním plynem do roku 2030 v průměru o méně než 1 % ročně (v letech 2010-2021 to bylo 3 %). LNG roste rychleji než celkový obchod (2 % ročně), a proto rychle získává podíl na trhu na úkor obchodu s plynem prostřednictvím dálkových plynovodů.

Přibližně 85 % nárůstu globálních dodávek LNG do roku 2030 podle STEPS pochází z USA a Blízkého východu. Spojené státy brzy předstihnou Rusko a stanou se největším vývozcem zemního plynu. Dle Mezinárodní energetické agentury se do roku 2030 vývoz LNG z USA zvýší oproti roku 2021 o 60 % a dosáhne téměř 1 600 TWh. Více než 600 TWh pak USA dodá do Evropské unie.

Evropská unie si klade v rámci dokumentu Fit for 55 za cíl snížení spotřeby zemního plynu do roku 2030 na 2840 TWh, v rámci REPower EU, dokumentu reagujícího na invazi na Ukrajině jde ještě dál. Předpokládá ukončení dovozu ruského zemního plynu do roku 2027 a další snížení poptávky po zemním plynu do roku 2030 na zhruba 1 466 TWh.

Podmínku ukončení dodávek ruského plynu danou REPower EU splňuje Scénář WEO Announced Pledges Scenario (APS) počítá s poklesem spotřeby zemního plynu na 2 553 TWh, což překonává snížení poptávky předpokládané v rámci Fit for 55. Scénář zároveň naplňuje podmínku REPower EU o ukončení dovozu zemního plynu z Ruska.

TWh	EU27 poptávka po zemním plynu	2030	2050
ENSOG	Global Ambitions	2 561	1 348
	National Trends	3 673	-
IEA	STEPS	3 587	3 429
	Announced pledges	2 553	475
REPower EU		1 466	-

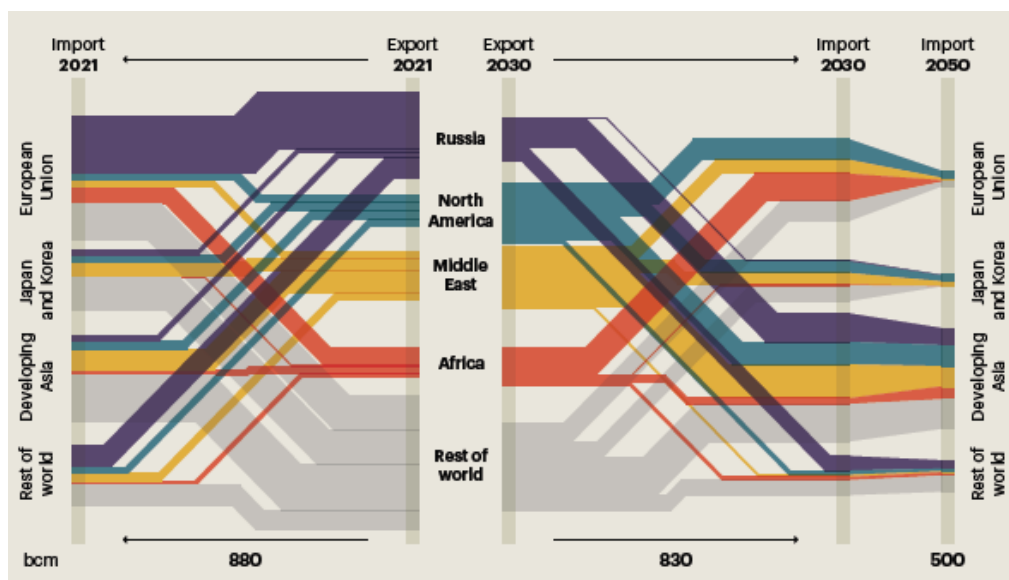
Tabulka 20 – Scénáře poptávky po zemním plynu

Zdroj: IEA, ENSOG

Dovoz LNG do EU v období 2022-27 má dle scénáře APS činit v průměru 1 470 TWh ročně. Navýšit dodávky by mělo především USA, a to přibližně na 420 TWh.

Celkově v roce 2030 Evropská unie navýší podle scénáře Stated policy scenario dovoz o více než dalších 680 TWh LNG oproti roku 2021, což odpovídá znovu zhruba 1 470 TWh. Dodávky z USA by pak měly narůst na 630 TWh.

Už jen dodávky LNG tak dokážou pokrýt cílovou spotřebu REPower EU. Navíc IEA předpokládá další potrubní dodávky z Norska ve výši 630 TWh a drobný import z Alžírska a Ázerbájdžánu. Celá situace změní podle Mezinárodní energetické agentury cílové trhy pro dodavatele komodity.⁴⁹



Obrázek 70 – Změny ve světových dodávkách zemního plynu

Zdroj: World energy outlook 2022

⁴⁹ World Energy Outlook 2022, IEA

7.3.3 Dovoz zemního plynu do ČR – fyzický pohled

Česká republika disponuje mimořádně flexibilní přepravní soustavou. Může přijímat dovážený plyn jak z východu (HPS Lanžhot), tak severu (VIP Brandov) a dílčím způsobem rovněž ze západu (VIP Waidhaus). Od změny toku plynu v Evropě je zcela klíčový pro dovoz a tranzit zemního plynu do ČR především hraniční bod VIP Brandov.

Současná situace naznačuje, že bude docházet k dalším změnám v tocích zemního plynu v Evropě a nelze tak opomíjet význam hraničního bodu Lanžhot, přes který lze přivádět plyn tekoucí přes Ukrajinu, a to za předpokladu, že tranzit je větší než odběry na Slovensku a v Maďarsku. Vzhledem k umístění významné části kapacit regasifikačních LNG terminálů na severozápadě Evropy, význam dodávek přes hraniční body Brandov a Waidhaus ještě poroste.

Právě infrastruktura v Německu přivádějící plyn na VIP Brandov v zásadě umožňuje dopravit do ČR plyn z Norska a různých dalších zdrojů dodávajících zkapalněný zemní plyn přes LNG terminály. Ačkoliv dříve byl do ČR fyzicky dovážen pouze ruský plyn, dnes je situace jiná.

Plyn do českého systému proudí přes VIP Brandov a VIP Waidhaus z několika hlavních směrů:

- Plynovod provozovaný německým provozovatelem PS Ontras (Deutschneudorf Sayda) umožňuje dovoz plynu původem z Norska a LNG prostřednictvím plynovodu NETRA
- Pro zásobování České republiky jsou zásadní LNG terminály v Německu. Zejména, nově zprovozněné kapacity v Lubminu, připojené na vysokokapacitní plynovody EUGAL a OPAL umožňují dopravu do ČR bez zásadních kapacitních omezení. Dílčím omezeným přepravním kapacitám čelí dodávky plynu z terminálů Wilhelmshaven a Brunsbüttel využívajícím pro cestu do ČR plynovod NETRA a reverzní tok v plynovodu NEL.
- Kapacitu zaslíbenou pro potřeby českých odběratelů má na již zprovozněné regasifikační jednotce v nizozemském Eemshavenu společnost ČEZ. Jedná se o regasifikační kapacity na úrovni 3 mld. m³ ročně, kterou si ČEZ pronajal do září roku 2027.
- Spotový slot nad rámec vlastní regasifikační kapacity nabízí i terminál Zeebrugge, ze kterého lze dopravit plyn přes VIP Belgium-THE do německé přepravní soustavy, konkrétně do plynovodu TENP a přes plynovod MEGAL jej dopravit na hraniční bod Waidhaus. Alternativně lze využít plynovody MIDAL a STEGAL a dopravit plyn na VIP Brandov.
- Za předpokladu navýšení kapacit přeshraniční kapacity a zajištění dalších investic do polské přepravní soustavy by pak mohl dodávky do České republiky pomoci zajišťovat i plánovaný LNG terminál v Gdaňsku a to za předpokladu, že dojde k rozšíření přeshraniční kapacity mezi Polskem a Českem.



Obrázek 71 – LNG terminály s potencionálním dopadem na zásobování ČR

Zdroj: NET4GAS

Když se pokusíme analyzovat statistická data o dovozu plynu do České republiky z Eurostat, zjistíme následující:

Rok/TWh	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Rusko	80	97	80	90	70	80	87	94	85	102	81	93
Norsko	11	3	0	0	7	0	0	1	0	0	0	0
Celkem	91	100	80	90	77	80	87	95	86	102	81	93

Tabulka 21 – Dovoz zemního plynu do ČR (fyzicky)

Zdroj: EUROSTAT

Neporovnatelně větší podíl plynu dovezeného do ČR byl historicky skutečně ruského původu. To však ale jistě věrně neodráží kontraktní situaci. Plyn je rovněž dovážěn obchodníky z komoditních trhů v Německu, a není elementární rozluštit jeho původ.

Se snižujícími se dodávkami z Ruska do EU obecně dochází také ke snížení či zastavení ruských dodávek do České republiky.

7.3.4 Dovoz zemního plynu do ČR – obchodní pohled

Trh s plynem v České republice je obecně řešen na principu virtuálního obchodního bodu. Znamená to, že plyn, který vstoupí do plynárenské soustavy na libovolném fyzickém místě, může v ten samý okamžik z plynárenské soustavy vystoupit na libovolném jiném fyzickém místě. Běžně se nerozlišují vstupní a výstupní kapacity užívané pro domácí spotřebu a tranzit, a tedy plyn přepravený do ČR za účelem následného tranzitu do jiného státu může být obecně v ČR zobchodován⁵⁰.

7.4 Analýzy vývoje cen zemního plynu na světovém trhu

7.4.1 Aktuální cenotvorba v zemích EU

Dlouhodobé kontrakty a indexované ceny

Historicky byl veškerý plyn na evropském trhu nabízen formou dlouhodobých dodávkových kontraktů. Tyto kontrakty typicky měly stanovenou dodávkovou oblast (destination clause), princip odeber nebo zaplať (take or pay) a jejich cenová indexace byla založena na principu nejlepších substitutů (což byly historicky ropné deriváty a uhlí).

V souvislosti s liberalizací trhů a vznikem virtuálních obchodních bodů se ukázaly tyto dlouhodobé kontrakty s cenami odvozenými z jiných trhů (ropa a uhlí) jako velice zranitelné vůči arbitráži. Objem dodávek založených na těchto olejově indexovaných cenových vzorcích stále klesá, nicméně u mnoha dlouhodobých kontraktů s ruskými či alžírskými dodavateli jsou stále v určitých formách běžné (například jako hybridní olejově indexovaný vzorec s tržními hranicemi).

Historicky nakupoval za ceny indexované na cenu ropy i RWE Transgas (nyní RWEST CZ) od ruských a norských dodavatelů. Dle veřejných informací je však jeho expozice vůči olejově indexovaným cenám nyní zanedbatelná.

Spotové trhy

Další významní dovozci do ČR již s velkou pravděpodobností rovněž obchodují jen na základě tržních cen. Základním cenotvorným místem této tržní ceny je spotový trh. Algoritmus výpočtu indexů může být různý, nejběžněji se používá vážený průměr cen ze všech transakcí uzavřených v průběhu daného obchodního dne, kde váhami bývá poměr zobchodovaného zemního plynu za danou cenu k celkovému zobchodovanému objemu v daném dni.⁵¹

V každém případě nyní pro scénáře budoucích cen nestojí na prvním místě zkoumání tržních cen ropy či uhlí, nýbrž plynu jako takového.

⁵⁰ S výjimkou určitých historických kontraktů bez přístupu na virtuální obchodní bod

⁵¹ Úvod do liberalizované energetiky – Trh s plynem

Obchod s LNG

Na bázi dlouhodobých kontraktů bylo v minulosti obchodováno také LNG. Doba platnosti byla podobně jako u potrubní přepravy na 20-25 let. Tyto dlouhodobé smlouvy potřebovali jak prodávající, aby zaplatili značné investice, které si vyžaduje zkapalňovač zemního plynu nebo přijímací terminál a zároveň i kupující kvůli stabilitě dodávek. Většina kapacity LNG projektů byla přitom vázaná na konkrétní kontrakt, právě kvůli ekonomické stránce projektu.

Trh s LNG se však postupně rozrostl, dodávky zkapalněného plynu se staly dostupnějšími a doba trvání kontraktů se zkrátila na 5-10 let. Zároveň se rozvinul spotový trh s LNG.

Ceny zemního plynu dodávaného do zkapalňovačů mohou záviset na struktuře řetězce LNG, zda je integrovaný, obchodní nebo mýtný. Nabízená kapacita může být indexovaná nebo pevná, s eskalací ceny nebo bez ní.

Se zvyšujícím se podílem LNG na dodávkách zemního plynu do Evropy a nutností zajistit dostatečné množství zemního plynu z těchto zdrojů, opětovně roste tlak na uplatňování dlouhodobých kontraktů na jejichž základě by velcí producenti, kteří by tyto kontrakty získali, investovali do rozvoje ložisek zemního plynu. Dodávku LNG na základě dlouhodobých kontraktů jako preferovanou variantu deklaroval například státem vlastněná společnost Qatar Energy nebo americká společnost ConocoPhillips, se kterými německý kancléř Olaf Scholz podepsal patnáctiletý dlouhodobý kontrakt na dodávky plynu.⁵²

Zastropování cen

Současná energetická krize, která dopadá na obyvatele EU nebývale vysokými účty za elektřinu a zemní plyn, způsobená především vysokými a nepředvídatelnými cenami zemního plynu reagujícími citlivě na neplánované omezování ruských dodávek vedla na evropské úrovni k dohodě o zastropování cen plynu. K tomu má podle dohody Rady EU dojít, pokud month ahead ceny plynu na hlavním obchodním uzlu EU, tedy TTF, překročí 180 EUR za megawatthodinu (MWh) po tři po sobě jdoucí pracovní dny a pokud budou vyšší než světové ceny LNG o více než 35€/MWh za stejné tři dny. Opatření formálně označované jako mechanismus korekce trhu je platný od 15. února 2023.

Agentura pro spolupráci energetických regulačních orgánů (ACER) bude neustále sledovat trhy, a zjistí-li, že došlo k situaci, která vyžaduje korekci trhu, zveřejní na svých internetových stránkách „oznámení o korekci trhu“.

Mechanismus korekce trhu bude pozastaven, pokud se poptávka po plynu zvýší o 15 % za měsíc nebo o 10 % za dva měsíce, sníží-li se výrazně dovoz LNG, nebo klesne-li výrazně objem obchodovaný na platformě TTF ve srovnání se stejným obdobím v předchozím roce.⁵³

7.4.2 Analýzy dosavadního vývoje cen zemního plynu

Česká plynárenská soustava je úzce propojena jak s německými tržními zónami, tak i slovenskou plynárenskou soustavou. Ceny na českém trhu jsou provázány s cenami v nově vzniklé obchodní zóně Trading Hub Europe (THE). Je tomu tak z několika důvodů:

- Body VIP Brandov propojující českou plynárenskou soustavu s dřívější německou tržní zónou Gaspool (nyní integrováno do THE) a VIP Waidhaus propojující českou plynárenskou soustavu s dřívější německou tržní zónou NCG (rovněž nyní součástí THE) mají několikanásobnou kapacitu ve srovnání se spotřebou plynu v ČR.
- Na těchto propojovacích bodech nedochází v běžných případech k nedostatku kontraktní přepravní kapacity. Běžně ani rezervované přepravní kapacity nejsou plně využity, což umožňuje držitelům těchto kapacit za nízkých variabilních nákladů měnit objem přepravy v závislosti na tržních podmínkách v těchto zónách.

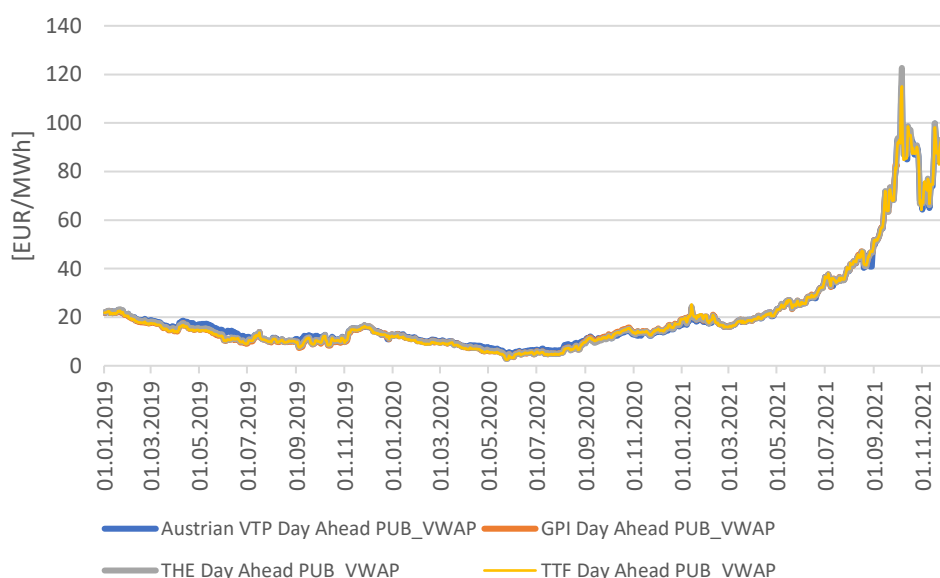
⁵² https://www.lemonde.fr/en/economy/article/2022/12/22/how-dependent-is-europe-on-qatar-for-its-gas-supplies_6008665_19.html

⁵³ <https://www.consilium.europa.eu/cs/press/press-releases/2022/12/19/council-agrees-on-temporary-mechanism-to-limit-excessive-gas-prices/>

Korelace českého a německého trhu je velmi silná, a očekáváme, že německý trh zůstane poskytovatelem významných tržních signálů i v budoucnosti. Zároveň ovšem platí, že nedostatečná kapacita přepravní infrastruktury mezi západním a východním Německem může za předpokladu, že je ČR zásobována LNG, ovlivnit dodávkovou stranu v tuzemsku a tím navýšit cenu plynu v ČR.

Účastníci trhu v ČR vznesli připomínku k německému rozvojovému plánu upozorňující na pět klíčových projektů rozvoje kompresních stanic na plynovodu NEL. Apelovali na nutnost jejich zprovoznění v termínu dřívějším, než s jakým plán počítá, tedy rozmezí let 2026-2028, aby došlo k zajištění plynulosti dodávek do ČR ze západní Evropy.

Vliv dalších evropských trhů je spíše nepřímý. Holandský trh má vliv na ceny německého trhu a jeho kolísání se může přenést i do ČR. Francouzský trh má vliv na cenu německého trhu a jeho vývoj se rovněž přenáší i na český trh. Italský trh s výraznou poptávkou po plynu na výrobu elektřiny cenově ovlivňuje přilehlý rakouský trh, kde přes Slovensko a německý trh dojde k následným efektům i na českém trhu. Protože likvidita českého trhu se zemním plynem je nižší než například likvidita německého trhu, má smysl se zabývat analýzou těchto trhů pro stanovení dopadů na český trh.



Obrázek 72 – Vývoj spotových cen v letech 2019-2021

Zdroj: LEBA, OTE

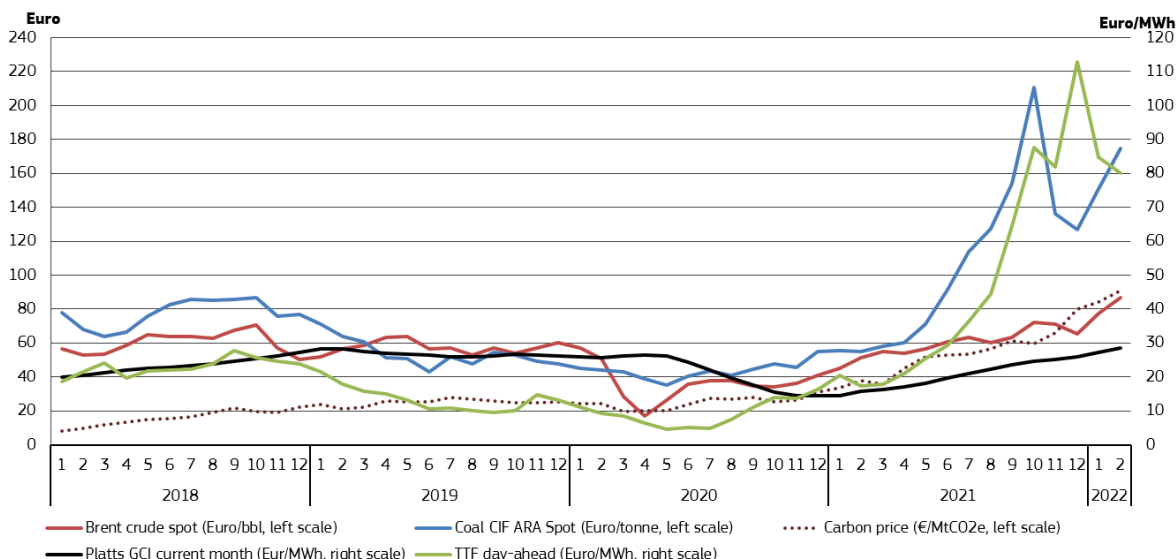
Vývoj na trzích v roce 2021

V roce 2021 dochází ke strmému nárůstu ceny plynu. V prvním kvartálu se cena pohybuje v průměru kolem 18 €/MWh. Na konci topné sezóny byla průměrná naplněnost evropských zásobníků zhruba na úrovni 30 %, což není nijak bezprecedentní stav. Kvůli podprůměrné teplotě, která panovala v dubnu a květnu 2021, však docházelo k těžbě ze zásobníků i v období, kdy již běžně dochází ke vtlačení. Zároveň s tím docházelo ve druhém kvartálu roku 2021 k nárůstu ceny LNG na světovém trhu, kvůli zvýšené poptávce v jihovýchodní Asii, Brazílii a snížené schopnosti LNG producentů saturovat trh kvůli nečekaným odstávkám a výpadkům. Na růstu ceny se podepsal i postpandemické oživení ekonomik a zvýšení spotřeby energie, včetně té elektrické. Nižší výroba elektřiny z OZE ovšem vedla v létě 2021 k většímu užívání zemního plynu k výrobě elektřiny.

To všechno vedlo k tomu, že v jarních měsících roku 2021 nedocházelo k postupnému snížení ceny zemního plynu, tak jak byly trhy zvyklé, ale naopak k nárůstu ceny. Ta dosáhla nezvykle vysokých úrovní již koncem června (34 €/MWh). V říjnu pak cena v maximech překonává hranici 120 €/MWh. Podobné cenové úrovně a vysoká citlivost cen na zprávy o dodávkové situaci provázejí promptní i forwardový trh s dodávkou v následujících měsících po celý čtvrtý kvartál roku 2021.

V důsledku vysoké ceny zemního plynu se ovšem zvýšila konkurenceschopnost uhlí, jehož využívání se vyplácelo i přes rostoucí cenu emisních povolenek. Celková situace vedla ke zvýšení emisní náročnosti elektroenergetiky. Vysoká cena plynu zároveň vedla ke zvýšení ceny elektřiny, protože plynové elektrárny jsou většinu času technologií, který určuje mezní náklady pro výrobu elektřiny.

Následující graf zobrazuje vývoj cen energetických komodit prezentovaný ve Zprávě o trhu s plynem, kterou čtvrtletně publikuje Evropská komise. Graf zobrazuje raketový nárůst cen v roce 2021.



Obrázek 73 – Vývoj cen na burzách 2018- únor 2022

Zdroj: EC Quaterly report

V říjnu 2021 pak cena zemního plynu s dodávkou v zimě 2021/22 stoupá nad 90 €/MWh. Pro dodávku v létě je sice nižší, nicméně stále nezvykle vysoká (cca 46 €/MWh).

Vývoj na trzích v roce 2022

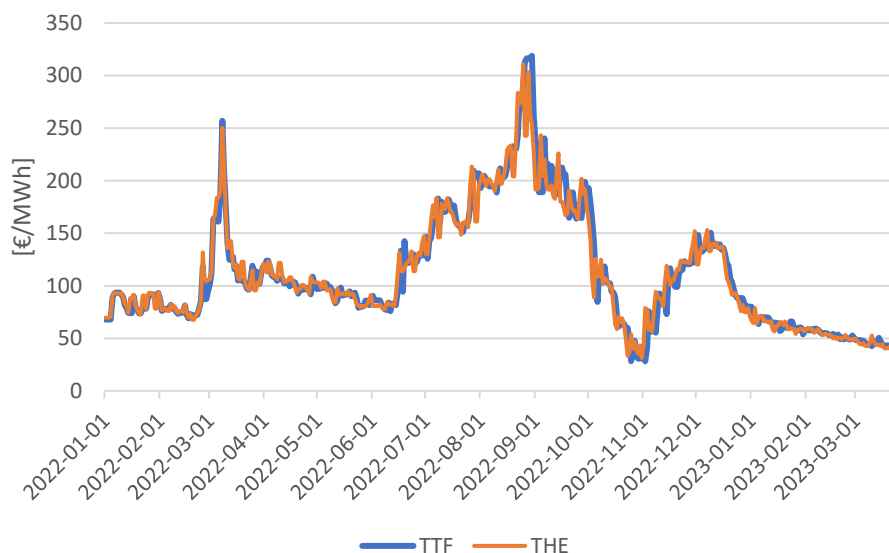
Geopolitické napětí posledních měsíců roku 2021 a začátku roku 2022 vyvrcholilo 24. února 2022 ruskou nevyprovokovanou invazí na Ukrajinu. Situace zapříčinila nejistotu ohledně bezpečnosti dodávek plynu do Evropy a posílila volatilitu cen na evropských trzích s plynem. Denní spot TTF, který se začátkem roku 2022 pohyboval kolem 85 €/MWh, reagoval na relevantní zprávy ještě před invazí v lednu a únoru měřitelnými výkyvy, ale 7. března 2022 vzrostl až na 212 €/MWh, čímž překonal předchozí rekord z prosince 2021. Od té doby se trh řídil především oznámeními ovlivňujícími dostupnost dodávek plynu z Ruska a politickými reakcemi EU a jejích členských států. Ruský dodavatel plynu plynovody Gazprom začal omezovat dodávky do mnoha zemí EU s odvoláním na různé důvody, ať už platební, nebo technické.

Na začátku druhého čtvrtletí roku 2022 denní spot TTF, který předtím v březnu dosáhl maxima, klesl zpět na nižší úroveň a v dubnu a květnu byl relativně stabilní, po většinu času pod 100 EUR/MWh. V červnu však začal opět stoupat a koncem června dosáhl v denním průměru 145 €/MWh. Pokračující obavy o bezpečnost dodávek plynu z východu nadále tlačily cenu plynu nahoru. Průměrná denní spotová cena se koncem srpna 2022 vyšplhala na nové historické maximum a dosáhla téměř 320 €/MWh. Rusko začalo omezovat nebo ukončovat dodávky do stále většího počtu členských států a od začátku léta byly postupně snižovány dodávky na Nord Stream 1, které začátkem podzimu klesly na nulu po zásadním poškození plynovodu.

To vedlo při zvýšené poptávce po plynu v době vrcholící sezóny doplňování zásobníků plynu a několikanásobných vlnách veder během léta k celkovému napjatému stavu trhu a k prudkému růstu spotových a forwardových cen. V září se díky sezónně vysokým zásobám plynu v zásobnících a silným signálům ze strany Evropské unie a jejích členských států o ochotě snížit poptávku po plynu a zajistit

bezpečnost dodávek za přijatelné ceny během nadcházející zimy začaly velkoobchodní ceny plynu snižovat, spot zakončil třetí čtvrtletí roku 2022 na úrovni 159 €/MWh.

V posledním čtvrtletí mělo na cenu vliv především počasí, očekávané zprovoznění LNG terminálů a naplněnost zásobníků. Nejvýše cena zemního plynu vystoupala 5. října 2022, a to na 175,71 €/MWh. Následně se pak pohybovaly mezi asi 98 €/MWh a 150 €/MWh, a to až do 21. prosince 2022, kdy začala opět klesat. Koncem roku tak dospěla na 76,31 €/MWh.



Obrázek 74 – Vývoj day-ahead cen zemního plynu 2022 (březen 2023)

Zdroj: LEBA

Za současné situace je obtížné predikovat ceny zemního plynu. Analýza ukazuje, že cena je náchylná k výkyvům v reakci na geopolitickou situaci a politické prohlášení. Obecně lze ale očekávat, že Evropská unie bude společně s členskými státy podnikat kroky ke snížení ceny plynu kombinací snižování spotřeby a značných investic do infrastruktury. Klíčový bude rozvoj LNG kapacit, odstraňování úzkých míst v přepravních soustavách.

8 Plynárenská infrastruktura a její rozvoj

Kapitola obsahuje základní informace o přepravní soustavě a jejím předpokládaném rozvoji. Dále jsou představeny zásobníky plynu v ČR a výhled jejich rozvoje. Poslední podkapitola analyzuje možnosti zásobníků pro uskladnění vodíku.

8.1 Přepravní soustava

Provozovatelem přepravní soustavy v České republice je společnost NET4GAS, s.r.o. Tato společnost je držitelem výlučné licence pro přepravu plynu v ČR a zabezpečuje přepravu plynu přes a do ČR.

Společnost v České republice provozuje plynovody pro mezinárodní tranzitní a vnitrostátní přepravu o celkové délce přibližně 4058 km, se jmenovitými průměry od DN 50 do DN 1400. Dále disponuje pěti kompresními stanicemi s celkovým instalovaným výkonem 281 MW (KS Břeclav, KS Kouřim, KS Kralice nad Oslavou, KS Otvice, KS Veselí nad Lužnicí), kvalita plynu je měřena na 33 uzlových místech soustavy plynovými chromatografy, a dodávky plynu se uskutečňují skrze 100 předávacích stanic (včetně hraničních předávacích stanic).

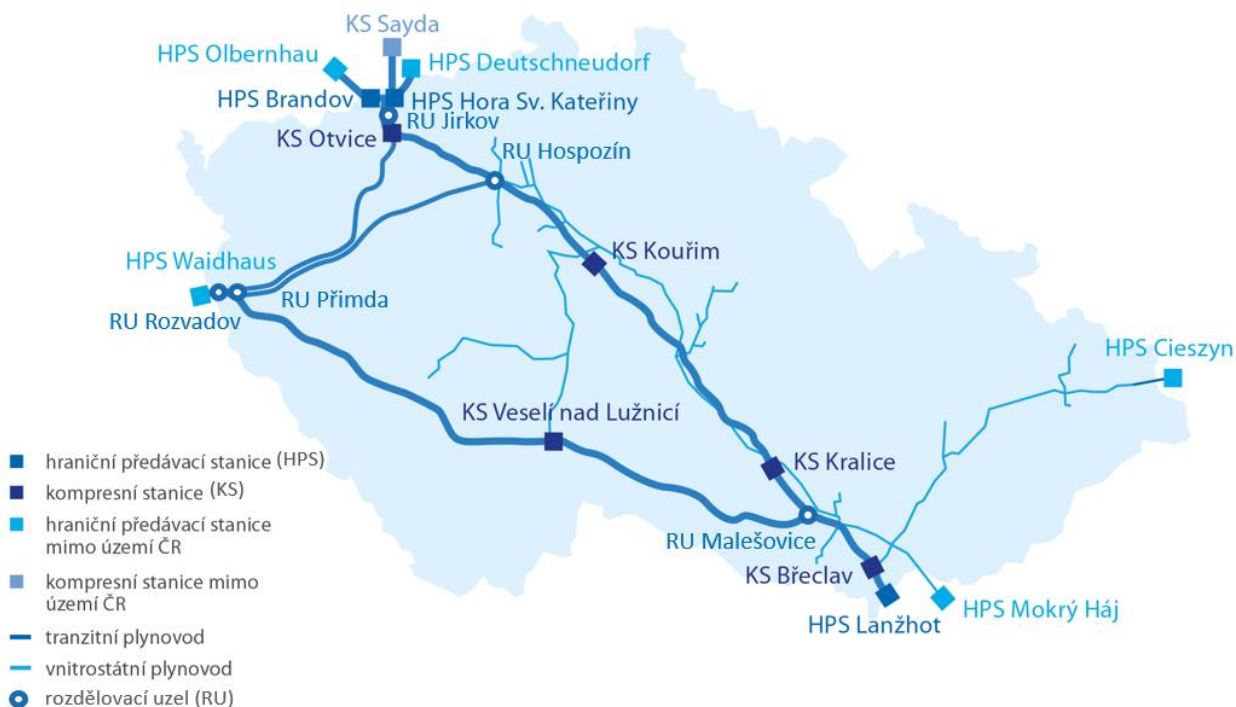
Kompresní stanice	Břeclav	Kouřim	Kralice nad Oslavou	Otvice	Veselí nad Lužnicí
Počet turbosoustrojí a jejich jednotlivé výkony	9 x 6 MW	5 x 6 MW	5 x 6 MW	3 x 8 MW	6 x 6 MW
	1 x 16 MW	2 x 13 MW	2 x 13 MW		
	1 x 15 MW	1 x 12 MW	1 x 12 MW		
Instalovaný výkon na KS	85 MW	68 MW	68 MW	24 MW	36 MW
Celkový instalovaný výkon pro přepravu	281 MW				

Tabulka 22 – Celkový instalovaný výkon kompresních stanic

Zdroj: NET4GAS

Na hranicích je česká přepravní soustava propojena se sousedními státy (SRN, SK, PL, nicméně plyn lze přepravovat do CZ jen ze SK a SRN) čtyřmi propojovacími body (VIP/IP), jejichž celková vstupní kapacita je kolem 4 300 GWh/d a výstupní kapacita kolem 2 800 GWh/d. Konkrétně se jedná o:

- VIP Brandov s celkovou vstupní kapacitou zhruba 2546 GWh/d a výstupní kapacitou 487,7 GWh/d. Tento virtuální hraniční bod se nachází na česko-saské hranici a slučuje fyzické hraniční body Hora Svaté Kateřiny–Sayda, Hora Svaté Kateřiny–Olbernhau, Brandov-STEGAL, Brandov-OPAL a Deutschneudorf EUGAL Brandov, které propojují českou přepravní soustavu s německými plynovody OPAL, EUGAL, STEGAL a plynovod provozovaný společností ONTRAS Gastransport GmbH.
- VIP Waidhaus se vstupní kapacitou 120 GWh/d a výstupní kapacitou 1071,5 GWh/d. Tento virtuální hraniční bod se nachází na česko-bavorské hranici a propojuje českou přepravní soustavu s přepravní soustavou německých provozovatelů přepravních soustav GRTgaz Deutschland GmbH a Open Grid Europe GmbH.
- IP Lanžhot se vstupní kapacitou zhruba 1 640 GWh/d a výstupní kapacitou asi 1 246 GWh/d. Tento hraniční bod se nachází na česko-slovenské hranici propojuje českou přepravní soustavu se slovenskou přepravní soustavou, kterou provozuje eustream a.s.
- IP Cieszyn s výstupní kapacitou cca 28 GW/d. Tento hraniční bod se nachází na česko-polské hranici a propojuje českou přepravní soustavu s polskou přepravní soustavou, kterou provozuje GAZ-SYSTEM S.A.



Obrázek 75 – Převážní soustava provozovaná společností NET4GAS

Zdroj: NET4GAS

Na základě článku 19 nařízení Komise (EU) 2017/459⁵⁴, jsou provozovatelé přepravních soustav povinni za stanovených podmínek zřídit virtuální propojovací bod (VIP), všude tam, kde dva nebo více propojovacích bodů propojuje tytéž dva sousední vstupně-výstupní systémy. V případě České republiky byly zřízeny dva VIP - VIP Brandov (od 1. listopadu 2018) a VIP Waidhaus (od 1. března 2019). Od 1. října 2021 oba tyto existující VIP body slouží pro rezervaci kapacit a přepravu plynu mezi Českou republikou a nově vzniklou německou obchodní zónou Trading Hub Europe (THE), která sloučila dřívější německé obchodní zóny GASPOOL a NCG.

Na VIP je nabízena veškerá dostupná pevná a přerušitelná kapacita. Na fyzických propojovacích bodech, které jsou součástí VIP, již není nad rámec stávajících smluvních vztahů nabízena žádná kapacita.

8.1.1 Rozvoj kapacit přepravní soustavy

Dle Desetiletého plánu rozvoje přepravní soustavy v České republice se v období 2023-2032 plánuje 17 projektů rozvoje přepravní soustavy. Plánuje se 14 projektů, jejichž realizace by navýšila technickou kapacitu pro domácí spotřebu (připojení elektráren, tepláren a dalších přímo připojených zákazníků k přepravní soustavě, včetně distribučních soustav a projektů zajišťujících přiměřenou kapacitu přepravní soustavy). Dále se jedná o připojení zásobníku plynu a dvou projektů, které by po realizaci navýšily přeshraniční technickou kapacitu.

Kategorie projektu	Kód projektu	Název projektu	Stav	Technické údaje o plynovodu	Přibližný výkon kompresoru (MW)	Propojovací bod přepravní soustavy	Přibližný nárůst kapacity ^{a)} (GWh/d)	Předpokládaný rok zprovoznění
Připojení elektráren a tepláren	E-2-001	Připojení elektrárny/teplárny	FID	cca 4,8 km DN 200 PN 63	N/A	X domácí	18,1	2024
	E-2-002	Připojení elektrárny/teplárny	non-FID	cca 7,5 km DN 300 PN 63	N/A	X domácí	15,9	2028

	E-2-003	Připojení elektrárny/teplárny	non-FID	cca 6 km DN 500 PN 63	N/A	X domácí	35,7	2029
	E-2-004	Připojení elektrárny/teplárny	non-FID	cca N/A km DN 500 PN 63	N/A	X domácí	42,4	2029
Zvýšení výstupní kapacity do domácí zóny	DZ-3-002	Projekt Moravia	Etapa MORAVIA CAPACITY EXTENSION – více informací o projektu viz níže projekt DZ-3-005. Etapa MORAVIA CAPACITY EXTENSION II – více informací o projektu viz níže projekt DZ-3-014.					
	DZ-3-005	Moravia Capacity Extension (MCE) Technický podprojekt (etapa) projektu Moravia (DZ-3-002)	FID	cca 85 km DN 1000 PN 73,5 (Tvrdonice - Bezměrov)	12 + 6 (obnova)	X domácí	158 ^{b)}	2022
	DZ-3-014	Moravia Capacity Extension II (MCE II) Technický podprojekt (etapa) projektu Moravia (DZ-3-002)	non-FID	cca 72 km DN 1000 PN 73,5 (Bezměrov-Libhošť)	N/A	X domácí [E,X CZ/PL (Hat)]	až 71,1 ^{b)} [PL>CZ: až 208 CZ>PL: 57,3]	2026
	DZ-3-003	Připojení přímo připojeného zákazníka	FID	cca 0,3 km DN 100 PN 63	N/A	X domácí	0,3	2024
	DZ-3-004	Připojení přímo připojeného zákazníka	FID	cca 3,5 km DN 150 PN 63	N/A	X domácí	2,9	2027
	DZ-3-007	Připojení přímo připojeného zákazníka	FID	cca 1 km DN 150 PN 63	N/A	X domácí	6,1 (přibližný nárůst kapacity je podmíněn zprovozněním projektu DZ-3-009)	2024
	DZ-3-008	Navýšení připojení distribuční soustavy	FID	cca 0,01 km DN 300 PN 63	N/A	X domácí	50,9 ^{d)}	2024
	DZ-3-009	Navýšení kapacity vnitrostátní přepravní soustavy	FID	cca 0,1 km DN 300 a 500 PN 63-73,5	N/A	X domácí	až 47,7 (realizace projektu umožní vytvoření kapacity pro projekt DZ-3-007)	2024
	DZ-3-010	Navýšení připojení distribuční soustavy	non-FID	cca 0,1 km DN 300 PN 63	N/A	X domácí	18,7 ^{d)} (přibližný nárůst kapacity je podmíněn zprovozněním projektu DZ-3-011)	2027
	DZ-3-011	Navýšení kapacity vnitrostátní přepravní soustavy	non-FID	cca 0,01 km DN 500 PN 63	N/A	X domácí	až 84,9 (realizace projektu umožní vytvoření kapacity pro projekt DZ-3-010)	2027
	DZ-3-012	Navýšení připojení distribuční soustavy	Dokončeno	cca N/A km DN N/A PN 63	N/A	X domácí	0,4 ^{e)}	2022
	UGS-4-003	Připojení zásobníku plynu	FID	cca 0,1 km DN 500 PN 73,5	N/A	E,X ZP	těžba: 94 vtlačení: 73	2024
	TRA-N-140	Polsko-české propojení MDAR 2021	non-FID	VARIANTA 1 cca 61 km (na CZ straně) DN 500 PN 63 (Libhošť-Třanovice)				
Projekty navýšující přeshraniční kapacitu				7 + 3,5	E CZ/PL (Cieszyn)	PL>CZ: 30,5	2030	

				VARIANTA 2			
			cca 123 km (na CZ straně) DN 1000 PN 73,5 (Bezměrov- Hať)	N/A	E,X CZ/PL (Hať) [X domácí]	PL>CZ: 30,5 (případně až 208 GWh/d dle technického řešení na PL straně) CZ>PL: 57,3 [až 71,1 ⁵⁵]	2026
TRA-N-1009	Česko-polské obousměrné propojení	non-FID	cca 123 km (na CZ straně) DN 1000 73,5 (Bezměrov- Hať)	N/A	E,X CZ/PL (Hať) [X domácí]	PL>CZ: až 208 (dle technického řešení na PL straně) CZ>PL: 57,3 [až 71,1 ^{e)}]	2026

Tabulka 23 – Projekty uvedené v Desetiletém plánu rozvoje přepravní soustavy v České republice⁵⁵

Zdroj: Desetiletý plán rozvoje přepravní soustavy v ČR 2023-2032

Projekty připojení elektráren/tepláren, přímo připojených zákazníků, distribučních soustav a zásobníků plynu provozovatel přepravní soustavy plánuje na základě obdržených žádostí o připojení k přepravní soustavě a následně na základě podepsaných smluv o připojení k přepravní soustavě.

Projekt Moravia (DZ-3-002) plánuje provozovatel přepravní soustavy z důvodu zabezpečení dostatečné technické výstupní kapacity pro Moravské regiony. Projekt se skládá ze dvou etap:

1. **Etapa Moravia Capacity Extension (MCE) DZ-3-005** – záměrem projektu je na zabezpečení výstupní kapacity pro regiony Jižní Morava (převážně jeho severovýchodní část) a Severní Morava. Předmětem projektu je výstavba části plynovodu Moravia, a to v úseku Tvrdonice-Bezměrov (cca 85 km) v dimenzi DN 1000 včetně nutné modernizace KS Břeclav. Projekt byl dokončen koncem roku 2022.
2. **Etapa Moravia Capacity Extension II (MCE II) DZ-3-014** – záměrem projektu je mimo jiné zabezpečení výstupní kapacity pro region Severní Morava. Předmětem projektu je výstavba části plynovodu Moravia, a to v úseku Bezměrov-Libhošť (cca 72 km) v dimenzi DN 1000, který naváže v lokalitě Bezměrov na projekt Moravia Capacity Extension (MCE, DZ-3-005). V případě realizace propojení mezi Polskem a Českou republikou přes nový hraniční bod Hať (přeshraniční projekt **TRA-N-1009** a **TRA-N-140 varianta 2**) projekt MCE II zároveň vytvoří obousměrné propojení pro přepravu plynu mezi Polskem a Českou republikou a je nutnou podmínkou pro případnou realizaci tohoto propojení.

⁵⁵ a) Hodnoty uváděné na internetových stránkách nebo v jiných dokumentech provozovatele přepravní soustavy se mohou mírně lišit od hodnot uvedených v Plánu rozvoje. Rozdíl může být způsoben důsledkem kapacitních účinků vyplývajících ze sezónní spotřeby v České republice, z důvodu konkurenčních kapacit, užitím jiných hodnot spalného tepla, přepočtů a/nebo zaokrouhlováním.

b) Jedná se o plánované navýšení výstupní kapacity do domácí zóny. Současná výstupní kapacita stávající přepravní soustavy (cca 101-134 GWh/d) není zahrnuta v této hodnotě.

c) Uvedená hodnota představuje přibližný nárůst kapacity žadatele o připojení, který ji využije postupně během let 2024-2027. Přibližný nárůst kapacity předávací stanice, které se tento projekt týká, je cca 38,2 GWh/d.

d) Uvedená hodnota představuje přibližný nárůst kapacity žadatele o připojení. Přibližný nárůst kapacity předávací stanice, které se tento projekt týká, je cca 20,4 GWh/d.

e) Uvedená hodnota představuje přibližný nárůst kapacity žadatele o připojení. Kapacita předávací stanice, které se tento projekt týká se nemění, došlo ale k celkové výměně měřicího a řídicího systému.

f) Jedná se o plánované navýšení výstupní kapacity do domácí zóny. Současná výstupní kapacita stávající přepravní soustavy (cca 101-134 GWh/d) není zahrnuta v této hodnotě.

Projekt Česko-polské obousměrné propojení (TRA-N-1009) je plánován ve spolupráci s polským provozovatelem přepravní soustavy GAS-SYSTEM, S.A. Předmětem projektu je výstavba plynovodu DN 1000 Hať (CZ/PL hranice)-Bezměrov (cca 123 km), který propojí stávající českou a polskou přepravní soustavu. Tento projekt v lokalitě Bezměrov naváže na projekt Moravia Capacity Extension (MCE, DZ-3-005). Česká část projektu zahrnuje realizaci:

- a) plynovod STORK II v úseku Hať (CZ/PL hranice)-Libhošť, a
- b) Moravia Capacity Extension II (MCE II, DZ-3-014) – plynovod v úseku Libhošť-Bezměrov. Realizace projektu MCE II je nutnou podmínkou pro realizaci tohoto propojení mezi Polskem a Českou republikou.

Jelikož tento projekt (TRA-N-1009) vychází z již dříve plánovaného projektu propojení mezi Polskem a Českou republikou, tak míra přípravy projektu umožňuje jeho realizaci na české straně v roce 2026. Z pohledu provozovatele přepravní soustavy se jedná o nekomerční projekt sloužící pro posílení bezpečnosti dodávek pro Českou republiku, proto rozhodnutí o realizaci projektu je otázka pro státní správu o potřebě takového projektu (rozhodnutí vlády, resp. Ministerstva průmyslu a obchodu) a způsobu pokrytí nákladů projektu (rozhodnutí Energetického regulačního úřadu). V případě projektu podporujícího bezpečnost dodávek se obojí řídí nařízením Evropského parlamentu a Rady (EU) 2017/1938 ze dne 25. října 2017 o opatřeních na zajištění bezpečnosti dodávek zemního plynu.

Projekt Polsko-české propojení MDAR 2021 (TRA-N-140) plánují provozovatelé přepravních soustav v České republice (NET4GAS) a v Polsku (GAZ-SYSTEM) jako reakci na výsledek nezávazných indikací poptávky po tzv. přírůstkové kapacitě, které oba provozovatelé přepravních soustav obdrželi v roce 2021. U projektu se uvažují 2 varianty:

- 1) **Varianta 1** vytvoří novou přepravní kapacitu přes hraniční bod Cieszyn ve směru z Polska do České republiky. Předmětem varianty 1 je výstavba plynovodu Libhošť-Třanovice (cca 61 km) v dimenzi DN 500 a nová kompresní stanice o výkonu 7 + 3,5 MW.
- 2) **Varianta 2** vytvoří obousměrnou přepravní kapacitu přes nový hraniční bod Hať. Předmětem varianty 2 je výstavba plynovodu Bezměrov-Libhošť-Hať (cca 123 km) v dimenzi DN 1000. Součástí varianty 2 je část projektu Moravia (DZ-3-002), konkrétně její etapa Moravia Capacity Extension II (MCE II, DZ-3-014). Realizace projektu MCE II je nutnou podmínkou pro realizaci propojení mezi Polskem a Českou republikou. Více informací o projektu MCE II viz příslušný projektový list DZ-3-014.

Nicméně v současnosti probíhá diskuse mezi provozovateli přepravních soustav a národními regulačními orgány, co se týče možnosti dalšího pokračování tohoto projektu přírůstkové kapacity (TRA-N-140) podle nařízení Komise (EU) č. 2017/459 ze dne 16. března 2017, kterým se zavádí kodex sítě pro mechanismy přidělování kapacity v plynárenských přepravních soustavách, případně podle příslušných národních právních úprav, s ohledem na rozsudek Tribunálu ze dne 16. března 2022, vydaný ve spojených věcech T 684/19 a T 704/19, který prohlásil kapitolu V nařízení Komise (EU) č. 2017/459 za nepoužitelnou.

8.2 Zásobníky plynu

Zásobníky plynu se rozumí veškerá podpovrchová a povrchová zařízení nutná pro skladování, těžbu a vtlačení plynu. K těmto účelům se využívají přírodní nebo umělé prostory v podzemních geologických souvrstvích. Několik podpovrchových skladovacích horizontů nebo kaveren přitom může být propojeno technologicky do jednoho společného skladovacího objektu, který je označován jako lokalita podzemního zásobníku plynu. V období, kdy je spotřeba plynu nižší než disponibilní množství, se plyn do zásobníků vtlačí. Při zvýšení poptávky se plyn ze zásobníků těží do plynárenské soustavy.

V České republice se v současné době nachází devět zásobníků plynu, které vlastní společnosti RWE Gas Storage, MND Gas Storage, Moravia Gas Storage a SPP Storage. Zásobníky těchto společností se nacházejí v lokalitách Háje, Třanovice, Lobodice, Štramberk, Tvrdonice, Dolní Dunajovice, Uhřice, Dambořice, a Dolní Bojanovice. Zastoupeny jsou zásobníky ložiskového, kavernového a aquiferového typu.

Vlastník	Zásobník	Kapacita zásobníků (mil. m ³)	Max. denní těžba (mil. m ³)	Max. denní vtlačení (mil. m ³)
RWE GS	PZP Háje	75	6	6
	PZP Třanovice	530	8	6,5
	PZP Lobodice	177	5	3
	PZP Štramberk	470	7	7
	PZP Tvrdonice	555	9	8,5
	PZP D.Dunajovice	905	23	12
	Virtuální zásobník RWE GS celkem	2712	58	35,7
MND GS a.s.	PZP Uhřice	320	9	5,5
Moravia GS a.s.	PZP Dambořice	420	7,5	4,5
SPP Storage s.r.o.	PZP D. Bojanovice	654	9	7
Zásobníky na území ČR		4106	83,5	52,7
Zásobníky připojené k české plynárenské soustavě k datu tvorby studie		3 452	75,5	45,7

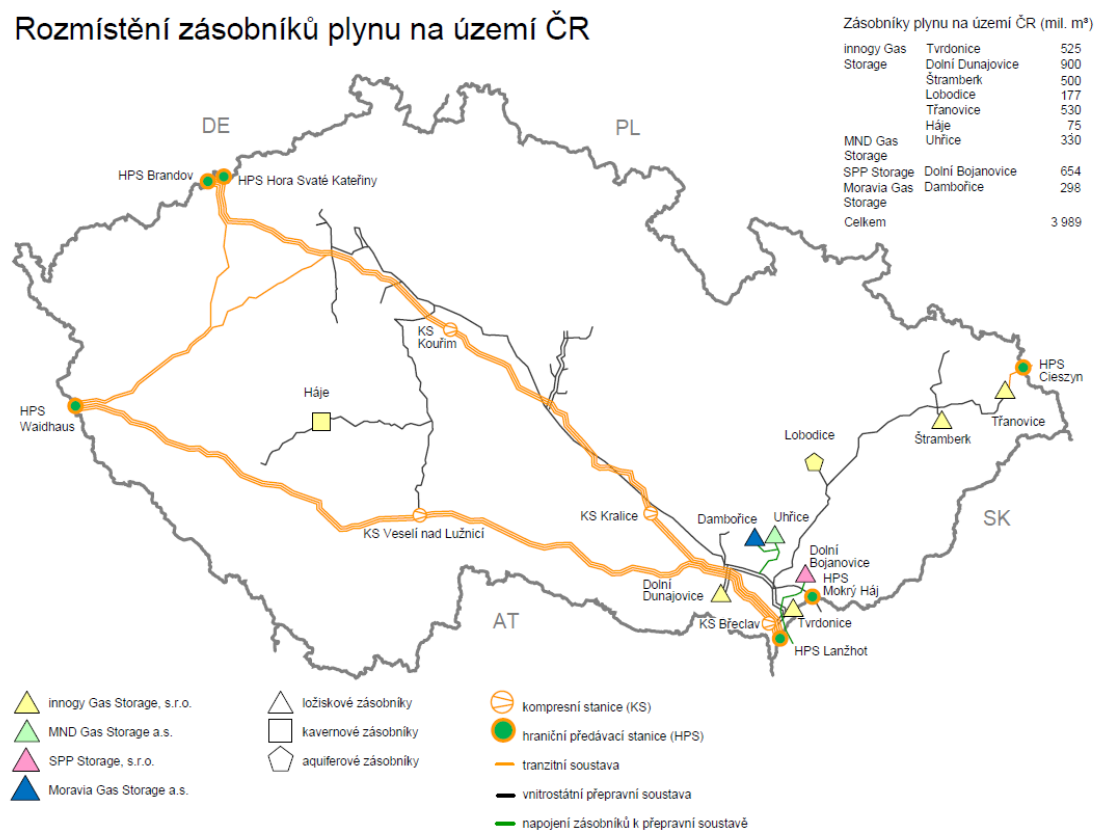
Tabulka 24 – Provozní informace PZP ČR⁵⁶

Zdroj: RWE GS, MND GS, Moravia GS, SPP Storage

Skladovací kapacita všech zásobníků na území České republiky dosahuje 4 095 mil. m³. Maximální denní vtláčecí kapacita je 52,6 mil. m³ a maximální těžební výkon 83,5 mil. m³. Osm ze zmíněných zásobníků je připojeno do české plynárenské soustavy. Skladovací kapacita zásobníků napojených do české plynárenské soustavy dosahuje 3 452 mil. m³. Maximální denní vtláčecí výkon odpovídá 45,7 mil. m³ a maximální denní těžební výkon 75,5 mil. m³.

⁵⁶ Uvedená data odpovídají objemům při 15°C; 101,325 kPa

Rozmístění zásobníků plynu na území ČR



Obrázek 76 – Zásobníky plynu v ČR

PZP Dolní Bojanovice je ke dni tvorby studie připojený přímo ke slovenské plynárenské soustavě. K připojení zásobníku k české plynárenské soustavě dojde pravděpodobně v roce 2023. Kapacita zásobníku v Dolních Bojanovicích je 654 mil. m³, maximální denní vtláčecí výkon 6,9 mil. m a maximální denní těžba ze zásobníku činí 9 mil. m³.

8.2.1 RWE GS

RWE Gas Storage provozuje virtuální zásobník skládající se z šesti fyzických zásobníků s celkovou skladovací kapacitou 2 712 mil.m³. Maximální vtláčecí kapacita virtuálního zásobníků RWE Gas Storage je 35,70 mil. m³/den a těžební kapacita je 58 mil. m³/den.

Na jižní Moravě jsou ložiskové zásobníky v Dolních Dunajovicích a Tvrdonicích. Na severní Moravě se ložiskové zásobníky nacházejí v lokalitách Štramberk a Třanovice. Aquiferový zásobník (jediný v ČR) se nachází v lokalitě Lobodice. Kavernový zásobník (rovněž jediný v ČR) se nachází v lokalitě Háje na Příbramsku. Jedná se o první komerčně využívaný zásobník vybudovaný v krystalinických strukturách.

Do tuzemské plynárenské soustavy se zásobníky společnosti RWE Gas Storage s.r.o. napojují předávacími stanicemi Dolní Dunajovice, Horní Věstonice, Háje, Štramberk, Tvrdonice, Třanovice a Lobodice. Níže uvádíme parametry jednotlivých zásobníků:

Dolní Dunajovice

Dolní Dunajovice jsou největší zásobník plynu na území České republiky s pracovním objemem 905 mil. m³. Kolektor plynu se nalézá v hloubce 1 058 až 1 092 m, plyn je vtláčen pomocí čtyř pístových kompresorů. Vysoký tlak ložiska (7,5 až 12,5 MPa) umožňuje bezproblémovou těžbu do vnitrostátní přepravní soustavy. Zásobník je připojen na přepravní soustavu dvěma předávacími stanicemi: Dolní Dunajovice a Horní Věstonice.

Háje

Zásobník Háje je jediný kavernový zásobník v ČR. Kaverny byly vytvořeny ražením štol v žulovém masivu cca 1 km pod zemí. Pracovní objem zásobníku činí 75 mil. m³. Dva turbokompresory jsou využívány jak při vtláčení, tak při těžbě. Maximální tlak až 12,5 MPa umožňuje těžbu do distribuční soustavy společnosti GasNet, ale i vnitrostátní přepravní soustavy společnosti NET4GAS. Struktura zásobníku s velmi nízkým podílem poduškového plynu a vysokým poměrem těžby a vtláčení vůči pracovnímu objemu umožňuje zásobování Prahy při významném výpadku dodávek z tranzitní soustavy téměř výhradně zásobníkem Háje.

Tvrdonice

Zásobník Tvrdonice disponuje pracovním objemem 555 mil.m³. Na rozdíl od ostatních zásobníků v ČR je připojen nejen na vnitrostátní, ale i tranzitní přepravní soustavu do kompresorové stanice Břeclav linií DN1000. Připojení na vnitrostátní přepravní soustavu je realizováno mezi uzly Hrušky a Mutěnice. Zásobník je vybaven třemi pístovými elektrokompresory, díky nimž je plyn uskladněn pod značným tlakem 7–15 MPa a ve velké hloubce 1–1,6 km pod zemí. Vysoký tlak umožňuje těžbu přímo do přepravní soustavy bez nutnosti kompresní práce.

Lobodice

Lobodice jsou nejstarším zásobníkem zemního plynu v ČR a jsou současně jediným aquiferovým zásobníkem. Jeho pracovní objem činí 177 mil.m³. Plyn je uskladněn 400 až 500 metrů pod povrchem, vtláčení probíhá z vnitrostátní přepravní soustavy ze stanice v Bezměrově, těžba je možná výhradně do distribuční soustavy společnosti GasNet.

Štramberk

Zásobník Štramberk je v současnosti spolu se zásobníkem Třanovice mimořádně důležitý pro zásobování severní Moravy plynem. Jeho pracovní objem činí 470 mil.m³, plyn je uskladněn v hloubce 500 až 690 m pod povrchem. Ložiskový tlak je nízký, 2,4 - 4,4 MPa, což umožňuje vtláčení do zásobníku i bez použití kompresoru. Naopak kompresor poháněný spalovací turbínou se využívá při těžbě výrazně vytěženého zásobníku. Těžba je možná pouze do distribuční soustavy.

Třanovice

Zásobník Třanovice s pracovním objemem 530 mil.m³ je spolu se zásobníkem Štramberk důležitý pro zásobování severní Moravy. Zásobník disponuje velmi nízkým ložiskovým tlakem, 1,5 - 4,0 MPa, protože je těžba možná pouze při využití dvou radiálních kompresorů. Plyn může být těžen do distribuční soustavy společnosti GasNet, do vnitrostátní přepravní soustavy společnosti NET4GAS, ale i přepraven na hraniční bod s Polskem – stanicí Cieszyn. V prostorech zásobníku je předávací stanice Třanovice směrem do distribuční soustavy

8.2.2 MND Gas Storage

MND Gas Storage provozuje od roku 2001 skladovací strukturu Uhřice, která je ložiskového typu. Ve stejném roce těžaři objevili strukturu Uhřice Jih, která se nachází v blízkosti PZP Uhřice. Pokusné vtláčení plynu do ložiska provedla společnost MND v roce 2010. Ačkoliv ložisko funguje jako zásobník, stále se z něj dotěžují zásoby ropy. Po ukončení těžby se budou těžební ropné sondy využívat pro vtláčení a odběr zemního plynu. Celkový pracovní objem nabízený provozovatelem zásobníků MND Gas Storage činí 320 mil. m³. Maximální denní těžební kapacita je 9 mil. m³ a maximální denní vtláčecí kapacita dosahuje 5,5 mil. m³.

Uhřice a Uhřice-Jih

Zásobník je lokalizován na jižní Moravě, přičemž ložisková past je umístěna v hloubkách od 1700 do 1850 m. Vtláčení a odběr plynu se uskutečňuje osmi velkopřůměrovými provozními sondami, které propojují skladovací strukturu Uhřice s povrchovou technologií PZP.

Maximální tlak zásobníků Uhřice a Uhřice-Jih je 22 MPa. Zásobník Uhřice disponuje vynikajícími provozními vlastnostmi zásobníku. Zásobník nabízí vysokou flexibilitu a umožňuje přechod z režimu těžby do vtláčení (a naopak) za přibližně 2 hodiny. Zásobník může být zcela natlačen za cca 60 dní a zcela vytěžen za cca 50 dní, délka jednoho cyklu tedy obnáší cca 110 dní, což umožňuje cca 3 cykly během roku.

Zásobník Uhřice spolu se zásobníkem Dambořice vlastněných společností Moravia Gas Storage jsou připojeny do vnitrostátní soustavy NET4GAS 10 km dlouhým plynovodem do předávací stanice Brumovice. Vzhledem k vysokému tlaku plynu v zásobníku není při těžbě běžně využívána kompresní práce.

8.2.3 Moravia Gas Storage

Moravia Gas Storage je joint venture společně vlastněná MND a.s. a Gazprom Export LLC a provozuje podzemní zásobník ložiskového typu v Dambořicích na jižní Moravě. Lokalita se nachází v blízkosti PZP Uhřice a má společnou předávací stanici Brumovice. Objem virtuálního zásobníku je 420 mil. m³. Maximální těžební dosahuje 7,5 mil. m³, maximální vtláčecí výkon až 4,5 mil. m³/den.

Dambořice

Zásobník Dambořice má mírně nižší ložiskový tlak zásobníku než v případě Uhřic, cca 9,5 - 18,5 MPa, Vzhledem ke společné předávací stanici Brumovice musí být provoz zásobníku úzce technicky a provozně koordinován se zásobníkem Uhřice. Zásobník Dambořice disponuje podobně jako Uhřice vysokou flexibilitou (změna režimu z těžby na vtláčení a naopak během 2 hodin). Vysoký ložiskový tlak umožňuje stejně jako u Uhřic těžbu do přepravní soustavy bez využití kompresní práce.

8.2.4 SPP Storage

PZP Dolní Bojanovice provozovaný SPP Storage s.r.o. se nachází na území České republiky. Přes předávací místo Brodské je zásobník napojený na slovenskou plynárenskou soustavu. Z veřejně dostupných informací vyplývá, že PZP Dolní Bojanovice je dlouhodobě využíván společností SPP-Distribúcia a.s., která je provozovatelem distribuční soustavy na Slovensku. Skladovací kapacita PZP Dolní Bojanovice je 654 mil. m³. Maximální vtláčecí kapacita dosahuje až 7 mil.m³/den a maximální těžební výkon až 9 mil.m³/den.

Připojení zásobníku na českou plynárenskou soustavu bude realizováno v následujících letech. Předpokládáme, že připojení bude realizováno v roce 2024 s tím, že první rok provozu připojeného zásobníku plynu se předpokládá v roce 2024. Až se tak stane, bude PZP Dolní Bojanovice jediným zásobníkem v České republice fyzicky přímo připojeným ke dvěma obchodním zónám.

Dolní Bojanovice

Zásobník Dolní Bojanovice má velmi vysoký ložiskový tlak, až 21 MPa. Kolektor se nachází v hloubce 700 až 2 100 m pod povrchem. Těžba (v současnosti pouze do slovenské plynárenské soustavy) je díky vysokému ložiskovému tlaku možná bez použití kompresorů. Vtláčení a těžba plynu probíhá z a do VVTL plynovodu DN 700 PN 80.

8.3 Statistika využívání zásobníků plynu

Standardně využití zásobníků odráží při existenci velkoobchodních trhů vztah cen plynu s okamžitou dodávkou (spotový trh) a cen plynu s budoucí dodávkou (forwardový trh). Entita využívající zásobník pracuje s vtláčením a těžbou tak, že pokud je spotová cena nižší než cena plynu s dodávkou v budoucnosti, nebude jej těžit bez ohledu na okamžité vnější teploty implikující vysokou spotřebu. Samozřejmě i naopak, pokud je spotová cena relativně vysoká, ani nízká spotřeba neovlivní uživatele v rozhodnutí těžit plyn ze zásobníku. Ačkoli velmi často jsou teplota, spotřeba a spotová cena provázány, obecně to platit nemusí, a to i vzhledem k očekávaným dodávkám, vývoji ekonomického cyklu, kontraktní situací, ceně za uskladnění aj. Výjimku mohou tvořit případy, kdy uživatel zásobníku potřebuje vyřešit naléhavou situaci z pohledu svého portfolia pro minimalizaci odchylky a platby za tuto

odchylku. Proto i v průběhu zimní sezóny, kdy dochází primárně k těžbě plynu ze zásobníku, můžeme pozorovat požadavky na vtláčení plynu do zásobníku. V létě pak obráceně.

V několika posledních letech byly zimy v České republice relativně teplejší, což vedlo k tomu, že na konci plynárenského roku zůstávaly v PZP nemalé zásoby plynu. To mělo dopad i na uživatele zásobníku, pro které vysoké zásoby plynu generovaly vysoké náklady spojené s financováním (cost of capital) zásob. Uživatel zásobníku má vždy možnost kompletně vytěžit své zásoby. Případné bezpečnostní minimum (tj. minimální objem plynu v zásobníku, pod který nesmí poklesnout stav zásob) je provozním parametrem každého zásobníku, který stanovuje příslušný provozovatel. V nedávné minulosti jediné relevantní omezení uživatele zásobníku vyplývalo z bezpečnostního standardu dodávky, kdy dodavatel plynu je v průběhu zimní sezóny povinen uskladnit v zásobnících část dodávky plynu chráněným zákazníkům. Vzhledem k zásadním změnám na energetických trzích a omezení disponibility plynu na evropských trzích čelí uživatelé zásobníku nyní jiným výzvám.

Ve skladovacím roce 2021/22 zažila EU delší období volatilitních a vysokých cen energií, mimo jiné v důsledku nižšího naplnění zásobníků, než je obvyklé. Ruská invaze na Ukrajinu na začátku roku 2022 dále posílila nejistotu ohledně zajištění dodávek zemního plynu, a tedy i zvýšila potřebu co nejvíce naplněných zásobníků plynu pro budoucí zimy. Zavedla proto pravidla pro naplněnost zásobníků, která se dotýkají všech členských států včetně České republiky.

Evropské požadavky pro naplnění zásobníků

V června 2022 proto bylo přijato nařízení o skladování plynu (EU/2022/1032). Podle nových právních předpisů budou zařízení pro skladování plynu považována za kritickou infrastrukturu a všichni provozovatelé zásobníků v EU budou muset projít novým procesem certifikace, aby se snížilo riziko vnějšího zásahu. Cílem pravidel bylo snížit rizika v oblasti bezpečnosti dodávek a podpořit konkurenceschopnost EU tím, že zajistí řádné naplnění zásobníků.

Zároveň byla přijata opatření k řešení hlavních příčin problémů na trhu s plynem a k zajištění bezpečnosti dodávek za přiměřené ceny pro příští zimu a další období. Tato opatření zahrnují

- povinnost skladovat minimálně 80 % plynu do 1. listopadu 2022
- zvýšení úrovně naplnění zásobníků na 90 % v následujících letech
- kontrolní cíle naplněnosti od října do února následujícího roku

Provozovatelé zásobníků navíc musí hlásit úroveň naplnění vnitrostátním orgánům a země EU by měly monitorovat úroveň naplnění.

Aby byly entity využívající zásobníky motivované k využívání zásobníků plynu v EU, došlo v ČR k zavedení 100% slevu na přepravní tarify založené na kapacitě ve vstupních a výstupních bodech zásobníků.

Dalším důležitým a novým prvkem je mechanismus sdílení zátěže. Některé země EU mají zásobníkové kapacity větší, než je jejich vlastní národní spotřeba, zatímco jiné nemají žádné zásobníky. Všechny země EU však mají prospěch ze zaručených úrovní naplnění, takže mechanismus sdílení zátěže zajišťuje, že náklady na zabezpečení dodávek v rámci minimálního cíle plnění neplatí pouze země EU, které mají skladovací zařízení.

Dne 23. listopadu 2022 Komise v prováděcím nařízení stanovila cíle pro plnění zásobníků plynu, které by měly země EU splnit v roce 2023, aby bylo dosaženo cíle 90 % zásobníků plynu k 1. listopadu 2023. Prováděcí nařízení definuje průběžné cíle k 1. únoru, květnu, červenci a září 2023 pro země EU s podzemními zásobníky na svém území a napojenými na svou tržní oblast.

Tyto cíle vycházejí z návrhů předložených členskými státy v září 2022 na základě míry naplnění v předchozích pěti letech a z posouzení celkové situace v oblasti bezpečnosti dodávek v Unii a v jednotlivých členských státech, které provedla Komise.

Certifikace pro provozovatele skladovacích systémů

Zásobníky plynu jsou kritickou infrastrukturou pro zajištění bezpečnosti dodávek. Nová povinná certifikace všech provozovatelů skladovacích systémů zabrání možným rizikům vyplývajícím z vlivu

třetích zemí na kritickou skladovací infrastrukturu, což znamená, že necertifikovaní provozovatelé se budou muset vzdát vlastnictví nebo kontroly nad zařízeními EU pro skladování plynu. Dále pak, pokud má provozovatel zásobníku plynu v úmyslu ukončit činnost zásobníku plynu, bude muset mít povolení od vnitrostátního regulačního orgánu.

České zásobníky plynu

Jak již bylo zmíněno, evropská pravidla mají dopad také na způsob, jakým se využívají zásobníky v České republice.

Standardně plní zásobníky plynu několik funkcí. Vyrovnávání rozdílů mezi poptávkou a nabídkou v průběhu času, navýšení bezpečnostního standardu dodávky prostřednictvím uskladnění plynu v blízkosti spotřeby pro případ přerušení dodávek od výrobců aj.

Zároveň jsme dříve pozorovali rozdělení na sezónní a krátkodobé užití. Obecně sezónní užití slouží k uskladnění plynu dodávaného výrobcí (kde na vzdálených ložiscích těžba probíhá do značné míry rovnoměrně) během letních období s nízkou spotřebou (vtláčecí období) a k vyskladnění „těžbě“ plynu během období s vysokou spotřebou (těžební období). To v jisté podobě můžeme stále sledovat.

Vlivem zavedení cílů v oblasti naskladněných zásob evropskou legislativou však došlo k omezení krátkodobého použití zásobníků, které bylo možné využívat pro vyrovnávání rozdílů mezi dodávkou od dodavatele a spotřebou v jednotlivých dnech, například v rámci jednoho týdne či dokonce dne.

Využití dokonce v rámci jednoho dne mělo smysl zejména pro kompenzaci odběrů velkých odběratelů, jejichž spotřeba se zásadně liší během jednoho dne, takovými odběrateli jsou například velké plynové elektrárny.

V roce 2022 však v rámci implementace výše zmíněných pravidel byli uskladňovatelé plynu v zásobnících motivováni k tomu, aby plyn do zásobníku vtláčeli a netěžili jej. V ČR byl zřízen institut tzv. zvláštního stavového účtu zemního plynu v zásobnících. Dodavatelé zemního plynu si v zásobnících rezervují konkrétní kapacitu a do výše jejího objemu si zde ukládají plyn pro spotřebu svých zákazníků. Tuto kapacitu jsou nuceni beze zbytku využít. Pokud tak neučiní, musí ji nabídnout v aukci dalším zájemcům, případně i za nulovou nebo zápornou cenu.

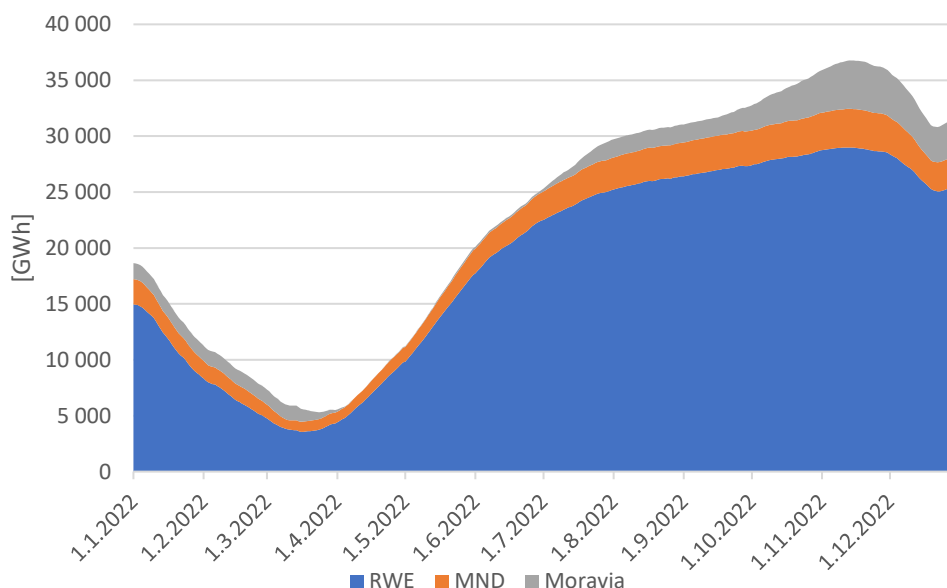
Uživatelé zásobníků se na základě aukcí vzdali práva disponovat s natlačeným zemním plynem v tomto rozsahu:

- Do 31. října 2022 nemohli účastníci aukce odtěžit ze zásobníku plynu ze Zvláštního stavového účtu žádné množství plynu ani převádět plyn ze Zvláštního stavového účtu
- Od 1. listopadu 2022 do posledního dne skladovacího roku 2022/2023 nemůže Účastník aukce odtěžit ze zásobníku plynu ze Zvláštního stavového účtu anebo převést ze Zvláštního stavového účtu větší množství plynu než takové, aby v období:
 - Od 1. listopadu 2022 do 30. listopadu 2022 bylo na Zvláštním stavovém účtu evidováno alespoň 80% množství plynu dodaného na základě aukcí.
 - Od 1. prosince 2022 do 31. prosince 2022 bylo na Zvláštním stavovém účtu evidováno alespoň 60% množství plynu dodaného na základě aukcí.
 - Od 1. ledna 2023 do 31. ledna 2023 bylo na Zvláštním stavovém účtu evidováno alespoň 34% množství plynu dodaného na základě aukcí.

Za uskutečnění aukce zodpovídal na základě krizového opatření provozovatel přepravní soustavy NET4GAS.

Vývoj objemu zásob

Co se týče vývoje zásob v zásobnících na území ČR, ve roce 2022 jsme viděli u zásobníků připojených na českou plynárenskou soustavu následující obrázek.



Obrázek 77 – Objem zásob plynu v PZP připojených na soustavu ČR

Zdroj: NET4GAS

Ke konci skladovacího roku 2021/22 dosahoval konečný stav zásob asi 5 500 GWh. To zhruba odpovídá nízkému stavu zásob v ke konci skladovacího roku 2020/21, který byl způsobený poklesem produkce plynu v Evropě a zvýšením poptávky po komoditě. Nízký stav zásob, vysoká poptávka a vysoká cena komodity vedla k tomu, že ani v letních měsících následujícího roku 2021 nedošlo k úplnému zaplnění kapacity PZP.

V plynárenském roce 2022 však byla situace jiná. Po ruské intervenci na Ukrajinu byly evropské státy motivované ke změně způsobu využívání zásobníku na strategické ukládání zemního plynu i navzdory vysokým cenám komodity. Díky aukcím na zajištění uskladnění plynu v zásobnících plynu a dalším veřejným podporám i díky teplému počasí docházelo k vtlačení do zásobníku a nárůstu stavu provozních zásob až do 12. listopadu 2022, kdy dosáhlo množství plynu v zásobnících 36 772 GWh.

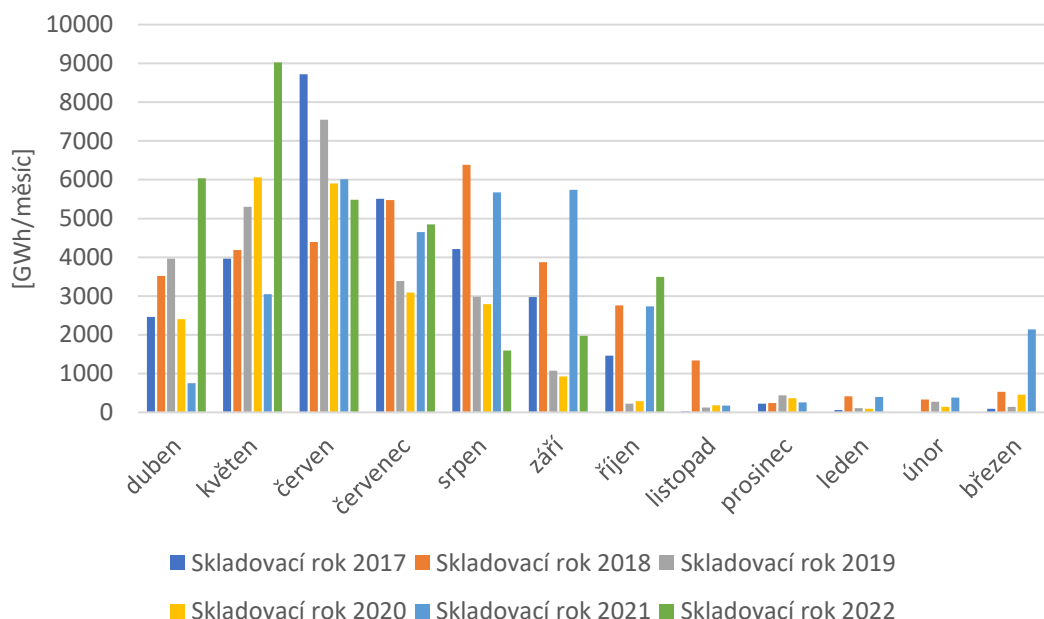
8.3.1 Odhady potřeby využívání zásobníků

Sezónní využití zásobníku

Měsíční využití zásobníku

Obecně je plyn do zásobníku ukládán během letního období a těžen během zimního období. Pokud má obchodník najatou zásobníkovou kapacitu, je pro něj již téměř vždy optimální plyn do zásobníku uložit s předpokládaným vyskladněním během zimy (obvykle následující). Jen ve výjimečných případech je rozdíl mezi zimní a letní cenou plynu tak nízký, že nepokryje ani variabilní náklady provozovatele zásobníku plynu, a využití zásobníku je pak neoptimální.

Vtláčení do zásobníku ve skladovacích letech 2017–říjen 2022 (tedy od dubna daného kalendářního roku do března následujícího kalendářního roku) je zobrazeno na následujícím obrázku. Lze si povšimnout, že rok 2022 je specifický tím, že k největšímu vtlačení docházelo hned na počátku vtláčecího období, v dubnu a květnu. Znatelně vyšší, než je běžné, bylo také vtlačení v říjnu 2022.



Obrázek 78 – Měsíční vtlačení do zásobníků plynu v posledních letech

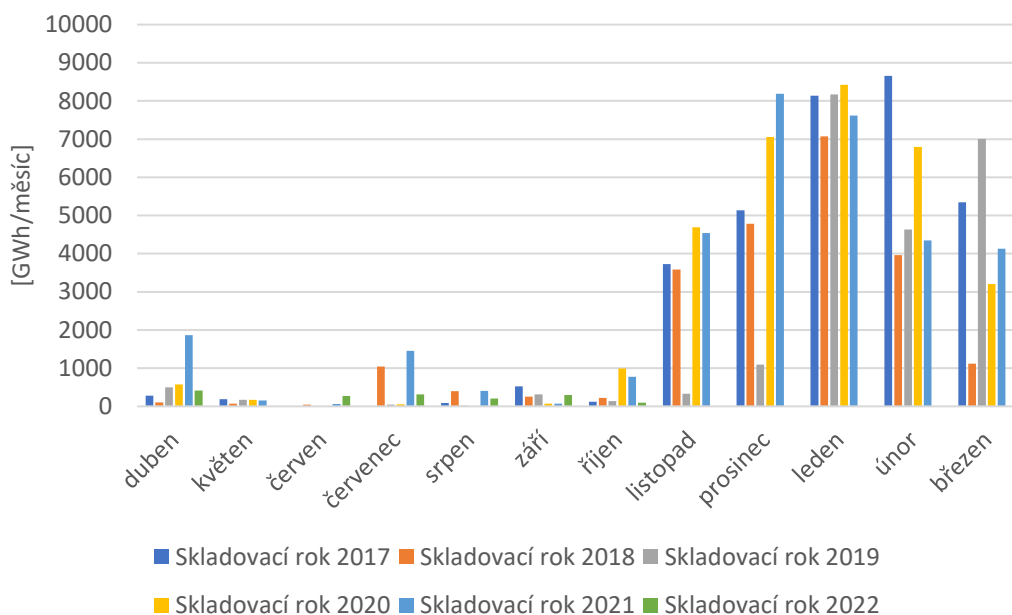
Zdroj: OTE, a.s.

Nejvyšší vtlačení dříve obvykle probíhalo v měsících červen-srpen, kdy jsou ceny na trzích plynu s okamžitou dodávkou běžně nejnižší. Vtláčení v roce 2022 však více ovlivnila unijní opatření mající za úkol naplnit zásobníky plynu na 80 % do 1. listopadu 2022. Lze očekávat, že dynamika plnění bude podobná i v následujících letech, úroveň naplnění zásobníku však bude muset dosahovat k 1. listopadu roku 90 %.

Objem vtlačení během období dubnu-října 2021 dosáhl 28 598 GWh, v roce 2022 pak bylo ve stejných měsících do zásobníku natlačeno 30 856 TWh a to bez ohledu na to, že v meziročním srovnání byly ceny zemního plynu v roce 2022 v některých měsících trojnásobné i ještě vyšší, než v roce 2021.

V roce 2019 například došlo v letních měsících k natlačení 24 479 GWh v roce 2020 dokonce jen 21 477 GWh. Samotný objem vtlačení plynu do zásobníku je pochopitelně závislý na vlastním stavu zásob ke konci skladovacího roku – v letech 2019 a 2020 tak došlo nominálně k vtlačení menšího množství plynu, stav zásob však dosáhl hodnot srovnatelných s rokem 2022.

Co se týče těžby, je tradičně nejsilnější v prosinci, lednu a únoru a běžně odráží jak obvykle vysoké promptní ceny, tak nízké venkovní teploty. Výjimkou byl prosinec a listopad 2019 s velice nízkou těžbou, kdy uživatelé zásobníku očekávali nedostatek plynu od 1. ledna 2020 v souvislosti s nejistotou o uzavření rusko-ukrajinského tranzitního kontraktu, a plyn tak těžili před 1. lednem 2020 jen minimálně. Naopak těžba v podzimních a zimních měsících roku 2020 přesahovala průměr předchozích let. Stejný trend lze pozorovat také koncem roku 2021, kdy došlo v říjnu k vytěžení 770 GWh a v listopadu k vytěžení 4 536 GWh.

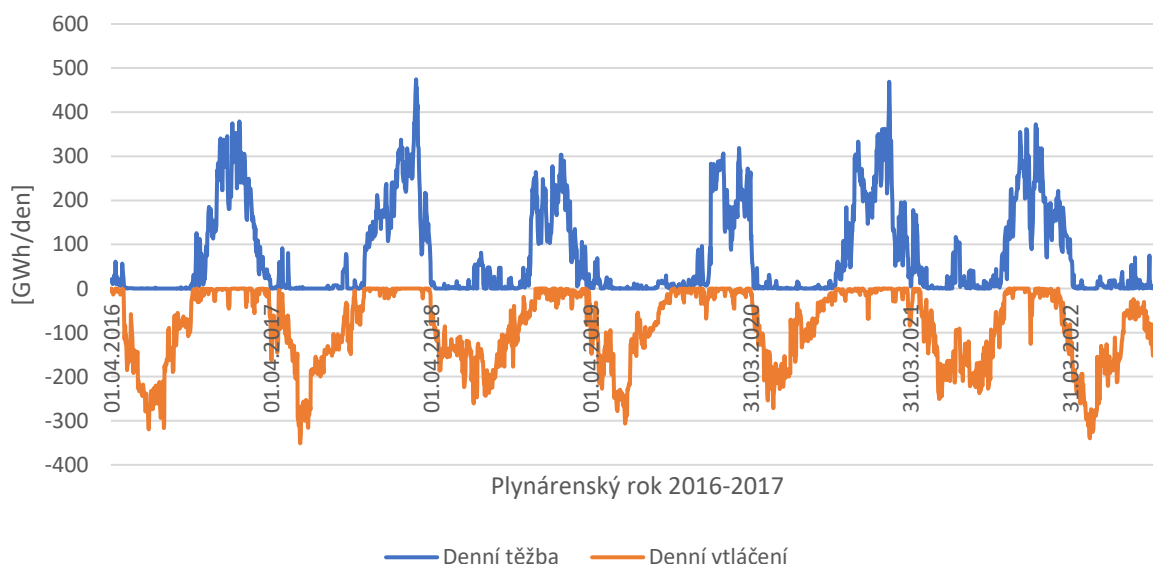


Obrázek 79 – Měsíční těžba ze zásobníků plynu v posledních letech

Zdroj: OTE, a.s.

Denní využití zásobníku

Denní využití zásobníku odráží jednak denní okamžité ceny na velkoobchodním trhu, ale rovněž okamžité venkovní teploty determinující potřebu vytápění. V roce 2021 lze sledovat nižší denní vtlačení, a naopak nárůst těžby oproti předchozímu roku v důsledku zvyšující se ceny plynu, naopak začátkem plynárenského roku 2022 můžeme sledovat meziroční navýšení vtlačení vlivem vládních opatření, které mělo obchodníky motivovat k vytváření zásob plynu.



Obrázek 80 – Denní těžba a vtlačení 2016-2022

Zdroj: OTE, a.s.

Odhady budoucího navyšování pracovního objemu

Kromě bezpečnostního standardu dodávek plynu ovlivňuje využití plynu také Státní energetická koncepce České republiky. Jedním z cílů definovaných v dokumentu je podpora projektů zajišťující kapacitu zásobníků plynu na území ČR do výše 35 – 40 % roční spotřeby plynu a zajištění dostatečného

připojení na přepravní soustavu s garantovaným těžebním výkonem po dobu dvou měsíců na úrovni alespoň 70 % špičkové denní spotřeby ČR v zimním období. Naplňovat tyto cíle se v tuzemsku daří. Žádné nové projekty tak neevidujeme. Česká republika se dlouhodobě drží mezi zeměmi EU, kde je poměr kapacity zásobníků vůči spotřebě vysoký a dosahuje téměř 40 %. Vyšší poměr má pouze Slovensko (83 %), Rakousko (68 %) a Maďarsko (62 %).

Rozvoj zásobníků plynu v České republice

Provozovatel zásobníku RWE Gas Storage navýšil pracovní objem v roce 2020 o 5 mil. m³ s neměnnými výkonovými parametry. Další kvantitativní rozvoj v současné době neplánuje. Společnost MND Gas Storage navýší kapacitu zásobníku Uhřetice (ložisko Uhřetice Jih) z celkových 320 mil. m³ na 325 mil. m³. Následně bude docházet k dalšímu navyšování o 5 mil. m³ ročně až do roku 2027, kdy se hodnota objemu zásobníku ustálí na 345 mil. m³.

provozovatel		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
RWE Gas Storage	kapacita (mil. m ³)	2 712	2 712	2 712	2 712	2 712	2 712	2 712	2 712	2 712	2 712	2 712
	těžba (mil. m ³ /den)	58,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
	vtlačení (mil. m ³ /den)	35,7	35,7	35,7	35,7	35,7	35,7	35,7	35,7	35,7	35,7	35,7
MND GS	kapacita (mil. m ³)	320	320	325	330	335	340	345	345	345	345	345
	těžba (mil. m ³ /den)	10,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
	vtlačení (mil. m ³ /den)	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
Moravia GS	kapacita (mil. m ³)	420	420	448	448	448	448	448	448	448	448	448
	těžba (mil. m ³ /den)	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
	vtlačení (mil. m ³ /den)	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
SPP Storage	kapacita (mil. m ³)	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654
	těžba (mil. m ³ /den)	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
	vtlačení (mil. m ³ /den)	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9
celkem do soustavy ČR	kapacita (mil. m ³)	3 452	3 452	3 485	4 144	4 149	4 154	4 171	4 159	4 159	4 159	4 159
	těžba (mil. m ³ /den)	75,5	76,5	75,5	85,4	85,4	85,4	85,4	85,4	85,4	85,4	85,4
	vtlačení (mil. m ³ /den)	45,7	45,7	45,7	52,6	52,6	52,6	52,6	52,6	52,6	52,6	52,6

Tabulka 25 – Rozvoj kapacit PZP

Zdroj: Data pro Desetiletý plán rozvoje přepravní soustavy v ČR 2023-2032, weby PZP

Zásobník Dambořice provozovaný Moravia Gas Storage s dalšími změnami těžebního či vtláčecího výkonu nepočítá, pracovní objem byl dle plánu navýšen od 2021 na 420 mil. m³. V roce 2023 pak dojde k dalšímu navýšení pracovního objemu na 448 mil. m³. Připojení zásobníku v Dolních Bojanovicích se projeví přírůstkem skladovacích kapacit i disponibilního výkonu pro těžbu i vtláčení. Výstavba dalších zásobníků, případně od dalších subjektů, jsou v současné situaci krajně nepravděpodobné.

V případě zásobníku SPP Storage Dolní Bojanovice tabulka zobrazuje první rok připojení, kterým má být rok 2024.

Dle platné Státní energetické koncepce by celková kapacita zásobníků plynu měla být udržována na úrovni 35 až 40 % roční spotřeby plynu. V roce 2021 dosáhla spotřeba 9 433,7 mil. m³ a kritérium bylo splněno na hodnotu 40 % (do úvahy bereme pouze zásobníky připojené k plynárenské soustavě ČR). Z tohoto pohledu je kapacita zásobníků při stávající poptávce po plynu dostatečná. Garantován by měl

být i těžební výkon ze zásobníků po dobu 2 měsíců na úrovni 70 % špičkové denní spotřeby v zimním období.

Největší denní spotřeby bylo dosaženo 23. ledna 2006, a to 68 mil. m³; tomu by odpovídal požadovaný těžební výkon 46 mil. m³. Maximální těžební výkon všech zásobníků připojených do české plynárenské soustavy činí cca 75,5 mil. m³ (kapacita dostupná na virtuálním obchodním bodě za předpokladu dostatečného naplnění zásobníků). Domníváme se, že ani očekávaný nárůst spotřeby předpokládaný v kapitole 5 růst nevyvolá potřebu navýšení zásobníkové kapacity:

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Celkový provozní objem ZP využitelný pro přímé zásobování (GWh)	36 968	44 258	44 311	44 365	44 546	44 418	44 418	44 418	44 418	44 418
Vývoj celkové roční spotřeby GWh/r	90 408	88 668	85 746	86 888	91 896	94 688	95 477	99 586	103 984	103 608
Spotřeba pokrytá ze ZP (%)	41	50	52	51	48	47	47	45	43	43

Tabulka 26 – Očekávaný poměr kapacity PZP a spotřeby plynu v ČR

Zdroj: Desetiletý plán rozvoje přepravní soustavy v České republice 2023-2032, weby PZP

Na základě modelu poptávky předpokládáme, že pracovní objemu zásobníků ve smyslu parametrů ASEK v letech 2035–2040 bude zcela dostačující. Pouze v případě nyní nepředvídaného růstu spotřeby (například v oblasti monovýroby elektřiny) můžeme dojít k odlišným závěrům. I kdyby však k takovému vývoji došlo, nemusí to mít zásadní dopad na potřebu dalších zásobníků.

8.4 Vodík v PZP

V návaznosti na dekarbonizační cíle Evropské unie dochází ke zkoumání způsobů využití vodíku jako energetické komodity. S tím souvisí i jeho skladování. V současné době se má za to, že nejlepší potenciál pro skladování čistého vodíku (bez příměsi zemního plynu) mají solné kaverny. Odpovídající struktury na evropském kontinentě by dokázaly pojmout množství vodíku odpovídající energetické hodnotě 85 000 TWh. Zhruba tři čtvrtiny těchto kapacit se nacházejí pod mořským dnem, především pak v Severním moři.

Jak už bylo zmíněno výše, v tuzemsku se plyn skladuje v ložiskových a aquiferových zásobnících. Ačkoliv je zásobník Háje kavernového typu, jedná o strukturu, která vznikla vytěžením rudního ložiska. Česká republika solnými kavernami nedisponuje, Vodíková strategie ČR ovšem uvažuje s možností skladování vodíku v lokálně dostupných strukturách. Do některých z nich se již dříve vtlácel svítiplyn s vysokým podílem H₂. Výhodou využití již existujících struktur by bylo propojení s plynárenskou soustavou. Uskladňování směsi zemního plynu s vodíkem, tzv. blendu, případně čistého vodíku, je však třeba technicky ověřit.

Podíl vodíku v uskladňované směsi se může u jednotlivých podzemních zásobníků lišit. Obecně se předpokládá, že zastoupení vodíku v této směsi by se mohlo pohybovat mezi 5-10 %. Někteří provozovatelé zásobníků, které se nacházejí na území Česka, se možností skladování blendu v současnosti zabývají.

Společnost SPP Storage, která svůj zásobník v Dolních Bojanovicích připojí k české přepravní soustavě pravděpodobně v roce 2024, je v rámci Českého plynárenského svazu členem pracovní skupiny pro vodík. Konečné rozhodnutí ohledně skladování H₂ neučinila.

MND Energy Storage na svých stránkách uvádí, že v zásobníku Uhřetice je od roku 2021 možné uskladňovat vodík v příměsi se zemním plynem až do výše 5 % obsahu vodíku a tím skladovat například transformovanou elektrickou energii.

Provozovatel zásobníků Háje, Třanovice, Lobodice, Štramberk, Tvrdonice a Dolní Dunajovice RWE Gas Storage CZ s.r.o. (RWE GS CZ) se podílela na studii evropské asociace Gas Infrastructure Europe s názvem „Showcasing the pathways & values of underground hydrogen storages“, která si kladla za cíl vymodelovat očekávanou poptávku po uskladňování vodíku. Výsledky studie byly zveřejněny v roce 2023. Studie identifikovala výhody spojené s využíváním zásobníků plynu ke skladování vodíku:

- Díky skladovacím zařízením bude možné lépe využívat nejlevnější zdroje vodíku v konkurenčním prostředí na trzích, čímž se snižuje vystavení spotřebitelů volatilitě cen.
- Skladovacích zařízení zabráni nadměrným investicím do prvků infrastruktury, a to napříč celým odvětví energetiky, aby bylo zajištěno bezpečné a účinné uspokojení poptávky po energii.
- Skladovací zařízení zajistí dostatečné objemy a rychlosti vstřikování, čímž zajistí flexibilitu pro koncové využití. Zároveň umožní snížit rizika v oblasti bezpečnosti dodávek v případě velkého podílu dováženého H₂.
- Skladovací zařízení pomohou optimálně dimenzovat investice do kapacity OZE tak, aby vyhovovaly požadavkům. Pomohou tak splnit cíle energetické tranzice, a tím usnadní vznik vodíkového ekosystému.
- Akumulace vodíku umožní omezit výrobu vodíku z fosilních zdrojů, zároveň umožní výrobu vodíku z OZE a rozložení využití vodíku v čase a redispečink elektřiny z fosilních zdrojů.

RWE GS CZ také pracuje na interním projektu Hydrogen Readiness, jehož cílem je prověřit technickou připravenost zásobníků plynu na skladování směsi zemního plynu s podílem vodíku až 20 %. Mezi zkoumané oblasti patří mimo jiné posouzení jednotlivých prvků technologie skladování plynu – nadzemní technologie, plynovodů, vrtů a jejich vystrojení a i samotné ložisko z hlediska jeho integrity nebo geochemických reakcí. Společně s dalšími partnery z řad průmyslu i výzkumných organizací provádí posouzení a zkoušky vhodnosti používaných kovových materiálů plynárenské technologie s ohledem na specifická prostředí a látky vyskytující se při podzemním uskladňování plynu.

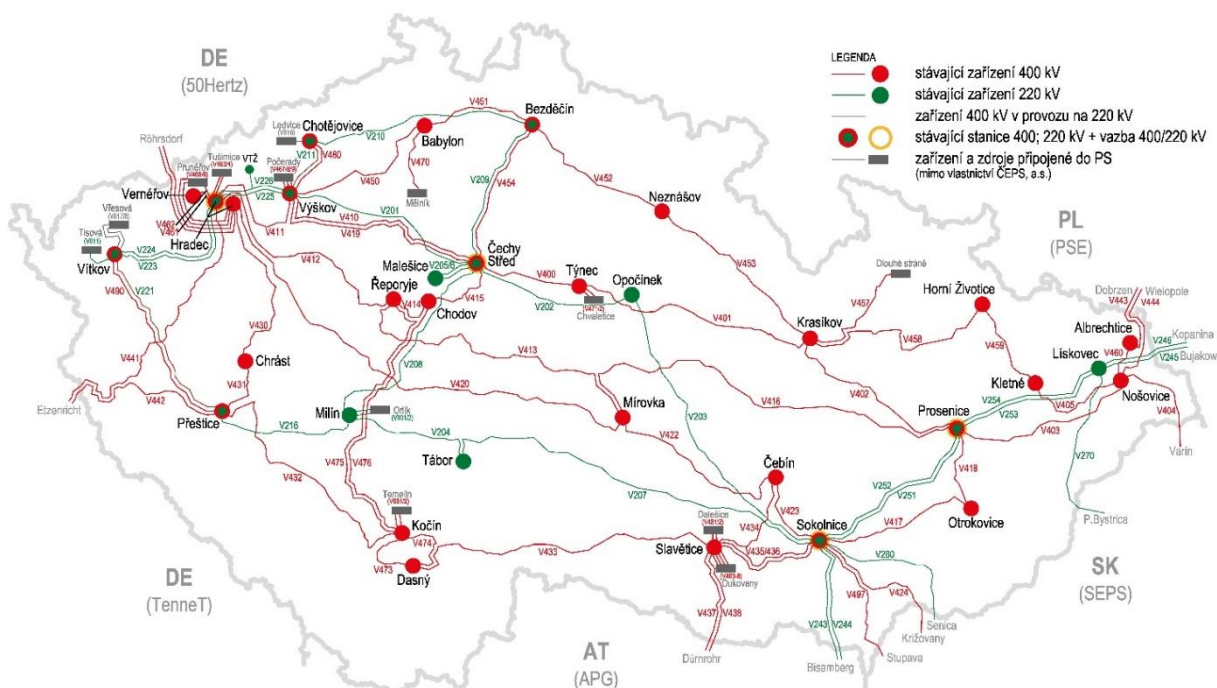
9 Elektrické sítě a jejich rozvoj

Kapitola ve zkratce představuje historii přenosové soustavy, její současný stav a výhled do roku 2032.

9.1 Současný stav

Přenosová soustava (páteří část celé elektrizační soustavy) provozovaná na napěťových hladinách 400 a 220 kV zajišťuje přenos elektřiny po celém území České republiky a zároveň je součástí propojené evropské elektroenergetické přenosové soustavy. Napájí elektřinou distribuční soustavy, které ji dále rozvádějí až ke konečným spotřebitelům. Přeshraničními vedeními je PS ČR napojena na soustavy všech sousedních států, a tím synchronně spolupracuje s celou elektroenergetickou soustavou kontinentální Evropy.

Výhradním provozovatelem PS ČR je na základě licence č. 13010001 udělené ERÚ akciová společnost ČEPS. Jediným akcionářem ČEPS, a.s., je stát Česká republika, který vlastní 100 % akcií a výkon akcionářských práv provádí z pověření státu Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR.



Obrázek 81 – PS ČR schéma sítí 400 a 220 kV k 31. 12. 2021

Zdroj: ČEPS, a.s.

9.2 Přenosová soustava v číslech

Páteří přenosová síť byla prakticky dokončena v 80. letech minulého století. V současné době ji tvoří hlavně vedení 400 kV. Trasy 220 kV, jejichž výstavba byla ukončena počátkem 70. let, dnes plní převážně úlohu doplňkových vedení (záložní funkci) a provozovány paralelně s mnohem robustnější soustavou 400 kV, která zajišťuje základní funkci PS. Nadále je však síť 220 kV nezbytná pro zajištění vyvedení výkonu již do ní připojených zdrojů, napájení stále významného počtu uzlových oblastí 110 kV a propojení zahraničních PS.

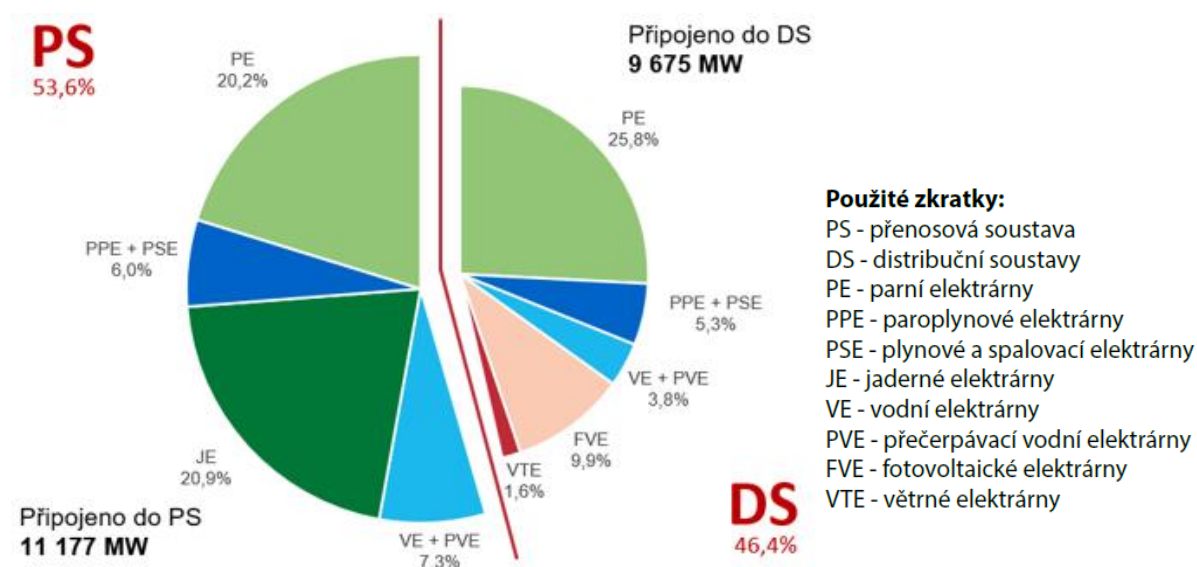
Celkové délky vedení a počty rozvodů přenosové sítě na jednotlivých napěťových hladinách společně s počty transformátorů mezi těmito hladinami nejlépe zachycuje Tab. 27 stav k 31. 12. 2021.

Popis zařízení		ČR celkem
Vedení 400 kV	(km)	3 795
z toho dvojitě a vícenásobné	(km)	1 502
Vedení 220 kV	(km)	1 824
z toho dvojitě a vícenásobné	(km)	953
Vedení 110 kV	(km)	84
z toho dvojitě a vícenásobné	(km)	78
Zahraniční vedení 400 kV	(-)	11
Zahraniční vedení 220 kV	(-)	6
Rozvodny 400 kV	(-)	29
Rozvodny 220 kV	(-)	14
Rozvodny 110 kV	(-)	1
Transformátory 400/220 kV	(-)	4
Transformátory 400/110 kV	(-)	51
Transformátory 220/110 kV	(-)	20
Transformátory 400/400 kV s posunem fáze (PST)	(-)	4
Transformační výkon PS/DS (400/110 a 220/110 kV)	(MVA)	21 350
Transformační vazba 400/220 kV	(MVA)	2 000
Transformátory 400/400 kV s posunem fáze (PST)	(MVA)	3 400
Kompenzační zařízení (tlumivky 400; 35; 10 kV)	(-)	29
z toho plně regulovatelné tlumivky (VSR)	(-)	2
Celkový kompenzační výkon (400; 35; 10 kV)	(MVAr)	1 984

Tabulka 27 – Přenosová soustava v číslech k 31. 12. 2021

Zdroj: ČEPS, a.s.

Přímo do PS je také připojena více než polovina instalovaného výkonu elektráren ČR, jehož celková hodnota je 20 852 MW (brutto k 31. 12. 2021). Rozdělení této hodnoty mezi přenosovou a distribuční soustavu s dělením na jednotlivé druhy elektráren shrnuje Obr. 81.



Obrázek 82 – Struktura instalovaného výkonu elektráren ČR k 31. 12. 2021

Zdroj: ČEPS, a.s.

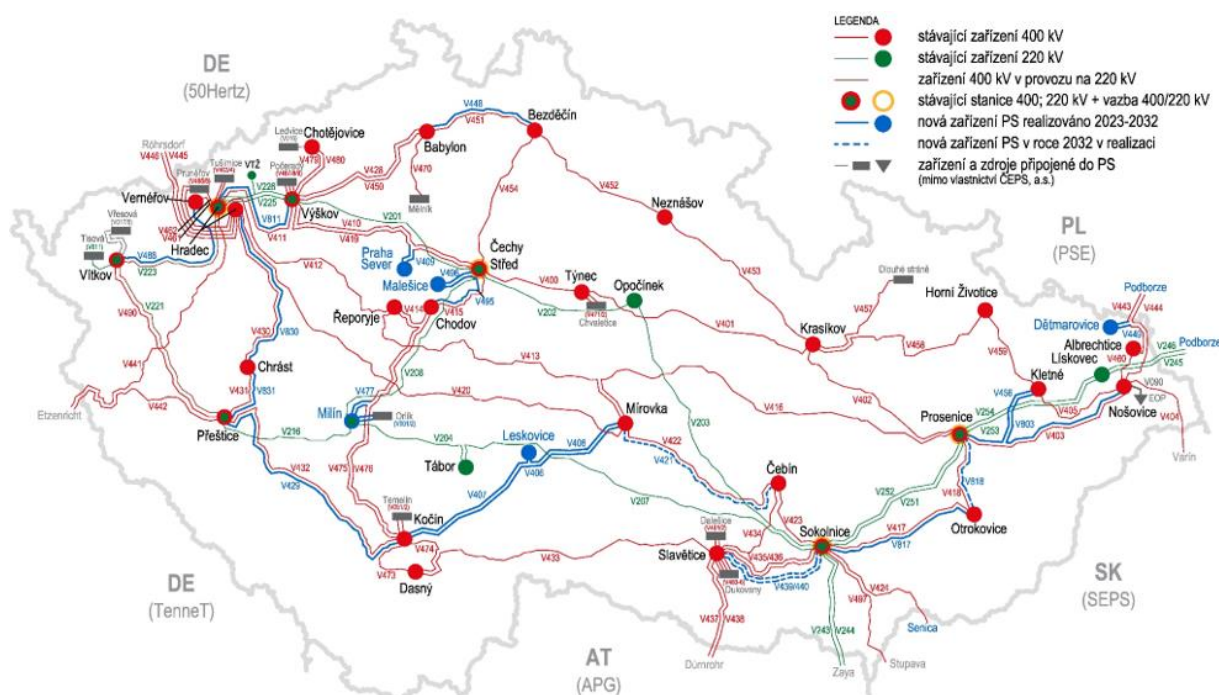
9.3 Očekávaný rozvoj soustavy

Pro zajištění bezpečnosti a spolehlivosti provozu elektrizační soustavy zpracovává provozovatel přenosové sítě ČEPS, a.s., v souladu s Energetickým zákonem ČR *Desetiletý plán rozvoje přenosové soustavy České republiky*, který obsahuje:

- Části přenosové soustavy, které je třeba v následujících 10 letech vybudovat nebo rozšířit;
- Veškeré investice do přenosové soustavy, o jejichž realizaci již ČEPS, a.s., rozhodla včetně termínů jejich realizace;
- Nové investice, které je nutno realizovat v následujících 3 letech včetně termínů jejich realizace.

ČEPS, a.s., připravuje a realizuje systémová opatření spočívající v posílení přenosové schopnosti PS, v modernizaci a zdvojování stávajících vedení a ve výstavbě nových vedení, rozšiřování a modernizaci rozvodů. Typicky jde o výstavbu dvojitých linek v trasách stávajících vedení, jak je patrné i z níže uvedeného obrázku. Důvodem zdvojování stávajících vedení je efektivní využívání koridorů a omezená možnost výstavby nových vedení v nových trasách. Výstavba vedení 400 kV směřuje k doplnění a posílení systému 400 kV a k postupné náhradě technicky dožívající sítě 220 kV, jejíž úlohu do roku 2040 převezme posílená síť 400 kV, která má výrazně vyšší přenosovou schopnost. Výstavba vedení 400 kV v koridorech odstavených linek 220 kV vede k efektivnějšímu využití koridorů. Do roku 2032 je připravováno 5 nových rozvodů 420 kV s transformací 400/110 kV a má být rekonstruováno a nově vybudováno více než 1 600 km vedení PS.

Zdvojování přenosových vedení zajistí navýšení přenosových kapacit, ale zároveň vede ke zvyšování jalového výkonu generovaného vedeními PS. Decentralizovaná výroba a vyšší míra kabelizace sítí vvn a vn (viz dále) znamenají především v době nižšího zatížení navýšení generovaného jalového výkonu v DS a s tím spojený nárůst napětí v celé síti včetně předávacích míst PS/110 kV. Pro udržení napětí ve vyhovujících mezích ČEPS využívá dostupné kompenzační prostředky jalového výkonu a připravuje výstavbu více než 1 100 MVar nových kompenzačních zařízení. Dosud bylo od roku 2016 do PS instalováno již 720 MVar.



Obrázek 83 – Rozvojové schéma PS ČR – schéma sítí 400 a 220 kV, výhled 2032

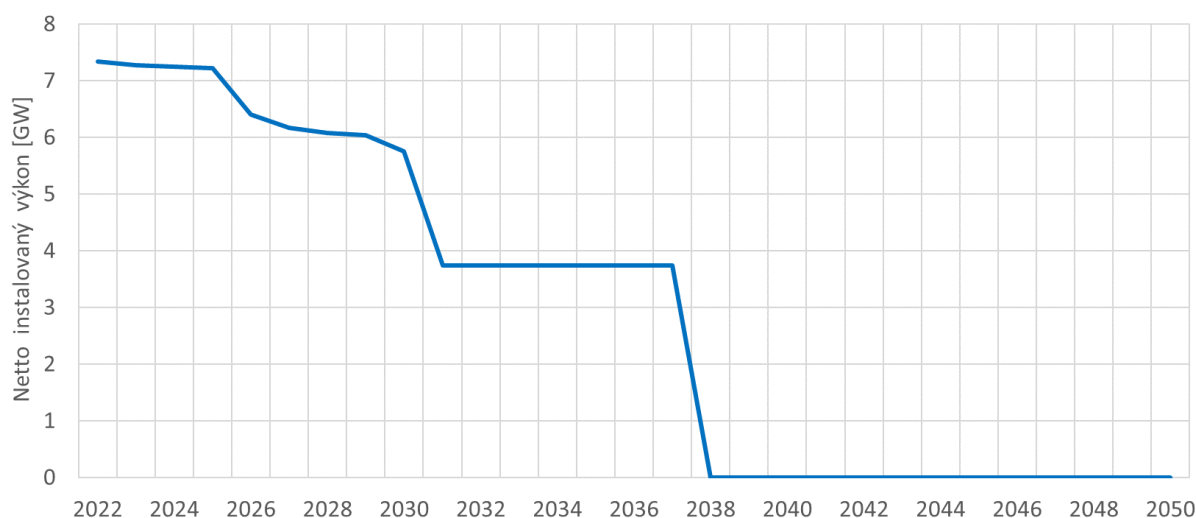
Zdroj: ČEPS, a.s.

10 Environmentální aspekty výroby elektřiny

Environmentální aspekty byly podrobně analyzovány ve vztahu k výrobě elektřiny, a to zejména v souvislosti s předpokládanou časovou hranicí pro útlum uhlerných zdrojů v roce 2038 podle Konzervativního scénáře.

10.1 Předpokládaná výroba uhlerných zdrojů v roce 2021-2050

Výroba uhlerných zdrojů bude postupně utlumována do roku 2038. Trend poklesu celkového instalovaného výkonu uhlerných zdrojů uvádí následující graf:



Obrázek 84 – Útlum uhlerných zdrojů dle Konzervativního scénáře

Zdroj: ČEPS, a.s.

Na základě simulací vývoje energetického mixu ČR zodpovídá pětiletým časovým řezům následující výroba:

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Netto výroba, GWh	24 293	7 807	1 288	0	0	0
Instalovaný výkon, MW	7 222	5 752	3 734	0	0	0

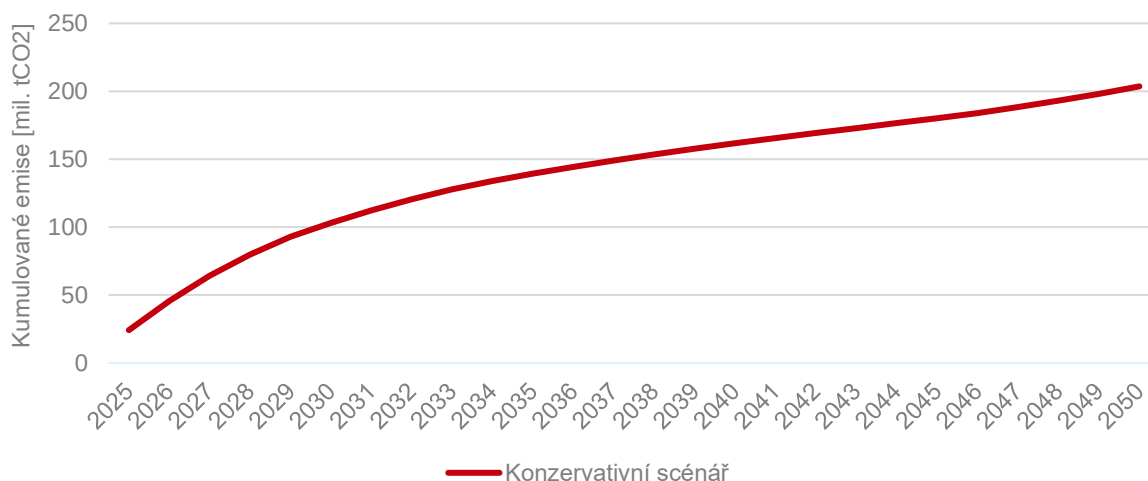
Tabulka 28 – Vývoj instalovaného výkonu a výroby uhlerných zdrojů v Konzervativním scénáři v letech 2025–2050

Zdroj: ČEPS, a.s.

Útlum výroby z uhlerných zdrojů bude nutné kompenzovat náhradním zdrojem. Jako nejpravděpodobnější alternativu lze považovat dozdorování plynovými elektrárnami. Vzhledem k relativně vysokým nárokům na provoz plynových zdrojů, nebude náhrada emisní stopy úplná, ale pouze v rozsahu cca 60 % na jednotku utlumené výroby. Podmínkami, které ovlivní výsledný provoz nových plynových zdrojů, bude zajištění výkonové bilance a soběstačnosti ES ČR, včetně požadavku na poskytování podpůrných služeb (PpS).

10.2 Emisní balance pro Konzervativní scénář

Výsledky provedených simulací umožňují také analyzovat vývoj emisní stopy CO₂ v ČR z výroby elektřiny. Emise se vztahují jenom na tuzemskou výrobu elektřiny, nikoliv na importy, které spadají pod emisní stopu dalších států. Provedené simulace se vztahují na segment elektroenergetiky, konkrétně na výrobce elektřiny s výkonem větším než 10 MWe. Emisní model tak nezahrnuje detailně všechny emitenty v ČR napříč sektory hospodářství.



Obrázek 85 – Kumulovaná emisní stopa ČR v letech 2025-2050

Zdroj: ČEPS, a.s.

V období 2025-2045 nastává dle grafu výše zpomalování růstu kumulované emisní stopy výroby elektřiny. Pokles ročních emisí v tomto období je zapříčiněn zejména neekonomickým provozem uhelných zdrojů (rostoucí ceny povolenky, environmentální a taxonomické limity) a postupným navyšováním instalovaného výkonu OZE v České republice. Po roce 2047 Konzervativní scénář již nepočítá s prodloužením životnosti všech čtyřech bloků jaderné elektrárny Dukovany. Ztráta tohoto výkonu (1,9 GW) je následně kompenzovaná zvýšenou výrobou z plynových zdrojů, což se také promítá do zvýšené úrovně emisí v roce 2050:

Rok	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kumulované emise (mil. tCO ₂)	24,2	103,1	139,4	161,7	180,1	203,6
Roční emise (mil. tCO ₂)	24,2	10,2	5,3	3,9	3,5	5,5

Tabulka 29 – Vývoj kumulované a roční emisní stopy výroby elektřiny v letech 2025–2050

Zdroj: ČEPS, a.s.

Předpokládaná emisní intenzita (tedy měrné emise 1 kWh elektřiny vyrobené v České republice) do roku 2045 klesá s postupným nasazováním obnovitelných zdrojů a zprovoznění nového jaderného zdroje v roce 2036. V roce 2045 klesne až na úroveň 50 gCO₂/kWh, v roce 2050 však opět narůstá na hodnotu 86 gCO₂/kWh kvůli odstavení Dukovan a zvýšené výrobě z plynových zdrojů:

Rok	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Emisní intenzita (gCO ₂ /kWh)	358	163	88	55	50	86

Tabulka 30 – Vývoj emisní intenzity výroby elektřiny v letech 2025–2050

Zdroj: ČEPS, a.s.

11 Vývoj světových cen energetických paliv a jejich vliv na provoz ES ČR

Kapitola shrnuje investiční náročnost jednotlivých energetických zdrojů a předpokládaný vývoj ceny elektřiny a cen emisních povolenek.

11.1 Investiční náročnost skladby výrobní základny ES

Očekávaný odklon od využití fosilních paliv v elektroenergetice a tlak na další propojování trhů s elektřinou významně ovlivní ekonomiku provozu i rozvoje ES. V této kapitole je popsán výhled faktorů, které mají zásadní dopad na ekonomiku ES v dlouhodobém horizontu.

Komodita (€/GJ)	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Uran	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
Lignit	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Zemní plyn	12,95	12,2	11,3	11,3	11,3	11,3
Černé uhlí	2,99	3,05	3,1	3,3	3,5	3,7
Lehká ropa	19,25	19,25	19,25	19,25	19,25	19,25
Těžká ropa	15,79	15,79	15,79	15,79	15,79	15,79

Tabulka 31 – Predikovaný vývoj cen paliv do roku 2050 v €/GJ

Zdroje: tyrkysová barva: ERAA 2022, červená: EK

Ruská invaze na Ukrajinu způsobila exogenní šok na straně dodávky, který v průběhu roku 2022 zapříčinil enormní nárůst cen ropy a plynu. Ceny paliv Konzervativního scénáře tak byly aktualizovány kombinací následujících dvou zdrojů:

- ERAA 2022 (*European Resource Adequacy Assessment*): Hodnocení zdrojové přiměřenosti každoročně vydávané ENTSO-E s výhledem do roku 2030. ERAA 2022 používá kombinaci výhledů cen TYNDP 2022⁵⁷ a REPowerEU⁵⁸. Studie TYNDP vychází každé dva roky, aktualizované vstupy pro TYNDP 2024 nejsou v době zpracování ještě dostupné.
- Studie *Recommended parameters for reporting on GHG projections in 2023*, Evropská komise. Studie obsahuje aktualizaci dlouhodobého výhledu cen plynu a uhlí z dubna 2022 jako reakci na nové tržní podmínky v rámci ruské invaze na Ukrajině.

11.1.1 Uran

Jaderné elektrárny se vyznačují velmi vysokými investičními náklady spojenými s náročnou a dlouhou výstavbou, naproti tomu provozní náklady (jejichž významnou část tvoří palivové náklady) jsou u tohoto zdroje nízké. Dodávka samotného paliva pro jaderné elektrárny je pak zajišťována pomocí dlouhodobých bilaterálních kontraktů. V případě českých jaderných elektráren Temelín a Dukovany byla dodavatelem ruská společnost TVEL, přičemž součástí vzájemné smlouvy je opce na dodávky paliva v dalších letech. Opce se kvůli ruské invazi na Ukrajinu již neuplatní a nové palivo v roce 2024 dodá americká firma Westinghouse a francouzská Framatome. I navzdory současné energetické krizi období jsou očekávány stabilní ceny jaderného paliva bez významných výkyvů.

11.1.2 Plyn

Cena zemního plynu vykazovala v posledních více než 10 letech klesající trend. Pokles ceny byl primárně způsoben rozvojem těžby břidlicového plynu na území USA, díky kterému Spojené státy drží

⁵⁷ Studie zpracovaná sdružením evropských provozovatelů elektroenergetických přenosových soustav (ENTSO-E) a provozovatelů přepravních soustav pro zemní plyn (ENTSO-G).

⁵⁸ REPowerEU představuje plán Evropské komise, jak učinit Evropu nezávislou na ruských fosilních palivech ještě před rokem 2030.

pozici světového lídra v těžbě plynu. V roce 2021 prudce stoupla cena plynu v důsledku energetické krize, v následujícím roce kvůli ruské agresi a porušení plynovodu NordStream I vyskočily ceny holandského TTF⁵⁹ na úroveň 350 €/MWh. Díky teplé zimě, destrukci poptávky a *switchingu* do dalších paliv se cena této komodity vrátila během topní sezony 2022-2023 do předválečných cenových intervalů, oscilujících kolem 50 €/MWh.

Ceny REPowerEU použité pro simulace v rámci ERAA 2022 uvažují cenu plynu pro periodu 2024-2030 v intervalu 44–51 €/MWh. Obecně lze předpokládat, že následující 3 roky se budou nést v napětí trhu z potenciálního nedostatku komodity a návrat cen předcovidových cen 2020 (5-20 €/MWh) již není pravděpodobný. V letech 2026-2030 však počítá s vybudováním dostatečné kapacity na zkapalňování a regasifikaci LNG pro uspokojení poptávky po zemním plynu v Evropě a uklidnění energetických trhů.

Z dlouhodobého hlediska se pravděpodobnou cenovou hladinou jeví 40 €/MWh, což odpovídá ceně, ve kterém je trh s plynem dostatečně nasycený a v kterém je export LNG pořád profitabilní. Pokles ceny pod tuto cenu se již neočekává:

- S postupným vytěžením snadněji přístupných ložisek a rozšiřováním nových nalezišť je očekáváno postupné zvyšování nákladů na těžbu, a to jak v případě konvenční těžby, tak i břidlicového plynu.
- Kvůli odklonu od uhelných zdrojů roste využitelnost zemního plynu pro výrobu elektřiny a tepla, a to především jako flexibilního zdroje doplňujícího obnovitelné zdroje.

11.1.3 Uhlí

Černé uhlí

Vlivem zvyšování tlaku na pokles emisí skleníkových plynů dochází v řadě regionů především prvního světa k omezování množství spalovaného uhlí pro energetické účely. Tento trend je nejvíce patrný ve státech EU a v USA, odklon od využívání uhelných zdrojů se bude stále masivněji projevovat také v Číně. Přesto dle základního scénáře World Energy Outlook (WEO) 2022 od International Energy Agency (IEA) Čína zůstane i v roce 2050 světově největším spotřebitelem uhlí. Přesun těžby a spotřeby uhlí především do nových regionů (především Indie či dalších států jižní Asie) dle predikcí však způsobí zvýšení nákladů na transport černého uhlí, které budou stále více ovlivňovat výslednou cenu komodity.

Cena černého uhlí, odpovídá průměrné ceně importovaného uhlí v EU (CIF ARA-6000). Růst cen je způsoben primárně ukončováním těžby v dostupných regionech a nárůstem transportních nákladů. U černého uhlí došlo k prudkému zvýšení ceny ke konci roku 2021 způsobené energetickou krizí. Aktualizovaná cena černého uhlí v simulaci Evropské komise (3,7 €/GJ) je ve srovnání s předválečnými cenami TYNDP 2022 (2,3 €/GJ) znatelně vyšší, a odráží tak omezení dovozu komodity z Ruska do Evropské unie.

Hnědé uhlí

Vlastnosti hnědého uhlí neumožňují na rozdíl od černého uhlí tvorbu ceny na mezinárodních komoditních burzách. Hnědé uhlí se vyznačuje poměrně nízkou hodnotou výhřevnosti, což znemožňuje ekonomický transport na větší vzdálenosti a omezuje tak mezinárodní obchodovatelnost hnědého uhlí. Hnědé uhlí je proto zpravidla spotřebováváno poblíž místa těžby, přičemž jeho cena vyplývá z bilaterálních dohod. Vzhledem k omezování těžby v povrchových dolech v následujících letech a ukončování provozu hnědouhelných elektráren nejsou očekávány významné výkyvy cen této komodity.

11.1.4 Ropa a ropné produkty

Do ropné krize v roce 1973 zaujímal výroba elektřiny z ropy významnou část energetického mixu řady evropských zemí. Se skokovým nárůstem cen však klesla ekonomická využitelnost ropy pro výrobu elektřiny. Spotřeba v sektoru dopravy i přes současný tlak na odklon od fosilních paliv celosvětově stále roste.

Z predikcí WEO 2022 vyplývá klesající trend spotřeby ropy v zemích prvního světa. Z globálního hlediska je tento pokles kompenzován ekonomickým rozvojem nových regionů – jižní Asie, Afriky nebo

⁵⁹ Title Transfer Facility, referenční Evropská cena zemního plynu a nejdůležitější Evropský *gas hub* sídlící v Nizozemsku.

jižní Ameriky, kde je naopak očekáván prudký nárůst spotřeby. Růst celkové světové spotřeby bude mít za následek další růst cen ropy a ropných produktů.

Vrchol spotřeby ropy je očekáván koncem 20. let 21. století, přičemž do celkové spotřeby se bude po roce 2030 stále významněji projevovat elektrifikace sektoru dopravy v USA, Číně a EU. V tomto období je zároveň očekáváno postupné zpomalení růstu cen ropy.

Evropská unie ještě v prosinci v roce 2022 se spolu s dalšími státy G7 zavázala uvalit na ropu a ropní produkty z Ruska cenový strop a embargo na paliva přepravované po moři (avšak ne na ropovody). Na ropní produkty bylo pak od února zavedené totální embargo. Tato exogenní disrupce spojená s rostoucí poptávkou v Číně vnáší na trhy s ropou další nejistotu, která se tak odráží ve vyšší ceně. V Evropě se očekává na příští rok udržení hladiny 90 USD/barel Brentu s rostoucím dlouhodobým výhledem. Proto byly pro Konzervativní scénář vybrány stabilní, ale vysoké ceny lehkých a těžkých oleje Evropské komise.

11.2 Předpokládaný vývoj ceny elektřiny a cen emisních povolenek

V souladu se změnou výrobní struktury v ČR i v celém středoevropském regionu a předpokládaným vývojem ceny emisních povolenek lze odhadnout vývoj ceny elektřiny na velkoobchodních trzích. Cena povolenky na emise skleníkových plynů („EUA“) v EU ETS výrazně ovlivňuje ceny elektřiny v Evropě. To platí především v současnosti, kdy je stále velká část evropské energetiky závislá na fosilních zdrojích. Do budoucna tak lze predikovat postupné oslabování vlivu ceny EUA na cenu elektřiny, jelikož obnovitelné a nukleární zdroje EU ETS nepodléhají.

Bez ohledu na to je nutné deklarovat, že cena povolenky v budoucnu nejspíš klesne jen v případě výrazných ekonomických šoků. Rezerva tržní stability systému EU ETS má za úlohu každoročně stáhnout 24 % volných povolenek v oběhu (tedy přebytečné povolenky, které nebyly použité na pokrytí fyzických emisí), převyšuje-li počet těchto povolenek horní hranici 833 mil. tCO₂. Rezerva tržní stability tak redukuje část povolenek na trhu, což významně podporuje růst jejich ceny. Výše uvedená redukce 24 % objemu volných povolenek v cirkulaci měla v roce 2023 poklesnout na hodnotu pouze 12 %, navrhovaný legislativní balíček Evropské komise Fit for 55 však navrhuje ponechání této hodnoty do roku 2030. Na vývoj ceny mají vliv i další faktory, mezi něž patří například změny v národních legislativách států EU, evropská legislativa (uhlíkové clo, uhlíkové zdanění), změny v EU ETS (přidání sektoru námořnictví do systému obchodování aj.), nebo plánovaný odchod od uhlí v jednotlivých členských zemích.

Předpokládaný vývoj ceny EUA, který ukazuje následující tabulka, se zakládá na předpokladech ERAA 2022 (roky 2025 a 2030) a od roku 2035 World Energy Outlook 2022 od IEA:

Komodita (€/GJ)	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Povolenka (€/tCO ₂)	94	110	145	180	202	220

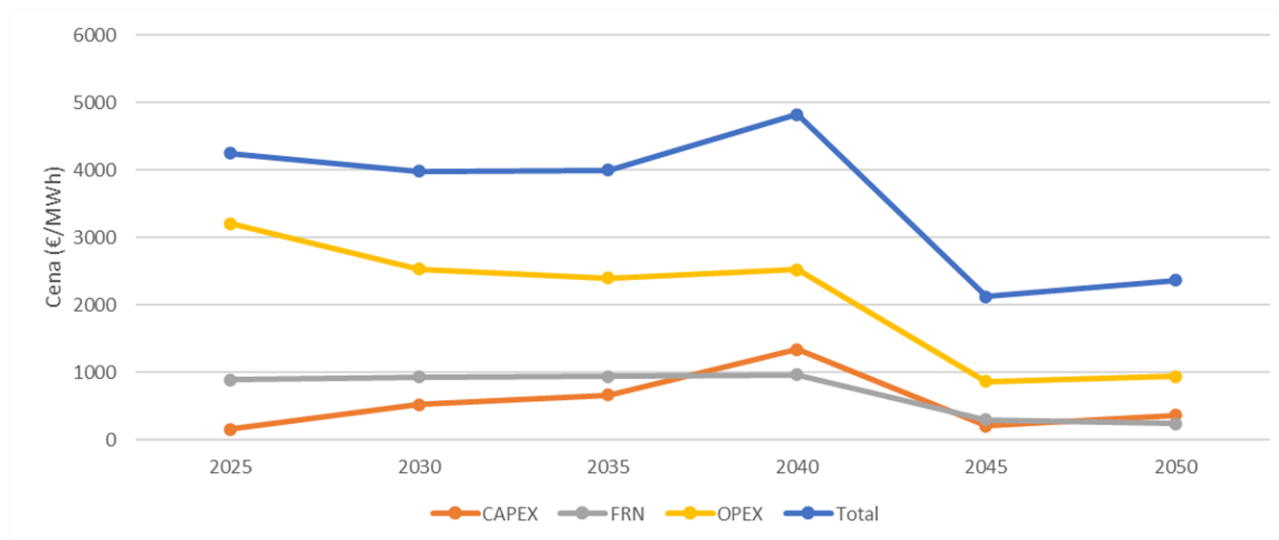
Tabulka 32 – Predikovaný vývoj ceny povolenky roku 2050

Zdroje: ERAA, IEA

V nadcházejících letech tak lze očekávat častější a intenzivnější cenové výkyvy elektřiny, a to především z důvodu výroby elektřiny z intermitentních zdrojů (FVE a VTE) v době příznivých klimatických podmínek a ubýváním baseloadových zdrojů v regionu, které způsobí odstavování uhelných elektráren v celém regionu a jaderných elektráren v Německu. Nedá se ale plně předpokládat, že tyto cenové výkyvy zmírní významnější rozšíření akumulace v ES. Německá vláda, která plánuje vyrobit 80 % elektřiny z OZE v roce 2030, již nastínila, že přebytky elektřiny v Německu budou použity na výrobu vodíku, a nebudou tedy exportovány. To představuje problém pro státy, které na svém území nemají až tak velký potenciál pro rozvoj OZE (např. Česko).

V delším časovém horizontu je pak u elektřiny předvídan obecný vzestup cenové úrovně, a to z důvodu postupného odstavování zdrojů s nízkými variabilními náklady, zvyšující se ceny plynu a investiční náročnosti spojené s přechodem na nízkouhlíkovou energetiku. Změna ceny je vyvolaná třemi vlivy –

dopadem navýšených investic (CAPEX), fixních ročních nákladů (FRN) a změnou provozních nákladů (OPEX). Náklady CAPEX jsou rozpočítány do roční hodnoty anuitou odpovídající životnosti technologií nových zdrojů (10-60 let dle jednotlivé technologie) a mírou WACC v rozmezí 4 až 9 %. Provozní náklady obsahují náklady na paliva, povolenky a související údržbu, fixní roční náklady obsahují náklady, které se neodvíjí od výroby elektřiny (mzdy, licence, aj.). Predikovaný vývoj ceny silové elektřiny můžeme pozorovat na následujícím grafu:



Obrázek 86 – Predikovaný vývoj ceny silové elektřiny v periodě 2020-2050

Zdroj: ČEPS, a.s.

Cena silové elektřiny vyrobené v ČR se pohybuje v období 2025 až 2050 v intervalu 2100 až 4900 Kč/MWh. Tato byla následně srovnána s výsledkem simulace evropské tržní ceny. Ta představuje roční průměr marginálních cen evropských zdrojů, které se v dané hodině uplatnily jako závěrný zdroj (simulace uvažuje Evropu jako jednu tržní zónu, bere však v potaz omezení evropských sítí). Simulovaná evropská tržní cena je ve všech cílových letech vyšší než cena silové elektřiny v ČR, čímž se vyplácí výstavba a provoz nových zdrojů. Predikované ceny však nijak neodrážejí objem a náklady na import elektřiny potřebné pro pokrytí spotřeby v ČR, které již v roce 2030 překročí limit stanovený ASEKem 10% roční spotřeby.

12 Integrace trhů s elektřinou a trhu s plynem

Organizovaný krátkodobý trh v ČR představuje důležitou formu obchodování s elektřinou a plynem. Cílem a účelem krátkodobého trhu je nejen snížení rizika vzniku odchylky, ale také zvýšení bezpečnosti a spolehlivosti dodávek obou komodit. Podstatný význam likvidních krátkodobých trhů je také v jejich cenotvorbě, kdy ceny obchodů na těchto trzích jsou využívány jako podklad pro vypořádání finančních instrumentů obchodovaných na komoditních burzách či slouží jako vodítko cen jiných kontraktů mezi dodavatelem a odběratelem.

Společnost OTE spolupracuje jako nominovaný operátor trhu s elektřinou (nominated energy market operator, „NEMO“) v České republice s dalšími evropskými operátory trhu („NEMOs“) na implementaci jednotného denního a vnitrodenního trhu s elektřinou v rámci celé Evropy. Implementace jednotného trhu je cílem uvedeným v Nařízení Komise (EU) 2015/1222 ze dne 24. července 2015, kterým se stanoví rámcový pokyn pro přidělování kapacity a řízení přetížení („Nařízení CACM“). Zástupci OTE se tak aktivně podílejí na jednotlivých projektech propojení trhů, tzv. market coupling, v oblasti přeshraničního obchodování.

Integrace nebo také propojení denního a vnitrodenního trhu, jak je požadováno nařízením CACM, vede k odstraňování bariér pro přeshraniční obchodování a podporuje jeden ze základních principů, na kterém je evropská spolupráce založena. Jedná se o podmínku zajištění volného pohybu zboží, osob a služeb. Energetický trh, segmentovaný na jednotlivé (ač fyzicky propojené) národní trhy, je neefektivní a obchodování na něm více rizikové, tudíž drahé.

12.1 Jednotné propojení denních trhů s elektřinou (SDAC)

Pokud se jedná o aktivity na denních trzích, jejich cílem je vytvoření jednotného denního trhu s elektřinou v rámci celé Evropy. Integrovaný denní trh zvýší celkovou efektivitu obchodování díky podpoře účinné hospodářské soutěže, navýšení likvidity a umožnění efektivnějšího využívání výrobních zdrojů v celé Evropě. Omezená přeshraniční přenosová kapacita propojených trhů s elektřinou z různých regionů Evropy je prostřednictvím SDAC přidělována nejefektivnějším způsobem pomocí jednotného algoritmu při současném zohlednění omezení na přeshraničním propojení.

Jedná se o iniciativu mezi 17 nominovanými organizátory trhu s elektřinou a 34 provozovateli přenosových soustav, která umožňuje přeshraniční obchodování napříč Evropou prostřednictvím implicitních aukcí na následující den.

V posledních letech bylo díky různým iniciativám dosaženo značného pokroku při implementaci celoevropského jednotného denního trhu. SDAC spoléhá na řešení Price Coupling of Regions (PCR) vyvinutého a spravovaného skupinou 9 energetických burz.

PCR projekt poskytuje jednotný algoritmus známý pod názvem EUPHEMIA a sjednocené operační postupy pro efektivní stanovení cen elektrické energie a využití přeshraniční přenosové kapacity. V následujících letech je plánován intenzivní výzkum tohoto algoritmu tak, aby byla zajištěna dostatečná kvalita, robustnost a stabilita algoritmu pro jednotný denní trh v Evropě v souladu se souborem požadavků na algoritmus pro sesouhlasení propojených denních trhů. Mezi hlavní aspekty vývoje algoritmu patří zejména:

- Geografické rozšíření a přirozený růst trhu;
- Přejít z NTC metody na výpočet kapacity pomocí Flow-Based metody;
- Možnost existence více NEMO v jedné nabídkové zóně;
- Požadavky plynoucí z nařízení CACM na algoritmus;
- Nové požadavky od zúčastněných subjektů;
- Změny topologie sítě.

Do června 2021 existovaly dva paralelní a v rámci implementace nařízení CACM rovnocenné projekty: Multi Regional Coupling ('MRC') a 4M Market Coupling ('4M MC'). Plným tržním propojením těchto projektů dne 17. června 2021 byl završen tzv. DE-AT PL_4M MC projekt, jinak také Interim Coupling Project ('ICP'). V rámci ICP byla zavedena implicitní alokace kapacit založená na NTC metodě na 6 hranicích (PL-DE, PL-CZ, PL-SK, CZ-DE, CZ-AT a HU-AT hranice).

Na dokončení ICP v roce 2022 navazovala implementace propojení trhů v rámci projektu Core FB MC na základě výpočtu kapacity založené na fyzikálních tocích.

Flow-based MC představuje metodu, ve které jsou fyzikální limity sítě založeny na dostupných kapacitách na kritických síťových prvcích a distribučních faktorech přenosu energie, které jsou definovány pro každý kritický prvek a každou nabídkovou zónu v rámci Core CCR.

Tyto faktory popisují, jak změna salda (rozdíl importu a exportu) každé nabídkové zóny mění tok energie přes každý jednotlivý kritický prvek. Výpočtový algoritmus poté hledá optimální energetické toky mezi jednotlivými nabídkovými zónami. Ve srovnání s v minulosti používanou metodou NTC výpočtu přeshraniční kapacity metoda FB navyšuje celkový společenský přínos. Metoda FB je sofistikovanější, zohledňuje více parametrů a optimalizačních podmínek, a proto lépe odráží reálné podmínky sítě.

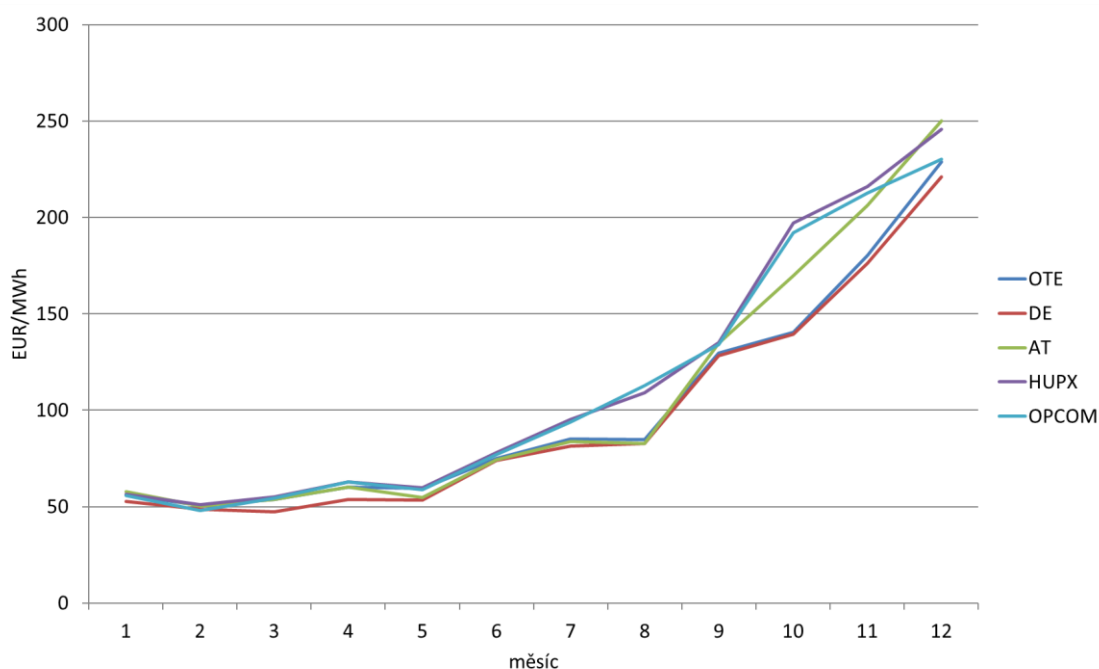
Metoda výpočtu kapacity založené na fyzikálních tocích je vyžadována podle čl. 20 [Nařízení Komise 2015/1222](#), kterým se stanoví pokyny pro přidělování kapacity a řízení přetížení (Nařízení CACM), a představuje důležitou součást evropského cílového modelu, kterého bylo dosaženo právě uvedením metody Flow-Based do provozu dne 8. června 2022.



Obrázek 87 – Integrace spotových trhů s elektřinou v Evropě v závěru roku 2021

Zdroj: OTE, a.s.

Srovnání spotových cen v regionu prezentuje Obrázek 87, který ukazuje průběhy průměrných měsíčních cen dosahovaných na denním trhu OTE (ČR), HUPX (HU), EPEX, EXAA a Nord Pool (oblast Německo/Rakousko) a OPCOM (RO). Opět se projevuje vysoká korelace cen OTE s cenami dosaženými na denním trhu především v Německu. Nicméně významná korelace cen je v rámci všech oblastí regionu.



Obrázek 88 – Srovnání spotových cen v regionu v roce 2021

Zdroj: OTE, EXAA, HUPX, OPCOM

12.2 Jednotné propojení vnitrodenních trhů s elektřinou (SIDC)

Se zvyšujícím se množstvím nárazové obnovitelné výroby, jako je sluneční energie, se účastníci trhu stále více zajímají o obchodování na vnitrodenních trzích. Hlavním důvodem je stále obtížnější udržení rovnováhy po uzavření denního trhu. Dosažení vyrovnané pozice co nejbližší hodině dodávky je přínosné jak pro účastníky trhu, tak energetické systémy. Mimo jiné to přispívá také ke snížení potřeby rezerv a souvisejících nákladů na udržení stability energetické soustavy.

SIDC představuje přeshraniční propojení jednotlivých vnitrodenních trhů v rámci celé Evropy a reaguje tak na potřeby trhu vytvořením transparentního a efektivnějšího kontinuálního obchodního prostředí, které umožní účastníkům trhu snadno zobchodovat jejich vnitrodenní pozice napříč jednotlivými trhy EU bez nutnosti explicitní alokace přenosové kapacity. Integrovaný vnitrodenní trh zvyšuje celkovou efektivitu vnitrodenního obchodování díky:

- Podpoře účinné hospodářské soutěže,
- Navýšení likvidity (tj. zvýšení usnadnění, s jakým lze energii rychle nakoupit a prodávat, aniž by to ovlivnilo její cenu),
- Umožnění snadnějšího sdílení výrobních zdrojů v celé Evropě a
- Možnosti pro účastníky trhu snadněji reagovat na neočekávané změny ve spotřebě a ohledně výpadků.

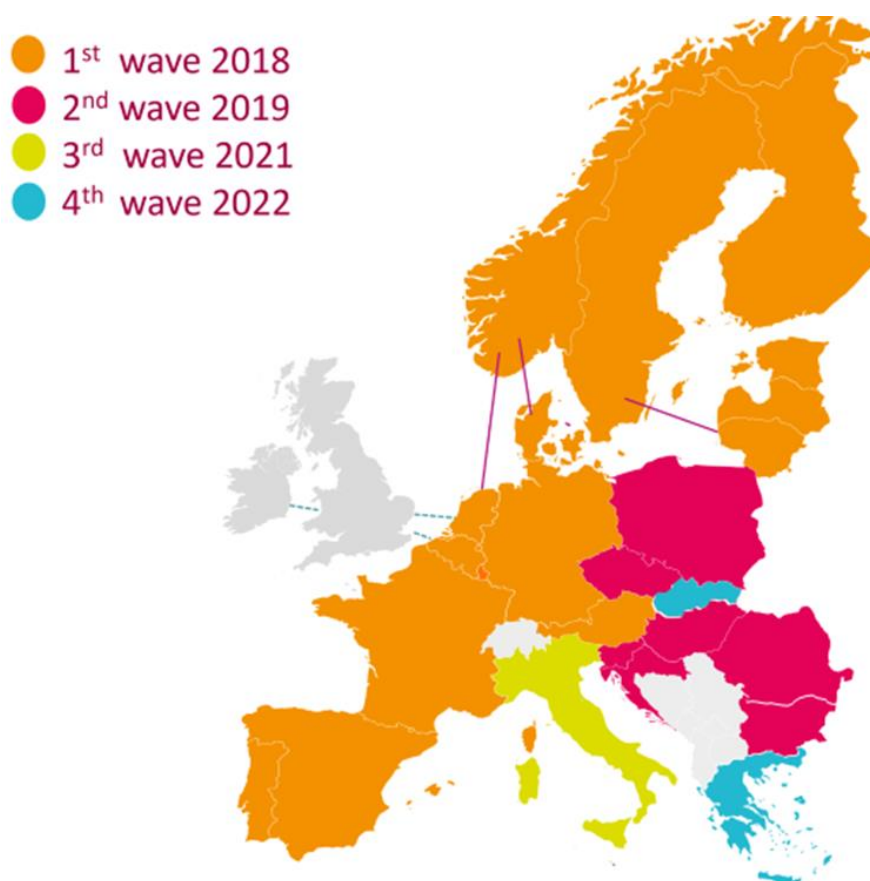
SIDC je společná iniciativa nominovaných operátorů trhu s elektřinou ('NEMOs') a provozovatelů přenosových soustav ('TSOs'), která umožňuje kontinuální přeshraniční obchodování napříč Evropou. Jedná se o pokračování projektu XBID (tzv. Cross Border Intraday), který v červnu 2018 představil technické řešení pro vytvoření jednotného vnitrodenního trhu prostřednictvím platformy vnitrodenního kontinuálního obchodování. SIDC umožňuje integraci a rozšiřování energetických sítí

v celé Evropě. Toto technické řešení bylo spuštěno 12. a 13. června 2018 ve 14 zemích Evropy a o rok později oznámily strany projektu úspěšný první rok provozu.

Ve dnech 19. a 20. listopadu 2019 se OTE, a.s., jako nominovaný organizátor trhu s elektřinou v ČR a ČEPS, a.s., jako provozovatel přenosové soustavy ČR spolu s obdobnými subjekty v dalších šesti zemích Evropy připojili k SIDC v rámci druhé vlny spuštění. Tím došlo k propojení celkově 21 zemí a jedná se o velmi významný milník v rámci provozování vnitrodenního trhu v ČR.

Po úspěšném zapojení ČR do evropského propojení vnitrodenních trhů s elektřinou (SIDC) došlo v červnu 2020 na vnitrodenním trhu k další významné změně, a to k prodloužení obchodování na vnitrodenním trhu s elektřinou až do 5 minut před začátkem hodiny dodávky. V polovině roku 2021 došlo také k úspěšnému připojení Itálie do SIDC. Provozovatelé přenosových soustav ze Spojeného království Velké Británie a Severního Irska k 31. 12. 2020 ukončili svou činnost v projektu SIDC s ohledem na dopady Brexitu.

Vzhledem k zapojení Slovenska do SIDC byl v roce 2020 zahájen tzv. lokální implementační projekt v rámci SIDC nominovanými provozovateli trhu s elektřinou a provozovateli přenosových soustav ze Slovenska, České republiky, Polska a Maďarska s cílem zahrnout na konci roku 2022 do propojeného vnitrodenního trhu i hranice mezi Slovenskem a Českou republikou, Slovenskem a Maďarskem a Slovenskem a Polskem. Toto propojení bylo úspěšně dokončeno 29. listopadu 2022.



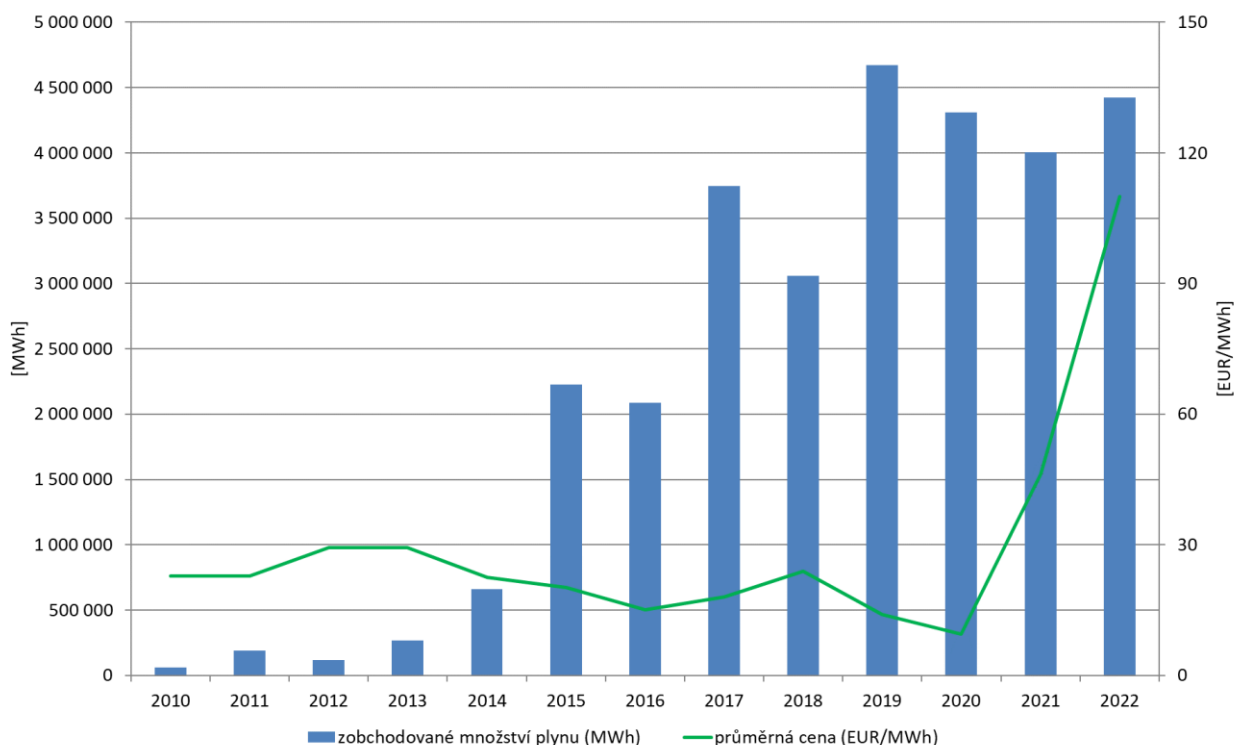
Obrázek 89 – Integrace vnitrodenních trhů v Evropě na konci roku 2022 v rámci jednotného propojení vnitrodenních trhů v EU

Zdroj: OTE, a.s.

12.3 Integrace krátkodobého trhu s plynem

Integrace trhů s plynem v rámci vytvoření jednotného trhu s plynem v rámci EU je méně dynamická než integrace trhů s elektřinou. Kromě infrastrukturních projektů, které jsou zaměřeny spíše na usnadnění rezervace kapacit pro obchodníky s plynem nebo obchodní zpřístupnění oblastí, které nejsou mezi sebou přímo propojeny, nejsou v současnosti diskutovány žádné mezinárodní integrační projekty mající

za cíl propojit organizované trhy s plynem v našem regionu. V roce 2021 došlo pouze k vytvoření jedné obchodní zóny na národní úrovni v Německu, kdy se s účinností od 1.10.2021 sloučily obchodní zóny NCG⁶⁰ a GPL⁶¹ do společné zóny THE⁶².



Obrázek 90 – Množství zobchodovaného plynu a průměrná cena na vnitrodenním trhu s plynem v letech 2010-2022

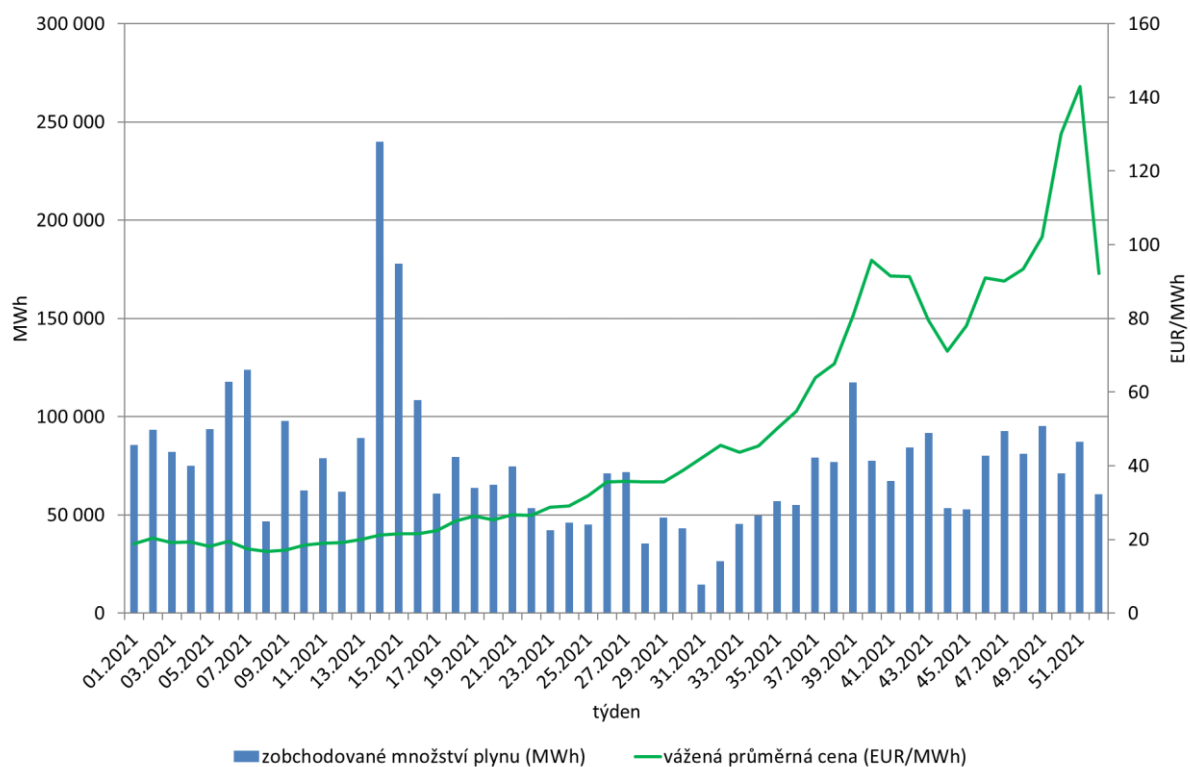
Zdroj: OTE, a.s.

Na vnitrodenním trhu s plynem bylo zobchodováno v roce 2022 celkem 4 423 GWh plynu. Došlo tak k meziročnímu nárůstu oproti roku 2021 o 10,4 %. Jedná se i tak o třetí nejvyšší zobchodované roční množství od otevření tohoto trhu v roce 2010. Vážený průměr cen obchodovaného plynu na vnitrodenním trhu v roce 2022 činil 109,94 EUR/MWh, což je nárůst vážené ceny plynu o 138 % oproti roku 2021. Množství zobchodovaného plynu a průběh průměrné ceny jsou zobrazeny na obrázku 90.

⁶⁰ NetConnect Germany, společná obchodní zóna několika provozovatelů přepravních soustav na jihu Německa

⁶¹ GasPool, společná obchodní zóna několika provozovatelů přepravních soustav na severu Německa

⁶² Trading Hub Europe, společná obchodní zóna všech provozovatelů přepravních soustav v Německu



Obrázek 91 – Množství zobchodovaného plynu a průběh průměrné ceny na vnitrodenním trhu s plynem v jednotlivých týdnech roku 2021

Zdroj: OTE, a.s.

13 Evropské souvislosti provozu ES v perspektivě

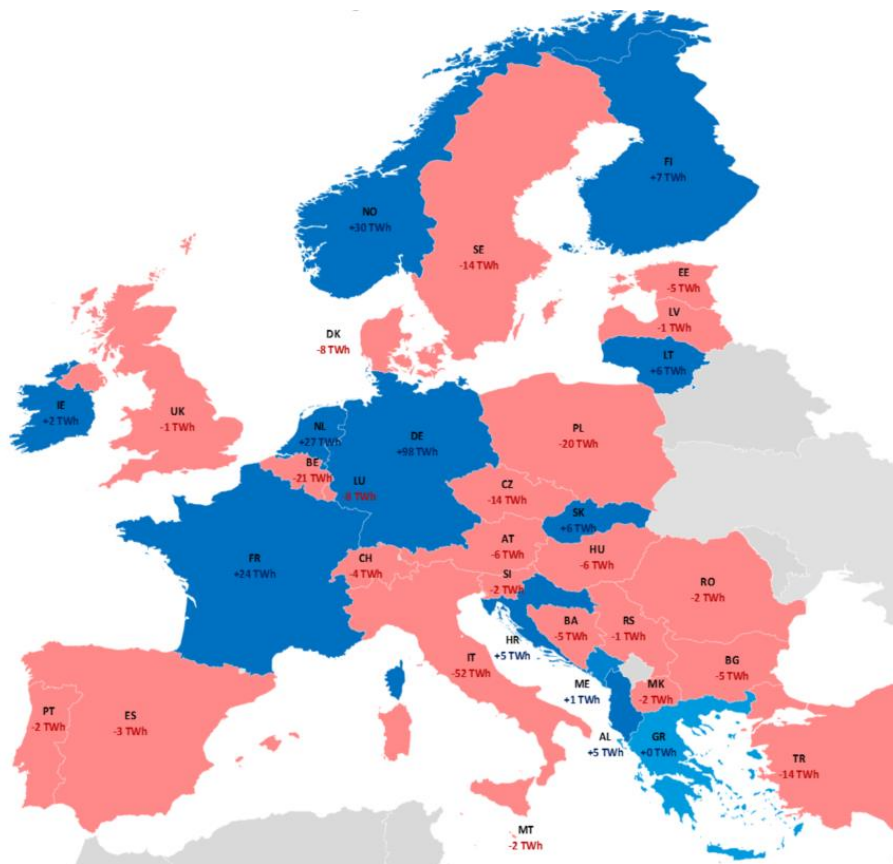
Kapitola nastiňuje odhadované budoucí obchodní toky v evropských zemích a obchodní příležitosti a možná rizika pro Elektrizační soustavu ČR.

13.1 Očekávané trendy obchodních toků v regionu

Kalkulace obchodních toků vychází z Konzervativního scénáře s podpůrnými službami ČEPS a byly provedeny pro roky 2030, 2040 a 2050.

Napříč všemi kalkulovanými roky vychází výraznější přebytková bilance pouze pro Německo a Francii, přičemž většina zemí střední a východní Evropy se ve sledovaném období nachází v ať už méně či více závažném deficitu. Zůstává navíc otázkou, do jaké míry bude možné se na importy z výše uvedených dvou přebytkových států spolehnout.

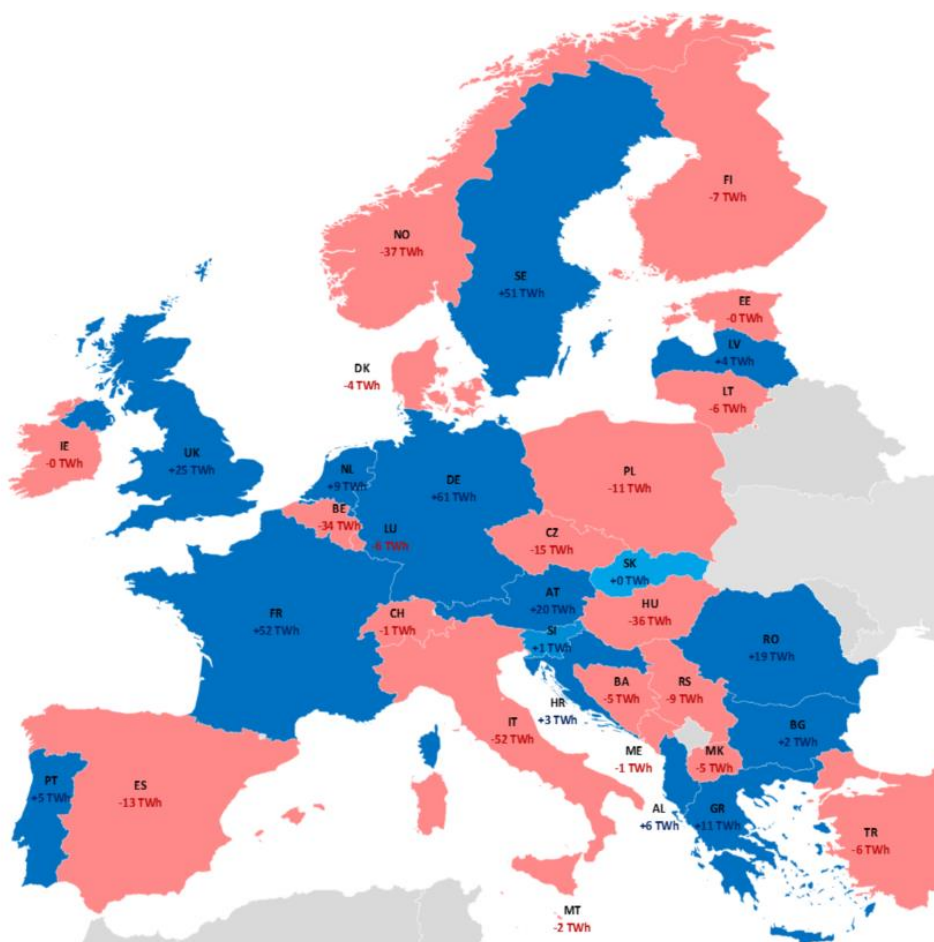
V případě Francie došlo v loňském roce k rozsáhlým technickým problémům s jadernými reaktory a jejich dlouhodobým výpadkům, což vedlo k citelnému snížení objemu výroby elektřiny na jaderných zdrojích. Současně Francie oproti loňskému roku do budoucna predikuje zásadní navyšování spotřeby elektrické energie. Přestože Francie očekává postupný návrat k předkrizovému stavu stejně jako dostavbu nových bloků, nelze s jistotou počítat s dostupností dostatečných přebytků pro účely exportu francouzské elektřiny do zahraničí. Výrazná přebytková bilance sousedního Německa je dána především Německem predikovanou výrobou z obnovitelných zdrojů. Není však jisté, zda budou přebytky elektrické energie exportovány do okolních zemí anebo využity v domácím průmyslu na výrobu zeleného vodíku.



Obrázek 92 – Saldo importu a exportu evropských zemí pro Konzervativní scénář 2030

Zdroj: ERAA 2021, vlastní analýzy ČEPS, a.s.

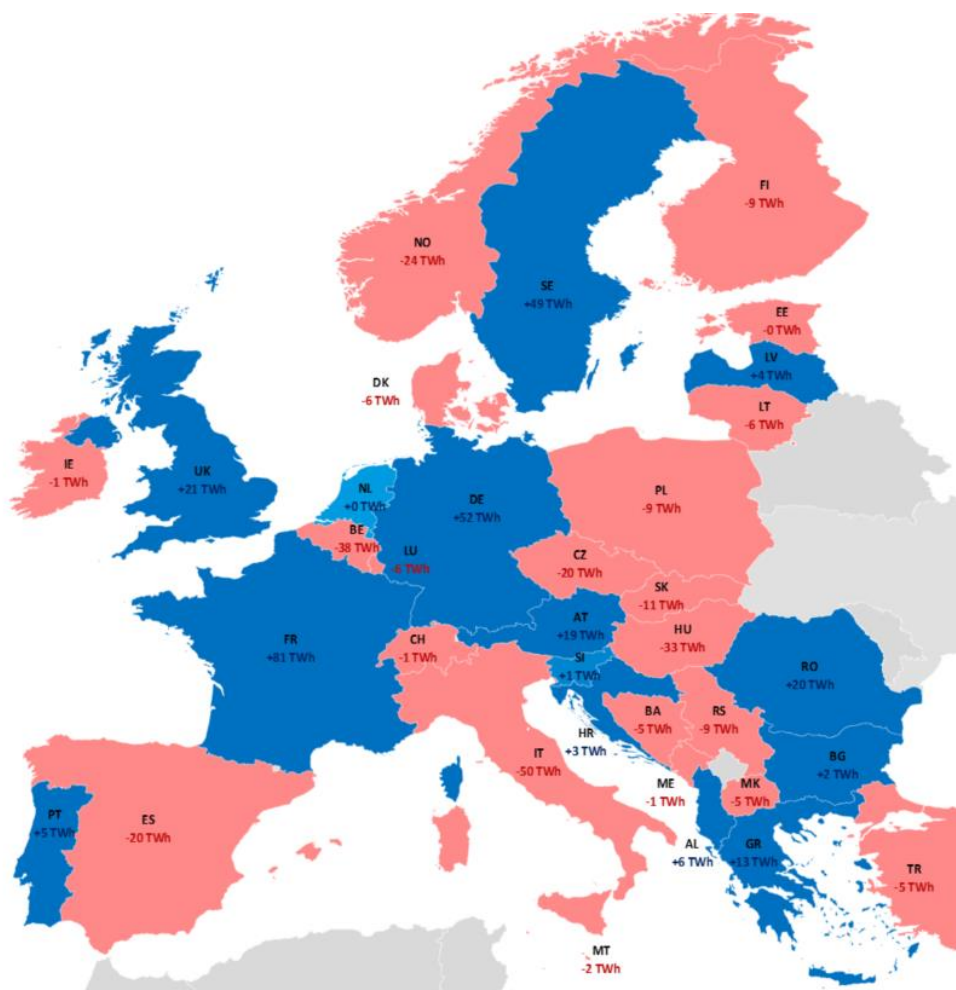
Pokud se podíváme na bližší okolí ČR a naši republiku zjistíme, že kromě Německa a Slovenska jsou v roce 2030 všechny země deficitní stejně jako země jihovýchodní Evropy. V Polsku dosahuje deficit energie až 20 TWh, což je způsobeno zahraniční levnou energií z OZE (zejména v Německu), která znevýhodňuje provoz domácích elektráren. V následujících letech hodnota klesá především díky dostavbě nového jaderného zdroje a dalších nízkoemisních zdrojů.



Obrázek 93 – Saldo importu a exportu evropských zemí pro Konzervativní scénář 2040

Zdroj: ERAA 2021, vlastní analýzy ČEPS, a.s.

Deficity Itálie, Polska, Česka a Maďarska jsou pokryty převážně z Německa (v případě, že se Německo rozhodne exportovat) a dále z Francie, Rakouska a Velké Británie. To může znamenat významné riziko pro bezpečnost dodávek v rámci ES ČR a pro případy nestability dodávek po roce 2035 je strategicky výhodné podporovat dostavbu baseloadových zdrojů, které v případě rozpojení soustav zajistí udržení sítě ČEPS v chodu.



Obrázek 94 – Saldo importu a exportu evropských zemí pro Konzervativní scénář 2050

Zdroj: ERAA 2021, vlastní analýzy ČEPS, a.s.

Analyzovaný Evropský scénář se dále vyznačuje velkými obchodními výměnami. Většina zemí, až na vzácné výjimky, vykazuje vzhledem k velikosti udávané spotřeby velké přebytky nebo velké deficity. Z tohoto důvodu lze očekávat významné zatížení přeshraničních vedení.

13.2 Obchodní příležitosti a možná rizika pro ES ČR

Integrace evropských energetických soustav zůstává i nadále jedním z hlavních trendů rozvoje elektroenergetiky. Kromě technické roviny (přenos a přeshraniční kapacity) se také pracuje na integraci v tržní rovině reprezentovanou market couplingem, bilancováním výrob a spotřeb soustav prostřednictvím společného nákupu a společné aktivace regulační energie, o čemž svědčí zprovoznění platformy MARI, TERRE, PICASSO. Tím se ES ČR stává více citlivou na chování investorů a provozovatelů zdrojů ostatních evropských soustav, které nejsou tak snadno řiditelné jako ES ČR. Integrovaný a propojený trh s sebou kromě větší likvidity přináší také řadu rizik spojených s cenovou volatilitou. Příkladem může sloužit aktuální energetická krize, kdy rostoucí ceny komodit způsobily skokové navýšení cen elektřiny na úroveň dlouhodobě neúnosnou pro koncové odběratele. Situace také nepříznivě dolehla na provozovatele přenosových soustav, jimž vrůstají náklady na zajišťování podpůrných služeb. Taková situace vyžaduje jak krátkodobá (např. půjčky), tak dlouhodobá opatření (změny evropské legislativy).

Předpokládaný deficit elektřiny po ukončení provozu většiny uhelných elektráren, současné plnění environmentálních cílů v roce 2030 a transformace v teplárenství má jednoho společného jmenovatele, a tím je přechod podstatné části výroby na plyn. Ten má v sobě implicitně zakotveno riziko rostoucí závislosti na bezpečnosti dodávek plynu do ČR. Rostoucí míra dovozní závislosti s sebou kromě

významného bezpečnostního rizika přináší také riziko geopolitických důsledků, kdy sekundárním efektem dovozu komodity může být sledování politických zájmů importéra. Jednou z možností snížení závislosti na energetických komoditách je zajištění dostatku výkonu alokovaného na obnovitelných a nízkoemisních zdrojích.

Z krátkodobého hlediska se jeví vhodné navýšit podíl OZE a využít současných výhodných investičních podmínek pro jejich výstavbu. Co se týče diverzifikace dodávek zemního plynu, bude také zapotřebí orientovat se na jiné dodavatele suroviny. I přes aktuální vývoj geopolitické situace lze předpokládat postupný návrat cen do normálových hodnot, které však budou na vyšší hladině než v období před vypuknutím energetické krize. V dlouhodobém měřítku snahy o soběstačnost předpokládají dekarbonizaci celé ekonomiky, s čímž souvisí růst spotřeby elektřiny v kontextu elektrifikace jednotlivých segmentů ekonomiky.

Dekarbonizace elektroenergetiky tažená vysokým nárůstem instalovaného výkonu OZE s sebou taktéž přináší nutnost zabývat se jednak otázkou bateriové akumulace, ale také ukládáním přebytečné elektřiny do vodíku, s čímž souvisí také potřeba řešit vybudování vodíkové infrastruktury. Jedním z environmentálních cílů současnosti je vybudování vodíkové infrastruktury, jelikož do vodíku lze snadno ukládat přebytky výroby obnovitelných zdrojů. Avšak v zimním období, kdy je nižší výroba solárních elektráren, v noci a v období bezvětří může být navýšena poptávka po elektřině pro elektrolytickou výrobu vodíku a udržení vodíkového hospodářství v chodu. S tím souvisí možný růst poptávky po základních zdrojích výroby v období, kdy budou odstavovány uhelné či jaderné zdroje, avšak ještě za ně nebude v tomto směru vystavěna adekvátní výkonová náhrada. V podmínkách ČR se uvažuje potenciál rozvoje větrných elektráren konzervativně, což vyplývá především z postoje veřejnosti a obcí k jednotlivým projektům. Akceptace veřejností je hlavním limitujícím faktorem, technologicky je možné zvýšit potenciál výstavbou vyšších stožárů s větším jednotkovým výkonem. Využití větrných elektráren je vhodnější z hlediska rozložení v průběhu roku.

Analogicky, v obdobích, kdy není dostupná výroba z OZE, jsou kladeny vyšší požadavky také na regulační prvky soustavy a akumulační zdroje, avšak v současné době neexistuje zásadní ekonomická podpora, která by motivovala investory k navyšování kapacit těchto zdrojů. Naopak environmentální regulace dopadá nejvíce právě na regulační zdroje. V oblasti říditelných zdrojů dnes ekonomicky do úvahy přichází pouze jaderné, biomasové a plynové zdroje, avšak jaderné zdroje, které podporují jak soběstačnost, tak snižování produkce emisí oxidu uhličitého, jsou politicky jen velmi obtížně prosaditelné na evropské úrovni. Jak už bylo zmíněno výše, plynové zdroje vedou apriori k závislosti na dodávkách plynu do ČR a vzhledem k omezenému potenciálu biomasy v ČR ani další rozvoj biomasových zdrojů nemůže vést k významnému podílu tohoto zdroje na dodávkách elektřiny.

Dekarbonizace se stala jedním z hlavních cílů EU, přičemž s vydáním legislativního návrhu Fit for 55 bylo indikováno zrychlení tempa implementace těchto cílů. V případě jejich plnění v roce 2030 zbývá pouze minimum technických variant k zachování vyrovnané bilance výroby a spotřeby elektřiny pouze prostřednictvím zdrojů připojených do ES ČR. V případě scénáře, který bude znamenat závislost na importu elektřiny do země z jiných soustav, může docházet k přenesení emisní zátěže na jiné země, samozřejmě v závislosti na struktuře energetických mixů těchto zemí. Dosažením uhlíkové neutrality prostřednictvím odklonu od fosilních paliv ve všech segmentech ekonomiky (průmysl, doprava atd.) se stává elektřina hlavní energetickou komoditou a otázka soběstačnosti nabývá na důležitosti z hlediska bezpečnosti dodávek.

Provozní podpory podporovaných zdrojů nejsou navrženy a definovány dlouhodobě, naopak se jejich kalkulace meziročně neustále mění. Tato nestabilita podnikatelského prostředí může dlouhodobě odrazovat nejen investice do nových zdrojů, ale také od investic do stávajících zařízení. Vedle problémů centralizované energetiky evidujeme také nemenší problémy menších elektráren připojených do sítě 110 kV a teplárenství. Jedná se o nerentabilitu kogeneračních provozů, konkurenceschopnost uhelných zdrojů tepla a sítí s parními rozvody. Pro ES ČR uzavření těchto provozů může znamenat problém s regulací jalového výkonu, který bude třeba řešit rovněž na straně spotřeby.

V rámci nových obchodních příležitostí v kontextu ES ČR lze vnímat prostor v transformaci trhu s podpůrnými službami a jeho postupné agregace menších celků a otevírání trhu pro nové typy poskytovatelů služeb (akumulace, flexibilita, agregace). Jedná se však o příležitosti pro poskytovatele

takových služeb, s ohledem na unbundling se nejedná o významné příležitosti pro provozovatele soustav. Předpokládané úpravy v market designu vycházejí z aktuálních poznatků a zkušeností a budou kromě jiného vyžadovat zavedení a prohloubení nástrojů, které budou zaměřeny na podporu výstavby nových kapacit, a také vytvářet prostor pro zajištění dlouhodobých obchodních rizik vyplývajících z prudkého kolísání cen na spotových trzích.

14 Balance plynárenské soustavy

Kapitola představuje historická data týkající se provozu plynárenské soustavy včetně těžby a odběrných míst a modelování balance plynárenské soustavy pro predikovaný rozvoj spotřeby zemního plynu.

14.1 Historický pohled

Česká plynárenská soustava představuje výrazný tranzitní koridor díky svému umístění ve středu Evropy. Dnes je tato přepravní cesta dominantně využívána v západovýchodním směru a na ose severozápad/jihozápad. To znamená, že většinu zemního plynu přichází do české plynárenské soustavy plynovod z Německa na vstupní bod VIP Brandov umístěný v severozápadních Čechách se směrem dalšího toku na VIP Waidhaus (jihozápadní Čechy) a Lanžhot (jižní Morava). Naprostá většina plynu byla v loňském roce dodaná do přepravní soustavy právě přes vstupní body na hranicích s Německem. Dodávky plynu z Německa v roce 2021 se oproti roku 2012 zvýšily více než dvakrát.

Ačkoliv ještě v roce 2021 bylo možné konstatovat, že většina zemního plynu vstupujícího do české přepravní soustavy z Německa přichází plynovodem Nord Stream, v současnosti je situace jiná. Po sérii přerušení dodávek kvůli údajným opravám potrubí došlo k nevratnému poškození plynovodu Nord Stream, kterým do té doby nepřitéká do Evropy žádný plyn.

V roce 2021 bylo přes hraniční bod Lanžhot dodáno do České přepravní soustavy pouhých 0,5 TWh zemního plynu, meziročně tedy došlo k nárůstu. Přes to se v kontextu celkových přepravovaných objemů plynu, které prošly v roce 2021 českou přepravní soustavou, jedná o zanedbatelné množství.

Naopak export na Slovensko roce 2021 dosáhl 124 TWh, což znamená meziroční pokles o zhruba 26 TWh. Přes to je stále možné přes HB Lanžhot plyn do plynárenské soustavy přivádět, a to za předpokladu, že toky v plynovodu Bratrství, který vede přes Ukrajinu jsou větší než odběry právě na Ukrajině a Slovensku.

Z objemů plynu vstupujících do české plynárenské soustavy v posledních deseti letech vyplývá, že pro domácí spotřebu se využívala zhruba pětina plynu dopraveného na hranice ČR. Pro účely tranzitu do dalších zemí pak česká plynárenská soustava přepravovala zbývajících 80 % komodity.

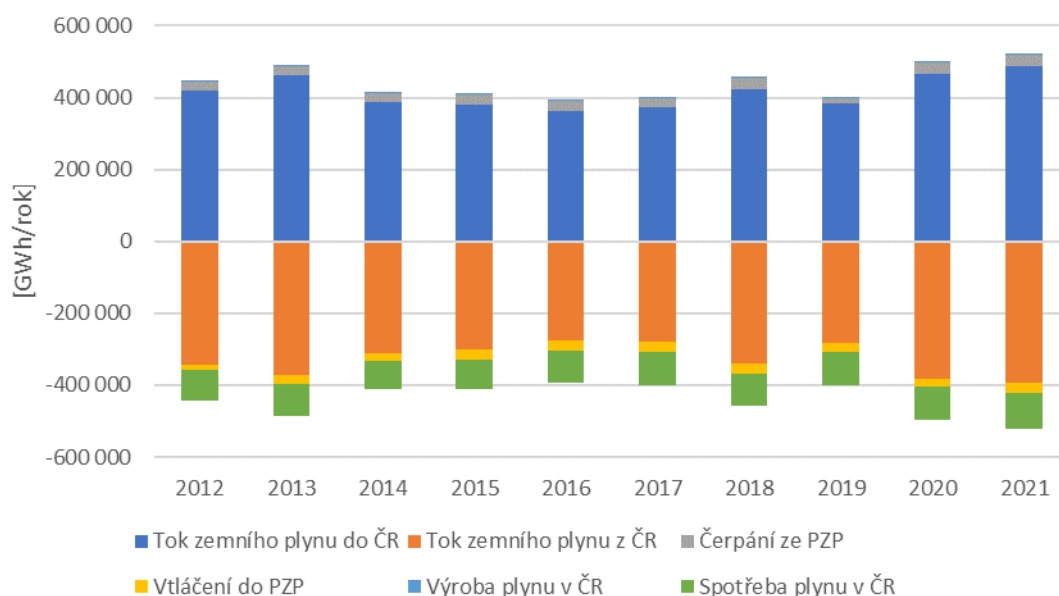
Nejinak tomu bylo i v roce 2021, kdy se zvýšila přeprava plynu do ČR na téměř 487 TWh. Z toho k využití v České republice zůstalo 92,8 TWh. Tok plynu z české plynárenské soustavy do zahraničí se v roce 2021 navýšil na 394,1 TWh.

Tok plynu do České plynárenské soustavy (včetně distribučních soustav podle vstupní země)						Tok plynu z České plynárenské soustavy (včetně distribučních soustav podle vstupní země)				
GWh										
	SRN	SK	PL	AUT	celkem	SRN	SK	PL	AUT	celkem
2012	227 495	193 223	0	0	420 719	258 212	77 224	6 367	72	341 875
2013	333 486	128 681	0	0	462 167	307 073	58 697	6 323	0	372 093
2014	383 075	5 347	0	0	388 422	206 787	100 241	4 474	0	311 501
2015	380 206	143	0	0	380 349	183 959	116 549	185	0	300 693
2016	345 084	17 761	0	0	362 845	247 382	28 623	65	0	276 070
2017	370 578	2 796	0	0	373 374	241 348	35 975	1 259	10	278 592
2018	409 679	14 428	0	0	424 107	297 452	37 396	3 914	14	338 775
2019	368 764	16 614	0	0	385 378	230 951	48 194	4 702	10	283 857
2020	464 042	241	0	0	464 284	229 741	150 038	3 609	0	383 388
2021	486 483	509	0	0	486 992	265 993	123 774	4 405	0	394 172

2012-2022									
GWh									
Tok plynu do/z plynárenské soustavy ČR			Tok plynu ze zásobníků plynu, které náleží do plynárenské soustavy ČR			Výroba plynu v ČR (celkem včetně VS)	Bilanční rozdíl v PS	Spotřeba plynu v ČR	
	do ČR	z ČR	saldo do/z ČR	ze ZP	do ZP				
2012	420 719	341 875	78 844	23 834	16 353	7 481	1 817	-1 817	86 326
2013	462 167	372 093	90 074	23 678	26 513	-2 836	1 774	-1 043	87 969
2014	388 422	311 501	76 921	22 917	22 677	240	1 814	-1 566	77 409
2015	380 349	300 693	79 656	29 877	28 410	1 468	1 722	-1 777	81 068
2016	362 845	276 070	86 776	29 778	28 290	1 489	1 473	-1 494	88 243
2017	373 374	278 592	94 782	25 482	29 988	-4 507	1 580	-859	90 996
2018	424 107	338 775	85 332	31 427	31 142	285	1 477	213	87 306
2019	385 378	283 857	101 521	13 571	25 172	-11 602	1 410	68	91 398
2020	464 284	383 388	80 895	32 462	21 606	10 857	1 334	-191	92 894
2021	486 992	394 172	92 820	33 243	26 928	6 316	1 384	218	100 738

Tabulka 33 – Toky zemního plynu v plynárenské soustavě ČR

Zdroj: ERÚ, Roční zprávy o provozu plynárenské soustavy ČR



Obrázek 95 – Toky zemního plynu v plynárenské soustavě ČR

Zdroj: ERÚ, Roční zprávy o provozu plynárenské soustavy ČR

14.1.1 Provoz zásobníků

V roce 2021 činila těžba (vyskladňování) plynu z podzemních zásobníků plynu připojených k české plynárenské soustavě 33,2 TWh, což odpovídá desetiletému maximu. Vtláčení (uskladňování) plynu v zásobnících dosáhlo na úroveň 26,86 TWh. Tato kombinace vedla k tomu, že na konci kalendářního roku 2021 byl stav provozních zásob 18,2 TWh, což naopak znamená historické minimum.

Tok plynu ze zásobníků plynu, které náleží do plynárenské soustavy ČR						
GWh						
	Počet zásobníků	ze ZP	do ZP	Stav provozních zásob k 31.12.2021		Nejvyšší dosažený stav provozních zásob
				Na konci předchozího roku	Na konci sledovaného roku	
2012	7	23 834	16 353	27 417	20 429	30 235
2013	7	23 678	26 513	20 429	23 283	29 346
2014	7	22 917	22 677	23 283	23 043	31 607
2015	7	29 877	28 410	23 043	21 576	29 610
2016	8	29 879	28 391	21 576	20 013	32 958
2017	8	25 482	29 988	20 013	24 177	32 952
2018	8	31 441	31 156	24 177	23 711	31 399
2019	8	13 578	25 094	23 711	34 962	35 977
2020	8	32 466	21 652	34 962	23 936	36 110
2021	8	33 296	26 855	23 936	18 163	31 318

Tabulka 34 – Toky plynu ze zásobníků plynu

Zdroj: ERÚ, Roční zprávy o provozu plynárenské soustavy ČR

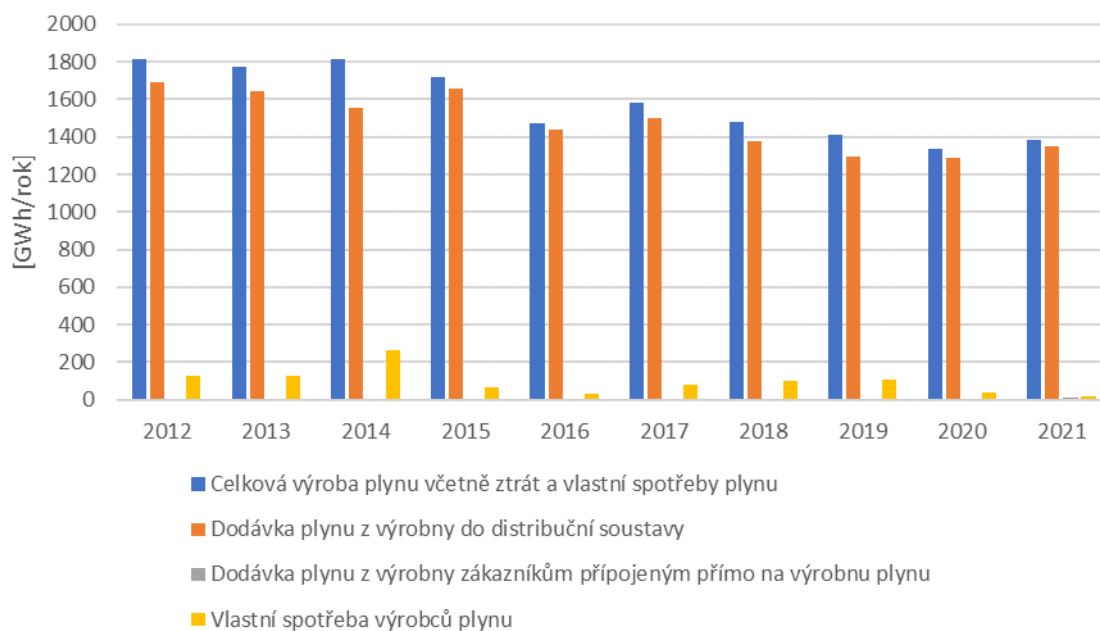
14.1.2 Těžba

Vlastní produkce plynu v ČR je oproti importu tradičně marginální. V roce 2021 dosahovala těžba zemního plynu v ČR 1,38 TWh, což je oproti roku 2019 o 4,5 % méně. Pokrývala 1,3 % celkové spotřeby zemního plynu v ČR. Vlastní spotřeba výrobců plynu v roce 2021 byla znovu o polovinu nižší než v roce předchozím (0,02 TWh). Dodávka do plynárenské soustavy a přímo připojeným zákazníkům činila 1,4 TWh.

	Celková výroba plynu včetně ztrát a vlastní spotřeby plynu	Dodávka plynu z výroby do distribuční soustavy	Dodávka plynu z výroby zákazníkům připojeným přímo na výrobu plynu	Vlastní spotřeba výrobců plynu
2012	1817	1692	0	125
2013	1774	1647	0	127
2014	1814	1552	0	262
2015	1722	1658	0	64
2016	1473	1439	0	33
2017	1580	1499	6	81
2018	1477	1375	0	102
2019	1410	1296	6	108
2020	1333	1286	7	41
2021	1384	1353	10	20

Tabulka 35 – Tuzemská produkce plynu

Zdroj: ERÚ, Roční zprávy o provozu plynárenské soustavy ČR



Obrázek 96 – Výroba plynu v ČR

Zdroj: ERÚ, Roční zprávy o provozu plynárenské soustavy ČR

14.1.3 Spotřeba

Celková roční spotřeba plynu v ČR dosáhla v roce 2021 100,7 TWh, což představuje meziroční nárůst o 9 % po zaokrouhlení. Meziročně vyšší spotřeba byla zaznamenána zejména v první polovině roku. Důvodem byla především nižší teplota ovzduší (rok 2021 byl o 1,1 °C chladnější) v kombinaci s rostoucí výrobou elektřiny z plynu. Teplotně očištěná spotřeba zaznamenala nárůst o 3,5 % na 99,1 TWh.

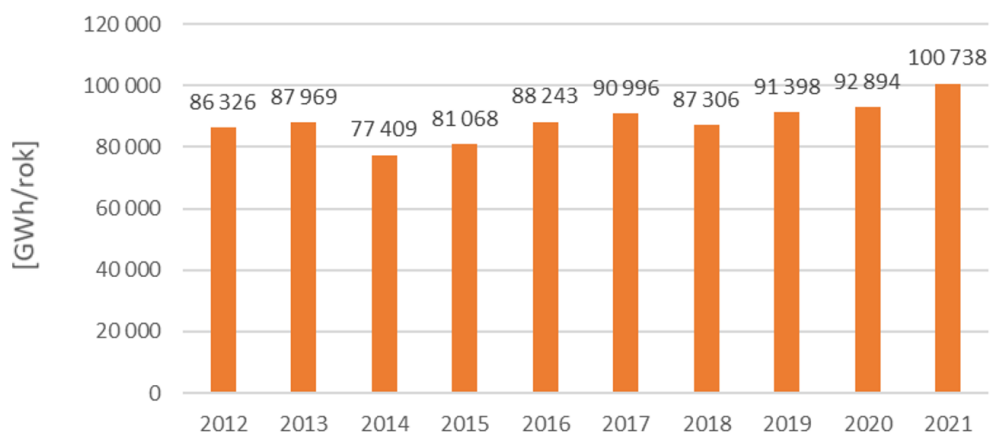
	Skutečná spotřeba			Teplot ovzduší ČR °C			
	mil. m3	GWh	Meziroční změna	Průměr	Normál	Odchylka od normálu	meziroční odchylka
2012	8 158	86 326	0.01	8.70	8.00	0.70	-0.20
2013	8 277	87 969	0.02	8.30	7.90	0.40	-0.40
2014	7 280	77 409	-0.12	9.70	7.90	1.80	1.40
2015	7 608	81 068	0.05	9.80	7.90	1.90	0.10
2016	8 255	88 243	0.09	9.00	7.90	1.10	-0.80
2017	8 528	90 996	0.03	8.80	7.90	0.90	-0.20
2018	8 183	87 306	-0.04	9.90	7.90	2.00	1.10
2019	8 565	91 398	0.05	9.80	7.90	1.80	-0.10
2020	8 694	92 894	0.02	9.30	8.50	0.80	-0.40
2021	9 434	100 738	0.09	8.30	8.50	-0.30	-1.10

Tabulka 36 – Celková roční spotřeba plynu v ČR

Zdroj: ERÚ, Roční zprávy o provozu plynárenské soustavy ČR

Trend poklesu spotřeby v důsledku globálního oteplování podnebí byl v minulých letech kompenzován využíváním k výrobě elektřiny a částečně v dopravě.

Právě výroba elektřiny se podílela na nárůstu spotřeby zásadním dílem i v roce 2021. Ačkoliv se jedná o rok s relativně průměrnými teplotami, bylo dosaženo nejvyšší skutečné spotřeby za posledních deset let a to 100,7 TWh. Na nejnižší hodnoty 77,4 TWh spotřeba klesla v roce 2014. Další faktory spotřeby jsou však rovněž významné. Maximální denní spotřeba zemního plynu v roce 2021 byla naměřena v únoru ve výši 588,4 GWh při teplotě -8,6 °C, nejnižší pak v červenci 98,2 GWh při teplotě 19,8 °C.



Obrázek 97 – Skutečná spotřeba plynu v ČR

Zdroj: ERÚ, Roční zprávy o provozu plynárenské soustavy ČR

14.1.4 Koncoví zákazníci

V ČR bylo k 31. 12. 2021 celkem 2 820 013 odběrných míst (zákazníků) připojených k plynárenské soustavě. Přes 92 % z celkového počtu tvořily domácnosti. Meziročně došlo k poklesu o 9 tisíc odběrných míst, celý pokles byl přitom realizován v segmentu domácností. Za posledních deset let klesl celkový počet odběrných míst o 48 tisíc.

Největší podíl na spotřebě zemního plynu měla tradičně kategorie velkoodběru 48 %, následovaná kategorií domácnosti 26,7 %, maloodběru 13,9 % a středního odběru 9,7 %. Většina segmentů včetně domácností vykázala mírný meziroční růst či stagnaci. K výraznému nárůstu došlo opět ve spotřebě plynu na výrobu elektřiny a v dodávkách do CNG stanic. Pokles nastal v segmentu OP (ostatní plyn), který zahrnuje vlastní spotřebu, ztráty a změnu akumulace na distribučních soustavách.

GWh									
	Celkový počet zákazníků	TOTAL	VO	SO	MO	DOM	OP	CNG	VEL
2011	2 869 023	85 646	37 546	8 290	12 283	25 889			
2012	2 868 083	86 326	37 485	8 478	12 662	26 131	1 570		
2013	2 860 345	87 969	38 572	8 704	12 791	26 279	1 622		1 001
2014	2 849 162	77 409	36 264	7 578	10 424	21 253	1 891	0	356
2015	2 844 334	81 068	37 560	7 891	11 258	23 123	1 237	0	1 109
2016	2 840 473	88 243	41 023	8 567	12 317	25 309	1 028	0	3 587
2017	2 844 257	90 996	41 059	9 665	13 218	25 902	108	671	3 371
2018	2 840 619	87 306	41 133	8 559	11 926	24 279	1 410	775	3 480
2019	2 834 509	91 398	44 813	8 943	12 826	23 200	1 615	908	7 182
2020	2 829 132	92 894	45 621	8 978	12 792	23 984	1 520	937	9 344
2021	2 820 013	100 737	48 749	9 759	13 986	26 899	1 344	1 057	13 068

Tabulka 37 – Spotřeba plynu dle typu odběru

Zdroj: ERÚ, Roční zprávy o provozu plynárenské soustavy ČR

14.2 Modelování bilance plynárenské soustavy pro predikovaný rozvoj spotřeby zemního plynu

Cílem analýzy budoucí bilance plynárenské soustavy je sestavení rovnováhy zdrojů a užití zemního plynu, a to z pohledu různých časových období, segmentů poptávky a typu zdrojů plynu. Roční spotřeby predikované dle modelu z kapitoly 5. po segmentech budou rozděleny do měsíčních spotřeb. Pro zjednodušení budeme předpokládat, že plyn je výhradně dováženým palivem, tedy že domácí těžba či jiné způsoby výroby plynu nebudou uvažovány. Výsledkem analýzy bude očekávaný dovoz plynu a očekávané využití zásobníků.

Analýza je provedena v časových řezech s frekvencí 5 let, tedy výsledkem bude 6 časových řezů pro roky 2025, 2030, 2035, 2040, 2045 a 2050. Pro každý z těchto let bude roční poptávka nejprve rozdělena na segmenty a jejich poptávky budou rozčleněny po měsících. Rovněž bude určeno předpokládané denní odběrové maximum daného segmentu pro zimní podmínky vyskytující se jednou za dvacet let. Protože každý segment má jiné charakteristiky odběru (roční rozložení odběru, závislost na teplotě aj.), budou odběry segmentů modelovány dle využití plynu definované v kapitole 5. Základem pro modelování jsou data čerpaná zejména z Roční zprávy o provozu plynárenské soustavy od ERÚ.

Detailní postup analýzy byl následující:

1. Určení měsíčních poptávek po segmentech

- a. Domácnosti: roční spotřeby domácností pro jednotlivá užití za normálových teplot byly určeny pro jednotlivé roky v kapitole 5.5. Tvar měsíčních normálových spotřeb pro jednotlivá užití odpovídá roku 2021 s tím, že teplotní přepočty se uplatnil pouze na teplotně závislou část spotřeby (vytápění).
 - b. Plynová mobilita (CNG a LNG): roční predikované spotřeby byly rozloženy do měsíců dle odběrového diagramu roku 2021, přičemž teplotní přepočty nebyly provedeny.
 - c. Výrobní sféra: sestává z odběrů stávajících plynových instalací a odběrů spojených s přechodem od uhlí k plynu. Měsíční diagram poptávky stávajících odběratelů byl určen jako rozdíl spotřeby všech segmentů a segmentů domácností, plynových tepláren a plynových elektráren. Měsíční diagram poptávky vzniklé přechodem z uhlí k plynu byl určen dle teplotně očištěného diagramu výroby tepla z uhlí u samovýrobců.
 - d. Odběr tepláren: dodávající otopové a ostatní (např. technologické) teplo byl spočítán jako součet odběrů s rovnoměrným diagramem (technologie) a profilu otopového odpovídajícího diagramu odběru pro vytápění v domácnostech.
 - e. Elektrárny: na roční bázi mají spotřebu modelovanou v části 5.9. Jejich měsíční odběry a denní maximum byly spočteny na základě hodinového odběrového diagramu plánovanému společností ČEPS přepočteného na odlišné roční spotřeby.
2. Měsíční dovoz ze zahraničí: v současné době ČR disponuje více zásobníky, než je nutné pro pokrytí rozdílu mezi výší rovnoměrného dovozu a skutečné spotřeby. Pro jednoduchost je dovoz plánován jako rovnoměrný roční diagram.
 3. Měsíční využití zásobníků je určeno jako rozdíl spotřeby a dovozu ze zahraničí. Zde je nutno předeslat, že pro přehlednost a jednoduchost **není vzhledem k značné rezervě ve výkonu uvažován dopad změny stavu pracovního objemu na těžební výkon**.
 4. Denní odběrové maximum po segmentech a celkové denní odběrové maximum je určeno na základě diagramů TDD a rovněž parametrů denního a měsíčního maxima pro výpočet bezpečnostního standardu dodávky (BSD). V případě segmentů, pro které nejsou vytvořeny TDD diagramy ani není vyžadováno plnění BSD, je rozdělen odběr na otopový (a na něj aplikovány TDD/BSD parametry jako pro topící domácnost) a rovnoměrný. U elektráren vycházíme z jejich maximální denní plánované spotřeby.
 5. Maximální očekávané měsíční využití zásobníků rovněž vychází z parametrů BSD, konkrétně koeficientu pro maximální 30denní spotřebu. V případě elektráren očekáváme maximální využití po 25 dní v měsíci.

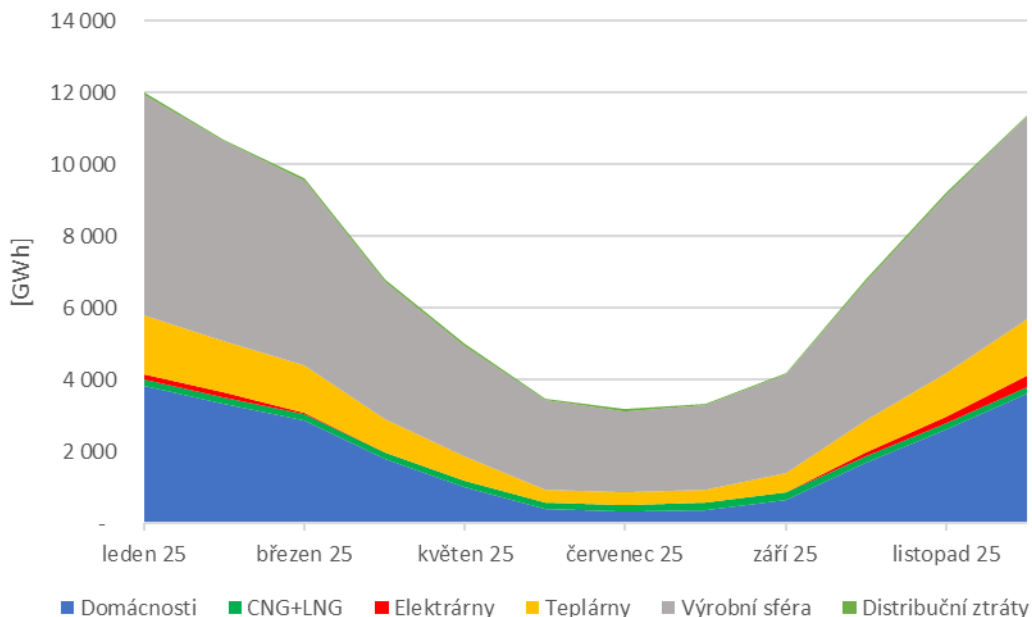
14.2.1 Rok 2025

V roce 2025 předpokládáme celkovou roční spotřebu plynu 85,7 TWh, což odpovídá rovnoměrné denní dodávce ve výši 235 GWh. Při tomto konstantním dovozu by mohla roční těžba ze zásobníků činit pouze 17,4 TWh, což odpovídá cca 39 % dostupné zásobníkové kapacity. Maximální normálová spotřeba v lednu 2025 dosáhne 12 TWh, čemuž bude odpovídat těžba 4,7 TWh.

GWh/měsíc	Spotřeba						CELKEM	Zdroje	
	Domácnosti	CNG+LNG	Elektrárny	Teplárný	Výrobní sféra	Distribuční ztráty		Dovoz	Těžba (+) / vtláčení (-)
leden 25	3 820	181	153	1 637	6 144	59	11 995	7 282	4 713
únor 25	3 349	166	131	1 444	5 551	54	10 694	6 578	4 116
březen 25	2 881	174	24	1 311	5 164	59	9 614	7 282	2 331
duben 25	1 789	173	7	922	3 837	57	6 786	7 048	- 262
květen 25	1 012	184	4	663	3 094	59	5 016	7 282	- 2 266
červen 25	391	188	4	362	2 492	57	3 494	7 048	- 3 554
červenec 25	334	178	13	334	2 277	59	3 195	7 282	- 4 087
srpen 25	385	182	7	367	2 349	59	3 350	7 282	- 3 932
září 25	668	185	31	533	2 730	57	4 206	7 048	- 2 842
říjen 25	1 695	192	86	900	3 862	59	6 794	7 282	- 489
listopad 25	2 624	191	165	1 212	4 966	57	9 215	7 048	2 167
prosinec 25	3 611	188	319	1 564	5 645	59	11 387	7 282	4 104
CELKEM	22 559	2 182	945	11 250	48 110	699	85 745	85 745	0

Tabulka 38 – Modelovaná měsíční spotřeba plynu v roce 2025

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS



Obrázek 98 – Modelovaná měsíční spotřeba plynu v roce 2025

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

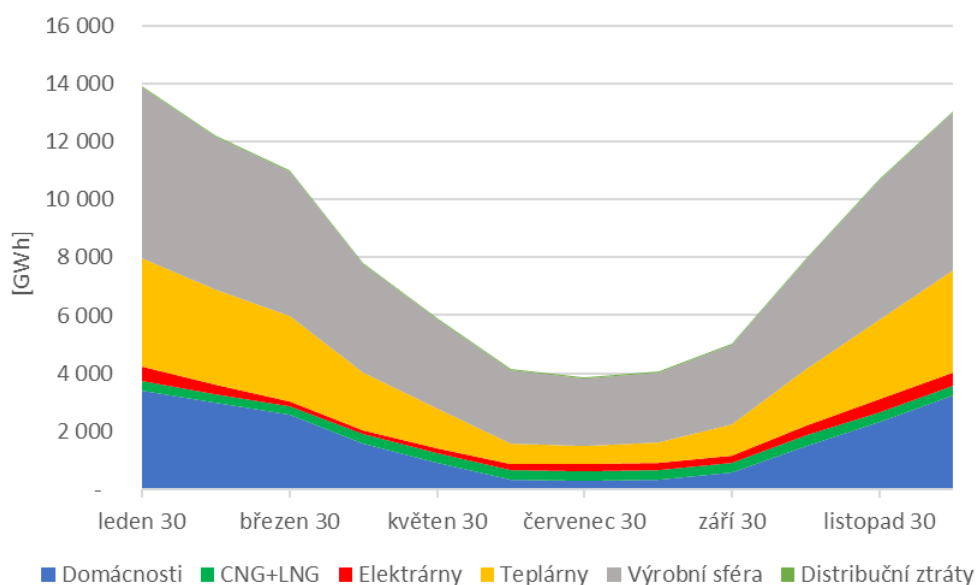
14.2.2 Rok 2030

V roce 2030 předpokládáme celkovou roční spotřebu plynu 99,6 TWh, což odpovídá rovnoměrné denní dodávce ve výši 273 GWh. Při tomto konstantním dovozu by mohla roční těžba ze zásobníků činit 19,6 TWh, což odpovídá cca 44 % dostupné zásobníkové kapacity. Maximální normálová spotřeba v lednu 2030 dosáhne 13,9 TWh, čemuž bude odpovídat těžba 5,4 TWh.

GWh/měsíc	Spotřeba						CELKEM		Zdroje	
	Domácnosti	CNG+LNG	Elektrárny	Teplárny	Výrobní sféra	Distribuční ztráty			Dovoz	Těžba (+) / vtláčení (-)
leden 30	3 403	319	514	3 718	5 896	42	13 893		8 458	5 435
únor 30	2 983	292	327	3 273	5 301	38	12 214		7 639	4 575
březen 30	2 566	307	176	2 933	4 968	42	10 992		8 458	2 534
duben 30	1 594	305	113	2 005	3 734	41	7 792		8 185	- 394
květen 30	901	324	186	1 372	3 075	42	5 901		8 458	- 2 557
červen 30	348	332	192	709	2 508	41	4 130		8 185	- 4 055
červenec 30	298	314	245	648	2 318	42	3 865		8 458	- 4 593
srpen 30	343	322	246	717	2 384	42	4 055		8 458	- 4 403
září 30	595	327	258	1 068	2 741	41	5 030		8 185	- 3 155
říjen 30	1 510	338	356	1 943	3 779	42	7 969		8 458	- 489
listopad 30	2 337	337	455	2 702	4 822	41	10 694		8 185	2 509
prosinec 30	3 216	331	476	3 543	5 441	42	13 050		8 458	4 592
CELKEM	20 093	3 847	3 545	24 633	46 968	500	99 586		99 586	0

Tabulka 39 – Modelovaná měsíční spotřeba plynu v roce 2030

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS



Obrázek 99 – Modelovaná měsíční spotřeba plynu v roce 2030

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

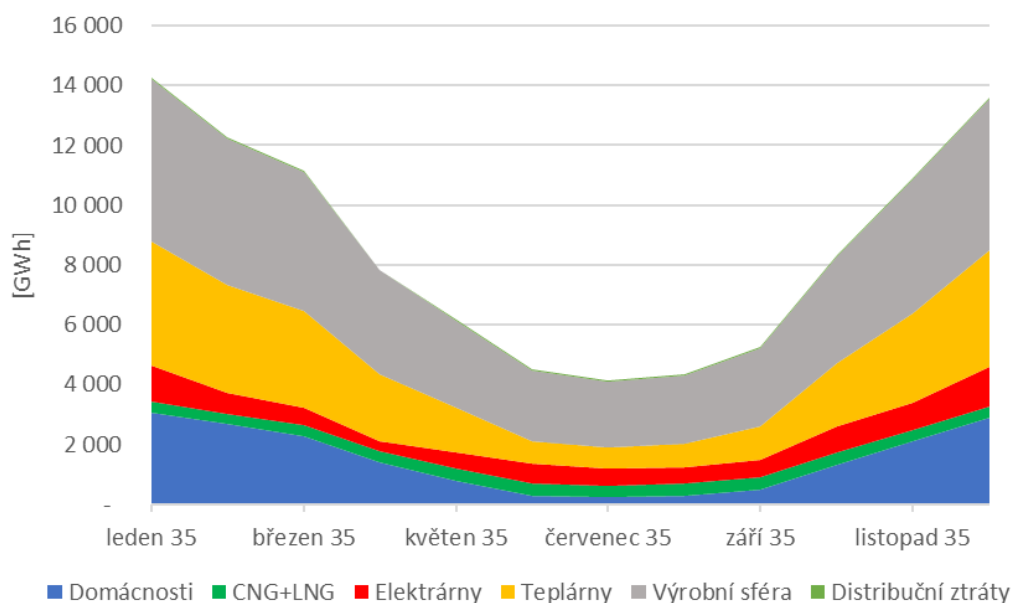
14.2.3 Rok 2035

V roce 2035 předpokládáme celkovou roční spotřebu plynu 102,7 TWh, což odpovídá rovnoměrné denní dodávce ve výši 281 GWh. Při tomto konstantním dovozu by mohla roční těžba ze zásobníků činit 19,7 TWh, což odpovídá cca 44 % dostupné zásobníkové kapacity. Maximální normálová spotřeba v lednu 2035 dosáhne 14,3 TWh, čemuž bude odpovídat těžba 5,6 TWh.

GWh/měsíc	Spotřeba						CELKEM	Zdroje	
	Domácnosti	CNG+LNG	Elektrárny	Teplárny	Výrobní sféra	Distribuční ztráty		Dovoz	Těžba (+) / vtláčení (-)
leden 35	3 043	389	1 213	4 121	5 469	42	14 278	8 726	5 552
únor 35	2 667	356	690	3 627	4 906	38	12 284	7 881	4 403
březen 35	2 285	374	575	3 242	4 613	42	11 130	8 726	2 404
duben 35	1 405	371	342	2 204	3 485	41	7 848	8 444	- 596
květen 35	776	395	568	1 494	2 894	42	6 170	8 726	- 2 556
červen 35	286	405	653	763	2 373	41	4 521	8 444	- 3 924
červenec 35	242	383	563	696	2 203	42	4 129	8 726	- 4 597
srpen 35	281	392	574	771	2 264	42	4 325	8 726	- 4 401
září 35	500	398	563	1 155	2 590	41	5 248	8 444	- 3 196
říjen 35	1 328	412	856	2 133	3 535	42	8 306	8 726	- 419
listopad 35	2 079	411	890	2 984	4 496	41	10 901	8 444	2 457
prosinec 35	2 874	404	1 298	3 925	5 057	42	13 600	8 726	4 874
CELKEM	17 768	4 691	8 785	27 113	43 884	500	102 740	102 740	-

Tabulka 40 – Modelovaná měsíční spotřeba plynu v roce 2035

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS



Obrázek 100 – Modelovaná měsíční spotřeba plynu v roce 2035

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

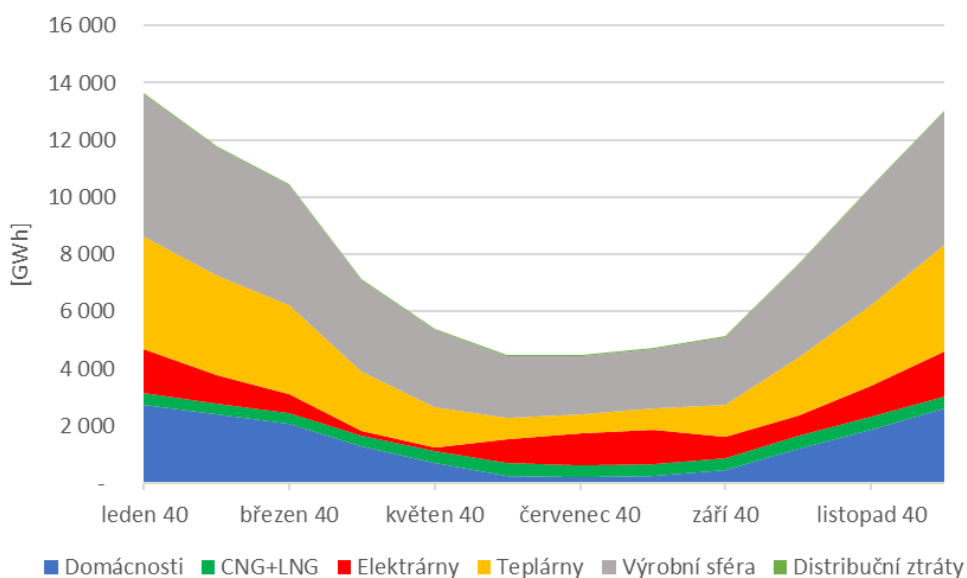
14.2.4 Rok 2040

V roce 2040 předpokládáme celkovou roční spotřebu plynu 98,3 TWh, což odpovídá rovnoměrné denní dodávce ve výši 269 GWh. Při tomto konstantním dovozu by mohla roční těžba ze zásobníků činit 18,5 TWh, což odpovídá cca 42 % dostupné zásobníkové kapacity. Maximální normálová spotřeba v lednu 2040 dosáhne 13,7 TWh, čemuž bude odpovídat těžba 5,3 TWh.

GWh/měsíc	Spotřeba						CELKEM		Zdroje	
	Domácnosti	CNG+LNG	Elektrárny	Teplárny	Výrobní sféra	Distribuční ztráty			Dovoz	Těžba (+) / vtláčení (-)
leden 40	2 746	413	1 519	3 931	5 004	42	13 656		8 329	5 327
únor 40	2 406	377	983	3 489	4 485	40	11 781		7 792	3 989
březen 40	2 061	396	653	3 090	4 223	42	10 466		8 329	2 137
duben 40	1 267	394	144	2 097	3 197	41	7 139		8 060	- 921
květen 40	699	419	127	1 417	2 665	42	5 369		8 329	- 2 960
červen 40	257	429	855	721	2 190	41	4 493		8 060	- 3 567
červenec 40	217	406	1 118	657	2 036	42	4 477		8 329	- 3 852
srpen 40	252	416	1 206	729	2 091	42	4 737		8 329	- 3 592
září 40	450	423	757	1 093	2 389	41	5 153		8 060	- 2 907
říjen 40	1 197	437	722	2 029	3 246	42	7 673		8 329	- 656
listopad 40	1 875	436	1 062	2 844	4 123	41	10 381		8 060	2 320
prosinec 40	2 593	429	1 572	3 743	4 631	42	13 010		8 329	4 681
CELKEM	16 022	4 975	10 718	25 841	40 280	500	98 335		98 335	0

Tabulka 41 – Modelovaná měsíční spotřeba plynu v roce 2040

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS



Obrázek 101 – Modelovaná měsíční spotřeba plynu v roce 2040

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

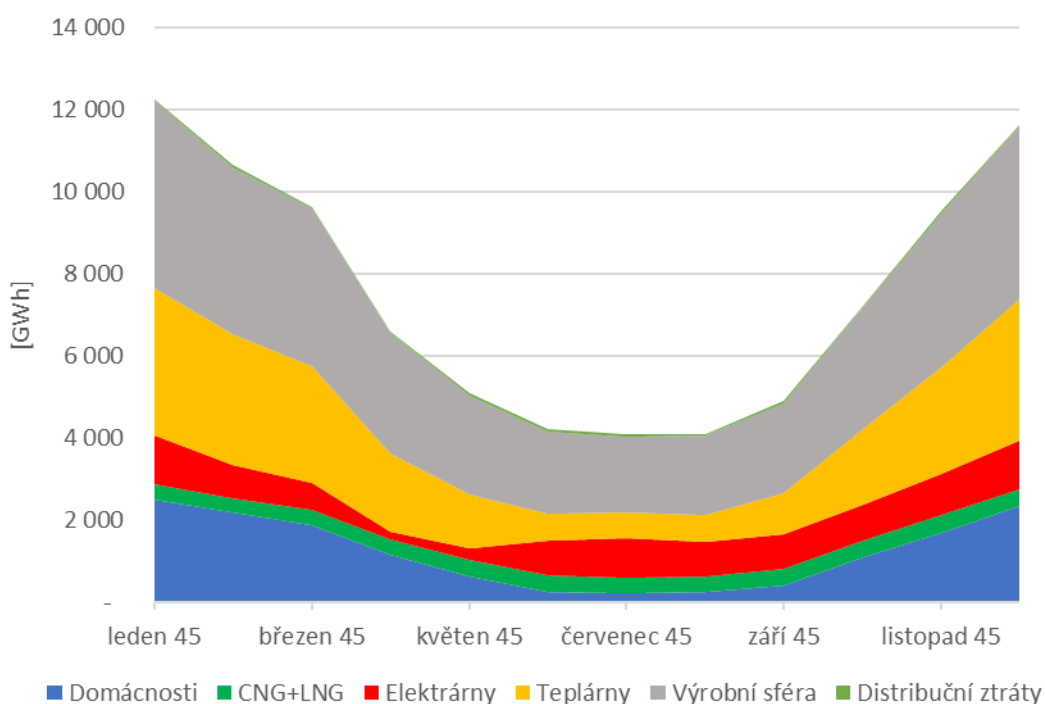
14.2.5 Rok 2045

V roce 2045 předpokládáme celkovou roční spotřebu plynu 89,8 TWh, což odpovídá rovnoměrné denní dodávce ve výši 246 GWh. Při tomto konstantním dovozu by mohla roční těžba ze zásobníků činit 16,5 TWh, což odpovídá cca 37 % dostupné zásobníkové kapacity. Maximální normálová spotřeba v lednu 2045 dosáhne 12,3 TWh, čemuž bude odpovídat těžba 4,6 TWh.

GWh/měsíc	Spotřeba						CELKEM	Zdroje	
	Domácnosti	CNG+LNG	Elektrárny	Teplárny	Výrobní sféra	Distribuční ztráty		Dovoz	Těžba (+) / vtláčení (-)
leden 45	2 477	396	1 180	3 602	4 555	42	12 252	7 625	4 628
únor 45	2 170	362	813	3 170	4 081	38	10 635	6 887	3 748
březen 45	1 859	380	666	2 832	3 845	42	9 623	7 625	1 999
duben 45	1 142	378	187	1 923	2 914	41	6 585	7 379	- 794
květen 45	629	402	270	1 300	2 434	42	5 078	7 625	- 2 547
červen 45	230	412	850	662	2 003	41	4 198	7 379	- 3 181
červenec 45	194	389	982	604	1 864	42	4 076	7 625	- 3 549
srpen 45	226	399	836	669	1 914	42	4 087	7 625	- 3 538
září 45	404	405	849	1 004	2 184	41	4 887	7 379	- 2 491
říjen 45	1 079	419	854	1 861	2 960	42	7 215	7 625	- 409
listopad 45	1 691	418	995	2 607	3 757	41	9 508	7 379	2 129
prosinec 45	2 339	411	1 190	3 430	4 217	42	11 630	7 625	4 005
CELKEM	14 440	4 769	9 672	23 664	36 728	500	89 773	89 773	0

Tabulka 42 – Modelovaná měsíční spotřeba plynu v roce 2045

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS



Obrázek 102 – Modelovaná měsíční spotřeba plynu v roce 2045

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

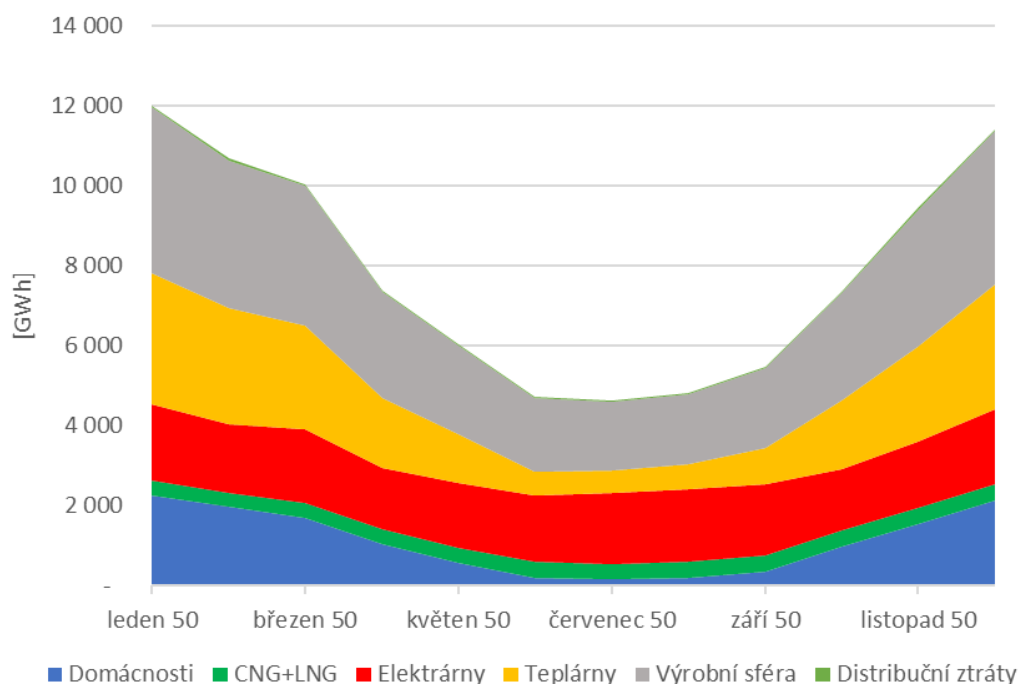
14.2.6 Rok 2050

V roce 2050 předpokládáme celkovou roční spotřebu plynu 94,1 TWh, což odpovídá rovnoměrné denní dodávce ve výši 258 GWh. Při tomto konstantním dovozu by mohla roční těžba ze zásobníků činit 14,7 TWh, což odpovídá cca 33 % dostupné zásobníkové kapacity. Maximální normálová spotřeba v lednu 2050 dosáhne 12 TWh, čemuž bude odpovídat těžba 4 TWh.

GWh/měsíc	Spotřeba						CELKEM		Zdroje	
	Domácnosti	CNG+LNG	Elektrárny	Teplárny	Výrobní sféra	Distribuční ztráty			Dovoz	Těžba (+) / vtláčení (-)
leden 50	2 249	386	1 900	3 302	4 139	42	12 019		7 990	4 028
únor 50	1 971	353	1 712	2 906	3 706	38	10 686		7 217	3 469
březen 50	1 687	371	1 848	2 596	3 495	42	10 038		7 990	2 048
duben 50	1 035	368	1 538	1 763	2 652	41	7 397		7 733	- 335
květen 50	569	392	1 622	1 192	2 219	42	6 037		7 990	- 1 953
červen 50	208	402	1 640	607	1 828	41	4 725		7 733	- 3 007
červenec 50	175	380	1 781	554	1 704	42	4 635		7 990	- 3 355
srpen 50	204	389	1 827	614	1 749	42	4 825		7 990	- 3 166
září 50	365	395	1 776	920	1 993	41	5 491		7 733	- 2 241
říjen 50	978	409	1 534	1 706	2 695	42	7 365		7 990	- 626
listopad 50	1 535	408	1 648	2 389	3 418	41	9 439		7 733	1 707
prosinec 50	2 124	401	1 876	3 145	3 834	42	11 422		7 990	3 431
CELKEM	13 098	4 654	20 701	21 694	33 433	500	94 080		94 080	0

Tabulka 43 – Modelovaná měsíční spotřeba plynu v roce 2050

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS



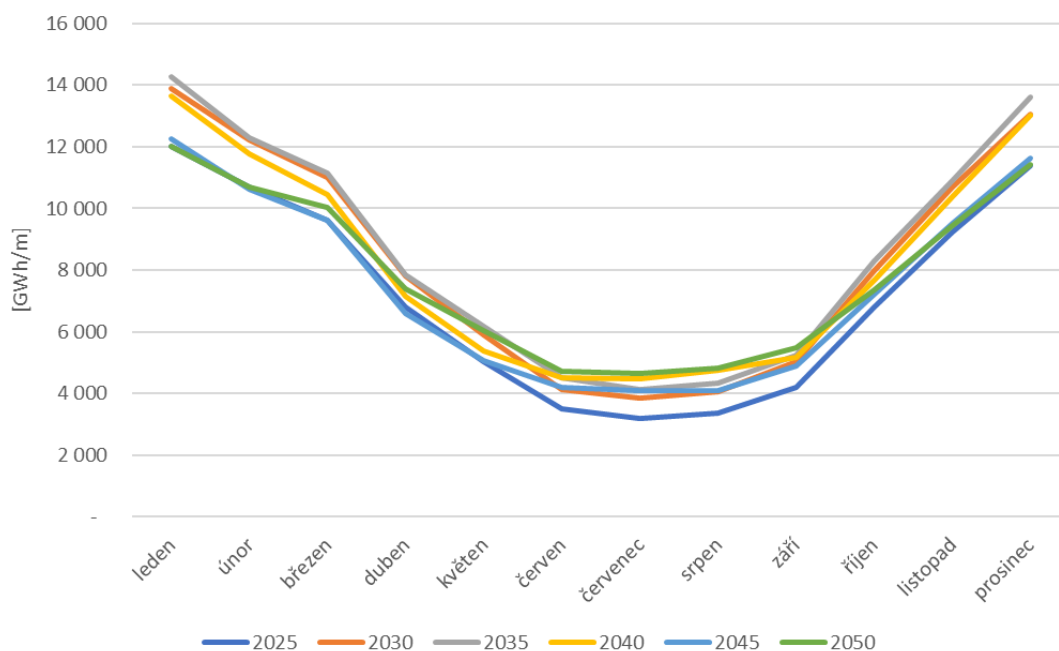
Obrázek 103 – Modelovaná měsíční spotřeba plynu v roce 2050

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

14.2.7 Shrnutí scénářů

Během období 2025–2035 dochází v souvislosti s přechodem tepláren od uhlí k plynu a výstavbou plynových elektráren k nárůstu spotřeby plynu, spotřeba roku 2035 je vyšší o 20 % oproti roku 2025. Růst spotřeby však není zcela rovnoměrný v každém měsíci modelovaného roku. Zatímco spotřeba

v prvním a čtvrtém čtvrtletí (tedy v zimních čtvrtletích) naroste o 18 %, obecně nižší spotřeba letních čtvrtletí (druhé a třetí) se zvýší relativně více, o 24 %.



Obrázek 104 – Modelované měsíční spotřeby plynu do roku 2050

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

Relativní sezonnost spotřeby se snižuje: poměr spotřeby v zimních čtvrtletích vůči spotřebě v letních čtvrtletích bude v roce 2025 dosahovat 2,3, nicméně v roce 2050 již jen 1,8. Souvisí to s poklesem otopové spotřeby v domácnostech i z tepláren a nárůstem spotřeby elektráren, jejichž využití v roce 2050 bude velmi vysoké (přes 7000 hodin provozu za rok).

		2025	2030	2035	2040	2045	2050	
Roční spotřeba		85 746	99 586	102 740	98 335	89 773	94 080	GWh
Denní maximální spotřeba (20 let)	Celkem	646	698	712	669	595	565	GWh/den
	Domácnosti	204	182	163	147	133	121	GWh/den
	CNG+LNG	7	12	14	15	14	14	GWh/den
	Elektrárny	54	34	64	69	48	65	GWh/den
	Teplárny	80	186	207	198	181	166	GWh/den
	Výrobní sféra	300	284	262	239	217	197	GWh/den
	Distribuční ztráty	2	1	1	1	1	1	GWh/den
Rovnoměrný dovoz	365 dní	235	273	281	269	246	258	GWh/den
Denní maximální těžba		411	426	430	401	349	307	GWh/den
Měsíční maximální těžba		8 998	9 184	9 274	8 616	7 454	6 344	GWh/měsíc
Zimní spotřeba (normálová zima)		59 698	68 813	70 499	66 967	60 864	60 969	GWh
Těžba během normálové zimy		17 432	19 645	19 689	18 455	16 509	14 683	GWh

Tabulka 44 – Vývoj parametrů plynárenství v ČR

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

15 Shrnutí závěrů a hlavních rizik

15.1 Plynárenství

Následující kapitola přináší zhodnocení vývoje poptávky po plynu v ČR a vyhodnocení hlavních krátkodobých a střednědobých rizik, která mohou způsobit těžko řešitelné stavy plynárenské soustavy, a tím ohrožit její spolehlivý provoz. Kapitola zároveň nastíní budoucí vývoj plynárenství v dlouhodobém horizontu.

15.2.1 Hlavní závěry z oblasti očekávaného vývoje spotřeby plynu

Závěry této studie potvrzují, že role plynu a plynárenské infrastruktury v energetice bude i do budoucna nenahraditelná. Ve střednědobém horizontu bude dominovat stále zemní plyn, který bude vhodnou variantou při nahrazování uhlí v teplárenství a průmyslu, v dlouhodobém horizontu jej budou postupně doplňovat nízkoemisní či bezemisní plyny jako je biometan nebo vodík. Na spotřebu zemního plynu bude působit řada vlivů. Nejvýraznější z nich jsou dekarbonizace a energetické úspory. Zatímco v první polovině modelovaného období (do 2031) dekarbonizace zvyšuje spotřebu zemního plynu (neboť plynem je nejsnáze nahraditelné stále spalované uhlí, přičemž emisní stopa metanu je o cca 40 % nižší), v následujících letech bude využívání fosilního zemního plynu pomalu klesat.

Ani v dlouhém horizontu neočekáváme zásadní pokles spotřeby plyných paliv, nicméně náhrada zemního plynu nízkoemisními či bezemisními plyny (vodík či biometan) je již nyní obecně přijímaným předpokladem. Existující infrastruktura pro přepravu, uskladnění a distribuci zemního plynu nabízí vysokou kapacitu, značnou krátkodobou i sezonní flexibilitu, což lze s výhodou využít u aplikací s výrazně sezonním nasazením (teplárny), s vysokou potřebou krátkodobé flexibility (elektrárny) či jiných těžko dekarbonizovatelných průmyslových procesů (výroba oceli, cementu). Jiné energetické systémy v současné době podobné možnosti neposkytují.

Pro některá užití bude plyn nahrazen elektřinou, využitím energie prostředí v tepelných čerpadlech nebo obnovitelnými zdroji (například v určitém objemu biomasou). Pro využití elektřiny generované obnovitelnými zdroji v době s nízkou poptávkou po elektřině vzniknou první komerční projekty technologie power to gas umožňující uskladnění energie za výhodnějších podmínek než v akumulátorech (čímž bude docházet k postupnému propojování jednotlivých sektorů energetiky, tzv. sector couplingu).

Dalším trendem budou energetické úspory. Aktuálním cílem EU do roku 2030 je 32,5 % úspor oproti scénáři s očekávanou spotřebou energie bez dalších opatření. Komisní návrh směrnice o energetické účinnosti (EED) však navrhuje zvýšení cíle na 36 %. Úspory budou mít dopad zejména na oblasti, kde se plynem vytápí a kde lze výměnou spotřebičů, zateplováním budov a izolacemi při výrobních procesech ušetřit energii.

Co se týče jednotlivých segmentů spotřeby, a jak již bylo uvedeno v kapitole **Chyba! Nenalezen zdroj odkazů.**, v dlouhodobém horizontu můžeme očekávat následující jevy ovlivňující úroveň spotřeby plynu v segmentech:

- V případě **plynových elektráren** očekáváme nárůst spotřeby plynu, který bude souviset s:
 - Vyřazováním uhelných elektráren a následně chybějícím výkonem v elektrizační soustavě. Plyn umožňuje rychlou substituci uhlí a rovněž umožňuje využít dílčí způsobem infrastrukturu na místech dnešních uhelných elektráren.
 - Nárůstem ceny emisní povolenky, která omezí provoz i technicky nejvyspělejších uhelných elektráren. Dopad na plynové elektrárny bude z důvodu nižší uhlíkové stopy metanu nižší a provozování plynových zdrojů bude ekonomicky výhodné, kdykoli nebude možné plně nasazení zcela bezemisních zdrojů (jaderné elektrárny a OZE).
 - Rostoucím podílem obtížně řiditelných obnovitelných zdrojů v rámci elektrizační soustavy, které budou vyžadovat vysoké rezervní výkony kompenzující tyto zdroje v případě, kdy je není možné provozovat.
 - Rostoucí poptávkou po elektrické energii. Případný dovoz silové elektřiny nad limity platné ASEK (maximálně 10 % dovozu) sice může využít plynových zdrojů v případě nízkých cen elektřiny na evropských trzích omezit, nicméně potřebu zajištění výkonové rovnováhy zejména místními zdroji to neodstraní.

- V případě **teplárenství** rovněž očekáváme nárůst spotřeby související s přechodem existujících teplárenských zdrojů spalujících uhlí na plyn. Tento vývoj bude nejsilnější do roku 2031.
- Spotřeba plynu v **domácnostech** bude v celém období pomalu klesat jako důsledek energetických úspor a přechodu na jiné zdroje energie.
- V **mobilitě** může dojít v závislosti na dostupnosti vhodných vozidel k nárůstu spotřeby zemního plynu. Předpokládáme, že hlavním motorem růstu bude LNG používané v těžké nákladní dopravě, kde elektromobilita nebo využití vodíku naráží na hranice efektivity. Další rozvoj technologie CNG je méně pravděpodobný.
- Spotřeba plynu ve **výrobní sféře** bude ovlivněna trendy přesunu těžiště ekonomiky z průmyslu do služeb s obecně nižší energetickou náročností, energetickými úsporami a současně předpokládaným ekonomickým růstem. Ačkoli plyn částečně nahradí dodnes průmyslově používané energetické uhlí, předpokládáme, že v řadě aplikací bude do budoucna využít plynu neekonomické a dojde k přesunu k jiným nosičům energie. Pomalý pokles v třicátých letech se zrychlí v následujících 10 letech.
- Z těchto důvodů se jeví jako nejpravděpodobnější scénář růst spotřeby do roku 2031 a následně mírný pokles v letech následujících.

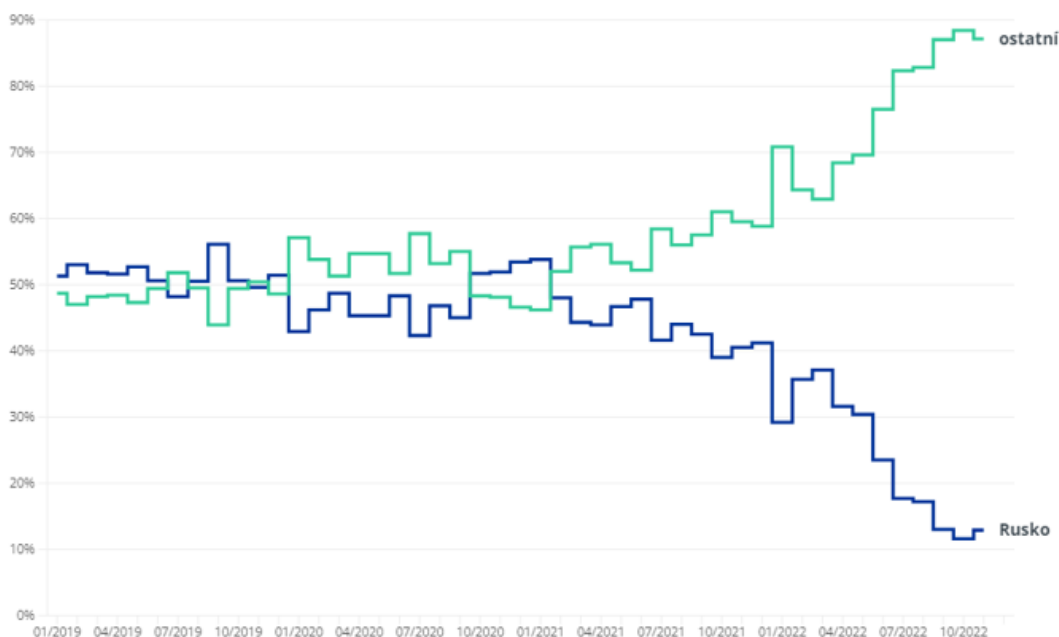
15.2.2 Rizika zajištění chodu plynárenské soustavy a trhu s plynem

Hlavní rizika plynárenské soustavy a doporučení pro krátko- a střednědobý horizont (do roku 2030)

Vzhledem k potřebě udržet spolehlivost zásobování plynem za přijatelné ceny bude podstatné zajistit zdroje, jejich diverzifikaci a současně udržet finančně udržitelné fungování plynárenské infrastruktury. Rizika a opatření jsou uvedena níže.

1. Riziko fyzického přerušení dodávek plynu

Po ruské invazi na Ukrajinu byly dodávky ruského plynu z většiny směrů postupně omezovány a nakonec přerušovány. Zatímco podíl ruského plynu na dodávkách do EU ještě v roce 2021 činil cca 40 % celkové spotřeby, ke konci roku 2022 poklesl pod 10 %. Související růst cen, apely na úsporná opatření i teplá zima sice vedly k významnému poklesu poptávky (za celý rok 2022 13 %, nicméně v druhém pololetí mnohem více), přesto objem dovozu ~ 150 mld.m³/rok z ruských zdrojů není možné okamžitě nahradit jinými zdroji. Vývoj v zásobování Evropy ilustruje následující graf:



Obrázek 105 – Podíl na dodávkách zemního plynu do EU

Zdroj: Evropská komise

Nedostatek plynu se může projevit v krátkém období zejména:

- V případě nedostatku elektřiny z jiných zdrojů je plyn obecně mezním palivem a následně cena elektřiny odráží vysokou cenu plynu. Pokud je to možné, dochází k přechodu z plynu na uhlí u zdrojů, které by jinak nebyly provozované.
- Průmyslová poptávka klesá, zbytné výroby, jejichž produkty lze dovézt, se utlumují (např. výroba hnojiv, případně zpracování kovů aj.). Je-li možné přejít na jiné palivo, dochází k tomu. Pokud je výroba lokální a současně na jiné palivo přejít nelze, vyráběné produkty zdražují.
- Domácnosti a teplárny nemohou spotřebu zastavit, možné jsou úspory energií a přechod na jiná paliva s tím, že nelze vyloučit rizika platební neschopnosti.
- Plynová mobilita se omezuje na případy, kdy nelze zajistit ekonomicky výhodnější přechod na jiná paliva.

Plynárenství stále čelí výzvám týkajících se dodávek ruského plynu, podíl ruských dodávek je však již v rámci celkového dovozu nízký. Gazprom dodává prostřednictvím **tureckého a ukrajinského koridoru** určité objemy plynu do Evropy. Tyto dodávky mohou být přerušeny jak zastavením ze strany dodavatele, tak i během přepravy (například válkou zasažené území Ukrajiny). Pak by nepochybně došlo k dopadu jak na cenovou úroveň již nyní omezeného trhu plynem, tak i možnosti přerušení či omezení dodávek odběratelům. Přestože došlo v roce 2022 k nevídanému úsilí při budování nových LNG kapacit (zejména pak v Německu), je výpadek dodávek jakéhokoli zdroje stále velké riziko, a to zejména v regionech bez přímého přístupu k LNG, tj. např. v České republice a dalších zemích regionu střední a východní Evropy. Scénáře budoucí rovnováhy plynárenství v rámci ODDR však již nejsou založeny na předpokladu dodávek ruského plynu.

Vnímaný nedostatek plynu vede k dalším jevům a opatřením:

Finanční rizika, rizika likvidity a opatření

Vysoké a volatilní ceny způsobují jak jiné chování účastníků trhu v oblasti obchodní, tak i fyzické. Řada operací je buď extrémně finančně nákladná, nebo vůbec nerealizovatelná. Plynové transakce se dříve typicky uzavíraly mimo burzu jako bilaterální obchody mezi obchodníky (over the counter, OTC). Právě s nárůstem cen (a tedy finanční expozice) a volatility (a tím pravděpodobnosti, že dodržení kontraktu s budoucím dodáním bude pro jednoho obchodníka extrémně nevýhodné) vedly k tomu, že obchody OTC prakticky vymizely a mezi společnostmi, které nejsou v majetkově propojené skupině, jsou vzácné.

To vedlo k přesunu obchodování na organizované komoditní trhy, zejména burzy. I tyto instituce berou na vědomí růst rizika spojeného s obchodováním, a aby zamezily případnému negativnímu dopadu na ně, zajišťují se prostřednictvím marginingu. To znamená, že po realizaci obchodu s budoucím dodáním musí obě strany složit u burzy finanční jistoty na základě ceny a rizikovosti aktiva. V současném prostředí se jedná o velmi vysoké hodnoty, což vede v současném prostředí rostoucích úrokových měr k tomu, že obchody s budoucím dodáním jsou velice nákladné.

Na straně jedné tedy máme pokles kreditního rizika a zvýšení transparentnosti spojené s přesunem z neorganizovaných na organizované trhy, na druhou stranu čelíme zásadnímu nárůstu nákladů. Bohužel důsledky nejsou jen v rovině finanční, ale i reálné. Například:

- Výrobce elektřiny (elektrárna) má určitou zajišťovací strategii, kdy s prodejem elektřiny na budoucí období současně nakupuje palivo (plyn) a CO₂ povolenky, a zajišťuje si tak výrobní marži. Pokud nemá dostatečné finanční prostředky, komodita s budoucím dodáním se na trh nedostane a veškerý objem produkce se realizuje na trhu s okamžitým dodáním. To vede k tomu, že denní trh obecně sloužícím jen k dobalancování pozice subjektu, se pro takového výrobce stane trhem hlavním, a ani další subjekty (maloobchodníci, velcí spotřebitelé) si již nemůžou zajistit svůj nákup z důvodu nelikvidních termínovaných trhů. Proto u nich roste nejistota ohledně výrobních nákladů, přičemž vnímané riziko se propíše do cen dalších produktů a živí inflaci v celé ekonomice.
- Maloobchodníci s energiemi nemohou nakoupit plyn do svého portfolia pro prodej koncovým zákazníkům. Jednak na trhu není k dispozici komodita a kupovali by draho, a za druhé, protože by čelili vlastním zvýšeným nákladům financování. Koncoví zákazníci, kteří nechťejí indexaci na okamžité ceny, pak platí příliš vysoké ceny.

Oddělení wholesale a retail – cenové stropy

Regulace na velkoobchodním trhu obecně vede k narušení jak vnitrostátního, tak mezinárodního obchodu. V situaci, kdy je na tržní indexy navázána velká část nákupních kontraktů např. z Norska, může regulace velkoobchodních cen vést pouze k výpadkům dodávek a neochotě výrobců dodávat.

Státy však vnímají důležitost a sociální aspekt výše a proměnlivosti cen na trhu směrem ke koncovým zákazníkům. Pokud vysoké ceny mohou uvrhnout část společnosti do sociální tísně a pokud nelze řešit problém adresnou státní podporou, je na místě regulace maloobchodních cen. Je nicméně fakt, že v případě stanovení stropu pod obvyklou tržní cenu a kompenzace dodavatelům veškerých nákupních nákladů dochází k odstranění konkurence, neboť všichni nabízejí podobný produkt za stejnou cenu. Současně ani jejich efektivita, procesy či hedgingové strategie pak nehrají žádnou roli.

K nežádoucím důsledkům může teoreticky vést zvýšení spotřeby, respektive menší snížení spotřeby. Pokud však je stropová cena již tak vysoká, že každého motivuje k úsporám, pak strop jednak spotřebu nezvýší a v druhé řadě omezí nutnost dalších sociálních opatření.

Co se týče cenového stropu plynu odebíraného podnikateli, je situace složitější. Pokud dochází k podpoře i v ostatních zemích, je podpora nutná k zachování konkurenceschopnosti.

2. Infrastrukturní rizika a opatření

2.1. Přepavní soustava

Po přerušení či omezení dodávek z Ruské federace se stalo největším evropským dodavatelem Norsko. Dalšími významnými vývozci plynu pomocí plynovodů do EU jsou pak státy severní Afriky (zejména Alžírsko a Libye). Tyto zdroje jsou však nedostatečné k pokrytí evropské spotřeby i se zohledněním energetických úspor a přechodu na jiná paliva. Nezbytná je výstavba terminálů na zkapalněný plyn, případně dočasných plovoucích terminálů (FSRU). Z hlediska dodávek do ČR jsou významné dodávky z Německa, případně států Beneluxu. Z polských terminálů by případné dodávky do ČR byly pouze nepřímé.

Právě výstavba LNG terminálů se stala v Německu (a podobně postupují i v dalších evropských státech), energopolitickou prioritou – dle zákona na urychlení výstavby LNG terminálů z května 2022 - se daří uvádět do provozu řadu dalších terminálů v rekordním čase.

Vše je doprovázeno i výstavbou pozemní infrastruktury na připojení terminálů na německou přepravní soustavu. Současně Německo aktualizovalo předpoklady pro desetiletý plán rozvoje německých přepravních soustav, ve kterém je definována řada prioritních projektů. Jejich hlavním cílem je však (a to vcelku logicky) **zajistit zásobování Německa, nicméně nikoli dodávky do dalších zemí.**

V říjnu 2022 nastala situace, **kdy plyn byl dostupný na západě Německa, ale v důsledku úzkých míst přepravní soustavy mezi západem a východem byla jeho dodávka do České republiky omezena** nebo přerušena. Ačkoli byla během zimy 2022/23 střední a východní Evropa dostatečně zásobována (a to díky teplé zimě, dodávkám přes Ukrajinu nebo Turecko a stále naplněným zásobníkům), v případě přerušení dodávek z východu a chladnější zimě by tyto dodávky závisely na plynu přepraveném do východní Evropy z Německa. **Právě některé projekty pro posílení kapacity na východ by toto zásobování učinily spolehlivějším – bohužel však z různých důvodů je jejich realizace pravděpodobná až v letech 2027-28.**

Co se týče české přepravní infrastruktury, ta je připravena přijímat dostatečné objemy jak přes hraniční body VIP Brandov a VIP Waidhaus, tak i hraniční bod Lanžhot. Hlavním zásobovacím bodem je běžně VIP Brandov s tím, že dodávky jsou možné na pevné bázi (z pohledu ČR) možné i na VIP Waidhaus. Hraničním bodem Lanžhot může i v současné době přitékat plyn, a to zejména v obdobích s tokem přes Ukrajinu, vysokou těžbou ze zásobníků a spíše vysokých cen plynu na západních trzích. Pak jsou kupující ruského plynu motivováni objednávat vysoké objemy plynu a ten následně prodávat na Západě.

2.2. Zásobníky

Zásobníky plynu jsou infrastrukturou kriticky důležitou pro pokrytí výpadků dodávek z dovozních zdrojů. Obecně jsou však provozovány na komerční bázi a sjednaná cena je výsledkem aukcí zásobníkových kapacit. Tak odráží v momentu aukce současné a budoucí obchodní příležitosti. V době extrémní volatility cen na velkoobchodních trzích, vysokým nárokům obchodních zprostředkovatelů na margining, vysokých úrokových měr aj. je však využívání zásobníku velmi drahé. Z toho důvodu i očekávané budoucí vysoké rozdíly mezi cenami mezi zimou a létem nemusí přitáhnout dostatečný zájem a zásobník může zůstat nenakontražován.

I v případě úspěšného prodeje zásobníkové kapacity ale není vyhráno. Jak již bylo uvedeno, s držetím zásob plynu v zásobníku jsou spojené vysoké finanční náklady. Motivace plyn natlačit pak může přicházet až s nárůstem spreadů na dostatečnou úroveň. Pokud je navíc zima teplá a promptní ceny nízké, plyn zůstane v zásobníku nevytěžen do dalšího vtlačovacího období. Potřeba zásobníku se pak může zdát velmi nízká, a to přesto že plyn nevytěžený během zimy nebude muset být vtlačen následující léto, a tím umožní zamezit nutnosti omezování dodávek v situaci vzácné komodity.

Co z toho vyplývá? Zatímco v plně tržním prostředí byla funkce zásobníku zjednodušena na zdroj flexibility pro různé tradingové strategie, jeho funkce se do značné míry přesunula do sféry veřejných statků.

Toto lze dokladovat aktualizací Nařízení 2017/1938, které stanovuje povinnost členských států EU naplnit svoje zásobníky na 90 % k 1. listopadu daného roku. Toto opatření na jedné straně podporuje využívání zásobníků a zvyšuje bezpečnost dodávek, nicméně na straně druhé je tímto dotčena tržní povaha zásobníků.

Zmíněná rizika a opatření k jejich zmírnění přirozeně dopadají na koncové spotřebitele:

Opatření na zamezení finanční nedostupnosti plynu (stropy, kompenzace)

Jak již bylo diskutováno, regulace velkoobchodního trhu s plynem povede k chybným rozhodnutím ohledně alokace zdrojů a pravděpodobně i nedostatku komodity jako takové. Na maloobchodní úrovni je však nezbytné řešit dostupnost plynu zranitelným koncovým zákazníkům (zejména domácnostem) a sektorům zajišťujícím nezbytné služby a zboží. Zde je na místě řešení buď pomocí regulace cen komodity spojenou s kompenzacemi pro její dodavatele, nebo cílená sociální pomoc.

Zamezení nepřiměřené podpory odchodu od plynu (tepelná čerpadla aj.)

V některých evropských zemích jsou již poskytovány podpory pro odchod spotřebitelů od plynu s náhradou tepelnými čerpadly. Ačkoli lze obecně souhlasit, že účinnost výroby tepla je v tepelných čerpadlech vyšší, nejsou vhodná pro veškeré budovy a v některých případech nejen že nevedou k úsporám, ale náklady navýší (například při velmi nízkých teplotách klesá topný faktor směrem k 1). Navíc likvidace plynových zařízení a případně i přípojek ohrozí budoucí využití vodíku u koncových spotřebitelů. Proto lze jen apelovat na požadavek na technologickou neutralitu a při posuzování emisních úspor zohlednit všechny články hodnotového řetězce a nikoli teoretické podmínky, ale realitu.

Vysoké ceny plynu vedoucí k destrukci poptávky

Velmi vysoké ceny roku 2022 vedly ke snaze eliminovat spotřebu plynu ve všech sektorech. Někde došlo k nahrazení plynu jiným nosičem energie, jinde k úsporám energie a jinde i k ukončení odběru. Pokud nemá dojít k přesunu energeticky náročných výrobních procesů mimo Evropu, je nutné podpořit jistotu i průmyslových odběratelů ohledně možných cen energií a nenechat vysoké ceny velkoobchodních trhů zcela promítnout na maloobchodní úrovni i směrem k velkoobdoběratelům.

Dlouhodobá a strategická opatření (po 2030) a rizika jejich realizace

1. Role plynárenské infrastruktury

Je zřejmé, že zemní plyn bude postupně nahrazován jinými, nízkoemisními plyny. Vybudovaná plynárenská infrastruktura nabízí velké přepravní kapacity a je zároveň velmi univerzální co do svého využití. Již nyní je přizpůsobitelná na přepravu obnovitelných plynů. Přechod na přepravu biometanu či

syntetického metanu je z pohledu provozovatele nenáročný (snad pouze se zajištěním přetoků z nižších úrovní plynárenské soustavy), u vodíku repurposing vede k výměně či úpravě řady komponentů plynárenské soustavy, nicméně ze celé řady studií jasně vyplývá, že využití stávající (repurposované) infrastruktury bude rychlejší a levnější než budování nové.

Pro využívání plynů a plynárenské infrastruktury hovoří řada faktů. Na základě řady analýz bylo prokázáno, že energetické systémy založené na méně nosičích jsou obecně nákladnější a rovněž s vyšším rizikem pro společnost než systémy více diverzifikované. Diskutovaly se scénáře s kompletním přechodem na elektřinu, což však v kombinaci s požadavkem na dekarbonizaci (a vyšší využití OZE) vede s vědomím obtížné akumulace elektřiny k výraznému zdražení a snížení spolehlivosti. Proto je budoucí existence plynárenství nezpochybnitelná.

Plynárenství jako takové si je vědomé potřeby splnit evropské dekarbonizační ambice a je připraveno investovat do rozvoje plynárenských soustav, které umožní zejména přepravu a distribuci vodíku. Je ale logické, že masivní investice jsou pouze představitelné za předpokladů dostatečné předvídatelnosti energetického a regulačního rámce a pokud bude možné, aby investice přinesly očekávaný výnos. Zároveň bude nezbytné co nejrychleji vytvořit shodný rámec norem a standardů, minimálně v počátku může sehrát důležitou roli nízkoemisní vodík vyrobený ze zemního plynu a vodík vyrobený z jádra. Rozvoj vodíkového hospodářství se dále pojí s financováním a přístupem k evropským fondům.

2. Sector coupling

Sector coupling je obecně propojování různých odvětví. V energetice se tímto má na mysli propojení dříve oddělených energetických trhů (elektřina, plyn, teplo, chlad aj.). Obecně může v konečném důsledku bližší spolupráce mezi sektory snížit celkové náklady energetiky a zvýšit její spolehlivost.

V případě propojení elektroenergetiky a plynárenství vzhledem k tomu, že výroba elektřiny bude stále více závislá na obnovitelných zdrojích, bude na místě hledat způsoby, jak docílit v každém okamžiku vyrovnanou bilanci elektrizační soustavy. Plynárenská soustava díky své flexibilitě a skladovatelnosti plynu již nyní umožňuje vykrývat dodávkové či odběrové výkyvy pomocí dodávek do plynových zdrojů. Jde to ale i naopak, přebytky elektřiny z OZE či jaderné energie lze ukládat ve formě chemické energie (například ve vodíku) v zásobnících. Má proto smysl pokračovat v pilotních projektech a přikročit k prvním komerčním projektům na bázi technologie Power to Gas. **Elektroenergetika bez plynu je sice možná, ale bude drahá a méně spolehlivá.** Elektřina uložená ve formě vodíku umožňuje snížit náklady na vyrovnávání soustavy a současně zajistit i dílčím způsobem elektrifikaci v případech, kde to dává smysl – například sezónním uskladněním energie v zásobnících plynu.

Jsou i další způsoby, kde může elektroenergetika a plynárenství spolupracovat. Může to být například **využíváním elektrických pohonů kompresorů pro poskytování služeb výkonové rovnováhy**, neboť tlak v přepravní soustavě může kolísat v poměrně širokém pásmu. Případně i **cíleně uloženou tlakovou energii v plynovodech využívat na výrobu elektřiny** pro dodávky elektřiny v případě nutnosti aktivace těchto služeb.

Určitým způsobem sector couplingu jsou i **hybridní vytápěcí systémy**. Ačkoli máme za to, že míra instalace tepelných čerpadel bude zrychlovat, jejich využití ve velmi chladných podmínkách je neefektivní a vytápění je výhodnější zajistit plynovým kotlem. Pokud bude v jedné budově vytápění zajištěno současně plynovým kotlem a tepelným čerpadlem, lze rovněž dle pokynů agregátora flexibility zajistit přepínání mezi kotlem a čerpadlem jako službu pro stabilizaci elektrizační soustavy prostřednictvím flexibility plynárenské soustavy.

Podobných případů je řada, a to nejen v oblasti plynárenství, ale i v dalších odvětvích energetiky, zejména teplárenství. V této studii nebudou diskutovány.

3. Přechod na nízkouhlíková paliva

Z důvodů dekarbonizace bude zemní plyn postupně nahrazován plyny s nižší emisní stopou. Může se jednat o biometan, syntetický metan nebo o vodík vyráběný nízkouhlíkovými nebo bezemisními metodami.

Očekávaný rozvoj výroby biometanu

Biometan je obnovitelný plyn, který s ohledem na velmi podobné chemické složení jako zemní plyn může využít stávající plynárenskou soustavu. Jak s jeho zavedením, tak i jako důsledek zavedení existuje řada rizik:

- **Legislativní a regulační rámec** – v souvislosti se vstřikováním biometanu do plynárenské soustavy je nutné zajistit adekvátní finanční podporu, která však neohrozí budoucnost plynárenství jako takového.
- **Místo vstřikování** – bioplynové a následně biometanové stanice jsou obvykle umístěny v sítích PDS. Pokud výroba biometanové stanice převyší spotřebu v příslušné oblasti na příslušné tlakové úrovni, je nutné zajistit kompresi biometanu pro případné vtlačení do přepravní soustavy.
- **Různé systémy podpory v různých zemích** – Tím, že způsob a výše podpory se liší mezi EU zeměmi, může dojít k tomu, že biometan se kontraktně spotřebuje v jiné zemi, než která jej podpořila.

Tlak na výrobu bioplynu pro přeměnu na biometan vede nyní k nežádoucímu pěstování potravinářských zemědělských plodin pouze za účelem výroby bioplynu. V současnosti není možné vyrobit bioplyn v objemu výraznějšího podílu spotřeby zemního plynu pouze z odpadů. Nicméně směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2018/2001, o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů, již umožňuje pouze podporu pokročilého biometanu; související legislativu přijala také ČR (novela zákona č. 165/2012 o POZE). Podpora se předpokládá na čištění bioplynu. Tím by se mělo zabránit pěstování zemědělských plodin pouze na výrobu bioplynu.

4. Výstavba elektroenergetických zdrojů na zemní plyn

Zemní plyn umožňuje rychlé nahrazení hnědého uhlí při výrobě elektřiny. Plynové elektrárny mohou být postaveny v místech existujících hnědouhelných elektráren, kde je obvykle k dispozici i nezbytná infrastruktura. Rizika související s těmito zdroji jsou následující:

- Obecně není problém při výstavbě plynového zdroje v blízkosti přepravní soustavy. Problém však může nastat v případě, kde není infrastruktura PDS dostatečně dimenzovaná. V takové situaci by muselo dojít k posílení výstupní kapacity do příslušné PDS zóny nebo k připojení zdroje přímo na PPS.
- Vzhledem k provozování elektráren dle hodinové křivky cen elektřiny může docházet ke značným změnám v poptávce z hodiny na hodinu v objemu několika milionů m³. Z těchto důvodů je výhodná lokace elektráren v blízkosti tranzitní soustavy s vysokým průtokem.
- Potenciálně nepříznivá je situace ohledně přístupu k výrobě elektřiny ze zemního plynu, který je fosilní palivo. Taxonomie EU (Nařízení 2020/852) v oblasti klimatu obecně omezuje financování investic s výrazným uhlíkovým dopadem. Zemnímu plynu byla přiznána role překlenovacího zdroje. Podmínkou je buď vypuštění nižších než 100 g CO_{2e}/kWh během životního cyklu, nebo přímé emise nižší než 270 g CO₂ e/kWh v případě, kdy schválení stavebního povolení proběhne nejpozději v roce 2030 a nejsou k dispozici obnovitelné zdroje v dostatečném rozsahu. V případě výroby elektřiny nesmí roční emise GHG překročit průměr 550 kg CO_{2e}/kW kapacity zařízení za 20 let, takový zdroj navíc musí splňovat další podmínky (například náhradu elektrárny využívající pevná a kapalná fosilní paliva nebo zajišťovat úplný přechod na obnovitelné nebo nízkouhlíkové plyny do roku 2035). Nejistota ohledně podpory vysokoúčinné KVET – využití plynu pro výrobu elektřiny a tepla současně umožňuje značně omezit ztráty nevyužití tepelné energie při monovýrobě elektřiny. Kdyby byla podpora KVET po roce 2022 omezena, zhoršené ekonomické parametry současné výroby elektřiny a tepla mohou urychlit rozpad soustav CZT.
- Vysoká úroveň ceny emisních povolenek sice v současnosti nejvíce zatěžuje uhelné zdroje, ale v budoucnosti ovlivní návratnost investic do plynových elektráren v konkurenci s OZE. Dále pak nejistota ohledně dostupnosti a ceny zemního plynu může zpochybnit důvod existence elektráren považovaných za zdroj pro případ, kdy není k dispozici elektřina z OZE.

15.2 Elektroenergetika

Z analýz vyplývá, že zdrojová přiměřenost elektrizační soustavy ČR bude do budoucna záviset na kombinaci celé řady faktorů. Postupné odstavování uhelných zdrojů do roku 2038 v souladu s doporučeními Uhlé komise spolu s ukončením životnosti některých jaderných bloků s sebou přinese výrazný pokles instalovaného výkonu velkých systémových elektráren. I přes plánovaný rozvoj intermitentních zdrojů podpořený především financemi z Modernizačního fondu a dalších dotačních titulů, výpočty indikují, že OZE k řešení zabezpečení dodávek elektřiny přispějí jen v omezené míře. Ceny emisních povolenek a paliv, především pak zemního plynu, s nímž se uvažuje jako s přechodným palivem pro provedení energetické tranzice, jsou dalším určujícím faktorem pro rozvoj české elektroenergetiky.

Pro zajištění dostatečného objemu energie v kontextu predikce rostoucí spotřeby také nelze spoléhat pouze na import elektřiny vzhledem k výkonovým bilancím ostatních evropských zemí. Významnějšími přebytky totiž budou pravděpodobně do budoucna disponovat jen Německo a v menší míře také Francie. Otázkou zůstává, zda tyto přebytky země opravdu exportují anebo je využijí v domácím průmyslu na výrobu vodíku, jak naznačují politické prohlášení obou států. S vyšší potřebou importu je taktéž zapotřebí uvažovat limit technické kapacity české přenosové soustavy ve smyslu schopnosti přenést požadovaný objem dovezené energie.

Ve snaze udržet hodnotu normy spolehlivosti LOLENS pod 15 h/rok a zajistit maximální výši importu pod 10 % spotřeby elektřiny je zcela zásadní načasování odklonu od výroby elektřiny z uhelných zdrojů spolu s rychlým a dostatečným nahrazením odstaveného instalovaného výkonu. Nezbytné je proto v tomto ohledu nastavení podpůrných mechanismů v podobě investiční či provozní podpory, které umožní provozovatelům zdrojů realizovat investiční zájmy.

Konzervativní scénář uvažuje útlum uhelných zdrojů do roku 2038 (doporučení Uhlé komise), pozvolný růst spotřeby elektřiny v kontextu střední míry elektrifikace (především TČ, EV a prosumeři) a postupný nárůst OZE. S dostavbou nového jaderného bloku v Dukovanech predikce počítá v roce 2036 a současně uvažuje prodloužení životnosti provozu stávajících bloků v horizontu do 2045 až 2047. Kompletní dokončení transformace teplárenství (CZT) a závodních energetik z uhlí na zemní plyn, biomasu, odpad, popřípadě jiná alternativní paliva je uvažováno do konce roku 2030. Scénář zároveň předpokládá postupný rozvoj bateriové akumulace vzhledem k poklesu cen technologie a také s ohledem na podmíněnou instalaci baterií zejména k fotovoltaickým elektrárnám. Vodíkové technologie se díky rychlosti technologického rozvoje dle predikce dostávají na trh progresivněji ve srovnání s bateriovou akumulací.

Výsledky provedených simulací ukazují, že elektrizační soustava do roku 2040 z pohledu hodnot LOLE setrvává ve stavu zdrojové přiměřenosti a v roce 2040 dosahuje LOLE 12 h/rok, přičemž objem nedodané energie je pro daný rok 13 GWh. Problém nastává v časových řezech 2045 a 2050, kdy počet hodin, v nichž dochází k nedodávce, stoupá nejprve na 274 h v roce 2045 a na konci sledovaného období již dosahuje 2 510 h. Analogicky se zvyšuje také hodnota EENS, která se z hodnoty 318 GWh pro rok 2045 navýší na 6 016 GWh v roce 2050. Po roce 2045 by soustava na pravidelné bázi překračovala požadavek na spolehlivost ($LOLE < 15$ h/rok), přičemž provoz takto zdrojově nepřiměřené soustavy by znamenal zvýšení četnosti výpadků dodávek a dalších síťových nestabilit. Kromě ukončení výroby elektřiny z uhelných zdrojů nedostatek výrobních kapacit souvisí také s ukončením životnosti JE Dukovany před rokem 2050, a výsledná bilance tak vychází jako výrazně deficitní.

Přestože se soustava v první polovině studovaného horizontu nachází ve stavu zdrojové přiměřenosti, již v roce 2035 výpočty indikují velký nárůst importů, jejichž objem zejména v letech 2035, 2045 a 2050 téměř dosahuje maximálního importního salda 20 TWh.

V takovém prostředí bude s ohledem na spolehlivost dodávek nutné zajistit dostatek potřebného výkonu v nezbytném rozsahu a včas přistoupit k přípravě legislativních, regulačních a technických opatření k zajištění tohoto výkonu, a to včetně nastavení dostatečných mechanismů investiční či provozní podpory. Útlum uhelných zdrojů do roku 2038 je také podmíněn náhradou odstaveného výkonu, přičemž jako s nutnou součástí transformace české elektroenergetiky se počítá s dostavbou nového jaderného zdroje v Dukovanech a prodloužením životnosti provozu stávajících bloků do období let 2045 až 2047.

16 Použité zkratky

AE	Alkalická elektrolýza
AFC	Alkalický palivový článěk
aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve
ASEK	Aktualizovaná Státní energetické koncepce ČR
BAT	Best Available Techniques
BSD	Bezpečnostní standard dodávky
BREF	Reference Document on Best Available Techniques
BRKO	Biologicky rozložitelný komunální odpad
CACM	Capacity allocation and congestion management
CAPEX	Kapitálové náklady
CEHC	Central European Hydrogen Corridor
CNG	Compressed natural gas
CO ₂	Oxid uhličitý
CO ₂ ekv	CO ₂ ekvivalent
CZ, ČR	Česká republika
CZT	Centrální zásobování teplem
ČEPS	Provozovatel přenosové soustavy ČEPS, a.s.
ČSÚ	Český statistický úřad
DS	Distribuční soustava
EED	Komisioní návrh směrnice o energetické účinnosti
EEN	Elektroenergetická náročnost
EENS	Expected Energy Not Supplied
EHB	European Hydrogen Backbone
EK	Evropská komise
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
ERÚ	Energetický regulační úřad
ES	Elektrizační soustava, Evropské společenství
ES ČR	Elektrizační soustava České republiky
EU	Evropská unie
EUA	EU Allowance
EU ETS	EU Emissions Trading Scheme
FCR	Frequency Containment Reserve
FRR	Frequency Restoration Reserve
FSRU	Dočasně plovoucí terminály
FVE	Fotovoltaické elektrárny
GA	Generation Adequacy
CGV	Gross calorific value (spalné teplo)
GIE	Gas Infrastructure Europe
HDP	Hrubý domácí produkt
HPH	Hrubá přidaná hodnota
HPS	Hraniční předávací stanice
IEA	International Energy Agency
JE	Jaderné elektrárny
KGJ	Kogenerační jednotka
KVET	Kombinovaná výroba elektřiny a tepla
LCOE	Levelized cost of energy
LNG	Liquefied natural gas
LOLE	Loss of Load Expectation
MCFC	Palivové články s roztaveným uhlíčanem
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserve
MO	Maloodběr elektřiny
MPO	Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR
NA	Not available
NAP SG	Národní akční plán pro chytré sítě 2019
NEMO	Nominated energy market operator
NJZ	Nové jaderné zdroje

NKEP	Vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu
OGE	Open Grid Europe
OM	Odběrné místo
OPEX	Provozní náklady
OZE	Obnovitelné zdroje energie
PAFC	Palivové články s kyselinou fosforečnou
PCI	Projects of Common Interest
PDS	Provozovatel distribuční soustavy
PECD	Pan-European Climate Database
PEMFC	Palivový článek s polymerní membránou
POZE	Podpora obnovitelných zdrojů energie
PPC	Paroplynový cyklus
PpS	Podpůrné služby
PPS	Provozovatel přenosové soustavy, Provozovatel přepravní soustavy
PVE	Přečerpávací vodní elektrárny
PZP	Podzemní zásobníky plynu
P2G	Power-to-gas
SCOP	Seasonal Coefficient of Performance
SDAC	Single Day-Ahead Coupling
SIDC	Single Intraday Coupling
SOFC	Palivové články s tuhými oxidy
SVR	Služby výkonové rovnováhy
TČ	Tepelná čerpadla
TDD	Typové diagramy dodávek
TKO	Tuhý komunální odpad
TNS	Tuzemská netto spotřeba
TSO	Transmission System Operator
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
USA	Spojené státy americké
VO	Velkoodběr elektřiny
VTE	Větrná elektrárna
WACC	Weighted average cost of capital
WEO	World Energy Outlook
XBID	Cross Border Intraday
ŽP	Životní prostředí

17 Seznam obrázků

Obrázek 1 – Výhled konečné spotřeby paliv dle ASEK z roku 2015.....	8
Obrázek 2 – Srovnání výhledů primárních energetických zdrojů ČR.....	9
Obrázek 3 – Srovnání výhledů konečné spotřeby ČR.....	9
Obrázek 4 - Vývoj meziroční změny HDP, TNS a vývoj EEN.....	19
Obrázek 5 - Vývoj elektromobility do roku 2050	19
Obrázek 6 - Predikce vývoje počtu tepelných čerpadel do roku 2050	20
Obrázek 7 - Predikce vývoje prosumerů do roku 2050.....	21
Obrázek 8 - Výsledná predikce TNS se započtením vlivů elektromobility, tepelných čerpadel a prosumerů	21
Obrázek 9 – Skutečná spotřeba zemního plynu v ČR.....	23
Obrázek 10 - Vývoj spotřeby plynu v sektorovém členění (1995 = 100 %)......	24
Obrázek 11 – Rozdělení spotřeby dle sektorů (celková spotřeba při normálové teplotě)	25
Obrázek 12 – Spotřeba plynu v elektrárnách.....	26
Obrázek 13 – Spotřeba plynu v teplárenských zdrojích.....	27
Obrázek 14 – Výroba tepla dle použitého paliva (PJ).....	27
Obrázek 15 – Spotřeba plynu na vaření v domácnostech	28
Obrázek 16 – Spotřeba plynu na ohřev vody v domácnostech.....	29
Obrázek 17 – Spotřeba hnědého uhlí na topení v domácnostech	30
Obrázek 18 – Celková spotřeba plynu v domácnostech.....	31
Obrázek 19 – Spotřeba plynu vozidel CNG a LNG.....	32
Obrázek 20 – Nárůst počtu vozidel poháněných vodíkem.....	33
Obrázek 21 – Výhled spotřeby vodíku v dopravě	33
Obrázek 22 – Spotřeba plynu ve výrobní sféře.....	34
Obrázek 23 – Vývoj energetické náročnosti odvětví (2010 = 100 %)	34
Obrázek 24 – Historie a výhled spotřeby plynu ve výrobní sféře bez substituce paliv	35
Obrázek 25 – Výhled spotřeby plynu ve výrobní sféře se substitucí plynu jinými nosiči energie	36
Obrázek 26 – Spotřeba plynu na náhradu energetického uhlí ve výrobní sféře	36
Obrázek 27 – Spotřeba plynu ve výrobní sféře.....	37
Obrázek 28 – Podíl náhrady uhlí plynem v teplárenství	39
Obrázek 29 – Netto instalovaný výkon velkých plynových elektráren.....	42

Obrázek 30 – Roční výroba elektřiny v plynových elektrárnách	42
Obrázek 31 – Spotřeba plynu na monovýrobu	43
Obrázek 32 – Poptávka po plynu.....	43
Obrázek 33 – a) Netto instalovaný výkon a b) netto výroba elektřiny v ES ČR v roce 2021.....	45
Obrázek 34 – Celkový netto instalovaný výkon ČR (mimo OZE).....	46
Obrázek 35 – Celkový netto instalovaný výkon nových plánovaných zdrojů v ČR (mimo OZE).....	46
Obrázek 36 – Netto výroba elektřiny z uhlí, podíl uhlí na celkové netto výrobě elektřiny a celková netto výroba elektřiny	47
Obrázek 37 – Vývoj dodávek tepla z uhelných elektráren	47
Obrázek 38 – Netto výroba elektřiny ze ZP, podíl na celkové netto výrobě elektřiny a celková netto výroba elektřiny	49
Obrázek 39 – Výhled vývoje netto instalovaného výkonu teplárenství a závodních energetik	50
Obrázek 40 – Souběh jaderných zdrojů	51
Obrázek 41 – Netto instalovaný výkon fotovoltaických a větrných elektráren – Konzervativní predikce	52
Obrázek 42 – Počet a instalovaný výkon bioplynových stanic (BPS) dle typu v roce 2022	53
Obrázek 43 – Výhled vývoje instalovaného výkonu bioplynových stanic v Konzervativní predikci.....	54
Obrázek 44 – Výhled vývoje netto instalovaného výkonu zdrojů spalujících biomasu (v převážné většině lesní štěpku).....	55
Obrázek 45 – Výhled vývoje instalovaného výkonu zdrojů spalujících tuhý komunální odpad (TKO)	55
Obrázek 46 – Výhled brutto instalovaného výkonu geotermálních zdrojů, včetně potenciálu výroby elektrické energie, tepla a chlazení.....	56
Obrázek 47 – Výhled vývoje instalovaného výkonu bateriové akumulace.....	57
Obrázek 48 – Výhled vývoje instalované kapacity bateriové akumulace	57
Obrázek 49 – Energetická bilance výroby vodíku.....	58
Obrázek 50 – Výhled vývoje příkonu alkalických elektrolyzérů (AE)	58
Obrázek 51 – Výkonové rozsahy palivových článků.....	60
Obrázek 52 – Výhled vývoje instalovaného výkonu a počtu palivových článku (jednotek)	60
Obrázek 53 – Netto instalovaný výkon v Konzervativním scénáři pro jednotlivé roky a kategorie zdrojů	61
Obrázek 54 – Roční bilance v Konzervativním scénáři pro jednotlivé roky a kategorie zdrojů	62
Obrázek 55 – Roční hodinové využití výkonu jednotlivých kategorií zdrojů v Konzervativním scénáři pro období 2025–2050.....	62
Obrázek 56 – Celková roční a) přeshraniční výměna a b) zmařená energie v Konzervativním scénáři v jednotlivých letech.....	63

Obrázek 57 – Pravděpodobnostní indikátory LOLE a EENS pro Konzervativní scénář pro období 2025–2050 (včetně salda).....	63
Obrázek 58 – Tuzemské zdroje zemního plynu.....	67
Obrázek 59 – Těžba zemního plynu v ČR.....	68
Obrázek 60 – Výhled těžby zemního plynu v ČR	68
Obrázek 61 – Dovozní koridory představené iniciativou EHB (Evropská vodíková páteř)	73
Obrázek 62 – Víze Evropské vodíkové páteře v roce 2030 a 2040	74
Obrázek 63 – Středoevropský vodíkový koridor	75
Obrázek 64 – SunsHyne koridor.....	75
Obrázek 65 – Česko-německý Vodíkový propoj.....	76
Obrázek 66 Globální průměrné vyrovnané náklady na výrobu vodíku podle zdroje energie a technologie, 2019 a 2050	76
Obrázek 67 – Výhled výroby biometanu v ČR	78
Obrázek 68 – Těžba zemního plynu v Evropě.....	79
Obrázek 69 – Zdroje dováženého zemního plynu do EU v roce 2018-2021	80
Obrázek 70 – Změny ve světových dodávkách zemního plynu	82
Obrázek 71 – LNG terminály s potencionálním dopadem na zásobování ČR.....	83
Obrázek 72 – Vývoj spotových cen v letech 2019-2021	86
Obrázek 73 – Vývoj cen na burzách 2018- únor 2022.....	87
Obrázek 74 – Vývoj day-ahead cen zemního plynu 2022 (březen 2023)	88
Obrázek 75 – Přepavní soustava provozovaná společnostmi NET4GAS	90
Obrázek 76 – Zásobníky plynu v ČR	95
Obrázek 77 – Objem zásob plynu v PZP připojených na soustavu ČR	100
Obrázek 78 – Měsíční vtlačení do zásobníků plynu v posledních letech.....	101
Obrázek 79 – Měsíční těžba ze zásobníků plynu v posledních letech.....	102
Obrázek 80 – Denní těžba a vtlačení 2016-2022	102
Obrázek 81 – PS ČR schéma sítí 400 a 220 kV k 31. 12. 2021	106
Obrázek 82 – Struktura instalovaného výkonu elektráren ČR k 31. 12. 2021.....	107
Obrázek 83 – Rozvojové schéma PS ČR – schéma sítí 400 a 220 kV, výhled 2032	108
Obrázek 84 – Útlum uhelných zdrojů dle Konzervativního scénáře.....	109
Obrázek 85 – Kumulovaná emisní stopa ČR v letech 2025-2050	110
Obrázek 86 – Predikovaný vývoj ceny silové elektřiny v periodě 2020-2050.....	114

Obrázek 87 – Integrace spotových trhů s elektřinou v Evropě v závěru roku 2021	116
Obrázek 88 – Srovnání spotových cen v regionu v roce 2021.....	117
Obrázek 89 – Integrace vnitrodenních trhů v Evropě na konci roku 2022 v rámci jednotného propojení vnitrodenních trhů v EU.....	118
Obrázek 90 – Množství zobchodovaného plynu a průměrná cena na vnitrodenním trhu s plynem v letech 2010-2022	119
Obrázek 91 – Množství zobchodovaného plynu a průběh průměrné ceny na vnitrodenním trhu s plynem v jednotlivých týdnech roku 2021	120
Obrázek 92 – Saldo importu a exportu evropských zemí pro Konzervativní scénář 2030.....	121
Obrázek 93 – Saldo importu a exportu evropských zemí pro Konzervativní scénář 2040	122
Obrázek 94 – Saldo importu a exportu evropských zemí pro Konzervativní scénář 2050	123
Obrázek 95 – Toky zemního plynu v plynárenské soustavě ČR.....	126
Obrázek 96 – Výroba plynu v ČR	128
Obrázek 97 – Skutečná spotřeba plynu v ČR.....	129
Obrázek 98 – Modelovaná měsíční spotřeba plynu v roce 2025	131
Obrázek 99 – Modelovaná měsíční spotřeba plynu v roce 2030	132
Obrázek 100 – Modelovaná měsíční spotřeba plynu v roce 2035	133
Obrázek 101 – Modelovaná měsíční spotřeba plynu v roce 2040	134
Obrázek 102 – Modelovaná měsíční spotřeba plynu v roce 2045	135
Obrázek 103 – Modelovaná měsíční spotřeba plynu v roce 2050	136
Obrázek 104 – Modelované měsíční spotřeby plynu do roku 2050	137
Obrázek 105 – Podíl na dodávkách zemního plynu do EU.....	139

18 Seznam tabulek

Tabulka 1 – Současné cíle ČR pro rok 2030	6
Tabulka 2 – Celková spotřeba plynu v domácnostech	31
Tabulka 3 – Spotřeba plynu vozidel CNG a LNG	32
Tabulka 4 – Vývoj teplotních procesů	35
Tabulka 5 – Spotřeba plynu ve výrobní sféře	37
Tabulka 6 – Vývoj spotřeby KVVET – stávající zákazníci	38
Tabulka 7 – Vývoj spotřeby KVVET – nové připojené bytové domy	39
Tabulka 8 – Spotřeba plynu přechod z uhlí na plyn v teplárenství	39
Tabulka 9 – Celková spotřeba plynu v teplárenství	40
Tabulka 10 – Porovnání výsledků modelů výroby elektřiny a spotřeby plynu	41
Tabulka 11 – Spotřeba plynu na monovýrobu elektřiny	43
Tabulka 12 – Výhled poptávky po plynu	44
Tabulka 13 – Enviromentální cíle EU	48
Tabulka 14 – Dvě varianty potřeby dovozování a) dle maximální importního salda, b) ve snaze splnit požadavek na energetickou soběstačnost	64
Tabulka 15 – Prognóza růstu spotřeby nízkouhlíkového vodíku v ČR ^{20,21}	71
Tabulka 16 – Očekávaná výroba vodíku a syntetického metanu v ČR	71
Tabulka 17 – Potrubní dodávky do EU 2017 – 2021	79
Tabulka 18 – LNG importy do EU	81
Tabulka 19 – Kapacity LNG terminálů v roce 2022	81
Tabulka 20 – Scénáře poptávky po zemním plynu	82
Tabulka 21 – Dovoz zemního plynu do ČR (fyzicky)	84
Tabulka 22 – Celkový instalovaný výkon kompresních stanic	89
Tabulka 23 – Projekty uvedené v Desetiletém plánu rozvoje přepravní soustavy v České republice	92
Tabulka 24 – Provozní informace PZP ČR	94
Tabulka 25 – Rozvoj kapacit PZP	103
Tabulka 26 – Očekávaný poměr kapacity PZP a spotřeby plynu v ČR	104
Tabulka 27 – Přenosová soustava v číslech k 31. 12. 2021	107
Tabulka 28 – Vývoj instalovaného výkonu a výroby uhelných zdrojů v Konzervativním scénáři v letech 2025–2050	109

Tabulka 29 – Vývoj kumulované a roční emisní stopy výroby elektřiny v letech 2025–2050	110
Tabulka 30 – Vývoj emisní intenzity výroby elektřiny v letech 2025–2050.....	110
Tabulka 31 – Predikovaný vývoj cen paliv do roku 2050 v €/GJ.....	111
Tabulka 32 – Predikovaný vývoj ceny povolenky roku 2050	113
Tabulka 33 – Toky zemního plynu v plynárenské soustavě ČR	126
Tabulka 34 – Toky plynu ze zásobníků plynu	127
Tabulka 35 – Tuzemská produkce plynu	127
Tabulka 36 – Celková roční spotřeba plynu v ČR.....	128
Tabulka 37 – Spotřeba plynu dle typu odběru	129
Tabulka 38 – Modelovaná měsíční spotřeba plynu v roce 2025.....	131
Tabulka 39 – Modelovaná měsíční spotřeba plynu v roce 2030.....	132
Tabulka 40 – Modelovaná měsíční spotřeba plynu v roce 2035.....	133
Tabulka 41 – Modelovaná měsíční spotřeba plynu v roce 2040.....	134
Tabulka 42 – Modelovaná měsíční spotřeba plynu v roce 2045.....	135
Tabulka 43 – Modelovaná měsíční spotřeba plynu v roce 2050.....	136
Tabulka 44 – Vývoj parametrů plynárenství v ČR.....	137