

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

VÝHLED DO ROKU 2050 - SOUHRN
PROSINEC 2020



Obsah

1	Úvod	3
2	Rámec vývoje energetiky	4
3	Očekávaný vývoj poptávky elektřiny	7
4	Očekávaný vývoj poptávky plynu	9
5	Případová studie Koncepční	15
6	Zdroje plynu	31
7	Plynárenská infrastruktura a její rozvoj	37
8	Elektrické sítě a jejich rozvoj	42
9	Environmentální aspekty výroby elektřiny	45
10	Vývoj světových cen energetických paliv a jejich vliv na provoz ES ČR	47
11	Integrace trhů s elektřinou a trhu s plynem	51
12	Evropské souvislosti provozu ES v perspektivě	55
13	Bilance plynárenské soustavy	59
14	Shrnutí závěrů a hlavních rizik	65
15	Použité zkratky	72
16	Seznam obrázků	74
17	Seznam tabulek	76

1 Úvod

Elektroenergetika a plynárenství jsou nejdůležitějšími energetickými systémy, 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 milovníků 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 stojí (ČR) před rozhodnutím, kdy, jak a do jaké míry jí dosáhnout. Přestože se dnes minimálně na půdě Evropské komise (EK, Komise) vkládají největší naděje do obnovitelných zdrojů, není pravděpodobné, že bude možné zajistit fungování energetiky bez dalších zdrojů energie, především jaderné energie a zemního plynu.

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 aktualizované Státní energetické koncepce (ASEK), Vnitrostátního plánu České republiky 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.

Studie přináší výhled poptávky elektřiny, tepla i zemního plynu v České republice, 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 či nebezpečných 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 POWRSYM.

Tento dokument je naplněním zákonné povinnosti¹ 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 6.2e.

2 Rámec vývoje energetiky

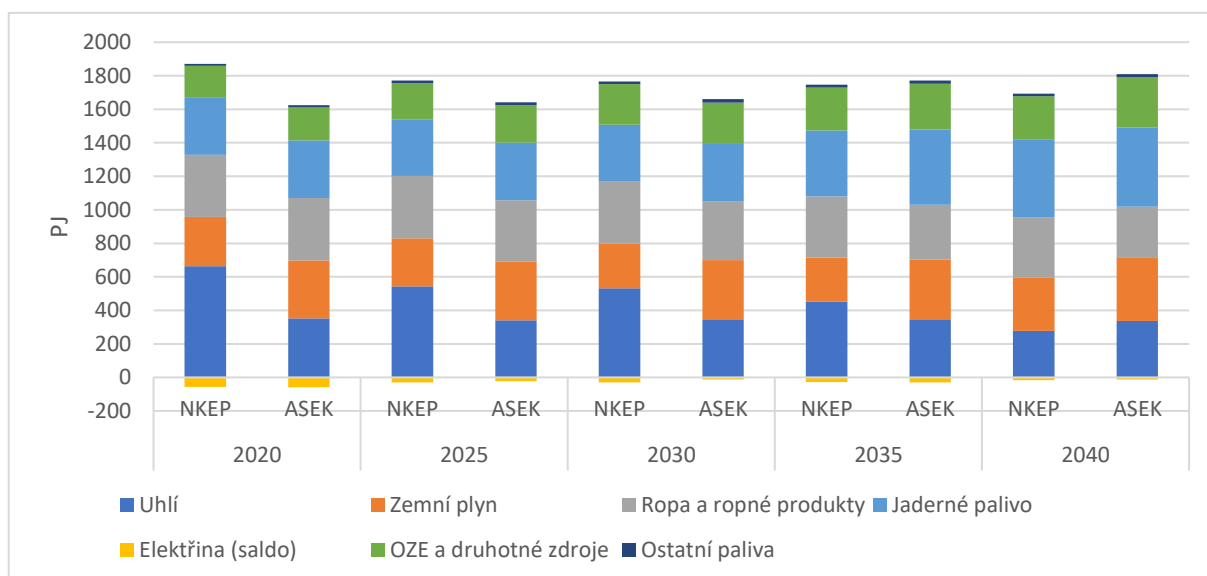
Dlouhodobá rovnováha letos, především v části elektroenergetiky, vzhledem k propojenosti na Vnitrostátní posouzení zdrojové přiměřenosti, využívá údajů, metodik a vstupních dat přímo z ENTSO-E. Konkrétní proces a podmínky pro zpracování Vnitrostátního posouzení zdrojové přiměřenosti jsou definovány v článku 24 nařízení 2019/943 o vnitřním trhu s elektřinou. Cílem tohoto posouzení je mj. určení budoucích rizik a identifikace příčin, které ke vzniku těchto rizik vedou. V České republice zpracovává v souladu s legislativou EU (vč. souvisejících metodik) hodnocení zdrojové přiměřenosti společnost ČEPS, a.s.

Predikce spotřeby elektřiny, s kterými se kalkulovalo v rámci Dlouhodobé rovnováhy respektují předpoklady použité ve Vnitrostátním posouzení zdrojové přiměřenosti a strategické dokumenty České republiky (ASEK, NKEP). V průběhu zpracování studie probíhala koordinovaná spolupráce s MPO. Útlum produkce z uhelných elektráren pak reflektuje předpoklady jednotlivých výrobců, které jsou aktualizovány každoročně na základě dotazníkového šetření ČEPS a MPO. Vzhledem k dožívání zdrojů a přísnějším požadavkům na emisní limity dle BAT/BREF lze tedy předpokládat, že mnoho z nich již nebude v provozu mnoho let před rokem 2050, který je milníkem EU pro bezemisní energetiku.

2.1 Energeticko-politický rámec

2.1.1 Výhledy spotřeby

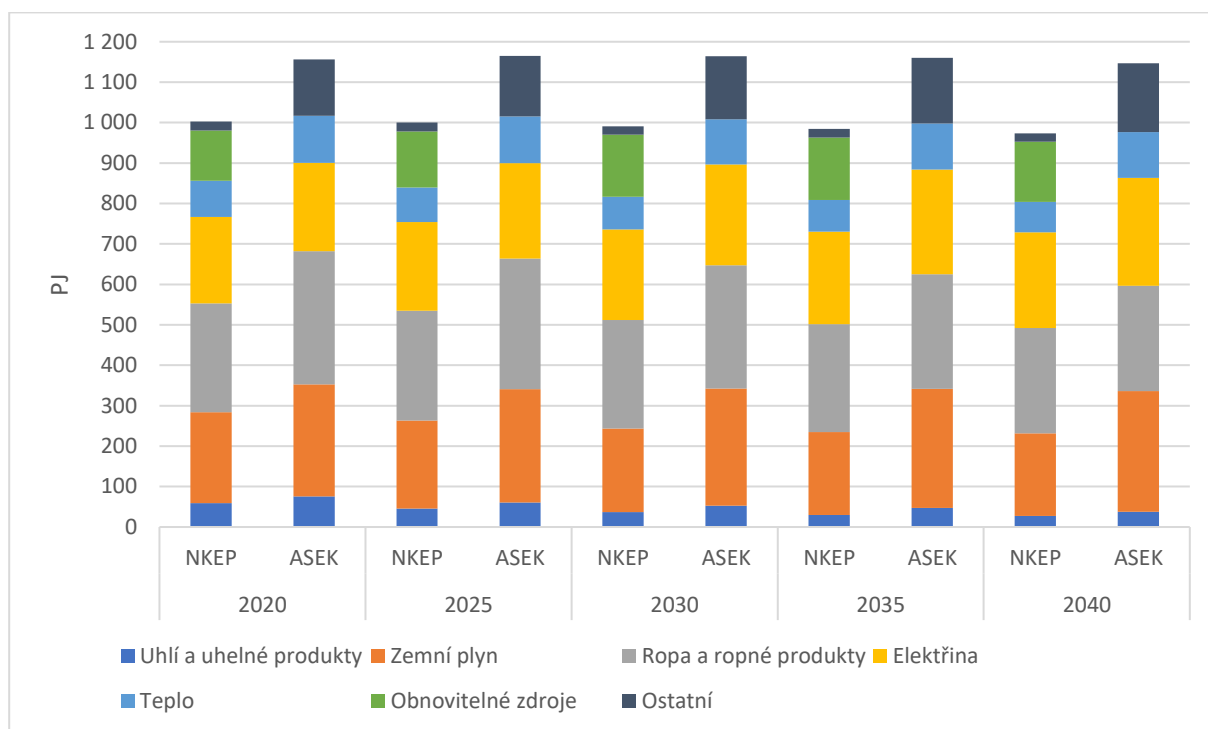
Obrázek 1 zobrazuje předpokládaný vývoj primárních energetických zdrojů do roku 2040 dle Vnitrostátního plánu ČR v oblasti energetiky a klimatu a aktualizované Státní energetické koncepce. Rozdíly mezi oběma strategickými dokumenty jsou do určité míry způsobeny rozdílným rokem vydání. Od roku 2015, kdy 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 1 – 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 2.



Obrázek 2 – Srovnání výhledů konečné spotřeby ČR

Zdroj: NKEP (2019), ASEK (2015)

2.2 Kritéria pro hodnocení zajištění bezpečnosti dodávek v oblasti zásobování elektřinou

Z hlediska elektroenergetiky byl scénář pro ODDR koncipován tak, aby splňoval aspekty na zajištění energetické bezpečnosti dodávek. Ve výpočtech byly zohledněny následující předpoklady:

- prvním předpokladem byl limit dovozu elektřiny pro zajištění soběstačnosti, který vyplývá ze SEK. Konkrétně se jedná o hodnotu importu do maximální výše 10 % spotřeby elektřiny;
- druhým předpokladem bylo zajištění spolehlivosti dodávek, vyjádřené hodnotou LOLE (Loss of Load Expectation) v maximální výši 8-10 h ročně. Tento ukazatel je 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 Koncepční 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 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 8.

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.

3 Očekávaný vývoj poptávky elektřiny

Při zpracování scénáře predikce vývoje spotřeby společnosti byl kladen důraz na využití primárních dat provozu ES a možnost reagovat v predikcích na aktuální změny ve struktuře spotřeby, týkající se například počtu elektromobilů, tepelných čerpadel či vybavenosti domácností. Zároveň byl brán ohled na další dostupné primární údaje, které korespondují s makroekonomickými a demografickými odhady.

Na straně spotřeby jsou pak posuzovány všechny aktivní komponenty (energetická náročnost, využívání nových technologií při vytápění, klimatizování, akumulace přebytků výroby, elektromobilita), které kromě přirozeného chování spotřeby reagují na změny v její struktuře. Kromě řady agregovaných ukazatelů energetické spotřeby a míry penetrace jednotlivých vlivů je nezbytné mít k dispozici dostatek statistických modelů, včetně hodinových průběhů a závislostí na klimatických faktorech.

Aby byly při následných analýzách odstraněny náhodné klimatické vlivy, používá se korekce na teplotní normál (metodika byla detailněji popsána v dokumentu „Hodnocení přiměřenosti výrobních kapacit ES ČR do roku 2030“ vydaném společností ČEPS, a.s. dne 30. 8. 2017, které je dostupné z webových stránek MPO).

3.1 Prognóza vývoje spotřeby

Pro potřeby střednědobých analýz hodnocení zdrojové přiměřenosti je využit model netto spotřeby dle ENTSO-E. Vychází se z predikce TNS (= tuzemská netto spotřeba MO a VO) se započítáním spotřeby tepelných čerpadel a elektromobility, což nejvíce odpovídá nárokům na modelování koncové spotřeby zákazníků připojených k síti a používá se jak pro střednědobé, tak i dlouhodobé predikce. Pro účely výpočtů je třeba započítat i ztráty v sítích PS a DS.

Výsledná predikce spotřeby, která se používá pro modelování soustavy, je určena dle vzorce uvedeného níže. Navýšení spotřeby o čerpání PVE a nabíjení baterií je pak výsledkem optimalizace nasazení zdrojů simulačním programem.

$$\text{Netto spotřeba ČR dle ENTSO} - E = TNS_{\text{základní VO+MO}} + T\check{C} + EM + \text{ztráty v sítích}$$

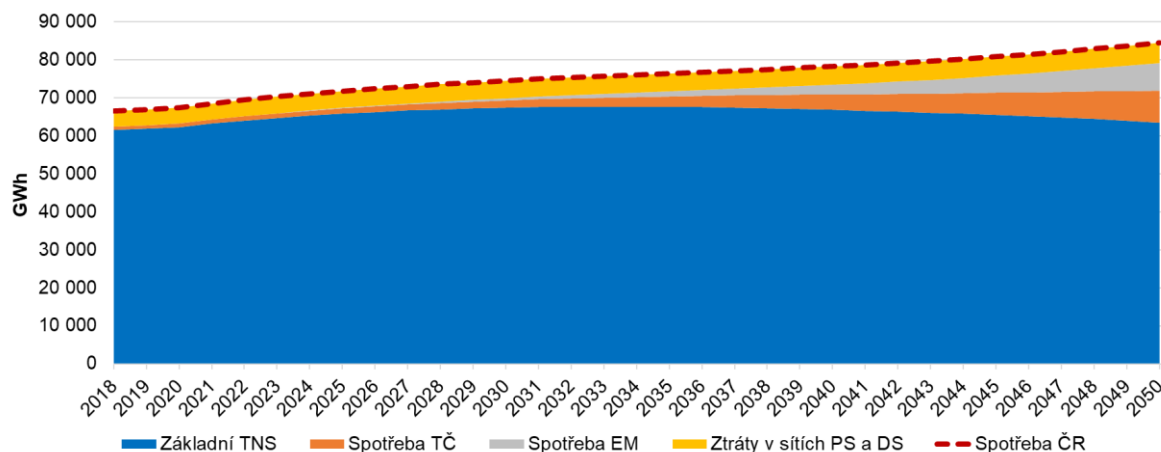
3.2 Vývoj faktorů ovlivňující spotřebu ČR

Predikce je formulována do jednoho hlavního scénáře. Ten vychází ze známých aktuálních strategií, vizí a plánů vlády ČR, a z definujících podmínek a předpokladů budoucího vývoje ČR při současném předpokladu nastupující dekarbonizace. V hlavním scénáři je v roce 2050 předpokládáno dosažení dekarbonizace v indikativní úrovni 80 % oproti roku 1990, a to s ohledem na dostupnost podkladů – data pro vyšší úroveň dekarbonizace prozatím nejsou k dispozici (vyšší úroveň dekarbonizace by se projevila např. zvýšením spotřeby elektřiny při rozsáhlejší elektrifikaci). Predikce je dále v souladu konkrétně s Vnitrostátním plánem ČR v oblasti energetiky a klimatu (NKEP) a Inovační strategií ČR pro 2019-2030 (INOS). Scénář predikuje, jakou spotřebu elektřiny lze v ČR konzervativně předpokládat. Zároveň zvažuje pouze omezenou elektrifikaci konečné spotřeby (především elektromobilitu) a snižující se elektroenergetickou náročnost tvorby HDP.

Predikční období je rozděleno na tři hlavní etapy rozvoje ČR – TRAF0, INOVA a DEKAR. Období TRAF0 bude trvat zhruba do roku 2030 a je charakteristické transformací extenzivně se rozvíjející ekonomiky (tzv. „montovny“) dle záměrů NKEP a INOS. Predikce se v tomto období shoduje s dosavadními predikcemi ČEPS založenými na předpokladu evolučního vývoje spotřeby a elektroenergetické náročnosti tvorby HDP. Od roku 2031 do 2040 následuje etapa INOVA, ve které dochází k nástupu inovativní pokročilé ekonomiky (tzv. „myslivny“). Predikce zde předpokládá

intenzivnější zvyšování energetické účinnosti, snižování elektroenergetické náročnosti tvorby HDP a rychlejší rozvoj elektromobility. Etapa DEKAR v období po roce 2040 je pak typická akcelerací úsilí o dosažení cílů dekarbonizace. V inovativní ekonomice ztlačí závislost růstu spotřeby elektřiny na růstu HDP.

3.3 Predikce spotřeby elektřiny ČR do roku 2050



Obrázek 3 – Spotřeba elektřiny ČR do roku 2050

Obrázek 3 znázorňuje vývoj spotřeby elektřiny se zobrazením jeho struktury. Je vidět, že ač základní odběr domácností a průmyslu začne v druhé polovině třicátých let klesat, celková spotřeba bude dál růst. Důvodem je postupný přechod části sektoru dopravy a vytápění na využívání elektřiny, jako metody k dosažení ekologických cílů a snížení koncové spotřeby energie ve všech jejích formách (snížení spalování paliv a větší využívání energie okolí).

4 Očekávaný vývoj poptávky 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 je rovněž nahrazování tříděného hnědého uhlí používaného pro vytápění v domácnostech zemním plynem či stejné trendy v průmyslu a teplárenství, použití plynu pro výrobu elektřiny či čistou mobilitu ve formě CNG nebo LNG vozidel. Je řada faktorů, které spotřebu plynu v různých segmentech ovlivňují různým způsobem, a proto budou očekávané budoucí spotřeby plynu v těchto segmentech modelovány samostatně.

4.1 Faktory ovlivňující poptávku po zemním plynu

Vzhledem k možnostem využití plynu spočívá jeho budoucnost zejména na jeho akceptaci v evropské i národní energetické politice. V České republice jsou hlavní trendy determinující poptávku po zemním plynu následující:

- Potřeba doplnit elektrizační soustavu ČR novými zdroji na plyn. Lze předpokládat, že v důsledku odstavení hnědouhelných zdrojů bude nutné zajistit zálohu pro intermitentní zdroje; současně v případě výstavby nových jaderných bloků bude nezbytné zajistit dostatečnou flexibilitu soustavy, kde právě plynové elektrárny mohou být adekvátním řešením.
- Proces nahrazování hnědého uhlí v teplárenství a výrobní sféře – veškeré hnědouhelné zdroje tepla budou jak z důvodu neplnění emisních norem, tak nedostatku uhlí dříve či později konvertovány na jiná paliva. Zemní plyn zde bude hrát rozhodující úlohu.
- Rozvoj malých kogenerací a mikrokogenerací, výroba elektřiny ve zdrojích umístěných na kapacitně nízkých odběrných místech (například umístěné v domovních kotelnách).
- Náhrada hnědého uhlí na úrovni maloodběru – v souvislosti s očekávanou klesající dostupností tříděného hnědého uhlí a rovněž přísnějšími emisními limity uplatňovanými i u kotlů s nízkými výkony předpokládáme určitý přechod na plynové vytápění, nicméně na rozdíl od minulých vydání Očekávané dlouhodobé rovnováhy nepředpokládáme vysokou penetraci zemního plynu v tomto segmentu.
- Poměrně pomalý rozpad soustav centrálního zásobování teplem v návaznosti na případné zajištění pokračování podpory KVET. V takovém případě nelze předpokládat významné zřizování nových individuálních topných systémů (ať již je palivem plyn, biomasa, případně jsou elektrické).
- Čistá mobilita – zvyšování počtu a celkové spotřeby vozidel poháněných zemním plynem (CNG nebo LNG), a to v závislosti na státní politice alternativních paliv v dopravě, zejména preference mezi plynem a elektřinou.

Další faktory, které budou ovlivňovat spotřebu zemního plynu, jsou pak dále ve výrobním sektoru: pokles plynoenergetické náročnosti tvorby hrubé přidané hodnoty v každém odvětví a současně přesun tvorby produktu do odvětví s obecně nižší energetickou náročností (klesající důležitost zpracovatelského průmyslu a rozvoj terciárního sektoru). U sektoru domácností se pak jedná mj. o demografické ukazatele (nárůst počtu domácností) a dále pak úspory energie vyplývající zejména ze zateplování budov a výměnou plynových spotřebičů za účinnější.

4.2 Poptávka plynu v jednotlivých segmentech národního hospodářství

4.2.1 Domácnosti

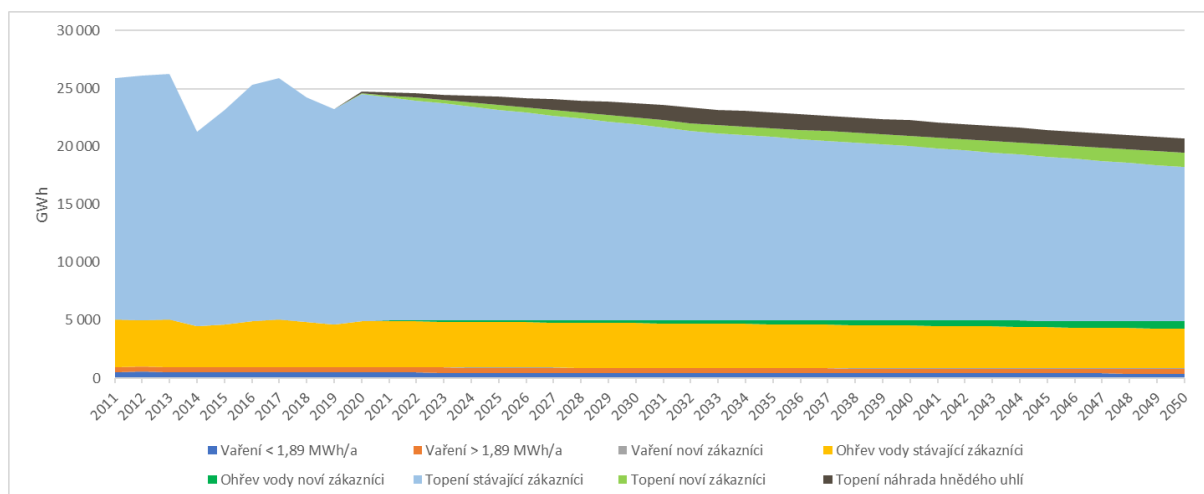
Domácnosti spotřebovávají plyn pro tři účely: vaření / příprava pokrmů, ohřev vody, vytápění.

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.

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, ohřev vody a přípravu pokrmů na nových odběrných místech vzniklých v nově vybudovaných nemovitostech
- Spotřeby na topení na nových odběrných místech vzniklých v souvislosti s náhradou tříděného hnědého uhlí



Obrázek 4 – Celková spotřeba plynu v domácnostech

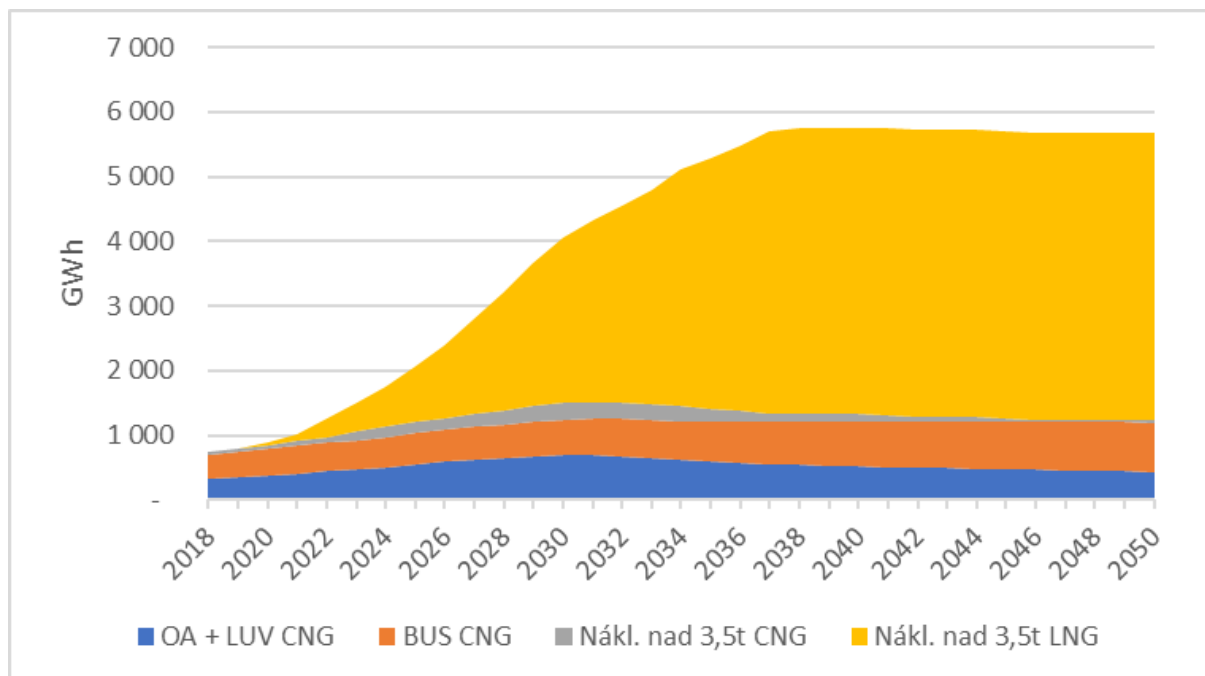
Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

4.2.2 Plynová mobilita (CNG a LNG)

Východiskem pro výhled poptávky po plynu pro účely mobility je aktualizace Národního akčního plánu čisté mobility (NAP CM). Vychází z vyhodnocení aktuálního stavu a rozvoje trhu se zemním plynem v silniční dopravě s predikcí dalšího možného vývoje s extrapolací trendů do roku 2050. 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.

Co se týče celkové spotřeby, jejím motorem bude jednoznačně LNG pro těžké nákladní automobily, kde substituce elektřinou nebo vodíkem bude obtížnější.



Obrázek 5 – Spotřeba plynu vozidel CNG a LNG

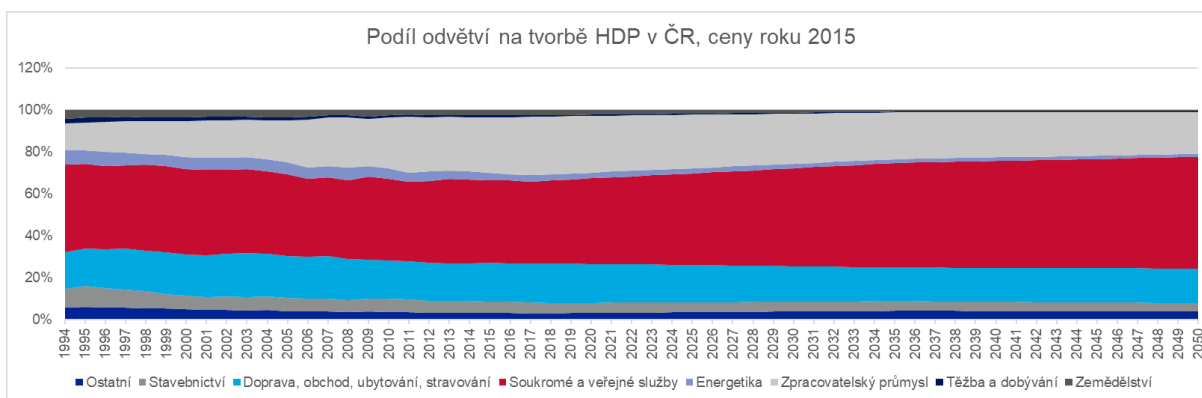
Zdroj: ČPS, NAP CM

4.2.3 Poptávka výrobní sféry

Výrobní sféra je v současnosti nejvýznamnější segment poptávky po plynu. 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

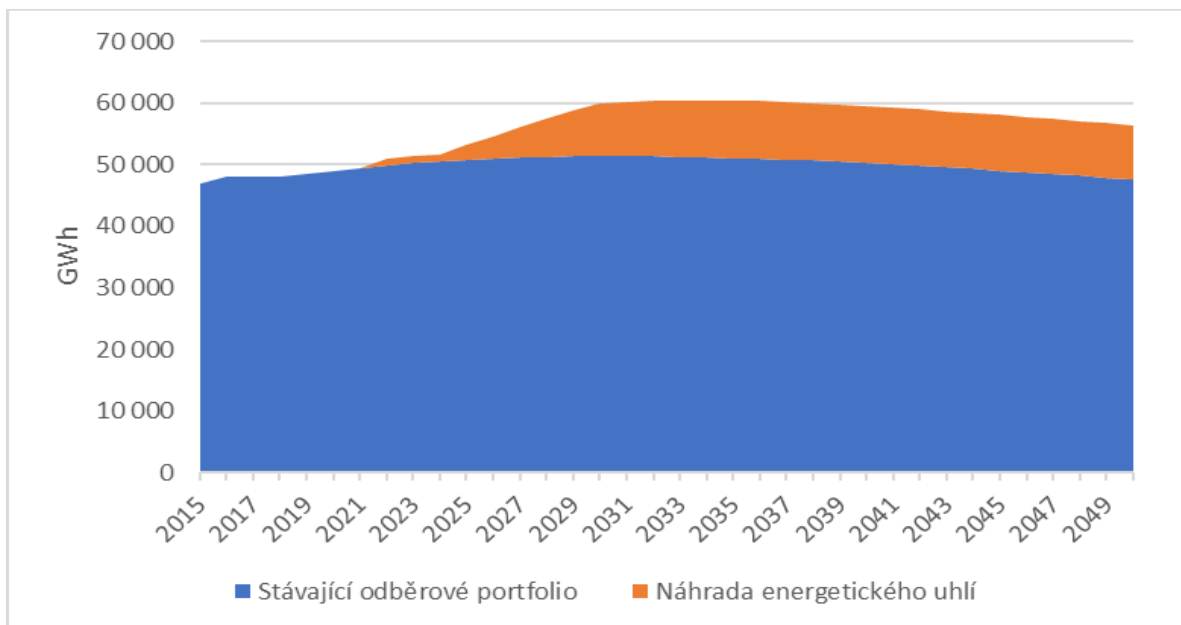
Předpokládáme, že Česká republika jakožto středně vyspělý průmyslový stát sleduje trajektorii vykazovanou vyspělejšími průmyslovými ekonomikami, zejména pak Německem. Protože trendy z Německa pronikají do ČR později, lze přijmout pracovní hypotézu, že struktura ekonomiky ČR v roce 2035 bude odpovídat struktuře Německa v roce 2019. Tyto trendy budou pomaleji pokračovat až do roku 2050.



Obrázek 6 – Podíly odvětví na tvorbě HDP v ČR (ceny roku 2015)

Zdroj: EUROSTAT, vlastní analýzy NET4GAS

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 7 – Spotřeba plynu ve výrobní sféře

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

4.2.4 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 – 2018 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 existující portfolio vykazuje pouze mírný růst související s vyšším využitím KVVET a počet nových zákazníků není zcela zásadní, mimořádný nárůst spotřeby vyplývá z přechodu stávajících uhelných zdrojů na jiná paliva, zejména na plyn.

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

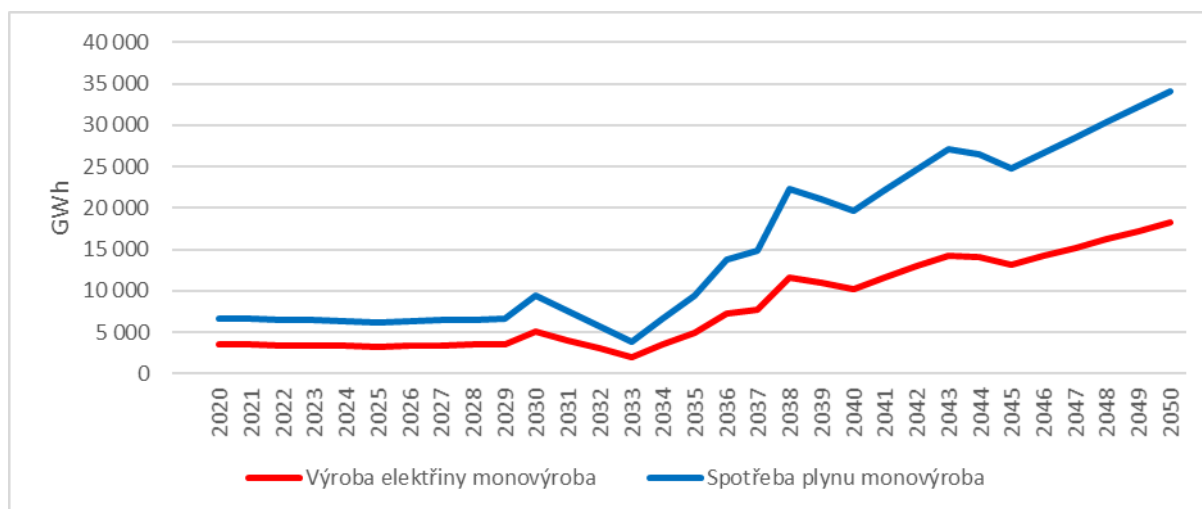
Teplárny [GWh]		2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Spotřeba plynu	Stávající plynové portfolio	9 402	9 663	9 966	9 961	9 961	9 935	9 927
	Nové portfolio	72	402	715	998	1 301	1 636	2 007
	Přechod z uhlí na plyn	0	5 014	17 103	18 335	17 958	17 661	17 385
	Celkem	9 473	15 079	27 783	29 294	29 220	29 232	29 319
Výroba elektřiny	Stávající plynové portfolio	1 396	1 732	2 099	2 204	2 308	2 384	2 462
	Nové portfolio	11	77	159	234	319	415	525
	Přechod z uhlí na plyn	0	1 641	5 598	6 002	5 879	5 782	5 692
	Celkem	1 407	3 450	7 856	8 440	8 507	8 580	8 679

Tabulka 1 – Celková spotřeba plynu v teplárnách

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

4.2.5 Monovýroba elektřiny

Predikce poptávky po plynu v sektoru monovýroby elektřiny je založena na očekávané poptávce po elektřině a kompozici zdrojového portfolia sestavených společností ČEPS. Využití elektráren bude postupně růst a na konci poslední dekády přesáhne 50 %. Tím budou sloužit nejen k pokrytí okamžité výkonové bilance elektrizační soustavy, ale i k zajištění zdrojů nabídky silové elektřiny. Výroba elektřiny a spotřeba plynu v elektrárnách se bude vyvíjet následovně:



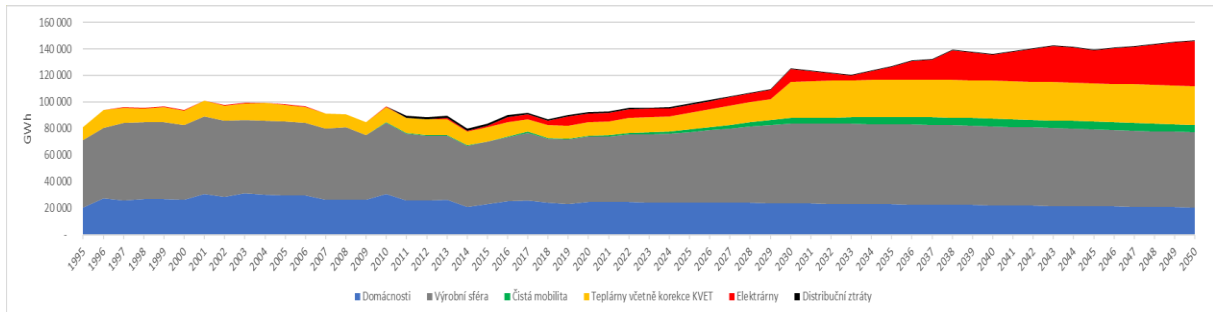
Obrázek 8 – Spotřeba plynu na monovýrobu elektřiny

Zdroj: podklady společnosti ČEPS

4.3 Celková poptávka po plynu

Celková poptávka po plynu je součtem segmentů uvedených výše (domácnosti, plynová mobilita, výrobní sféra, teplárny a elektroenergetika) navýšená o ztráty při distribuci plynu (odhadované jako klesající objem z dnešních cca 1,1 TWh na 0,5 TWh ročně). Očekáváme, že dnešní roční spotřeba ve výši cca 85 – 90 TWh bude růst do roku 2040 až na úroveň 137 TWh, zejména jako důsledek odklonu od spalování uhlí v průmyslu a teplárnách. Dalšími vlivy bude pak nárůst spotřeby plynu na monovýrobu elektřiny. Od roku 2040 zaznamenáváme mírný pokles či stagnaci všech segmentů s výjimkou

monovýroby elektřiny, a to zejména jako důsledek úspor v segmentu průmyslu a domácností. Nicméně, nárůst spotřeby plynu na monovýrobu elektřiny od roku 2040 do roku 2050 o cca 14,5 TWh povede k nárůstu spotřeby až na cca 147 TWh v roce 2050.



Obrázek 9 – Výhled poptávky po plynu

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

GWh	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Domácnosti	23 123	24 728	24 297	23 766	22 914	22 260	21 454	20 704
Výrobní sféra	46 876	49 016	53 172	59 989	60 392	59 467	58 034	56 323
Čistá mobilita	463	881	2 062	4 048	5 294	5 762	5 699	5 671
Teplárny vč.korekce KVET	10 466	10 001	12 172	27 507	28 234	28 533	28 927	29 241
Elektrárny	1 352	6 698	6 226	9 409	9 496	19 700	24 752	34 144
Distribuční ztráty	1 492	1 053	699	500	500	500	500	500
CELKEM	83 772	92 376	98 628	125 218	126 829	136 221	139 366	146 583

Tabulka 2 – Výhled poptávky po plynu

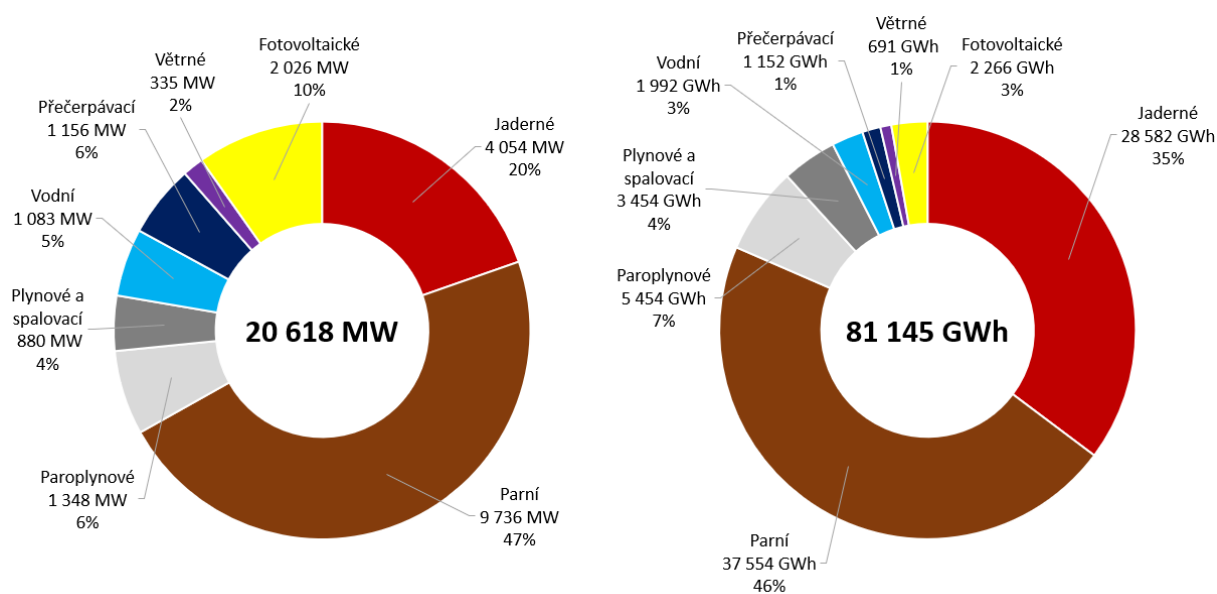
Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

5 Případová studie Koncepční

Tématem Dlouhodobé rovnováhy pro rok 2020 jsou především tři hlavní trendy, které se odrážejí do jednoho stanoveného Koncepčního scénáře. V první řadě se do tvorby scénáře promítla jednání a výstupy Uhelné komise, která se v roce 2020 zaměřila na stanovení co nejvíce proveditelných variant odchodu od uhelných zdrojů v české elektroenergetice. Dalším významným faktorem, bylo pak rozhodnutí vlády ČR z roku 2019 ohledně výstavby nového jaderného zdroje, a s tím související právě probíhající notifikační proces u institucí EU. Třetím, ale neméně důležitým aspektem je rozvoj obnovitelných zdrojů energie, tak jak se k němu ČR zavázala ve svém Národním energeticko-klimatickém plánu (NKEP). Všechny tyto trendy se pak promítly do nastavení Koncepčního scénáře, který si kladl za cíl jak soulad s aktuálními evropskými politikami, tak snížení emisní stopy a zároveň zachování výrobní i síťové stability elektrizační soustavy ČR (ES ČR).

5.1 Stav a rozvoj výrobní základny

Cílem této kapitoly je představit předpoklady v oblasti výrobních kapacit ES ČR, a to zejména se zaměřením na výhled provozu jednotlivých výrobních typů zdrojové základny. Současná struktura výroby a zdrojového mixu ES ČR je pak patrná z následující dvojice obrázků.



Obrázek 10 – Netto instalovaný výkon a výroba elektřiny netto v ES ČR v roce 2019

Zdroj: ERÚ, přepočten ČEPS

Nejvyšší podíl na výrobě v ČR nadále představují zdroje s palivovými kotli a parními turbínami (elektrárny, teplárny a závodní energetiky). Převažujícím palivem u těchto výroben je hnědé a černé uhlí. Výroba v tomto segmentu zdrojů po dvou letech mírného poklesu, především v důsledku omezení výroby elektřiny v teplárnách, zaznamenala výraznější snížení z důvodu odstávování výkonu zdrojů a navýšením výroby paroplynových elektráren.

Výroba v jaderných elektrárnách opět meziročně vzrostla (roky 2016 a 2017 byly ovlivněny nadstandardně dlouhou dobou odstávek bloků pro údržbu a kontroly).

Výše uvedená statistika paroplynových elektráren zahrnuje rovněž výrobu ze zplyňování uhlí, která již několik let v řadě klesá.

Pro stanovení předpokladů v oblasti střednědobého výhledu provozu zdrojů provádí MPO a společnost ČEPS každoroční dotazníkové šetření zahrnující všechny tepelné a vodní elektrárny s instalovaným výkonem nad 10 MWe (zdroje, jejichž souhrnný výkon dosahuje 18,3 GW, tj. 83,2 % instalovaného výkonu ES ČR).

5.1.1 Spalovací zdroje využívající fosilní paliva

5.1.1.1 Uhelné elektrárny

Uhlí (především tuzemské hnědé uhlí) představuje zásadní část palivového mixu výroby elektřiny v ČR. Uhlí je využíváno na velkých systémových elektrárnách (které obvykle dodávají i teplo) a současně v teplárnách a závodních energetikách pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla. Podíl uhlí na výrobě elektřiny se dlouhodobě pohyboval na úrovni přibližně 1/2 výroby elektřiny v ČR, v roce 2019 došlo k poklesu především s ohledem na rostoucí cenu emisních povolenek.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Hnědé uhlí	32,4 TWh (40,5 %)	32,5 TWh (41,7 %)	32,8 TWh (42,4%)	33,5 TWh (41,3 %)	34,2TWh (41,7 %)	31,8 TWh (39,2 %)
Černé uhlí	4,5TWh (5,7 %)	4,8 TWh (6,1 %)	5,3 TWh (6,8 %)	4,1 TWh (5,1 %)	3,2 TWh (3,9 %)	2,0TWh (2,4%)
Uhlí celkem	36,9 TWh (46,2 %)	37,2 TWh (47,8 %)	38,1 TWh (49,2 %)	37,6TWh (46,4 %)	37,4 TWh (45,6 %)	33,8 TWh (41,7%)

Tabulka 3 – Netto výroba elektřiny z uhlí a podíl na celkové brutto výrobě elektřiny

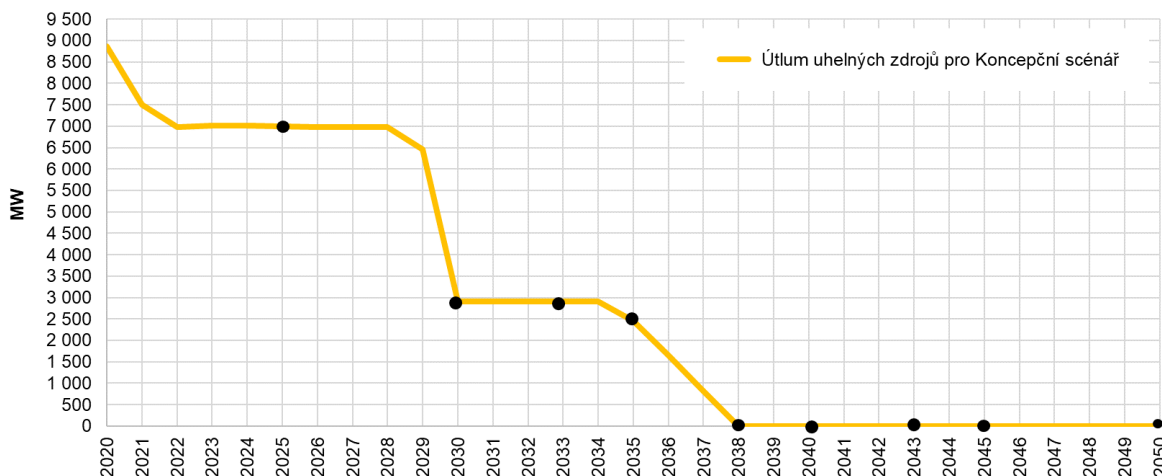
Zdroj: ERÚ

Uhelné elektrárny přispívají nejen ke krytí roční bilance elektřiny, ale i k pokrytí sezonních rozdílů ve spotřebě a zejména k poskytování podpůrných služeb – služeb výkonové rovnováhy. Uhelné zdroje téměř kompletně zajišťují pokrytí automatické regulace frekvence FCR, představují cca 80 % dostupného výkonu pro zápornou regulaci výkonové rovnováhy (aFRR-, mFRR-) a přibližně 1/2 dostupného výkonu pro kladnou regulaci výkonové rovnováhy (aFRR+, mFRR+).

Výroba uhelných elektráren má přesahy i do teplárenství, jelikož většina z nich dodává i teplo pro soustavy dálkového vytápění (CZT).

Charakteristickým rysem uhelných elektráren je vysoká intenzita emisí CO₂ na jednotku vyrobené elektřiny. Tento aspekt vede k možnému vynucenému odstavení uhelných elektráren v důsledku dekarbonizačních cílů, které jsou vyžadovány dosavadními politikami a zintenzivněny „Zelenou dohodou pro Evropu“ (European Green Deal, EGD). Dosažitelností těchto cílů a důsledky pro energetický mix ČR se zabývá vládní platforma Uhelné komise, které poskytuje ČEPS expertní a technické know-how.

Dlouhodobá rovnováha pro rok 2020 pak pro predikci útlumu uhelných zdrojů využívá Koncepční scénář Uhelné komise. Ten vychází z předpokladů provozovatelů (dotazníkové šetření MPO a ČEPS) a dále je snížen o výkon odpovídající rychlejšímu útlumu uhlí k roku 2038.

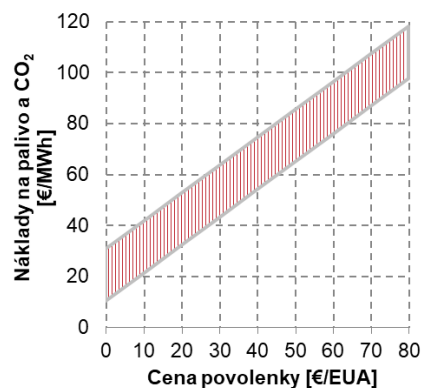


Obrázek 11 – Výhled útlumu uhlí (instalovaný výkon netto) dle Koncepčního scénáře

Zdroj: vlastní analýzy ČEPS

Z uvedené zásadní role uhlí v energetickém sektoru ČR je zřejmé, že útlum jeho využití představuje značné výzvy jak pro pokrytí poptávky po elektřině, tak i pro zajištění služeb výkonové rovnováhy pro elektrizační soustavu a centrální výroby tepla pro obyvatelstvo a průmysl.

Bez ohledu na to, jaký bude stanoven termín a jaká trajektorie útlumu výroby, se uhelné elektrárny nadále budou potýkat s dopadem nákladů na CO₂. Povolenky představují již při stávajících cenách let 2019 a 2020 pro uhelné elektrárny vyšší náklad než palivo (viz obrázek 12 o citlivosti nákladů na palivo a CO₂ na cenu emisní povolenky). V případě dalšího růstu ceny povolenky, který by nebyl následován růstem ceny elektřiny, by došlo k odstavení uhelných elektráren z ekonomických důvodů. Útlum výroby z uhlí tedy může nastat nezávisle na rozhodnutí týkajících se jejich vynuceného odstavení.



Obrázek 12 – Citlivost palivových a CO₂ nákladů uhelných zdrojů na cenu povolenky (pro blok s účinností 33 %)

Zdroj: vlastní analýzy ČEPS

5.1.1.2 Plynové elektrárny

Většina výroby elektřiny z plynu do roku 2014 byla vyprodukována v rámci KVET. Plynové elektrárny v dřívějším období plnily v elektrizační soustavě především roli pološpičkového a špičkového zdroje elektřiny vč. regulační energie. Jejich příspěvek k celkové výrobě elektřiny v ČR byl poměrně marginální. Nárůst výroby elektřiny v posledních letech souvisí především s uvedením do provozu a navyšování využití PPC Počerady.

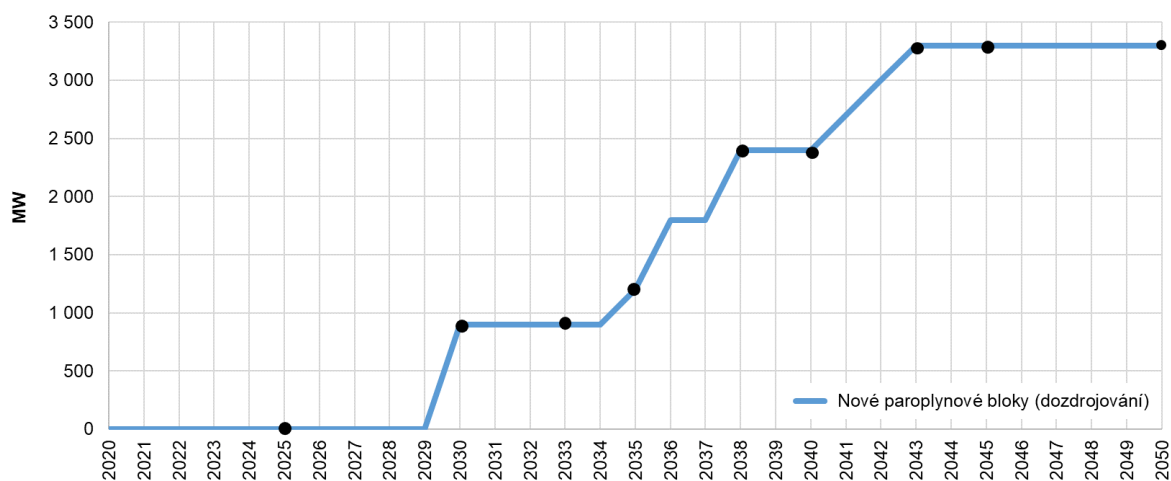
	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Zemní plyn	1,4 TWh (1,6 %)	2,0 TWh (2,4 %)	3,4 TWh (4,1 %)	3,4 TWh (3,9 %)	3,5 TWh (4,0 %)	5,5 TWh (6,3 %)

Tabulka 4 – Brutto výroba elektřiny ze ZP a podíl na celkové brutto výrobě elektřiny

Zdroj: ERÚ

Rostoucí cena povolenek CO₂ a v kombinaci s příznivými cenami zemního plynu může vytvářet podmínky pro další navyšování využití plynových elektráren. Zemní plyn by měl (jako náhradu za původní energoplyn) nadále využívat paroplynový cyklus ve Vřesové. Menší paroplynové cykly v Brně (Červený Mlýn) a Kralupech plní roli zdrojů s KVET. Samostatné plynové turbíny a plynové motorgenerátory jsou využívány jako rychle startující zdroje pro služby výkonové rovnováhy. Další rozvoj plynových zdrojů je indikován v rámci popisu transformace teplárenství a potřeby navržení nových výrobních zdrojů pro nastolení rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou elektřiny v intencích ASEK.

Dodržení bezpečnostních a spolehlivostních parametrů provozu ES ČR bude vyžadovat (v závislosti na útlumu uhelných elektráren a rozvoji ostatních elektráren) různou úroveň doplnění mixu ČR o další zdroje (tzv. „dozdrojování“). Pro Koncepční scénář je proto v rámci simulací chodu elektrizační soustavy uvažováno doplnění plynovými elektrárnami tak, aby byla zajištěna spolehlivost (LOLE 6-8 h) a soběstačnost (dle ASEK). Konkrétně tak Koncepční scénář indikuje postupný nárůst potřeby nových plynových elektráren (900 MW pro období 2030 až 2034, s následným růstem na 2400 MW a 3300 MW).



Obrázek 13 – Vývoj zprovoznění nových paroplynových elektráren (dozdrojování)

Zdroj: vlastní analýzy ČEPS

Je třeba zmínit, že v rámci dozdrojování se jedná pouze o předpoklad. Předpoklad výstavby nových plynových elektráren totiž není podložen skutečnými investičními projekty, ani nastavením mechanismů umožňujících výstavbu těchto zdrojů s přijatelným rizikem pro investora. Současně nelze vyloučit, že možnost výstavby nových zdrojů na zemní plyn bude za hranicí roku 2030 v EU omezena.

5.1.1.3 Teplárenství

Uhelné zdroje s KVET dodávají teplo pro soustavy CZT většiny velkých měst ČR (např. Praha, Ostrava, Plzeň, Olomouc, České Budějovice, Hradec Králové, Pardubice, Ústí n. L., Zlín). Uhlí současně využívají zdroje v závodních energetikách (např. Unipetrol Litvínov, TAMEH Ostrava, Energetika Třinec, Synthesia Pardubice), které zajišťují dodávky technologické páry a elektřinu pro průmyslové závody. Centrální uhelné zdroje v ČR dodají pro potřeby CZT a průmyslu přibližně 80 PJ tepla (tj. ½ celkového množství).

V rámci požadavků na dekarbonizaci tedy bude nezbytné provést transformaci velkých teplárenských zdrojů. Tento fakt se dotýká i elektrizační soustavy, jelikož převážná část centrálních uhelných zdrojů tepla je provozována v režimu KVET, tedy s výrobou elektřiny.

Dle požadavků Green Deal má být budoucí energetické odvětví založeno na OZE. Z hlediska paliv lze tedy předpokládat, že určitý podíl v transformaci teplárenství zaujme lokální biomasa a energetické využití odpadu. V rámci využití těchto paliv uvažujeme technické koncepce založené především na výrobě tepla s omezeným přínosem pro elektrizační soustavu.

Vzhledem k omezenému potenciálu biomasy a odpadu by převažující část transformace měly zajistit technologie využívající zemní plyn. Následující tabulka uvádí souhrn předpokladů k přechodu z uhlí na zemní plyn ve skupině zdrojů, které jsou v rámci výpočtů zdrojové přiměřenosti vedeny jako teplárny a závodní energetiky. Je však třeba zmínit, že se nejedná o kompletní výčet zdrojů dodávajících teplo, jelikož některé velké zdroje s KVET jsou vedeny ve skupině uhelných elektráren. Jsou jimi například zdroje v Kladně, Mělníku, Opatovicích, Komořanech, Tisové aj. Důvodem je jejich významná výroba elektřiny a vyšší schopnost regulace než u zdrojů řízených pouze na základě poptávky po teple, u nichž vyrobená elektřina je vnímána jako vedlejší produkt. Z tohoto důvodu se tyto zdroje individuálně modelují v souladu s kritériem nákladové optimalizace a nejsou obsaženy v následující tabulce.

		2019	2025	2030	2033	2035	2038	2040	2043	2045	2050
TE [MW]	uhlí	904	820	-	-	-	-	-	-	-	-
	plyn	529	359	1 546	1 583	1 608	1 664	1 670	1 707	1 732	1 757
ZE [MW]	plyn	149	148	-	-	-	-	-	-	-	-
	uhlí	483	437	-	-	-	-	-	-	-	-
suma netto instal. výkonu TE + ZE		2 066	1 764	1 546	1 583	1 608	1 664	1 670	1 707	1 732	1 757
suma netto výroby TE + ZE [GWh]		6 596	6 748	5 970	5 986	6 164	6 468	6 492	6 678	6 808	7 002
doba využití [hodin]		3 193	3 825	3 862	3 781	3 833	3 887	3 887	3 912	3 931	3 985

Tabulka 5 – Transformace v segmentu tepláren a závodních energetik

Zdroj: vlastní analýzy ČEPS

5.1.2 Jaderné elektrárny

Elektrárna Temelín disponuje dvěma bloky o netto instalovaném výkonu 1069 MW. Roční netto výroba elektřiny z obou bloků by v budoucích letech měly dosahovat cca 15,2 až 15,4 TWh/rok. Aktuálně platný plán je provozovat bloky elektrárny až na hranici 60 let provozu, tj. do období roku 2060/62.

Elektrárna Dukovany disponuje čtyřmi bloky o netto instalovaném výkonu 479 MW. Roční netto výroba elektřiny ze všech bloků by v budoucích letech měly dosahovat cca 14,0 až 15,0 TWh/rok (v závislosti na provádění opatření k prodloužení provozu). Aktuálně platný plán je provozovat bloky elektrárny až na hranici 60 let provozu, tj. do období let 2045 až 2047. Od druhé poloviny třicátých let je v rámci simulací a výpočtů uvažováno s provozem nového jaderného bloku s instalovaným výkonem 1 200 MWe. 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.

SMR (Small Modular Reactor) – jaderný blok s malým modulárním reaktorem. Při obnově českého systému CZT, zejména při bezemisním zásobování teplem větších měst, by se mohly uplatnit i malé jaderné reaktory, ale zřejmě až ve vzdálenějších časových horizontech. V dále uvedené případové studii se s rozvojem SMR v ČR do roku 2050 nepočítá, ale vývoj technologie je průběžně sledován. Tyto jednotky mohou být vhodné pro výrobu tepla (jaderné výtopny) i pro kogeneraci elektřiny a tepla. SMR by ve vzdálenější budoucnosti mohly být perspektivním způsobem využívání jaderné energie pro dodávky elektřiny a tepla, který může vhodně doplňovat energetický mix a přispět k udržitelnému rozvoji energetiky ČR včetně systému CZT.

5.1.3 Velké vodní elektrárny

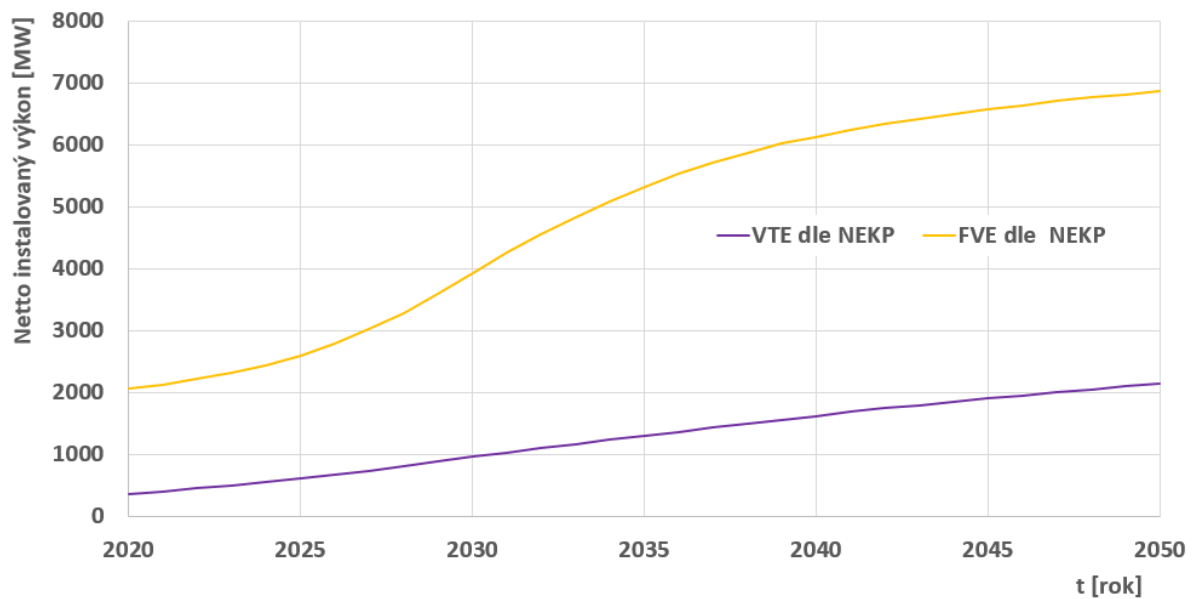
V oblasti výroby velkých vodních elektráren se nepředpokládají žádné významnější změny. Z celkového netto výkonu vodních elektráren v ČR 2,2 GW připadá 1,9 GW na velké vodní elektrárny (nad 10 MWe), z toho pak 1,2 GW tvoří přečerpávací vodní elektrárny (PVE) Dalešice, Dlouhé Stráně a Štěchovice II a 0,7 GW akumulární a průtočné vodní elektrárny. V rámci výhledu se předpokládá výroba PVE ve výši cca 1,2 TWh/rok a výroba cca 1,0 TWh/rok u akumulárních vodních elektráren. Vyjma statické funkce elektráren se dále předpokládá využití dynamických vlastností pro poskytování regulačního výkonu, a to jak na přečerpávacích vodních elektrárnách, tak i na elektrárnách Vltavské kaskády.

5.1.4 OZE a decentralizovaná energetika

5.1.4.1 Scénář vývoje FVE a VTE

V kategorii fotovoltaických elektráren (FVE) činila dle dat ERÚ na konci roku 2019 celková netto výroba 2 266 GWh při celkovém instalovaném výkonu 2 026 MW. Běžná doba využití maxima FVE v ČR je cca 1000-1100 hodin/rok. V oblasti větrných elektráren (VTE) byla ke konci roku 2019 vykázána celková netto výroba 691 GWh při celkovém netto instalovaném výkonu 335 MW s dobou využití maxima 2036 hod/rok. V rámci modelování provozu je pro tento typ zdrojů využita evropská klimatická databáze (PECD v2.2).

Křivky FVE a VTE jsou pak v souladu s predikcí, ke které se ČR zavázala v Národním energeticko-klimatickém plánu (NKEP). Ten představuje závazky jednotlivých států Evropské unie, a to nejen v oblasti rozvoje obnovitelných zdrojů do roku 2030.



Obrázek 14 – Scénář vývoje FVE a VTE

Zdroj: vlastní analýzy ČEPS dle NKEP

5.1.4.2 Vývoj ostatních segmentů decentralizované výroby elektřiny

Česká republika je především vývozcem pevné biomasy. Do roku 2030 v NKEP resort Ministerstva zemědělství ČR připouští navýšení energetického využití zemědělské biomasy až o 20 %. Toto navýšení bude však muset zároveň respektovat strategickou úroveň zemědělské produkce pro potravinové využití.

[MW]	2020	2025	2030	2035	2040	2043	2045	2050
Biomasa	375	394	411	504	616	671	700	795
Bioplyn	330	313	267	267	267	267	267	267
BRKO	37	90	105	105	105	105	105	105
Geotermální	10	10	10	10	10	10	10	10

Tabulka 6 – Výhled vývoje instalovaného výkonu biomasy, bioplynu, odpadu a geotermálních zdrojů

Zdroj: vlastní analýzy ČEPS dle NKEP

5.1.4.3 Bateriová akumulace

K rozvoji bateriové akumulace dochází postupně především díky poklesu cen technologie a podmíněné instalaci zejména k fotovoltaickým elektrárnám. Rychlost rozvoje akumulace je závislá na ekonomické návratnosti investice ovlivněné v dnešní době podporou na instalaci a rovněž na ukotvení akumulace v české i unijní legislativě. Uvažujeme obdobný vývoj penetrace baterií v poměru k instalovanému výkonu FVE jako v sousedním Německu, avšak posunutém v čase – 20% podíl výkonu baterií k výkonu FVE dosáhneme po roce 2030. Pro potřeby výpočtů zdrojové přiměřenosti jsou uvažovány mimo domácích bateriových systémů ke střešní fotovoltaice i velké stacionární baterie, schopné dosahovat

výkonů v řádu jednotek až desítek MW dle vývoje v následující tabulce. Ta obsahuje parametry baterií pro všechny scénáře. Baterie jsou v poměru 1 MW výkonu na 2 MWh energie.

	2025	2030	2033	2035	2038	2040	2045	2050
Instalovaný výkon [MW]	267	449	967	1064	1175	1226	1342	1372
Kapacita [MWh]	534	898	1934	2128	2350	2452	2684	2744
Účinnost cyklu [%]	85							

Tabulka 7 – Očekávaný vývoj a parametry akumulace

Zdroj: vlastní analýzy ČEPS

5.1.4.4 P2G

V roce 2020 byla zpracována studie v rámci NAP SG, mapující možnosti využití technologie power-to-gas (P2G) pro akumulaci přebytků elektřiny z OZE.

Ze studie v podstatě vyplývá, že rozšíření technologie P2G je možné pouze tam, kde je připraven legislativní a regulační rámec a kde je dostatečně rozšířená výroba z intermitentních obnovitelných zdrojů elektřiny. P2G pak slouží k ukládání přebytků výroby těchto zdrojů elektřiny a využití znovu v době nedostatku elektřiny.

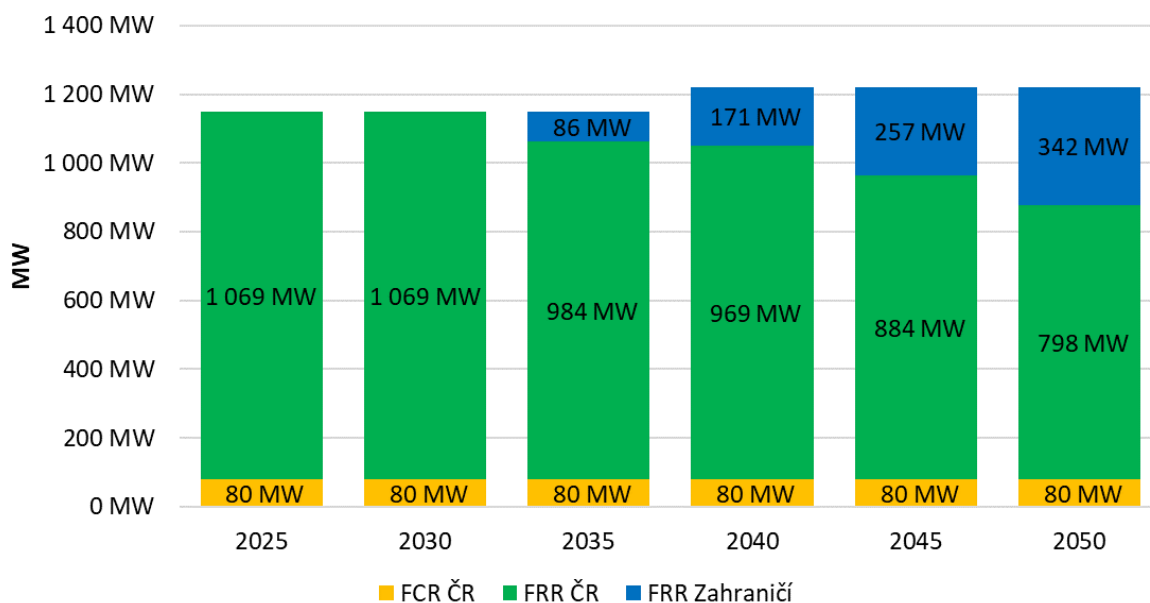
V ČR prozatím nejsou splněny obě výše uvedené základní podmínky. Lze tedy podle závěrů studie konstatovat, že do roku 2030 nedojde k významnému rozšíření této technologie. K rozšíření technologie P2G by pravděpodobně mohlo dojít po roce 2030, kdy bude již nastaven legislativní a regulační rámec a bude dostatečně rozšířena výroba z intermitentních OZE.

Téma P2G je třeba i nadále sledovat v rámci NAP SG a ve vazbě na realizaci NKEP.

5.1.5 Podpůrné služby

Do výpočtu bylo zahrnuto modelování podpůrných služeb pomocí vyčlenění regulačního výkonu alokovaného na zdrojích. Tento regulační výkon se nepodílí na pokrývání predikované spotřeby. Dle článku 157 nařízení SO GL², o dimenzování FRR je možné část nároků na FRR v rámci propojené soustavy pokrývat z jiného regulačního bloku, tedy ze zahraničí. Výše poměru sdílené FRR je omezena na 30 %. Ve výpočtech po roce 2030 předpokládáme postupný rozvoj přeshraničního sdílení PpS.

²Nařízení Komise (EU) 2017/1485 ze dne 2. srpna 2017, kterým se stanoví rámcový pokyn pro provoz elektroenergetických přenosových soustav



Obrázek 15 – Výhled skladby PpS pro potřeby ES ČR

Zdroj: vlastní analýzy ČEPS

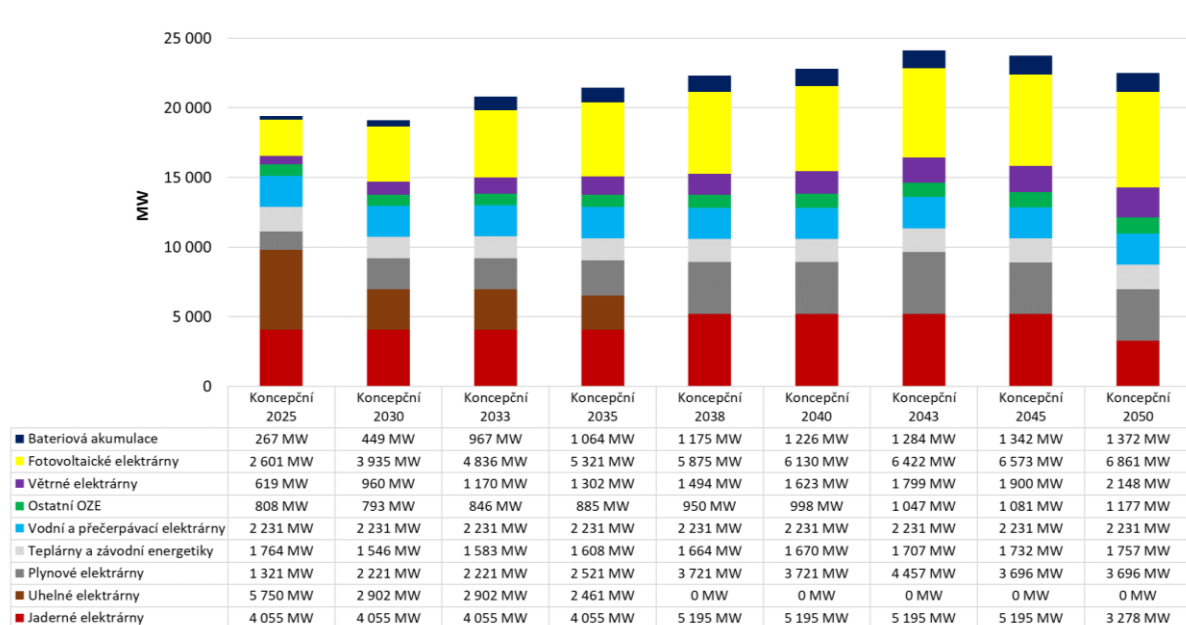
5.2 Provoz ES ČR v perspektivě

Tento scénář vychází pro rok 2025 z dotazníkového šetření od výrobců elektřiny, prováděného každoročně společností ČEPS a MPO. Od roku 2030 však dochází k výraznějšímu útlumu uhelných zdrojů až do roku 2038, který je rokem úplného odklonu od uhlé energetiky. Teplárenství a závodní energetiky jsou v rámci modernizace a ekologizace zdrojů a CZT postupně konvertovány na spalování plynu, biomasy, odpadu, se spoluspalováním a podobně.

V souladu s právě probíhajícím notifikačním řízením u EK týkající se výstavby nového jaderného zdroje předpokládáme jeho výstavbu a uvedení do provozu po roce 2035.

Vývoj instalovaného výkonu obnovitelných zdrojů v horizontu let 2020 až 2040 je shodný s vývojem OZE dle NKEP a s bateriovou akumulací, která po roce 2030 progresivně vystoupá k poměru 20 % celkového netto instalovaného výkonu fotovoltaických elektráren.

Aby byly včas dostupné nové paroplynové elektrárny k zajištění bezpečnosti dodávky v pozdějších letech, je v uvažovaném scénáři v roce 2030 uvedeno do provozu nejprve 900 MW, do roku 2035 dalších 300 MW a do roku 2038 pak 1 200 MW netto instalovaného výkonu nových zdrojů. Celkem dochází k výstavbě až 2 400 MW do roku 2040.



Obrázek 16 – Výhled instalovaného výkonu v ES ČR

Zdroj: vlastní analýzy ČEPS

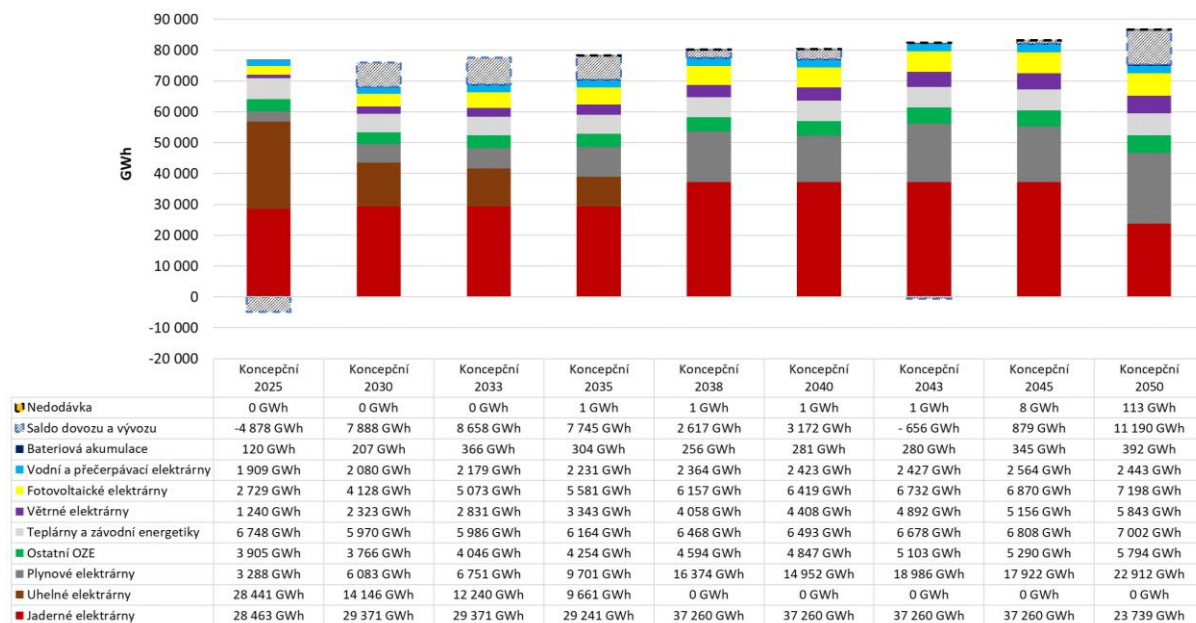
Instalovaný výkon ES ČR [MW]	2025	2030	2033	2035	2038	2040	2043	2045	2050
Celkem	19 416	19 093	20 811	21 448	22 306	22 794	24 143	23 750	22 520

Tabulka 8 – Výhled instalovaného výkonu v ES ČR

Zdroj: vlastní analýzy ČEPS

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 výpadky, odstávky a klimatické podmínky. Prezentovanými výsledky jsou stav bilance – saldo, nedodávka EENS a LOLE, výroba jednotlivých typů zdrojů a ekonomické ukazatele.

Ukazatel LOLE (Loss of Load Expectation) je 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). Nařízení Evropského parlamentu a Rady o rizikové připravenosti v odvětví elektřiny (EU 2019/941), které nabylo účinnosti v červenci tohoto roku, definuje rámec pro pravidelné monitorování předpokládané ztráty zatížení (LOLE) a odhadu nedodané elektřiny (EENS).



Obrázek 17 – Výhled celkové výroby elektřiny v ES ČR

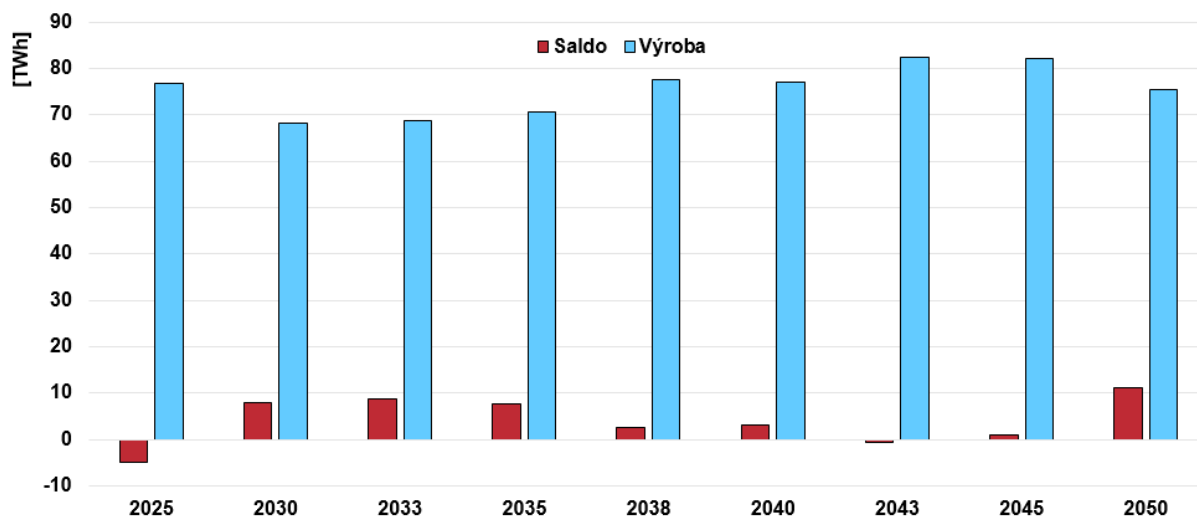
Zdroj: vlastní analýzy ČEPS

	2025	2030	2033	2035	2038	2040	2043	2045	2050
Celková výroba [GWh]	76 843	68 076	68 844	70 481	77 530	77 083	82 358	82 214	75 324
Dump/Přebytek [GWh]	0	0	1	3	16	21	7	40	2
LOLE [h]	0	0	0	7	2	4	4	17	176

Tabulka 9 – Výhled celkové výroby elektřiny v ES ČR

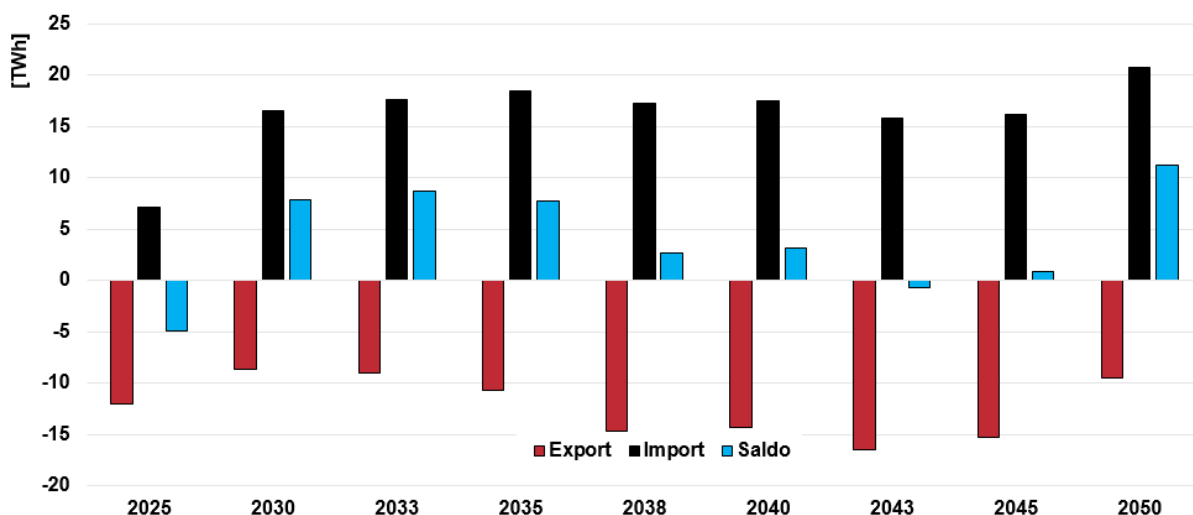
Zdroj: vlastní analýzy ČEPS

Útlum výroby z uhelných zdrojů k roku 2038 má za následek výraznou změnu salda z exportního na postupně stále více importní. Pokud bychom neuvažovali požadavek na dozdřování, hodnota LOLE by se po roce 2035 pohybovala ve vyšší více jak 200 hodin s roční EENS přesahující více jak 100 GWh. Pro optimální splnění požadavku na spolehlivost (LOLE 6-8 h) a soběstačnost (dle ASEK) je nutné pro jednotlivé počítané roky provést dozdřování. Dozdřování bylo provedeno pomocí nových plynových zdrojů, jak již bylo zmíněno v předchozí kapitole. Po provedení tohoto kroku vychází LOLE v rozmezí let 2035 až 2040 v maximální výši 7 hodin, při maximální hodnotě ročního EENS ve výši přes 1 GWh, tedy ještě v normě, kterou dodržují i ostatní evropské státy. I přes tento krok však dochází v roce 2050, po odstavení jaderné elektrárny Dukovany, k problémům s nedodanou energií, kdy hrozí až 156 h nedodané energie v objemu 113 GWh. Konkrétní vývoj a výsledky jsou pak patrné z následujících obrázků.



Obrázek 18 – Výhled roční výroby a salda ES ČR

Zdroj: vlastní analýzy ČEPS



Obrázek 19 – Výhled celkového ročního importu a exportu

Zdroj: vlastní analýzy ČEPS

5.3 Provoz PS ČR v perspektivě

Česká plynárenská soustava v současnosti přepravuje mnohem více plynu tranzitním zákazníkům než domácím spotřebitelům, a tedy její kapacity značně převyšují tuzemskou poptávku. Soustava je v zásadě schopná bez větších investic umožnit i zásadní zvýšení vnitrostátních dodávek, a to zejména v situacích, kdyby nové zdroje s velkým odběrem plynu byly lokalizovány v blízkosti tranzitní soustavy. Jak uvádí TYNDP, maximální denní kapacita pro národní spotřebu činí více než 1 100 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 400 GWh, což je více než dvojnásobek maximálního budoucího odběru plynových elektráren předvídaných v rámci

letošního zpracování Dlouhodobé rovnováhy. I při kompletní náhradě uhlí plynem (a při omezení exportu elektřiny) by měly být přepravní kapacity tranzitní a vnitrostátní soustavy zcela dostatečné. K lokálním problémům s kapacitami by mohlo dojít u předacích míst do PDS. Ačkoli ambice tohoto dokumentu se omezují na tuzemskou plynárenskou soustavu a bilance sousedních zemí neřeší, lze předpokládat, že i případná další zpoždění výstavby infrastrukturních projektů (např. Nord Streamu 2) nevyvolají nedostatek plynu v ČR. Flexibilita přepravní soustavy ČR umožní zajištění dodávek i z jiných směrů a zdrojů, například intenzivnějším využíváním ukrajinského koridoru.

5.3.1 Výhled přepravy plynu

Z důvodu klesající produkce zemního plynu na území EU (především útlum těžby v Holandsku – pole Groningen), a to i navzdory předpovídané klesající poptávce po plynu v členských zemích, se očekává růst importní závislosti EU. Přeprava plynu ze třetích zemí tak v budoucnu zůstane i nadále klíčovým prvkem pro zajištění energetické bezpečnosti pro jednotlivé členské země. Geografická poloha a technicky vyspělá a spolehlivá přepravní infrastruktura České republiky tak představuje jeden z hlavních prvků bezpečnosti dodávek plynu a předurčuje Českou republiku k plnění úlohy tranzitní země zajišťující jejich vysokou flexibilitu, a to nejen v regionu zemí střední a východní Evropy.

Poptávka po nových tranzitních koridorech byla v roce 2017 potvrzena v rámci závazné celoevropské aukce přepravních kapacit. V rámci projektu Capacity4Gas došlo k úspěšnému prodeji veškeré přírůstkové kapacity pro roky 2020 až 2039. Očekávaný nárůst tranzitu přes ČR se na ose severozápad-jihovýchod pohybuje mezi 30 až 40 mld. m³ ročně, což znamená téměř 100% růst. Projekt Capacity4Gas propojuje českou plynárenskou soustavu s plynovodem EUGAL v Německu (který navazuje na budoucí ústí plynovodu Nord Stream II) s cílem tranzitu zemního plynu na Slovensko.

Spuštění plynovodu TurkStream směřujícího do Turecka a zejména pak budoucí otevření podmořského plynovodu Nord Stream II s vyústěním v Německu povede k výrazné změně v zásobování ruským zemním plynem velké části Evropy. Česká republika pak v souvislosti s úpravou přepravních tras dále posílí roli klíčové tranzitní země zemního plynu do Německa, Francie, Rakouska, Slovenska, Itálie, Maďarska a Ukrajiny.

Jednou z dalších možností, jak rozšířit portfolio dodávek plynu do České republiky, je nákup plynu na polském trhu, který bude od roku 2025 zásobován 11,5-15,5 mld. m³ plynu ročně z LNG terminálů (rozšířený terminál ve Svinoústi s roční kapacitou až 7,5 mld. m³ a LNG terminál v Gdaňsku s roční kapacitou 4-8 mld. m³) a 10 mld. m³ plynu ročně z norských polí v Severním moři plynovodem Baltic pipe. Probíhající výstavba Polsko-slovenského propojení s kapacitou 5,7 mld. m³ ročně, který by měl být v provozu do konce roku 2021, a ztráta PCI statusu projektu STORK II naznačuje, že tranzit zemního plynu z Polska do střední a východní Evropy (v koridoru sever-jih) nebude probíhat prostřednictvím české přepravní soustavy. Nicméně od roku 2019 provozovatelé české a polské přepravní soustavy pracují na novém projektu Polsko-českého propojení, který reaguje na výsledek nezávazných indikací poptávky po tzv. přírůstkové kapacitě (cca 1 mld. m³ ročně ve směru z Polska do České republiky). Realizace tohoto projektu by tak přispěla jak k rozšíření portfolia dodávek, tak i dílčím způsobem k efektivnímu fungování obousměrného koridoru pro přepravu plynu ve směru sever-jih ve střední Evropě.

Další možností, jak navýšit přeshraniční kapacitu a rozšířit nabídku dodávek plynu do České republiky by mohl být projekt Česko-rakouského propojení s plánovanou roční kapacitou cca 2 – 7,5 mld. m³. Jednalo by se o první přímé propojení plynárenských přepravních soustav České republiky a Rakouska, které by nejen zvýšilo diverzifikaci dodávkových tras, ale zároveň přispělo k integraci regionálních trhů a mohlo sloužit k přepravě plynu např. z Norska, Ruska či z USA (LNG).

5.3.2 Dopad výstavby evropských plynovodů na přepravní soustavu ČR

Tato kapitola se věnuje infrastrukturním projektům, které jsou relevantní z pohledu dopadu na českou přepravní soustavu. Jedná se o projekty Nord Stream II, TurkStream, Baltic Pipe, rozšíření kapacity LNG terminálu v polském Swinoústí, výstavba LNG terminálu v Gdaňské zátocě a chorvatském ostrově Krk, Polsko-litevský a Polsko-slovenský propoj, projekt BRUSKA a plynovody tvořící jižní koridor TAP a TANAP.

5.3.2.1 Nord Stream II

Plynovodu Nord Stream II (který je společným projektem společnosti Gazprom, Uniper a Wintershall, Royal Dutch Shell, OMV a Engie) s roční kapacitou 55 mld. m³ a celkové délce 1 230 km chybí položit cca 120 km potrubí v dánských vodách. Z tohoto důvodu se plánované uvedení do provozu v roce 2020 neuskuteční. Jak už bylo zmíněno v předchozí kapitole 5.3.1, Nord Stream II je klíčovým prvkem budoucí změny zásobování zemí EU ruským plynem umožňující odklon od tranzitu přes Ukrajinu.

5.3.2.2 TurkStream

Dalším důležitým projektem, jehož cílem je vyhnout se současné tranzitní trase přes Ukrajinu, je plynovod TurkStream. Výstavba plynovodu o dvou větvích a celkové roční přepravní kapacitě 31,5 mld. m³ (2 x 15,75 mld. m³/r) byla ukončena. K jeho slavnostnímu spuštění došlo v lednu 2020. První linie už od konce ledna 2020 dodává ruský plyn do Turecka, druhá částečně zajišťuje zásobování jižní a jihovýchodní Evropy. Pro plné dodávky druhou linií je ale nezbytné vybudovat návaznou plynárenskou infrastrukturu v Bulharsku (tzv. Balkan Stream) a Srbsku. Na bulharském území je výstavba plynovodu podle předsedy vlády Bojko Borisova (a to i přes počáteční spory ohledně tendru) v plném proudu (dokončení výstavby se očekává v létě 2021). 403 km dlouhá srbská část je dle ministra energetiky Aleksandara Antiće hotova a do konce roku 2020 se očekává dokončení výstavby pomocné infrastruktury. Plný provoz druhé linie plynovodu TurkStream umožní dodávky až do rakouského Baumgartenu a může mít dopad na snížení tranzitu přes Českou republiku směrem na Lanžhot.

5.3.2.3 Baltic Pipe

Dalším projektem, který může mít teoreticky vliv na českou přepravní soustavu je plynovod Baltic Pipe (uvedení do provozu se plánuje na začátek 2022). Cílem plynovodu o celkové roční kapacitě 10 mld. m³ je především vytvoření nové importní trasy pro norský plyn (a tedy snížení závislosti Polska na ruských dodávkách) a díky „reverse-flow“ (3 mld. m³/r) zpřístupnění dánského a švédského trhu polskému LNG. Návazná infrastruktura pak umožní zásobování střední a východní Evropy. S ohledem na probíhající výstavbu plynovodu mezi Polskem a Slovenskem se nyní nedá očekávat velký dopad na českou přepravní infrastrukturu.

5.3.2.4 LNG infrastruktura

Rozšíření stávajícího terminálu v polském Swinoústí (který je v provozu od roku 2016) ze současných 5 na 7,5 mld. m³/r (očekávané uvedení do provozu 2023) a výstavba nového plovoucího terminálu v Gdaňsku o kapacitě 4-8 mld. m³/r (očekávané uvedení do provozu 2024-2025) bude sloužit nejen k rozšíření zdrojového portfolia Polska, ale díky budovanému severojižnímu koridoru i dalších zemí střední a východní Evropy. V roce 2021 by také mělo dojít k otevření Polsko-litevského plynovodu (GIPL), díky kterému dojde k zpřístupnění plynu z terminálu v Klaipėdė. Z důvodů budovaného Polsko-slovenského plynovodu a díky ztrátě PCI statusu projektu STORK II se dá ale očekávat, že většina dodávek do střední a východní Evropy (v rámci tzv. severojižního koridoru) nepovede přes českou soustavu. Nicméně díky novému projektu Polsko-českého propojení o roční kapacitě cca 1 mld. m³ ve směru PL-ČR může část tranzitu směřovat i do České republiky. Dopad na českou přepravní

infrastrukturu však bude minimální. Na druhé straně koridoru, na chorvatském ostrově Krk, by měl od roku 2021 dodávat do chorvatské soustavy plovoucí LNG terminál přibližně 2,6 mld. m³/r.

5.3.2.5 Polsko-slovenské propojení

Přeprava zemního plynu z Baltic pipe, LNG terminálů v Polsku a Litvě, ale i ruského plynu do střední a východní Evropy v rámci severojižního koridoru se v budoucnu může uskutečňovat prostřednictvím Polsko-slovenského propojení. Výstavba slovenské části plynovodu, který se dostal na seznam projektů PCI a je tudíž spolufinancován EU, probíhá od září 2018. Výstavba polské části byla zahájena v září 2019. Uvedení do provozu se očekává koncem roku 2021.

5.3.2.6 ROHU(AT)/BRUA(SK)

Tento projekt má ambici dovést zemní plyn z Černého moře do střední a východní Evropy. Jedná se o PCI projekt a jeho výstavba probíhá ve dvou fázích. V první fázi výstavby, která probíhá na rumunském území a jejíž dokončení se očekává koncem roku 2020, dojde k výstavbě plynovodu o délce 479 km a celkové roční kapacitě 1,75 mld. m³ na ose Podisor-Haeg-Recas a k výstavbě nových kompresních stanic (Podisor, Bibestia a Jupa). V druhé fázi, jejíž dokončení je plánováno na rok 2022, dojde k výstavbě 308 km dlouhého plynovodu, který propojí pobřeží Černého moře s předávací stanicí v Podisoru (stavba byla zahájena v květnu 2019), k posílení stávající infrastruktury v Maďarsku a Rumunsku a zvýšení roční kapacity ve směru do Maďarska na 4,4 mld. m³. Poté, co maďarský regulátor nepovolil v roce 2018 vytvoření kapacity na maďarsko-rakouské hranici (Mosonmagyaróvár) povede očekávaná trasa z Maďarska na Slovensko (Veľké Zlievce), a přes slovenskou přepravní soustavu do rakouského Baumgartenu. I když kapacita plynovodu dosáhne relativně nízké úrovně, projekt může snížit tranzit zemního plynu českou přepravní soustavou na Slovensko a dále do Rakouska.

5.3.2.7 TAP a TANAP

Plynovody TAP a TANAP jsou součástí tzv. jižního koridoru vedoucích od ložisek v Ázerbájdžánu přes Gruzii Turecko, Řecko, Albánii a Jaderské moře do Itálie. Výstavba plynovodu TANAP o celkové roční kapacitě 16 mld. m³ (6 mld. m³/r je určeno pro turecký trh, zbytek pro zásobování Evropy) byla v druhé polovině roku 2019 dokončena. Navazující plynovod TAP o roční kapacitě 10 mld. m³ je těsně před dokončením (v červnu 2020 byla dokončena 105 km dlouhá offshorová část přes Jaderské moře, uvedení do provozu se očekává koncem roku 2020). V některých částech plynovodu již dochází ke komerčnímu plnění. Po uvedení do provozu se z důvodů nedostatečné přepravní kapacity v Itálii ve směru jih-sever, neočekává žádný dopad na tranzit přes českou plynárenskou soustavu.



Obrázek 20 – Rozvojové projekty plynovodů a LNG terminálů

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

6 Zdroje plynu

6.1 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 bádanského 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 21 – 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.

6.1.1 Vtláčení alternativních zdrojů do plynárenské sítě

Evropská komise plánuje využití alternativních plynů pro dosažení dekarbonizačních cílů. Vzhledem k rozvoji intermitentních zdrojů mohou hrát plyná paliva významnou roli i z technologického pohledu. Díky svým možnostem mohou plyná paliva vyrovnávat odchylky elektroenergetické soustavy a díky možnosti konverze elektřiny do podoby plyných paliv využít i možnost akumulace energie. Díky těmto vlastnostem plyných paliv je možné energii lépe skladovat, přepravovat a tím posílit stabilitu celého systému i lépe využít potenciál OZE. K možným alternativním plynům patří bioplyn, biometan, syntetický metan a vodík.

Hlavní komponenta složení prvních třech uvedených alternativních plynů je metan (v případě biometanu a syntetického metanu více než 85 %). Tím tyto plyny představují z pohledu plynárenských technologií relativně malou změnu a tyto plyny se mohou stát alternativou zemního plynu. Vodík je deklarován na úrovni EU jako palivo budoucnosti. 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 období 2021-2030 a dalších letech významnou roli.

6.1.1.1 Vodík a syntetický metan

Možné scénáře rozvoje vodíkových hospodářství představují Evropské vodíkové strategie³ a EU strategie on energy system integration⁴. Vodíková strategie představená Evropskou komisí je založena na tom, že podíl vodíku nebo jeho směsi s jinými plyny ve stávající plynárenské infrastruktuře postupně poroste. Kromě Evropské komise připravila nebo připravuje také řada členských států své vodíkové strategie a očekává se, že budou následovat další státy.

Vodík v energetice je jeden z instrumentů „sector coupling“, tedy integrace sektorů elektroenergetiky a plynárenství a usnadňuje dekarbonizaci průmyslových oborů, které následně mohou tento plyn využít. Umožňuje dekarbonizaci „hard-to-abate“ sektorů, např. tepla a dopravy, a umožňuje uložení obnovitelné energie ze zdrojů se značnými sezónními přebytky výroby.

Evropské desetileté plány rozvoje plynárenských soustav 2020 (ENTSOs TYNDP 2020) uvádí tři scénáře, Distributed Energy (DE), Global Ambition (GA) a National Trends (NT). Deklarovaná kapacita pro výrobu vodíku a syntetického metanu vychází z přebytků OZE. Očekávanou výrobu vodíku a syntetického metanu v ČR uvádí Scenario Report TYNDP 2020 pro roky 2030 a 2040.

GWh	2030	2040
P2H ₂	415,9	2111,3
P2CH ₄	181,8	1 663,2

Tabulka 10 – Očekávaná výroba vodíku a syntetického metanu v ČR

Zdroj: Scenario Report TYNDP2020, ENTSO

³ EU Hydrogen Strategy, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/FS_20_1296

⁴ EU strategy on energy system integration, https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-system-integration/eu-strategy-energy-system-integration_en

6.1.1.2 P2G (H₂, SCH₄)

Technologie P2G je jedním ze způsobů akumulace přebytků elektřiny z OZE, a to buď prostřednictvím ukládání energie do vodíku (power-to-hydrogen), nebo do metanu (power-to-methane). 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. nebo je možné ho případně směšovat se zemním plynem a dodávat do plynárenské soustavy, nebo může být metanizován pomocí CO₂ na syntetický metan. Syntetický metan se vyrábí reakcí oxidu uhličitého (resp. oxidu uhelnatého) s vodíkem.

Uplatnění technologie P2G může být velmi významné z hlediska řízení elektrizační soustavy, nicméně v porovnání s očekávanou poptávkou plynu se nejedná o množství, které by znamenalo zásadní změnu v závislosti ČR na dovozu plynu. Technologie P2G pro výrobu vodíku, případně syntetického metanu je dle TYNDP 2020 (ENTSOs) v provozu soustavy uplatňována až kolem roku 2030 a dál. Aktuální aktivity v oblasti technologií P2G jsou v ČR v současnosti na úrovni zpracování přípravných studií, viz kapitola 5.1.4.4. Demonstrační projekty technologie P2G nebyly v ČR zatím realizovány.

Víc než 90 % v současné době vyrobeného vodíku H₂ je výroba z fosilních paliv pomocí parního reformingu (steam methane reforming, SMR) a termickou parciální oxidací (POX). K dosažení klimatických cílů EU považuje jen zelený vodík za udržitelný. Pro dobu přechodu se počítá s využitím modrého, tyrkysového a žlutého vodíku⁵.

6.1.1.3 Přeprava vodíku

Pro přepravu vodíku v Evropě se uvažuje v budoucnu využít stávající plynárenskou přepravní soustavu, a to buď pro přimíchávání vodíku do zemního plynu (blend) nebo jako samostatnou síť pro přepravu vodíku čistého. V ČR nebude pravděpodobně možné využít přepravní soustavu pro přepravu čistého vodíku dříve než po roce 2035. Pro vstřikování vodíku může být také zapotřebí zařízení a kapacita pro zpětný tok z úrovně distribučních soustav (tj. z distribuce do přepravní sítě). Ty jsou však nutné i pro možnost vstřikovat lokálně vyráběný bioplyn po úpravě na biometan do přepravní sítě plynu za vhodného tlaku. Kromě sítě nemusí také zařízení koncového uživatele akceptovat vyšší nebo proměnnou koncentraci vodíku, což vyžaduje další podrobné šetření.

Celosvětový přehled projektů P2G poskytuje HIPS-NET (Hydrogen in Pipeline Systems – Network) na svých stránkách (<https://www.dbi-gruppe.de/hips-net.html>).

6.1.1.4 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 stejné vlastnosti jako dovážený zemní plyn. Dle České bioplynové asociace⁶ je aktuálně v provozu v České republice 574 bioplynových stanic s instalovaným výkonem 367 MW a s vyrobeným množstvím

⁵ Definice „barev“ či „druh“ vodíku:

- Modrý vodík: výroba H₂ z fosilních zdrojů, např. ZP, se zachycením CO₂
- Tyrkysový: výroba H₂ pomocí pyrolýzy
- Žlutý: výroba H₂ pomocí elektrolýzy, potřebná elektřina je z jaderné elektrárny

⁶ <https://www.czba.cz/>

elektrické energie a tepla 2 526 GWh a 537,8 TJ v roce 2019⁷ (podíl bioplynu na OZE 22,9 %). Aktuální roční produkce bioplynu se pohybuje kolem 1 300 000 tis. 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, biometan z odpadních surovin, bude spotřebováván pouze v sektoru dopravy, zatímco nepokročilý biometan, ze zemědělských surovin, bude spotřebován pro výrobu tepla a chladu. NKEP předpokládá v roce 2030 produkci biometanu přibližně 490 000 tis. m³ (13,33 GWh/d), z toho přibližně 300 000 tis. m³ biometanu ze zemědělských vstupů a přibližně 190 000 tis. 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.

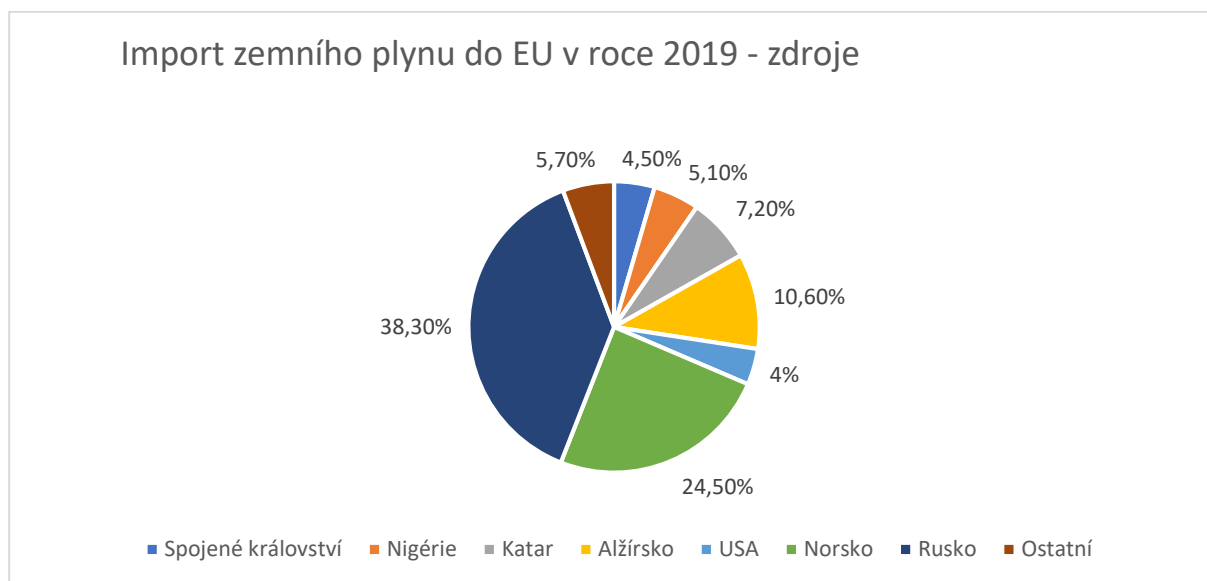
V ČR již jsou připravena opatření, která by měla v následujících letech motivovat k přechodu části stávajících bioplynových stanic na stanice biometanové, případně ke vzniku biometanových stanic nových. Tento přechod by měl proběhnout především u stanic s nízkým využitím tepla a v blízkosti vysokotlakých plynovodů. Aktuálně je v provozu v ČR pouze jedna stanice pro výrobu biometanu. 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. 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.

6.2 Zahraniční zdroje a trasy dodávek plynu do ČR

Těžba zemního plynu v EU dlouhodobě klesá. Zatímco v roce 2015 se v EU vytěžilo 1 239,98 TWh zemního plynu, v roce 2018 už šlo o 1 094 TWh a předpokládá se, že do roku 2030 se těžba sníží na pouhých 704 TWh.

Import zemního plynu ze třetích zemí tak zůstává zásadním prvkem pro zajištění energetické bezpečnosti EU, která v roce 2019 importovala 4 246,6 TWh této komodity. Ačkoliv hlavním exportérem plynu do EU i nadále zůstává Rusko, struktura importu ze třetích zemí se v roce 2019 nepatrně změnila. Po třech letech, kdy rostlo množství zemního plynu dovezeného z Ruska, došlo k mírnému poklesu dodávek. Poklesl také objem dodávek z Norska. Dodávky suploval především dovoz LNG z USA a Kataru.

⁷ Roční zpráva o provozu elektrizační soustavy ČR 2019, Roční zpráva o provozu teplotních soustav ČR, 2019 <https://www.eru.cz/cs/>



Obrázek 22 – Zdroje dováženého zemního plynu do EU v roce 2019

Zdroj: EUROSTAT

6.2.1 Dovoz LNG

Celkem bylo v roce 2019 po celém světě vyprodukováno 5 154 TWh LNG, zatímco o rok dříve to bylo 4 567 TWh. Jedná se tak o doposud nejvyšší nárůst produkce zkapalněného plynu. V Evropě se nachází celkem 28 LNG terminálů. Na 24 z nich se vztahují evropské regulace v oblasti energetiky, zbylé čtyři jsou umístěny v Turecku, které není členem EU. Celková regasifikační kapacita terminálů v Evropě přesahuje 2 304 TWh ročně. Kapacita terminálů na území EU odpovídá 2 060 TWh ročně.

Do budoucna se v Evropě plánuje výstavba dalších LNG terminálů v Albánii, Irsku, Polsku, Rusku, Německu, Estonsku, Rumunsku, Španělsku, na Ukrajině a Kypru. Stavět další regasifikační kapacity zvažují rovněž Turecko, Velká Británie, Řecko a Itálie.

Stávajícími LNG terminály bylo na území EU v roce 2019 dodáno 1 145 TWh zemního plynu, to je téměř dvakrát více než v předchozím roce. Hlavním impulsem pro takto prudký nárůst dodávek byla nízká poptávka po plynu v Asii, a Evropa takto absorbovala tuto globální komoditu přebývajících na světových trzích.

6.2.2 Dovoz zemního plynu do České republiky – 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). Zatímco do vybudování Nord Stream I byl zcela dominantní tok z hraniční stanice Lanžhot, a to jak pro zásobování tuzemské poptávky, tak pro tranzit, v pozdějších letech jeho důležitost pro dovoz v běžných tržních a provozních stavech klesala. V současnosti je zcela klíčový pro dovoz a tranzit zemního plynu do ČR pouze hraniční bod VIP Brandov.

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

- Plynovod STEGAL (fyzický bod HSK Olbernhau), kudy přitéká zejména plyn z plynovodu YAMAL.

- Plynovod OPAL (fyzický bod Brandov OPAL) přepravující plyn z plynovodu Nord Stream.
- Plynovod EUGAL (Deutschneudorf EUGAL) přepravující plyn z plynovodů YAMAL a Nord Stream, v budoucnosti pak Nord Stream 2.
- Plynovod provozovaný německým provozovatelem PS Ontras (Deutschneudorf Sayda) umožňující kromě dovozu plynu z ruských zdrojů rovněž dovoz plynu původem z Norska

Přestože tedy infrastruktura v Německu přivádějící plyn na VIP Brandov v zásadě umožňuje dopravit do ČR plyn z různých zdrojů (jak Nord Stream I, Yamal, tak i norské dodávky aj.), v praxi je do ČR fyzicky dovážen pouze ruský plyn. V případě dovozu plynu přes HPS Lanžhot je plyn vždy ruského původu.

Když se pokusíme analyzovat statistická data z Eurostat, zjistíme následující:

Import zemního plynu do ČR [TWh/rok]									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Rusko	96	80	90	70	80	87	94	85	N/A
Norsko	3	0,032	0,043	7	0,15	0,02	0,8	0,4	N/A
Celkem	99	80	90	77	80	87	95	85	91

Tabulka 11 – Dovoz zemního plynu do ČR (fyzicky)

Zdroj: Celní správa ČR

Vidíme tedy, že neporovnatelně větší podíl plynu dovezeného do ČR je skutečně ruského původu. To však ale jistě věrně neodráží kontraktní situaci. Plyn je rovněž dovážen obchodníky z komoditních trhů v Německu, a není elementární rozluštit jeho původ. Vnitrokomunitní obchody mezi státy EU nejsou Eurostat reportovány.

6.2.3 Dovoz zemního plynu do České republiky – 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 zobchodován⁸.

V současné době je veškerý plyn dovezený do české plynárenské soustavy fyzicky ruského původu. Dodávkové kontrakty uzavřené mezi norskými producenty a RWEST CZ již skončily a ani v minulosti nebyly fyzicky dodávány do ČR.

⁸ S výjimkou určitých historických kontraktů bez přístupu na virtuální obchodní bod

7 Plynárenská infrastruktura a její rozvoj

7.1 Přepravní soustava

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

Česká přepravní soustava je tvořena více než 3 823 km plynovodů se jmenovitými průměry od DN 80 do DN 1400, disponuje pěti kompresními stanicemi udržující provozní tlakové hladiny v soustavě s celkovým výkonem 281 MW, stovkou předávacích stanic do distribučních soustav a čtyřmi hraničními předávacími stanicemi umožňující propojení se soustavami sousedních zemí (SRN, SK, PL, nicméně plyn lze dovážet jen ze SK a SRN) s celkovou vstupní kapacitou 151 mld. m³ a výstupní kapacitou 99 mld. m³ ročně. Konkrétně se jedná o:

- VIP Brandov na česko-saské hranici slučující fyzické hraniční body Hora Svaté Kateřiny–Sayda, Hora Svaté Kateřiny–Olbernhau, Brandov-STEAGAL, Brandov-OPAL a Deutschneudorf-EUGAL propojující českou plynárenskou soustavou s německými plynovody OPAL, EUGAL, STEGAL a plynovod provozovaný společností ONTRAS Gastransport GmbH s celkovou vstupní kapacitou 89 mld. m³ a výstupní kapacitou 17 mld. m³ ročně;
- VIP Waidhaus na česko-bavorské hranici napojený na přepravní infrastrukturu přepravců GRTgaz Deutschland GmbH a Open Grid Europe GmbH, se vstupní kapacitou 4 mld. m³ a výstupní kapacitou 37 mld. m³ ročně;
- HPS Lanžhot na česko-slovenské hranici napojený na slovenskou soustavu přepravce eustream a.s. se vstupní kapacitou 56 mld. m³ a výstupní kapacitou 44 mld. m³ ročně; a
- HPS Cieszyn na česko-polské hranici napojený na systém přepravce Gaz-System S.A. plynovodem STORK I (v provozu od roku 2011) s roční výstupní kapacitou cca 0,6 mld. m³.



Obrázek 23 – Přepravní soustava provozovaná společností NET4GAS

Zdroj: Desetiletý plán rozvoje přepravní soustavy v České republice 2021-2030

7.2 Zásobníky plynu

Zásobníky plynu se rozumí veškerá podpovrchová a povrchová zařízení nutná pro skladování, tedy pro těžbu a vtláčení 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 importované množství, se plyn do zásobníků vtláčí. 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 Štramberk, Tvrdonice, Třanovice, Dolní Dunajovice, Dolní Bojanovice, Uhřice, Dambořice, Háje a Lobodice. Zastoupeny jsou zásobníky ložiskového, kavernového a aquiferového typu.

Vlastník	Zásobník	Kapacita zásobníků (mil. m ³)	Max. denní těžba (mil. m ³)	Max. denní vtláčení (mil. m ³)
RWE GS	PZP Háje	75,00	6,00	6,00
	PZP Třanovice	530,00	8,00	6,50
	PZP Lobodice	177,00	5,04	3,00
	PZP Štramberk	470,00	7,00	7,00
	PZP Tvrdonice	555,00	8,70	8,70
	PZP D.Dunajovice	905,00	22,00	12,00
	Virtuální zásobník RWE GS celkem	2712,00	41,50	35,70
MND GS a.s.	PZP Uhřice	320,00	10,80	6,00
Moravia GS a.s.	PZP Dambořice	370,00	7,50	5,60
SPP Storage s.r.o.	PZP D. Bojanovice	654,00	9,00	7,00
Zásobníky na území ČR		4 056,00	68,80	54,30
Zásobníky připojené k české plynárenské soustavě		3 402,00	59,80	47,30

Tabulka 12 – Provozní informace PZP ČR⁹

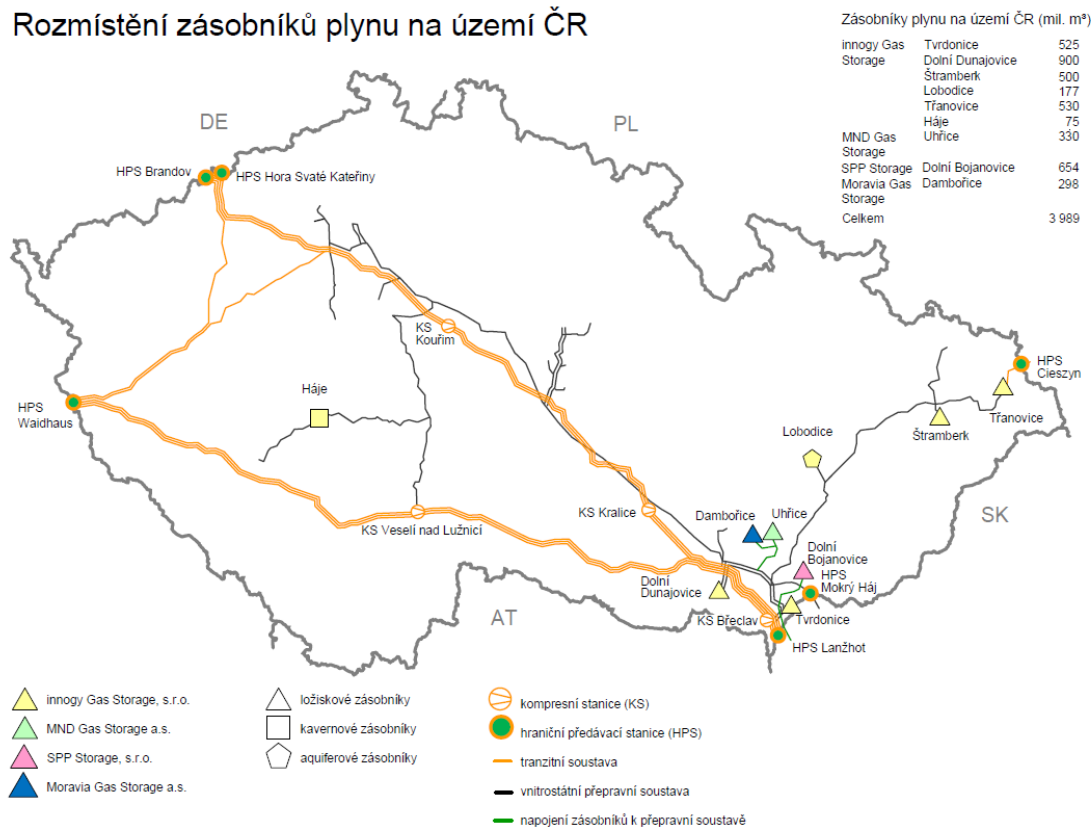
Zdroj: RWE GS, MND GS, Moravia GS, SPP Storage

Skladovací kapacita všech zásobníků na území České republiky dosahuje 4 056 mil. m³. Maximální denní vtláčecí kapacita je 54,30 mil. m³ a maximální těžební výkon 68,80 mil. m³. Osm ze zmíněných zásobníků je zapojeno do české plynárenské soustavy. Skladovací kapacita zásobníků napojených do

⁹ Uvedená data odpovídají objemům při 15°C; 101,325 kPa

české plynárenské soustavy dosahuje 3 402 mil. m³. Maximální denní vtláčeční výkon odpovídá 47,30 mil. m³ a maximální denní těžební výkon 59,80 mil. m³.

Rozmístění zásobníků plynu na území ČR



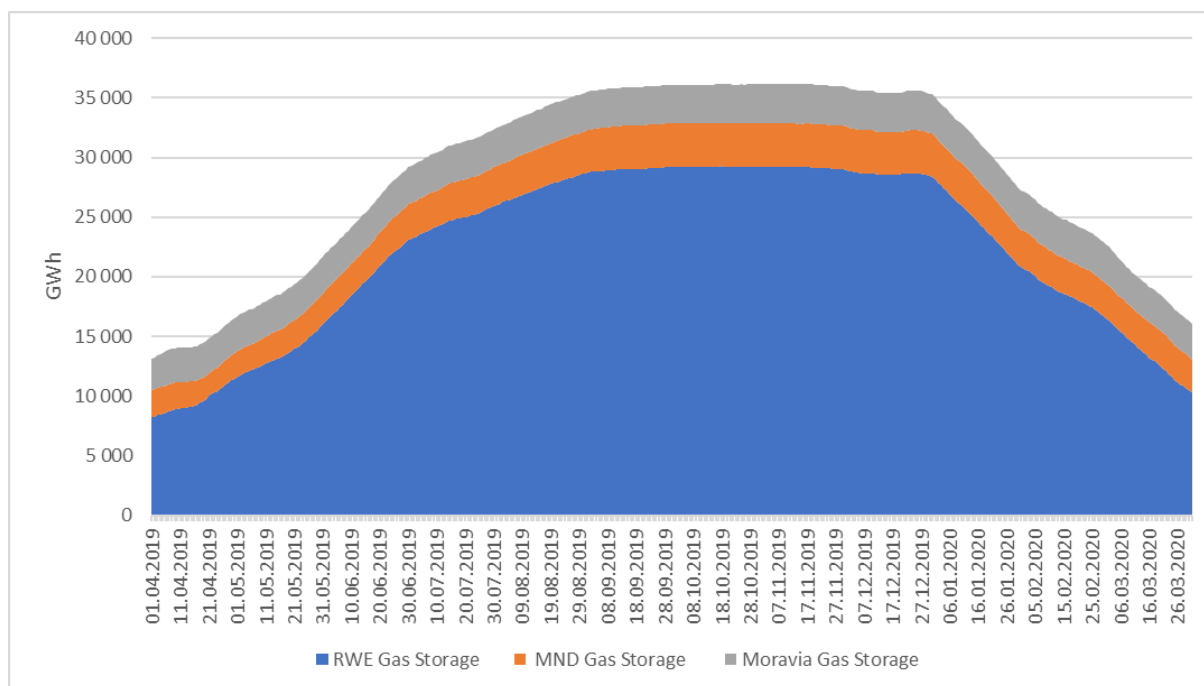
Obrázek 24 – Zásobníky plynu v ČR

PZP Dolní Bojanovice je ke dni tvorby studie připojený přímo ke slovenské plynárenské soustavě. V současnosti probíhá proces připojení zásobníku na českou plynárenskou soustavu. Kapacita zásobníku v Dolních Bojanovicích je 654 mil. m³, maximální denní vtláčeční výkon 7 mil. m³ a maximální denní těžba ze zásobníku činí 9 mil. m³.

7.2.1 Statistika využívání zásobníků plynu

Jak bude diskutováno dále, využití zásobníku ve většině případů odráží při existenci velkoobchodních trhů ceny plynu s okamžitou dodávkou (spotový trh). Pokud uživatel zásobníku vidí, že spotová cena je 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 rozhodnutí dodavatelů, vývoji ekonomického cyklu, kontraktní situaci, 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.

Co se týče vývoje zásob v zásobnících na území ČR, ve skladovacím roce 2019/20 jsme viděli u zásobníků připojených na českou plynárenskou soustavu následující obrázek 25.



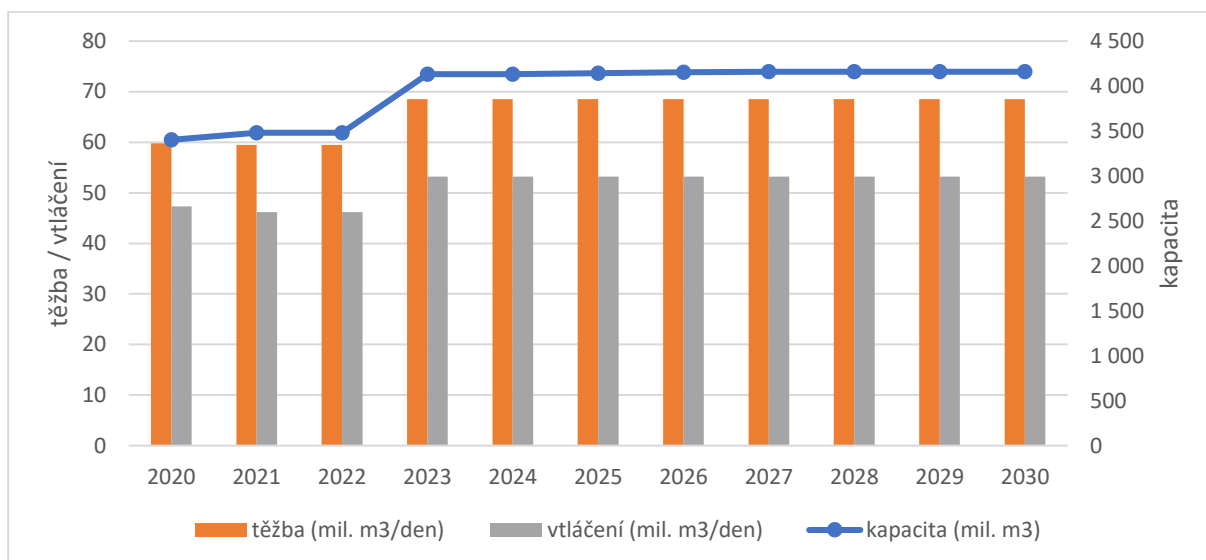
Obrázek 25 – Objem zásob plynu v PZP připojených na soustavu ČR

Zdroj: OTE, a.s.

Je zřejmé, že vzhledem k mírným zimám posledních let konečný stav zásob ke konci skladovacího roku dosahuje stále poměrně vysokých hodnot, tedy zásobníky nejsou využívány v celém svém objemu. To má dopad i na uživatele zásobníku, pro které vysoké zásoby plynu generují 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. Jediné omezení uživatele zásobníku může vyplývat z bezpečnostního standardu dodávky, kdy dodavatel plynu je v průběhu zimní sezóny povinen uskladnit v zásobnících část dodávky plynu chráněným zákazníkům. Protože se však nejedná o požadavek uskladnit plyn pouze na území ČR (ale kdekoli EU, pokud si dodavatel zajistí pevnou přepravní kapacitu), nelze obecně konstatovat, jaký je po obchodní stránce minimální objem plynu, který musí být uskladněn v zásobníku. Toto platí pro virtuální bod - výjimkou může být situace na severní Moravě, která je v zimním období za určitých okolností odkázána na zásobování prostřednictvím zásobníků, viz kapitola 14.2.2.3.

7.2.2 Rozvoj zásobníků plynu v České republice

Provozovatelé zásobníků plynu v ČR v současnosti publikují následující rozvoj kapacit připojených na českou plynárenskou soustavu (za předpokladu připojení zásobníku Dolní Bojanovice v roce 2022 a prvním plném roce provozu připojení v roce 2023):



Obrázek 26 – Očekávaný rozvoj kapacit PZP

Zdroj: Desetiletý plán rozvoje přepravní soustavy v České republice 2021-2030, weby PZP

Dle platné Státní energetické koncepce by celková kapacita zásobníků plynu měla být udržována na úrovni 35 až 40 % roční spotřeby plynu. V roce 2019 dosáhla spotřeba 8 565 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 60 mil. m³ (kapacita dostupná na virtuálním obchodním bodě za předpokladu dostatečného naplnění zásobníků). Růst spotřeby vyvolaný přechodem z uhlí na plyn v oblasti teplárenství, elektroenergetiky a průmyslu až na téměř 150 TWh/r může vyvolat potřebu navýšení zásobníkové kapacity, případně změny státních politik uskladněného zemního plynu.

		2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Pracovní objem zásobníků	[TWh]	36,3	44,2	44,4	44,4	44,4	44,4	44,4
Spotřeba plynu	[TWh/rok]	92,4	98,6	125,2	126,8	136,2	139,4	146,6
Poměr kapacity a spotřeby	[%]	39,3%	44,8%	35,4%	35,0%	32,6%	31,8%	30,3%
Minimální poměr slučitelný s ASEK	[%]	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%
Chybějící pracovní objem	[TWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	3,3	4,4	6,9

Tabulka 13 – Očekávaný poměr kapacity PZP a spotřeby plynu v ČR

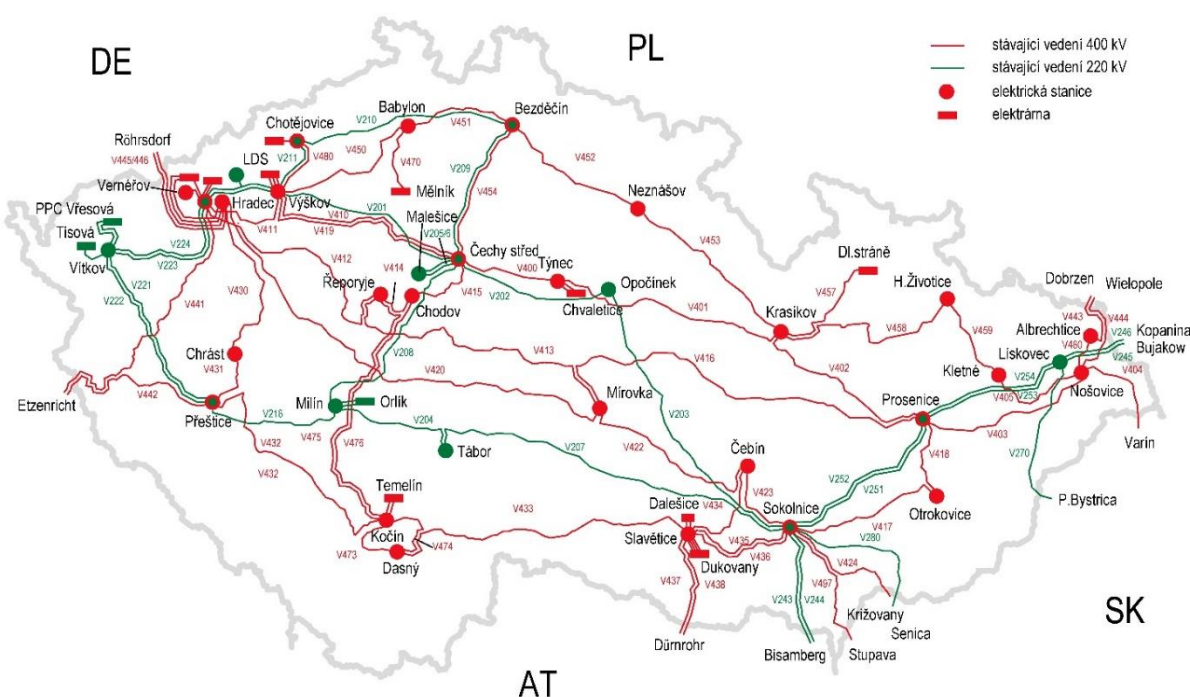
Zdroj: Vlastní analýzy NET4GAS

Na základě modelu poptávky vyvinutého pro kapitolu 4 předpokládáme, že k určitému deficitu pracovního objemu zásobníků ve smyslu parametrů ASEK může dojít přibližně v roce 2040, a to zejména v souvislosti s růstem monovýroby elektřiny. Jak již bylo konstatováno, předpokládat rozšíření stávajících zásobníků není v současnosti z ekonomických důvodů realistické.

8 Elektrické sítě a jejich rozvoj

8.1 Současný stav

Přenosová soustava (páteřní část celé elektrizační soustavy) provozovaná na napětových 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 akciová společnost ČEPS, a.s.



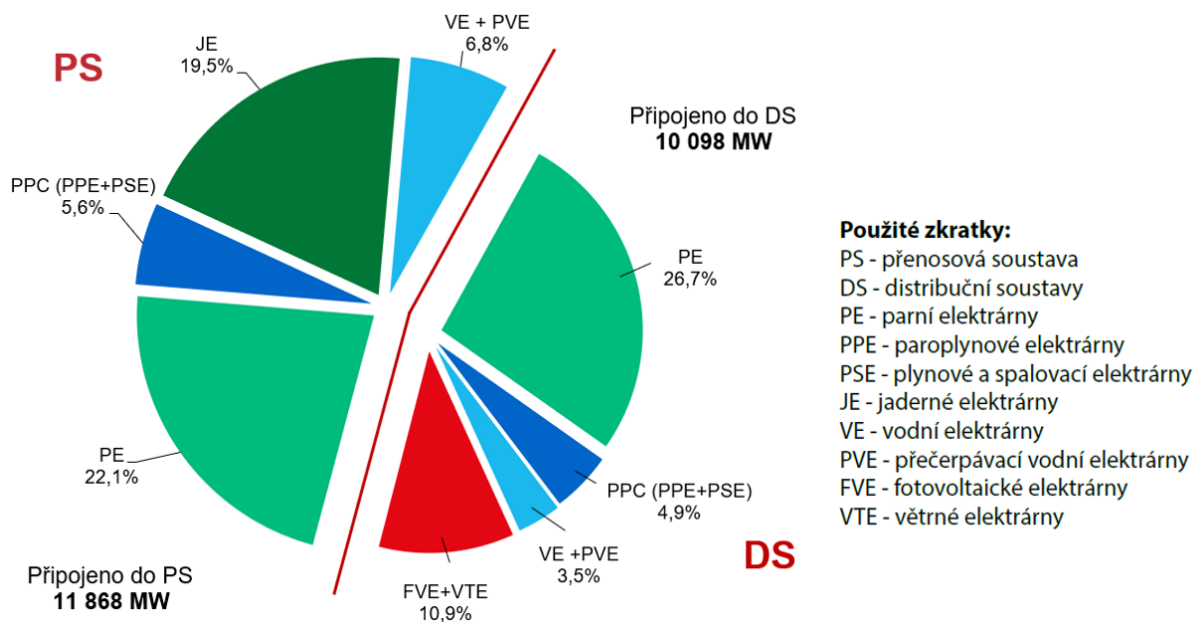
Obrázek 27 – PS ČR – schéma sítí 400 a 220 kV k 31. 12. 2019

Zdroj: ČEPS, a.s.

8.2 Přenosová soustava v číslech

Páteřní 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.

Přímo do PS je také připojena více než polovina instalovaného výkonu elektráren ČR, jehož celková hodnota je 21 966 MW (brutto k 31. 12. 2019). Rozdělení této hodnoty mezi přenosovou a distribuční soustavu s dělením na jednotlivé druhy elektráren shrnuje obrázek 28.



Obrázek 28 – Struktura instalovaného výkonu elektráren ČR k 31. 12. 2019

Zdroj: ČEPS, a.s.

8.3 Očekávaný rozvoj soustavy

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 výše 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 2030 je připravováno 5 nových rozvodů 400/110 kV a má být rekonstruováno a nově vybudováno více než 1 500 km vedení PS.¹⁰

Zdvojování přenosových vedení zajistí navýšení přenosových kapacit, ale zároveň vede ke zvyšování jalového výkonu generovaného vedeními PS. Decentralizovaná výroba a vyšší míra kabelizace sítí vn a nn znamenají především v době nižšího zatížení navýšení generovaného jalového výkonu v DS a s tím spojený nárůst napětí v celé síti včetně předacích míst PS/110 kV. Pro udržení napětí ve vyhovujících mezích provozovatel PS využívá dostupné kompenzační prostředky jalového výkonu a připravuje výstavbu více než 1 300 MVar nových kompenzačních zařízení.

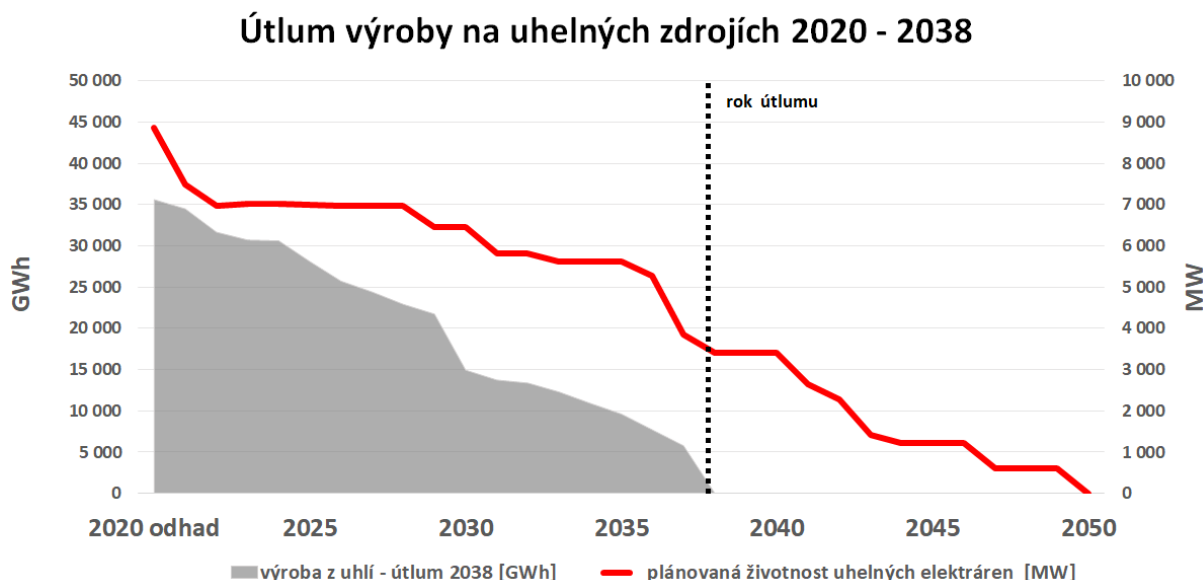
¹⁰ Viz také Zpráva o budoucí očekávané spotřebě elektřiny a plynu a o způsobu zabezpečení rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu, OTE, a.s., 2019

9 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 uhelných zdrojů v roce 2038 podle Koncepčního scénáře.

9.1 Předpokládaná výroba uhelných zdrojů v roce 2020–2050

Výroba uhelných zdrojů bude postupně utlumována do roku 2038 a průběžně nahrazována plynovými elektrárnami. Trend útlumu výroby z uhlí proti plánované životnosti uhelných zdrojů provozovateli těchto zařízení (instalovaný výkon) uvádí následující obrázek 30. 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).

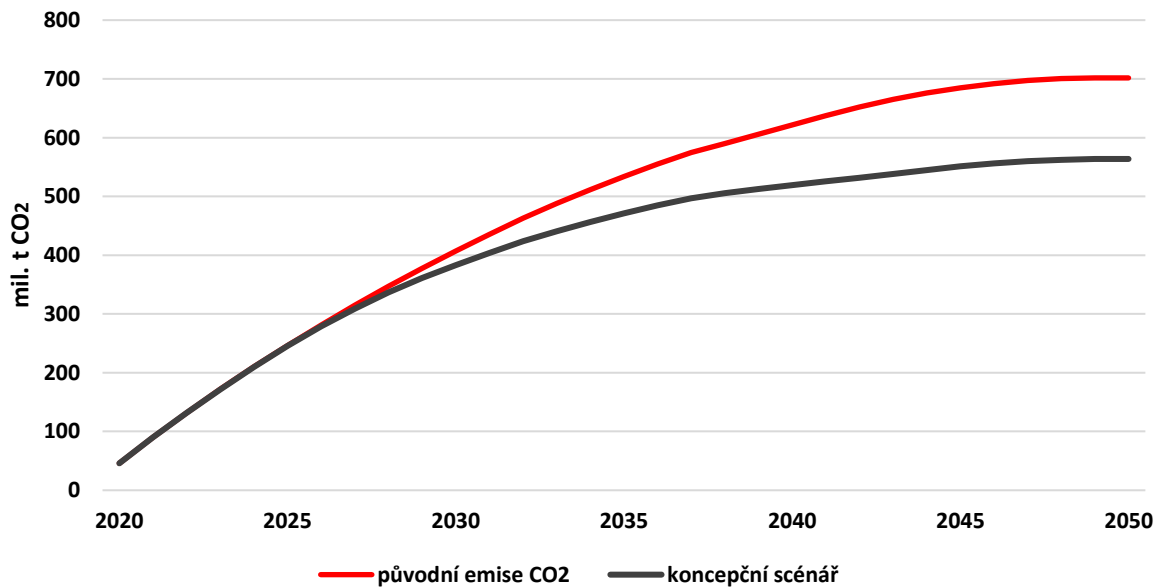


Obrázek 30 – Předpokládaný útlum výroby na uhelných zdrojích

Zdroj: vlastní analýzy ČEPS

Původní emise předpokládají výrobu podle provozovateli plánované životnosti uhelných zdrojů. Pokud započítáme útlum výroby na uhelných zdrojích po r. 2038 a předpokládaný provoz nových plynových kapacit, získáme pak hodnotu celkové kumulované úspory emisí do r. 2050 (vyvolaných výrobou elektřiny bez zahrnutí teplárenství) **ve výši 138 mil t CO₂ pro Koncepční scénář.**

9.2 Emisní bilance pro Koncepční scénář



Obrázek 31 – Kumulovaná emisní stopa 2020 – 2050

Zdroj: vlastní analýzy ČEPS

mil. t CO ₂	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Původní emise (podle plánované životnosti)	46	246	407	534	622	685	702
Koncepční scénář	46	246	383	471	519	551	564

Tabulka 14 – Kumulovaná emisní stopa 2020 – 2050 na výrobu elektřiny

Zdroj: vlastní analýzy ČEPS

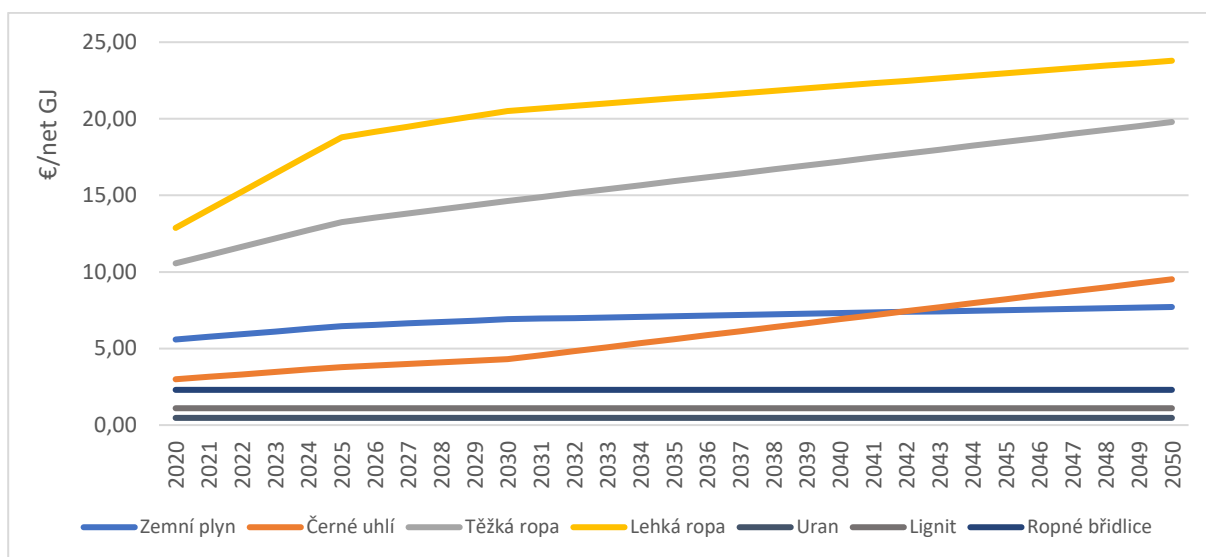
Ve vyhodnocení investiční náročnosti koncepčního scénáře dle kapitoly 10.1, je posouzena hodnota vynaložených kumulovaných investic do nových plynových zdrojů, FVE, VTE, včetně bateriové akumulace. Pokud odhadovanou výši těchto investic vztáhneme na objem uspořených emisí CO₂ v koncepčním scénáři, získáme po kurzovém přepočtu **ekvivalentní hodnotu uspořených emisí 86 €/t CO₂**.

S ohledem na předpokládaný vývoj ceny emisní povolenky (viz obrázek 35) lze konstatovat, že **vypočtená ekvivalentní hodnota uspořených emisí je na hranici ekonomické akceptovatelnosti pro provoz uhelných zdrojů**. Vzhledem k tomu, že cena emisní povolenky je do značné míry určena politickým rozhodnutím na celoevropské úrovni, je pravděpodobné, že spolu se závazkem uhlíkové neutrality k roku 2050 budou ke konci sledovaného období zásadně sílit tlaky na další zvýšení ceny emisní povolenky, a to i nad současně predikovanou úroveň. Investice do rozvoje OZE a teplárenství nahrazující výrobu z uhelných zdrojů dle koncepčního zdroje se tak mohou stát účelně vynaloženými a lze předpokládat dostatečnou míru jejich návratnosti.

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

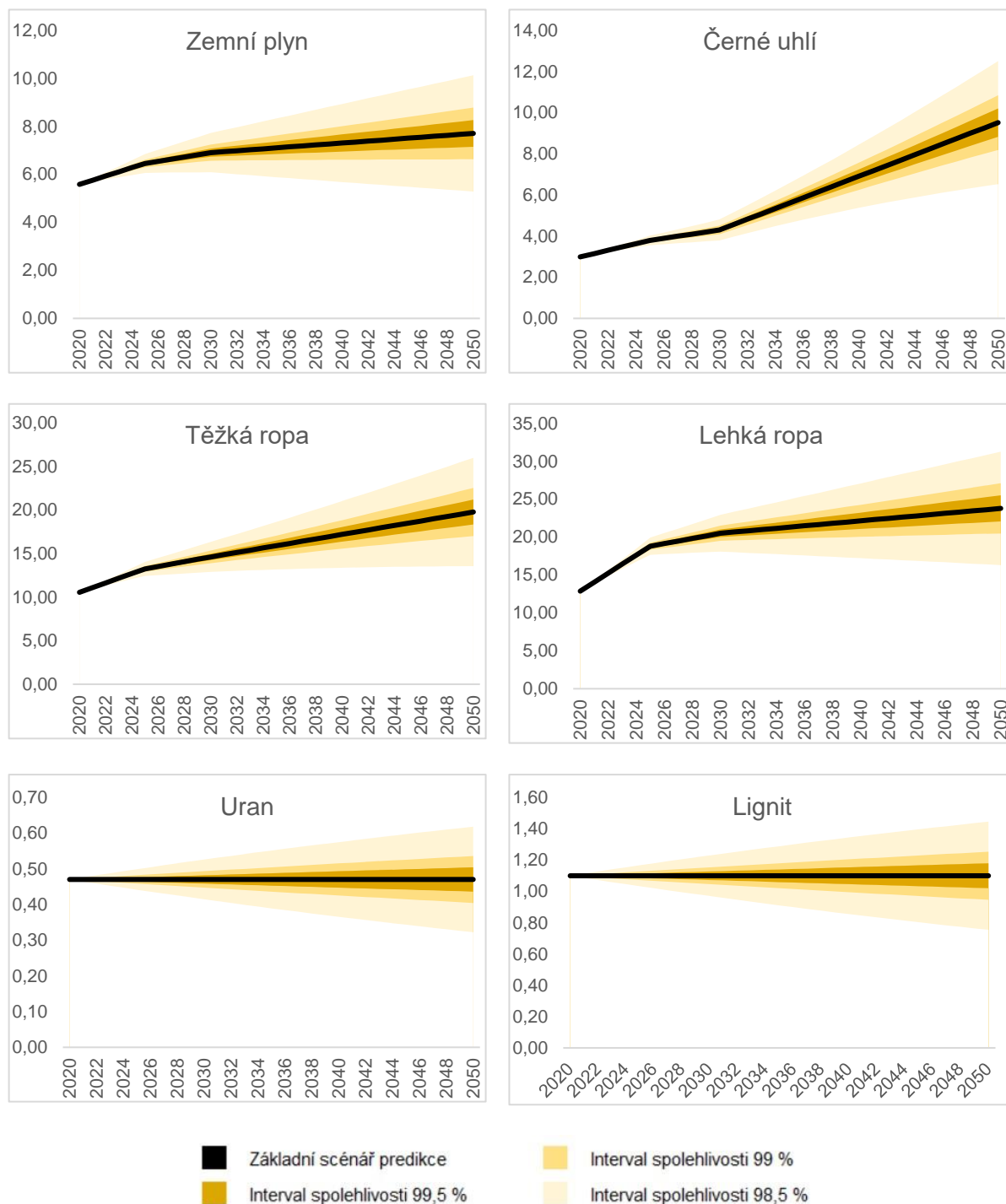
Očekávaný odklon od využití fosilních paliv v elektroenergetice a tlak na další propojování trhů s elektřinou významně ovlivní ekonomiku provozu i rozvoje ES. V této kapitole je popsán a vyčíslen výhled vývoje faktorů, které mají zásadní dopad na ekonomiku ES v dlouhodobém horizontu.

Ceny energetických paliv jsou závislé na řadě faktorů, od demografických ukazatelů, přes rozvoj ekonomik jednotlivých regionů až k politickým rozhodnutím a opatřením jednotlivých států. Zvyšování energetické účinnosti a snaha o plnění klimatických cílů především EU a USA dle současných predikcí (IEA, TYNDP, Bloomberg a další) povedou k dekarbonizaci hospodářství a zároveň ke snižování spotřeby primární energie těchto zemí. S rozvojem nových regionů, akcelerovaným primárně státy jižní Asie bude přesto celková globální spotřeba energie do roku 2050 dále narůstat. Vedle celkové spotřeby se bude výrazně proměňovat také palivový mix jednotlivých zemí. Primárně se jedná o snižování spotřeby fosilních paliv v zemích prvního světa a omezování těžby uhlí a ropy v těchto oblastech. Omezení těžby se projeví mimo jiné nárůstem nákladů na transport, které budou výrazněji ovlivňovat výslednou cenu těchto surovin (viz predikce ceny černého uhlí).



Obrázek 32 – Predikovaný vývoj světových cen energetických paliv

Jako základní scénář predikcí cen paliv byla využita studie TYNDP 2020, zpracovaná sdružením evropských provozovatelů elektroenergetických přenosových soustav (ENTSO-E) a provozovatelů přepravních soustav pro zemní plyn (ENTSO-G). Z důvodu dlouhodobého výhledu (do roku 2050) je nutné zahrnout možný rozptyl trendu těchto cen. Součástí predikce jsou proto intervaly spolehlivosti, které tuto nejistotu reflektují a naznačují možný rozptyl jednotlivých veličin v takto dlouhodobém časovém horizontu. Intervaly spolehlivosti jsou symetrické a jsou rozděleny do tří úrovní odchylky od základního scénáře.



Obrázek 33 – Predikovaný vývoj světových cen energetických paliv se zahrnutím intervalu spolehlivosti (€/net GJ)

10.1 Investiční náročnost sklady výrobní základny ES

Změna sklady výrobní základny ES v souvislosti s přechodem na nízkouhlíkovou energetiku si v nadcházejících desetiletích vyžádá významné investiční náklady.

Předpokládaný vývoj investičních nákladů (CAPEX) v dlouhodobém výhledu pro vybrané nově budované zdroje zobrazuje tabulka 15. Vzhledem k povaze výpočtu uvedené hodnoty zahrnují také konstrukční a připojovací vícenáklady, které tyto zdroje v ES způsobí. Náklady spojené s jejich obnovou – horizont predikce přesahuje 30 let, tedy očekávanou životnost u FVE¹¹, VTE i bateriové akumulace, jsou zahrnuty jen pro ty zdroje, jejichž uvedení do provozu bylo před koncem roku 2010 (cca 750 MW).

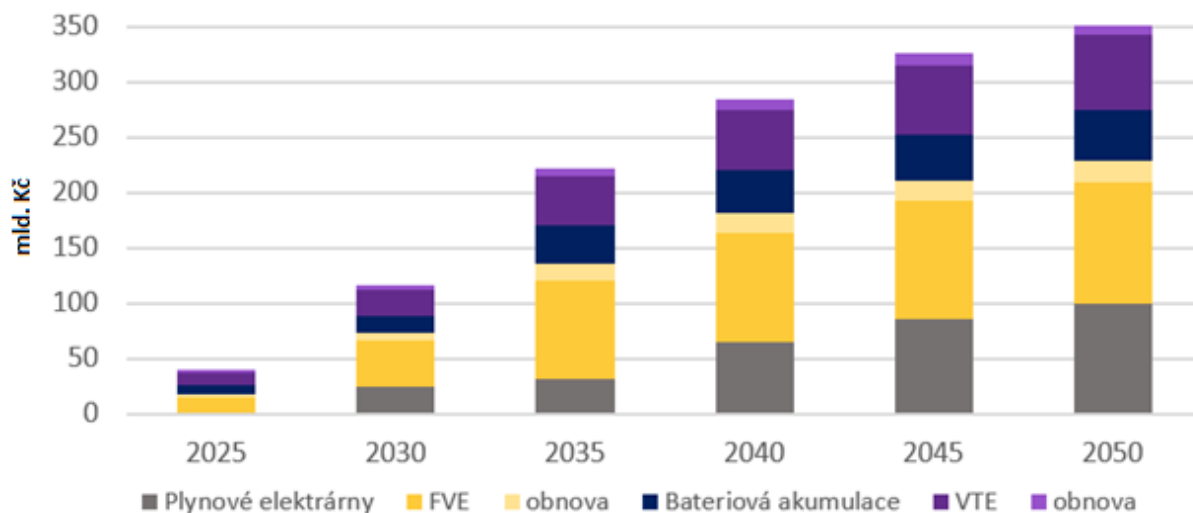
V rámci predikce je očekáván pokračující pokles investičních nákladů u bateriové akumulace, FVE a VTE. Naopak pro nové výrobní elektřiny z plynu je po roce 2040 předvídan vzestup investičních nákladů související s nutným snížením jejich emisní náročnosti (např. díky rozvoji zachycování a ukládání CO₂), a to nejméně o 70 až 100 %.

tis. €/MW	2025	2030	2035	2040
FVE	811	730	689	649
Bateriová akumulace	1 200	1 188	1 164	1 141
VTE	1 622	1 541	1 419	1 298

Tabulka 15 – Předpokládaný vývoj investičních nákladů (LCOE) pro vybrané zdroje (v cenách r. 2018)

Zdroj: podklady ČEPS, a.s. (verifikováno EY)

Vyčíslení zahrnuje náhradu plánovaného ukončení výroby elektřiny z uhlí výrobou z obnovitelných zdrojů a plynu. Naopak nezahrnuje zamýšlenou dostavbu bloku v Jaderné elektrárně Dukovany, ani reinvestice spojené s udržením současných zdrojů v provozu. Výsledný odhad kumulované investiční náročnosti pro Koncepční scénář zobrazuje obrázek 34. V souladu s vývojem předkládaným NKEP, nejvýznamnější část investičních nákladů v následujících desetiletích připadne na výstavbu a obnovu nových FVE následovaných plynovými a větrnými elektrárnami.



Obrázek 34 – Vývoj kumulované investiční náročnosti do nových technologií (v cenách r. 2018)

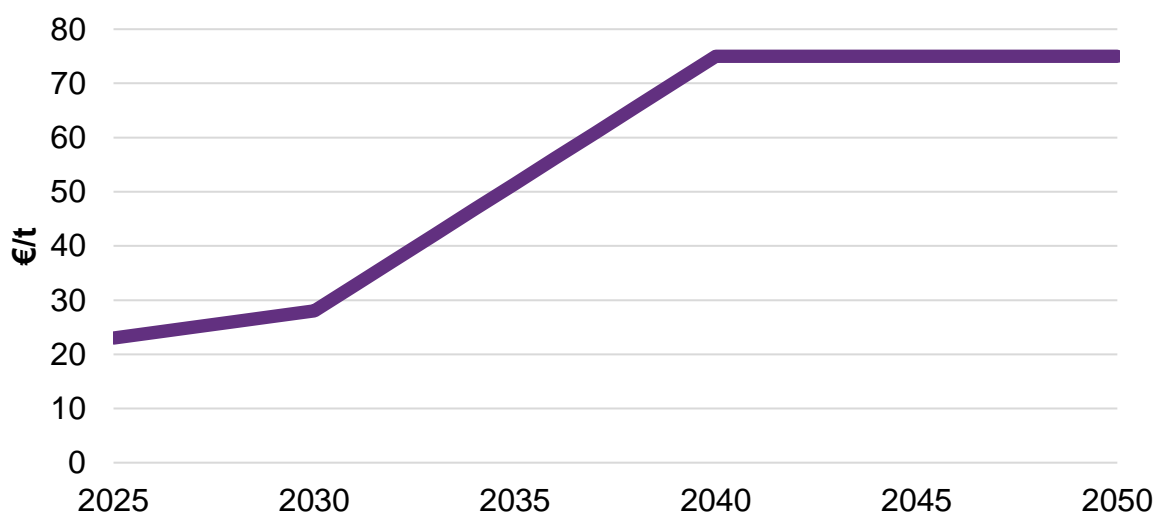
Zdroj: vlastní analýzy ČEPS

¹¹ Signifikantní nárůst nákladů spojených s obnovou FVE je očekáván po roce 2030, kdy lze předpokládat vyřazení řady zdrojů instalovaných v roce 2009 a 2010.

10.2 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 je výrazným determinantem 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 již nejspíš nepoklesne tak dramaticky, jako tomu bylo v minulosti. Systém EU ETS díky opatřením pro nadcházející obchodovací období (od roku 2021), především tedy rezervě tržní stability či změnám pravidlech pro alokaci povolenek, bude totiž robustnější a dokáže pružněji reagovat na změny na trhu s povolenkami. Na vývoj ceny má vliv celá řada faktorů. Mezi ty patří například změny v národních legislativách států EU, evropská legislativa (uhlíkové clo, uhlíkové zdanění), změny v pravidlech pro rezervu tržní stability, naplánované ústupy od využívání uhlí v jednotlivých členských zemích (ale i v zemích importujících uhlí), či situace kolem brexitu. Předpokládaný vývoj ceny EUA, který ukazuje obrázek 35, je totožný s předpoklady TYNDP 2020 (National Trends scenario) do r. 2040, po této době reálná cena EUA zůstává stejná.



Obrázek 35 – Předpokládaný vývoj ceny emisní povolenky (EUA) v €/tCO₂ (v cenách r. 2018)

Zdroj: vlastní analýzy ČEPS

V nadcházejících letech tak lze očekávat častější a intenzivnější cenové výkyvy elektřiny, a to především z důvodu přebytků výroby elektřiny z intermitentních zdrojů (FVE a VTE) v době příznivých klimatických podmínek a ubýváním baseloadových zdrojů v regionu, které způsobí odstavení uhelných elektráren v celém regionu a jaderných elektráren v Německu. Tyto cenové výkyvy částečně zmírní až významnější rozšíření akumulace v ES.

V delším časovém horizontu je pak u elektřiny předvídan obecný vzestup cenové úrovně, a to z důvodu postupného odstavení zdrojů s nízkými variabilními náklady, zvyšující se ceně plynu a investiční náročnosti spojené s přechodem na nízkouhlíkovou energetiku. Změna ceny je vyvolaná dvěma vlivy – dopadem navýšených investic (CAPEX) a změnou provozních nákladů (OPEX). Náklady CAPEX jsou rozpočítány do roční hodnoty anuitou odpovídající životnosti technologií nových zdrojů (20-25 let) a mírou WACC 6 %. Tato hodnota je vztažena na výrobu celého mixu. Provozní náklady obsahují náklady na paliva, povolenky a související údržbu.

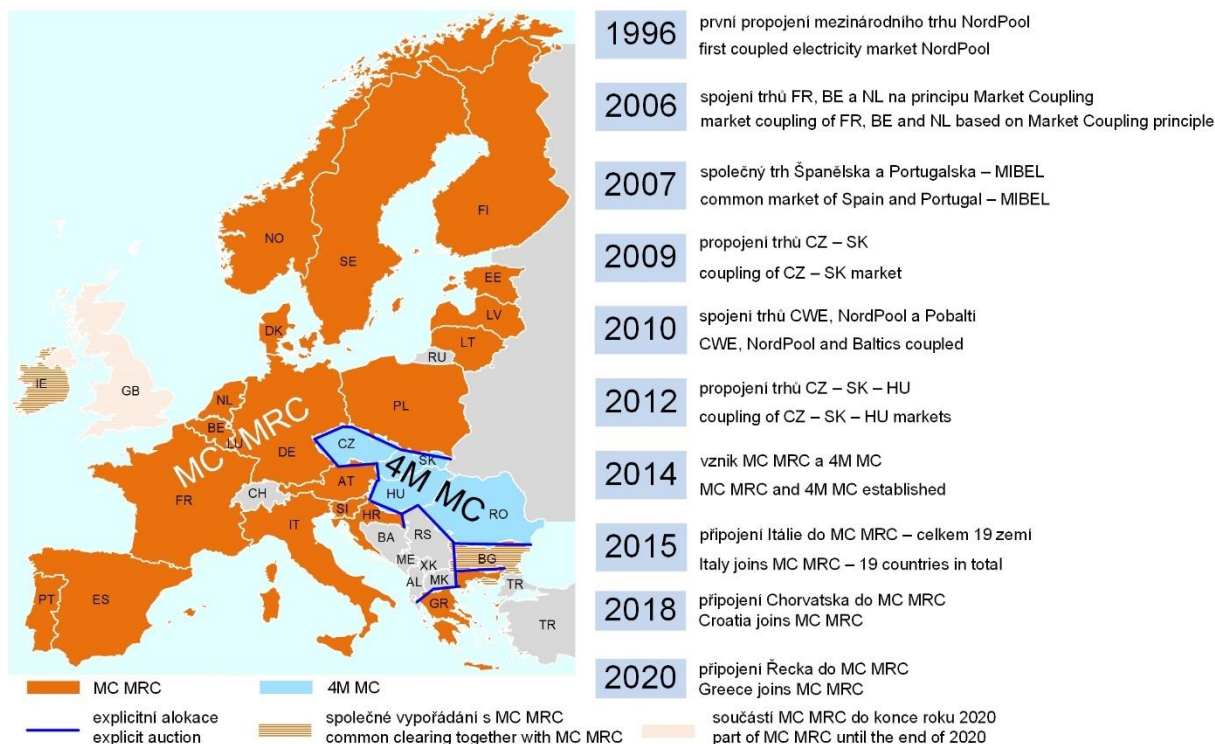
11 Integrace trhů s elektřinou a trhu s plynem

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.

11.1 Jednotné propojení denních trhů s elektřinou (SDAC)

Pokud se jedná o aktivity na denních trzích, pak 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.

V cílovém řešení se jedná o regionální projekt CORE na principu implicitní flow-base alokace přeshraničních kapacit.

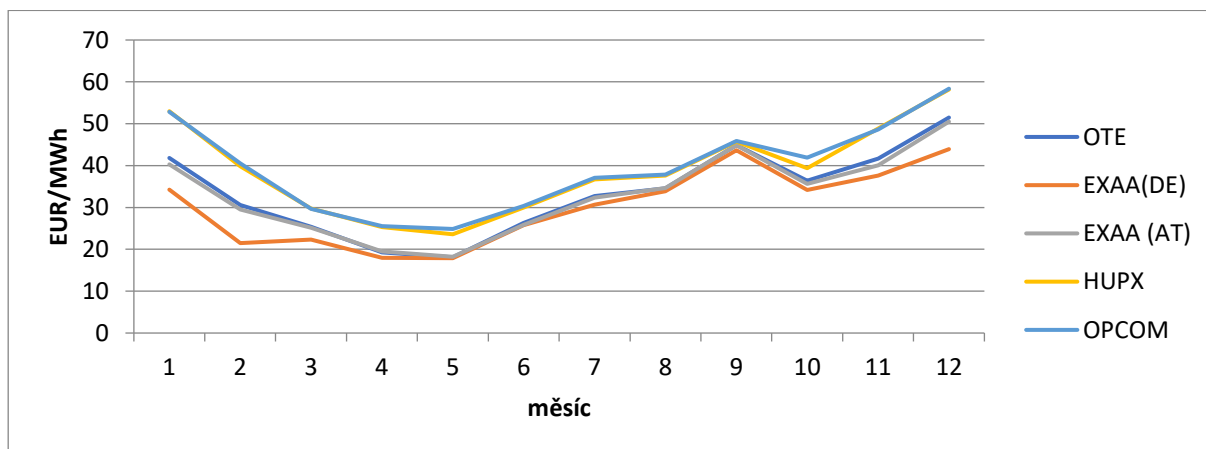


Obrázek 36 – Integrace spotových trhů s elektřinou v Evropě v závěru roku 2020

Zdroj: OTE, a.s.

Srovnání spotových cen v regionu prezentuje obrázek 37, který ukazuje průběhy průměrných měsíčních cen dosahovaných na denním trhu OTE (ČR), HUPX (HU), EPEX (oblast Německo/Rakousko), EXAA

(oblast Německo/Rakousko) a OPCOM (RO). Opět se projevuje vysoká korelace cen OTE s cenami dosaženými na denních trzích v Německu a Rakousku.



Obrázek 37 – Integrace spotových trhů s elektřinou v Evropě v závěru roku 2020

Zdroj: OTE, EXAA, HUPX, OPCOM

11.2 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 je společná iniciativa v současné době 14 nominovaných operátorů trhu s elektřinou a 31 provozovatelů přenosových soustav, která umožňuje kontinuální přeshraniční obchodování napříč Evropou. Jedná se o pokračování projektu XBID (Cross Border Intraday), který v červnu 2018 představil technické řešení pro vytvoření jednotného vnitrodenního trhu prostřednictvím platformy vnitrodenního kontinuálního obchodování. Umožňuje integraci a rozšiřování energetických sítí v celé Evropě. Toto technické řešení bylo spuštěno 12. a 13. června 2018 ve 14 zemích Evropy.

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.

Lze předpokládat, že v následujícím období dojde k začlenění vnitrodenních trhů zbývajících zemí EU pod SIDC, konkrétně se jedná o trhy Řecka, Itálie (připojení očekáváno v první polovině roku 2021), Slovenska a Irska. Naopak 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.

Právě s ohledem na 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 přelomu let 2021 a 2022 do propojeného vnitrodenního trhu i hranice mezi Slovenskem a Českou republikou, Slovenskem a Maďarskem a Slovenskem a Polskem.



Obrázek 38 – Integrace vnitrodenních trhů s elektřinou v Evropě v závěru roku 2020

Zdroj: OTE, a.s.

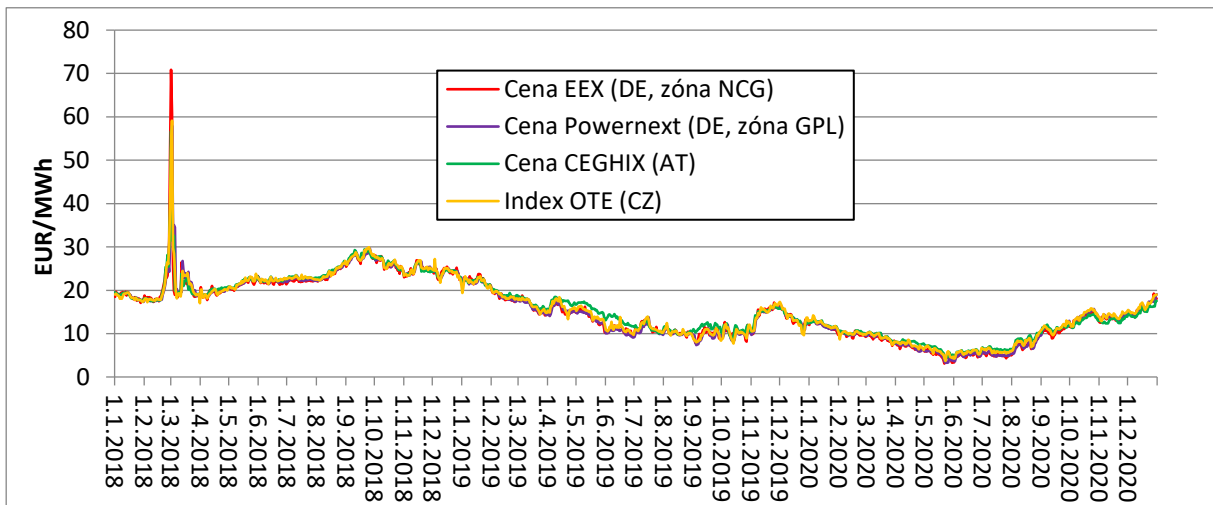
11.3 Integrace krátkodobého trhu s plynem

Integrace trhů s plynem v rámci vytvoření jednotného trhu s plynem v rámci EU značně zaostává za integrací 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 integrační projekty mající za cíl propojit organizované trhy s plynem v našem regionu.

Pokud se jedná o konvergence trhů v sousedních obchodních zónách, níže uvedené obrázky uvádějí porovnání cenových hladin sousedních trhů s plynem s indexem OTE, který je stanovován na základě cen dosažených na vnitrodenním trhu s plynem v ČR organizovaném operátorem trhu. Obrázek 39 znázorňuje průběh Indexu OTE a ceny realizované na burzách EEX a Powernext v Německu (Daily Reference Price pro zónu NCG¹² a European Gas Spot Index pro zónu GPL¹³) a CEGH v Rakousku v průběhu let 2018 až 2020.

¹² Net Connect Germany, společná obchodní zóna několika provozovatelů přepravních soustav v Německu

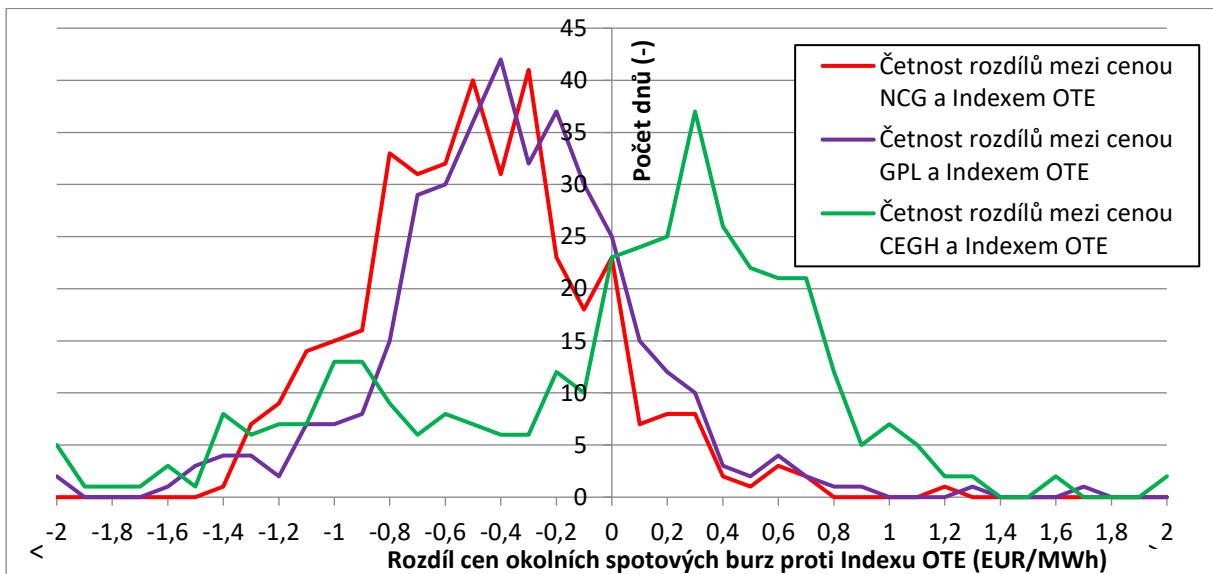
¹³ GasPool, společná obchodní zóna několika provozovatelů přepravních soustav na severu Německa



Obrázek 39 – Porovnání Indexu OTE a cen realizovaných na burzách EEX, Powernext a CEGH v letech 2018 až 2020

Zdroj: OTE, a.s.

Obrázek 40 ukazuje četnosti rozdílů cen spotových burz EEX (DE, zóna NCG), Powernext (DE, zóna GPL) a CEGH (AT) proti ceně OTE v roce 2020. Obecně lze konstatovat, že spotové ceny plynu v Německu (zóna NCG i GPL) byly v tomto období v průměru o 30 až 80 euro centů nižší než v ČR, ceny v Rakousku byly v průměru o 20 až 40 euro centů vyšší.



Obrázek 40 – Četnosti rozdílů mezi cenami OTE, EEX, Powernext a CEGH v roce 2020

Zdroj: OTE, a.s.

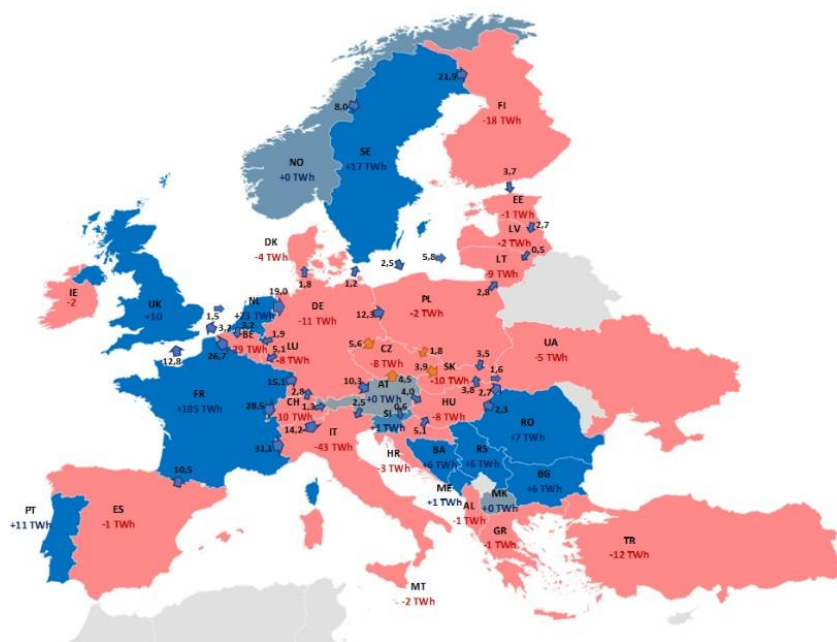
12 Evropské souvislosti provozu ES v perspektivě

12.1 Očekávané trendy obchodních toků v regionu

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

Při pohledu napříč kalkulovanými roky je zřejmé, že Francie je jedinou ze zemí EU s významným přebytkem, s jehož uplatněním se počítá od Itálie po Německo a Pobaltí a od Lucemburska po Polsko a Maďarsko. V případě, kdy by ve Francii z libovolného důvodu takto vysoký výkon instalován nebyl, Evropa bude jako celek zcela jistě deficitní.

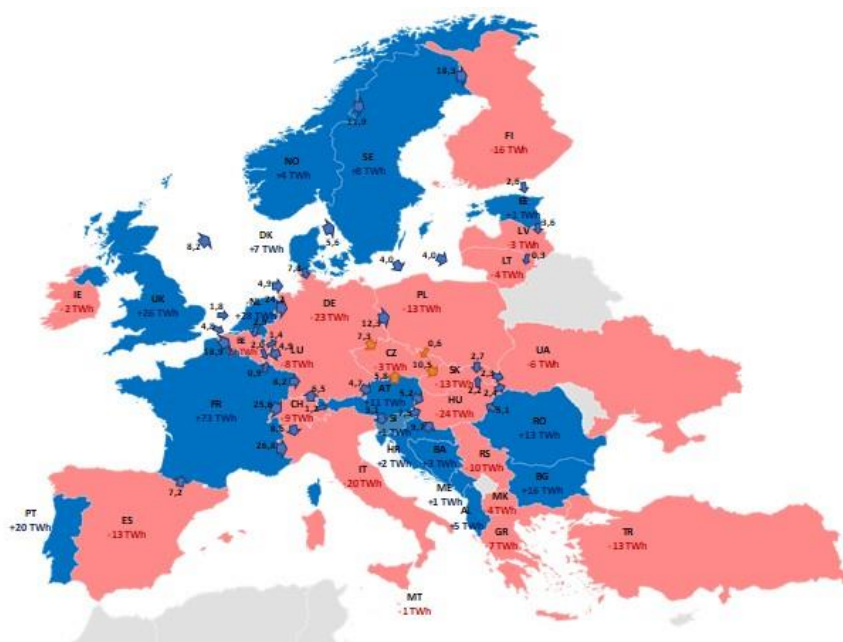
Pokud se podíváme na bližší okolí ČR a naši republiku zjistíme, že s výjimkou Rakouska jsou všechny země deficitní již v roce 2030. V tomto roce by se ještě mohlo zdát, že Balkán jako celek bude rovněž přebytkový a těžit z toho budou moci na sever od něj.



Obrázek 41 – Očekávané obchodní toky elektřiny v roce 2030

Zdroj: vlastní analýzy ČEPS

Tento předpoklad se, ale přestává potvrzovat v následujícím řezu v roce 2040, kde je patrné status quo, které v obecné rovině vykazuje i kalkulace pro rok 2050. V těchto řezech přebytky několika balkánských států pokrývají deficity Srbska, Makedonie, Řecka, Turecka a Ukrajiny a až do střední Evropy se nejspíše nedostanou. Dále Pyrenejský poloostrov je jako celek mírně přebytkový, stejně tak země Beneluxu. Finský deficit a deficit Pobaltí pokrývají ostatní severské země společně s Britskými přebytky.

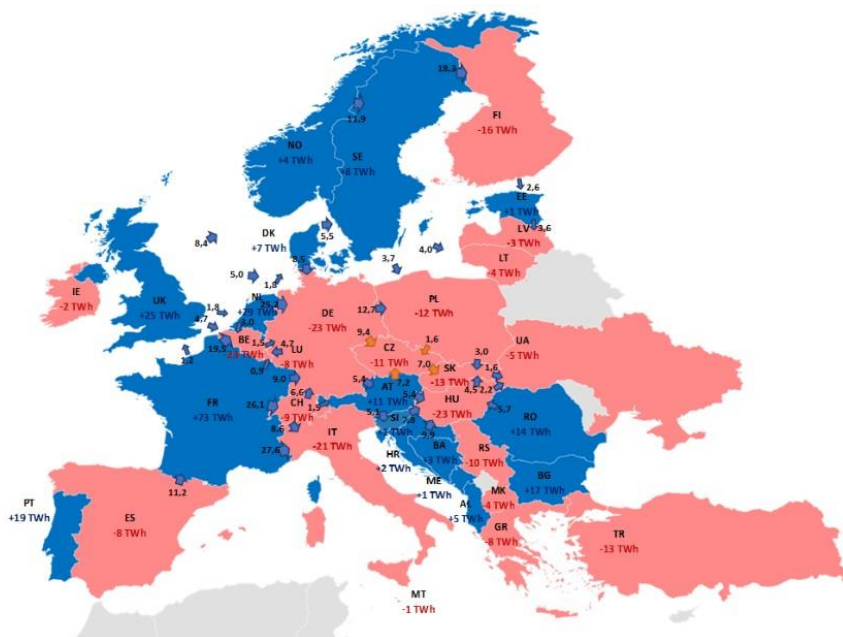


Obrázek 42 – Očekávané obchodní toky elektřiny v roce 2040

Zdroj: vlastní analýzy ČEPS

Deficity Německa, Itálie, Švýcarska, Polska, Česka, Slovenska a Maďarska jsou pokryty převážně z Francie a podstatně menší měrou z Rakouska, Pyrenejí 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 43 – Očekávané obchodní toky elektřiny v roce 2050

Zdroj: vlastní analýzy ČEPS

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.

12.2 Obchodní příležitosti a možná rizika pro ES ČR

V posledních letech dochází ke stále hlubší integraci energetických soustav a tento trend bude pokračovat. Jedná se jak o rovinu tržní reprezentovanou market couplingem, tak rovinu bilancování výrob a spotřeb soustav prostřednictvím společného nákupu a společné aktivace regulační energie. Tím se ES ČR stává více citlivou na chování investorů a provozovatelů zdrojů ostatních evropských soustav, které nejsou tak snadno říditelné jako ES ČR.

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 závislost země na importu tohoto primárního zdroje může znamenat významné bezpečnostní riziko a rovněž také riziko spojené s politickými zájmy dovozce komodity jako sekundární efekt importu komodity.

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.

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 pro 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 a po ustavení nové komise v posledním roce došlo k politické proklamaci zrychlení 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.

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.

13 Bilance plynárenské soustavy

13.1 Historický pohled

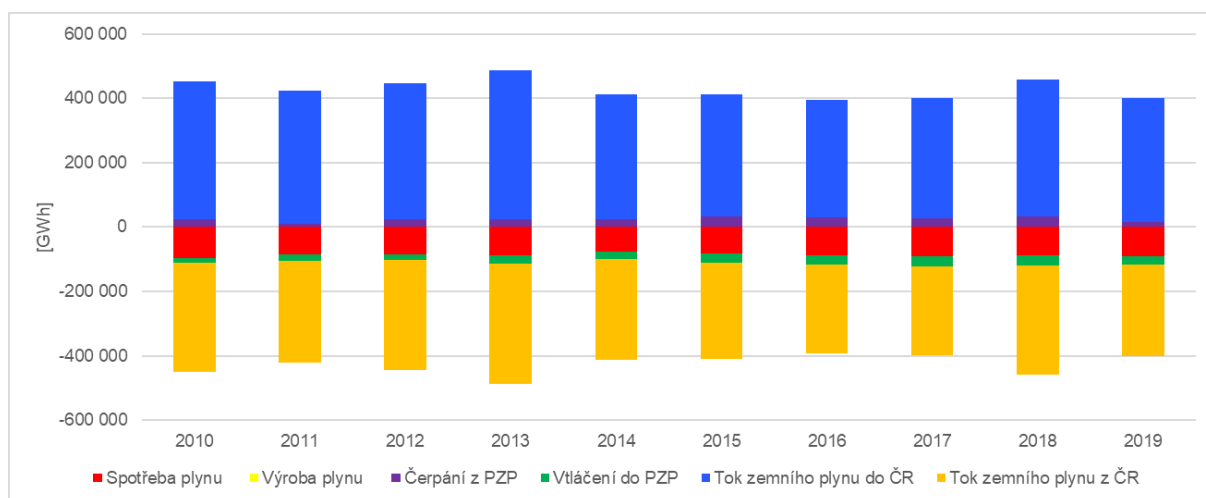
13.1.1 Přeprava plynu

Česká plynárenská soustava představuje výrazný tranzitní koridor díky svému umístění ve středu Evropy. Dnes je tato přepravní cesta dominantně využívána v západovýchodním směru. To znamená, že většinu zemního plynu přivádí do české plynárenské soustavy plynovod Nord Stream a OPAL a dále pak Yamal a STEGAL přivádějící plyn 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, zejména pak VIP Brandov. Dodávky plynu z Německa se oproti roku 2010 zvýšily zhruba 4,5krát.

Do doby zprovoznění plynovodu Nord Stream však byl směr toku opačný a většina plynu přicházela do České republiky plynovodem Bratrství, který vede přes Ukrajinu a Slovensko a do tuzemské plynárenské soustavy se napojuje hraničním bodem Lanžhot. Množství dodávaného plynu přes hraniční bod Lanžhot se rapidně snížilo v průběhu plynové krize v roce 2014 až na výjimky nadále klesá. V roce 2014 poklesla přeprava zemního plynu přes Slovensko do České republiky z objemu 128,7 TWh na pouhých 5,3 TWh.

V roce 2019 bylo přes hraniční bod Lanžhot dodáno do České přepravní soustavy 16,6 TWh zemního plynu, což znamená nárůst oproti předchozímu roku o zhruba 13 procent. V roce 2010 však import přes hraniční bod Lanžhot dosahoval 346,6 TWh.

Z objemů plynu vstupujících do české plynárenské soustavy v posledních deseti letech vyplývá, že pro domácí spotřebu se využívá zhruba pětina plynu dopraveného na hranice ČR. Pro účely tranzitní do dalších zemí pak česká plynárenská soustava přepravuje zbývajících 80% komodity. Nejinak tomu bylo i v roce 2019, kdy do české plynárenské soustavy přiteklo celkem 385,4 TWh plynu. Spotřeba zemního plynu v ČR sice meziročně vzrostla, ale přeprava plynu do ČR naopak poklesla o 9,2 %. Tok plynu z české plynárenské soustavy do zahraničí tak v roce 2019 představoval 283,9 TWh. Rozdíl těchto objemů, tedy 101,5 TWh byl k dispozici po užití v ČR.



Obrázek 44 – Toky zemního plynu v plynárenské soustavě ČR

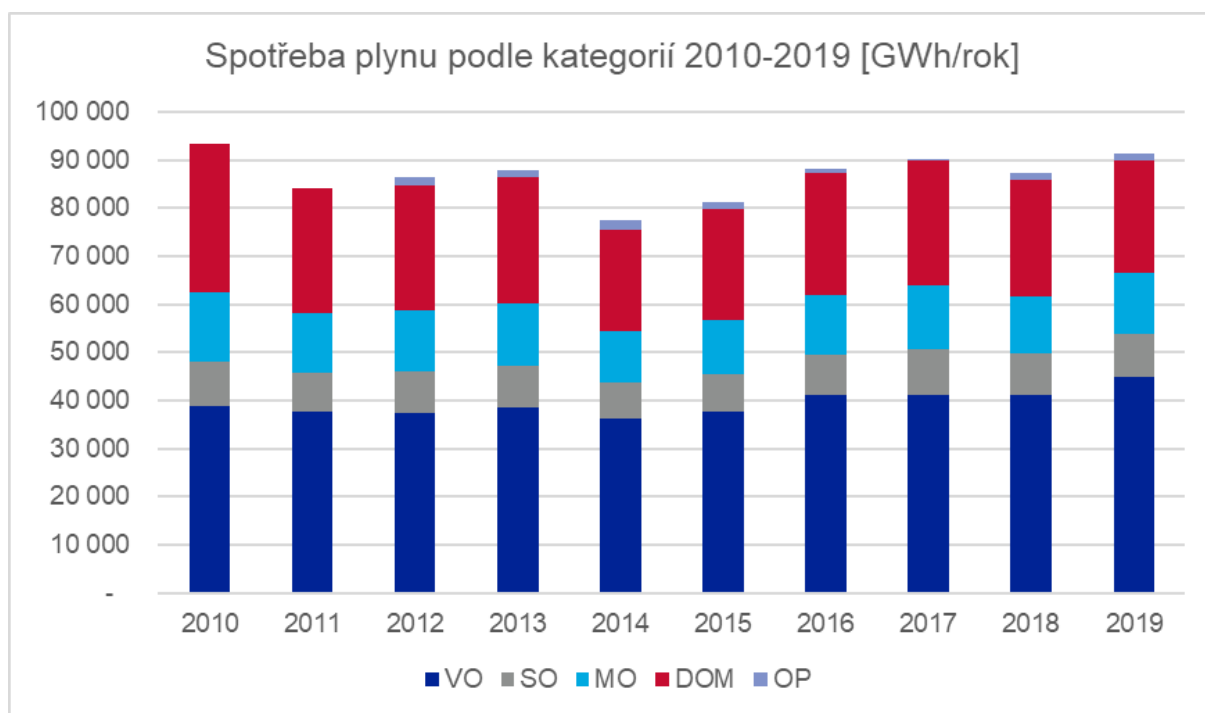
Zdroj: ERÚ, Roční zprávy o provozu plynárenské soustavy ČR

13.1.2 Koncoví zákazníci

V ČR bylo k 31. 12. 2019 celkem 2 834 509 odběrných míst (zákazníků) připojených k plynárenské soustavě. Přes 92 % z celkového počtu tvoří domácnosti. Za posledních deset let klesl celkový počet odběrných míst o 36 125.

Největší podíl na spotřebě zemního plynu měla kategorie velkooběru 49,0 %, následovaná kategorií domácnosti 25,4 %, malooběru 14,0 % a středního odběru 9,8 %. Zatímco většina segmentů vykázala mírný meziroční růst či stagnaci a segment domácností dokonce pokles, k výraznému nárůstu došlo ve spotřebě plynu na výrobu elektřiny a v dodávkách do CNG stanic.

Od roku 2001, kdy bylo dosaženo historicky největší roční spotřeby zemního plynu 102,6 TWh, došlo v následujících letech ke stagnaci spotřeby a od roku 2007 dokonce k výraznějším poklesu roční spotřeby. Stagnace a následný pokles roční spotřeby souvisel zejména se změnami v cenách energií, ukončením státních dotací na plynofikaci, se snižováním tempa postupné plynofikace regionů, snižováním energetické náročnosti odběrů (zateplování objektů, modernizace spotřebičů), tlakem na snižování nákladů firem, úsporami výdajů za energii v teplotně přechodných obdobích, absencí významnějších projektů na připojování nových velkooběratelů apod. V roce 2006 byla naměřena největší denní spotřeba zemního plynu ve výši 713,3 GWh a rok 2009 zaznamenal s počtem 2 871 547 největší dosažený stav připojených zákazníků.



Obrázek 45 – Spotřeba plynu podle kategorií odběru

Zdroj: ERÚ, Roční zprávy o provozu plynárenské soustavy ČR

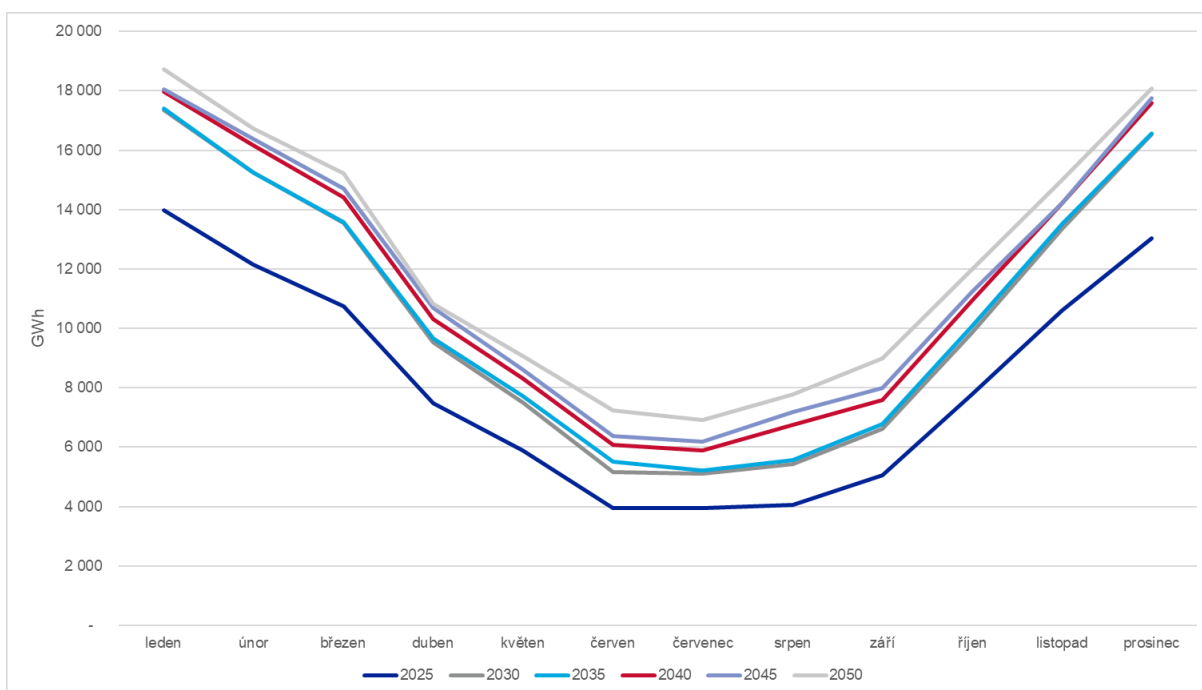
13.2 Modelování bilance plynárenské soustavy pro predikovaný rozvoj spotřeby zemního plynu

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 4 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 bude 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. Základem pro modelování jsou historická data, konkrétně měsíční informace o dodávkách a odběrech z Roční zprávy o provozu plynárenské soustavy od ERÚ.

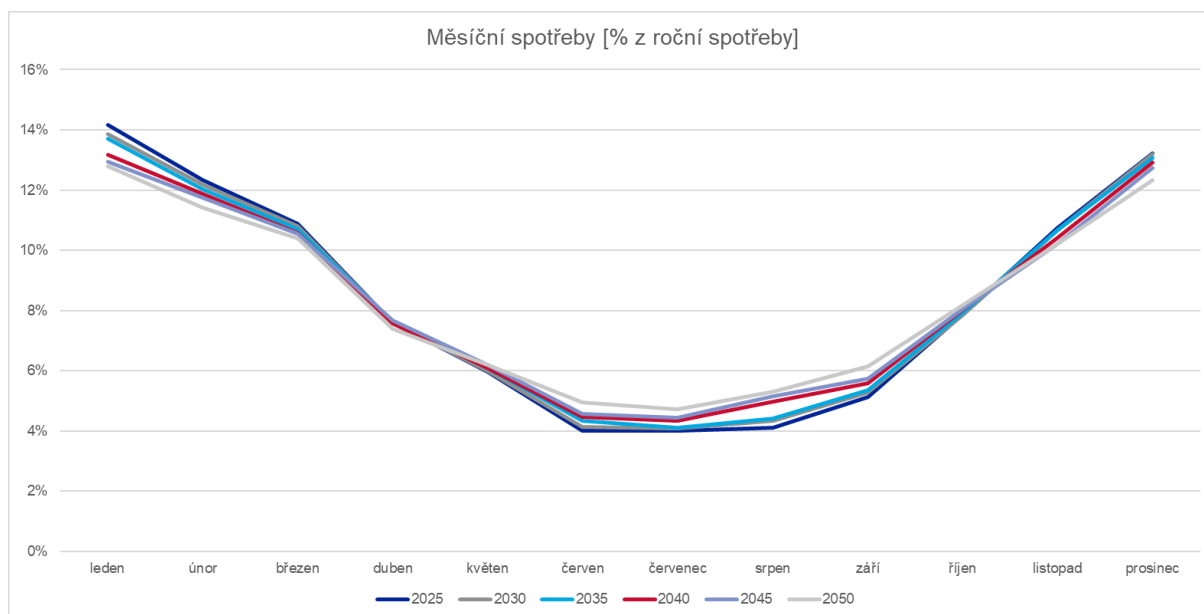
13.2.1 Shrnutí scénářů

Během analyzovaného období dochází k poměrně zásadnímu nárůstu spotřeby plynu, spotřeba roku 2050 je vyšší o 49 % oproti roku 2025. Růst spotřeby však není rovnoměrný v každém měsíci modelovaného roku. Zatímco spotřeba v prvním a čtvrtém čtvrtletí (tedy v zimních čtvrtletích) naroste o 40 %, obecně nižší spotřeba letních čtvrtletí (druhé a třetí) se zvýší relativně mnohem více, o 68 %. Pokles sezonnosti zaznamenáváme u domácností (pokles spotřeby na vytápění mj. kvůli úspornějším budovám), velice málo sezonnosti najdeme rovněž u odběrového profilu elektráren.



Obrázek 46 – Modelované měsíční spotřeby plynu do roku 2050

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS



Obrázek 47 – Modelované relativní měsíční spotřeby plynu do roku 2050

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

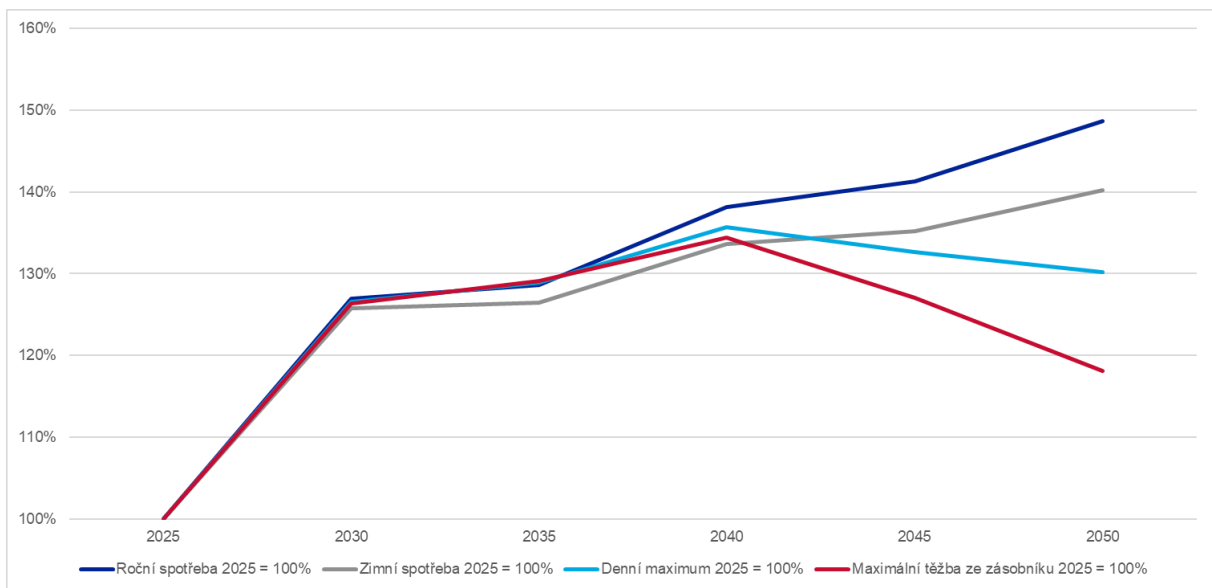
Tedy i přes zmíněný růst celkové spotřeby se relativní sezonnost snižuje, poměr spotřeby v zimních čtvrtletích vůči spotřebě v letních čtvrtletích bude v roce 2025 dosahovat 2,3, nicméně v roce 2050 již jen 1,9. Tento vývoj lze dobře ilustrovat následující tabulkou, kde modelovaná maximální těžba ze zásobníku i přes zmíněný nárůst spotřeby od roku 2025 do roku 2050 o 49 % vzroste pouze o 18 %:

		2025	2030	2035	2040	2045	2050
Roční spotřeba	GWh/rok	98 628	125 218	126 829	136 221	139 366	146 583
Zimní spotřeba	GWh/rok	68 288	85 900	86 368	91 262	92 324	95 762
Denní maximum	GWh/d	684	866	881	928	907	890
Maximální těžba ze zásobníku	GWh/d	414	523	534	556	525	489

Tabulka 16 – Vývoj parametrů plynárenství v ČR

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

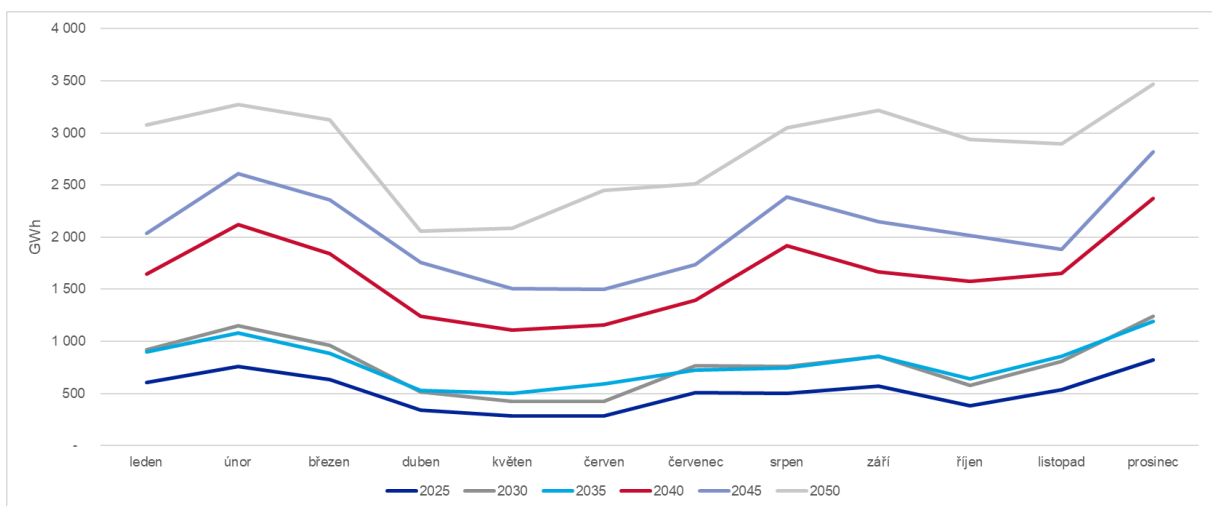
Vývoj těchto veličin zobrazuje následující obrázek 48.



Obrázek 48 – Vývoj parametrů plynárenství v ČR

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

Je zcela zřejmé, že každá z veličin se pohybuje jiným tempem růstu a poptávka po sezonní flexibilitě v souvislosti s rostoucí výrobou v plynových elektrárnách spíše neroste. Například maximální těžba ze zásobníků dosahuje vyšších hodnot v letech 2030 – 2045, což ale souvisí mj. se změnou využití těchto elektráren (vyšší počet hodin provozu) a má stále méně sezonní charakter.



Obrázek 49 – Vývoj měsíční spotřeby plynu v elektrárnách

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

V období 2025 – 2050 očekáváme následující stav v oblasti zásobníků (předpokládáme zásobník Dolní Bojanovice připojený na českou plynárenskou soustavu) a jejich využití pro zásobování ČR:

		2025	2030	2035	2040	2045	2050
Pracovní objem zásobníků	[GWh]	44 217	44 377	44 377	44 377	44 377	44 377
Maximální těžební kapacita	[GWh/d]	731	731	731	731	731	731
Roční těžba za normálové teploty	[GWh]	19 716	24 254	23 843	23 752	23 434	23 135
Maximální denní těžba	[GWh/d]	414	523	534	556	525	489
Poměr roční těžby a objemu zásobníků	[%]	45%	55%	54%	54%	53%	52%
Poměr max.denní těžby a max.kapacity	[%]	57%	72%	73%	76%	72%	67%

Tabulka 17 – Vývoj parametrů zásobníků plynu v ČR

Zdroj: vlastní analýzy NET4GAS

Je zřejmé, že i při zcela rovnoměrném dovozu do ČR nebude využití maximální těžební kapacity zásobníků vyšší než 76 %, a s dalším růstem roční spotřeby již růst nebude. Z tohoto pohledu máme za to, že spotřební scénáře jsou kompatibilní se stávající úrovní zásobníkové kapacity.

14 Shrnutí závěrů a hlavních rizik

14.1 Elektroenergetika

Z analýz vyplývá, že vzhledem k postupnému odstavování uhelných zdrojů s plánovaným odklonem od uhlí k roku 2038 a ukončení životnosti některých jaderných bloků bude úroveň instalovaného výkonu výrazně klesat. Plánovaný rozvoj OZE a decentrální výroby, tak jak se k tomu ČR zavázala v rámci NKEP, dle výše uvedených výpočtů přispívá k řešení zabezpečení dodávek elektřiny pouze v omezené míře. S ohledem na vývoj výkonových bilancí okolních zemí v našem regionu nelze pro zajištění bezpečné a spolehlivé dodávky spoléhat pouze na import.

V současnosti v ČR není v přípravě ani realizaci žádný nový zdroj s instalovaným výkonem v řádu stovek MW, který by mohl být zprovozněn ve výhledu do roku 2030. Pro zajištění spolehlivostního standartu LOLE pod 8 hodin a maximální výše importu pod 10 % spotřeby byl použitý scénář do roku 2043 „dozdrojován“ moderními paroplynovými elektrárenskými bloky. Předpoklad výstavby těchto nových paroplynových elektráren však není podložen skutečnými investičními projekty a jedná se tak pouze o hypotézu. Ve střednědobém horizontu lze totiž jen omezeně počítat s dodatečnými investicemi do zdrojů spalujících fosilní paliva. Hlavním důvodem jsou ekologická opatření u fosilních zdrojů, a tedy potřeba vyšších investic pro jejich realizaci.

Vzhledem k výše uvedené logice dozdrojování plynovými jednotkami do roku 2043 a s ohledem na zprovoznění nového jaderného zdroje v Dukovanech ve druhé polovině 30. let, tedy do roku 2043 nedochází k výrazným problémům s nedodanou energií či nadlimitními dovozy z pohledu technických možností v rámci sítě.

Hodnoty spolehlivostního ukazatele LOLE pro následující roky dosahují:

- 17 hodin ročně pro rok 2045
- 176 hodin ročně pro rok 2050

Nárůst hodnoty LOLE je dán zejména faktem, že pro ČR již není v roce 2050 uvažován provoz JE Dukovany a výsledná bilance tak vychází jako výrazně deficitní. ČR se tak podle výsledných analýz stává v roce 2050 závislá na dovozu elektrické energie ze zahraničí, kdy bude potřeba importovat až 11 TWh. V takovém prostředí bude z důvodu spolehlivosti dodávky nutné zajistit dostatek potřebného výkonu v nezbytném rozsahu a včas přistoupit k přípravě legislativních, regulatorních a technických opatření k zajištění tohoto výkonu.

14.1.1 Shrnutí hlavních rizik rozvoje ES ČR a doporučení pro decizní sféru státu

Rok útlumu výroby elektřiny z uhlí je nutné posoudit v kontextu celkového předpokládaného vývoje české energetiky. Takováto koncepční transformace musí být z hlediska zajištění spolehlivosti a soběstačnosti podmíněna realizací klíčových předpokladů. Dále je nezbytné v pravidelných ročních intervalech, nejlépe ročně, kontrolovat vývoj těchto kritických předpokladů a celkový průběh transformace české energetiky, jak definují cíle Evropské unie.

K těmto kritickým předpokladům je nutné počítat zejména následující aspekty:

- Konverze teplárenství na plyn, která proběhne do r. 2030, bude představovat náročný transformační proces v průběhu celého desetiletí.

- Po roce 2030 budou zřejmě v souvislosti s principy European Green Deal uplatněny přísnější ekologické limity BAT a BREF pro konvenční zdroje na fosilní paliva (uhlí i plyn). U provozovatelů to vyvolá další nároky na ekologizaci a související náročná investiční opatření.
- Opatření k prodloužení provozu JE Dukovany jsou průběžně plánována do r. 2045/47 a NJZ Dukovany II bude zprovozněno nejdříve v roce 2036.
- Bez prodloužení JE Dukovany by došlo v průběhu let 2035-2045 k výpadku roční výroby cca 15-16 TWh.

Doporučení/Shrnutí pro Koncepční scénář:

- Je ekonomicky efektivní. Vynaložené investice jsou mnohem nižší v porovnání s ekvivalentem finanční hodnoty uspořených emisí po přepočtu na maximální cenu povolenek CO₂.
- Útlum výroby elektřiny z uhlí do roku 2038 minimalizuje rizika provozovatelů a snižuje nároky na dočasná rezervní opatření.
- Nevyžaduje tvrdé garance investorů na realizaci nových OZE.
- Zároveň nebrání možnosti pro odpovídající zvýšení podílů OZE, a to bez dodatečných restriktivních nároků na útlum uhelných zdrojů.

V případě útlumu uhlí do r. 2038 a při vhodném navýšení podílu OZE v rámci aktualizace NKEP vytváří dostatečné předpoklady pro naplnění cílů bezemisní energetiky.

14.2 Plynárenství

Následující kapitola přináší vyhodnocení hlavních rizik, která mohou ovlivnit zajištění spolehlivého chodu plynárenské soustavy a trhu s plynem a mohou způsobit těžko řešitelné stavy plynárenské soustavy či ohrožení spolehlivosti chodu.

14.2.1 Hlavní závěry z oblasti očekávaného vývoje spotřeby plynu

Na spotřebu plynu bude působit řada vlivů. Nejvýraznější z nich jsou dekarbonizace a energetické úspory. Zatímco v prvních letech plánovacího období dekarbonizace spíše zvyšuje poptávku po plynu (neboť plynem je nejnázne nahraditelné stále spalované hnědé uhlí, přičemž emisní stopa metanu je o cca 40% nižší než u hnědého uhlí), po roce 2030 bude vnímání zemního plynu jakožto fosilního paliva více akcentované. Protože infrastruktura pro přepravu, distribuci a zejména uskladnění plynu (zemního či alternativního) je vybudovaná, bude obtížně nahraditelný u aplikací s výrazně sezónním nasazením (teplárenství), vysokou potřebou flexibility (elektrárny) či obecně vysokým požadavkem na spolehlivost dodávek. Při možném nahrazování zemního plynu energetickými nosiči s nižší emisní stopou bude proto velký důraz kladem na nízkoemisní či bezemisní plyny (syntetický metan, biometan či vodík).

V dalších použitích může být plyn v případě možnosti nahrazován dle klimatických a ekonomických podmínek elektřinou z obnovitelných zdrojů, využitím tepelné energie prostředí v tepelných čerpadlech nebo dalšími 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 (sector coupling).

Co se týče jednotlivých segmentů spotřeby, a jak již bylo uvedeno v kapitole 4, 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:

- Vyřazením hnědouhelných elektráren a následně chybějícím výkonem v elektrizační soustavě. Plyn je palivem, které umožňuje rychlou substituci uhlí a rovněž umožňuje využít dílčím způsobem infrastrukturu na místech dnešních uhelných elektráren.
 - Nárůstem ceny emisní povolenky, která omezí provoz i technicky nejvyspělejších uhelných elektráren.
 - Rostoucím podílem obtížně říditelných obnovitelných zdrojů v rámci elektrizační soustavy, které budou vyžadovat vysoké rezervní výkony kompenzující tyto zdroje v případě, kdy je není možné provozovat.
 - Neklesající poptávkou po elektrické energii.
- V případě **teplárenství** rovněž očekáváme nárůst spotřeby související s přechodem existujících teplárenských zdrojů spalujících hnědé uhlí na plyn. Tento vývoj budeme sledovat až do poloviny zkoumaného období 2020-2050. Oproti tomuto trendu může zejména v pozdějších letech působit určitý rozpad sítí CZT (což v modelu není uvažováno), které mohou být nahrazeny lokálními zdroji (zejména lokálním elektrickým topením, a to jak přímo topným, tak tepelnými čerpadly).
 - Spotřeba plynu v **domácnostech** bude v počátečních letech růst nejen jako důsledek nahrazování stále používaného hnědého uhlí v domácnostech, ale i nových plynových instalací, které stále mohou být ekonomicky i technicky preferovanou volbou. V delším časovém horizontu spotřeba domácností poklesne jako důsledek energetických úspor (zateplování, účinnější spotřebiče, opouštění plynu jako zdroje energie na vaření) a rovněž dílčího přechodu na jiné zdroje energie (např. tepelná čerpadla).
 - V **mobilitě** může dojít v závislosti na dostupnosti vhodných vozidel ke značnému nárůstu spotřeby zemního plynu. Zatímco v počátečních letech bude růst poháněn rozšiřováním osobních automobilů a autobusů poháněných CNG, od poloviny dvacátých let bude motorem spotřeby zejména LNG používané v těžké nákladní dopravě, kde elektromobilita nebo využití vodíku naráží na hranice efektivity.
 - Spotřeba plynu ve **výrobní sféře** bude ovlivněna trendy přesunu těžiště ekonomiky z průmyslu do služeb s obecně nižší energetickou náročností, energetickými úsporami a současně určitým předpokládaným ekonomickým růstem. Současně plyn částečně nahradí dodnes průmyslově používané hnědé i černé energetické uhlí. Z těchto důvodů se jeví jako nejpravděpodobnější scénář růst spotřeby cca do roku 2035 a následně mírný pokles v letech následujících.

14.2.2 Rizika zajištění chodu plynárenské soustavy a trhu s plynem v dlouhodobém horizontu

14.2.2.1 Problematika zásobníků plynu

Zásobníky plynu nepodléhají cenové regulaci a zásobníkový tarif je pouze funkcí nabídky a poptávky, přičemž alokační mechanismus je aukce zásobníkové kapacity. Poptávka, respektive nabízená cena, je závislá na vývoji tržních cen plynu v příslušné tržní oblasti. Pokud je rozdíl (spread) mezi cenou plynu v zimě a v létě nízký, nebudou zákazníci zásobníku ochotni hradit dostatečně vysoký zásobníkový tarif, aby uhradili náklady provozovatele zásobníku. Nízké spready minulých let zastavily řadu zásobníkových rozvojových projektů, pokud však tarif klesne i pod variabilní náklady zásobníku, hrozí uzavírání existujících zásobníků s dopady na integritu přepravní soustavy či bezpečnost dodávky. Poptávku sice povzbuzují i netržní opatření (například požadavek na uskladnění 30 % dodávek chráněným zákazníkům v rámci bezpečnostního standardu dodávky), nicméně takový objem je mnohem nižší než pracovní

objem stávajících zásobníků. Je nutno podotknout, že v případě vytěžení poduškového plynu ze zásobníků, dojde k nevratnému zničení zásobníku plynu.

14.2.2.2 Problematika potrubní infrastruktury

Rizika na úrovni provozovatele přepravní soustavy

Nedostatečné využití soustavy

Páteří hospodaření společností NET4GAS jsou uzavřené dlouhodobé tranzitní kontrakty se společností Gazprom Export. Na jejich základě byl postaven plynovod Gazella, realizovány jsou rovněž projekty zvyšující kapacitu v kontextu projektu Capacity4Gas. Tyto tranzitní kontrakty končí nejpozději v roce 2039 a v následujících letech je již kapacita plynovodů nenakoupená. Pokud podobné kontrakty nebudou obnoveny nebo nebude nalezeno alternativní využití soustavy pro přepravy jiných plynů, přepravní soustava nebude využita a hrozí riziko neuhrazení příslušných nákladů, což v konečném hledisku může vést i k disinvesticím na úrovni přepravní soustavy.

Decentralizace energetického systému

Současná plynárenská soustava je založena na dovozu velkých objemů zemního plynu ze zahraniční produkce a je silně centralizovaná. Decentralizace energetiky může vést k tomu, že lokální energetické potřeby budou rovněž lokálně kryty a komodity nebudou muset být dováženy či přepravovány na velké vzdálenosti. To platí jak pro existující energetické komodity z fosilních zdrojů (ropa, uhlí, zemní plyn aj.), tak i potenciálně pro budoucí komodity založené na obnovitelných zdrojích.

Přechod na nízkouhlíková paliva

Z důvodů dekarbonizace bude s největší pravděpodobností zemní plyn postupně nahrazován jeho nízkouhlíkovými alternativami. Může se jednat o biometan (vzniklý úpravou bioplynu), syntetický metan (vyrobený karbonizací vodíku) nebo o vodík vyráběný nízkouhlíkovými metodami.

Pro zajištění budoucnosti využívání plynu budou provozovatelé plynárenských soustav (přeprava, distribuce a skladování) upravovat svou infrastrukturu pro možnost využití i pro tato paliva, a to jak dedikovanými plynovody, nebo plynovody pro směs zemního plynu a alternativního plynu. Aby se zabránilo poklesu využívání plynu z ekonomických důvodů, bude nezbytné, aby stát zavedl vhodné mechanismy na pokrytí dodatečných nákladů na výrobu a přepravu těchto plynů.

14.2.2.3 Zásobení regionu Severní Moravy

Dlouhodobé riziko PPS představuje zásobování Severní Moravy plynem. Tu zajišťuje plynovod DN700, jehož kapacita není v určitých odběrových situacích v zimních měsících dostatečná k pokrytí poptávky po plynu. V těchto obdobích je dodávka částečně závislá na těžbě místních podzemních zásobníků (Třanovice, Lobodice a Štramberk). V případě ukončení provozu více z těchto zásobníků (zejména Třanovic) může být v některých obdobích nedostatečně pokryta poptávka spotřebitelů. Stávající situace ani neumožňuje připojení dalších velkých odběratelů (například elektráren). Toto riziko však bude značně omezeno výstavbou etapy projektu **Moravia Capacity Extension** (DZ-3-005) s očekávaným spuštěním v roce 2022.

14.2.2.4 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.
- Instalace několika velkých zdrojů ve vzájemné blízkosti může mít provozní dopady na přepravní soustavu (například na akumulaci soustavy). 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.
- V případě příliš rychlé dekarbonizace mohou být plynové elektrárny řazeny do stejné skupiny jako uhelné, a to i se stejnými důsledky. Tato nejistota ohrožuje dlouhodobé investiční záměry.
- Nejistota ohledně podpory vysokoúčinné KVET; kdyby byla podpora KVET po roce 2022 omezena, zhoršené ekonomické parametry současné výroby elektřiny a tepla mohou urychlit rozpad soustav CZT.
- Možné zavedení uhlíkové daně mj. k podpoře dekarbonizovaných plynů může ohrozit návratnost investic do plynových elektráren.

14.2.2.5 Očekávaný rozvoj výroben biometanu

Biometan jako takový je obnovitelný zdroj energie, který s ohledem na velmi podobné chemické složení k zemnímu plynu využívá 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.
- Místo vstřikování – bioplynové a následně biometanové stanice jsou obvykle umístěny v sítích PDS. Pokud výroba biometanové stanice převyšuje 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; implementace v ČR se předpokládá v roce 2021 (zákon č. 165 o POZE).

14.2.3 Předpoklady udržení provozní spolehlivosti plynárenské soustavy a spolehlivosti a bezpečnosti dodávek plynu do ČR ve vazbě na legislativu EU

Pro udržení spolehlivosti plynárenské soustavy je nezbytné, aby do soustavy neustále proudily udržovací a modernizační investice. Následující předpoklady jsou podstatné pro adekvátní schopnosti investičních rozhodnutí:

- **Vnímání plynu jako paliva** umožňujícímu přechod k nízkoemisní ekonomice a nikoli naopak (rizika uhlíkové daně) a tím napomoci k udržení využití soustavy

Pokud je plyn (zemní či bezemisní) považován a prosazován jako palivo, které obecnému blahu prospívá, spotřebitelé budou více preferovat instalace plynových spotřebičů před jinými nositeli energie.

- **Jasně energeticko-politické cíle**

Udržení spolehlivosti a tedy „vize pro budoucnost“ plynárenské soustavy musí být odvozena i ze státní politiky (například koncepcí ASEK či NKEP). Pro adekvátní rozvoj plynárenské soustavy je klíčové definovat stabilní přístup k jejímu využívání např. v oblasti teplárenství (k udržení sítí CZT) či výrobě elektřiny.
- **Stabilní regulační rámec**

Je mimořádně důležité, aby nedocházelo k častým změnám v cenové i jiné regulaci, což umožní regulovaným subjektům adekvátně plánovat budoucí výnosy a náklady. Jen v takovém případě budou investoři ochotni financovat infrastrukturní projekty bez příliš vysoké rizikové prémie.
- **Udržení tranzitních kontraktů** provozovatele přepravní soustavy

Rozhodující část výnosů PPS tvoří výnosy z tranzitních kontraktů, domácí přeprava tvoří pouze menší část celkových výnosů. Udržení tranzitních kontraktů umožňuje udržení přepravní soustavy v současné podobě, tedy i se současnými kapacitami přepravy.
- **Legislativa podporující udržení zásobníků**

Zásobníky plynu jsou nejdůležitějším nástrojem flexibility plynárenské soustavy v ČR. Ačkoli současné ekonomické prostředí nepodporuje výstavbu dalších zásobníků, je na místě usilovat o udržení stávajících zařízení v provozuschopném stavu a nepřipustit jejich likvidace. Zde je na místě dále pokračovat v definici bezpečnostního standardu dodávek a internalizaci externalit vyplývajících z provozu zásobníků.
- **Bezpečnost dodávky, solidarita**

Protože je obecně plyn dováženým palivem, vždy existují politická či technická rizika spojená s jeho dodávkou. K bezpečnosti dodávek patří i udržení diverzifikace přepravních cest i zdrojů, aby případný incident na jednom dodávkovém koridoru či u jednoho dodavatele nevedl k úplnému výpadku dodávek.
- **Podpora čistého životního prostředí**

Během posledních let byly desetitisíce lokálních zdrojů na pevná paliva nahrazeny plynem v rámci programu Zelená úsporám a jeho následovníkům. Ačkoli programy kotlíkových dotací již nepokračují, náhrada tuhých paliv v domácnostech ještě nebyla ukončena. Je vhodné pokračovat v motivaci přechodu na lokálně čistší paliva, a to jak podporou, tak důslednou kontrolou spalovacích zdrojů.
- **Podpora likvidity trhů**

Příznivé ceny pro odběratele souvisí s mechanismem, jakým byla tržní cena dosažena. Pouze fungující velkoobchodní trhy zajistí rovnovážnou velkoobchodní tržní cenu a pouze dostatečně dynamický maloobchodní trh udrží tlak na dodavatele, aby maloobchodní cena neobsahovala nepřiměřené marže.
- **Postupné navyšování připravenosti soustavy na nové plyny**

Vzhledem k očekávání postupné dekarbonizace i v oblasti plynárenství je nezbytné plánovat již nyní investice zvyšující připravenosti soustavy na nové plyny (například vyhrazená vodíková infrastruktura nebo schopnost infrastruktury přepravovat směsi plynů s vyšším zastoupením vodíku).
- **Udržení národní suverenity v energetice + technologická neutralita**

Zatímco v ČR je plyn vnímán jako čisté palivo, v některých zemích EU je již zařazen ve skupině ostatních fosilních paliv. Protože tyto země vycházejí ze zcela jiné startovní pozice,

mají jinou ekonomickou základnu a rovněž schopnost zajištění energie (například možnost budovat offshore větrné parky), nemusí být vždy jejich vize (tedy očekávané omezování využití zemního plynu) okamžitě aplikovatelné i v ČR. Bude proto klíčové udržet si možnost definovat vlastní energetickou politiku tak, aby způsob dosažení dekarbonizačních cílů zůstal na jednotlivých členských státech.

- **Sector coupling**

Bližší spolupráce mezi plynárenskou soustavou a elektrickou soustavou – tzv. sector coupling – může v konečném důsledku snížit celkové náklady energetiky.

Vzhledem k tomu, že výroba elektřiny bude stále více závislá na obnovitelných zdrojích, bude na místě pokračovat v pilotních projektech a přikročit k prvním komerčním projektům na bázi technologie Power to Gas.

15 Použité zkratky

aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve
ASEK	Aktualizovaná Státní energetické koncepce ČR
BAT	Best Available Techniques
BREF	Reference Document on Best Available Techniques
BRKO	Biologicky rozložitelný komunální odpad
CAPEX	Kapitálové náklady
CNG	Compressed natural gas
CO ₂	Oxid uhličitý
CO _{2ekv}	CO ₂ ekvivalent
CZ, ČR	Česká republika
CZT	Centrální zásobování teplem
ČEPS	Provozovatel přenosové soustavy ČEPS, a.s.
DS	Distribuční soustava
EENS	Expected Energy Not Supplied
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
FVE	Fotovoltaické elektrárny
GA	Generation Adequacy
HDP	Hrubý domácí produkt
HPS	Hraniční předávací stanice
IEA	International Energy Agency
JE	Jaderné elektrárny
KVET	Kombinovaná výroba elektřiny a tepla
LCOE	Levelized cost of energy
LNG	Liquefied natural gas
LOLE	Loss of Load Expectation
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserve
MO	Maloodběr elektřiny
MPO	Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR
NAP SG	Národní akční plán pro chytré sítě 2019
NKEP	Vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu
OM	Odběrné místo
OPEX	Provozní náklady
OZE	Obnovitelné zdroje energie
PCI	Projects of Common Interest

PDS	Provozovatel distribuční soustavy
PECD	Pan-European Climate Database
POZE	Podpora obnovitelných zdrojů energie
PPC	Paroplynový cyklus
PpS	Podpůrné služby
PPS	Provozovatel přenosové soustavy, Provozovatel přepravní soustavy
PS	Přenosová soustava, Přepravní soustava
PVE	Přečerpávací vodní elektrárny
PZP	Podzemní zásobník plynu
P2G	Power-to-gas
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
USA	Spojené státy americké
VO	Velkoodběr elektřiny
VTE	Větrná elektrárna
WACC	Weighted average cost of capital

16 Seznam obrázků

Obrázek 1 – Srovnání výhledů primárních energetických zdrojů ČR	4
Obrázek 2 – Srovnání výhledů konečné spotřeby ČR.....	5
Obrázek 3 – Spotřeba elektřiny ČR do roku 2050	8
Obrázek 4 – Celková spotřeba plynu v domácnostech	10
Obrázek 5 – Spotřeba plynu vozidel CNG a LNG	11
Obrázek 6 – Podíly odvětví na tvorbě HDP v ČR (ceny roku 2015).....	12
Obrázek 7 – Spotřeba plynu ve výrobní sféře	12
Obrázek 8 – Spotřeba plynu na monovýrobu elektřiny.....	13
Obrázek 9 – Výhled poptávky po plynu	14
Obrázek 10 – Netto instalovaný výkon a výroba elektřiny netto v ES ČR v roce 2019.....	15
Obrázek 11 – Výhled útlumu uhlí (instalovaný výkon netto) dle Koncepčního scénáře.....	17
Obrázek 12 – Citlivost palivových a CO ₂ nákladů uhelných zdrojů na cenu povolenky (pro blok s účinností 33 %)17	
Obrázek 13 – Vývoj zprovoznění nových paroplynových elektráren (dozdrojování).....	18
Obrázek 14 – Scénář vývoje FVE a VTE	21
Obrázek 15 – Výhled skladby PpS pro potřeby ES ČR.....	23
Obrázek 16 – Výhled instalovaného výkonu v ES ČR.....	24
Obrázek 17 – Výhled celkové výroby elektřiny v ES ČR	25
Obrázek 18 – Výhled roční výroby a salda ES ČR.....	26
Obrázek 19 – Výhled celkového ročního importu a exportu	26
Obrázek 20 – Rozvojové projekty plynovodů a LNG terminálů	30
Obrázek 21 – Tuzemské zdroje zemního plynu	31
Obrázek 22 – Zdroje dováženého zemního plynu do EU v roce 2019	35
Obrázek 23 – Přepravní soustava provozovaná společností NET4GAS	37
Obrázek 24 – Zásobníky plynu v ČR.....	39
Obrázek 25 – Objem zásob plynu v PZP připojených na soustavu ČR.....	40
Obrázek 26 – Očekávaný rozvoj kapacit PZP	41
Obrázek 27 – PS ČR – schéma sítí 400 a 220 kV k 31. 12. 2019.....	42
Obrázek 28 – Struktura instalovaného výkonu elektráren ČR k 31. 12. 2019	43

Obrázek 29 – Rozvojové schéma PS ČR - stav k roku 2030	44
Obrázek 30 – Předpokládaný útlum výroby na uhelných zdrojích	45
Obrázek 31 – Kumulovaná emisní stopa 2020 – 2050	46
Obrázek 32 – Predikovaný vývoj světových cen energetických paliv	47
Obrázek 33 – Predikovaný vývoj světových cen energetických paliv se zahrnutím intervalu spolehlivosti (€/net GJ)	48
Obrázek 34 – Vývoj kumulované investiční náročnosti do nových technologií (v cenách r. 2018)	49
Obrázek 35 – Předpokládaný vývoj ceny emisní povolenky (EUA) v €/tCO ₂ (v cenách r. 2018).....	50
Obrázek 36 – Integrace spotových trhů s elektřinou v Evropě v závěru roku 2020	51
Obrázek 37 – Integrace spotových trhů s elektřinou v Evropě v závěru roku 2020	52
Obrázek 38 – Integrace vnitrodenních trhů s elektřinou v Evropě v závěru roku 2020.....	53
Obrázek 39 – Porovnání Indexu OTE a cen realizovaných na burzách EEX, Powernext a CEGH v letech 2018 až 2020	54
Obrázek 40 – Četností rozdílů mezi cenami OTE, EEX, Powernext a CEGH v roce 2020.....	54
Obrázek 41 – Očekávané obchodní toky elektřiny v roce 2030	55
Obrázek 42 – Očekávané obchodní toky elektřiny v roce 2040	56
Obrázek 43 – Očekávané obchodní toky elektřiny v roce 2050	56
Obrázek 44 – Toky zemního plynu v plynárenské soustavě ČR	59
Obrázek 45 – Spotřeba plynu podle kategorií odběru	60
Obrázek 46 – Modelované měsíční spotřeby plynu do roku 2050.....	61
Obrázek 47 – Modelované relativní měsíční spotřeby plynu do roku 2050	62
Obrázek 48 – Vývoj parametrů plynárenství v ČR.....	63
Obrázek 49 – Vývoj měsíční spotřeby plynu v elektrárnách.....	63

17 Seznam tabulek

Tabulka 1 – Celková spotřeba plynu v teplárenství	13
Tabulka 2 – Výhled poptávky po plynu	14
Tabulka 3 – Netto výroba elektřiny z uhlí a podíl na celkové brutto výrobě elektřiny	16
Tabulka 4 – Brutto výroba elektřiny ze ZP a podíl na celkové brutto výrobě elektřiny	18
Tabulka 5 – Transformace v segmentu tepláren a závodních energetik	19
Tabulka 6 – Výhled vývoje instalovaného výkonu biomasy, bioplynu, odpadu a geotermálních zdrojů	21
Tabulka 7 – Očekávaný vývoj a parametry akumulace	22
Tabulka 8 – Výhled instalovaného výkonu v ES ČR	24
Tabulka 9 – Výhled celkové výroby elektřiny v ES ČR	25
Tabulka 10 – Očekávaná výroba vodíku a syntetického metanu v ČR	32
Tabulka 11 – Dovoz zemního plynu do ČR (fyzicky)	36
Tabulka 12 – Provozní informace PZP ČR	38
Tabulka 13 – Očekávaný poměr kapacity PZP a spotřeby plynu v ČR	41
Tabulka 14 – Kumulovaná emisní stopa 2020 – 2050 na výrobu elektřiny	46
Tabulka 15 – Předpokládaný vývoj investičních nákladů (LCOE) pro vybrané zdroje (v cenách r. 2018)	49
Tabulka 16 – Vývoj parametrů plynárenství v ČR	62
Tabulka 17 – Vývoj parametrů zásobníků plynu v ČR	64

