

# Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040 (MAF CZ 2023)



čeps



Hodnocení zdrojové  
přiměřenosti ES ČR  
do roku 2040  
(MAF CZ)

2023

# OBSAH

	<b>Manažerské shrnutí</b> .....	<b>5</b>
<b>1</b>	<b>Úvod</b> .....	<b>13</b>
<b>2</b>	<b>Východiska hodnocení zdrojové přiměřenosti</b> .....	<b>14</b>
2.1	Legislativní ukotvení .....	14
2.2	Metodika .....	15
2.3	Evropské hodnocení zdrojové přiměřenosti (ERAA) .....	16
2.4	Norma spolehlivosti, VOLL a CONE .....	18
2.5	Přehled zdrojů dat .....	21
2.6	Energeticko-klimatické cíle .....	22
2.7	Základní přehled scénářů .....	23
2.8	Rozdíly MAF CZ 2022 vs. 2023 .....	25
<b>3</b>	<b>Výrobní kapacity ES ČR</b> .....	<b>27</b>
3.1	Současný stav zdrojové základny .....	27
3.2	Uhelné zdroje .....	28
3.3	Plynové zdroje .....	29
3.4	Jaderné zdroje .....	30
3.5	Vodní zdroje .....	31
3.6	Obnovitelné zdroje a decentralizovaná energetika .....	32
3.6.1	Fotovoltaické a větrné elektrárny .....	32
3.6.2	Ostatní obnovitelné zdroje .....	35
3.7	Bateriová akumulace .....	38
3.8	Vodík .....	40
3.8.1	Elektrolyzéry .....	41
3.8.2	Palivové články .....	42
3.9	Demand Side Response .....	43
<b>4</b>	<b>Spotřeba elektřiny v ČR</b> .....	<b>46</b>
4.1	Predikce spotřeby elektřiny .....	46
4.2	Konzervativní predikce spotřeby .....	47
4.3	Progresivní predikce spotřeby .....	50
<b>5</b>	<b>Služby výkonové rovnováhy (SVR)</b> .....	<b>54</b>
<b>6</b>	<b>Analýza zdrojové přiměřenosti</b> .....	<b>56</b>
6.1	Společné předpoklady scénářů .....	56
6.2	Respondentní scénář .....	57
6.2.1	Vstupy .....	57
6.2.2	Výsledky .....	58
6.2.3	Citlivost na počasí .....	60
6.3	Progresivní scénář .....	63
6.3.1	Vstupy .....	63
6.3.2	Výsledky .....	64
6.3.3	Citlivost na počasí .....	69

<b>7</b>	<b>Souhrnné vyhodnocení scénářů</b> .....	<b>70</b>
7.1	Zdrojová přiměřenost .....	70
7.2	Dozdrojování .....	70
7.3	Spotřeba paliv .....	71
7.3.1	Hnědé a černé uhlí .....	71
7.3.2	Zemní plyn .....	73
7.3.3	Biomasa a bioplyn .....	74
7.3.4	Odpad .....	75
7.3.5	Ostatní paliva .....	76
7.4	Emisní stopa .....	78
7.5	Cenový vývoj .....	80
7.5.1	Úvod do heatmap .....	80
7.5.2	Simulované české day-ahead ceny .....	81
7.5.3	Česko-německý spread .....	85
7.6	Přeshraniční toky .....	88
7.6.1	Časový průběh salda .....	88
7.6.2	Ekonomický a bilanční import .....	91
<b>8</b>	<b>Náklady na provoz a řízení sítí</b> .....	<b>96</b>
<b>9</b>	<b>Závěry a doporučení</b> .....	<b>99</b>
<b>10</b>	<b>Přílohy</b> .....	<b>102</b>
10.1	Seznam zkratk .....	102
10.2	Seznam obrázků .....	104
10.3	Seznam tabulek .....	105
10.4	Executive Summary .....	106



## Manažerské shrnutí

Společnost ČEPS každoročně zpracovává národní Hodnocení zdrojové přiměřenosti (MAF CZ), které v několika scénářích zobrazuje možné trajektorie vývoje českého elektroenergetického sektoru. Cílem tohoto hodnocení je především identifikace rizik a určení jejich příčin, což slouží jako klíčový podklad pro rozhodování o rozvoji zdrojového mixu a směřování české elektroenergetiky. Analýza vzniká v souladu s Nařízením Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/943 o vnitřním trhu s elektřinou a ČEPS při simulacích a interpretaci výsledků postupuje dle platných metodik ENTSO-E.

Z Nařízení 2019/943 provozovatelům přenosových soustav v EU vyplývá povinnost podílet se na zpracování Evropského hodnocení zdrojové přiměřenosti (ERAA), které každoročně vydává asociace ENTSO-E. Zmíněné Nařízení ukládá výrobcům a dalším účastníkům trhu (v ČR např. obchodníci, zákazníci, operátor trhu a další) povinnost poskytnout provozovatelům přenosových soustav údaje o očekávaném využívání výrobních zdrojů s přihlédnutím k dostupnosti primárních zdrojů a vhodným scénářům předpokládané poptávky a nabídky. Sběr dat je koordinován i s ostatními sektory (ENTSOG) a data získaná od provozovatelů přenosových soustav vstupují spolu s předpoklady stanovenými ENTSO-E do simulací centrálních referenčních scénářů. Vnitrostátní hodnocení vychází z dat použitých pro výpočty ERAA a obě hodnocení jsou vzájemně propojena také centrálním referenčním scénářem, který musí oba dokumenty obsahovat.

ČEPS při tvorbě analýz postupuje dle aktuálně platných metodik vytvořených ENTSO-E a schválených agenturou ACER, zejména dle dokumentu "Methodology for the European Resource Adequacy Assessment". Ve svých predikcích ČEPS respektuje aktuální schválené strategické dokumenty, platnou legislativu a klimaticko-energetické závazky ČR na evropské úrovni, ale zohledňuje také trendy a vývoj české energetiky a ekonomiky.

Klíčovým zdrojem informací o výrobních kapacitách v ČR je dotazníkové šetření ADSEND, které každoročně provádí společnost ČEPS. Sběru dat se účastní všechny tepelné a vodní elektrárny s instalovaným výkonem alespoň 10 MWe a provozovatelé v něm uvádějí plány provozu zdrojů až do roku 2050. Predikce rozvoje menších a obnovitelných zdrojů (solární a větrné zdroje, bioplynové stanice), akumulace, palivových článků, *Demand Side Response* (DSR), elektrolyzérů a spotřeby elektrické energie jsou tvořeny na základě expertních studií. Data o rozvoji elektroenergetických soustav ostatních evropských států vycházejí z ERAA a jsou upravena o výsledky modelu ekonomické životaschopnosti (EVA).

Pro výpočty ekonomického nasazení zdrojů (tzv. *Unit Commitment – Economic Dispatch*) je využíván software Plexos. Simulace počítají s náhodnými výpadky, plánovanými odstávkami zdrojů a proměnlivostí počasí na základě dat ENTSO-E a panevropské klimatické databáze PECD. Výpočty zahrnují modelování přeshraničního přenosu elektřiny mezi regiony pomocí principu *Flow-based Market Coupling* (FBMC) a po roce 2035 z důvodu dostupnosti dat metodou *Net Transfer Capacity* (NTC).

Výsledky pro čtyři modelované cílové roky 2025, 2030, 2035, 2040 jsou prezentovány v průměrných hodnotách za tři normálové klimatické roky (1995, 2008, 2009) a obsahují také citlivostní analýzu provedenou na klimaticky nepříznivém roce 1985, který je charakteristický nízkými teplotami a nižší silou větru. Mezi klíčové sledované ukazatele patří očekávaná doba ztráty zatížení (*Loss of Load Expectation, LOLE*) a očekávaný objem nedodané energie (*Expected Energy Not Served, EENS*), které indikují zdrojovou přiměřenost ve sledovaném horizontu. Dále u výsledků simulací sledujeme objem vyrobené elektřiny jednotlivých kategorií zdrojů, velikost importu či exportu, cenu elektřiny, spotřebu paliv a objem vyprodukovaných emisí.

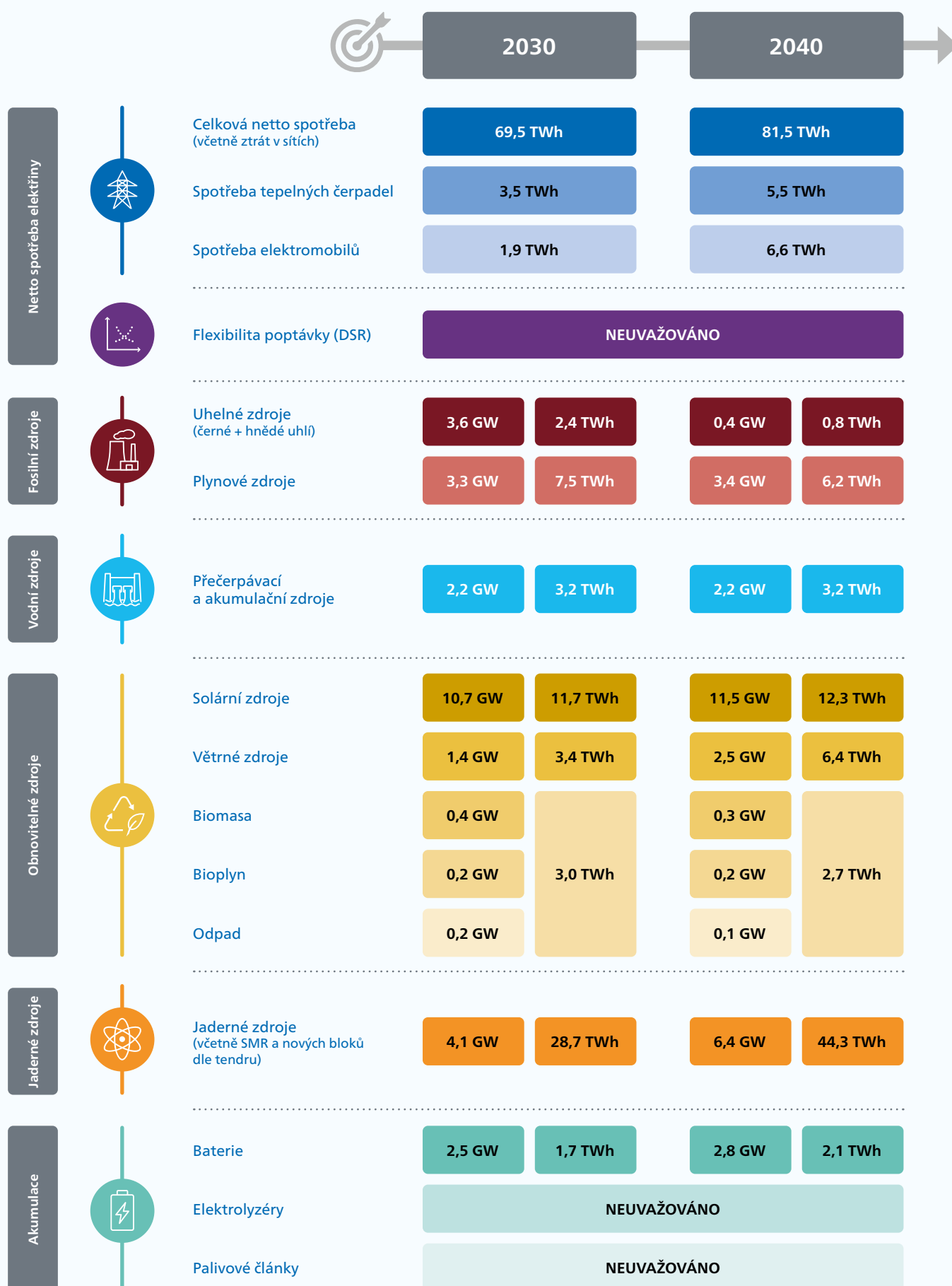
Pro interpretaci výsledků a identifikaci zdrojové přiměřenosti elektrizační soustavy je klíčová norma spolehlivosti  $LOLE_{NS}$ . Norma spolehlivosti se dle platné metodiky „Methodology for Calculating the Value of Lost Load, the Cost of New Entry, and the Reliability Standard“ stanovuje na základě ekonomických parametrů VOLL (*Value of Lost Load*) a CONE (*Cost of New Entry*) a udává maximálně přípustný počet hodin nedodávky elektřiny za rok, při jehož překročení je ohrožena spolehlivost dodávek. Hodnoty těchto parametrů jsou klíčové pro kvantifikaci ekonomického rizika spojeného s nedostatkem zdrojů a plánování nových investic. Platná legislativa vyžaduje jejich aktualizaci minimálně jednou za pět let nebo častěji při významných změnách v energetickém sektoru. V roce 2023, v důsledku rostoucích cen energií, došlo po dvou letech k aktualizaci hodnot VOLL, CONE a normy spolehlivosti. Nová norma spolehlivosti byla stanovena na 6,7 hodin za rok.

Dokument MAF CZ 2023 obsahuje dva scénáře – Respondentní a Progresivní. Přestože scénáře naznačují různé trajektorie možného vývoje české elektroenergetiky do roku 2040, sdílí společně několik předpokladů. Oba scénáře využívají shodnou sadu dat o elektroenergetickém mixu ostatních evropských zemí z ERAA, která zahrnuje instalované výkony zdrojů, ale také informace o spotřebě, přenosových kapacitách a odstávkách zdrojů. Také k modelování služeb výkonové rovnováhy se přistupuje v obou scénářích shodně, a sice alokací těchto služeb na jednotlivé tepelné a vodní zdroje. Uvažován je také postupný rozvoj přeshraničního sdílení služeb výkonové rovnováhy a *Demand Side Response*. Oba scénáře uvažují stejný rozvoj vodních i jaderných zdrojů – počítají s novou přečerpávací elektrárnou na vodním díle Orlík-Kamýk a se spuštěním dvou nových bloků v Jaderné elektrárně Dukovany dle výsledků tendru.

**Respondentní scénář** nabízí pohled na rozvoj zdrojové základny na základě každoročního sběru dat od provozovatelů zdrojů s instalovaným výkonem nad 10 MWe. Tento scénář předpokládá postupný útlum uhelných zdrojů, kdy se k roku 2030 stává provoz většiny uhelných elektráren neekonomickým (rostoucí cena emisní povolenky, neexistence finanční podpory apod.) a za tímto horizontem je spalování uhlí záležitostí výhradně menších tepláren a závodních energetik. Předpokládá se postupná transformace těchto zdrojů na zemní plyn či biomasu, zatímco instalovaná kapacita fotovoltaických, větrných a ostatních obnovitelných zdrojů energie pomalu narůstá. Predikce spotřeby předpokládá pozvolný návrat ekonomiky z recese a střední míru elektrifikace, což vede k mírnému nárůstu spotřeby elektřiny.






Přehled spotřeby elektřiny včetně elektrifikace, instalovaných výkonů a výroby elektřiny jednotlivých kategorií zdrojů v Respondentním scénáři v letech 2030 a 2040



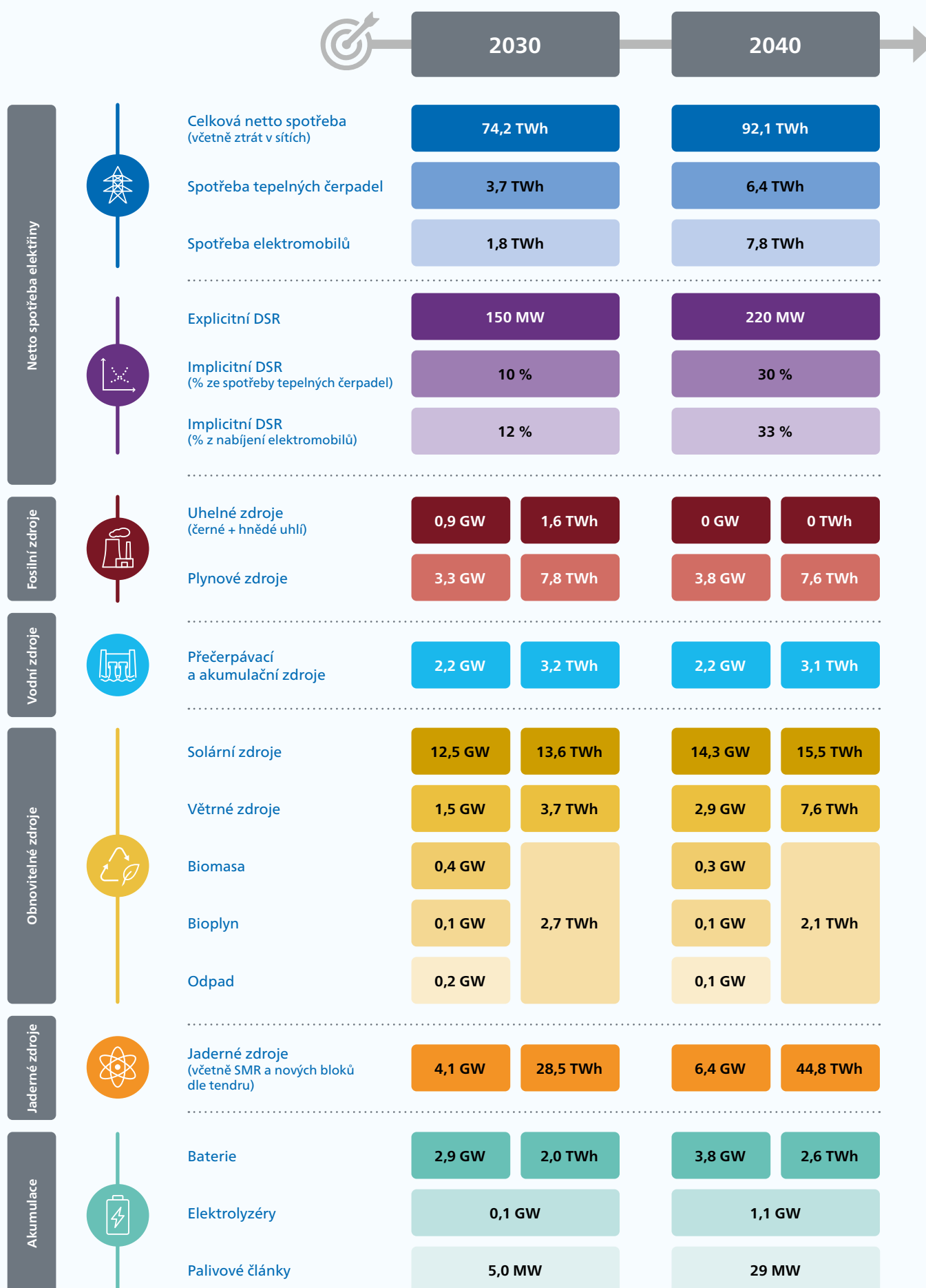
Výsledky simulací ukazují, že scénář je do roku 2030 zdrojově přiměřený, ale v roce 2035 již hodnota LOLE dosahuje 10,3 hodin, což značí zdrojovou nepřiměřenost. V roce 2040 počet hodin LOLE sice díky dostavbě nových jaderných zdrojů klesá na 7 hodin, nicméně norma spolehlivosti je i přesto překročena. Saldo České republiky je v roce 2025 stále záporné, což znamená, že elektřinu exportujeme. Postupně však import narůstá a v roce 2035 dosahuje vrcholu, kdy se importuje až 18,2 % tuzemské spotřeby, což představuje přibližně 14 TWh. V roce 2040 se situace mírně zlepšuje, ale importy zůstávají významné.

#### Výsledky Respondentního scénáře (import je kladná hodnota)

	2025	2030	2035	2040
 LOLE	0 h	0 h	10,3 h	7 h
 EENS	0 GWh	0 GWh	27,2 GWh	10,6 GWh
 Saldo	-2 073 GWh	11 217 GWh	14 018 GWh	7 009 GWh




**Progressivní scénář** předpokládá kompletní odklon od uhlí a transformaci tepláren a závodních energetik na (převážně) zemní plyn do konce roku 2030. Tento scénář uvažuje vyšší instalovaný výkon obnovitelných zdrojů energie, zejména fotovoltaických a větrných elektráren, a rozsáhlejší elektrifikaci dopravy, průmyslu a vytápění.

Přehled spotřeby elektřiny včetně elektrifikace a flexibility, instalovaných výkonů a výroby elektřiny jednotlivých kategorií zdrojů v Progresivním scénáři v letech 2030 a 2040



Výsledky simulací ukazují, že po roce 2035 dochází k problémům se zdrojovou přiměřeností, kdy hodnota LOLE dosahuje 8,7 hodin a v roce 2040 dále stoupá na 13,7 hodin. Scénář je tak v letech 2035 a 2040 zdrojově nepřiměřený. Stejně jako v Respondentním scénáři dochází po roce 2025 ke změně čisté exportní pozice ČR na importní. V letech 2030 a 2035 se podíl salda na spotřebě elektřiny pohybuje nad 20 %. I přes dostavbu nových jaderných bloků dosahuje v roce 2040 výše importu dvojnásobku ve srovnání s Respondentním scénářem, což je způsobeno potřebou pokrýt rostoucí poptávku po elektřině. Importy elektřiny po roce 2030 přesahují 15 TWh.

#### Výsledky Progresivního scénáře (import je kladná hodnota)

	2025	2030	2035	2040
 LOLE	0 h	2 h	8,7 h	13,7 h
 EENS	0 GWh	1 GWh	16,3 GWh	25 GWh
 Saldo	-440 GWh	14 992 GWh	18 721 GWh	15 177 GWh

Výsledky citlivostní analýzy na extrémní počasí ukazují u obou scénářů poměrně výrazné zhoršení situace se zdrojovou přiměřeností. V případě Respondentního scénáře LOLE přesahuje normu spolehlivosti již v roce 2030, kdy předpokládaný počet hodin nepokrytého zatížení vzroste na 14 h/rok, v roce 2035 LOLE dosahuje vrcholu 65 hodin za rok a v roce 2040 poklesne na 32 hodin. V Progresivním scénáři vlivem počasí vzrůstá počet hodin LOLE na 41 hodin již v roce 2030 a hodnota postupně vzrůstá až na 74 hodin v roce 2040.

Podle výsledků Respondentního i Progresivního scénáře MAF CZ se Česká republika po roce 2025 změní z čistého exportéra na importéra elektřiny, kdy koncem sledovaného horizontu sílí tlak na importní přenosové kapacity ČR. Významné přebytky elektřiny se očekávají zejména ve Francii a Německu. Otázkou zůstává, zda budou tyto přebytky využity k výrobě vodíku pro tamní průmysl, nebo budou k dispozici pro export do ostatních zemí. Simulace provedené v rámci MAF CZ 2023 navíc počítají s rozvojem zdrojů v zahraničí dle sběru dat ENTSO-E z počátku roku 2023. Data tak nezohledňují např. německou *Kraftwerksstrategie* indikující mnohem menší rozvoj plynových zdrojů než zmíněné dotazníkové šetření, což může vést k menšímu množství energie dostupné pro export.

Výše zmíněná rizika, v kombinaci s útlumem výroby elektřiny z uhlí a potřebou flexibilních zdrojů k regulaci rostoucího portfolia obnovitelných zdrojů energie znamenají, že za účelem dodržení normy spolehlivosti je nutné rozšířit ES ČR o nové zdroje (tzv. dozdrojování). Indikovaný potřebný rozsah dozdrojování je cca 1 600 – 1 900 MW v roce 2035 se zohledněním normálových klimatických podmínek.

Součástí tohoto Hodnocení zdrojové přiměřenosti je také analýza importu, která rozlišuje mezi ekonomickým a bilančním importem. V případě ČR se ve většině případů jedná o ekonomický dovoz, kdy je levnější dovézt elektřinu ze zahraničí než využít domácí zdroje s vysokými provozními náklady. Pokud instalované kapacity ČR nestačí k pokrytí poptávky a je nutné elektřinu dovézt, jedná se o bilanční import ve smyslu dovozní závislosti. V obou scénářích nepřesahuje celkový bilanční import 9 TWh, což je v souladu s Aktualizovanou státní energetickou koncepcí, ve které byla stanovena bezpečná míra importu na 10 % spotřeby ČR. Okamžitý bilanční import však může zejména v zimních měsících dosahovat velmi vysokých hodnot, což vyžaduje kromě podpory domácích zdrojů také rozvoj sítí.

Kumulovaná produkce emisí CO<sub>2</sub> za období 2025 až 2040 v obou scénářích jen mírně přesáhne 100 megatun (Mt). Emise v Respondentním a v Progresivním scénáři se nacházejí v roce 2025 na srovnatelné úrovni přibližně 18,5 Mt. V roce 2030 se u obou projeví výrazný útlum uhelných zdrojů, který vede ke snížení roční produkce emisí CO<sub>2</sub> pod 5 Mt. Pokles v menší míře pokračuje i v letech 2035 a 2040, kdy elektroenergetika ročně emituje méně než 2,5 Mt CO<sub>2</sub>. Ve všech cílových letech vykazuje Progresivní scénář nižší produkci emisí než Respondentní scénář. Vyšší spotřeba elektřiny v Progresivním scénáři je vyvážena jeho významně nižší emisní intenzitou na kWh vyrobené elektřiny.

Analýza vývoje day-ahead cen v České republice indikuje dva trendy, které budou v průběhu let zesilovat – pokles ceny v létě a její růst v zimě. Cenová úroveň klesá během teplých měsíců (duben až září) díky zvýšené výrobě z OZE spojené s ekonomickým importem přebytků zelené elektřiny zejména z Německa. Na druhou stranu ze simulací vyplývá růst cenové hladiny elektřiny během zimních měsíců v důsledku nedostatečné dostupnosti flexibilního výkonu v obdobích s nízkou výrobou z obnovitelných zdrojů. Ke zmírnění vysokých cenových úrovní během zimních špiček spotřeby bude nezbytná výstavba nových flexibilních zdrojů elektřiny. Dalším klíčovým opatřením bude také rozvoj a podpora opatření spojených s energetickou účinností, čímž dojde ke snížení spotřeby jako celku a tím i snížení v hodinách špičkových cen.



## 1 Úvod

„Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040“ (MAF CZ) v několika zvolených scénářích analyzuje možné koridory vývoje elektroenergetiky v horizontu do roku 2040. Dokument především cílí na identifikaci potenciálních problémů s pokrytím poptávky po elektrické energii a určení příčin, které ke vzniku možných rizik vedou. Tato analýza slouží jako podklad pro mnohá rozhodnutí státu týkající se zajištění bezpečných, stabilních dodávek elektřiny v ČR a předcházení výpadků v obdobích zvýšené zátěže anebo při neočekávaných událostech (vliv počasí, výpadky zdrojů apod.).

Proces a podmínky pro zpracování vnitrostátního hodnocení zdrojové přiměřenosti jsou stanoveny Nařízením Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/943 o vnitřním trhu s elektřinou a dále rozvedeny příslušnými metodikami, které ze zmíněného nařízení vycházejí. ČEPS při zpracování vnitrostátního hodnocení zdrojové přiměřenosti navazuje na Evropské hodnocení zdrojové přiměřenosti (ERAA), využívá rozvojové scénáře, metodiky a postupy definované jednotně v rámci ENTSO-E a schválené ze strany ACER.

S ohledem na komplexnost a šíři problematiky, kterou hodnocení zdrojové přiměřenosti pokrývá, zpracovává ČEPS toto hodnocení ve více scénářích, aby byly zachyceny možné trajektorie vývoje ES ČR. To rovněž umožňuje zohlednění různých úrovní trendů, a MAF CZ 2023 tak může počítat např. s vlivem implementace Fit for 55, REPower EU, s působením fondů na podporu rozvoje OZE (zejména Modernizační fond), obnovou ekonomiky po energetické krizi a pandemii covid-19 či vývojem cen na komoditních trzích.

Hodnocení zdrojové přiměřenosti vychází s roční periodicitou a je k dispozici na webových stránkách ČEPS a MPO, a to včetně příloh „Metodika hodnocení zdrojové přiměřenosti“ a „Aktualizace hodnot VOLL, CONE a normy spolehlivosti“.

## 2 Východiska hodnocení zdrojové přiměřenosti

Tato kapitola poskytuje přehled klíčových principů a východisek, na kterých je postaveno vnitrostátní Hodnocení zdrojové přiměřenosti MAF CZ 2023. V úvodu text popisuje, z jakých legislativních požadavků MAF CZ vychází a jaký metodický přístup byl zvolen pro analýzu zdrojové přiměřenosti. Důležitým základem tohoto dokumentu je Evropské hodnocení zdrojové přiměřenosti ERAA, na jehož tvorbě a přípravě pokročilého simulačního modelu se ČEPS aktivně podílí. Tento model je následně využíván i pro vnitrostátní hodnocení přiměřenosti. Východiskům, scénářům a metodice ERAA se věnuje samostatná podkapitola 2.3.

Podkapitola 2.4 objasňuje, jak byly stanoveny ekonomické parametry CONE (*Cost of New Entry*), VOLL (*Value of Lost Load*) a norma spolehlivosti pro Českou republiku, a jak se s těmito hodnotami pracuje při analýze výsledků simulací.

Následně text podává přehled zdrojů vstupních dat pro modelování, mezi něž patří především dotazníkové šetření každoročně prováděné společností ČEPS, evropská databáze PEMMDB a odborné studie.

Dále se kapitola zabývá environmentálními cíli, ke kterým se Česká republika zavázala na úrovni EU, a vlivem těchto cílů na hodnocení zdrojové přiměřenosti.

V závěru této části jsou představeny scénáře hodnocení zdrojové přiměřenosti zvolené pro MAF CZ 2023 a srovnány rozdíly mezi tímto dokumentem a jeho předchozí edicí.

### 2.1 LEGISLATIVNÍ UKOTVENÍ

„Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040“ (MAF CZ) je zpracováváno v souladu s Nařízením Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/943 o vnitřním trhu s elektřinou (dále jen Nařízení 2019/943), a to konkrétně s články 23 a 24. Hodnocení zdrojové přiměřenosti vychází každoročně a je k dispozici na webových stránkách ČEPS a Ministerstva průmyslu a obchodu ČR (MPO).

ČEPS, obdobně jako ostatní provozovatelé přenosových soustav v EU, má legislativní povinnost podílet se na zpracování Evropského hodnocení zdrojové přiměřenosti (ERAA). Evropské hodnocení provádí ENTSO-E (Evropská síť provozovatelů přenosových soustav pro elektřinu) každoročně a zahrnuje centrální referenční scénáře, které ve střednědobém horizontu deseti let mapují možné trajektorie vývoje evropské elektroenergetiky.

Nařízení 2019/943 ukládá výrobcům a dalším účastníkům trhu (v ČR např. obchodníci, zákazníci, operátor trhu a další) poskytnout jednotlivým provozovatelům přenosových soustav údaje o očekávaném využívání výrobních zdrojů s přihlédnutím k dostupnosti primárních zdrojů a vhodným scénářům předpokládané poptávky a nabídky. Data získaná od provozovatelů přenosových soustav vstupují spolu s centrálními předpoklady stanovenými ENTSO-E do simulací centrálních referenčních scénářů. Tyto scénáře mohou být dále rozšířeny ve vnitrostátním hodnocení zdrojové přiměřenosti, pokud lze v daném státě oproti centrálním referenčním scénářům ENTSO-E předpokládat změny v sektoru energetiky.

Proces a podmínky pro zpracování vnitrostátního hodnocení zdrojové přiměřenosti jsou definovány Nařízením 2019/943 v článku 24. Cílem vnitrostátního hodnocení zdrojové přiměřenosti je mj. určení budoucích rizik a identifikace příčin, které ke vzniku těchto rizik vedou. V návaznosti na identifikaci možných rizik by následně



měl být na úrovni členského státu zpracován prováděcí plán s harmonogramem pro přijetí nápravných opatření. Vnitrostátní hodnocení zdrojové přiměřenosti přitom vychází z údajů využitých pro provedení Evropského hodnocení zdrojové přiměřenosti. Evropské a vnitrostátní hodnocení jsou tedy vzájemně velmi úzce propojena, a to zejména metodicky, ale také centrálními referenčními scénáři, které musí oba dokumenty obsahovat.

## 2.2 METODIKA

Proces výpočtu ekonomického nasazení zdrojů, známý také jako *Unit Commitment – Economic Dispatch*, je prováděn v souladu s ustanoveními Nařízení 2019/943. Příslušná legislativní ustanovení jsou dále rozpracována metodikami, které byly vytvořeny organizací ENTSO-E a schváleny Agenturou pro spolupráci energetických regulačních orgánů (ACER) v roce 2020.

Klíčovou metodikou pro hodnocení zdrojové přiměřenosti je "Methodology for the European Resource Adequacy Assessment", která se zaměřuje na stanovení jednotných postupů pro identifikaci potenciálních problémů se zdrojovou přiměřeností v desetiletém horizontu. Simulace provedené na základě zmíněné metodiky pomáhají určit, zda se soustava nachází ve stavu zdrojové přiměřenosti, anebo je nutné zavedení potřebných nápravných opatření (jako jsou např. flexibilita na straně poptávky, podpora výstavby nových zdrojů apod.).

Další důležitou metodikou je "Methodology for Calculating the Value of Lost Load, the Cost of New Entry, and the Reliability Standard". Tato metodika poskytuje pokyny pro stanovení spolehlivostních parametrů a ekonomických ukazatelů, které jsou klíčové pro hodnocení a zajištění dostatečné úrovně bezpečnosti dodávek v členských státech. Norma spolehlivosti stanovuje požadovanou úroveň bezpečnosti dodávek a pomáhá identifikovat zdrojovou přiměřenost a potřebu dodatečných opatření.

Pro modelování soustavy a hodinové ekonomické nasazení zdrojů dle nákladového žebříčku zdrojů (*merit order*) je využíván program Plexos, který též představuje hlavní software využívaný ENTSO-E pro simulace celoevropské elektroenergetické soustavy.

Simulace počítají s náhodnými výpadky, plánovanými odstávkami zdrojů a proměnlivostí počasí na základě typových dat ENTSO-E a panevropské klimatické databáze PECD. Informace o plánovaném vývoji elektroenergetiky a přenosových sítí v ostatních státech Evropy jsou získávány v rámci každoročního celoevropského sběru dat ENTSO-E, které je pro provozovatele elektroenergetických soustav povinné a slouží jako zdroj dat pro analýzy a studie (např. Seasonal Outlook, ERAA, TYNDP). Sběr dat se provádí pomocí tzv. PEMMDB databáze. Modelování přeshraničního přenosu elektřiny mezi nabídkovými zónami je založeno na principu *Flow-based Market Coupling* (FBMC) a po roce 2035 je z důvodu dostupnosti dat využita metoda *Net Transfer Capacity* (NTC).

Základní model pro simulace soustavy je převzat ze studie ERAA. Co se týče vstupních dat pro ČR, respektuje výpočetní model informace poskytnuté provozovateli zdrojů v rámci každoročního dotazníkového šetření ČEPS, které jsou doplněné a korigované o řadu studií, analýz, strategických oficiálních dokumentů a zohledňují aktuální dění. V oblasti rozvoje obnovitelných zdrojů a predikce spotřeby elektřiny postupuje ČEPS koordinovaně s MPO. Útlum produkce z uhelných elektráren reflektuje v několika scénářích předpoklady a strategie jednotlivých výrobců elektřiny poskytnutých v dotazníkovém šetření. Sběr dat naznačuje, že utlumení výroby elektřiny z uhlí může nastat dříve, než naznačovaly vládní varianty odchodu od uhlí, neboť provoz uhelných zdrojů bude v blízké budoucnosti neekonomický. Mezi stěžejní faktory urychlující tento útlum patří zejména klesající ceny elektřiny, zdražování emisních povolenek a neexistence státní podpory.

Mezi klíčové výsledky simulací zdrojové přiměřenosti patří zejména očekávaná doba ztráty zatížení (LOLE), očekávaný objem nedodané energie (EENS), výroba jednotlivých kategorií zdrojů, velikost importu a exportu, cena elektřiny a emisní zátěž daného scénáře.

Metodologickému přístupu k modelování letošního vydání hodnocení zdrojové přiměřenosti se blíže věnuje dokument „Metodika pro hodnocení zdrojové přiměřenosti MAF CZ 2023“ veřejně dostupný na stránkách ČEPS.

### 2.3 EVROPSKÉ HODNOCENÍ ZDROJOVÉ PŘIMĚŘENOSTI (ERAA)

ENTSO-E každoročně připravuje dokument ERAA ve spolupráci s provozovateli přenosových soustav, kteří dle Nařízení 2019/943 poskytují data o elektroenergetickém sektoru. Tato data jsou reportována prostřednictvím PEMMDB databáze, obsahující technické parametry výroben elektřiny, plánované odstávky a predikce spotřeby elektrické energie. Na základě těchto dat ENTSO-E modeluje bilanci celého evropského regionu a vyhodnocuje ukazatele spolehlivosti dodávek elektřiny (LOLE a EENS) pro jednotlivé země. Výpočty zahrnují vliv počasí (pomocí databáze PECD) a přenosové kapacity mezi zeměmi.

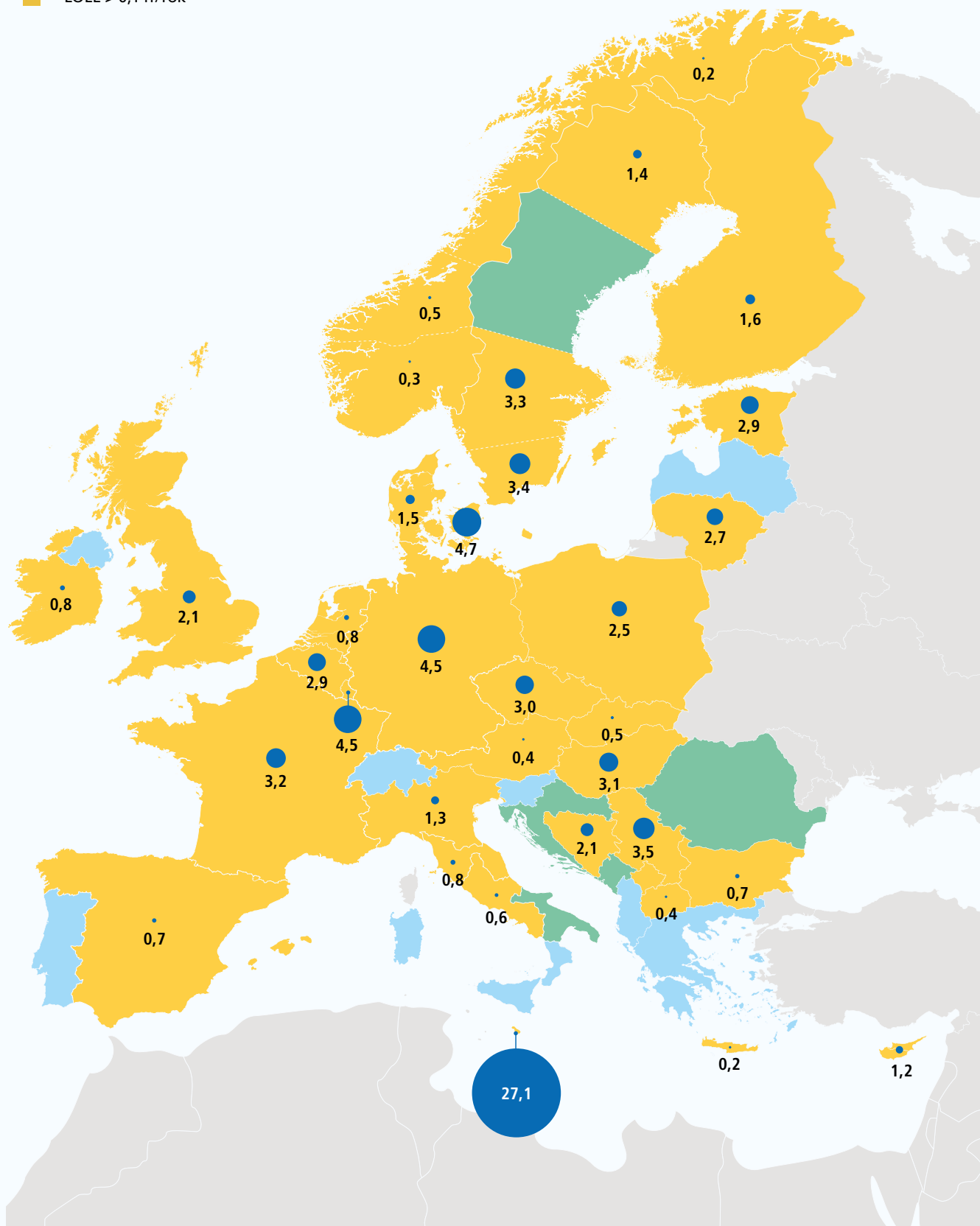
Nařízení 2019/943 přineslo změny v metodologii hodnocení zdrojové přiměřenosti, zejména zavedení metody *Flow-based Market Coupling* (FBMC) pro přesnější modelování přeshraničních kapacit a *Economic Viability Assessment* (EVA) pro posuzování ekonomické životaschopnosti zdrojů. Model EVA hodnotí ekonomickou opodstatněnost provozu zdroje a rozhoduje o případném odstavení, prodloužení životnosti zdroje či investici do nových kapacit.

ERAA 2023 zahrnuje dva hlavní scénáře: Scénář A a Scénář B, hodnocené v cílových letech 2025, 2028, 2030 a 2033. Oba scénáře používají model EVA pro predikci zdrojové přiměřenosti v horizontu do roku 2033, ale liší se ve vahách klimatických let použitých v modelu EVA.

**Scénář A** kalibruje klimatické roky využívané pro EVA na základě výsledků indikátoru LOLE z předchozího hodnocení ERAA 2022. To znamená, že se váha vybraných klimatických let nastaví tak, aby byly výsledky konzistentní s předchozími zjištěními o spolehlivosti dodávek energie. V krátkodobém horizontu dochází k rozsáhlému odstavení zejména uhelných zdrojů, nicméně významné problémy s přiměřeností zaznamenávají pouze ostrovní státy. Po roce 2030 se potíže objevují i v pevninské části Evropy, například v Německu, Polsku, Francii, ale také v Česku.

Obr. 2.1 Výsledky ERAA ve scénáři A: Hodnoty LOLE v roce 2030

- LOLE (h/rok)
- LOLE = 0 h/rok
- LOLE ≤ 0,1 h/rok
- LOLE > 0,1 h/rok



**Scénář B** také aplikuje model EVA, ale klimatické roky jsou vybrány a váženy metodou clusteringu, jak je uvedeno v oficiální metodice ERAA 2022. Výsledky simulací tohoto scénáře ukazují, jak může variabilita klimatu ovlivnit dostupnost zdrojů a investiční rozhodnutí. Oproti scénáři A se v reakci na počasí objevují vážnější problémy s bilancí již v roce 2028. I přes investice do nových zdrojů, které mírně snižují závažnost zdrojové nepřiměřenosti, se vyšší hodnoty LOLE vyskytují i ke konci sledovaného horizontu. V roce 2030 nastávají potíže s pokrytím poptávky např. v ČR, sousedním Německu, ale také ve Francii či Belgii, které se dále zhoršují v roce 2033.

Výsledky obou scénářů indikují, že v příštích pěti letech by se provoz fosilních zdrojů mohl stát ekonomicky neudržitelným, což zdůrazňuje potřebu pobídek a cílených intervencí, aby se předešlo zdrojové nepřiměřenosti. Oba scénáře také poukazují na důležitost regionální koordinace, jelikož problémy s přiměřeností zdrojů v jedné zemi mohou ovlivnit sousední státy. Celkově ERAA 2023 zdůrazňuje nutnost strategického plánování, zavedení nástrojů flexibility pro řízení poptávky a zajištění zdrojové přiměřenosti v kontextu rostoucí variability dodávek.

#### 2.4 NORMA SPOLEHLIVOSTI, VOLL A CONE

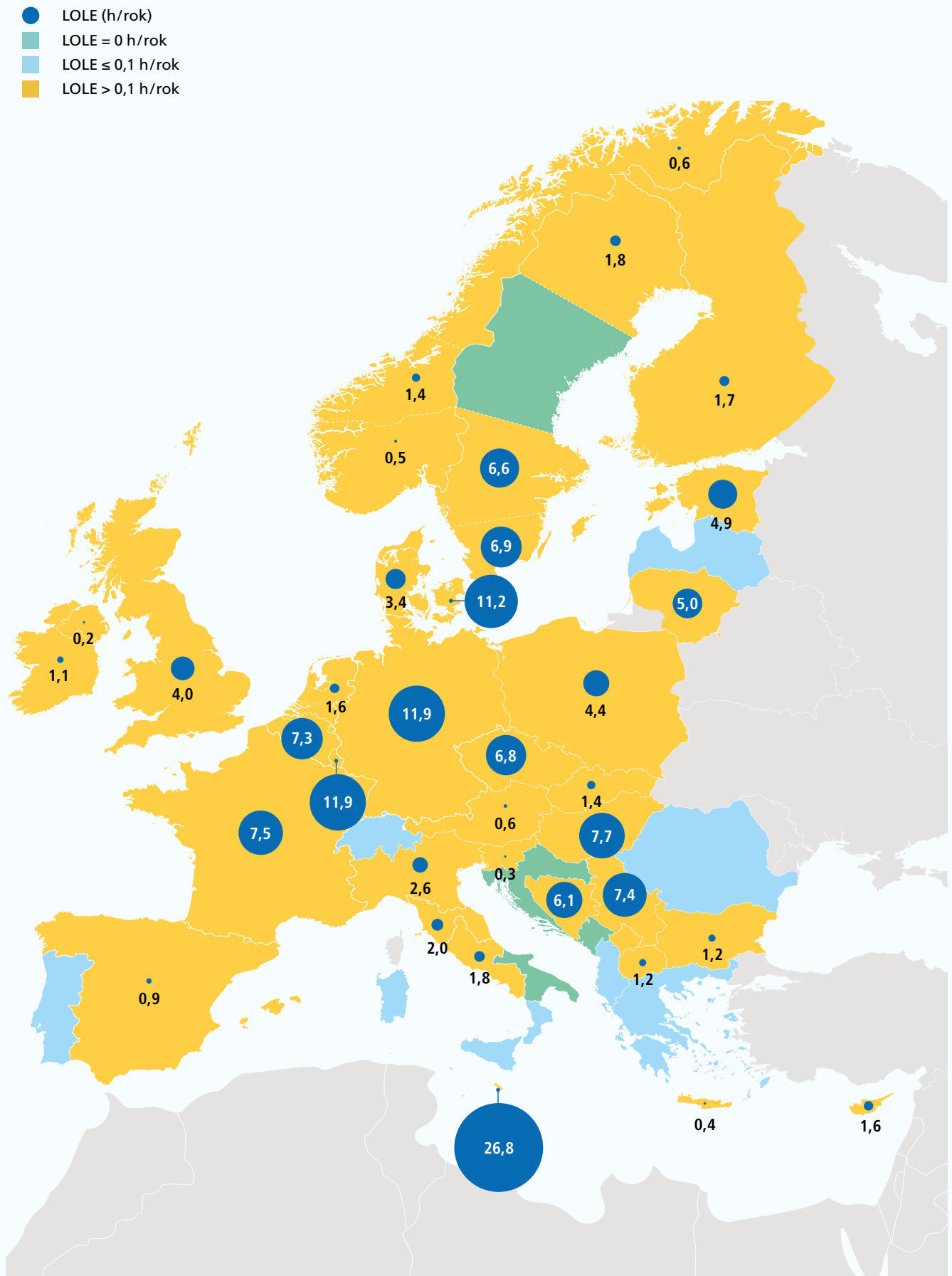
Nařízení 2019/943 ukládá provozovateli přenosové soustavy povinnost dodržovat při tvorbě vnitrostátního hodnocení zdrojové přiměřenosti metodické pokyny a používat doporučené parametry, zejména potom hodnoty VOLL (*Value of Lost Load*), CONE (*Cost of New Entry*) a normu spolehlivosti LOLE<sub>NS</sub> (*Loss of Load Expectation*). Tyto hodnoty jsou klíčové, neboť umožňují kvantifikovat ekonomické riziko spojené s nedostatkem zdrojů, plánovat nové investice a určovat pravděpodobnost výpadků dodávek. Legislativa ukládá povinnost aktualizovat hodnoty minimálně jednou za pět let, ale v případě velkých změn v energetickém sektoru i dříve.

Příslušná ustanovení legislativy EU dále upravují následující metodiky vytvořené ENTSO-E a schválené ACER. Dokument „Methodology for the European Resource Adequacy Assessment“ definuje ekonomické parametry VOLL a CONE i normu spolehlivosti, jejichž použití poskytuje jednotný a strukturovaný přístup k hodnocení zdrojové přiměřenosti v Evropě. Detailní pokyny a metodiky pro stanovení hodnot těchto parametrů představuje dokument „Methodology for Calculating the Value of Lost Load, the Cost of New Entry, and the Reliability Standard“.

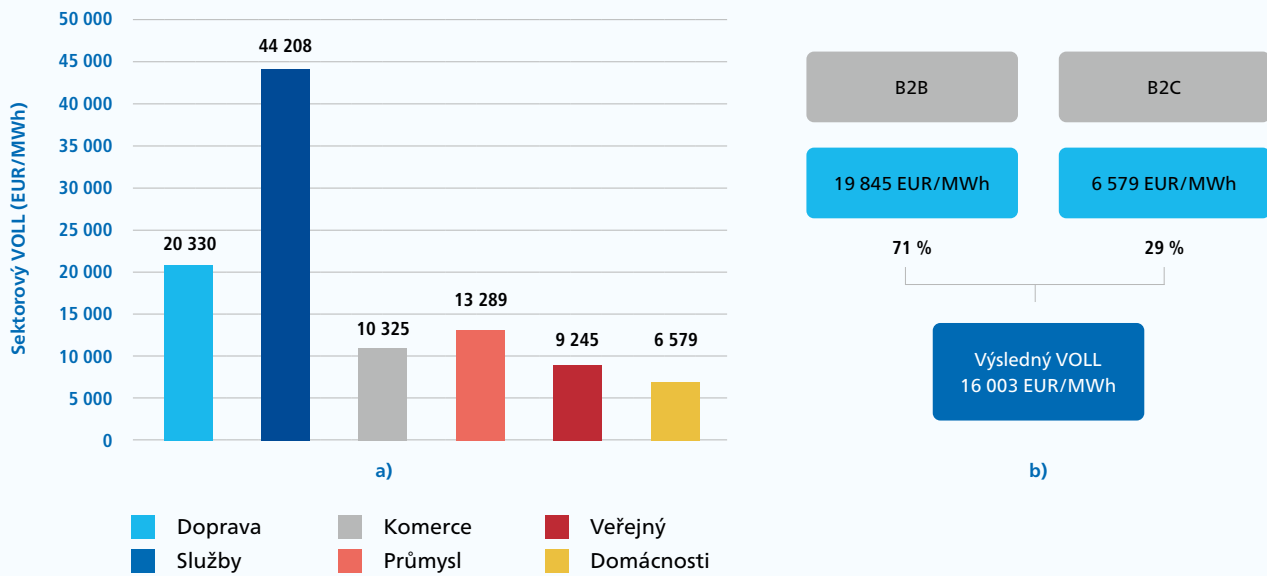
*Value of Lost Load* (VOLL) představuje ekonomickou hodnotu nepokrytého zatížení vyjádřenou v EUR/MWh. Metodika ENTSO-E doporučuje používat metodu přímého dotazování respondentů založenou na principu ochoty zákazníků platit za nepřerušeni dodávky elektřiny (*Willingness to Pay*, WTP). V praxi se někdy při stanovení hodnoty VOLL využívá také metoda dotazování respondentů na výši kompenzace za tolerování nedodávky (*Willingness to Accept*, WTA). Metoda WTA však často vede k mnohem vyšším hodnotám VOLL, protože respondenti často požadují vyšší kompenzaci za nedodávku, než kolik by byli ochotni zaplatit, aby se těžce nedodávce vyhnuli. Ve výsledku se často kombinují obě metody ve vhodně zvoleném poměru ve prospěch WTP (např. ČR, Polsko, Finsko nebo Itálie).

Jednotlivé státy potom stanovují průměrnou systémovou hodnotu VOLL, která je vypočtena na základě váženého průměru sektorů (doprava, průmysl, domácnosti atd.). V České republice byla hodnota VOLL pro rok 2024 stanovena na 16 003 EUR/MWh, což znamená výrazný nárůst oproti předchozí hodnotě, který je způsoben zejména zvýšením ceny energie.

Obr. 2.2 Výsledky ERAA ve scénáři B: Hodnoty LOLE v roce 2030



Obr. 2.3 a) Hodnota VOLL pro jednotlivé sektory ekonomiky, b) výpočet hodnoty výsledného VOLL pro ČR



Cost of New Entry (CONE) zahrnuje investiční ( $CONE_{fixed}$ ) a provozní náklady ( $CONE_{variable}$ ) nových zdrojů. Parametr  $CONE_{fixed}$  zahrnuje investiční a fixní provozní náklady a je vyjádřen v eurech na kilowatt instalovaného výkonu a rok. Jeho hodnota je dána jako podíl ročních pevných nákladů na jednotku instalovaného výkonu a deratingového faktoru, který vyjadřuje dostupnost daného zdroje pro pokrytí špiček spotřeby, kdy je předpokládán nedostatek výroby. Méně ovladatelné zdroje mají obecně nižší (tj. horší) derating faktor a finální  $CONE_{fixed}$  je pak pro tyto technologie vyšší, přestože jejich investiční a fixní náklady mohou být nízké. Parametr  $CONE_{variable}$  popisuje variabilní náklady na vyrobenou elektřinu, především náklady na palivo a emisní povolenky, vyjadřuje se v eurech na kilowatthodinu vyrobené elektrické energie.

Norma spolehlivosti ( $LOLE_{NS}$ ) udává zdrojovou přiměřenost soustavy. Norma představuje maximálně přípustný počet hodin nedodávky elektřiny za jeden rok, při jehož překročení je ohrožena spolehlivost dodávek elektrické energie. Hodnota  $LOLE_{NS}$  je stanovena jako minimum z prahových hodnot  $LOLE_{thr}$  pro jednotlivé technologie. Prahové hodnoty  $LOLE_{thr}$  referenčních technologií udávají, jak jsou dané technologie vzhledem ke svým investičním nákladům ekonomicky odůvodnitelné. Tyto prahové hodnoty jsou určeny na základě hodnoty nepokrytého zatížení (VOLL) a ekonomických parametrů vstupu nového zdroje (CONE).

$$LOLE_{thr} = \frac{CONE_{fixed}}{VOLL - CONE_{variable}}$$

Pro ČR byla norma spolehlivosti stanovena na **6,7 h/rok** podle technologie s nejnižší prahovou hodnotou  $LOLE$ , a sice plynového OCGT zdroje.

**Tab. 2.1 Přehled prahových hodnot  $LOLE_{thr}$  pro jednotlivé typy technologií**

Typ zdroje	OCGT	ICE Plynový motor	CCGT	Malý modulární reaktor	Nový jaderný blok	FVE – Ground large	VTE
$LOLE_{thr}$ (h/r)	6,7	9,6	9,9	44,1	68,4	72,0	110,0

Hodnoty VOLL, CONE a normy spolehlivosti musí být pravidelně aktualizovány, aby odrážely aktuální stav trhu a technologií, minimálně však jednou za pět let. V případě překročení normy spolehlivosti, indikujícím zdrojovou nepřiměřenost, mohou členské státy využít operativní nástroje převážně neinvestiční povahy (např. flexibilitu výroby i spotřeby a podporu výstavby nových zdrojů) nebo investiční opatření (např. výstavba nových zdrojů).

Detailně se stanovení ekonomických parametrů a spolehlivostního ukazatele  $LOLE_{NS}$  věnuje příloha s názvem „Aktualizace hodnot VOLL, CONE a normy spolehlivosti  $LOLE_{NS}$ “, která shrnuje výsledky studie provedené ve spolupráci ČEPS s MPO a ERÚ v roce 2023. Hodnoty byly aktualizovány po dvou letech od posledního provedení tohoto šetření, a to zejména z důvodu významného nárůstu cen elektřiny a paliv v posledních dvou letech.

## 2.5 PŘEHLED ZDROJŮ DAT

Simulace scénářů vývoje zdrojové přiměřenosti stojí na robustních datových základech, a to jak na straně výroby elektřiny, tak na straně její spotřeby. To dává provozovateli přenosové soustavy možnost co nejpřesněji modelovat elektrizační soustavu a vytvořit několik koridorů možného vývoje v závislosti na celé řadě faktorů.

Zcela klíčovým zdrojem informací o výrobních kapacitách v ČR je dotazníkové šetření ADSEND, které každoročně provádí společnost ČEPS a zahrnuje všechny tepelné a vodní elektrárny s instalovaným výkonem alespoň 10 MWe. Sběr dat probíhá prostřednictvím webové aplikace. Souhrnný netto instalovaný výkon zahrnutých zdrojů dosahuje 15,3 GWe, což odpovídá 69,2 % celkového instalovaného výkonu ES ČR.

Zbývajících asi 30 % zdrojové základny tvoří především menší obnovitelné zdroje (zejména FVE, VTE, bioplyn) a spolu s informacemi o vodíku a bateriové akumulaci o nich ČEPS získává data prostřednictvím predikcí vytvořených ve spolupráci s předními energetickými experty za účelem zmapování vývoje těchto technologií.

Informace o současném stavu zdrojové základny ES ČR jsou čerpány z ročních zpráv o provozu elektrizační soustavy publikovaných Energetickým regulačním úřadem.

Budoucímu vývoji solárních a větrných elektráren se věnuje „Studie OZE a regulovatelnosti soustavy“ (SOZER) z roku 2023 vypracovaná pro provozovatele přenosové soustavy. Predikce v několika trajektoriích posuzuje dopady dotačních programů a fondů, včetně zmapování zájmu investorů o účast v těchto výzvách, legislativy v oblasti OZE a dalších vlivů na rozvoj zdrojové základny ČR. Predikce zohledňují i možné technické, urbanistické a ekonomické vlivy na instalaci nových OZE.

Potenciál rozvoje bioplynu analyzuje v několika variantách studie „Analýza vývoje bioplynových zdrojů do roku 2050“ vypracovaná pro provozovatele přenosové soustavy v roce 2022. Predikce pro každou variantu vychází z různé míry dotační podpory, dostupnosti paliva a otevřenosti legislativního rámce směrem k rozvoji těchto technologií. Scénáře predikce se mezi sebou také liší tím, jaké předpokládají rozložení mezi využitím bioplynu pro výrobu elektřiny a utilizací bioplynu pro výrobu biometanu, který by se následně vtlačel do plynárenské soustavy.

Predikce palivových článků a elektrolyzérů jsou založeny na studii „Predikce rozvoje akumulace a vodíku“ z roku 2022, která vychází z disponibilní kapacity OZE a jaderných zdrojů pro výrobu vodíku, předpokladu soběstačnosti ve výrobě vodíku a možností jeho dovozu.

Analýza potenciálu rozvoje explicitního a implicitního DSR vychází z dokumentu „Studie Demand Side Response“ vypracovaného v roce 2023, dále se opírá o výsledky ERAA 2023 a je korigována o současný stav implementace tohoto typu flexibility v ČR.

Spotřebě elektrické energie a predikci jejího vývoje do budoucna se věnuje „Analýza a predikce spotřeby elektřiny ČR do roku 2050“ aktualizovaná pro rok 2023. Studie v několika trajektoriích predikuje vývoj tuzemské netto spotřeby (TNS) včetně vlivu elektrifikace na spotřebu, a to zejména v sektorech dopravy, průmyslu, vytápění a v kontextu posilující role prosumerů. Predikce od sebe odlišuje odhad socioekonomického vývoje ČR, míra elektrifikace sektorů a nárůstu energetické efektivity. Zmíněná studie také aktualizuje potenciál rozvoje bateriové akumulace, a to v souladu s plánovanými přírůstky OZE dle studie SOZER.

Při modelování ostatních evropských států, vývoje jejich spotřeby elektřiny a instalovaného výkonu napříč kategoriemi zdrojů využívá ČEPS data z databáze PEMMDB, kterou udržuje ENTSO-E. Databáze dále zahrnuje data o přeshraničních kapacitách a data o plánovaných odstávkách i očekávaných četnostech neplánovaných výpadků zdrojů.

Klimatická data, nutná pro modelování průběhu výroby OZE a spotřeby elektrické energie (např. pro vytápění tepelnými čerpadly), jsou čerpána z panevropské klimatické databáze PECD.

## 2.6 ENERGETICKO-KLIMATICKÉ CÍLE

Politiky Evropské unie v oblasti klimatu hrají zásadní roli při strukturální transformaci energetického sektoru napříč celou EU a vyvolávají nutnost implementace unijních energeticko-klimatických cílů do národních legislativ a strategií. Evropská unie se Zelenou dohodou pro Evropu a balíčkem Fit for 55 zavázala k dosažení klimatické neutrality do roku 2050, což vyžaduje výrazné snížení emisí skleníkových plynů, zvýšení podílu obnovitelných zdrojů energie ve zdrojovém mixu a zlepšení energetické účinnosti ekonomiky.

V souvislosti s konfliktem na Ukrajině vznikl tlak na urychlení transformace energetiky ve smyslu snížení závislosti EU na ruských fosilních palivech. Evropská komise v roce 2022 představila plán REPowerEU, který cílí na posílení strategické autonomie EU v odvětví energetiky, podporu přechodu na čistou energii a budování odolnosti energetického systému.

Plán REPowerEU zpřísnil zejména cíle týkající se podílu OZE na konečné spotřebě energie a snižování spotřeby, které byly ke konci roku 2023 dále upraveny (zmírněny) směrnici o obnovitelných zdrojích (RED III) a energetické účinnosti (EED). Cíl snížení emisí skleníkových plynů o 55 % do roku 2030 zůstává platný v souladu s Fit for 55.



**Tab. 2.2 Aktuální energeticko-klimatické cíle po přijetí změn v souvislosti s REPowerEU**

Cíl	EU	ČR
<b>Snížení emisí skleníkových plynů</b>	55 % do roku 2030 oproti roku 1990	40 % do roku 2030 oproti roku 1990
<b>Podíl OZE na konečné spotřebě energie</b>	min. 42,5 % do roku 2030 (ambice 45 %)	30 % do roku 2030 (dle návrhu NEKP)
<b>Energetické úspory / energetická účinnost</b>	Snížení konečné a primární spotřeby o 11,7 % do roku 2030	Nový cíl zatím není stanoven

Realizace těchto cílů vyžaduje od národních států aktualizaci koncepčních dokumentů, jako jsou v případě ČR zejména Státní energetická koncepce (SEK), Vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu (NEKP) a Politika ochrany klimatu (POK). Tyto cíle je dále nutné promítnout do národní energetické legislativy, aby legislativní rámec reagoval na mezinárodní situaci, zohlednil zajištění a bezpečnost dodávek energií a vytvářel dostatečnou motivaci pro rozvoj zdrojové základny. V současnosti již k reformám legislativy dochází a změny energetického zákona mj. obsahují (případně budou obsahovat):

- zjednodušení podmínek povolování a výstavby obnovitelných zdrojů energie (LEX OZE I s účinností od 1. ledna 2023),
- principy a požadavky na komunitní energetiku, vznik energetických společenství a umožnění sdílení elektřiny včetně vytvoření Elektroenergetického datového centra (LEX OZE II s účinností od 1. ledna 2024),
- zavedení právní úpravy různých forem ukládání energie nebo služeb agregace a flexibility (LEX OZE III, ve schvalovacím procesu).

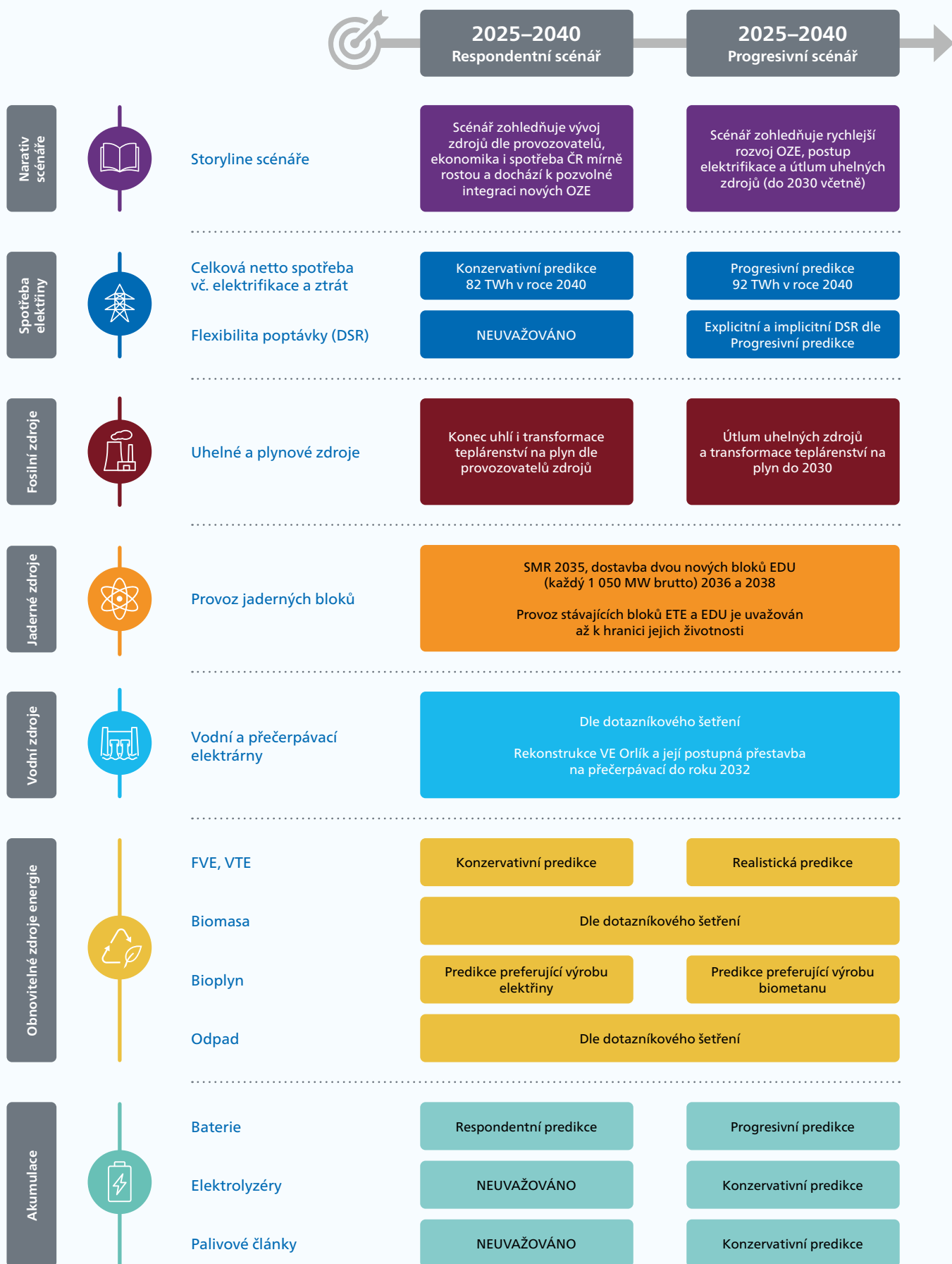
## 2.7 ZÁKLADNÍ PŘEHLED SCÉNÁŘŮ

Dokument MAF CZ 2023 hodnotí zdrojovou přiměřenost do roku 2040 ve dvou scénářích, a sice **Respondentním** a **Progresivním** scénáři. Výsledky simulací jsou pro oba scénáře zobrazovány ve čtyřech cílových letech: 2025, 2030, 2035 a 2040.

**Respondentní scénář** nabízí pohled na rozvoj zdrojové základny v rozsahu indikovaném provozovateli zdrojů v rámci každoročního sběru dat. Scénář uvažuje postupný útlum uhelných zdrojů a transformaci tepláren a menších závodních energetik na zemní plyn či v menší míře na biomasu. Instalovaná kapacita fotovoltaických (FVE), větrných (VTE) a ostatních obnovitelných zdrojů energie (OZE) pomalu narůstá. Konzervativní predikce spotřeby předpokládá pozvolný návrat ekonomiky z recese a v kombinaci se střední mírou elektrifikace nedochází k velkému navýšení spotřeby ve sledovaném horizontu.

V **Progresivním scénáři** se kompletní odklon od uhlí stejně jako dokončení transformace tepláren a závodních energetik na zemní plyn očekává do konce roku 2030. Scénář uvažuje oproti Respondentnímu scénáři vyšší penetraci OZE, zejména potom FVE a VTE. Progresivní predikce spotřeby je charakteristická rozsáhlejší elektrifikací, a to zejména v oblasti dopravy, průmyslu a vytápění spolu s posílením role prosumerů.

Obr. 2.4 Přehled scénářů a využívaných predikcí



## 2.8 ROZDÍLY MAF CZ 2022 VS. 2023

V dokumentu MAF CZ 2023 došlo k několika významným změnám oproti předchozímu vydání, které se týkají zejména využitých zdrojových dat a metodického přístupu k modelování. Tato kapitola podává stručné shrnutí po jednotlivých oblastech, podrobně jsou pak východiska modelování popsána v následujících kapitolách.

- **Norma spolehlivosti:** Norma spolehlivosti musí být aktualizována každých 5 let nebo i dříve při významných změnách v sektoru elektroenergetiky. Kvůli energetické krizi vyvolané konfliktem na Ukrajině se v roce 2023 přistoupilo ke stanovení nové normy spolehlivosti o hodnotě 6,7 h/rok. Pokles z původních 15 h/rok v roce 2022 je způsoben vyšší hodnotou VOLL ovlivněnou vysokými cenami energií.
- **Aktualizace dat:** Přestože se jedná o hodnocení zdrojové přiměřenosti za rok 2023, byla z důvodu odloženého vydání dokumentu až na podzim 2024 aktualizována data na základě dotazníkového šetření provedeného na jaře 2024. Vzhledem k dynamickému vývoji české energetiky v letošním roce by analýza provedená na datech ze začátku roku 2023 nepřinesla aktuální obrázek o plánech provozovatelů zdrojů.
- **Odchod od uhlí:** Dle nového dotazníkového šetření z jara 2024 je patrná velká změna v plánech provozovatelů zdrojů, a to zejména s ohledem na provoz uhelných zdrojů. Oba scénáře MAF CZ 2023 tedy počítají s dřívějším útlumem výroby elektřiny z uhlí, než bylo uvažováno v předchozích analýzách. V Respondentním scénáři po roce 2030 využívají uhlí už jen menší zdroje a teplárny, Progresivní scénář pak počítá s úplným odchodem od uhlí do konce roku 2030.
- **Jaderné zdroje:** Simulace nově předpokládají dostavbu dvou nových bloků v lokalitě Dukovany v letech 2036 a 2038 dle aktuálních informací o výsledcích tendru na stavbu nových zdrojů.
- **Klimatické roky:** Stejně jako v MAF CZ 2022, ČEPS používá tři reprezentativní klimatické roky (1995, 2008, 2009) ke snížení výpočetní náročnosti spojené s přechodem na nový modelovací software Plexos a rostoucí komplexitou modelu. Nově jsou však výpočty zdrojové přiměřenosti prováděny také pro klimatický rok 1985, který slouží jako citlivostní analýza na extrémní počasí. V příští edici je plánováno rozšíření analýzy na všechny klimatické roky obsažené v databázi PECD.
- **Omezení dovozu:** Na rozdíl od předchozího hodnocení zdrojové přiměřenosti, kde simulace braly v potaz maximální míru importu do 10 % spotřeby elektřiny dle SEK, letos není tento limit na dovoz uplatňován v souladu s metodickými doporučeními k integraci sítí ze strany ACER.
- **Modelování sítí:** ČEPS, po vzoru ERAA, modeluje přenosové sítě pomocí metody *flow-based* pro státy v tzv. Core regionu. V MAF CZ 2023 je tento přístup využíván až do roku 2035, zatímco v předchozím dokumentu byl uplatňován pouze do roku 2030. Do konce sledovaného horizontu se při modelování sítí používá NTC přístup.
- **Demand Side Response:** Progresivní scénář MAF CZ 2023 nově uvažuje i flexibilitu na straně poptávky, a to formou explicitní i implicitní DSR.

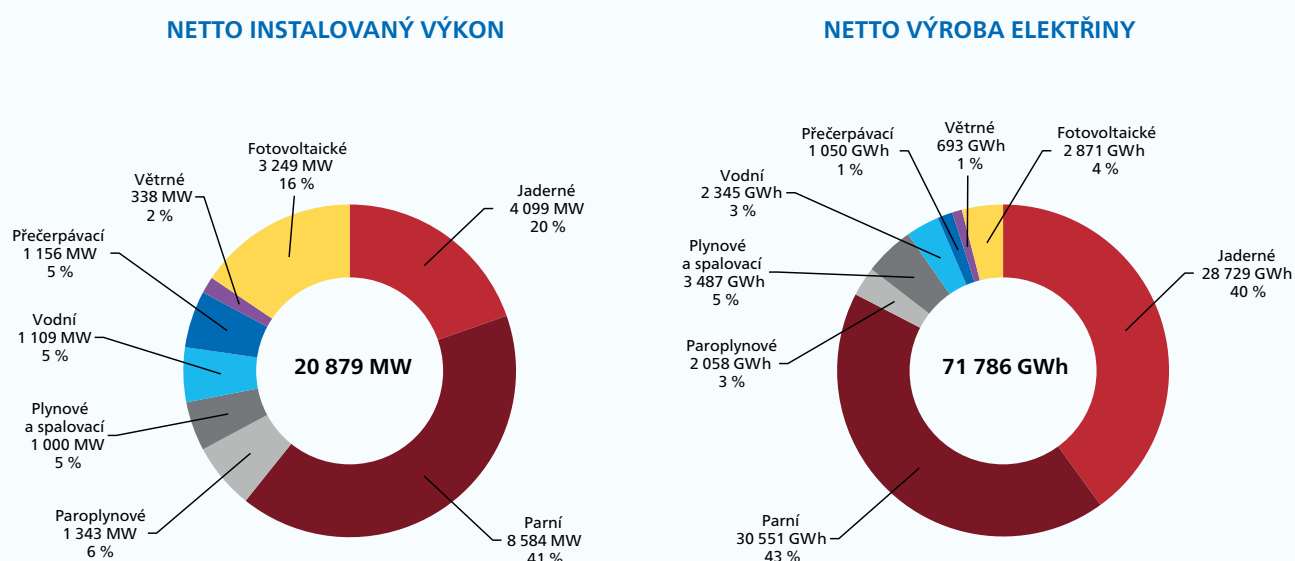
- **Analýza cenového vývoje:** Na rozdíl od loňského vydání v MAF CZ 2023 není provedena analýza vývoje českých day-ahead cen nákladovou metodou (výpočet celkových nákladů – Totexů). Místo toho tato studie nabízí statistické šetření výstupů simulačního software Plexos, a to relevantních hodinových řad týkajících se cenového vývoje. Day-ahead ceny jsou analyzovány prostřednictvím heatmap, které představují hojně využívaný nástroj v energetice na vizualizaci většího množství dat. Jako jeden z budoucích sílících vektorů cenotvorby je s pomocí heatmap zobrazen také hodinový průběh salda ČR jednotlivých cílových let. Rovněž je posouzen rozdíl (*spread*) day-ahead cen Česka a Německa, který představuje důležitý indikátor možností exportu přebytků zelené elektřiny do České republiky.
- **Vyhodnocení struktury dovozního salda:** Nově je v MAF CZ 2023 analyzován podíl ekonomického importu, který reaguje na dodávku elektřiny ze zahraničních zdrojů s nižšími výrobními náklady. Součástí analýzy je také posouzení okamžité výše bilančního importu pro potřeby zajištění výkonové bilance z pohledu očekávaných přeshraničních kapacit a vyhodnocení skutečné dovozní závislosti s ohledem na možnou dostupnost výrobních kapacit v ČR.

### 3 Výrobní kapacity ES ČR

#### 3.1 SOUČASNÝ STAV ZDROJOVÉ ZÁKLADNY

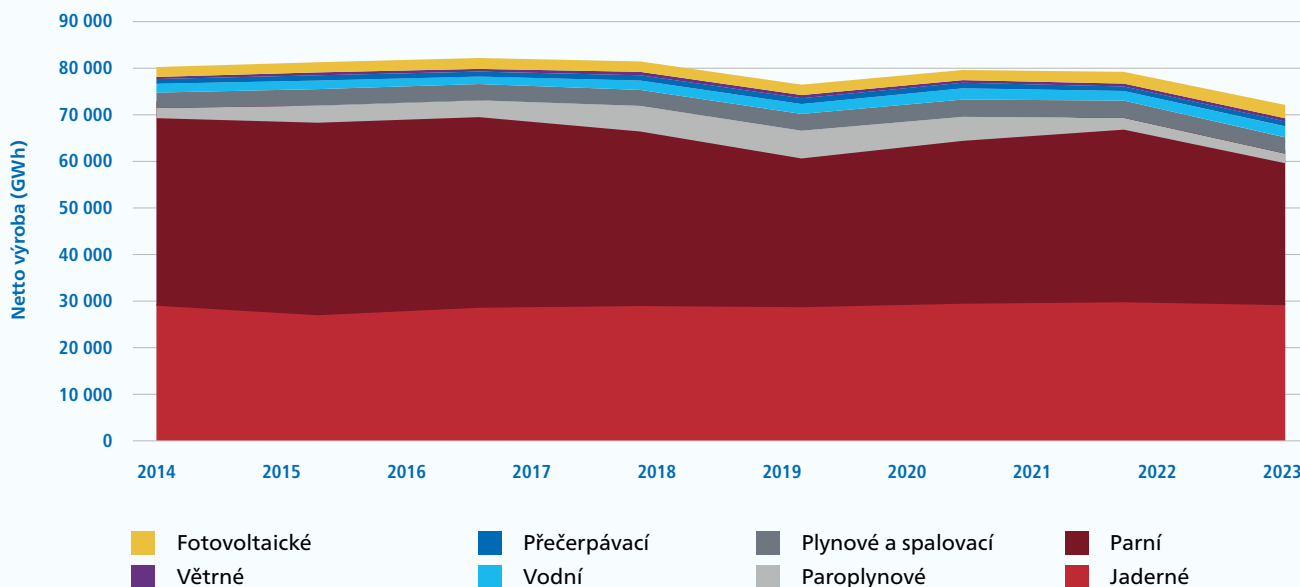
Cílem této kapitoly je shrnutí současného stavu výrobních kapacit ES ČR a představení jejich pravděpodobného budoucího vývoje, a to se zaměřením na výhled provozu jednotlivých výrobních typů zdrojové základny. Následující dvojice grafů popisuje současnou strukturu výroby a energetického mixu ES ČR dle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

Obr. 3.1 Netto instalovaný výkon ke konci roku 2023 a netto výroba elektrické energie za rok 2023 v ČR.  
Zdroj: ERÚ



Celková výroba elektřiny za rok 2023 (viz Obr. 3.1) byla 71 786 GWh, což je přibližně o 9 % méně než za rok 2022. Nejvyšší podíl na výrobě v ČR i nadále tvoří zdroje s palivovými kotli a parními turbínami (elektrárny, teplárny a závodní energetiky), které spalují především hnědé a černé uhlí. Výroba v tomto segmentu zdrojů významně poklesla oproti předchozím rokům (přibližně o 6,6 TWh proti roku 2022), zatímco instalovaný výkon zůstal prakticky nezměněn. Tento pokles výroby byl způsoben z velké části snížením tuzemské spotřeby v důsledku energetické krize a snížením exportu elektrické energie do zahraničí, viz Obr. 3.2. Výroba v jaderných elektrárnách také poněkud klesla (o 0,6 TWh) a po loňském zvýšení se vrátila zpět na úroveň let 2019-2021. Meziročně roste instalovaný výkon i výroba fotovoltaických zdrojů, v roce 2023 vyrobily přibližně 4 % celkové výroby elektřiny.

Obr. 3.2 Historický vývoj netto výroby elektřiny podle kategorií zdrojů. Zdroj: ERÚ



### 3.2 UHELNÉ ZDROJE

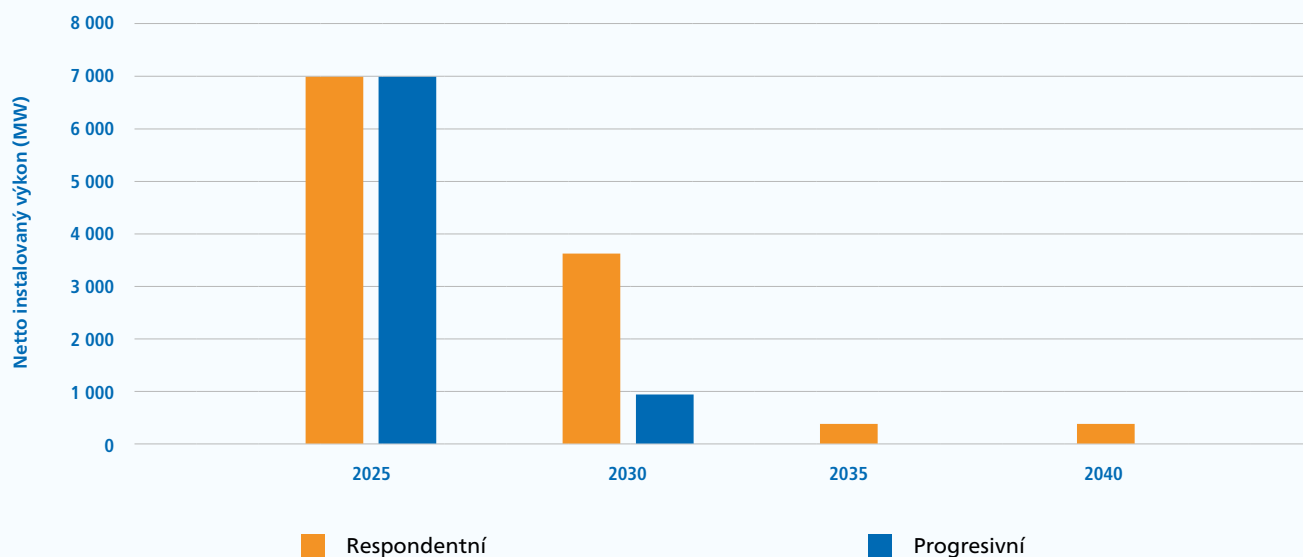
Uhlí (především hnědé uhlí) představuje významnou složku českého elektroenergetického mixu. V roce 2023 bylo z hnědého uhlí vyrobeno 34,9 % netto elektřiny, zatímco z černého uhlí bylo vyrobeno 2,5 % elektřiny. Uhlí spalují zejména velké systémové elektrárny, které mohou vedle elektřiny dodávat také teplo, stejně jako teplárny a závodní energetické systémy s kombinovanou výrobou elektřiny a tepla (KVET).

Uhelné elektrárny se kategorizují jako tzv. *dispatchable resources*, u kterých je možné výši produkce elektrické energie dle potřeby v daném čase upravovat na požadovanou úroveň. Tyto elektrárny tak přispívají nejen k pokrytí celkové roční bilance elektřiny, ale zároveň hrají důležitou roli i při pokrývání sezonních a denních výkyvů ve spotřebě. Uhelné zdroje mají zásadní význam také pro poskytování služeb výkonové rovnováhy. Velká část uhelných zdrojů také dodává teplo do soustav centrálního zásobování teplem (CZT).

Výroba elektřiny a tepla z uhelných zdrojů se vyznačuje vysokou intenzitou emisí  $\text{CO}_2$  na jednotku vyrobené elektřiny. Kromě toho tyto zdroje produkují také další znečišťující látky (např. oxidy síry  $\text{SO}_x$ , oxidy dusíku  $\text{NO}_x$ , nebo jiné polutanty). Mnohé uhelné zdroje prošly v průběhu posledního desetiletí nákladnou modernizací, aby byl jejich provoz v souladu s požadavky na emise znečišťujících látek. Další náklady s sebou přinášejí nutnost nákupu emisních povolenek. Jejich cena se v průběhu uplynulých dvou let držela většinu času v pásmu 75 až 100 eur za tunu  $\text{CO}_2$ , a přestože v roce 2024 poněkud klesla, stále jde o faktor hrající velmi významnou roli v ekonomice uhelných zdrojů.

Vývoj instalovaného výkonu uhelných zdrojů ve zkoumaném horizontu je zobrazen na Obr. 3.3.

Obr. 3.3 Predikce instalovaného výkonu uhelných zdrojů do roku 2040



	2025	2030	2035	2040
Respondentní	6 983 MW	3 616 MW	374 MW	374 MW
Progresivní	6 983 MW	932 MW	0 MW	0 MW

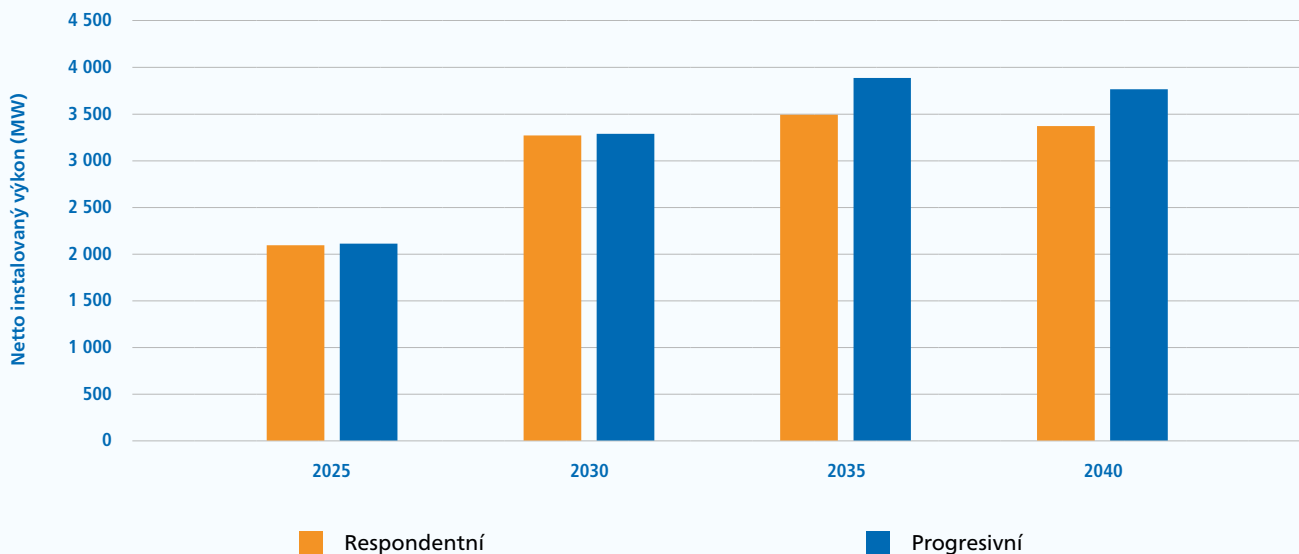
Z dat od provozovatelů uhelných elektráren (Respondentní predikce) vyplývá, že většina zdrojů bude odstavena počátkem 30. let, v dalších letech provozovatelé plánují udržovat v chodu pouze některé vybrané teplárenské zdroje, případně zdroje pro závodní energetiku.

V Progresivní predikci je uvažován dřívější odchod od spalování uhlí u zdrojů, u kterých provozovatelé v dotazníku indikovali tuto možnost. Zároveň po roce 2030 byla v tomto scénáři provedena transformace zbylých zdrojů na spalování zemního plynu nebo biomasy.

### 3.3 PLYNOVÉ ZDROJE

Plynové, podobně jako uhelné, elektrárny se řadí k tzv. *dispatchable resources*, tedy jsou schopny regulace výkonu v čase. Do roku 2014 byla většina plynových zdrojů provozována buď v rámci KVET, nebo jako pološpičkové a špičkové zdroje, sloužící zejména k regulaci sítě. V letech 2014 až 2021 výroba elektřiny z plynu postupně narůstala díky výhodnější ekonomice provozu (nižší cena plynu a vyšší cena povolenky) až na více než 8 % celkové výroby elektrické energie v ČR. V důsledku skokového nárůstu ceny plynu v letech 2022 a 2023 pak ale výroba plynových zdrojů poklesla až na polovinu rekordního roku 2021.

Obr. 3.4 Predikce instalovaného výkonu plynových zdrojů do roku 2040



	2025	2030	2035	2040
Respondentní	2 095 MW	3 270 MW	3 494 MW	3 371 MW
Progresivní	2 112 MW	3 290 MW	3 888 MW	3 765 MW

V budoucích letech (viz Obr. 3.4) indikují provozovatelé postupný nárůst instalovaného výkonu plynových zdrojů na více než 3 GW. Tento trend do jisté míry kompenzuje odstavení říditelných uhelných elektráren. Progresivní predikce navíc počítá po roce 2030 s transformací uhelných zdrojů včetně tepláren a závodních výroben především na spalování zemního plynu.

### 3.4 JADERNÉ ZDROJE

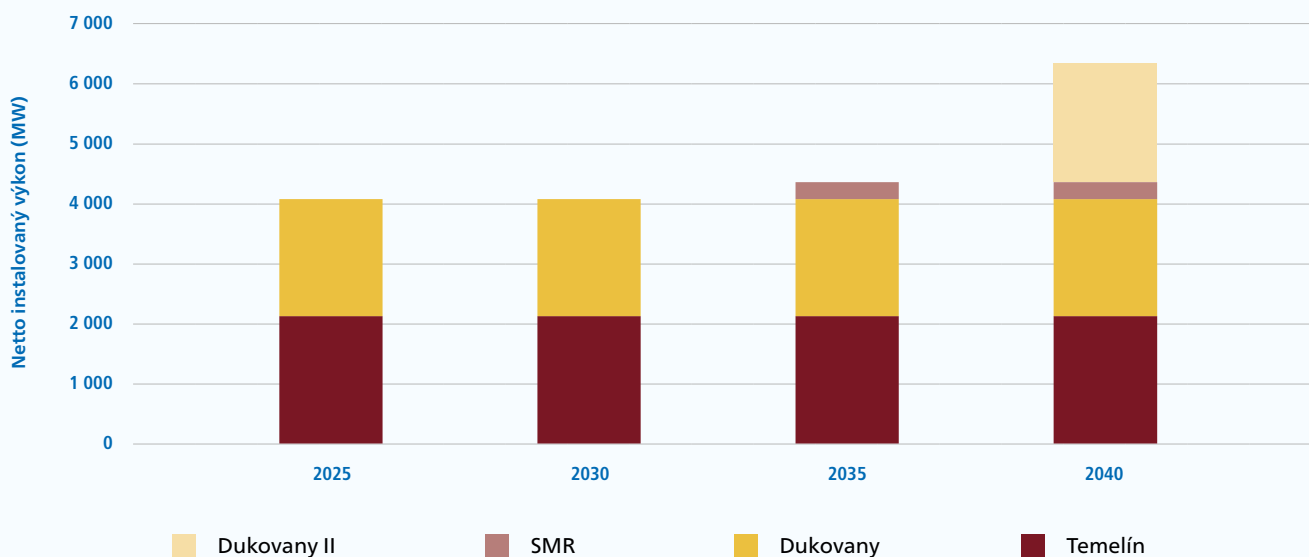
V ČR máme dvě lokality s provozovanými jadernými bloky (Temelín a Dukovany) o celkovém netto instalovaném výkonu 4 099 MW a roční netto výrobě téměř 29 TWh za rok 2023, což odpovídá 40 % české výroby elektřiny.

Elektrárna Temelín disponuje dvěma bloky, každý o netto instalovaném výkonu 1 069 MW. Aktuálně platný plán je provozovat bloky elektrárny až na hranici 60 let provozu, tj. do začátku 60. let 21. století. V elektrárně Dukovany se aktuálně nachází čtyři aktivní bloky, každý o netto instalovaném výkonu 490 MW. Podle plánů provozovatele by životnost dukovanských bloků měla být prodloužena k hranici 60 let, tj. do druhé poloviny 40. let.

Aktuálně platné výhledy provozovatele hovoří o rozvoji jaderné energetiky tak, že okolo roku 2035 by měl být do provozu uveden malý modulární reaktor (SMR, *Small Modular Reactor*) o netto instalovaném výkonu 285 MW. Významný rozvoj čeká lokalitu Dukovany, kde na základě zveřejněných výsledků tendru budou konsorciem KHNP vybudovány dva nové bloky, každý o netto výkonu téměř 1 000 MW. Připojení těchto dvou bloků do sítě je plánováno v letech 2036 až 2038. Případné budování dalších zdrojů spadá až za analyzovaný horizont roku 2040.



Obr. 3.5 Predikce netto instalovaného výkonu jaderných zdrojů po jednotlivých lokalitách



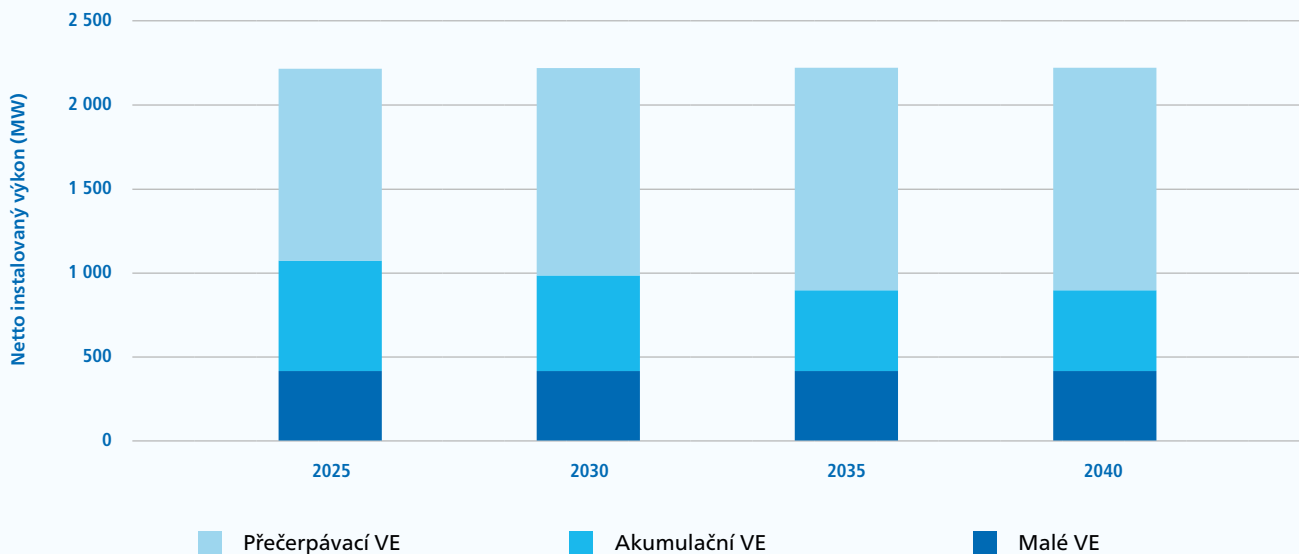
	2025	2030	2035	2040
Dukovany II	0 MW	0 MW	0 MW	1 995 MW
SMR	0 MW	0 MW	285 MW	285 MW
Dukovany	1 962 MW	1 962 MW	1 962 MW	1 962 MW
Temelín	2 138 MW	2 138 MW	2 138 MW	2 138 MW

### 3.5 VODNÍ ZDROJE

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

Jedinou významnou změnou v této oblasti je rekonstrukce technologie vodní elektrárny Orlický, kterou provozovatel plánuje provést postupně do roku 2032. Stávající čtyři Kaplanovy turbíny budou nahrazeny čtyřmi Francisovými turbínami. Dvě nové turbíny budou reverzní, čímž umožní využívat soustavu Orlický-Kamýk v režimu přečerpávací vodní elektrárny. Tím dojde k přesunu části instalovaného výkonu z akumulčních zdrojů na PVE.

Obr. 3.6 Predikce netto instalovaného výkonu jednotlivých kategorií vodních elektráren



	2025	2030	2035	2040
<b>Přechřpávací VE</b>	1 149 MW	1 240 MW	1 332 MW	1 332 MW
<b>Akumulační VE</b>	661 MW	573 MW	484 MW	484 MW
<b>Malé VE</b>	415 MW	415 MW	415 MW	415 MW

### 3.6 OBNOVITELNÉ ZDROJE A DECENTRALIZOVANÁ ENERGETIKA

Dotazníkové šetření prozatím pokrývá pouze zdroje s instalovaným výkonem vyšším než 10 MWe, v současnosti však již ČEPS pracuje na plánovaném rozšíření sběru dat i na zdroje s menší instalovanou kapacitou. Do té doby se predikce pro obnovitelné zdroje (OZE) budou zakládat na informacích z relevantních expertních studií vypracovaných v souladu s českou i unijní legislativou, vládními plány, strategiemi a závazky ČR na úrovni EU v oblasti vývoje OZE.

#### 3.6.1 FOTOVOLTAICKÉ A VĚTRNÉ ELEKTRÁRNY

Pro predikci vývoje v oblasti fotovoltaických a větrných zdrojů byla konsorciem autorů vypracována „Studie OZE a regulovatelnosti soustavy“ (SOZER). Studie vznikla v reakci na nové ambicióznější cíle EU v oblasti ochrany klimatu (zejména Fit for 55 a RePowerEU), mění se situace na energetickém trhu a očekávaný nárůst obnovitelných zdrojů, který bude mít dopad na úpravu a provozování elektrizační soustavy. Studie predikuje rozvoj OZE (FVE a VTE) do roku 2050 na základě současných a očekávaných podmínek na energetickém trhu. Analýza vychází z odhadu zájmu investorů o rozvoj OZE, kdy bere v úvahu aktuální stav žádostí a smluv o připojení do distribučních soustav, zatímco se snaží ve svých odhadech co nejvíce přiblížit realitě potenciálního zájmu a ochoty investorů.

Podmínky pro rozvoj OZE v obou níže popsaných predikcích (Konzervativní i Realistické) jsou určeny několika kritérii, která jsou pro jednotlivé predikce uplatněna v rozdílné míře. Mezi uvažovaná kritéria patří předpokládaný objem dostupné investiční podpory, omezení financování bankami (po dosažení určitého instalovaného výkonu), omezení kapacitami stavebně montážních činností, ukončování provozu některých FVE, míra indexace CAPEX, míra provozní podpory u VTE nebo nárůst FVE v kategorii do 99 kW.

Predikce vývoje FVE i VTE se od sebe liší různou měrou uplatnění výše uvedených určujících podmínek, přičemž Respondentní scénář vychází z Konzervativní predikce SOZER a Progresivní scénář z Realistické predikce téže studie.

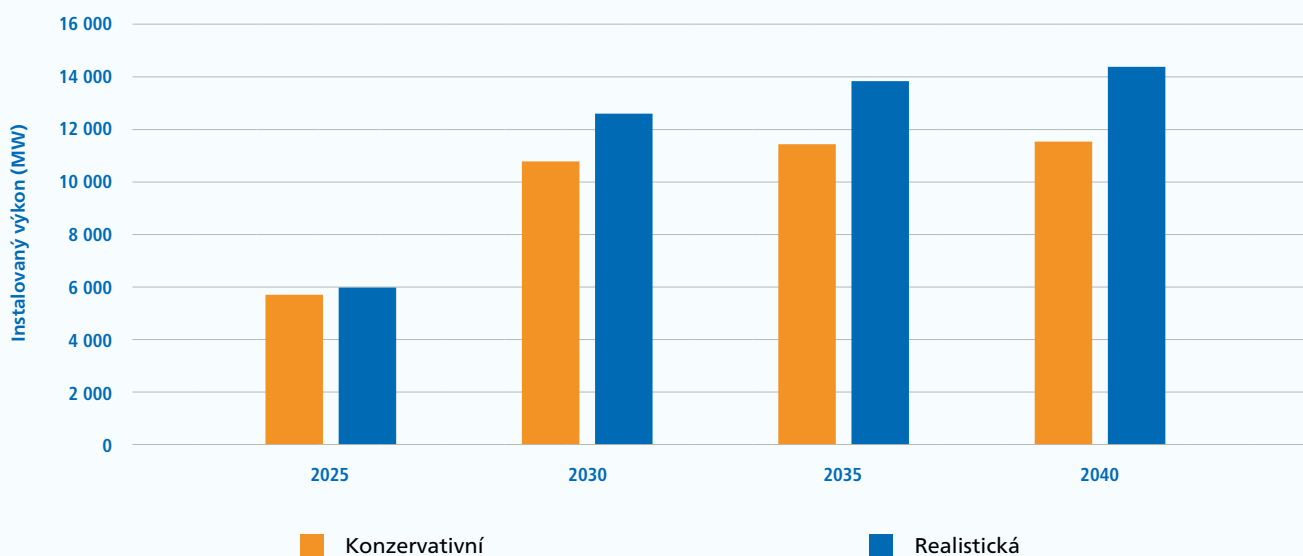
#### Fotovoltaické elektrárny

Podle historických dat ERÚ dosahoval netto instalovaný výkon fotovoltaických elektráren (FVE) v minulých letech stabilně hodnoty okolo 2 000 MW. Dle nové Roční zprávy ERÚ za rok 2023 je nyní netto instalovaný výkon FVE na úrovni 3 249 MW. Dle údajů ČEPS a provozovatelů distribučních soustav se aktuálně instalovaná kapacita solárních zdrojů pohybuje o něco výše, a sice okolo 3 840 MW (netto). Rozdíl v hodnotách pravděpodobně způsobuje rozdílný metodický přístup. Běžná doba využití maxima výkonu FVE je v ČR v závislosti na osvitu cca 1 000 – 1 100 h/rok.

Respondentní scénář je založen na **Konzervativní predikci SOZER**, která uvažuje snížený objem finanční podpory v rámci Modernizačního fondu a preferuje rozvoj menších instalací FVE (do 99 kW) na úkor instalací větších. Predikce zohledňuje více rizik a překážek, jako jsou technické možnosti připojení a přírodní podmínky zpomalující rozvoj OZE. Také se spoléhá na méně optimistické předpoklady ohledně finanční podpory a politické vůle pro rozvoj OZE. Do roku 2040 narůstá instalovaná kapacita FVE na přibližně 11,5 GW.

**Realistická predikce SOZER**, z níž čerpá Progresivní scénář, sleduje podobnou logiku vývoje solárních zdrojů jako Konzervativní predikce, ale předpokládá větší míru využití dotačních programů a lepší technologické možnosti, což by mělo umožnit rychlejší a ambicióznější růst instalovaného výkonu FVE, a to až na téměř 14,3 GW.

Obr. 3.7 Predikce instalovaného výkonu FVE



	2025	2030	2035	2040
Konzervativní	5 665 MW	10 712 MW	11 357 MW	11 457 MW
Realistická	5 933 MW	12 516 MW	13 749 MW	14 297 MW

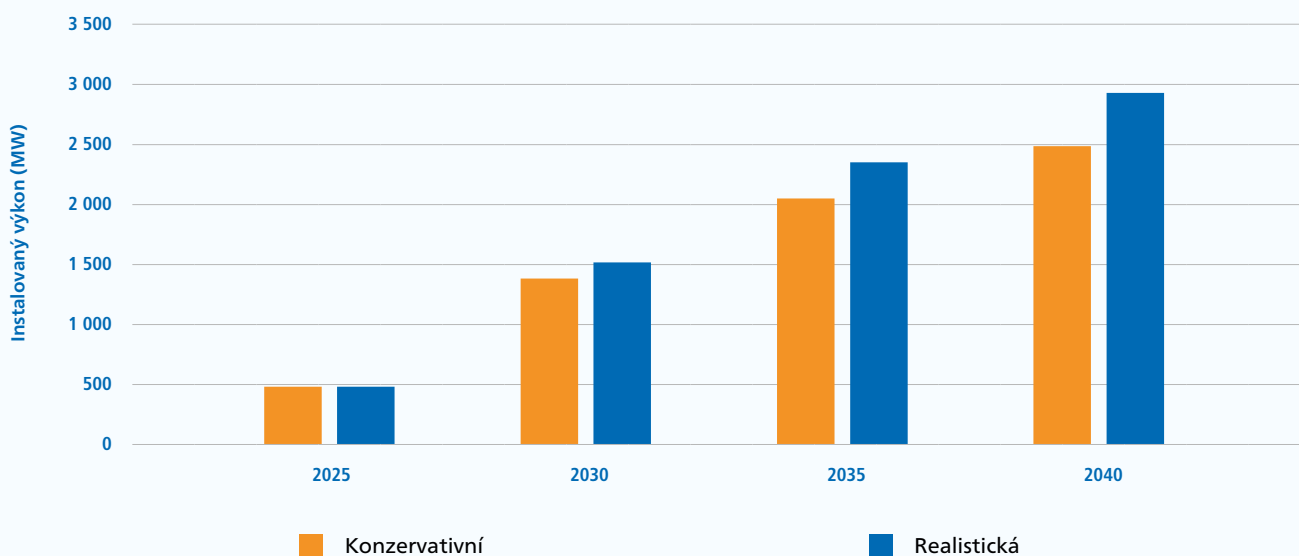
## Větrné elektrárny

Roční zprávy ERÚ evidují nárůst netto instalovaného výkonu z hodnoty 276 MW v roce 2014 na 338 MW v současnosti. Předpokládaná doba využití maxima výkonu se pohybuje v rozmezí cca 1 700 – 1 800 h/rok.

**Konzervativní predikce** předpokládá pozvolný nárůst instalovaného výkonu větrných elektráren s cílem dosáhnout přibližně 1,4 GW do roku 2030 a 2,5 GW do roku 2040. Tento scénář zohledňuje technické možnosti připojení do elektrizační soustavy, přírodní podmínky a další rizika, která mohou zpomalit rozvoj větrných zdrojů. Konzervativní predikce také předpokládá omezený vliv dotačních programů na růst instalovaného výkonu.

Na druhé straně, **Realistická predikce** je ambicióznější a předpokládá rychlejší růst instalovaného výkonu větrných elektráren, s cílem dosáhnout necelých 2 GW do roku 2030 a přibližně 3 GW do roku 2040. Tento scénář reflektuje aktuální politické a ekonomické podmínky, které mohou podporovat rychlejší růst. Realistická predikce také předpokládá větší využití dotačních programů a lepší technologické možnosti, což by mělo pozitivní vliv na rozvoj potenciálu větrné energie v ČR.

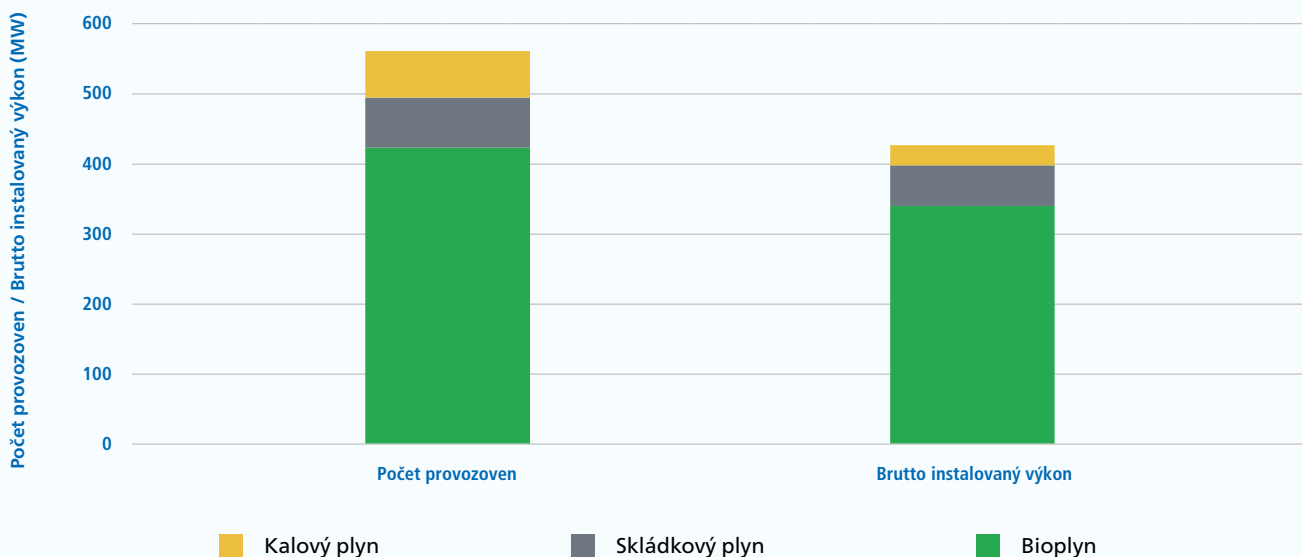
Obr. 3.8 Predikce instalovaného výkonu VTE



	2025	2030	2035	2040
Konzervativní	477 MW	1 381 MW	2 050 MW	2 486 MW
Realistická	477 MW	1 515 MW	2 352 MW	2 931 MW

Obr. 3.9 Počet provozoven a brutto instalovaný výkon pro bioplyn a další plyny. Stav ke konci roku 2023.

Zdroj: ERÚ



	Počet provozoven	Brutto instalovaný výkon
Kalový plyn	66	28 MW
Skládkový plyn	71	58 MW
Bioplyn	421	338 MW

### 3.6.2 OSTATNÍ OBNOVITELNÉ ZDROJE

Tato kapitola se ve svých třech částech zabývá bioplynovými stanicemi a zdroji spalujícími biomasu a odpad v České republice, a to zejména predikcí jejich instalovaného výkonu. U bioplynových stanic predikce vychází z expertní studie „Analýza vývoje bioplynových zdrojů do roku 2050“ a dělí se na dvě trajektorie v závislosti na tom, zda se bioplyn spíše využije na výrobu elektřiny či biometanu. V případě predikce biomasy a energetického využití odpadu, vstupní data pocházejí z dotazníkového šetření z počátku roku 2024.

#### Bioplynové stanice

Většina z více než čtyř set bioplynových stanic (BPS) v České republice byla vybudována v období platnosti zákona o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie (zákon č. 180/2005 Sb.), konkrétně mezi lety 2006 a 2013. Bioplynové stanice uvedené do provozu do roku 2012 jsou provozovány převážně s využitím zelených bonusů, přičemž jen malá část funguje v režimu pevné výkupní ceny. Stanice spuštěné v roce 2013 jsou podporovány na základě hodinového zeleného bonusu, což znamená, že výše bonusu je stanovena specificky pro každou hodinu. BPS byly navrženy pro zpracování vedlejších produktů ze zemědělství a cíleně pěstované biomasy, a jsou tedy přizpůsobeny pro příjem tekutých substrátů (např. kejda) a tuhé biomasy (senáže, siláže, cukrovarnické řízky, odpadní zbytky plodin atd.).

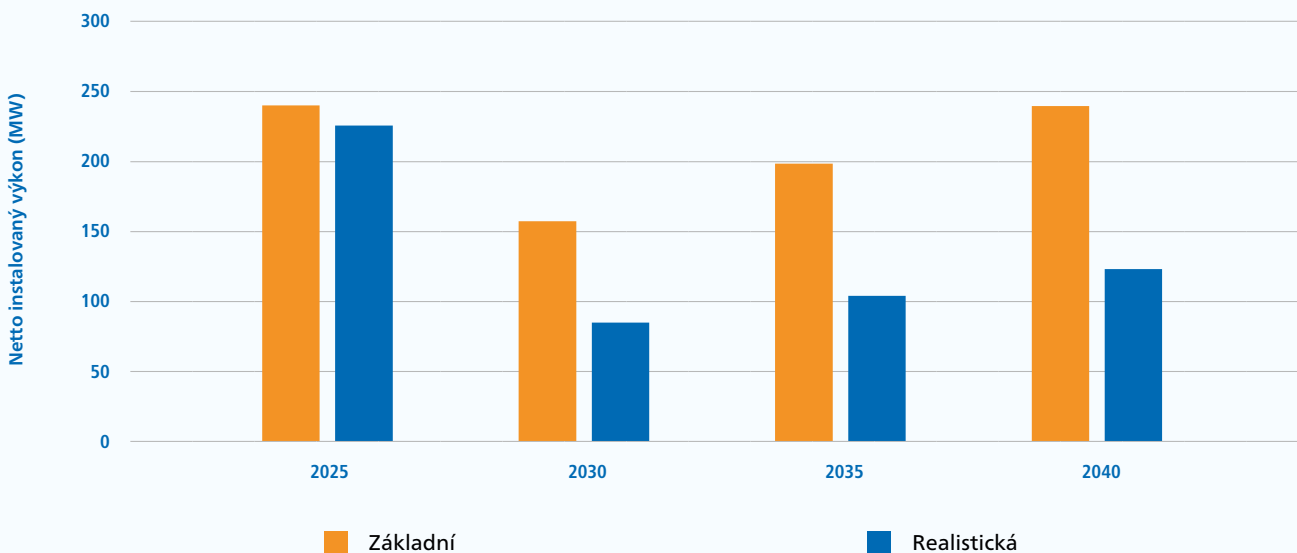
Díky provozní podpoře a základním principům technologie BPS jsou tyto zdroje běžně provozovány s velmi vysokým nasazením. Průměrná roční doba využití BPS se pohybuje okolo 7 200 hodin, což odpovídá přibližně 82 % ročního fondu. Přerušení výroby elektřiny jsou obvykle způsobena pouze nutným pravidelným servisem.

Pro potřeby tohoto dokumentu byly vytvořeny dvě trajektorie možného vývoje, Základní a Realistická predikce. Obě predikce jsou založeny na studii „Analýza vývoje bioplynových zdrojů do roku 2050“ zpracované v roce 2022 a vývoj instalovaného výkonu je dále korigován s ohledem na aktuální vývoj této kategorie paliv. Základní predikce slouží jako vstup pro Respondentní scénář, zatímco Realistická vstupuje do Progresivního scénáře.

**Základní predikce** představuje expertní odhad přirozeného vývoje sektoru bioplynových, resp. biometanových stanic, kdy je předpokládáno pokračování většiny stávajících BPS v provozu s případnou dílčí modernizací. Očekává se, že část současných stanic přejde na produkci biometanu, část jich pak vznikne přirozeně nově díky cenám elektřiny. Pokles instalovaného výkonu o cca 40 % do roku 2030 je způsoben zejména postupným dožíváním některých současných stanic a přebudováním další části z nich na výrobu biometanu. Následně započne rovnoměrný nárůst potenciálu bioplynu (způsoben zesílením cíleného pěstování biomasy pro výrobu bioplynu) a současně s ním i nárůst instalovaného výkonu BPS.

**Realistická predikce** upřednostňuje výrobu biometanu před výrobou elektřiny z bioplynu. V roce 2030 se podíl elektrického výkonu v BPS sníží na 20 % dostupného potenciálu. Tento podíl zůstane zachován do roku 2040. Z důvodů zastavení poklesu podílu instalovaného elektrického výkonu v roce 2030 a zároveň rostoucího celkového potenciálu výroby bioplynu (elektřina a biometan) se zastaví i pokles absolutního instalovaného elektrického výkonu, a naopak započne jeho mírný nárůst.

Obr. 3.10 Predikce netto instalovaného výkonu bioplynových stanic



	2025	2030	2035	2040
Základní	241 MW	158 MW	199 MW	240 MW
Realistická	226 MW	85 MW	104 MW	123 MW

V rámci tohoto scénáře se předpokládá, že BPS budou schopny elektřinu na trhu uplatnit a dodatečná provozní podpora již není nezbytná. Na základě této úvahy lze předpokládat rozšiřování BPS. Zásadním problémem však v tomto ohledu může být potenciální budoucí podpora výroby biometanu, neboť by mohlo dojít k situaci, v níž produkce biometanu přinese i přes nutné počáteční investice větší ekonomickou efektivitu oproti prodeji silové elektřiny z BPS včetně případného poskytování flexibility. V tento okamžik lze očekávat odezvu BPS ve smyslu přebudování kompletního portfolia českých BPS na výrobu biometanu. Pokud by k tomu došlo, znamenalo by to pravděpodobně maximalizaci výroby biometanu za současného snížení elektrického výkonu připojeného do soustavy.

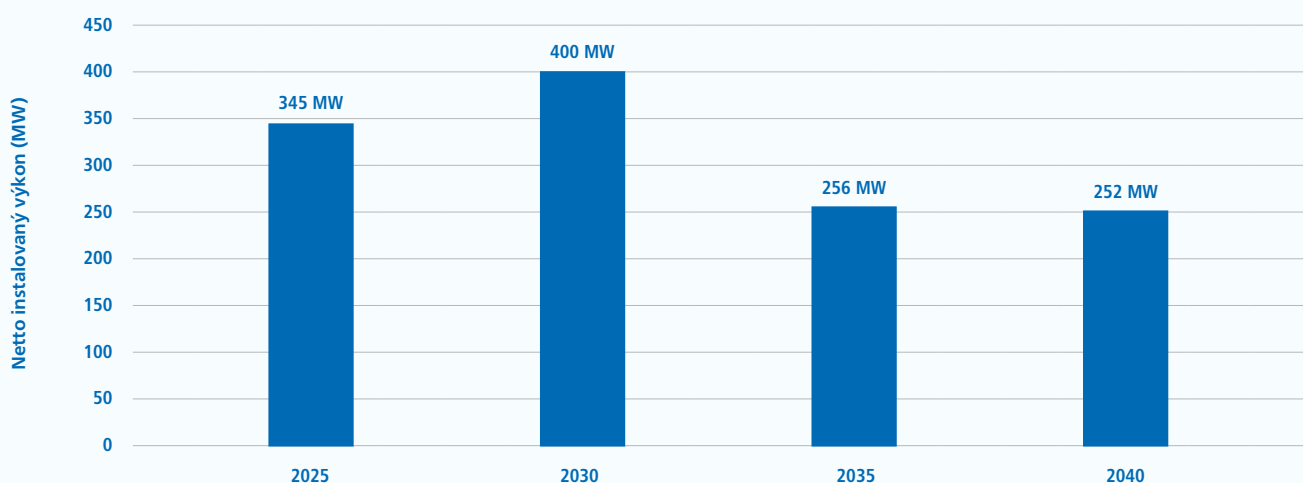
#### Využití tuhé biomasy

Trajektorie vývoje instalovaného výkonu zdrojů spalujících biomasu je pro oba scénáře společná a predikce je založena čistě na datech poskytnutých provozovateli zdrojů v rámci dotazníkového šetření.

Podle Strategie Ministerstva zemědělství ČR do roku 2030 lze očekávat problémy s dostatkem biomasy, zejména pro energetické účely. Strategie připouští zvýšení energetického využití zemědělské biomasy až o 20 %, ale pouze při zachování produkce potravin. Hlavní úlohou zemědělské půdy je zajištění dostatku potravin a krmiv, což mohou ovlivnit faktory jako úbytek půdy, limity pro pěstování erozně nebezpečných plodin a klimatické změny. Výměra půdy pro energetickou biomasu bude omezená, což povede ke stagnaci nebo mírnému růstu plochy pro energetickou biomasu a růstu cen nad úroveň inflace. U lesní půdy a dřevní biomasy se očekává volatilita dostupnosti kvůli šíření škůdců a kapacitám zpracování pilařským a papírenským průmyslem.

Trajektorie vývoje instalovaného výkonu zdrojů spalujících biomasu je pro oba scénáře společná a predikce je založena čistě na datech poskytnutých provozovateli zdrojů v rámci dotazníkového šetření.

Obr. 3.11 Predikce netto instalovaného výkonu zdrojů spalujících biomasu

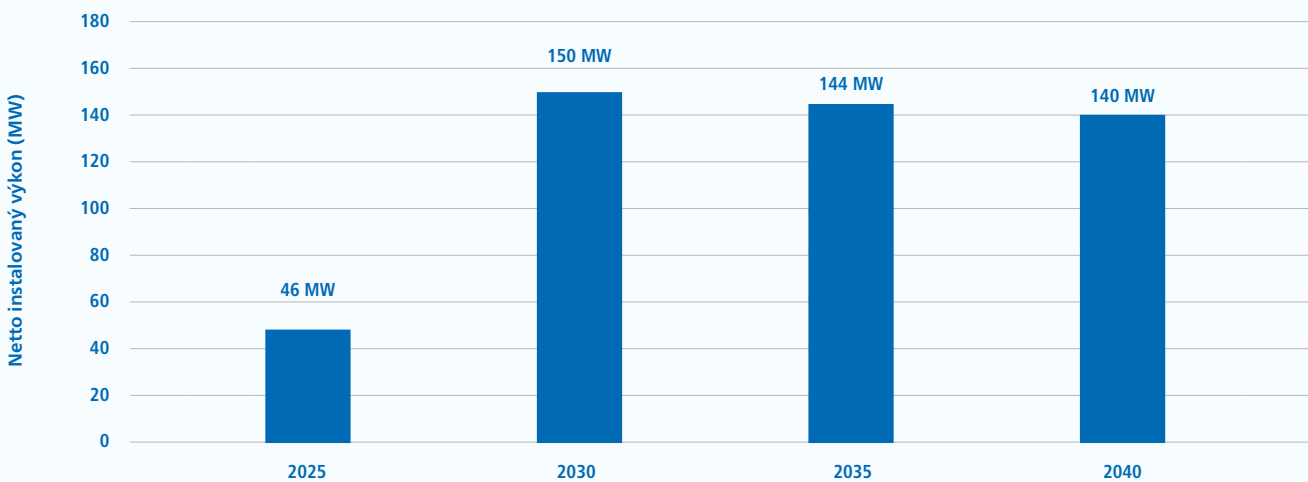


### Energetické využití odpadu

Tuhým komunálním odpadem se ve smyslu zákona č. 541/2020 Sb. rozumí směsný a tříděný odpad z domácností, a to včetně odpadních elektrických zařízení a objemného odpadu. Komunální odpad naopak nezahrnuje odpad z průmyslové výroby, zemědělství, lesnictví, kanalizace, ani odpad pocházející z vozidel na konci životnosti či stavební odpad. Tuhá alternativní paliva se vyrábějí dalším zpracováním odpadů, např. nerecyklovatelných částí odpadu (plasty, kompozitní materiály, pneumatiky apod.) a průmyslových odpadů. Paliva, která byla vyprodukována tříděním a drcením tuhého odpadu, se také označují jako Refuse Derived Fuel (RDF).

Vstupní data týkající se vývoje instalovaného výkonu tuhého komunálního odpadu (TKO) čerpají z dotazníkového šetření ADSEND 2024. Jak je patrné z obrázku níže, mezi roky 2025 a 2030 dochází k nárůstu instalovaného výkonu o cca 100 MW. Výsledky sběru dat naznačují, že důvodem relativně signifikantního nárůstu je transformace kotlů spalujících jiná paliva, zejména uhlí, na spalování různých typů tuhých odpadů. Predikce TKO pracuje s komunálními odpady, tuhými alternativními palivy i RDF.

Obr. 3.12 Predikce netto instalovaného výkonu zdrojů spalujících tuhý komunální odpad (TKO) a tuhá alternativní paliva (TAP, RDF)



### 3.7 BATERIOVÁ AKUMULACE

K rozvoji bateriové akumulace dochází postupně především z důvodu poklesu cen technologie, vyšší ceny konvenčních paliv v kontextu energetické krize a podmíněné instalace baterií zejména k fotovoltaickým elektrárnám. Mimo domácí bateriové systémy ke střešní fotovoltaike jsou uvažovány i velké stacionární baterie, které jsou schopné dosahovat výkonů v řádu jednotek až desítek MW.

Rychlost rozvoje akumulace je dána ekonomickou návratností investice, která je v dnešní době ovlivněna nejenom podporou na instalaci, ale i očekáváním profitability technologie (dostatečně vysoká cenová úroveň tržních produktů, podpůrných služeb nebo tržní volatility) a v neposlední řadě ukotvením akumulace v legislativě.

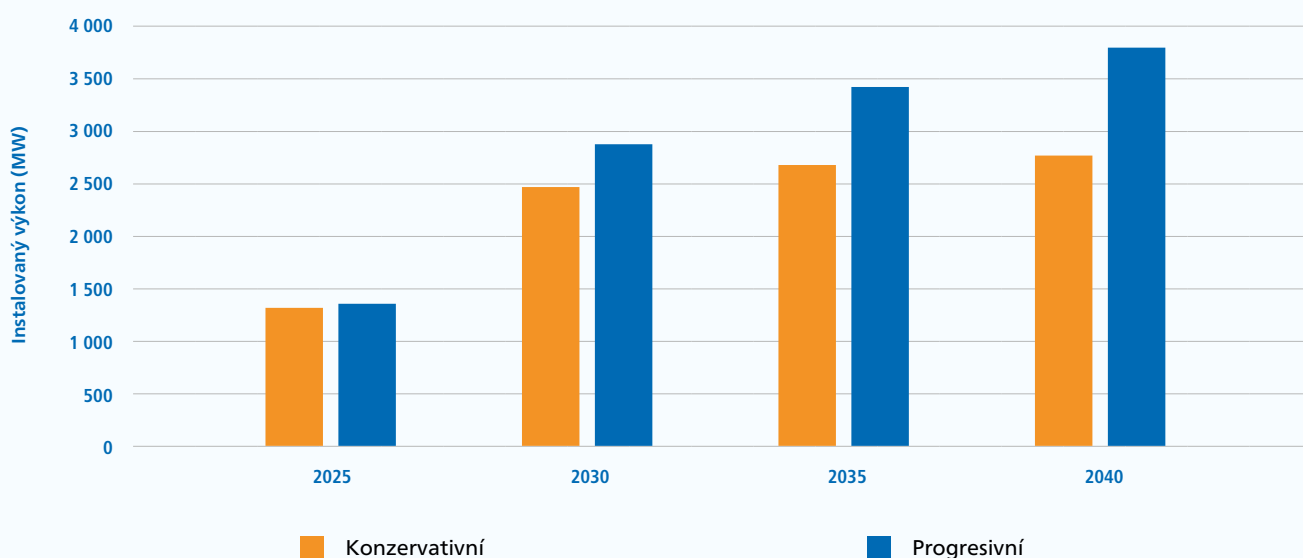


Pro potřeby tohoto dokumentu byly v rámci studie „Analýza a predikce spotřeby elektřiny ČR do roku 2050“ vytvořeny dvě predikce možného vývoje stacionární bateriové akumulace (Konzervativní a Progresivní), které jsou v souladu s predikcemi spotřeby elektřiny a rozvoje prosumerů na základě studie SOZER. Vzhledem k tomu, že práce na studii probíhaly v průběhu roku 2023, nemusí hodnoty pro blízkou budoucnost plně reflektovat aktuální zrychlený (a pro zdroje „za elektroměrem“ obtížně dokumentovatelný) rozvoj instalací. Střednědobé a dlouhodobé trajektorie jsou v souladu s uvažovaným rozvojem scénářů pro OZE. Poměr výkonu a kapacity u baterií je uvažován jako 1 MW výkonu na 2 MWh kapacity.

**Konzervativní predikce**, kterou využívá Respondentní scénář, očekává nižší společenskou podporu výstavby větrných elektráren (instalovaný výkon 2,5 GW v roce 2040) a pomalejší instalaci solárních panelů (11,5 GW v roce 2040). Predikce dále uvažuje přechod na decentralizovanou výrobu energie tam, kde je to ekonomicky smysluplné. Veřejná podpora velkoobjemové akumulace pochází zejména ze specifických dotačních programů na úrovni EU, národní subvence hrají menší roli, neboť se nepředpokládá plné čerpání dostupných finančních nástrojů pro výstavbu OZE. Celkový instalovaný výkon baterií pro rok 2040 v této predikci je přibližně 2,8 GW, tomu odpovídá kapacita 5,5 GWh.

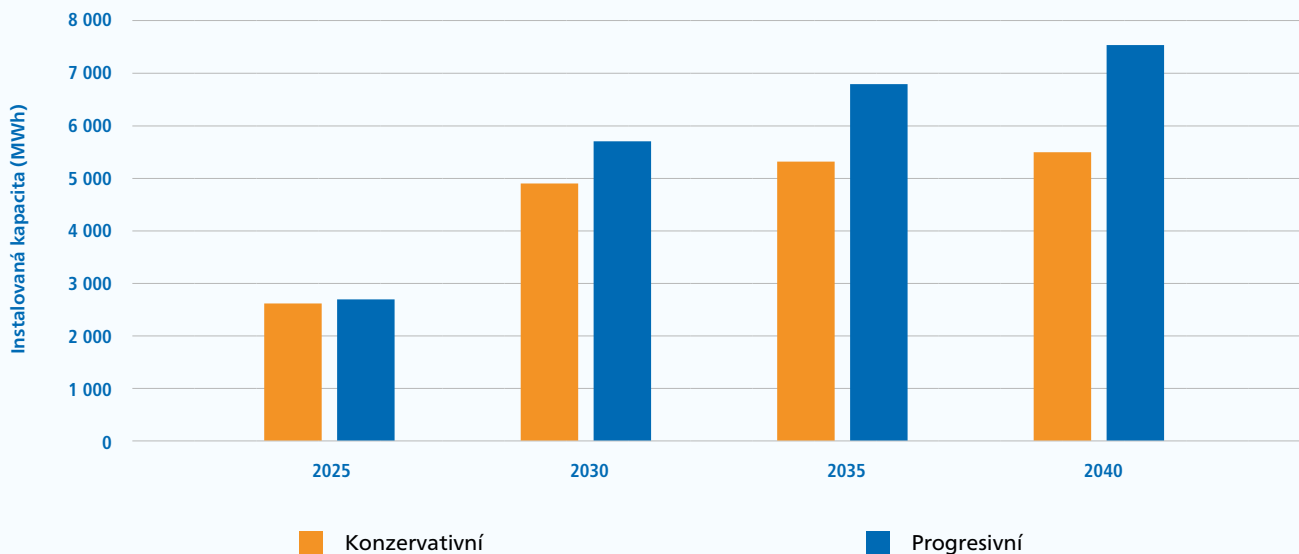
**Progresivní predikce**, využitá ve stejnojmenném scénáři, předpokládá vyšší společenskou podporu větrných turbín (instalovaný výkon 3 GW v roce 2040) a rychlejší stavbu FVE (14,3 GW v roce 2040). Zároveň je v této predikci rozvoj bateriové akumulace stimulován potřebou trhu vyrovnávat přemíru přebytků elektřiny vyrobené z OZE. Akumulace je podporována specifickými dotačními programy na úrovni EU, ale rovněž subwencemi na národní úrovni, kde se předpokládá téměř plné čerpání dostupných finančních zdrojů pro výstavbu OZE. V roce 2040 predikce udává instalovaný výkon baterií na úrovni 3,8 GW s kapacitou 7,6 GWh.

Obr. 3.13 Predikce instalovaného výkonu bateriové akumulace



	2025	2030	2035	2040
Konzervativní	1 315 MW	2 464 MW	2 675 MW	2 764 MW
Progresivní	1 353 MW	2 871 MW	3 418 MW	3 792 MW

Obr. 3.14 Predikce instalované kapacity bateriové akumulace



	2025	2030	2035	2040
Konzervativní	2 630 MWh	4 928 MWh	5 351 MWh	5 528 MWh
Progresivní	2 706 MWh	5 742 MWh	6 836 MWh	7 584 MWh

### 3.8 VODÍK

V diskusích o energetické tranzici se často zmiňuje potřeba přechodu na nízkouhlíková kapalná a plynná paliva, kde hraje klíčovou roli zejména vodík ( $H_2$ ). Vodík spolu se zemním plynem představuje palivo vhodné pro dlouhodobé a rozsáhlé skladování velkého množství energie. Na rozdíl od zemního plynu (obsahujícího hlavně metan) však spalování vodíku neprodukuje žádné škodlivé emise, protože výsledkem spalovací reakce je pouze voda. Vodík tedy představuje technologicky ideální palivo pro zajištění bezemisní flexibility v energetice, jeho další rozvoj však naráží na ekonomickou realitu: nízká účinnost výroby z obnovitelných zdrojů a následné vysoké výrobní náklady, nedostatek realizovaných projektů na jeho výrobu a obtíže s transportem. Navíc platí, že ne každý vodík si je roven – emisní náročnost produkce vodíku se liší v závislosti na zdroji, z něhož je vyroben.

V současnosti Evropská unie opouští zavedené barevné označování vodíku (např. zelený, modrý, šedý apod.) ve prospěch nové klasifikace založené právě na vyprodukovaných emisích  $CO_2$  a způsobu výroby. Nová klasifikace je zakotvena ve směrnici o obnovitelných zdrojích energie (RED II) a balíčku Fit for 55, přičemž Evropská komise v únoru 2023 přijala dva akty v přenesené pravomoci, které obsahují podrobná pravidla pro výrobu obnovitelného vodíku.

Podle nové klasifikace se vodík dělí na tři hlavní kategorie:

- **Obnovitelný vodík** je vyráběn pomocí obnovitelných zdrojů energie, jako je elektrolýza vody za použití elektřiny z větrných, solárních nebo jiných obnovitelných zdrojů.
- **Nízkouhlíkový vodík** je vyráběn s nižšími emisemi  $CO_2$  než v případě tradičních metod, a to například pomocí parního reformingu zemního plynu s následným zachytáváním a ukládáním uhlíku (CCS).

→ **Fosilní vodík** je vyráběn z fosilních paliv bez použití technologií na snížení emisí CO<sub>2</sub> a má nejvyšší uhlíkovou stopu.

Ambicí Evropské unie je stát se světovým lídrem v oblasti vodíkových technologií a vytvořit udržitelný a konkurenceschopný trh s tímto palivem. Za tímto účelem vznikly různé iniciativy (*Clean Hydrogen Partnership, European Clean Hydrogen Alliance*) či fondy na podporu rozvoje výzkumu a výroby vodíku (platformy *IPCEI Hy2Tech* nebo *IPCEI Hy2Use – Important Projects of Common European Interest*). Evropská komise uvádí definici obnovitelného vodíku ve své „Renewable Energy Directive“ (RED III) z listopadu 2023. Aby byly vodík nebo další paliva nebiologického původu považovány za obnovitelné, musí dosáhnout alespoň 70% úspory emisí skleníkových plynů ve srovnání s fosilními palivy. Evropská komise předpokládá v roce 2030 podíl 5,5 % pokročilých biopaliv a obnovitelných paliv nebiologického původu v dopravě a 42 % obnovitelného vodíku používaného v průmyslu. V elektroenergetice obdobné cíle ještě nebyly nastíněny.

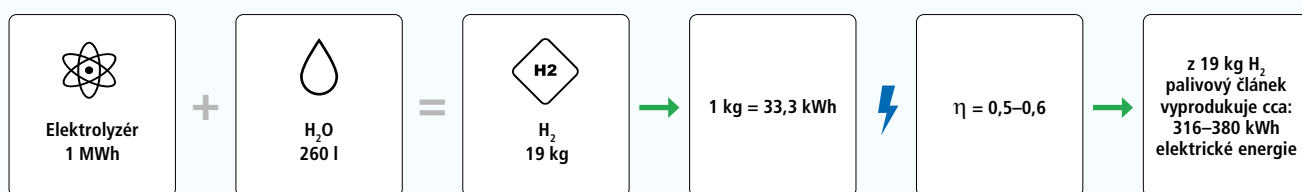
V České republice se rozvoji vodíku věnuje zejména aktualizovaná Vodíková strategie z července 2024. Dle této zprávy by Česko do roku 2030 mělo ročně vyrábět 20 tisíc tun zeleného vodíku s využitím elektrolyzérů s výkonem 400 MW. V další etapě se do roku 2045 má zajistit dovoz zeleného vodíku s pomocí celoevropské sítě vodíkovodů (např. *Central European Hydrogen Corridor* a *Czech German Hydrogen Interconnector*). Přes Českou republiku by mělo být přepraveno zhruba 1,5 milionu tun vodíku ročně, což značně převyšuje předpokládanou spotřebu ČR. Poslední etapa Vodíkové strategie ČR se zaměřuje na rozšiřování technologického know-how výroby vodíku s pomocí nově vyvíjených technologií.

### 3.8.1 ELEKTROLYZÉRY

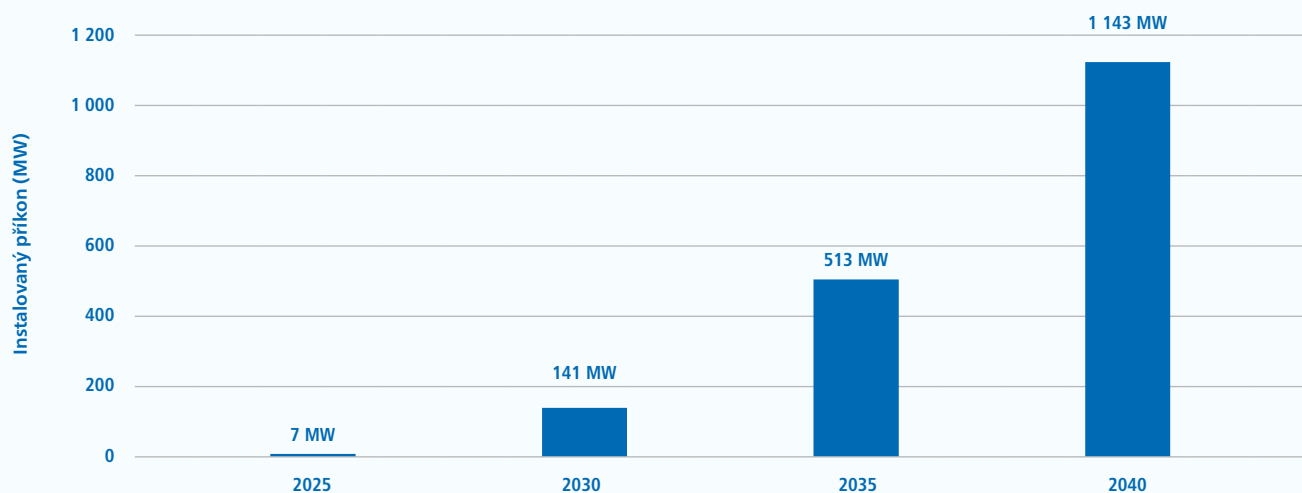
Pro výrobu obnovitelného vodíku se v současnosti nejčastěji využívá technologie alkalické elektrolyzy, která jako vstupní suroviny používá elektrickou energii a vodu. Elektrolyzéry mohou být nasazeny především k využití přebytečné elektrické energie na výrobu vodíku. Tento proces tak umožňuje akumulovat přebytky výroby intermitentních obnovitelných zdrojů. Akumulovaná energie ve vodíku může být později využita pro zpětnou výrobu elektřiny v palivových článcích či v plynových elektrárnách schopných spalovat vodík.

Na výrobu 1 kg H<sub>2</sub> je potřeba přibližně 53 kWh elektrické energie a 13,7 litrů vody (i proto je nutné budovat velkokapacitní elektrolytické výroby v blízkosti větších vodních ploch). Uvažovaná spotřeba vody však předpokládá demineralizovanou vodu o vysoké čistotě. Spotřeba běžně dostupné sladké vody tak může být až 20 litrů na 1 kg vyrobeného vodíku.

Obr. 3.15 Energetická bilance výroby vodíku z elektrolyzérů



Obr. 3.16 Predikce instalovaného příkonu elektrolyzérů



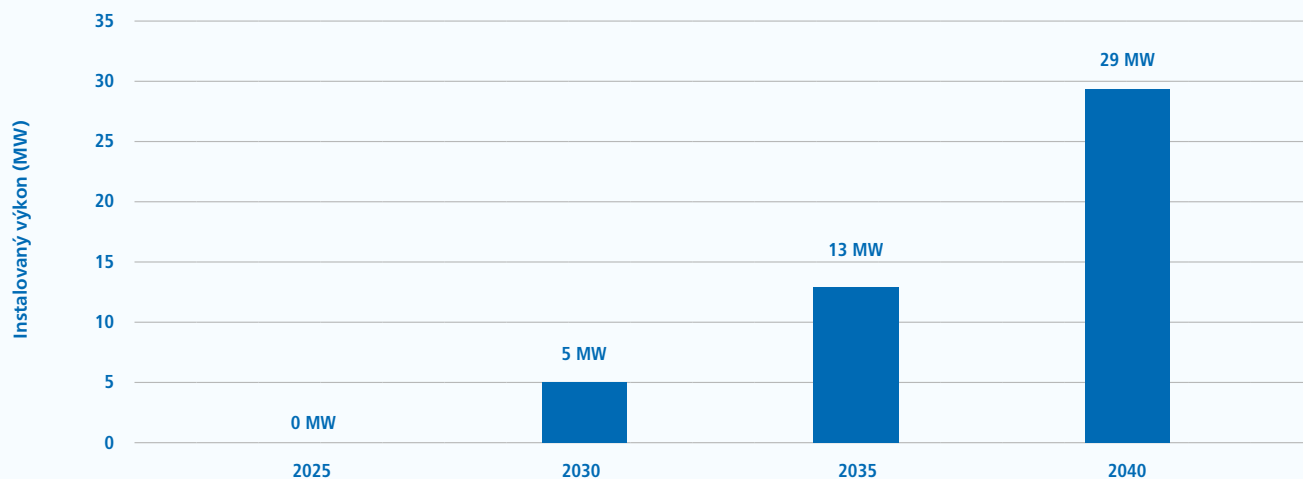
Produkce obnovitelného vodíku však prozatím není kompetitivní vůči technologiím využívajícím zemní plyn. V rámci tohoto dokumentu je predikce vývoje elektrolyzérů proto zvažována pouze pro Progresivní scénář, zatímco Respondentní scénář technologii elektrolýzy nezohledňuje, protože pomalejší rozvoj výroby elektřiny z OZE neposkytne dostatek přebytků pro výrobu vodíku. Predikce palivových článků a elektrolyzérů vychází z Konzervativní predikce ve studii „Predikce rozvoje akumulace a vodíku“ z roku 2022, a očekává, že rozvoj této technologie bude spíše pozvolný, s příkonem dosahujícím v roce 2030 přibližně 141 MW, což je méně ambiciózní hodnota než 400 MW uvedených v aktualizované Vodíkové strategii. Po roce 2030 je předpokládán výrazný nárůst technologie, kdy příkon dosáhne 1 143 MW v roce 2040. Následně je očekáván pozvolný růst, limitovaný geograficko-klimatickými podmínkami České republiky.

### 3.8.2 PALIVOVÉ ČLÁNKY

Palivový článek je elektrochemické zařízení, které přeměňuje chemickou energii v palivo (v tomto kontextu vodík) přímo na elektrickou energii. Každý palivový článek sestává ze tří základních částí – anody, na niž je přiváděn vodík jako palivo, katody, na kterou je přivedeno oxidační činidlo (typicky kyslík ze vzduchu) a elektrolytu, který odděluje anodu od katody a umožňuje přenos iontů během probíhající reakce.

Palivové články se dělí podle provozní teploty na nízkoteplotní (do 250 °C) a vysokoteplotní (nad 600 °C). Dalším kritériem je použitý elektrolyt. Nízkoteplotní články využívají jako elektrolyt např. alkalický vodný roztok hydroxidu, metanol, nebo polymerní membránu. Jejich výhodami jsou snadnější údržba, menší velikost a dobrá provozní dynamika, jsou proto vhodné pro drobnější decentralizované aplikace například v dopravě. Vysokoteplotní články pracují s elektrolyty na bázi pevných oxidů, nebo tavených uhličitánů. Přestože trpí některými konstrukčními problémy v důsledku velmi vysokých teplot, nabízí možnost zpracovávat i palivo s příměsí nečistot a zároveň produkují i teplo pro případné další využití. Navíc vysokoteplotní články je možné lépe škálovat a pro stacionární provoz v elektrárnách a kogeneračních jednotkách se počítá právě s nimi.

Obr. 3.17 Predikce vývoje instalovaného výkonu palivových článků



Stejně jako v případě elektrolyzérů je uvažován rozvoj palivových článků pouze v Progresivním scénáři a jeho predikce vychází z Konzervativní predikce ve studii „Predikce rozvoje akumulace a vodíku“ z roku 2022. Predikce předpokládá pozvolný rozvoj této technologie, ale počítá s využitím vodíku spíše ve smyslu nahrazování zemního plynu ve spalovacích zařízeních, proto výkon palivových článků v roce 2040 nedosáhne ani 30 MW.

### 3.9 DEMAND SIDE RESPONSE

Odezva na straně poptávky neboli *Demand Side Response* (DSR) je mechanismus, který umožňuje operátorovi sítě upravovat spotřebu u zákazníků, kteří se tohoto mechanismu účastní. S rozvojem intermitentních zdrojů elektřiny a decentralizací výroby energie je tento nástroj vnímán jako jedno z řešení, které může pomoci podpořit tranzici k nízkoemisní energetice. Oblast odezvy na straně poptávky a její rozvoj je v EU podporován v rámci nového formování trhu s elektřinou a službami výkonové rovnováhy. *Demand Side Response* se dělí na dva hlavní typy – explicitní a implicitní.

**Explicitní DSR** (také *load shedding*) zahrnuje přímé zapojení spotřebitelů do trhu s elektřinou, kde jsou odměňováni za změnu své spotřeby na základě konkrétních signálů, jako jsou cena nebo požadavky operátora sítě na snížení zátěže.

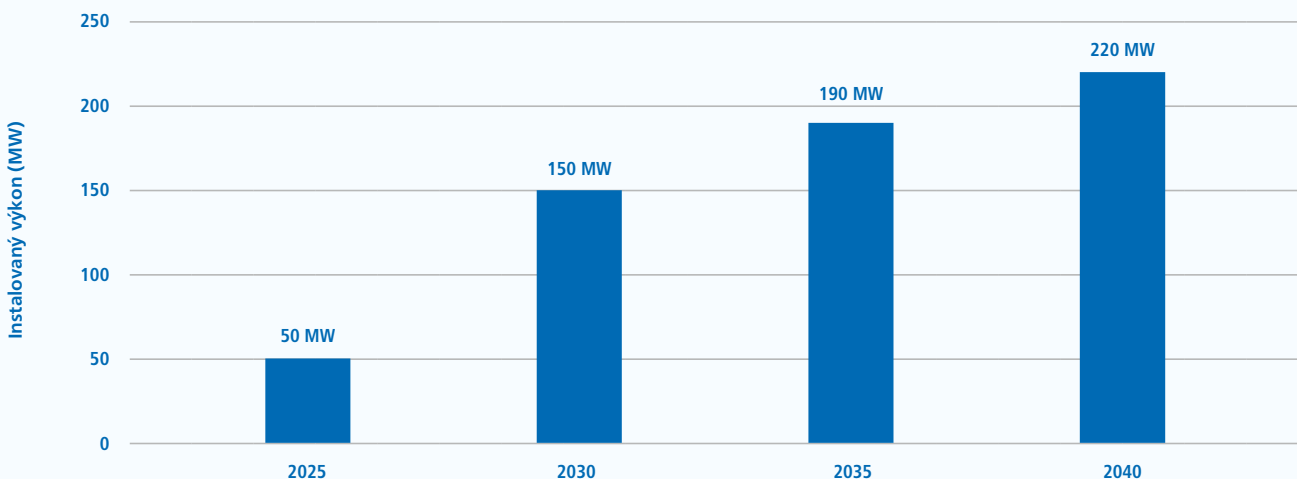
**Implicitní DSR** (také *load shifting*) zahrnuje automatické reakce spotřebitelů na cenové signály, například prostřednictvím dynamických tarifů, kde spotřebitelé posouvají svou spotřebu v čase podle aktuálních cen elektřiny, aniž by byli přímo zapojeni do trhu.

Dle klíčových strategických dokumentů Česká republika do budoucna počítá s využíváním této flexibility poptávky ve větší míře. Zatím však nedošlo k jejímu legislativnímu ukotvení, přestože Energetický zákon tuto službu nijak neomezuje. Z technického hlediska je rozvoj potenciálu DSR výzvou kvůli malé penetraci chytrých elektroměrů na odběrových místech, což je klíčovým faktorem pro fungování trhu s DSR. Další důležitou podmínkou pro plný rozvoj DSR je zprovoznění Elektroenergetického datového centra (EDC), na jehož vybudování se v současnosti v ČR pracuje.

Kvůli výše zmíněné nejistotě ohledně rozvoje potenciálu DSR je jeho predikce zahrnuta pouze v Progresivním scénáři, který je charakteristický ambicióznějším přístupem k transformaci energetiky. Predikce obsahuje jak explicitní, tak implicitní DSR.

Predikce pro explicitní i implicitní DSR zohledňuje expertní analýzu „Studie Demand Side Response (DSR)“ vypracovanou pro společnost ČEPS na konci roku 2023. Studie představuje možné trajektorie rozvoje v kontextu legislativní a technicko-ekonomické připravenosti ČR na implementaci DSR. Do predikce explicitního DSR dále vstupují výsledky reportu ERAA 2023. Z těchto zdrojů získaný celkový potenciál explicitního i implicitního DSR je dále korigován na reálný potenciál s přihlédnutím k aktuálnímu stavu přípravy implementace DSR v ČR. Celkový potenciál explicitního DSR byl dále ponížěn o výkon rezervovaný pro služby výkonové rovnováhy (viz kapitola 5), v Obr. 3.18 je uvedena již očištěná hodnota potenciálu.

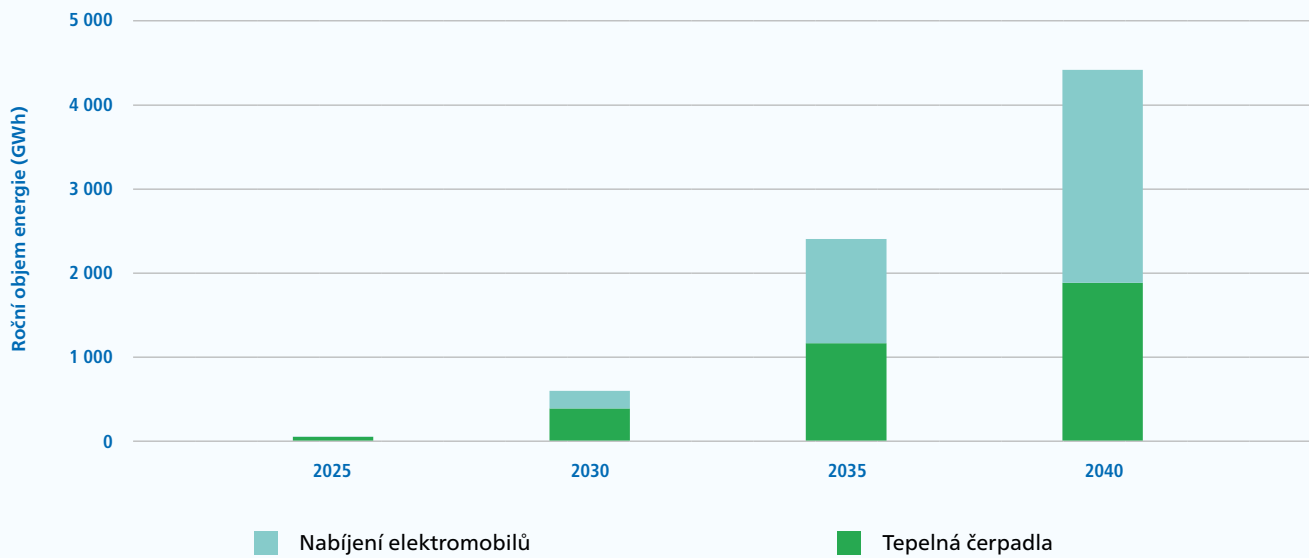
Obr. 3.18 Predikce rozvoje explicitního DSR pro Progresivní scénář (bez zahrnutí potenciálu alokovaného na SVR)



Potenciál implicitního DSR je určován procentem zákazníků, kteří v reakci na cenové pobídky reagují časovým posunem své spotřeby elektřiny pro vytápění tepelnými čerpadly (TČ) a nabíjení elektromobilů (EM), což jsou nejvhodnější spotřebiče pro tento typ flexibility.

Predikce implicitního DSR je vyjádřena jako celkový roční objem elektrické energie, jejíž spotřebu je možné přesouvat v čase. Tento způsob znázornění je zvolen zejména kvůli významně kolísajícímu profilu spotřeby tepelných čerpadel v cyklu zima-léto i den-noc. Pro implicitní DSR není k dispozici veškerá spotřeba daných spotřebičů, ale jen část, která odpovídá podílu zákazníků zapojených do tohoto nástroje. Vzhledem k prozatím neexistujícímu rámci pro implementaci implicitního DSR se na počátku sledovaného horizontu potenciál tohoto typu flexibility příliš neuplatňuje a procento zapojených zákazníků je velmi nízké (na úrovni 2 %). S předpokladem optimistického vývoje ohledně úpravy legislativy, instalace chytrých elektroměrů a definování technických parametrů pro fungování implicitního DSR predikce předpokládá do roku 2040 nárůst podílu implicitního DSR na spotřebě TČ a EM k hodnotě 30 %.

Obr. 3.19 Predikce ročního objemu energie dostupné v rámci implicitní DSR pro Progresivní scénář



	2025	2030	2035	2040
<b>Nabíjení elektromobilů</b>	5 GWh	212 GWh	1 254 GWh	2 561 GWh
<b>Tepelná čerpadla</b>	45 GWh	385 GWh	1 173 GWh	1 899 GWh

## 4 Spotřeba elektřiny v ČR

Při zpracování scénářů spotřeby ČEPS reaguje na aktuální vývoj klíčových faktorů ovlivňujících směřování tuzemské energetiky. Důraz je kladen na co největší propojenost a konzistenci mezi scénáři spotřeby, energetickým mixem a korespondujícím vývojem ekonomicko-demografických ukazatelů státu. Posuzovány jsou všechny aktivní komponenty (elektroenergetická náročnost ekonomiky, využívání nových technologií při vytápění, klimatizování, akumulace přebytků výroby či elektromobilita), které nad rámec přirozeného chování spotřeby reagují na změny v její struktuře a ovlivňují tvar diagramu zatížení. Kromě agregovaných ukazatelů energetické spotřeby a informací o míře penetrace jednotlivých vlivů je nezbytné mít k dispozici také podrobná data včetně hodinových průběhů a závislostí na klimatických faktorech.

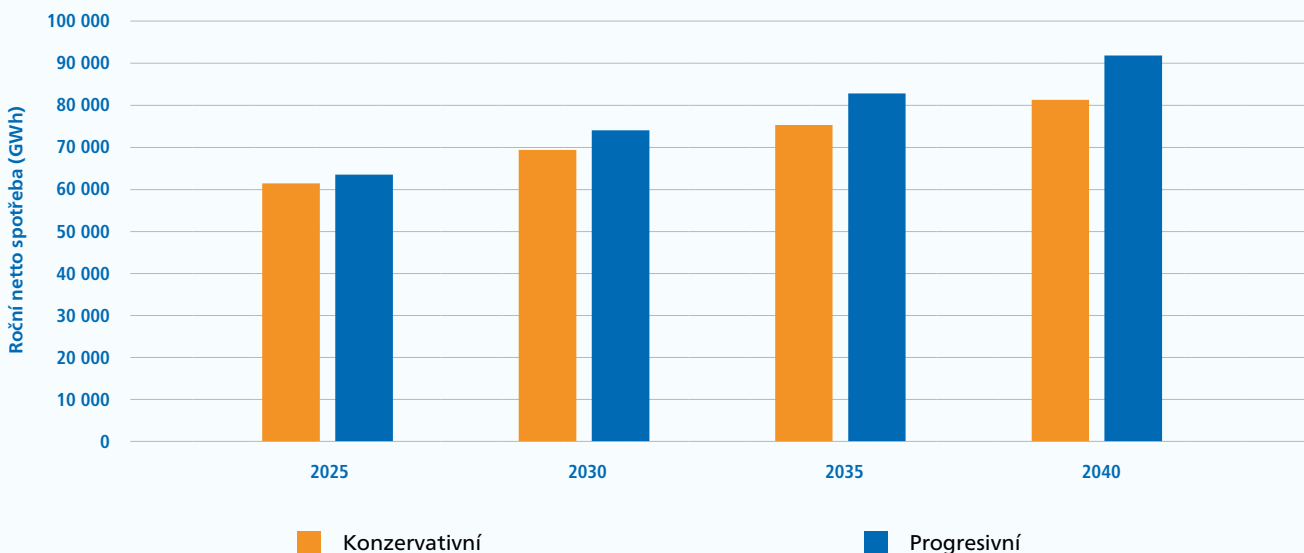
Pro analýzy zdrojové přiměřenosti je využíván model netto spotřeby dle ENTSO-E implementovaný v nástroji DFT (*Demand Forecasting Toolbox*). Tento model zahrnuje v hodinové granularitě predikci netto spotřeby maloodběru a velkoodběru, spotřebu tepelných čerpadel a elektromobility, a také ztráty v přenosové a distribuční soustavě.

Metodické postupy pro zpracování klimatických časových řad zatížení a definice různých úrovní spotřeby jsou detailně popsány v dokumentu „Metodika pro hodnocení zdrojové přiměřenosti (MAF CZ 2023)“.

### 4.1 PREDIKCE SPOTŘEBY ELEKTŘINY

Predikce spotřeby je formulována do dvou predikcí provázaných s hlavními scénáři hodnocení zdrojové přiměřenosti – Respondentní scénář využívá Konzervativní predikci spotřeby a Progresivní scénář využívá stejnojmennou predikci rozvoje poptávky po elektřině.

Obr. 4.1 Predikce roční netto spotřeby ČR včetně ztrát v sítích



	2025	2030	2035	2040
Konzervativní	61 552 GWh	69 541 GWh	75 487 GWh	81 530 GWh
Progresivní	63 674 GWh	74 249 GWh	83 038 GWh	92 142 GWh



Predikce jsou modelovány s využitím závislosti spotřeby na makroekonomických a demografických ukazatelích, jako jsou hrubý domácí produkt (HDP), elektroenergetická náročnost (EEN), počet obyvatel a počet domácností. Dále jsou využívány statistiky Českého statistického úřadu (ČSÚ), projekce vybavenosti domácností a přechodu na úspornější spotřebiče, tepelná čerpadla a elektromobilitu.

**Elektromobilita (EM)** a její vliv na spotřebu je predikován odděleně pro osobní automobily (OA) a lehké užitkové vozy (LUV), a to jak čistě bateriové (BEV a LUEV), tak plug-in hybridy (PHEV a LUPHEV). Predikce vývoje počtu elektrických vozů (EV) vychází z predikce počtu pořízených a vyřazených EV ve vazbě na počet nových registrací vozidel. Podíl nákladní dopravy v elektrifikaci je zanedbatelný a není proto pro predikci uvažován.

**Tepelná čerpadla (TČ)** hrají významnou roli v elektrifikaci a dekarbonizaci konečné spotřeby, především domácností. Predikce vývoje počtu tepelných čerpadel vychází ze strmého růstu jejich ročních dodávek v posledních letech, doprovázeného růstem jimi využití energie prostředím. Pro stanovení potřebné spotřeby elektřiny je předpokládán mírně rostoucí sezónní topný faktor SCOP v důsledku technologických inovací.

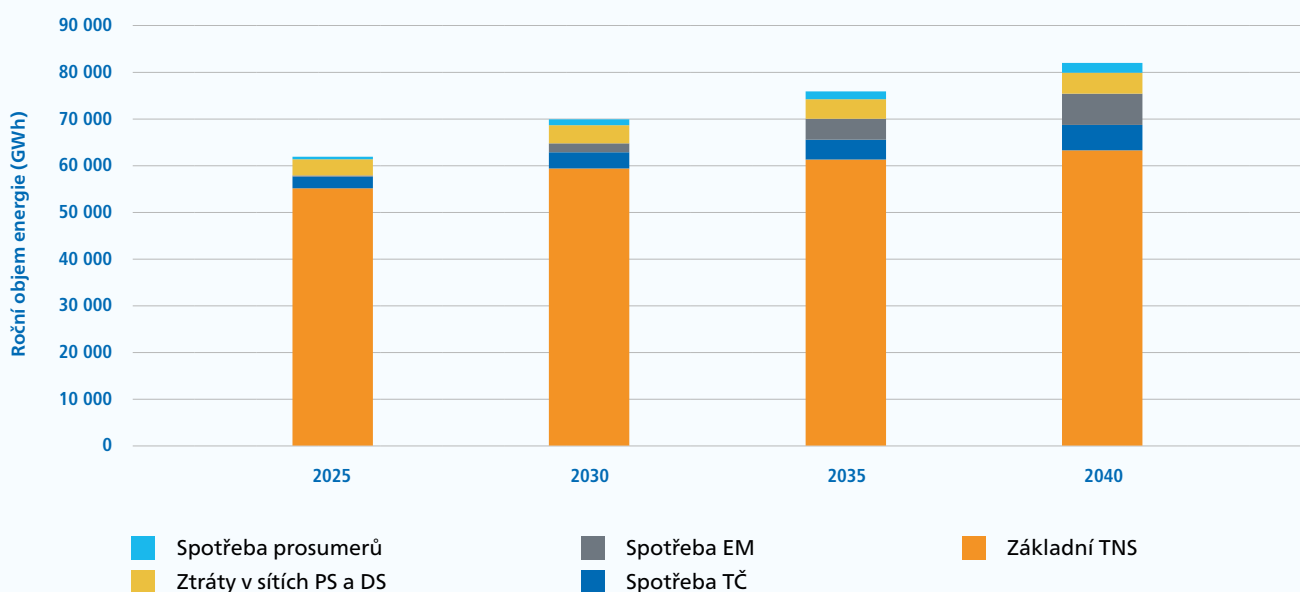
**Prosumeři**, mimo celkové zvyšování energetické účinnosti, jako jediný z hlavních prediktorů vývoje nezanedbatelně snižují poptávku po dodávkách elektřiny ze sítě. Predikce zahrnuje fotovoltaické instalace o výkonu maximálně 1 MW, přičemž sleduje celkovou výrobu elektrické energie prosumerů, jejich spotřebu v místě výroby (pokrytí části spotřeby v objektu vlastním zdrojem, tzv. „za elektroměrem“) a dodávky prosumerů do sítě.

#### 4.2 KONZERVATIVNÍ PREDIKCE SPOTŘEBY

Konzervativní predikce ukazuje, jakou spotřebu lze do budoucna konzervativně předpokládat s přihlédnutím k aktuálně známým strategiím, vizím a plánům Vlády ČR. Predikce také bere v úvahu růst HDP, vývoj ekonomiky po pandemii covid-19, stagflaci a energetickou krizi vyvolanou konfliktem na Ukrajině. Konzervativní predikce spotřeby ČR uvažuje střední elektrifikaci konečné spotřeby, zejména vliv elektromobility, růst počtu instalovaných tepelných čerpadel a rozšíření trendu decentralizace výroby FVE ve smyslu navýšení počtu prosumerů či rozvoje energetických komunit.

Z analýzy jednotlivých složek spotřeby vyplývá, že v případě základní tuzemské netto spotřeby (TNS) se stejně jako v předchozím vydání MAF CZ 2022 očekává spíše stagnace. Hlavními faktory růstu jsou tepelná čerpadla a elektromobily, jejichž spotřeba ve sledovaném horizontu narůstá. V roce 2030 se předpokládá spotřeba elektřiny v ČR, včetně vlivů jako je elektromobilita, tepelná čerpadla a vlastní spotřeba prosumerů, na úrovni 70 TWh. Do roku 2040 se očekává postupný nárůst na 81 TWh.

Obr. 4.2 Konzervativní predikce netto spotřeby ČR včetně ztrát v sítích



	2025	2030	2035	2040
Spotřeba prosumerů	529 GWh	1 287 GWh	1 676 GWh	2 047 GWh
Ztráty v sítích PS a DS	3 454 GWh	3 863 GWh	4 178 GWh	4 499 GWh
Spotřeba EM	219 GWh	1 870 GWh	4 433 GWh	6 630 GWh
Spotřeba TČ	2 532 GWh	3 486 GWh	4 248 GWh	5 455 GWh
Základní TNS	54 818 GWh	59 034 GWh	60 952 GWh	62 899 GWh
<b>Celková spotřeba ČR</b>	<b>61 552 GWh</b>	<b>69 541 GWh</b>	<b>75 487 GWh</b>	<b>81 530 GWh</b>

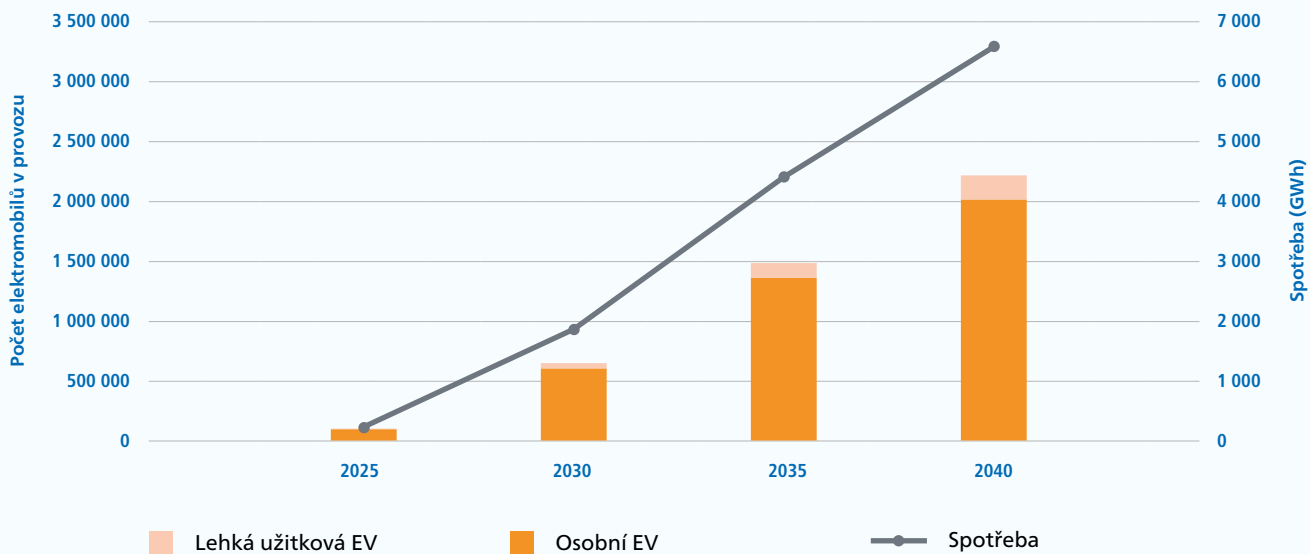
Predikční období je rozděleno do dvou hlavních etap rozvoje ČR – START (2023–2030) a TRAFO (2031–2050). Etapa START pokrývá období recese a obnovy české ekonomiky po nepříznivých událostech (energetická krize, stagflace, covid-19) s využitím Fondu obnovy, Modernizačního fondu a dalších fondů EU pro plánované období 2021–2027, a také rozběh transformace (2027–2030).

V rámci druhé etapy TRAFO dochází k transformaci české ekonomiky do vyspělé, inovativní, digitalizované, zelené a sociálně přívětivé podoby. V této inovativní ekonomice by mělo dojít k oslabení závislosti růstu části spotřeby elektřiny na růstu HDP, což je charakteristickým rysem vyspělých zemí.

Do roku 2040 predikce cílí na konzervativní růst HDP v rozsahu 1,1 až 1,3 % ročně. Konzervativní predikce počítá s vývojem elektroenergetického sektoru, který zahrnuje naplnění základních energeticko-klimatických cílů EU, transformaci a modernizaci sektoru, s důrazem na soběstačnost a spolehlivost dodávek elektřiny.

Predikce vývoje **elektromobility** předpokládá do roku 2050 dosažení 85% podílu elektromobilů k celkově nově prodaným osobním automobilům v ČR a analogicky i k celkově prodaným LUV. Kolem roku 2035 predikce počítá s poklesem prodeje nových vozů v kontextu zákazu spalovacích motorů dle unijní legislativy přijaté v souladu s balíčkem Fit for 55. Celkový počet BEV a PHEV dohromady stoupá v roce 2040 lehce přes 2 miliony vozů a jejich výsledná roční spotřeba elektrické energie je 6,6 TWh.

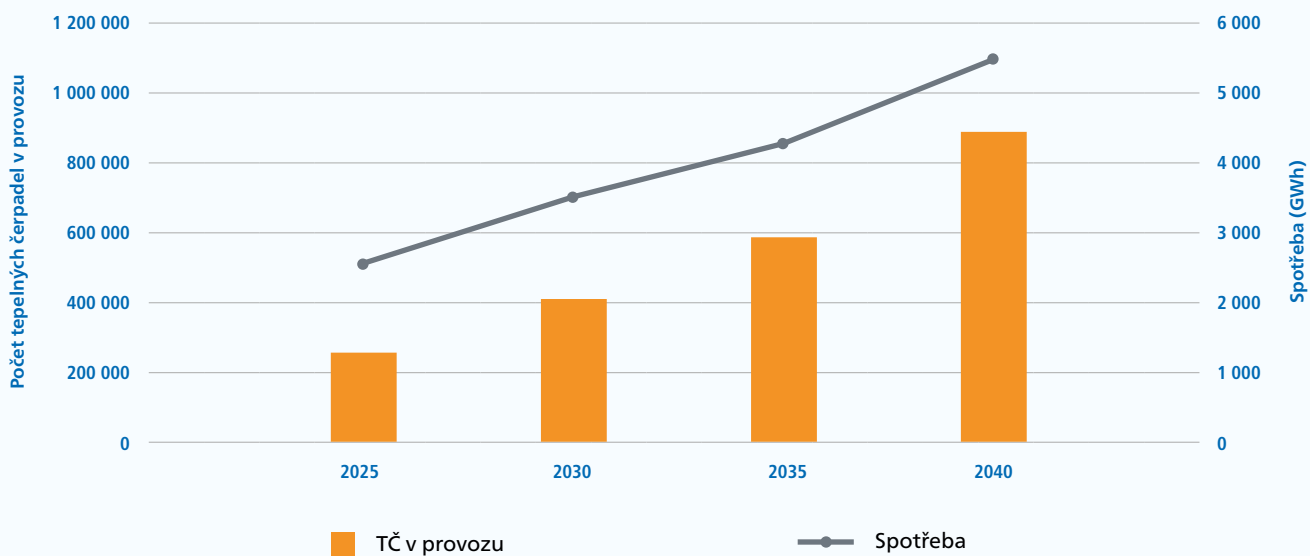
Obr. 4.3 Konzervativní predikce vývoje elektromobility



	2025	2030	2035	2040
Lehká užitková EV	3 905	44 619	121 351	201 047
Osobní EV	95 009	605 879	1 369 677	2 027 430
Spotřeba	219 GWh	1 870 GWh	4 433 GWh	6 630 GWh

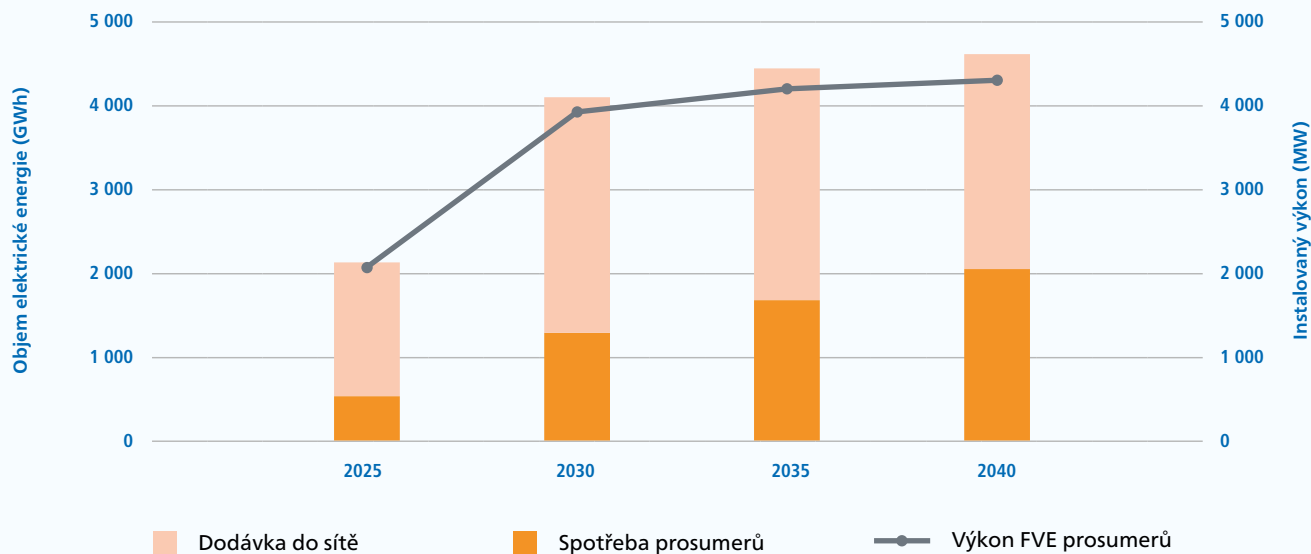
Co se týče **tepelných čerpadel**, očekává Konzervativní predikce do roku 2040 růst jejich počtu na téměř 900 tisíc zařízení s celkovou spotřebou elektřiny ve výši 5,5 TWh.

Obr. 4.4 Konzervativní predikce vývoje tepelných čerpadel



	2025	2030	2035	2040
TČ v provozu	253 490	406 630	582 247	882 561
Spotřeba	2 532 GWh	3 486 GWh	4 248 GWh	5 455 GWh

Obr. 4.5 Konzervativní predikce vývoje prosumerů



	2025	2030	2035	2040
Dodávka do sítě	1 600 GWh	2 811 GWh	2 770 GWh	2 568 GWh
Spotřeba prosumerů	529 GWh	1 287 GWh	1 676 GWh	2 047 GWh
Výkon FVE prosumerů	2 065 MW	3 924 MW	4 201 MW	4 305 MW

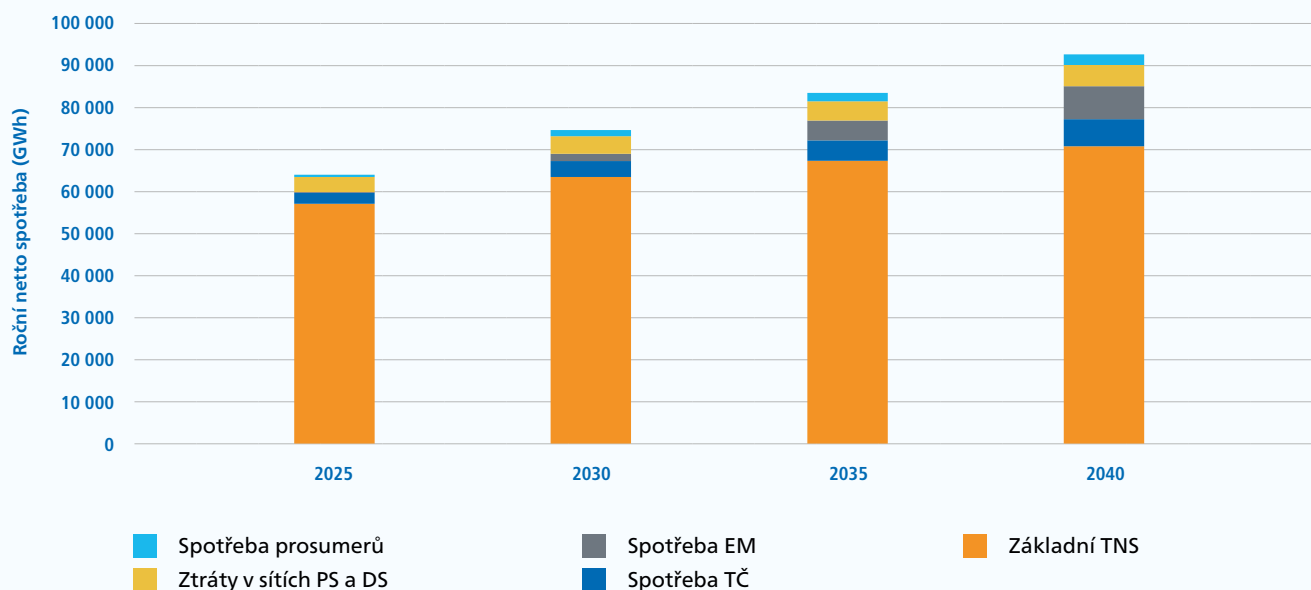
Predikce vývoje **prosumerů** očekává, že instalovaný výkon FVE v kategorii do 1 MW vzroste do roku 2040 na 4 305 MW, s předpokládanou výrobou těchto zdrojů na úrovni 4 616 GWh. V místě spotřeby tyto zdroje pokryjí 2 047 GWh. Pro predikci je charakteristický rostoucí podíl využití výroby elektřiny v místě spotřeby především díky rostoucí míře akumulace u FVE.

#### 4.3 PROGRESIVNÍ PREDIKCE SPOTŘEBY

Progresivní predikce spotřeby vychází z cílů stanovených v balíčku Fit for 55, představeném Evropskou komisí 14. července 2021. Tato predikce klade důraz na dosažení 55% snížení emisí CO<sub>2</sub> do roku 2030 oproti roku 1990 a následné uhlíkové neutrality EU do roku 2050. K dosažení těchto cílů plánuje Komise nový systém povolenek pro emise v dopravě a budovách, rozšíření stávajícího systému povolenek o námořní průmysl, podporu elektromobility, tepelných čerpadel, zvýšení energetické účinnosti a elektrifikaci průmyslu.

Predikce předpokládá, že Česká republika aktivně uskuteční zelenou transformaci po období útlumu způsobeného pandemií covid-19 a energetickou krizí. Zohledňuje růst spotřeby elektrické energie způsobený nahrazováním fosilních paliv v různých odvětvích průmyslu (např. větší přechod na elektroprodukcí v metalurgii). Předpokládá také aktivní roli státu při transformaci, včetně rychlé implementace legislativních a technologických řešení, zvýšení zelených investic a zavedení ekonomických opatření pro dekarbonizaci.

Obr. 4.6 Progresivní predikce netto spotřeby ČR včetně ztrát v sítích



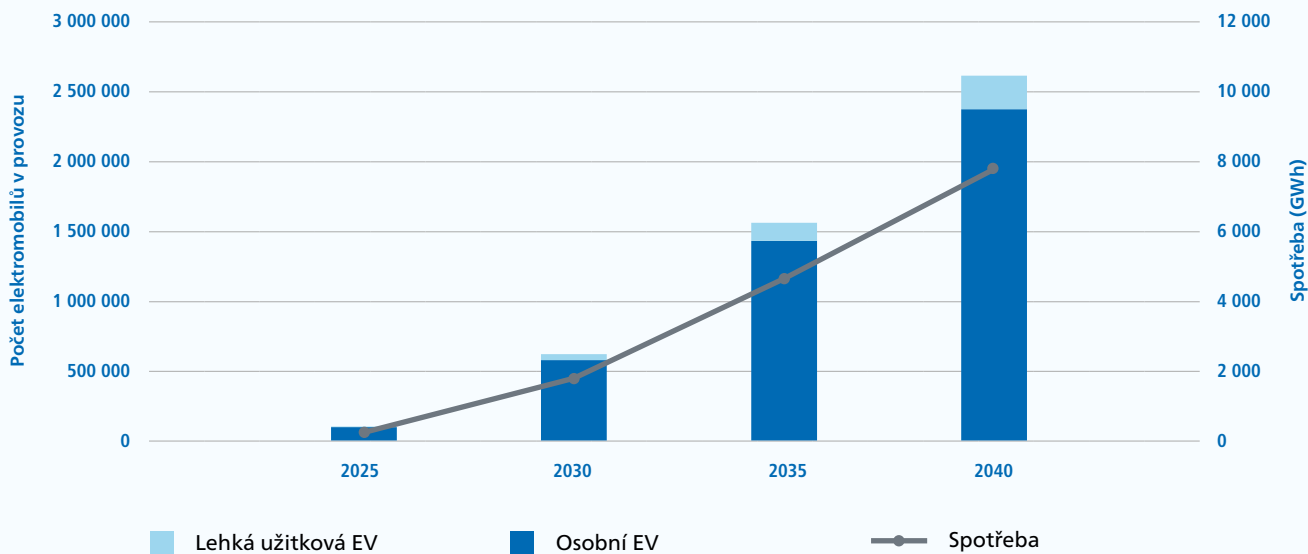
	2025	2030	2035	2040
Spotřeba prosumerů	544 GWh	1 503 GWh	2 008 GWh	2 490 GWh
Ztráty v sítích PS a DS	3 573 GWh	4 118 GWh	4 587 GWh	5 075 GWh
Spotřeba EM	219 GWh	1 773 GWh	4 641 GWh	7 788 GWh
Spotřeba TČ	2 556 GWh	3 722 GWh	4 834 GWh	6 421 GWh
Základní TNS	56 781 GWh	63 133 GWh	66 967 GWh	70 369 GWh
<b>Celková spotřeba ČR</b>	<b>63 674 GWh</b>	<b>74 249 GWh</b>	<b>83 038 GWh</b>	<b>92 142 GWh</b>

Zelená transformace zahrnuje úpravu spotřeby a chování spotřebitelů, kteří budou rychleji přizpůsobovat své návyky zásadám udržitelnosti a upravovat svou spotřebu energie podle dostupných zdrojů. Nároky na zvýšení spotřeby elektřiny v důsledku elektrifikace budou zmírňovány zvýšením energetické účinnosti spotřebičů a procesů, nárůstem počtu prosumerů a zlepšením energetických parametrů budov. Očekává se také velký pokrok v oblasti chytrých spotřebičů, které umožní efektivnější spotřebu elektřiny.

Ve srovnání s Konzervativní predikcí roste spotřeba v Progresivní predikci rychleji a elektrifikace zůstává klíčovým nástrojem pro energetickou i zelenou transformaci. Rozsáhlejší elektrifikace předpokládá především významnější roli státu při procesu transformace, příznivý ekonomický vývoj podmíněný větším růstem HDP, dostupnost většího finančního zázemí pro investice a implementaci změn, širší podporu ze strany veřejnosti, vyšší sociální akceptovatelnost a snadnější dostupnost nezbytných technologií, jako jsou fotovoltaické panely.

Progresivní predikce také oproti predikci Konzervativní předpokládá optimističtější tempo růstu HDP, které v roce 2040 dosáhne 1,68 %. Vlivem vyššího tempa růstu HDP dochází postupně k uplatnění efektivnějších zařízení a snížení EEN.

Obr. 4.7 Progresivní predikce vývoje elektromobility



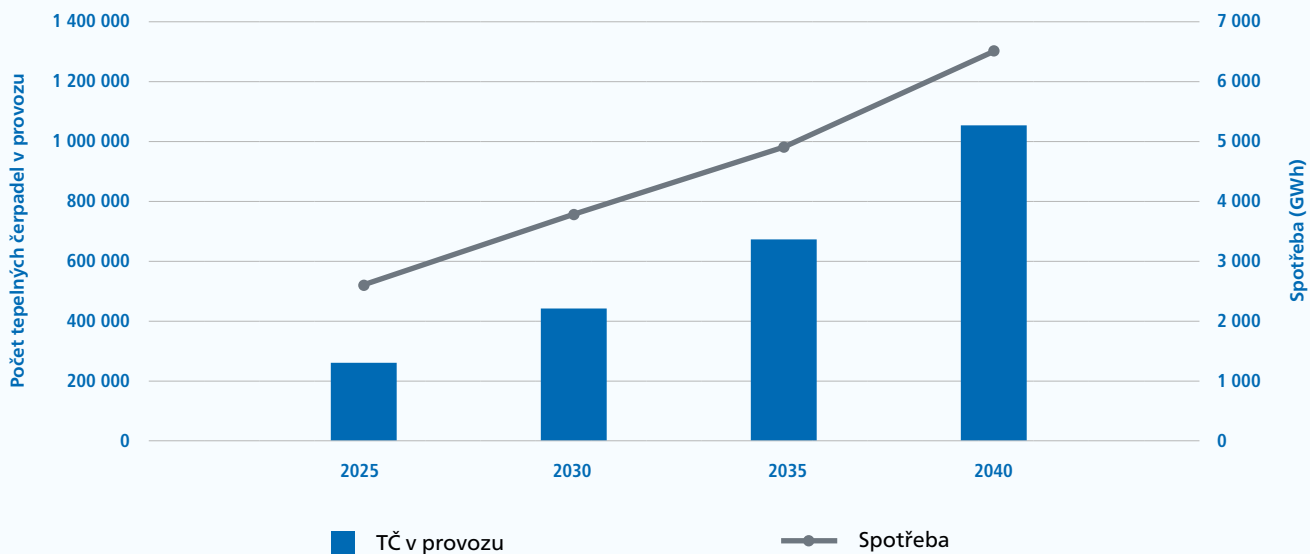
	2025	2030	2035	2040
Lehká užitková EV	3 905	41 984	128 239	239 036
Osobní EV	95 009	576 487	1 430 746	2 373 627
Spotřeba	219 GWh	1 773 GWh	4 641 GWh	7 788 GWh

Predikce **elektromobility** uvažuje postupný nárůst podílu elektromobilů k celkovému počtu nově prodaných osobních aut do roku 2050 na 90 % a analogicky 90% podíl k celkově nově prodaným LUV. V součtu se v roce 2040 očekává nárůst počtu elektromobilů na 2,6 milionu s celkovou spotřebou elektřiny 7,8 TWh (z toho BEV 2,37 milionu vozidel a 6,64 GWh a LUBEV 239 tisíc vozů a 1,14 GWh). Predikce taktéž reflektuje nařízení Evropské komise na zákaz prodeje nových vozů se spalovacími motory od roku 2035, což výrazně snížilo predikovaný počet PHEV a LUPHEV oproti predikci z roku 2022 na zanedbatelné podíly.

Počet **tepelných čerpadel** se v Progresivní predikci v roce 2040 predikuje na cca 1 milion. Jejich spotřeba elektřiny se předpokládá v objemu 6,4 TWh, přičemž dodané teplo oproti spotřebě dosahuje téměř trojnásobného objemu energie, a sice 18,2 TWh.

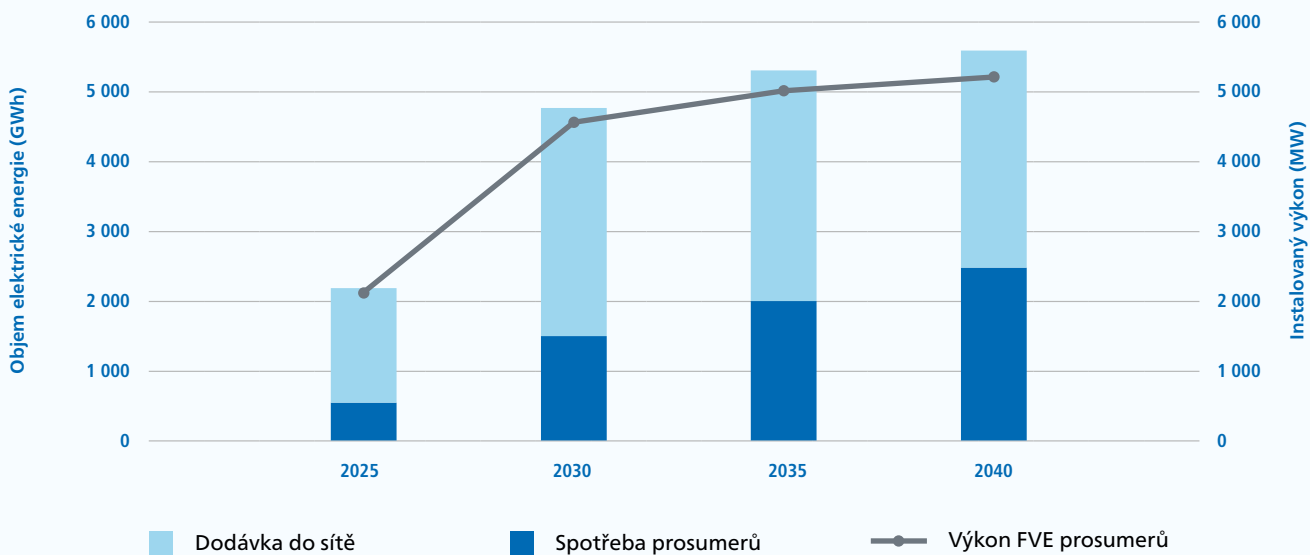
Predikce vývoje počtu **prosumerů** v Progresivní predikci naznačuje jejich poměrně strmý růst po roce 2023 až do roku 2030, kdy dosáhnou instalovaného výkonu 4 584 MW. Poté se očekává relativní stagnace až do roku 2040 s instalovaným výkonem 5 237 MW. Z celkové výroby 5 614 GWh se dokáže 2 490 GWh uplatnit přímo v místě výroby a 3 124 GWh je dodáno do sítě.

Obr. 4.8 Progresivní predikce vývoje tepelných čerpadel



	2025	2030	2035	2040
TČ v provozu	255 875	434 160	662 535	1 038 844
Spotřeba	2 556 GWh	3 722 GWh	4 834 GWh	6 421 GWh

Obr. 4.9 Progresivní predikce vývoje prosumerů



	2025	2030	2035	2040
Dodávka do sítě	1 648 GWh	3 284 GWh	3 320 GWh	3 124 GWh
Spotřeba prosumerů	544 GWh	1 503 GWh	2 008 GWh	2 490 GWh
Výkon FVE prosumerů	2 127 MW	4 584 MW	5 035 MW	5 237 MW

## 5 Služby výkonové rovnováhy (SVR)

Do výpočtu bylo zahrnuto modelování podpůrných služeb (PpS) pomocí vyčlenění kladného regulačního výkonu alokovaného na zdrojích pro potřeby služeb výkonové rovnováhy (SVR). Tento regulační výkon se nepodílí na pokrývání predikované spotřeby. SVR rozdělujeme do tří kategorií.

- FCR (*Frequency Containment Reserve*) – zálohy pro automatickou regulaci frekvence
- FRR (*Frequency Restoration Reserve*) – zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy (s automatickou aktivací – aFRR, s manuální aktivací – mFRR)
- DSR (*Demand Side Response*) – flexibilita na straně poptávky alokovaná pro SVR

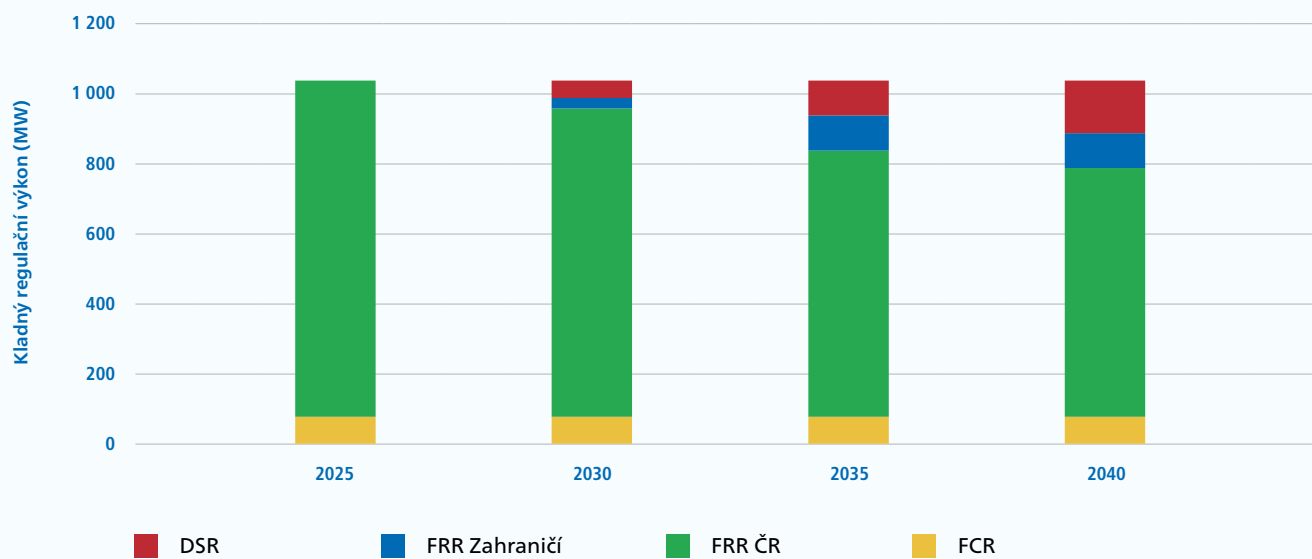
Během studovaného horizontu se předpokládá neměnný výkon FCR na úrovni 77 MW, z toho je 23 MW alokováno na zdrojích v ČR a 54 MW pochází ze zdrojů v zahraničí.

Dle Nařízení Komise 2017/1485 (SO GL) je možné část nároků na FRR v rámci propojené soustavy pokrývat z jiného regulačního bloku, tedy ze zahraničí. Výše poměru sdílené FRR je legislativně omezena na maximálně 50 % (pro výpočty MAF CZ konzervativně nepředpokládáme, že by se do roku 2030 sdílení FRR v rámci ČR uplatnilo). Ve výpočtech po roce 2030 se předpokládá postupný rozvoj přeshraničního sdílení SVR. Pro výpočty v MAF CZ 2023 dimenzujeme velikost FRR se zohledněním největšího bloku v soustavě. Maximální využití potenciálu sdílení podpůrných služeb předpokládáme ve výpočtech až za horizontem této studie, tedy v dekádě následující po roce 2040.

Postupně se pro účely SVR také bude rozvíjet využívání flexibility spotřeby elektrické energie. Odezva strany spotřeby (DSR) pro využití SVR se zvyšuje z 50 MW v roce 2030 na 150 MW v 2040.



Obr. 5.1 Skladba služeb výkonové rovnováhy včetně DSR alokovaného na SVR v rozmezí let 2025–2040



	2025	2030	2035	2040
<b>DSR</b>	0 MW	50 MW	100 MW	150 MW
<b>FRR Zahraničí</b>	0 MW	30 MW	100 MW	100 MW
<b>FRR ČR</b>	960 MW	880 MW	760 MW	710 MW
<b>FCR</b>	77 MW	77 MW	77 MW	77 MW

## 6 Analýza zdrojové přiměřenosti

Tato kapitola se věnuje podrobnému popisu parametrů dvou klíčových scénářů vývoje české elektroenergetiky, které jsou uvažovány v rámci tohoto hodnocení zdrojové přiměřenosti. Oba scénáře reflektují aktuální trendy a možnosti vývoje české energetiky, nové cíle EU a rozvoj nízkoemisní energetiky. V celé řadě vstupních předpokladů se však scénáře odlišují, což umožňuje reflektovat různé trajektorie vývoje (např. rozdílná rychlost odklonu od uhlí nebo nárůstu OZE), o nichž se v současnosti vede celospolečenská diskuse.

Kapitola postupně představí vnitřní logiku obou scénářů, jejich vstupní parametry a data, která byla použita pro predikci instalovaných výkonů různých kategorií zdrojů. **Respondentní scénář** předpokládá pomalejší odklon od uhlí, stabilní růst OZE napříč sledovaným horizontem a pozvolný nárůst spotřeby. **Progresivní scénář** naopak uvažuje ukončení výroby elektřiny z uhlí do roku 2030, výraznější nárůst instalovaného výkonu OZE a větší ambice v oblasti elektrifikace dopravy, průmyslu a vytápění vedoucí k navýšení poptávky po elektřině. Tento scénář také slouží jako základ dokumentu „Očekávaná dlouhodobá rovnováha“ (ODDR) do roku 2050.

Pro každý scénář jsou dále prezentovány výsledky simulací zdrojové přiměřenosti, které jsou zobrazeny na průměru tří normálových klimatických let (1995, 2008, 2009) a potom na klimatickém roce 1985, který charakterizují zejména velmi chladná zima v kombinaci s nižší silou větru, a slouží tak jako citlivostní analýza na nepříznivé počasí. V důsledku tyto faktory vedou k navýšení spotřeby elektřiny napříč celou Evropou a k nižší výrobě větrných elektráren, což se projevuje zejména v bilanci Německa.

Výsledky jsou vyjádřeny především prostřednictvím standardních spolehlivostních ukazatelů LOLE (*Loss of Load Expectation*) a EENS (*Expected Energy Not Served*), které poskytují důležité informace o spolehlivosti a bezpečnosti dodávek elektřiny. U výsledků simulací však sledujeme také výrobu jednotlivých kategorií zdrojů, jejich dobu využití a výši importů či exportů.

### 6.1 SPOLEČNÉ PŘEDPOKLADY SCÉNÁŘŮ

Ve snaze naznačit rozdílné trajektorie možného budoucího vývoje české elektroenergetiky se scénáře v řadě aspektů liší, následující faktory jsou však shodné pro Respondentní i Progresivní scénář.

- Při modelování ostatních evropských států oba scénáře využívají shodnou sadu vstupních dat získanou z PEMMDB databáze, spravované ENTSO-E, korigovanou o výsledky EVA z ERAA 2023 (instalované výkony zdrojů, spotřeba, informace o přenosových kapacitách a odstávkách zdrojů). Vnitrostátní hodnocení zdrojové přiměřenosti se ve dvou scénářích zaměřuje specificky na českou elektroenergetiku a možné trajektorie jejího vývoje.
- Služby výkonové rovnováhy (SVR) se modelují na bázi alokace těchto služeb na jednotlivé tepelné a vodní zdroje v celém sledovaném horizontu do roku 2040.
- Parametry vodních elektráren jsou pro oba scénáře shodné, včetně nové přečerpávací elektrárny na vodním díle Orlík-Kamýk s plánovaným postupným uvedením do provozu v roce 2032.

→ Na základě výsledků tendru na dostavbu jaderných bloků v Elektrárně Dukovany zahrnují simulace obou scénářů dva nové jaderné bloky, každý s brutto instalovaným výkonem 1 050 MW. Plánované spuštění těchto bloků je stanoveno na roky 2036 a 2038. Oba scénáře zároveň uvažují uvedení malého modulárního reaktoru (SMR) do provozu k roku 2035.

## 6.2 RESPONDENTNÍ SCÉNÁŘ

Charakteristickým rysem Respondentního scénáře je následování výsledků pravidelného dotazníkového šetření, které provedla společnost ČEPS v první polovině roku 2024. Sběru dat se účastní provozovatelé zdrojů s instalovaným výkonem nad 10 MWe, kteří poskytují důležité provozní informace a sdílejí své plány a záměry do budoucna.

Scénář předpokládá relativně pozvolný odklon od uhelné energetiky, nicméně od předchozího sběru dat v roce 2023 došlo k výrazným změnám v plánech provozovatelů, kteří po roce 2030 ve většině případů indikují ukončení provozu elektráren na uhlí. Obnovitelné zdroje narůstají mírným tempem stejně jako spotřeba elektřiny, která předpokládá pomalejší obnovu české ekonomiky po pandemii a energetické krizi. Výsledky simulací, které budou v této kapitole detailně rozebrány, pak po roce 2035 indikují zdrojovou nepřiměřenost, kdy počet hodin LOLE překračuje normu spolehlivosti. Tento stav trvá v menší míře i v roce 2040, a to i přes dostavbu dvou nových jaderných bloků v Dukovanech.

### 6.2.1 VSTUPY

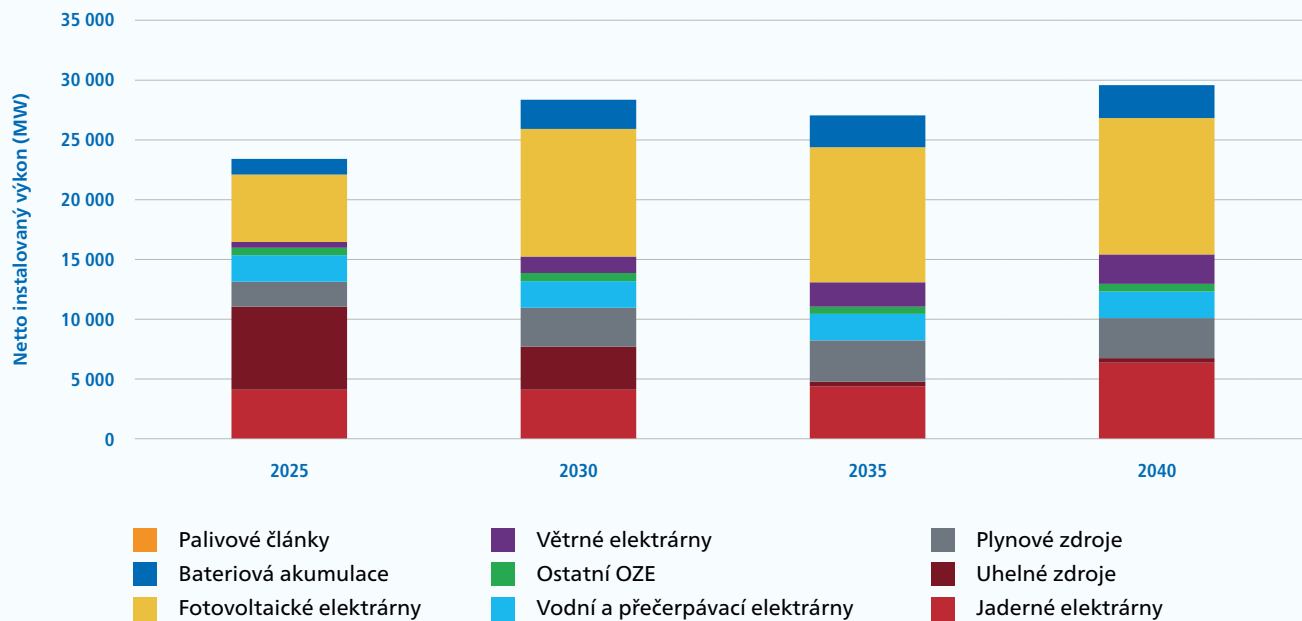
Vývoj instalovaných výkonů se u většiny kategorií zdrojů nasazených v simulacích pro **Respondentní scénář** zakládá na dotazníkovém šetření. V případě obnovitelných zdrojů, akumulace, palivových článků, elektrolyzérů a spotřeby potom analýza vychází z expertních studií. Více podrobností o vstupních datech pro jednotlivé kategorie zdrojů popisuje kapitola 3 Výrobní kapacity ES ČR. Kategorie Ostatní OZE v grafech zahrnuje zdroje spalující biomasu, bioplyn a odpad.

→ Vývoj **uhelných zdrojů** se řídí plány, které provozovatelé zdrojů poskytli v rámci dotazníkového šetření z roku 2024 reflektujícího aktuální dění v energetice. Provozovatelé uhelných zdrojů v něm oproti předchozím sběrům dat plánují dřívější odchod od uhlí, protože bez finanční podpory by jejich provoz nebyl ekonomicky udržitelný. Uhlí tak po roce 2030 přestává tvořit zásadní součást zdrojového mixu a jeho spalování zůstává záležitostí menších tepláren či závodních energetik.

→ **Plynové zdroje** spolu s **biomasou** také kopírují výsledky sběru dat. Transformace teplárenství (CZT) a závodních energetik na plyn, biomasu, odpad a jiná alternativní paliva probíhá pouze částečně, a to v rozsahu indikovaném provozovateli daných zdrojů.

→ Instalované výkony **solárních a větrných zdrojů** pozvolna rostou v souladu s Konzervativní predikcí SOZER, která zohledňuje nižší finanční podporu pro OZE, menší míru zájmu o ni a více technických překážek spojených s výstavbou OZE. V kontextu růstu instalovaného výkonu OZE byly predikovány možnosti vývoje **bateriové akumulace**, a to i s ohledem na zvyšující se počet prosumerů. Potenciálem bateriové akumulace pro tento scénář se zabývá Konzervativní predikce spotřeby.

→ Výhled vývoje **bioplynu** se zakládá na predikci, která upřednostňuje výrobu elektřiny nad výrobou biometanu, a celkově tak uvažuje vyšší potenciál bioplynu.

**Obr. 6.1** Netto instalovaný výkon v Respondentním scénáři pro jednotlivé časové řezy a kategorie zdrojů


Instalovaný výkon	Respondentní 2025	Respondentní 2030	Respondentní 2035	Respondentní 2040
Palivové články	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW
Bateriová akumulace	1 315 MW	2 464 MW	2 675 MW	2 764 MW
Fotovoltaické elektrárny	5 665 MW	10 712 MW	11 357 MW	11 457 MW
Větrné elektrárny	477 MW	1 381 MW	2 050 MW	2 486 MW
Ostatní OZE	631 MW	708 MW	599 MW	632 MW
Vodní a přečerpávací elektrárny	2 225 MW	2 228 MW	2 231 MW	2 231 MW
Plynové zdroje	2 095 MW	3 270 MW	3 494 MW	3 371 MW
Uhelné zdroje	6 983 MW	3 616 MW	374 MW	374 MW
Jaderné elektrárny	4 099 MW	4 099 MW	4 384 MW	6 379 MW

→ **Spotřeba elektřiny** se navyšuje v kontextu pozvolného zotavení české ekonomiky z pandemie covid-19 a energetické krize. Konzervativní predikce spotřeby uvažuje postupnou elektrifikaci v sektorech dopravy, vytápění, průmyslu a mírný vývoj počtu prosumerů.

→ Respondentní scénář s ohledem na rizika budoucí implementace nových technologií neuvažuje **palivové články, elektrolyzéry ani DSR**.

### 6.2.2 VÝSLEDKY

Respondentní scénář je v letech 2025 a 2030 zdrojově přiměřený, ale v pozdějších časových řezech vykazuje hodnotu LOLE (počet hodin nedodávky) převyšující normu spolehlivosti pro ČR stanovenou na 6,7 h/rok.

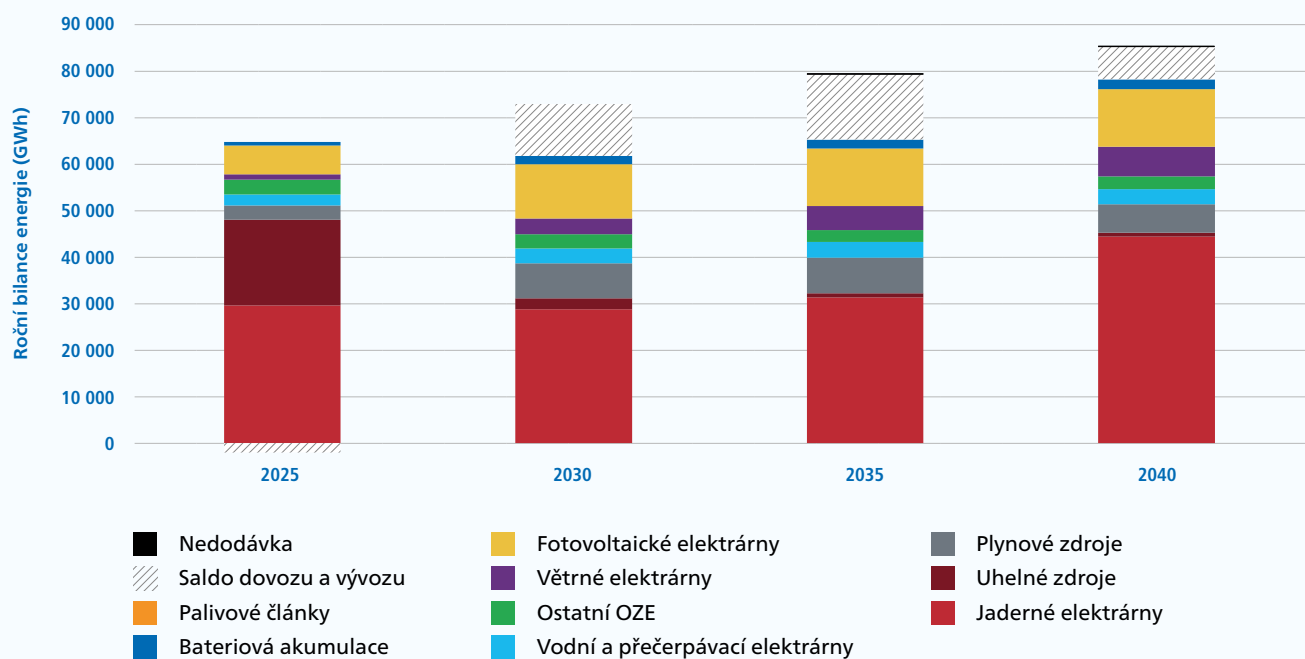
**Tab. 6.1** Ukazatele zdrojové přiměřenosti v Respondentním scénáři pro jednotlivé časové řezy

	2025	2030	2035	2040
LOLE	0 h	0 h	10,3 h	7,0 h
EENS	0 GWh	0 GWh	27,2 GWh	10,6 GWh

Největší podíl elektrické energie v každém řezu dodávají jaderné zdroje (až 53 % v roce 2040). V roce 2025 pozorujeme významné množství energie dodané uhelnými elektrárnami, toto množství ale později prudce klesá a po roce 2030 je již téměř zanedbatelné. Významný podíl na výrobě od roku 2030 zaujímají fotovoltaické elektrárny, které ve všech řezech dodají více energie než zdroje plynové.

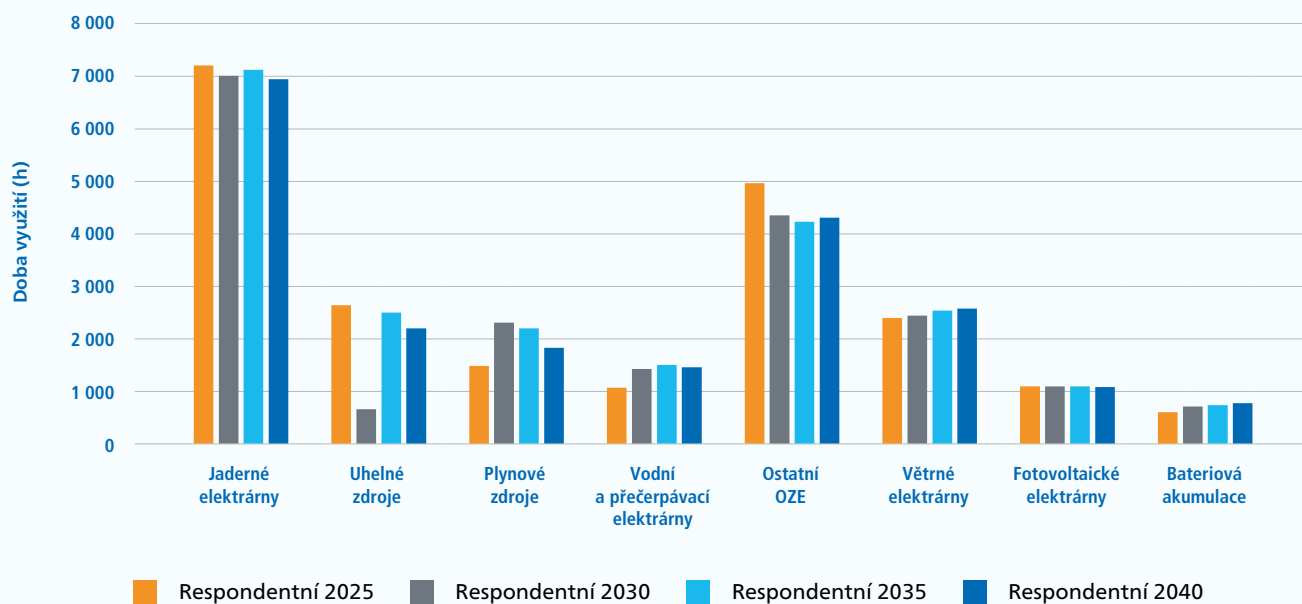
Dle výsledků simulací mají nejvyšší dobu využití jaderné zdroje, které vyrábějí většinu roku s výjimkou plánovaných odstávek na údržbu. Přestože v roce 2030 výpočetní model stále obsahuje i velké uhelné elektrárny, dochází k propadu doby využití uhelných zdrojů, a to pravděpodobně především z důvodu nerentability jejich provozu. V letech 2035 a 2040 se uhlí využívá jako palivo pouze v menších teplárnách a závodních energetikách, a to ve vynuceném režimu výroby, což způsobuje nárůst jejich doby využití. V případě provozu plynových zdrojů dochází k nárůstu počtu hodin využití, a to zejména kvůli transformaci uhelných zdrojů na plyn, cenám povolenky a dalším faktorům. Trend pozvolného nárůstu u větrných elektráren je způsoben postupnou instalací vyšších stožárů, které mají vyšší dobu využití.

Obr. 6.2 Roční bilance energie v Respondentním scénáři pro jednotlivé časové řezy a kategorie zdrojů



Roční bilance energie	Respondentní 2025	Respondentní 2030	Respondentní 2035	Respondentní 2040
Nedodávka	0 GWh	0 GWh	27 GWh	11 GWh
Saldo dovozu a vývozu	-2 073 GWh	11 217 GWh	14 018 GWh	7 009 GWh
Palivové články	0 GWh	0 GWh	0 GWh	0 GWh
Bateriová akumulace	782 GWh	1 741 GWh	1 951 GWh	2 129 GWh
Fotovoltaické elektrárny	6 184 GWh	11 662 GWh	12 356 GWh	12 338 GWh
Větrné elektrárny	1 143 GWh	3 366 GWh	5 192 GWh	6 400 GWh
Ostatní OZE	3 132 GWh	3 078 GWh	2 534 GWh	2 722 GWh
Vodní a přečerpávací elektrárny	2 368 GWh	3 168 GWh	3 339 GWh	3 239 GWh
Plynové zdroje	3 098 GWh	7 527 GWh	7 659 GWh	6 156 GWh
Uhelné zdroje	18 397 GWh	2 373 GWh	934 GWh	822 GWh
Jaderné elektrárny	29 559 GWh	28 732 GWh	31 251 GWh	44 325 GWh

Obr. 6.3 Roční využití jednotlivých kategorií zdrojů v Respondentním scénáři



U bateriové akumulace a přečerpávacích elektráren může navýšení doby využití signalizovat, že v průběhu sledovaného horizontu stoupá potřeba flexibility, kterou tyto kategorie zdrojů poskytují.

Saldo České republiky je v nejbližším studovaném roce 2025 stále záporné a elektřinu exportujeme, postupně ale import naroste až na přibližně 14 TWh, s vrcholem v roce 2035, kdy se importuje až 18,2 % tuzemské spotřeby. V okolních státech je významná pozice Německa, které se díky masivnímu rozvoji OZE a stavbě plynových elektráren z importního regionu stává postupně silným exportérem a v roce 2040 vyváží až 18 % své celkové spotřeby do zahraničí. Naproti tomu čistá pozice Rakouska, Slovenska i Polska (po počátečním výkyvu) se postupně mění na stále více importní.

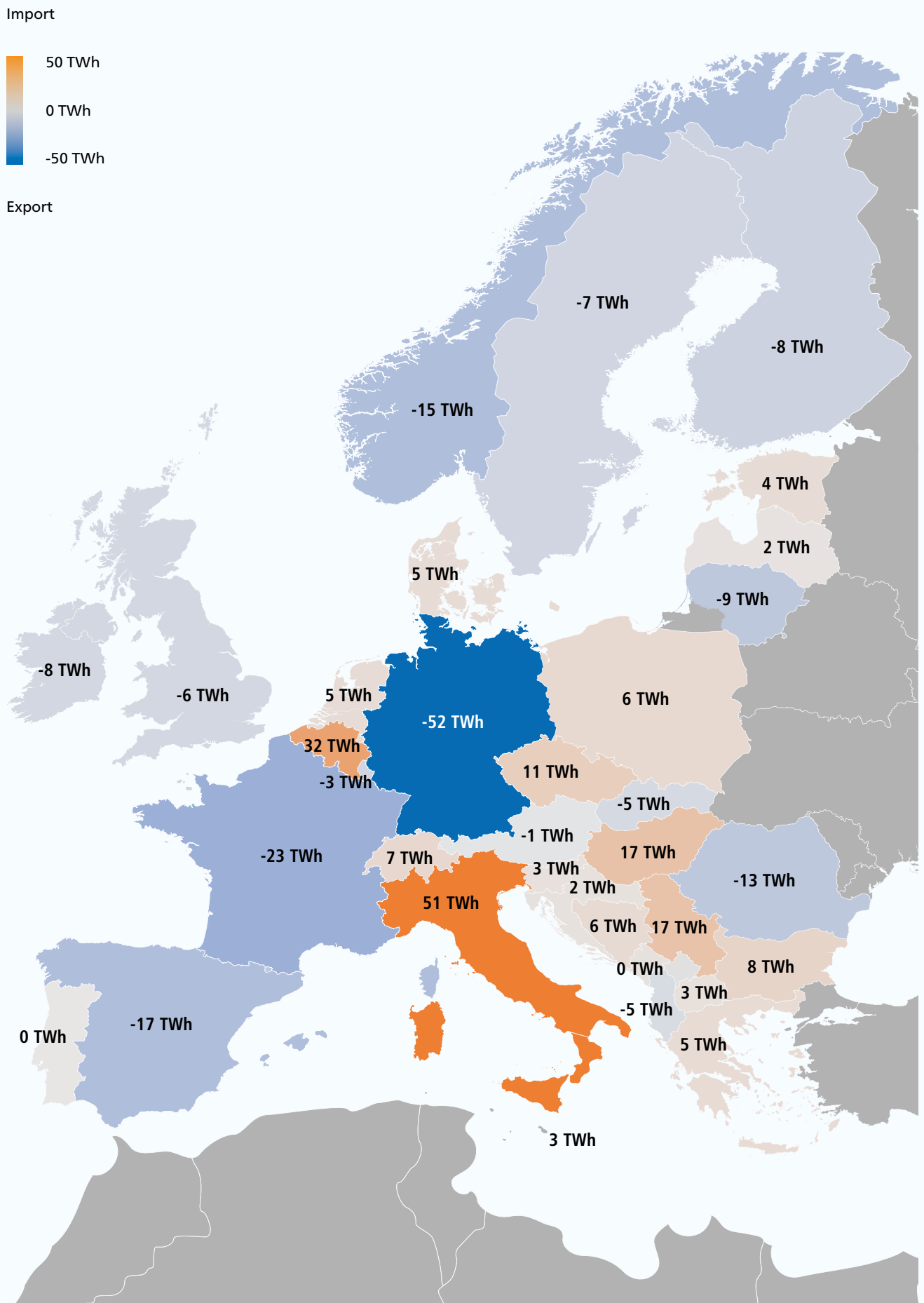
### 6.2.3 CITLIVOST NA POČASÍ

Při simulaci s klimatickým rokem 1985 je elektroenergetická soustava vlivem počasí pod významným tlakem a celkové LOLE již v roce 2030 přesahuje normu spolehlivosti. Počet hodin nepokrytého zatížení v roce 2035 dále narůstá na 65 h/rok a po dostavbě nových jaderných zdrojů se k roku 2040 LOLE snižuje na 32 h/rok.

Tab. 6.2 Ukazatele zdrojové příměřnosti a saldo importu v Respondentním scénáři pro jednotlivé časové řezy – citlivostní analýza

	2025	2030	2035	2040
LOLE	0 h	14 h	65 h	32 h
EENS	0 GWh	7,7 GWh	142,3 GWh	50,8 GWh
Saldo importu	-2 073 GWh	11 217 GWh	14 018 GWh	7 009 GWh

Obr. 6.4 Saldo studovaných evropských zemí v roce 2030 pro Respondentní scénář







### 6.3 PROGRESIVNÍ SCÉNÁŘ

Tento scénář představuje rychlejší přechod české elektroenergetiky od uhelné energetiky k větší integraci obnovitelných zdrojů ve výrobním mixu. Na rozdíl od Respondentního scénáře je předpoklad úplného ukončení výroby elektřiny z uhlí stanoven do konce roku 2030. Spotřeba elektrické energie roste díky příznivější predikci socio-ekonomického vývoje v ČR a elektrifikaci, která je považována za klíčový nástroj energetické a ekologické transformace.

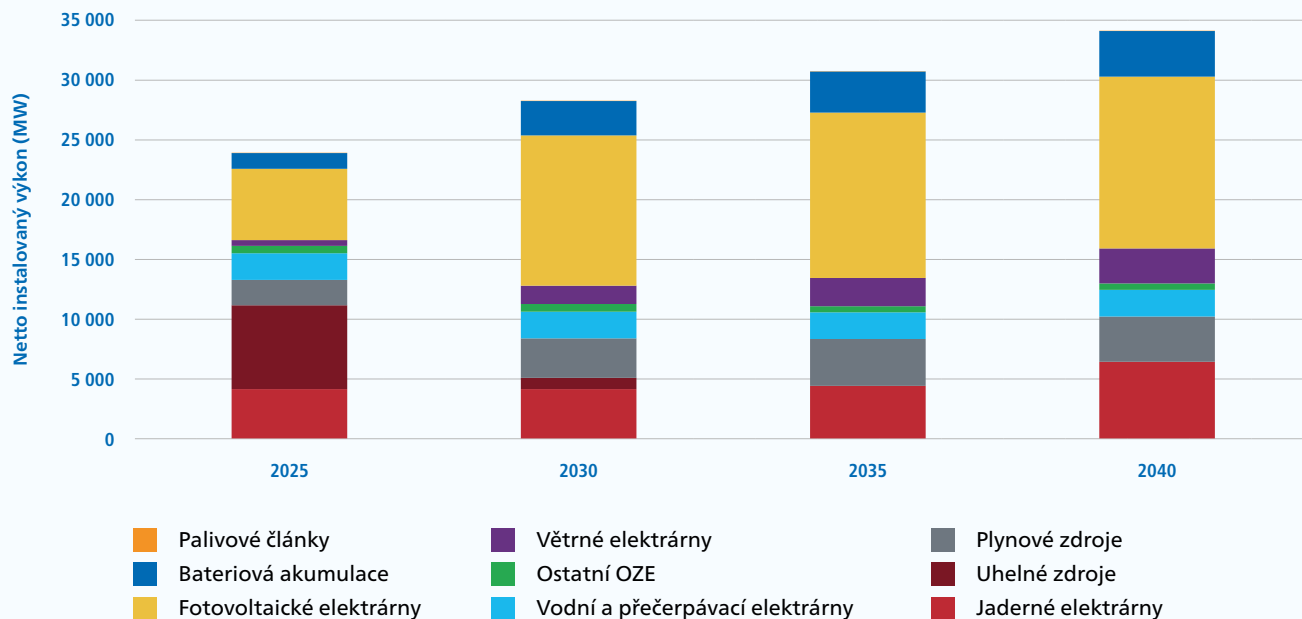
Výsledky simulací ukazují problémy se zdrojovou přiměřeností, zejména v letech 2035 a 2040, kdy LOLE překračuje normu spolehlivosti. Na rozdíl od Respondentního scénáře se problémy s přiměřeností v roce 2040 dále zhoršují, a to přes dostavbu nových bloků Dukovan. Významná je také velikost importů elektřiny, které po roce 2030 přesahují 15 TWh.

Progresivní scénář slouží nejen k posouzení zdrojové přiměřenosti v rámci MAF CZ 2023, ale také jako základ pro dokument Očekávaná dlouhodobá rovnováha (ODDR).

#### 6.3.1 VSTUPY

Také v případě Progresivního scénáře se instalované výkony většiny kategorií zdrojů zakládají na sběru dat z první poloviny roku 2024. Informace o OZE, bateriové akumulaci, vodíku a spotřebě jsou čerpány z expertních studií. Do většího detailu popisuje vstupní data kapitola 3 Výrobní kapacity ES ČR. Kategorie Ostatní OZE v grafech zahrnuje zdroje spalující biomasu, bioplyn a odpad.

- Predikce vývoje uhelných zdrojů vychází v základu z dotazníkového šetření. Někteří provozovatelé ale v rámci sběru dat indikovali rozmezí let, v němž pravděpodobně dojde k ukončení provozu zdroje v závislosti na ceně elektřiny, emisních povolenek a také existenci provozní podpory. V tomto scénáři se na rozdíl od Respondentního scénáře počítá s dřívějším datem z indikovaného rozmezí. Zbývající uhelné zdroje (zejména pro teplárství a závodní energetiku) byly po roce 2030 transformovány převážně na spalování zemního plynu. Celkově se tedy předpokládá útlum uhelné energetiky do konce roku 2030 včetně.
- Plynové zdroje spolu s biomasou také kopírují výsledky sběru dat, transformace teplárství (CZT) a závodních energetik na plyn, biomasu, odpad a jiná alternativní paliva probíhá do roku 2030.
- Instalované výkony solárních a větrných zdrojů rostou v souladu s Realistickou predikcí SOZER, která předpokládá větší využití finanční podpory určené obnovitelným zdrojům a lepší technologické možnosti pro jejich výstavbu. V kontextu růstu instalovaného výkonu OZE byly predikovány možnosti vývoje bateriové akumulace, a to i s ohledem na zvyšující se počet prosumerů. Potenciálem bateriové akumulace pro tento scénář se zabývá Progresivní predikce spotřeby.
- Výhled vývoje bioplynu se zakládá na Realistické predikci, která upřednostňuje produkci biometanu nad výrobou elektřiny z bioplynu, a celkově tak uvažuje nižší elektroenergetický potenciál bioplynu.
- Spotřeba elektřiny vzrůstá v kontextu příznivého ekonomického vývoje po pandemii covid-19, energetické krizi a stagflaci, což umožňuje transformaci ekonomiky i energetiky. Progresivní predikce spotřeby předpokládá rozsáhlejší elektrifikaci sektorů dopravy, vytápění a větší rozvoj samovýrobců elektřiny (prosumerů).

**Obr. 6.6 Netto instalovaný výkon v Progressivním scénáři pro jednotlivé časové řezy a kategorie zdrojů**


Instalovaný výkon	Progressivní 2025	Progressivní 2030	Progressivní 2035	Progressivní 2040
Palivové články	0 MW	5 MW	13 MW	29 MW
Bateriová akumulace	1 315 MW	2 871 MW	3 418 MW	3 792 MW
Fotovoltaické elektrárny	5 933 MW	12 516 MW	13 749 MW	14 297 MW
Větrné elektrárny	477 MW	1 515 MW	2 352 MW	2 931 MW
Ostatní OZE	616 MW	635 MW	504 MW	515 MW
Vodní a přečerpávací elektrárny	2 225 MW	2 228 MW	2 231 MW	2 231 MW
Plynové zdroje	2 112 MW	3 290 MW	3 888 MW	3 765 MW
Uhelné zdroje	6 983 MW	932 MW	0 MW	0 MW
Jaderné elektrárny	4 099 MW	4 099 MW	4 384 MW	6 379 MW

→ Scénář uvažuje rozvoj příkonu elektrolyzérů a výkonu palivových článků dle Konzervativní predikce ve studii „Predikce rozvoje akumulace a vodíku“. Jejich růst je ovlivněn cenovými trendy i geograficko-klimatickými podmínkami České republiky.

→ Potenciál explicitní a implicitní DSR vychází ze „Studie Demand Side Response“ a přihlíží také k výsledkům ERAA 2023. Explicitní DSR je uvažován až do výše 220 MW v horizontu roku 2040 bez zahrnutí výkonu na SVR. Implicitní DSR na tepelných čerpadlech a elektromobilech pak prudce narůstá a v roce 2040 podíl těchto spotřebičů zapojených do DSR roste až na 30 %.

### 6.3.2 VÝSLEDKY

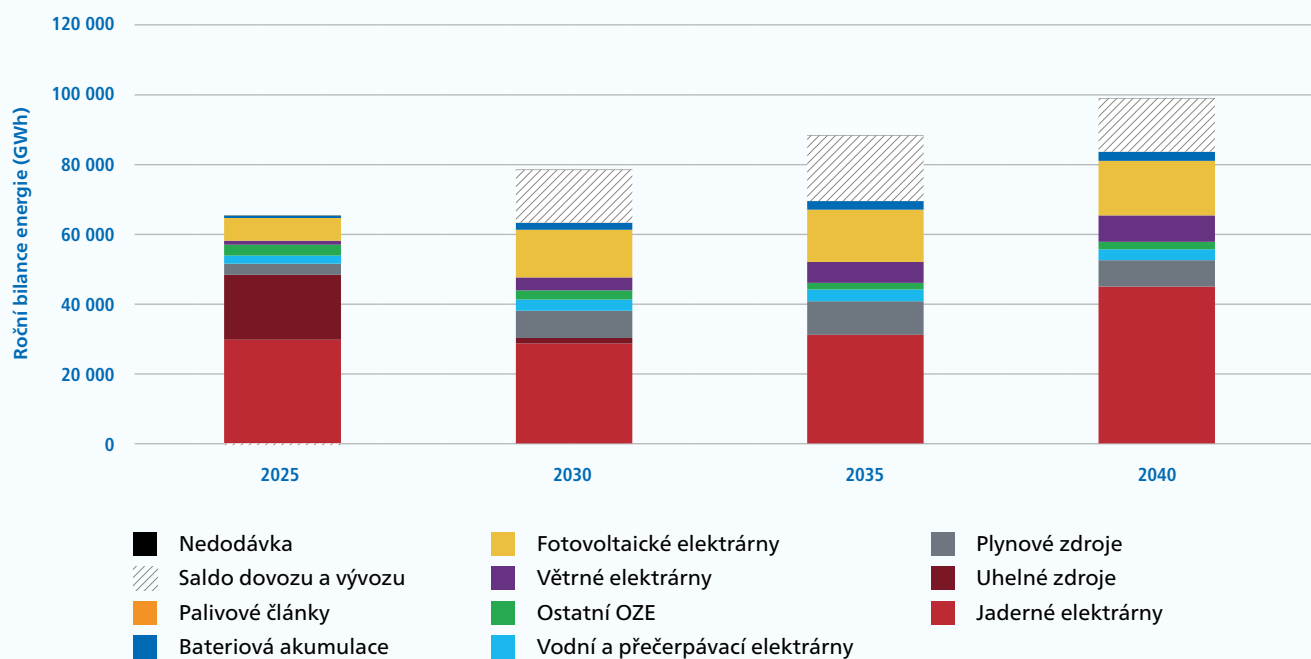
Progressivní scénář uvažuje ukončení výroby elektřiny z uhlí do konce roku 2030. Jak je patrné z Tab. 6.3, samotný odklon od uhlí v klimaticky průměrných letech neznámá problémy s pokrytím poptávky po elektřině a v roce 2030 se ES ČR nachází ve stavu zdrojové přiměřenosti. Postupný nárůst hodin LOLE v následujících cílových letech souvisí kromě jiných faktorů zejména se zvyšující se poptávkou po elektřině, kdy v letech 2035 a 2040 překračuje počet hodin nepokrytého zatížení LOLE normu spolehlivosti 6,7 hodin.

**Tab. 6.3 Ukazatele zdrojové přiměřenosti v Progresivním scénáři pro jednotlivé časové řezy**

	2025	2030	2035	2040
<b>LOLE</b>	0 h	2,0 h	8,7 h	13,7 h
<b>EENS</b>	0 GWh	1,4 GWh	16,3 GWh	25,0 GWh

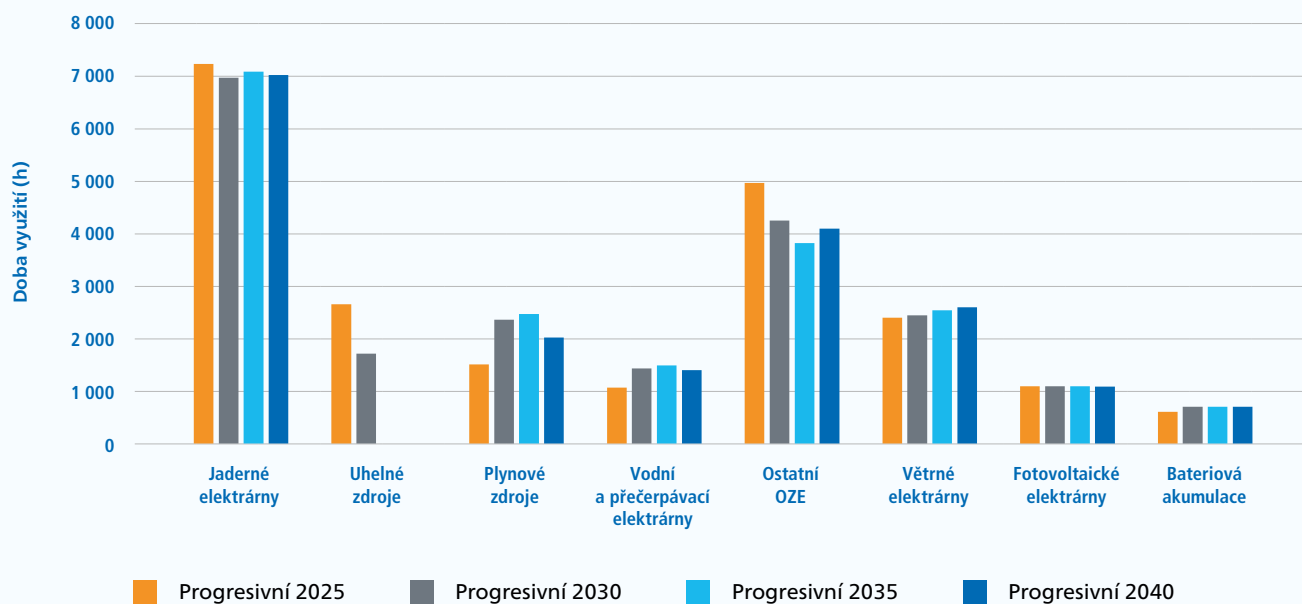
Na vyrobené elektrické energii se napříč celým sledovaným horizontem nejvíce podílí jaderné zdroje, jejichž výroba se navyšuje díky zprovoznění malého modulárního reaktoru v roce 2035 a dostavbě dvou nových bloků Dukovan do roku 2040. Roli končících uhelných elektráren přebírají částečně plynové a obnovitelné zdroje spolu s importem, jehož podíl na pokrytí spotřeby elektřiny po roce 2030 vzrůstá. Druhou nejvýznamnější kategorií zdrojů z pohledu objemu vyrobené elektřiny jsou solární zdroje, které po roce 2030 konstantně pokrývají více než 17 % poptávky po elektřině.

**Obr. 6.7 Roční bilance energie v Progresivním scénáři pro jednotlivé časové řezy a kategorie zdrojů**



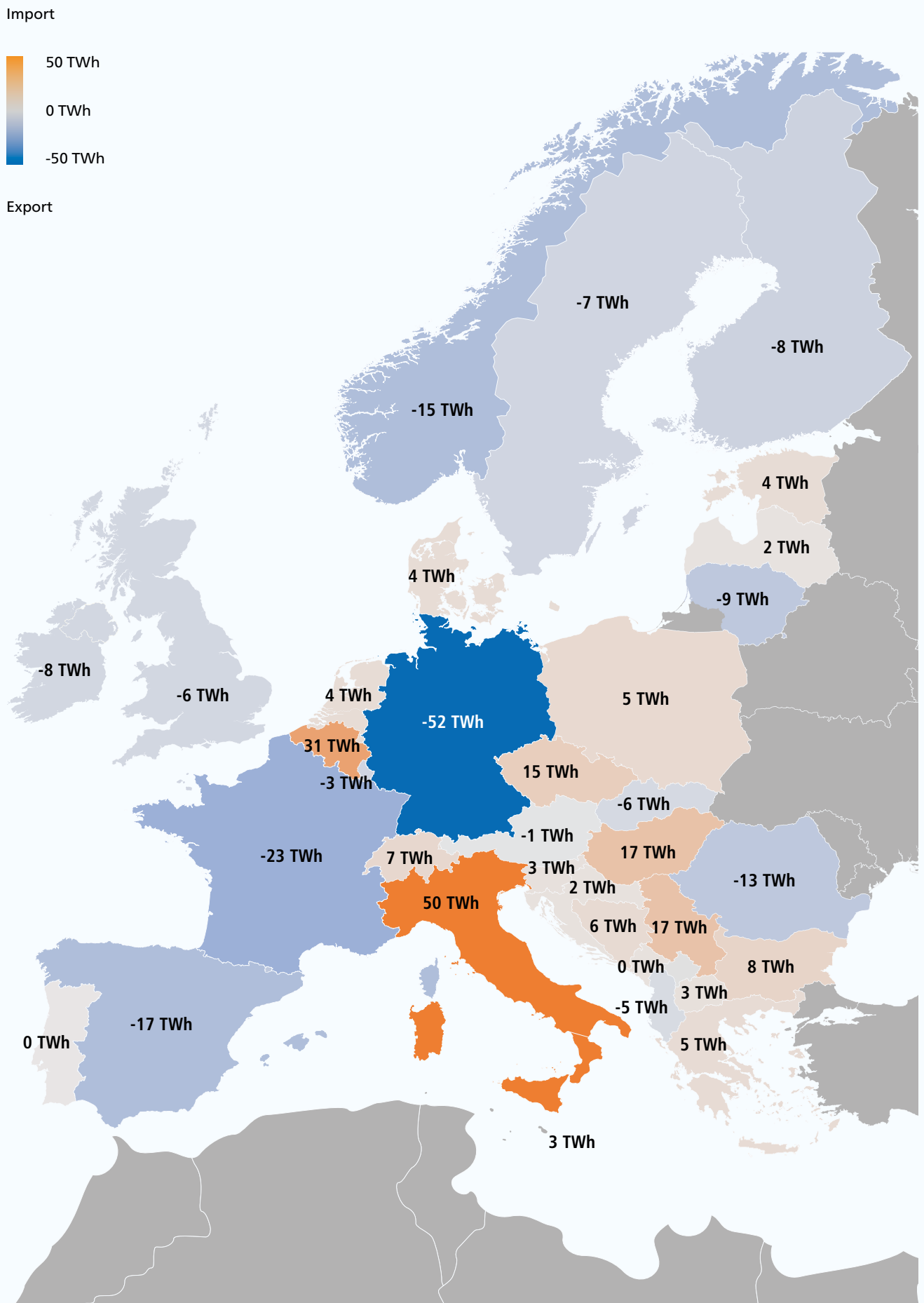
Roční bilance energie	Progresivní 2025	Progresivní 2030	Progresivní 2035	Progresivní 2040
Nedodávka	0 GWh	1 GWh	16 GWh	25 GWh
Saldo dovozu a vývozu	-440 GWh	14 992 GWh	18 721 GWh	15 177 GWh
Palivové články	2 GWh	5 GWh	29 GWh	16 GWh
Bateriová akumulace	797 GWh	2 004 GWh	2 396 GWh	2 647 GWh
Fotovoltaické elektrárny	6 477 GWh	13 611 GWh	14 974 GWh	15 521 GWh
Větrné elektrárny	1 143 GWh	3 690 GWh	5 958 GWh	7 594 GWh
Ostatní OZE	3 055 GWh	2 694 GWh	1 924 GWh	2 106 GWh
Vodní a přečerpávací elektrárny	2 363 GWh	3 176 GWh	3 317 GWh	3 110 GWh
Plynové zdroje	3 184 GWh	7 751 GWh	9 589 GWh	7 592 GWh
Uhelné zdroje	18 519 GWh	1 596 GWh	0 GWh	0 GWh
Jaderné elektrárny	29 620 GWh	28 542 GWh	31 037 GWh	44 750 GWh

Obr. 6.8 Roční využití jednotlivých kategorií zdrojů v Progresivním scénáři

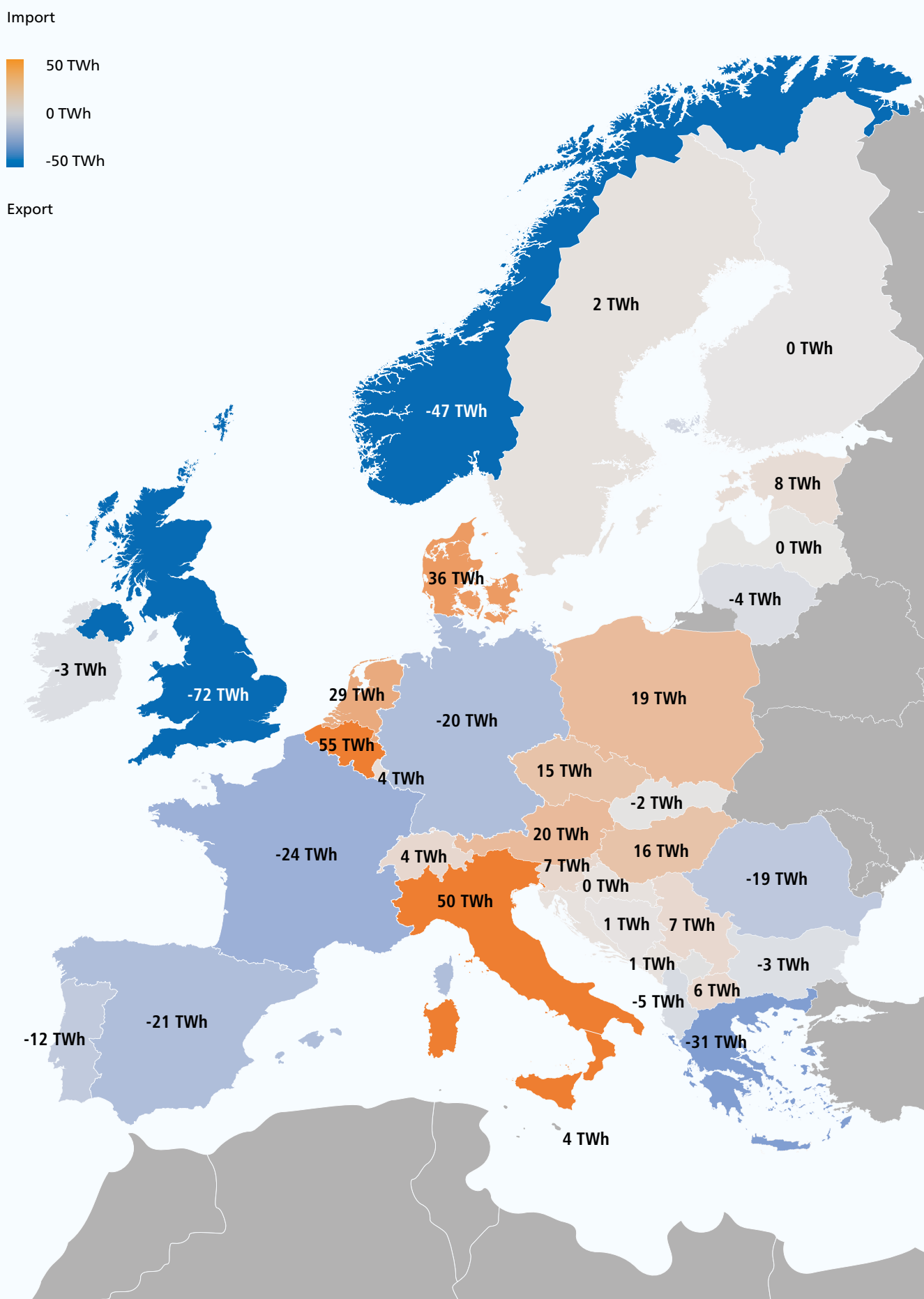


Vývoj doby využití jednotlivých technologií pro výrobu elektřiny sleduje podobný trend jako u Respondentního scénáře. Jaderné zdroje jsou využity po většinu roku v základním zatížení, využití plynových elektráren narůstá v důsledku transformace na plyn a stává se vyšší větrné elektrárny umožňující prodloužení doby využití. Přečerpávací elektrárny a bateriová akumulace v průběhu sledovaného horizontu simulační model nasazuje častěji, což může poukazovat na potřebu flexibility. Progresivní scénář se odlišuje zejména ukončením provozu většiny uhelných elektráren ke konci roku 2029, v roce 2030 uhlí ještě zůstává jako palivo v některých teplárenských a závodních provozech, aby v dalších letech již přestalo být využíváno zcela.

Obr. 6.9 Saldo studovaných evropských zemí v roce 2030 pro Progresivní scénář



Obr. 6.10 Saldo studovaných evropských zemí v roce 2040 pro Progresivní scénář



V Progresivním, podobně jako v Respondentním, scénáři dochází po roce 2025 ke změně čisté exportní pozice ČR na importní. V letech 2030 a 2035 se podíl salda na spotřebě elektřiny pohybuje nad 20 %. I přes dostavbu nových jaderných bloků dosahuje v roce 2040 výše importu dvojnásobku ve srovnání s Respondentním scénářem, neboť je zapotřebí pokrýt rostoucí poptávku po elektřině. Situace v okolních státech je velmi podobná jako v Respondentním scénáři – největšími evropskými exportéry zůstávají Německo a Francie, k nimž se ve vzdálenějších časových horizontech přidávají i Velká Británie a Norsko.

### 6.3.3 CITLIVOST NA POČASÍ

Výsledky citlivostní analýzy simulované na klimaticky nepříznivém roce 1985 indikují další zhoršení problémů se zdrojovou přiměřeností po roce 2025. Počet hodin LOLE vlivem nízkých teplot narůstá nejprve na 41 h v roce 2030, ale do roku 2040 se zvyšuje již na 74 h. Očekávaný objem nedodané energie kopíruje podobný trend a EENS se navyšuje mezi rokem 2030 a 2040 na cca dvojnásobek.

**Tab. 6.4 Ukazatele zdrojové přiměřenosti a saldo importu v Progresivním scénáři pro jednotlivé časové řezy – citlivostní analýza**

	2025	2030	2035	2040
<b>LOLE</b>	0 h	41 h	63 h	74 h
<b>EENS</b>	0 GWh	82,3 GWh	192,4 GWh	170,7 GWh
<b>Saldo importu</b>	-4 064 GWh	14 029 GWh	17 777 GWh	15 571 GWh

## 7 Souhrnné vyhodnocení scénářů

Kromě posouzení a srovnání Respondentního a Progresivního scénáře z pohledu bilance elektřiny a ukazatelů zdrojové přiměřenosti LOLE a EENS tato kapitola vyhodnocuje také ekonomické a ekologické dopady obou scénářů.

### 7.1 ZDROJOVÁ PŘIMĚŘENOST

Vývoj ukazatelů zdrojové přiměřenosti LOLE a EENS v obou scénářích indikuje potíže se zdrojovou přiměřeností v druhé polovině sledovaného horizontu. Faktorů ovlivňujících hodnoty LOLE a EENS je celá řada, nicméně největší vliv lze přisuzovat útlumu uhelných zdrojů v kombinaci s navyšující se spotřebou elektřiny a nedostatkem elektrické energie v zahraničí pro import do ČR.

Analýza citlivosti provedená na klimatických datech z roku 1985 ukazuje, že nepříznivé klimatické podmínky mohou posunout hodnoty LOLE ještě více nad normu spolehlivosti a způsobit zdrojovou nepřiměřenost až o pět let dříve.

Tabulka Tab. 7.1 shrnuje hodnoty spolehlivostních ukazatelů LOLE a EENS v jednotlivých scénářích a cílových letech, navíc udává i hodnoty získané v citlivostní analýze. Hodnoty LOLE překračující normu spolehlivosti stanovenou na 6,7 h/rok jsou zvýrazněny.

**Tab. 7.1 Hodnoty ukazatelů LOLE a EENS pro oba scénáře a citlivostní analýzu provedenou na klimatickém roce 1985**

		2025	2030	2035	2040
LOLE	Respondentní	0 h	0 h	10,3 h	7,0 h
	Respondentní – citlivost	0 h	14 h	65 h	32 h
	Progresivní	0 h	2,0 h	8,7 h	13,7 h
	Progresivní – citlivost	0 h	41 h	63 h	74 h
EENS	Respondentní	0 GWh	0 GWh	27,2 GWh	10,6 GWh
	Respondentní – citlivost	0 GWh	7,7 GWh	142,3 GWh	50,8 GWh
	Progresivní	0 GWh	1,0 GWh	16,3 GWh	25,0 GWh
	Progresivní – citlivost	0 GWh	82,3 GWh	192,4 GWh	170,7 GWh

### 7.2 DOZDROJOVÁNÍ

Výsledky předchozí podkapitoly ukazují, že za účelem dosažení zdrojové přiměřenosti bude zapotřebí výstavba nových zdrojů, tzv. dozdrojování. Tyto nové zdroje jsou nezbytné pouze v situacích, kdy dochází k překročení normy spolehlivosti, tj. po roce 2035, respektive po roce 2030 v případě citlivostní analýzy na extrémní počasí v obou uvažovaných scénářích.

Dozdrojování pro potřeby tohoto dokumentu bylo provedeno ve dvou variantách. Základní varianta doplňuje výrobní mix o takový instalovaný výkon, aby došlo ke snížení počtu hodin nepokrytého zatížení (LOLE) pod normu spolehlivosti 6,7 hodin za rok, kde cílová hodnota LOLE je dána průměrnou hodnotou za klimatické roky 1995, 2008 a 2009. Druhá, citlivostní, varianta využívá stejné kritérium, ale uvažuje pouze klimatický rok 1985 typický vyšší spotřebou a nižší výrobou OZE z důvodu nepříznivého počasí. Udává tím tedy horní odhad nutného dozdrojování. V obou variantách není konkrétně specifikován typ zdroje, o který by bylo vhodné zdrojovou základnu rozšířit, a výpočet je tak technologicky neutrální.



**Tab. 7.2 Instalovaný výkon pro dozdrojování na normu spolehlivosti**

Název scénáře	2025	2030	2035	2040
Respondentní	0 MW	0 MW	1 900 MW	30 MW
Respondentní – citlivost	0 MW	300 MW	3 500 MW	2 800 MW
Progresivní	0 MW	0 MW	1 600 MW	1 500 MW
Progresivní – citlivost	0 MW	3 000 MW	4 100 MW	2 800 MW

Hodnoty potřebného dozdrojování pro průměrné klimatické roky (viz Tab. 7.2) jsou nejvyšší v cílovém roce 2035, kde se pohybují v rozmezí 1 600 – 1 900 MW. Tato hodnota v roce 2040 díky novým jaderným zdrojům klesá, zejména pak v Respondentním scénáři, kde oproti Progresivnímu scénáři roste spotřeba elektřiny pomaleji a pro dozdrojování je potřebný jen velmi malý výkon. Citlivostní analýza ukazuje potřebu dozdrojování už od roku 2030, kde pro Progresivní scénář indikuje potřebnou hodnotu na úrovni 3 GW. Další cílové roky ukazují podobný trend pro oba scénáře, kdy v roce 2035 je pro zajištění zdrojové přiměřenosti nezbytné do soustavy doplnit výkon v rozmezí 3,5 – 4,1 GW, aby na konci studovaného horizontu poněkud poklesl na 2,8 GW v obou scénářích.

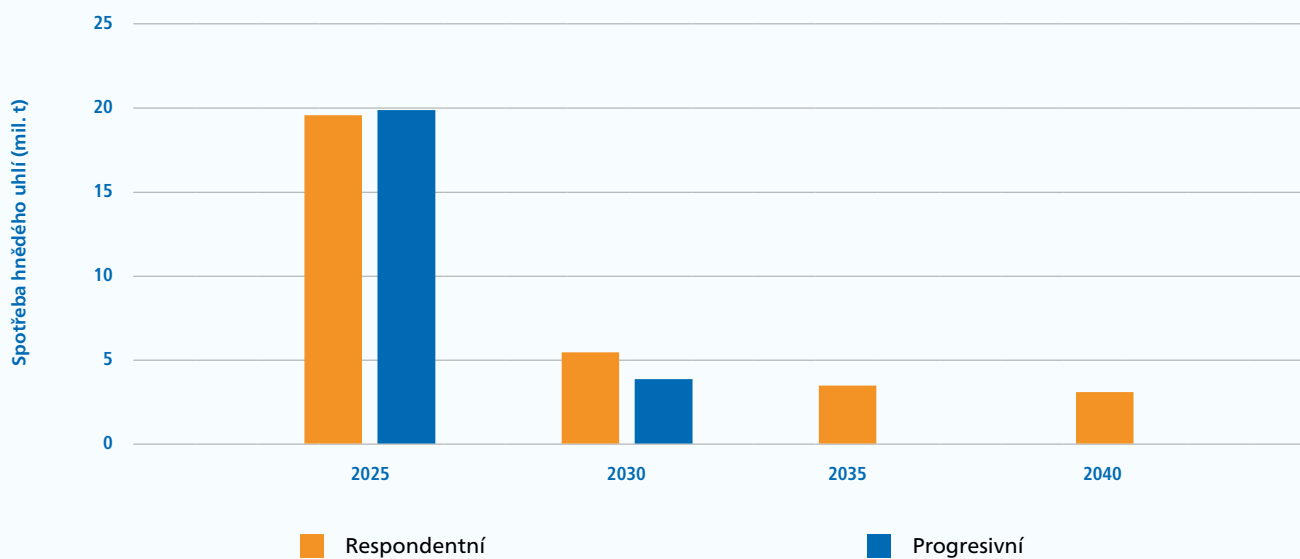
### 7.3 SPOTŘEBA PALIV

Většina zdrojů, které jsou zohledněny v rámci výpočtů prezentovaných v tomto dokumentu, používá k výrobě elektřiny mix paliv. S cílem zjednodušit výpočetní část jsou zdroje rozdělovány do palivových kategorií dle dominantního paliva. Nicméně, aby byla co nejpřesněji určena potřeba paliv napříč jednotlivými scénáři a cílovými roky, je nutné toto zjednodušení opustit. V této kapitole jsou proto u každého zdroje zohledněna všechna paliva, včetně tzv. startovacích paliv a spoluspalování. Na základě výsledků simulací a předpokladu, že v následujících letech zůstane poměr paliv u jednotlivých zdrojů v palivovém mixu na úrovni roku 2022 (pokud provozovatelé jednotlivých zdrojů neoznámili záměr změny paliva), byl stanoven odhad spotřeby různých kategorií paliv pro všechny scénáře a jednotlivé cílové roky.

#### 7.3.1 HNĚDÉ A ČERNÉ UHLÍ

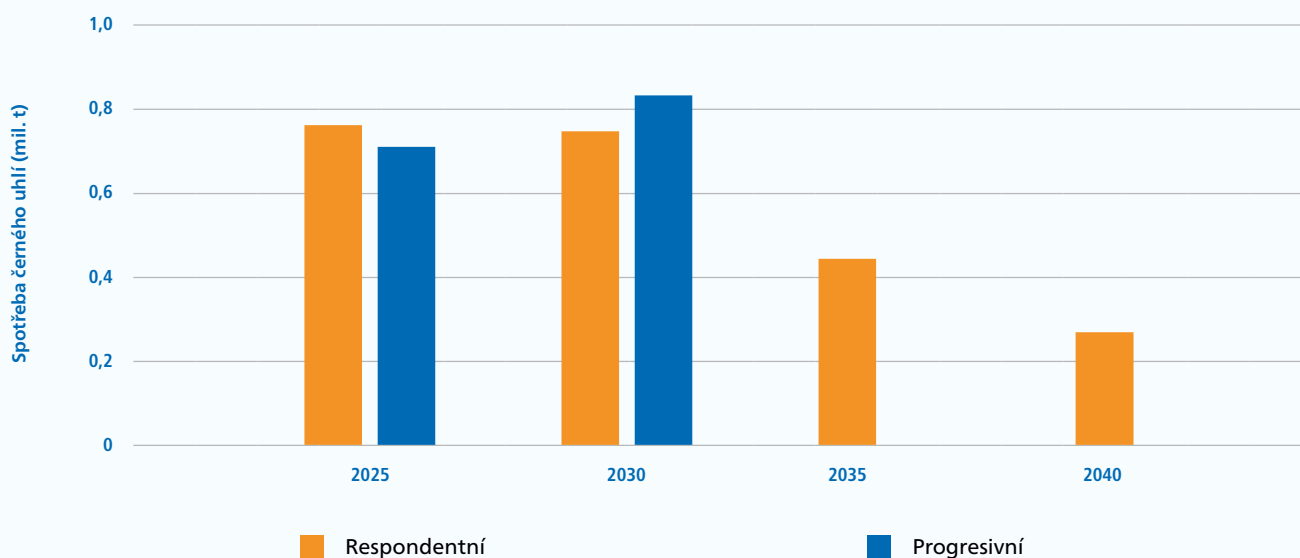
Tuzemská těžba hnědého uhlí je pro pokrytí energetických potřeb ČR dostatečná. V Sokolovské a Severočeské pánvi se stále nacházejí významné zásoby hnědého uhlí, jeho dobývání je však omezeno usnesením vlády č. 444 z roku 1991 o územních limitech těžby. Vzhledem k tomu, že nepředpokládáme prolomení těžebních limitů, bude na většině aktivních dolů docházet k postupnému útlumu těžby, a ložiska tak zůstanou nevyužita.

Obr. 7.1 Odhad spotřeby hnědého uhlí pro výrobu elektřiny pro jednotlivé scénáře a cílové roky



	2025	2030	2035	2040
Respondentní	19,5 mil. t	5,4 mil. t	3,4 mil. t	3,1 mil. t
Progresivní	19,8 mil. t	3,8 mil. t	0,0 mil. t	0,0 mil. t

Obr. 7.2 Odhad spotřeby černého uhlí pro výrobu elektřiny pro jednotlivé scénáře a cílové roky



	2025	2030	2035	2040
Respondentní	0,76 mil. t	0,74 mil. t	0,44 mil. t	0,27 mil. t
Progresivní	0,71 mil. t	0,83 mil. t	0,00 mil. t	0,00 mil. t

Po roce 2030 se u obou scénářů předpokládá postupný pokles spotřeby hnědého uhlí. Oproti roku 2025 klesá v Respondentním scénáři spotřeba hnědého uhlí v roce 2030 o 72 %. Vzhledem k tomu, že se jedná o scénář, v němž provozovatelé zdrojů předpokládají výrobu elektřiny z uhlí v menší míře i na konci sledovaného horizontu, počítá se v roce 2040 s potřebou hnědého uhlí ve výši 3 mil. tun a černého uhlí ve výši cca 300 tis. tun. V případě Progresivního scénáře klesá spotřeba uhlí rychleji, mezi lety 2025 a 2030 činí pokles 81 % a po roce 2030 klesá na nulu.

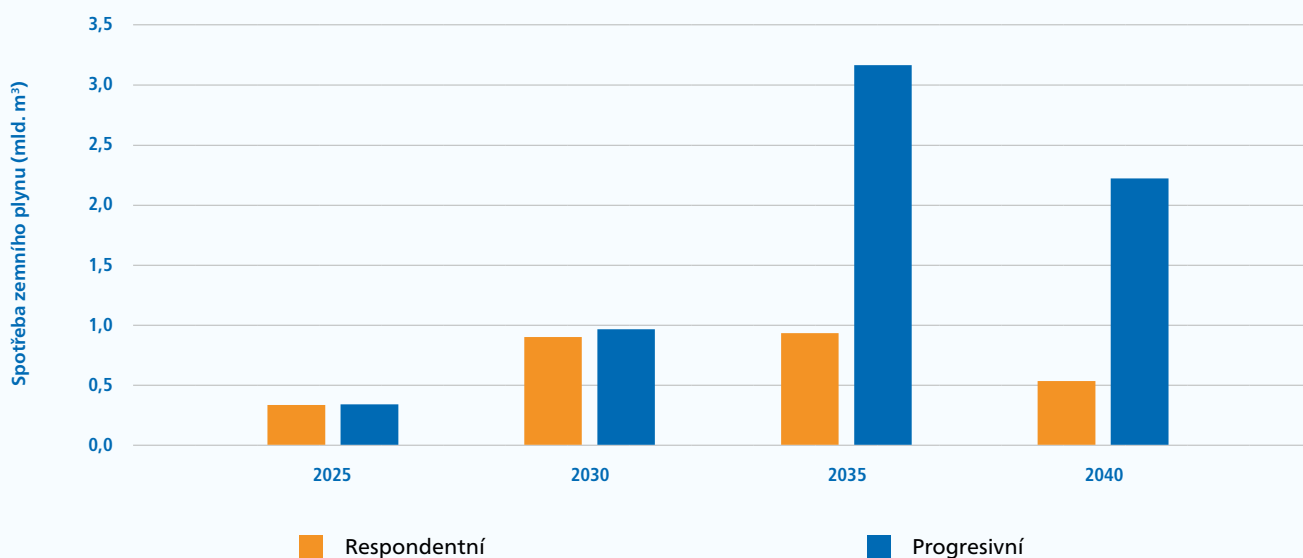
Těžba černého uhlí v současnosti probíhá pouze v karvinské části Ostravsko-karvinské pánve. V důsledku úplného útlumu těžby černého uhlí v ČR do roku 2025 bude pro pokrytí energetických potřeb ČR nutné dovážet černé uhlí ze zahraničí, především z Polska a ze zámoří. Dovoz černého uhlí bude tedy nutné zvýšit na 100 % jeho celkové spotřeby.

### 7.3.2 ZEMNÍ PLYN

V důsledku postupného odklonu od uhlí a snahy realizovat úspory ve spotřebě plynu se nepředpokládá, že by celková spotřeba zemního plynu pro výrobu elektřiny byla tak vysoká jako v dřívějších prognózách. Tempo nárůstu spotřeby plynu závisí zejména na scénáři spotřeby a na roce, kdy dojde k odklonu od uhlí.

V obou scénářích spotřeba plynu roste úměrně s předpokládaným odchodem od uhlí a vrcholí v roce 2035. Po tomto roce však i přes rostoucí spotřebu elektřiny dochází k poklesu spotřeby plynu, což je dáno především zprovozněním nových jaderných zdrojů a nárůstem produkce z obnovitelných zdrojů.

Obr. 7.3 Odhad spotřeby zemního plynu pro výrobu elektřiny pro jednotlivé scénáře a cílové roky



	2025	2030	2035	2040
Respondentní	0,33 mld. m <sup>3</sup>	0,89 mld. m <sup>3</sup>	0,93 mld. m <sup>3</sup>	0,53 mld. m <sup>3</sup>
Progresivní	0,34 mld. m <sup>3</sup>	0,96 mld. m <sup>3</sup>	3,15 mld. m <sup>3</sup>	2,21 mld. m <sup>3</sup>

### 7.3.3 BIOMASA A BIOPLYN

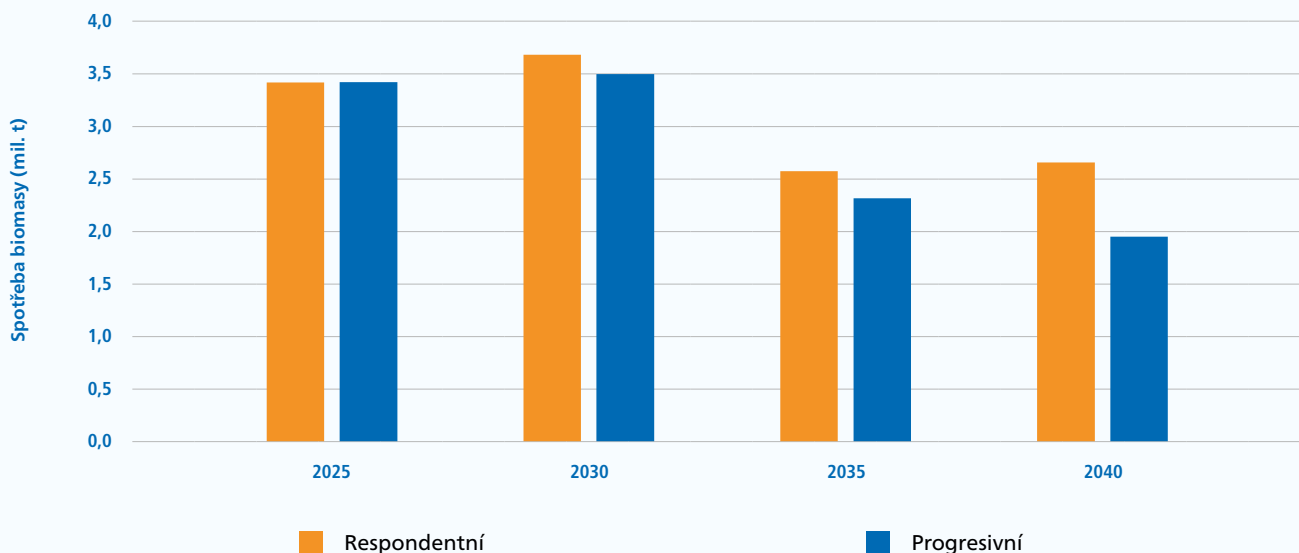
Z aktuálně platného akčního plánu pro biomasu vyplývá, že při zajištění 100% potravinové soběstačnosti může celková potenciální plocha na cílené pěstování biomasy pro výrobu bioplynu dosahovat cca 900 tis. ha. Při výtěžnosti 20 t vstupního materiálu z 1 ha, podílu 35 % celkové sušiny v 1 tuně vstupního materiálu a podílu 80 % organické sušiny v celkové sušině dosahuje celkový roční potenciál dostupného bioplynu cca 3 mld. m<sup>3</sup>, což je více než dvojnásobek očekávané spotřeby bioplynu. Ve všech scénářích se tedy očekává dostatek bioplynu pro výrobu elektrické energie v požadovaném objemu.

V případě biomasy je v ČR celkový roční potenciál 3 mil. tun, kdy se na zhruba 2,7 mil. tun odhaduje produkce biomasy a na cca 0,3 mil. tun její dovoz. Hodnota však zahrnuje i lesní štěpku z lesů zasažených kůrovcem. Nenastane-li výrazná změna počasí, kůrovcová kalamita odezní během několika málo let a dojde k poklesu produkce biomasy o necelý milion tun ročně. Z tohoto důvodu lze v obou scénářích očekávat deficit, shrnutý v Tab. 7.3.

Tab. 7.3 Předpokládaný deficit biomasy v jednotlivých scénářích

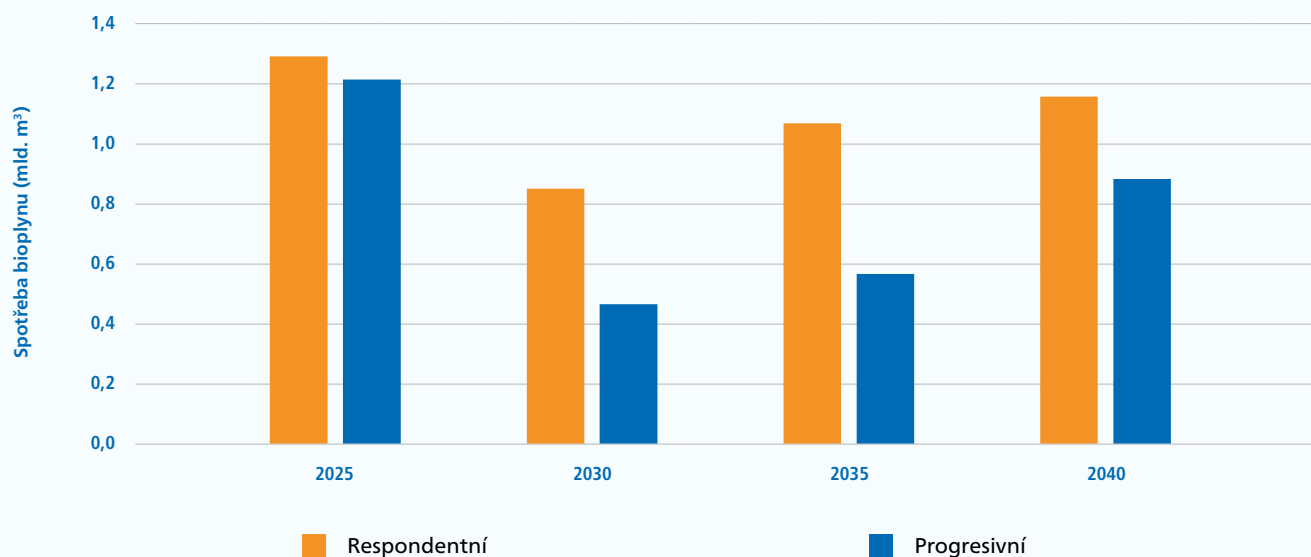
	2025	2030	2035	2040
Respondentní	-0,4 mil. t	-1,6 mil. t	-0,5 mil. t	-0,6 mil. t
Progresivní	-0,4 mil. t	-1,4 mil. t	-0,2 mil. t	0,0 mil. t

Obr. 7.4 Odhad spotřeby biomasy pro jednotlivé scénáře a cílové roky



	2025	2030	2035	2040
Respondentní	3,4 mil. t	3,7 mil. t	2,6 mil. t	2,7 mil. t
Progresivní	3,4 mil. t	3,5 mil. t	2,3 mil. t	1,9 mil. t

Obr. 7.5 Odhad spotřeby bioplynu pro jednotlivé scénáře a cílové roky



	2025	2030	2035	2040
<b>Respondentní</b>	1,29 mld. m <sup>3</sup>	0,85 mld. m <sup>3</sup>	1,07 mld. m <sup>3</sup>	1,16 mld. m <sup>3</sup>
<b>Progresivní</b>	1,22 mld. m <sup>3</sup>	0,47 mld. m <sup>3</sup>	0,57 mld. m <sup>3</sup>	0,88 mld. m <sup>3</sup>

Předpokládaný nedostatek biomasy bude nutné buď dovézt ze zahraničí nebo ji nahradit jiným typem paliva (v takovém případě je nutné počítat i s náklady na změnu technologie spalování). V případě náhrady jiným typem paliva přichází v úvahu odpad, bioplyn nebo zemní plyn. Nejrealističtější variantou se z pohledu dostupnosti paliva jeví náhrada zemním plynem, což by znamenalo navýšení celkové roční spotřeby zemního plynu o 75 až 550 mil. m<sup>3</sup> v závislosti na scénáři a analyzovaném roku (detailní hodnoty viz Tab. 7.4).

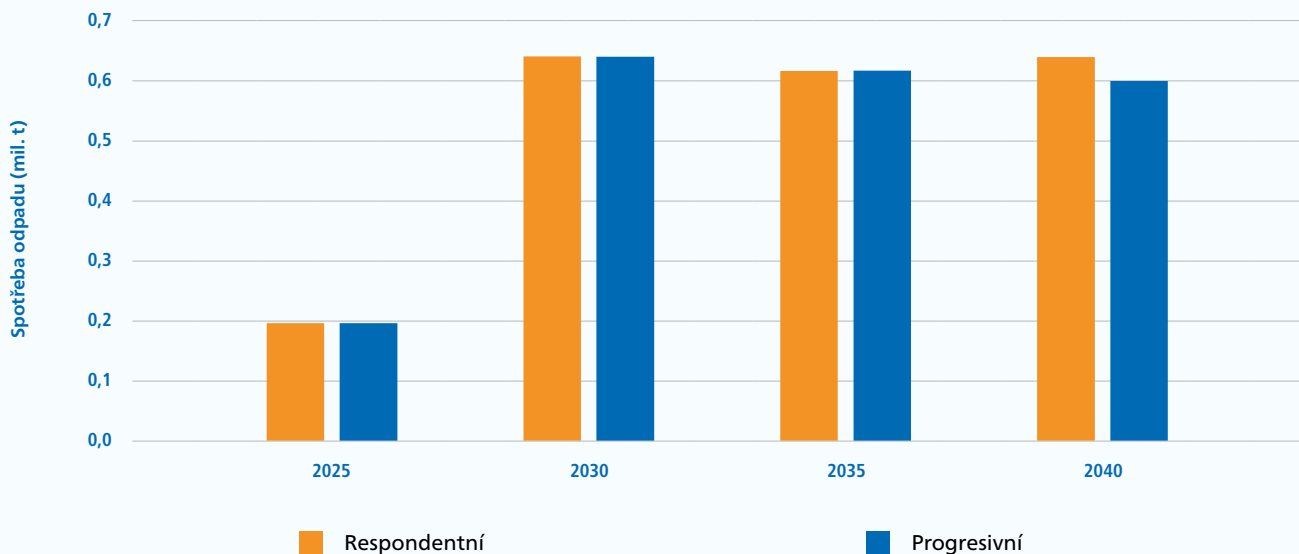
Tab. 7.4 Objem zemního plynu potřebného k nahrazení deficitu biomasy

	2025	2030	2035	2040
<b>Respondentní</b>	0,15 mld. m <sup>3</sup>	0,55 mld. m <sup>3</sup>	0,17 mld. m <sup>3</sup>	0,19 mld. m <sup>3</sup>
<b>Progresivní</b>	0,15 mld. m <sup>3</sup>	0,49 mld. m <sup>3</sup>	0,08 mld. m <sup>3</sup>	0,00 mld. m <sup>3</sup>

### 7.3.4 ODPAD

Odpad v tomto případě zahrnuje jak tuhý komunální odpad (TKO), tak i tuhá alternativní paliva (TAP). Komunální odpad obsahuje směsný a tříděný odpad z domácností (zejména papír, sklo, kovy, plasty, biologický odpad, textil, odpadní elektrická a elektronická zařízení) a objemný odpad (zejména matrace a nábytek, dále směsný a tříděný odpad z jiných zdrojů, pokud je co do povahy a složení podobný odpadu z domácností). Komunální odpad nezahrnuje odpady z průmyslové výroby, čistíren odpadních vod, vozidla na konci životnosti ani stavební odpad. Tuhá alternativní paliva (TAP) sestávají z drcené směsi, která obsahuje odpad z průmyslové výroby a zemědělství, obchodní odpad, stavební a demoliční odpad a čistírenské kaly.

Obr. 7.6 Odhad spotřeby tuhého komunálního a průmyslového odpadu pro jednotlivé roky



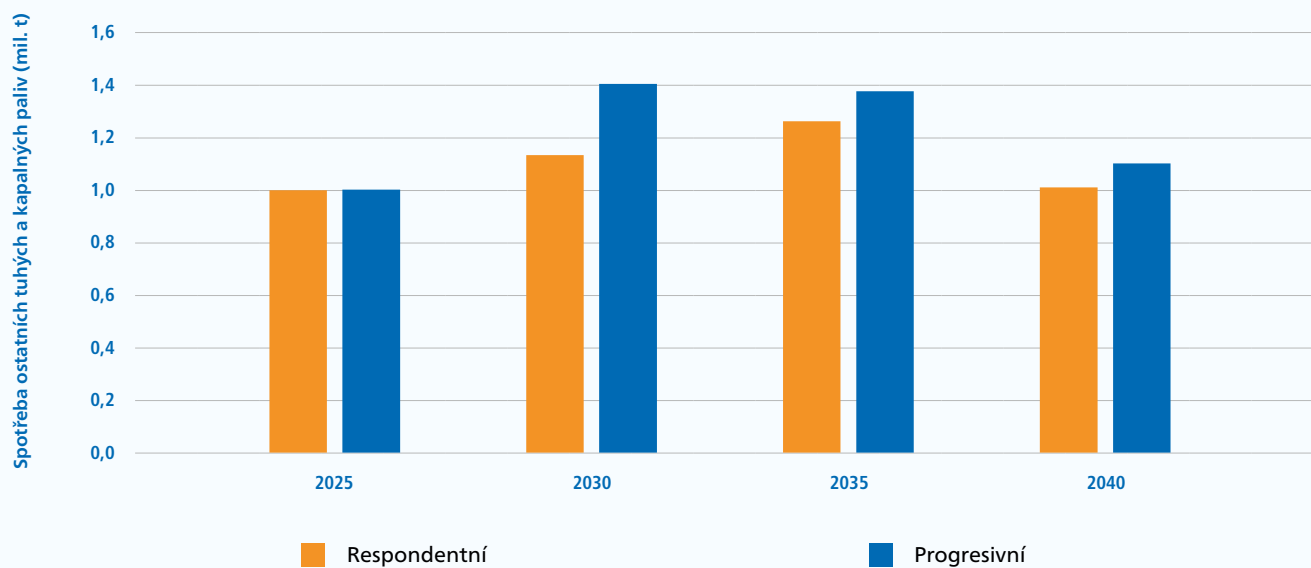
	2025	2030	2035	2040
Respondentní	0,20 mil. t	0,64 mil. t	0,61 mil. t	0,64 mil. t
Progresivní	0,20 mil. t	0,64 mil. t	0,61 mil. t	0,60 mil. t

Největší nárůst spotřeby odpadu pro výrobu elektrické energie se očekává mezi roky 2025 a 2030, jen s minimálními změnami v následujícím horizontu. Nárůst spotřeby paliva je více než trojnásobný oproti spotřebě odpadu pro elektroenergetické účely v roce 2025. Při průměrné denní produkci komunálního odpadu ČR 0,536 kg/osobu (v roce 2025 se dle Světové banky očekává až 1,4 kg/osobu celosvětového průměru) lze očekávat, že celková produkce odpadu v ČR bude 8 – 10x vyšší než spotřeba zdrojů vyrábějících elektřinu z tohoto zdroje. Pro výrobu elektrické energie by tak měl být odpadu dostatek.

### 7.3.5 OSTATNÍ PALIVA

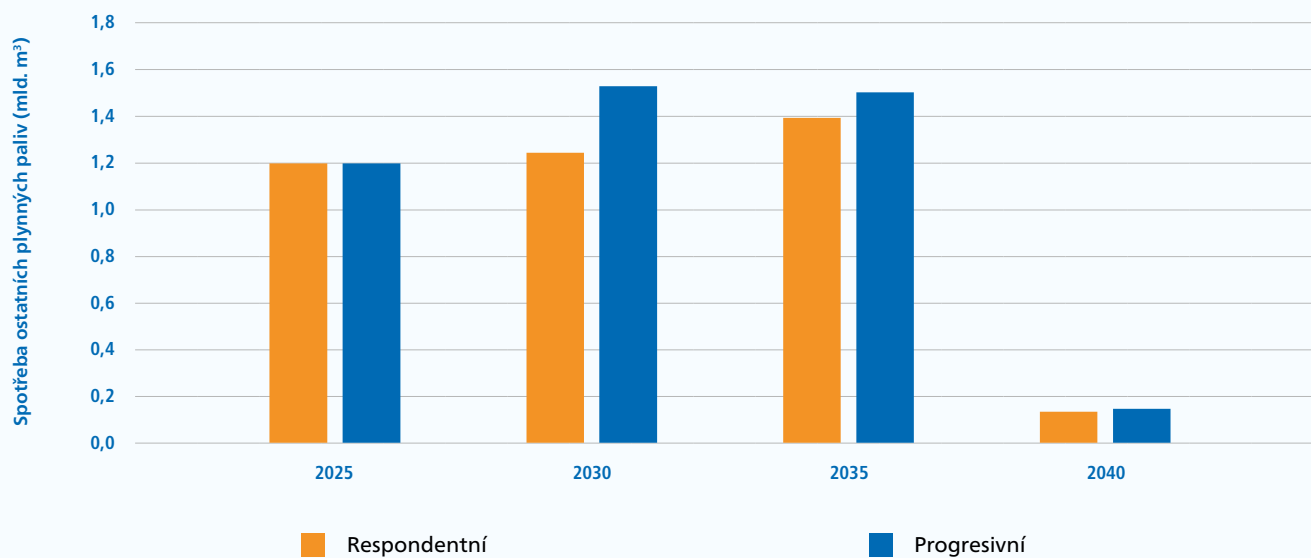
Tato palivová kategorie ve většině případů reprezentuje paliva, která vznikají jako druhotný vedlejší produkt při hlavní průmyslové výrobní činnosti provozovatele zdroje vyrábějícího elektrickou energii (závodní energetiky). Přestože tato paliva mají několikanásobně nižší výhřevnost než například zemní plyn, představují pro provozovatele zdrojů výraznou úsporu na straně nákladů, protože je není nutné kupovat. Lze tedy předpokládat, že ze strany těchto výrobců bude snaha o další zachování využití vedlejších produktů průmyslové výroby. Pokles spotřeby ostatních plyných paliv mezi lety 2035 a 2040 je zapříčiněn ukončením či omezením provozu části zdrojů, jež je využívají.

Obr. 7.7 Odhad spotřeby ostatních tuhých a kapalných paliv pro jednotlivé scénáře a cílové roky



	2025	2030	2035	2040
Respondentní	1,01 mil. t	1,14 mil. t	1,27 mil. t	1,02 mil. t
Progresivní	1,01 mil. t	1,42 mil. t	1,39 mil. t	1,11 mil. t

Obr. 7.8 Odhad spotřeby ostatních plynných paliv pro jednotlivé scénáře a cílové roky



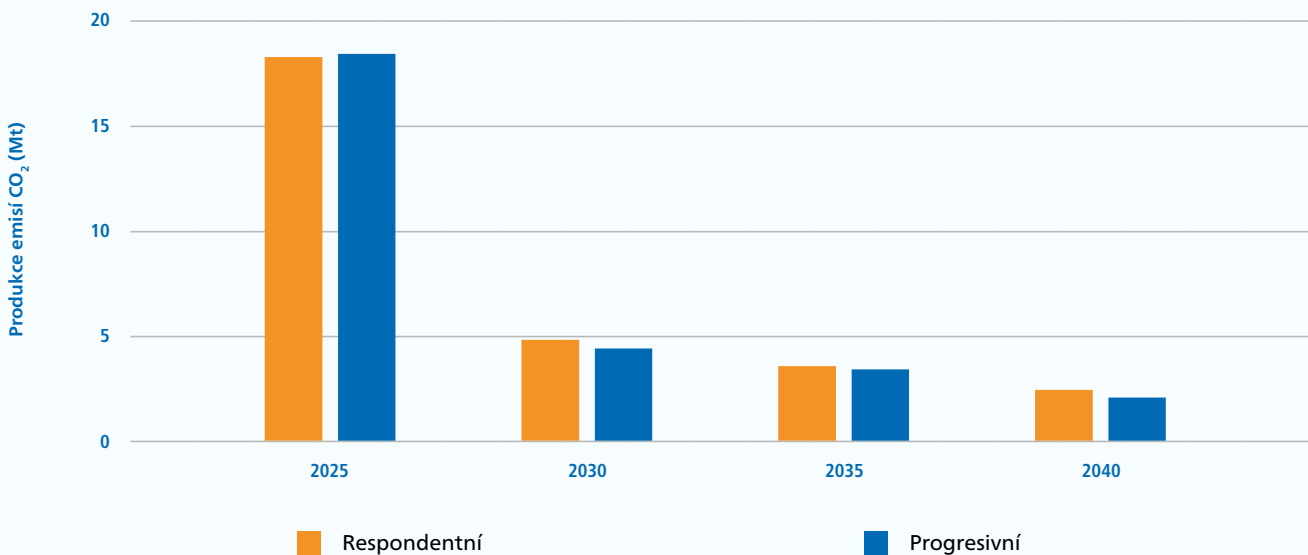
	2025	2030	2035	2040
Respondentní	1,19 mld. m³	1,24 mld. m³	1,39 mld. m³	0,13 mld. m³
Progresivní	1,19 mld. m³	1,52 mld. m³	1,50 mld. m³	0,14 mld. m³

## 7.4 EMISNÍ STOPA

V rámci simulací byl také analyzován vývoj emisní stopy CO<sub>2</sub> v ČR z výroby elektřiny. Emise se vztahují jen na tuzemskou výrobu elektřiny, importy spadají pod emisní stopu států, ve kterých byla importovaná elektřina vyrobena. Provedený výpočet se vztahuje na segment elektroenergetiky, konkrétně pak na zdroje s instalovaným výkonem větším než 10 MWe. Emisní model nezahrnuje detailně všechny emitenty v ČR napříč všemi sektory hospodářství. Data prezentovaná v této kapitole je tak nutné uvažovat jako indikaci trendů vývoje emisí z výroby elektřiny dle uvažovaných scénářů, a ne jako predikci celého energetického mixu ČR.

Výpočet ročních emisí pro každou uvažovanou technologii odpovídá součinu objemu výroby elektřiny s emisním faktorem zdroje v rámci dané technologie. Celkové roční emise z výroby elektřiny pak představují součet emisí všech technologií.

Obr. 7.9 Emise CO<sub>2</sub> v megatunách z tuzemské výroby elektřiny pro jednotlivé cílové roky



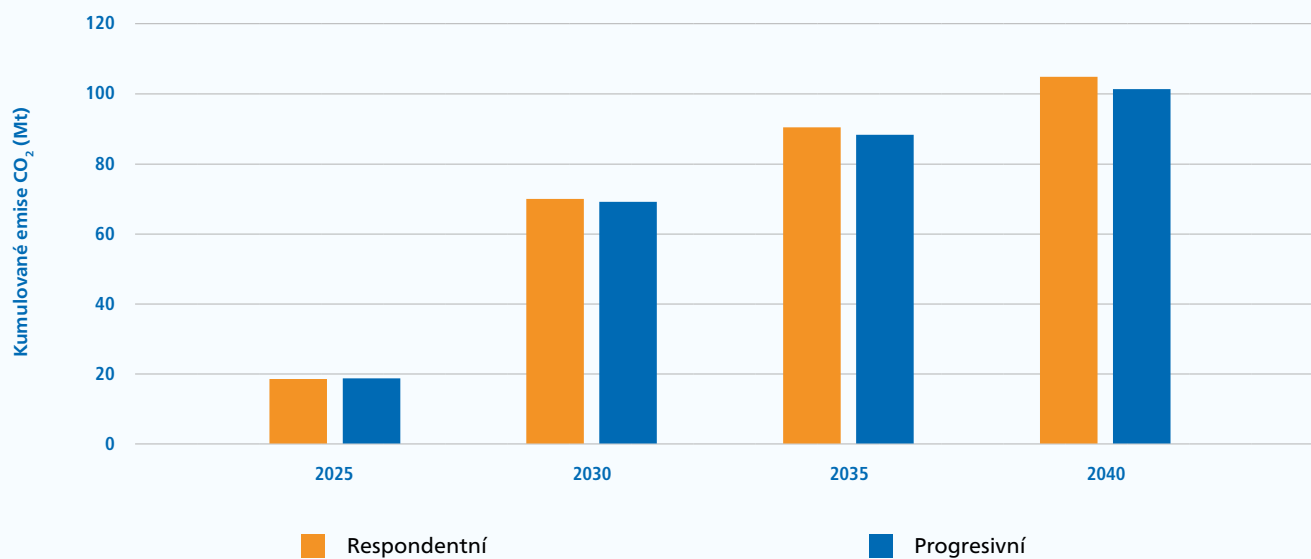
	2025	2030	2035	2040
Respondentní	18,3 Mt	4,8 Mt	3,6 Mt	2,4 Mt
Progresivní	18,5 Mt	4,4 Mt	3,4 Mt	2,1 Mt

V roce 2025 se emise u Respondentního i Progresivního scénáře nacházejí na srovnatelné úrovni a v roce 2030 se u obou projeví výrazný útlum uhelných zdrojů. Pokles emisí v menší míře pokračuje i v letech 2035 a 2040.

Celková produkce kumulovaných emisí CO<sub>2</sub> (Obr. 7.10) v obou scénářích rychle roste do roku 2030, ale významně zpomalí v další dekádě v důsledku snížení výroby elektřiny z uhlí. Celková produkce emisí za celý studovaný horizont jen mírně přesahuje sto milionů tun CO<sub>2</sub>. Objem vypuštěných emisí je v Progresivním scénáři nižší než v Respondentním díky dřívějšímu odchodu od uhlí. Vyšší spotřeba elektřiny v Progresivním scénáři vede k relativně malému rozdílu celkových emisí, přestože emisní intenzita na kWh vyrobené elektřiny (Obr. 7.11) je významně nižší.

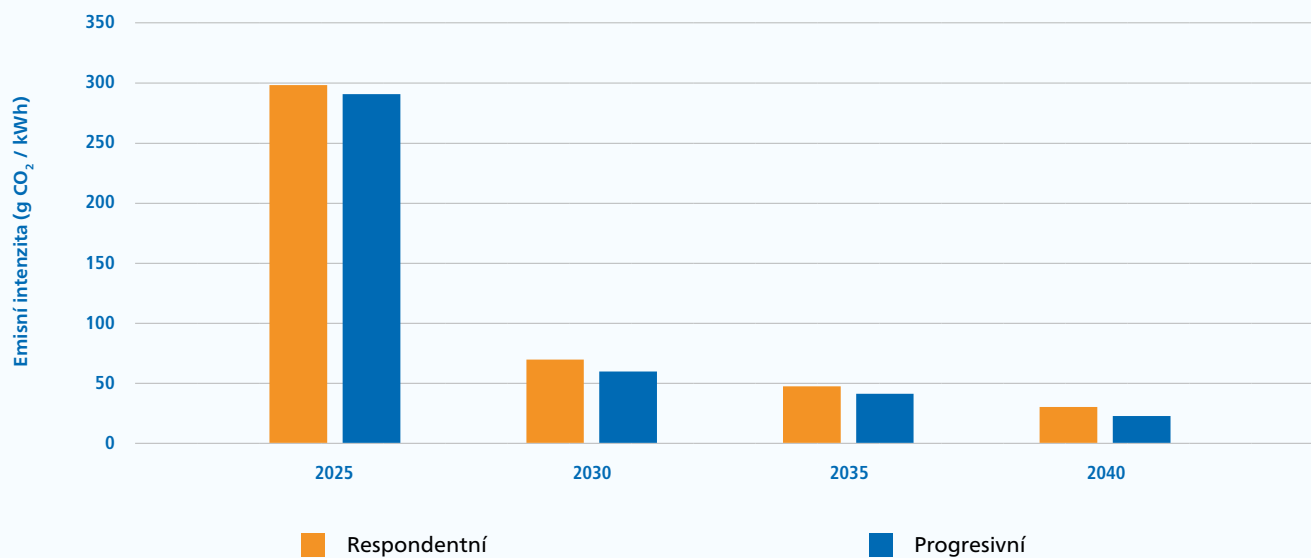


Obr. 7.10 Vývoj kumulovaných emisí CO<sub>2</sub> z tuzemské výroby elektřiny v období 2025-2040



	2025	2030	2035	2040
<b>Respondentní</b>	18,3 Mt	69,5 Mt	89,9 Mt	104,3 Mt
<b>Progresivní</b>	18,5 Mt	68,7 Mt	87,8 Mt	100,8 Mt

Obr. 7.11 Emisní intenzita scénářů CO<sub>2</sub> v ČR pro cílové roky



	2025	2030	2035	2040
<b>Respondentní</b>	298 g/kWh	69 g/kWh	47 g/kWh	30 g/kWh
<b>Progresivní</b>	291 g/kWh	59 g/kWh	41 g/kWh	22 g/kWh

Emisní intenzita představuje podíl mezi ročními emisemi CO<sub>2</sub> a tuzemskou výrobou elektřiny a je vyjádřena v gramech CO<sub>2</sub> na vyrobenou kilowatthodinu. V období 2025–2040 je patrný klesající trend emisní intenzity u obou scénářů s velkým poklesem intenzity mezi lety 2025 a 2030, což je dáno zejména odstavením uhelných zdrojů. Respondentní scénář dosahuje vyšší míry emisní intenzity, neboť v něm nedochází k útlumu uhlí v takové míře jako v případě Progresivního scénáře.

## 7.5 CENOVÝ VÝVOJ

V současné diskusi o zdrojové přiměřenosti se stále častěji zdůrazňuje potřeba analyzovat přiměřenost systému jako celku. Jednou z navrhovaných možností, čím lze doplnit stávající spolehlivostní indikátory LOLE a EENS, je analýza vývoje cen elektřiny. Pokud během delšího období průměrná cena elektřiny výrazně převyšuje průměrné výrobní náklady, může to naznačovat nedostatečnou zdrojovou přiměřenost, a to i když sama míra nedodávka elektřiny nepřekračuje aktuálně stanovené standardy spolehlivosti.

Účelem této kapitoly je přispět k této diskusi analýzou možného cenového vývoje uvažovaných scénářů. K tomuto šetření byly použity výstupy softwaru Plexos, který simuluje day-ahead aukci pro každou hodinu v roce, čímž dokáže stanovit výsledné hodinové ceny na základě výrobních nákladů poslední uplatněné elektrárny v žebříčku zdrojů. Nejsou uvažovány dlouhodobé kontrakty (hedge) provozovatelů zdrojů a ani další zdroje výnosů (dotační podpora, rozdílové kontrakty CFD, apod.) nebo poplatky ovlivňující profitabilitu zdrojů. Krátkodobá elasticita spotřeby vůči cenám elektrické energie je zohledněna postprocessingem a není součástí simulace (zastropování cen na cenovém maximu OTE pro day-ahead aukce, tedy 4000 €/MWh). Pro simulaci byly použity hodnoty osvit, teplot a síly větru z klimatického roku 2009, který je považován za statisticky normálový. Také nebudou analyzovány hodnoty pro rok 2040, kde je použit model TYNDP modelující přeshraniční přenos elektřiny na bázi *Net Transfer Capacity* (NTC), který ve srovnání s modelem *Flow-based Market Coupling* (FBMC) neumožňuje uspokojivě zachytit propojení trhů (*market coupling*).

Při použití jednoho klimatického roku je nutné prezentované hodnoty a informace považovat za indikaci pravděpodobných trendů vývoje českého trhu s elektřinou za daných podmínek. Vstupní ceny paliv a povolenek CO<sub>2</sub> pro simulace vychází ze studií ERAA a TYNDP, které jsou založeny na predikcích Mezinárodní energetické agentury (*International Energy Agency*, IEA). Tato kapitola nemá ambici poskytnout predikci tržních cen elektřiny, ale poukázat na možné budoucí systémové problémy českého elektroenergetického mixu.

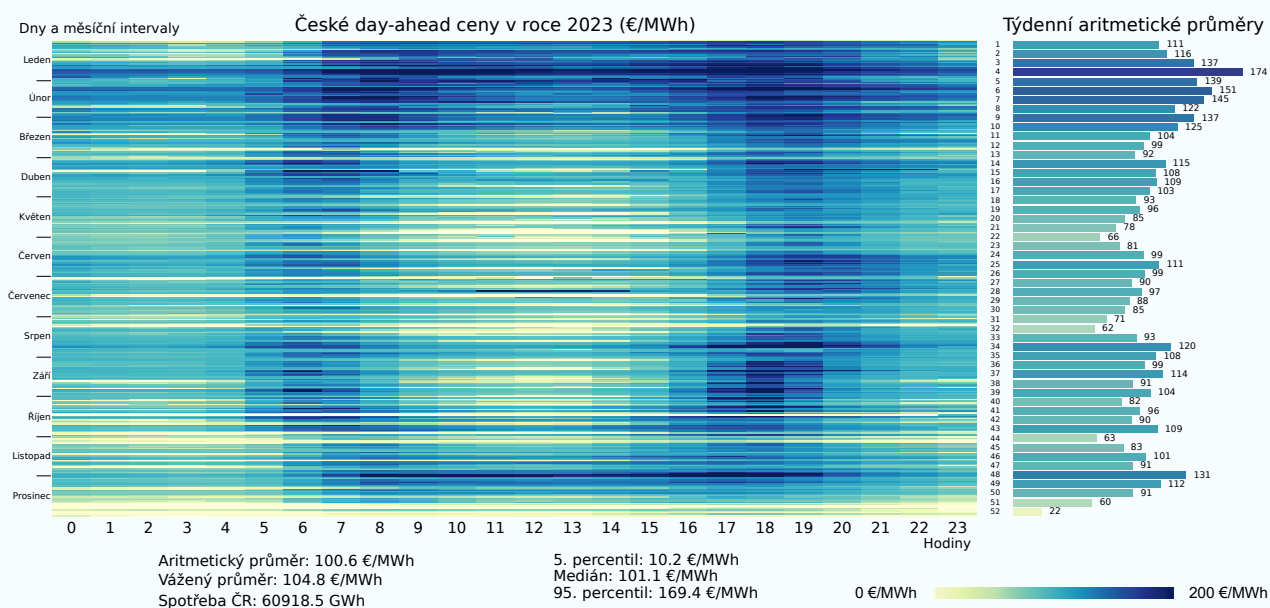
### 7.5.1 ÚVOD DO HEATMAP

Mezi efektivní nástroje zobrazování dat v energetice patří také tzv. heatmapa, která zobrazuje data ve formě 2D plochy obarvené dle barevného spektra. Každá barva v heatmapě reprezentuje různou hodnotu, což umožňuje rychle a snadno identifikovat vzory a trendy. Na rozdíl od klasických grafů či diagramů, heatmapy umožňují jednoduše zobrazovat i větší množství dat najednou bez agregace.

Na obrázku Obr. 7.12 je zobrazena heatmapa skutečných day-ahead cen České republiky za rok 2023. Heatmapa je organizována do 365 dnů (vertikální osa) po 24 hodinách (horizontální osa). Jeden den je tak zobrazen jako tenká vodorovná čára s 24 barevnými segmenty, kde se jednotlivé barvy mění v závislosti na příslušné day-ahead ceně. Přestože je jedna taková čára těžko čitelná, naskládání 365 čar vytvoří celistvý obrázek všech 8 760 hodin roku, na kterém je pak možné identifikovat souvislá barevná pásma, tedy trendy.

Každou heatmapu doprovází barevná škála, která stanoví barevné spektrum pro jednotlivé hodnoty. Pro efektivní zobrazování dat jsou hodnoty přesahující tuto škálu zobrazovány maximem či minimem vybraného intervalu škály. Heatmapy jsou na pravé straně doprovázeny týdenní statistikou, která představuje aritmetický průměr týdenních hodnot (tedy všech 168 hodin daného týdne). Pod heatmapou se nachází další statistické informace, jako např. vážený průměr, významné percentily, medián apod. Uvedená hodnota spotřeby ČR odpovídá roční tuzemské netto spotřebě včetně ztrát.

Obr. 7.12 Heatmapa českých day-ahead cen v roce 2023

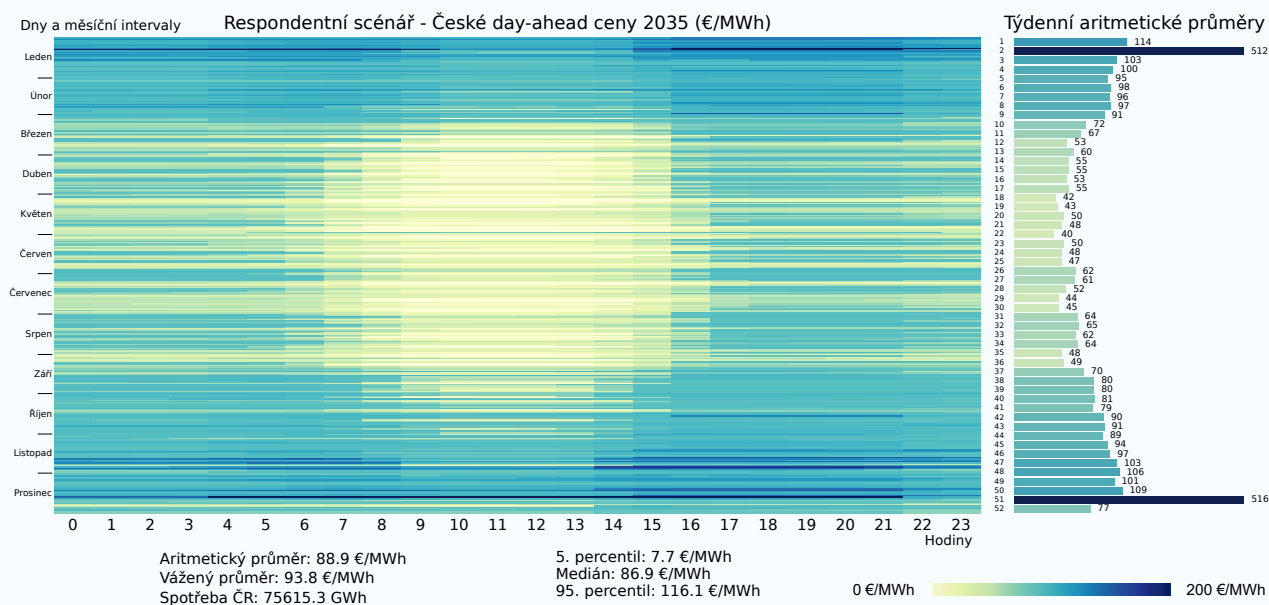
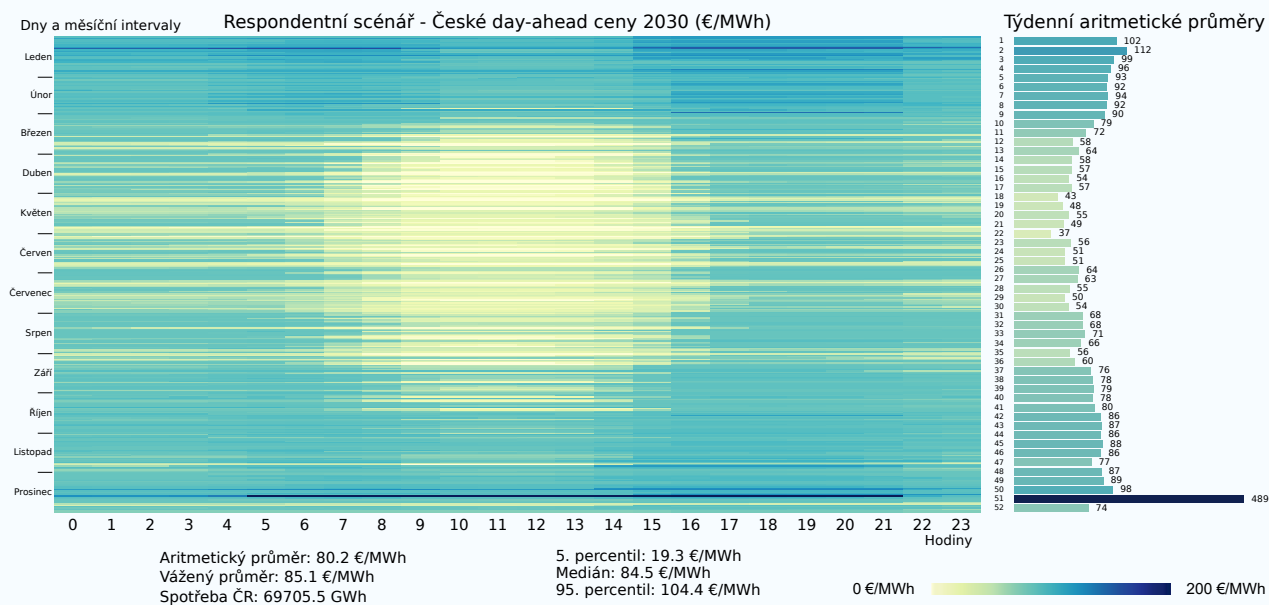
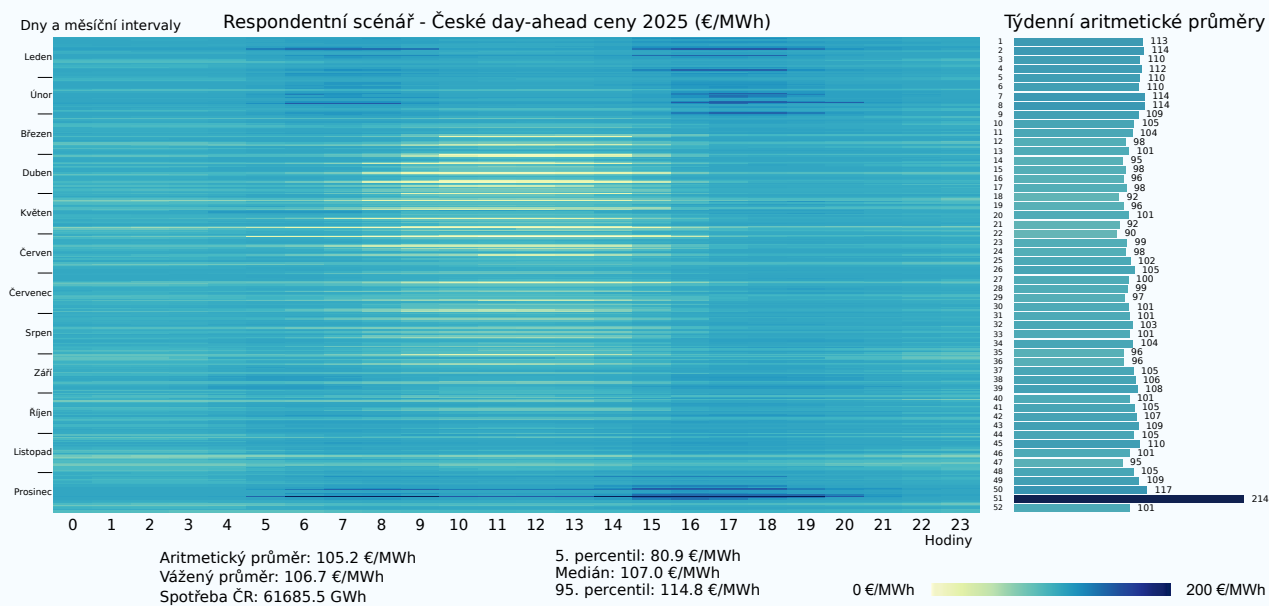


Z heatmapy na Obr. 7.12 můžeme tedy vyčíst období nízkých cen (světle zelená barva) a vyšších cen (tmavě modrá barva) pro rok 2023. Pásmo vysokých cen se vyskytuje zejména v zimním období, tj. v lednu až únoru a na přelomu listopadu a prosince. Zobrazené ceny se vztahují k tuzemské výrobě i k importované elektřině. Uprostřed grafu se vyskytuje modrý prstenec, který zachycuje vysoké ceny související s ranní a večerní špičkou spotřeby. Prstenec je vyplněn převážně světle zelenou barvou, která naznačuje nízké ceny elektřiny v důsledku vysoké produkce solárních zdrojů přes den a relativně nižší spotřeby mezi ranní a večerní špičkou. Nižší cenové pásmo je také možné pozorovat v posledním zimním týdnu, což je dáno velmi nízkou spotřebou elektřiny během vánočních svátků.

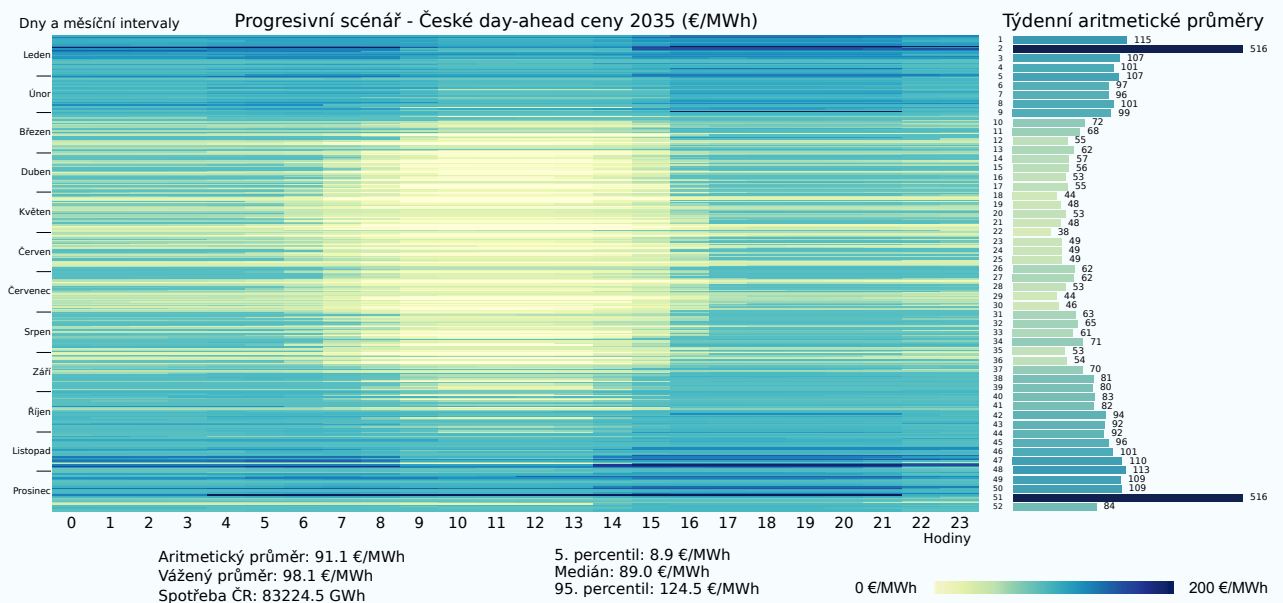
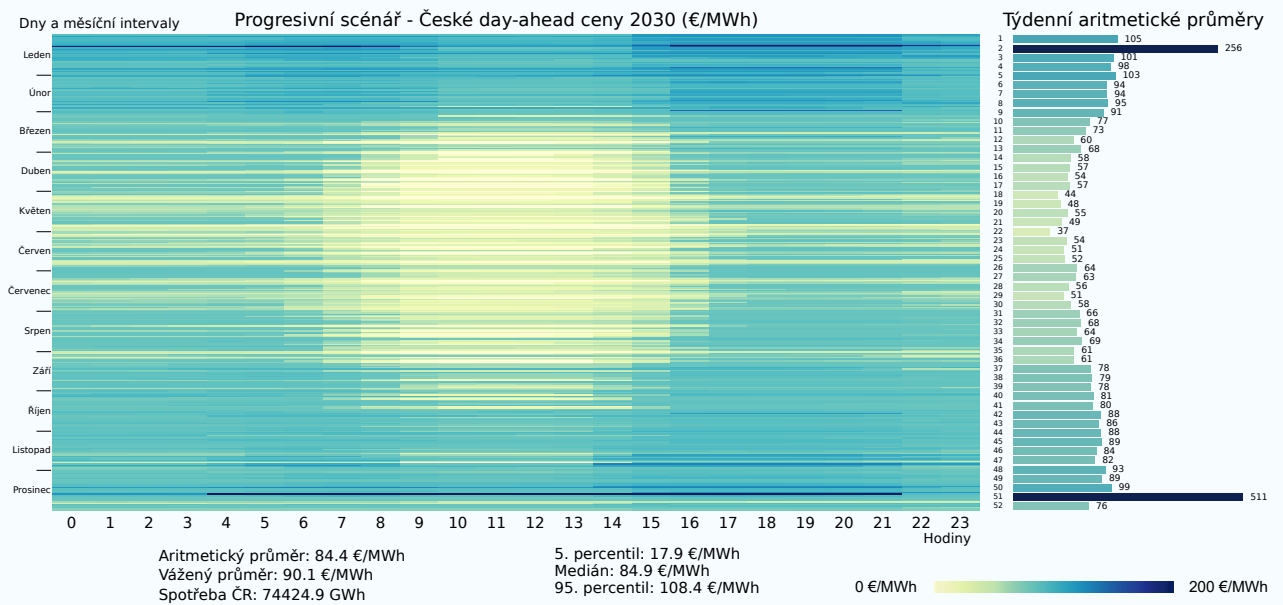
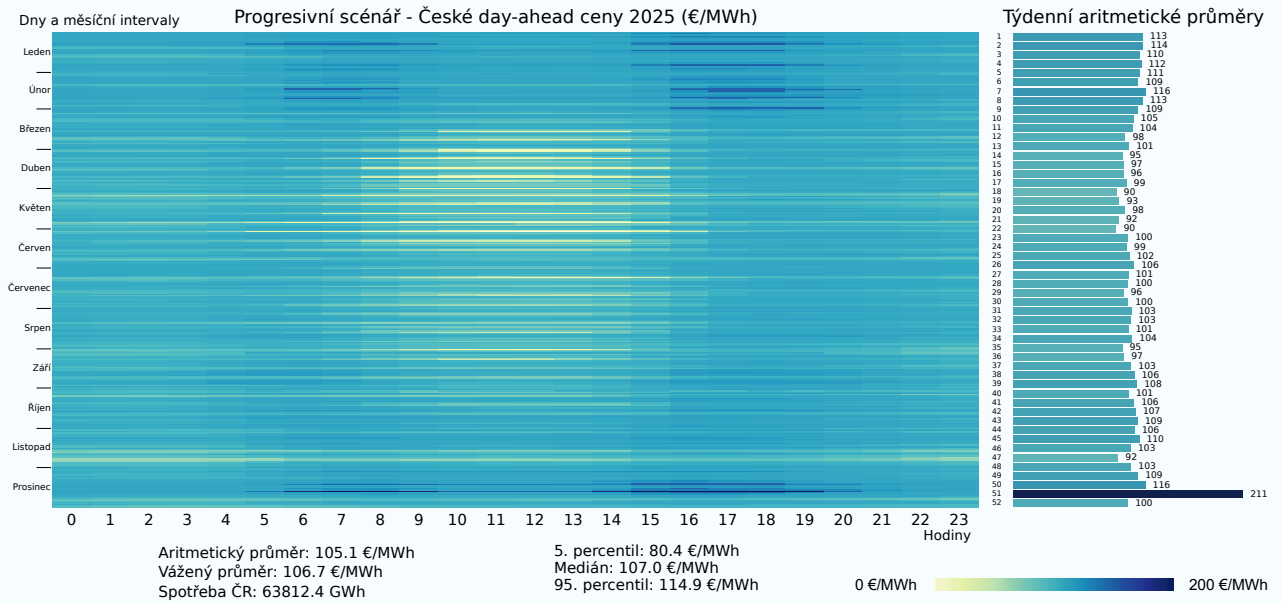
### 7.5.2 SIMULOVANÉ ČESKÉ DAY-AHEAD CENY

Heatmapy níže zachycují průběh day-ahead cen v cílových letech u obou uvažovaných scénářů. Na rozdíl od předchozí heatmapy, která popisuje reálný průběh českých day-ahead cen z roku 2023, se tyto simulace zakládají na odlišné úrovni osvětlení, síly větru a teplot (klimatický rok 2009). Rozdíl v klimatických vstupech tedy neumožňuje plnohodnotné statistické srovnání skutečnosti z roku 2023 se simulacemi budoucích let, nýbrž indikaci všeobecných cenových trendů. Heatmapy simulací také nereflktují „nejistotu trhu“, která se na reálných trzích vyskytuje – v simulacích se například nevyskytuje sentiment a očekávání traderů. Pro všechny hodiny v roce je navíc uvažována konstantní cena komodit a povolenky, což eliminuje krátkodobou volatilitu trhu. Jak již bylo zmíněno v úvodu této kapitoly, ambicí MAF CZ 2023 není nabídnout predikci vývoje cen, ale nastínit vývoj cen silové elektřiny, který je nicméně simulacemi zachycen.

Obr. 7.13 Heatmapy simulovaných day-ahead cen v Respondentním scénáři



**Obr. 7.14 Heatmapy simulovaných day-ahead cen v Progressivním scénáři**



Oba scénáře kopírují následující trajektorii vývoje cen:

**1) Pokles cen mezi roky 2025 a 2030:** Tento pokles je způsoben zejména prozatím dostatečnou produkcí elektrické energie v tuzemsku v kombinaci s ekonomicky výhodnými importy, což potvrzuje světle zelené pásmo v roce 2030 kopírující vývoj osvitů během roku.

**2) Nárůst cen mezi roky 2030 a 2035:** Zatímco se pásmo nižších cen prohlubuje díky stále větší výrobě ze solárních elektráren během teplejší poloviny roku, v zimním období výroba z intermitentních OZE nestačí pokrýt rostoucí tuzemskou spotřebu. Ta je navíc v některých hodinách tak vysoká, že pro její pokrytí musí být aktivovány nejdražší zdroje v celoevropském žebříčku, což svědčí o vyčerpání dostupných zdrojů i v okolních zemích (zde došlo k zohlednění elasticity poptávky odpovídajícím zastropováním cen). Vysoké ceny se v 51. týdnu objevily i v jiných cílových letech (v Progresivním scénáři také v roce 2030), v roce 2035 by však měly významný dopad na celkový cenový průměr bez zohlednění elasticity poptávky.

**3) Cenový rozdíl mezi uvažovanými scénáři:** Průměrné hodnoty day-ahead cen se mezi scénáři významně neliší, v roce 2025 je vážený průměr cen téměř stejný, v letech 2030 a 2035 je Respondentní scénář levnější než Progresivní scénář o zhruba 5 €/MWh. Tento cenový rozdíl mezi Respondentním a Progresivním scénářem v letech 2030 a 2035 je zapříčiněn zejména vyšší spotřebou elektřiny v Progresivním scénáři v období se slabou produkcí z OZE, což vede k častější aktivaci flexibility při vysokých cenách. Jedná se o malý počet hodin, který ovlivní průměrnou cenu.

Cenový vývoj v obou scénářích je možné shrnout do dvou hlavních trendů:

**1) Cenový pokles v teplém období (duben až září),** kdy se začíná plně projevovat zvyšující se instalovaný výkon solárních zdrojů v Česku i ve zbytku Evropy a zároveň se prohlubuje „kachní křivka“ (vysoká cenová hladina během ranní špičky, ještě vyšší cenová hladina během večerní špičky a nízké cenové pásmo během dne).

**2) Zvýšená cenová volatilita, nárůst extrémních cen a nedodávky v kritických dnech** v zimních měsících s nízkou výrobou OZE a vysokou spotřebou. Výstavba dalších zdrojů flexibility schopných pokrýt špičky spotřeby je tedy pro zachování zdrojové přiměřenosti České republiky a snížení cenové hladiny nezbytná.

Tab. 7.5 Přehled cenového vývoje scénářů (uvedeno v aktuálních cenách, bez zohlednění inflace)

	Cílový rok	Aritmetický průměr	Vážený průměr	Spotřeba ČR	5. Percentil	Medián	95. Percentil
		€/MWh	€/MWh	GWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
<b>Skutečnost</b>	2023	100,6	104,8	60 918,5	10,2	101,1	169,4
<b>Respondentní scénář</b>	2025	105,2	106,7	61 685,5	80,9	107,0	114,8
	2030	80,2	85,1	69 705,5	19,3	84,5	104,4
	2035	88,9	93,8	75 615,3	7,7	86,9	116,1
<b>Progresivní scénář</b>	2025	105,1	106,7	63 812,4	80,4	107,0	114,9
	2030	84,4	90,1	74 424,9	17,9	84,9	108,4
	2035	91,1	98,1	83 224,5	8,9	89,0	124,5

### 7.5.3 ČESKO-NĚMECKÝ SPREAD

Na rostoucí význam importů pro pokrytí spotřeby poukazuje i rozdíl (spread) českých a zahraničních day-ahead cen. Jako referenční byl zvolen česko-německý spread, protože díky dynamickému rozvoji obnovitelných zdrojů energie Německo bude jedním z nejvýznamnějších exportérů elektřiny v Evropě. Hodinový spread označuje rozdíl české a německé day-ahead ceny v dané hodině: pozitivní spread indikuje vyšší day-ahead cenu v Česku, negativní zase vyšší day-ahead cenu v Německu. Obdobně se pod měsíčním spreadem rozumí aritmetický průměr hodinových spreadů daného měsíce, roční spread zase představuje průměr všech hodinových spreadů daného roku. Zatímco se složení českého energetického mixu mění v závislosti na uvažovaném scénáři, německý mix zůstává v obou případech stejný.

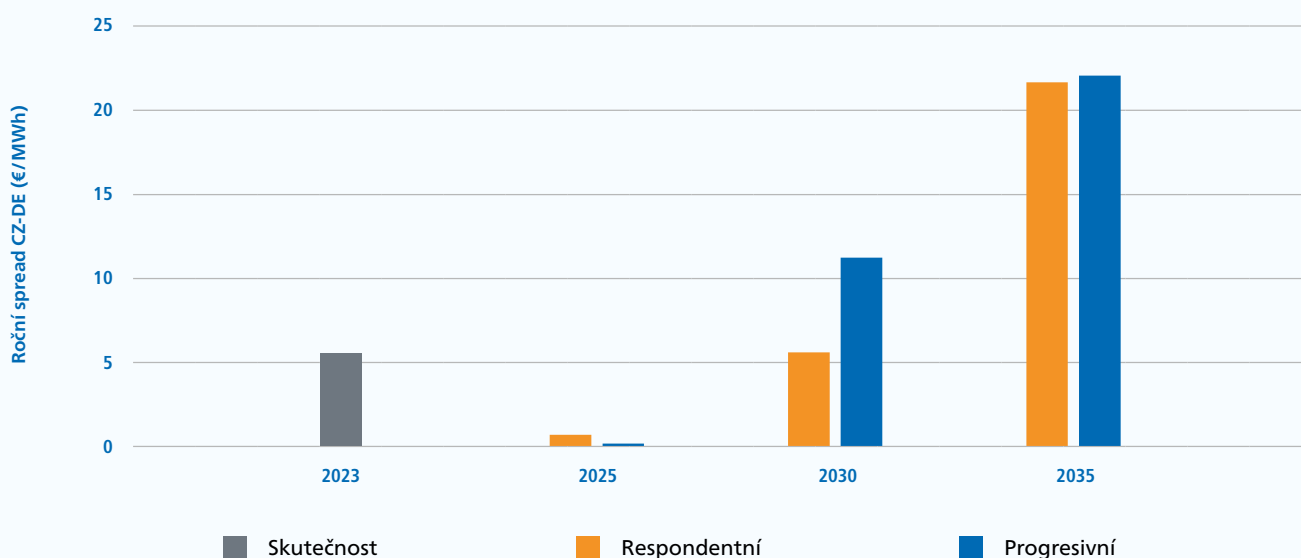
V grafech níže se nachází přehled ročních (Obr. 7.15) a měsíčních spreadů Respondentního (Obr. 7.16) a Progresivního (Obr. 7.17) scénáře pro cílové roky 2025, 2030 a 2035 na základě normálového klimatického roku 2009. Do těchto přehledů byly pro účely srovnání zahrnuty i skutečně realizované česko-německé spready z roku 2023.

Oba scénáře kopírují následující trajektorii vývoje česko-německého spreadu:

→ **Pokles ročního spreadu mezi roky 2023 až 2025:** Hlavní vysvětlení tohoto poklesu spočívá ve srovnávání výsledků skutečnosti (rok 2023) a simulace (rok 2025) na základě dvou různých klimatických let (2023 a 2009), které zákonitě neposkytnou ani při stejném českém energetickém mixu identické hodinové řady day-ahead cen. Kvůli těmto dvěma rozdílným přístupům není tento pokles vhodné považovat za náznak větších změn v panevropském energetickém systému<sup>1</sup>. Mezi oběma scénáři také není v roce 2025 významný rozdíl ve velikosti spreadu, protože česká zdrojová základna se v tomto roce mezi scénáři příliš neliší.

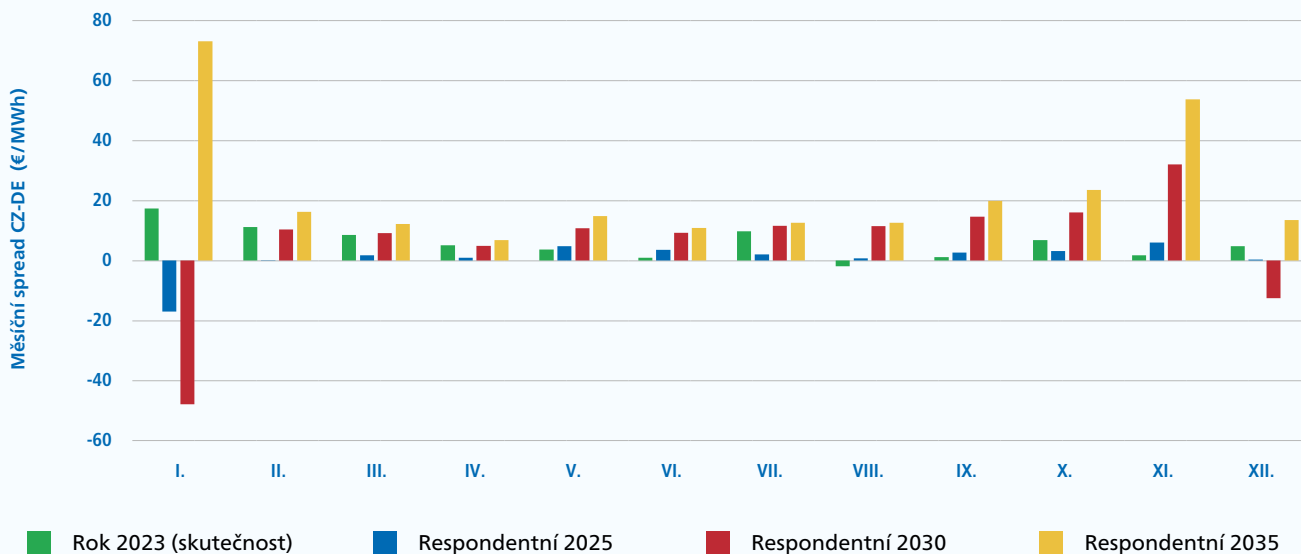
<sup>1</sup> V době psaní této části činil průměrný spread za rok 2024 zhruba 3,7 €/MWh.

**Obr. 7.15** Roční česko-německý spread – skutečně realizovaný spread v roce 2023 a simulovaný spread v obou scénářích



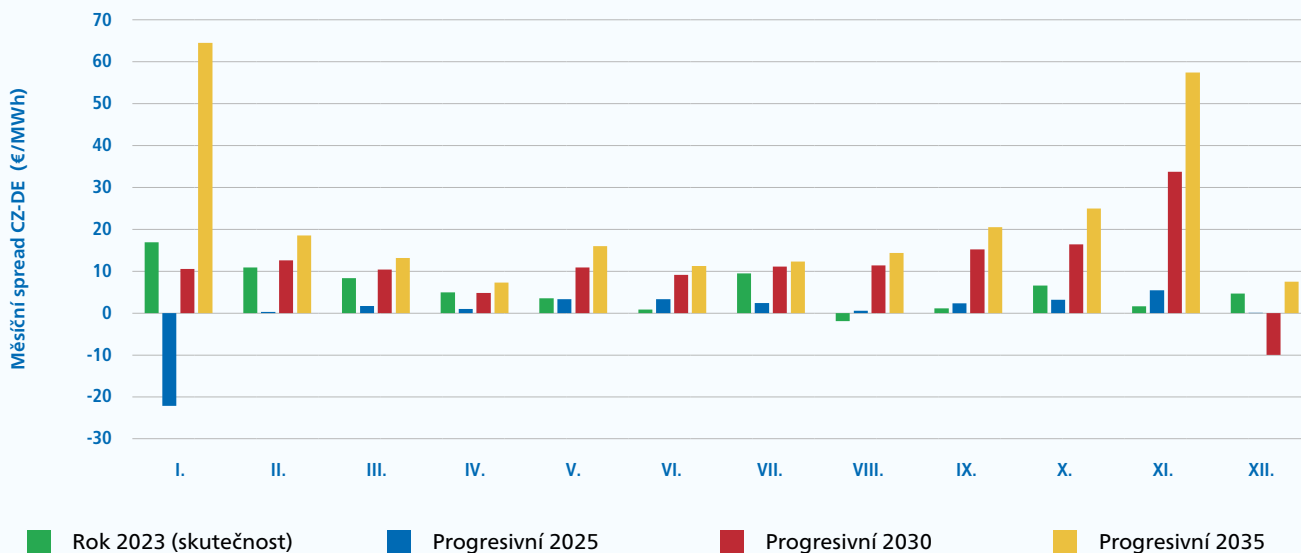
	2023 (skutečnost)	2025	2030	2035
Respondentní	5,6 €	0,7 €	5,6 €	21,9 €
Progresivní	5,6 €	0,1 €	11,3 €	22,3 €

Obr. 7.16 Měsíční česko-německý spread v Respondentním scénáři



	I.	II.	III.	IV.	V.	VI.	VII.	VIII.	IX.	X.	XI.	XII.
Rok 2023 (skutečnost)	16,8	10,9	8,3	4,9	3,6	0,9	9,5	-1,9	1,1	6,6	1,7	4,7
Respondentní 2025	-16,6	-0,1	1,7	0,9	4,6	3,4	2,0	0,7	2,5	3,0	5,8	0,3
Respondentní 2030	-46,7	10,1	8,9	4,7	10,5	9,0	11,2	11,1	14,3	15,6	31,2	-12,2
Respondentní 2035	71,2	15,8	11,8	6,6	14,4	10,5	12,2	12,2	19,4	22,9	52,3	13,2

Obr. 7.17 Měsíční česko-německý spread v Progresivním scénáři



	I.	II.	III.	IV.	V.	VI.	VII.	VIII.	IX.	X.	XI.	XII.
Rok 2023 (skutečnost)	16,8	10,9	8,3	4,9	3,6	0,9	9,5	-1,9	1,1	6,6	1,7	4,7
Progresivní 2025	-22,1	0,3	1,7	1,0	3,3	3,4	2,4	0,6	2,3	3,2	5,5	0,1
Progresivní 2030	10,5	12,6	10,4	4,8	10,9	9,1	11,1	11,4	15,2	16,4	33,7	-9,9
Progresivní 2035	64,4	18,5	13,2	7,3	16,0	11,2	12,3	14,4	20,5	24,9	57,3	7,5



V roce 2025 jsou pro oba scénáře průměrné české měsíční day-ahead ceny vyšší než ty německé. Výjimku tvoří leden, kdy se díky nedostatku dostupného výkonu OZE pro pokrytí zimních špiček spotřeby v Německu exportuje také výroba z českého flexibilního výkonu.

- **Nárůst ročního spreadu mezi roky 2025 až 2030.** V roce 2030 již lze v Progresivním scénáři sledovat razantní navýšení spreadu na více než 11 €/MWh, zatímco v Respondentním scénáři je tento nárůst poloviční. Největší vliv na tento rozdíl spreadu má kritický měsíc leden, v němž navzdory rostoucím německým OZE nebude dostupný výkon pro pokrytí poptávky v Německu. I když se tímto české ceny sníží, mohou se stále pohybovat na vysoké úrovni, protože cenový rozdíl ovlivňuje náklady závěrného zdroje (uhlí, plyn). V letních měsících jsou německé ceny vlivem výrazných přebytků OZE silně stlačeny k nule, což zvyšuje objem ekonomického importu elektřiny (viz kapitola 7.6.2) do Česka.
- **Nárůst ročního spreadu mezi roky 2030 až 2035.** Roční spread obou scénářů se přibližuje ke 22 €/MWh. V roce 2035 dále zesilují trendy roku 2030, kdy se v jarních a letních měsících zvětšují přebytky elektřiny z německých OZE a navyšuje se také objem ekonomického importu do Česka. V zimních měsících zůstává u obou scénářů spread pozitivní: česká výrobní základna nebude mít dostatek flexibilního výkonu na pokrytí spotřeby v několika kritických hodinách, který bude muset pokrýt obzvláště nákladným importem. Značné výkyvy lednových spreadů mezi scénáři i cílovými roky jsou dané krátkými obdobími, kdy dochází v jedné zemi k nedodávce oceněné cenovým stropem, ale druhá země se nedodávce vyhne. Několik hodin s takto extrémním spreadem potom ovlivňuje i měsíční průměry. Výkon německých offshore VTE, které se vyznačují vysokou dobou využití, začne nabírat charakter výroby baseload zdroje, což bude podporovat pokles německých day-ahead cen i v zimním období (a zákonitě zvětšovat česko-německý spread). Vliv výroby OZE na spread lze pozorovat také na rozdílech mezi scénáři, kde se navzdory své vyšší spotřebě elektřiny Progresivní scénář v zimních měsících vyznačuje nižším spreadem než scénář Respondentní. Právě výroba OZE spolu s větším výkonem plynových zdrojů umožňuje pokrýt poměrně vysokou spotřebu v Progresivním scénáři.

Trendy vývoje česko-německého spreadu indikují, že cena německé silové elektřiny bude v každém roce simulace nižší než česká cena. V případě absence dodatečného tuzemského flexibilního výkonu, nehledě na dlouhodobou elasticitu poptávky českých spotřebitelů, by v zimním období tento spread přesáhl v roce 2035 hranici 20 €/MWh.

#### Disclaimer k česko-německému spreadu

- Vysoká výroba z OZE musí být zálohována kapacitními/podpůrnými mechanismy, jejichž náklady jsou placeny z distribučních poplatků nebo ze státního rozpočtu Německa.
- Rozdíly mezi vysoutěženou cenou a nízkými cenami silové elektřiny budou dorovnávány pomocí *Contracts for Difference* (CFD), jejichž náklad také bude tvořit součást německých distribučních poplatků.
- Vysoký spread se objevuje především v zimních měsících a je ovlivněn technickými možnostmi použitého modelu (např. citlivost metody *Flow-based Market Coupling*, modelování hodinové poptávky jako jedné fixní hodnoty, absence poptávkových křivek a různé cenové stropy).
- Budoucí česko-německý spread může významně ovlivnit německá politika (*Kraftwerksstrategie*, ukládání přebytků elektřiny do vodíku atd.).

Jednu z hlavních nákladových položek pro zajištění stabilní výroby elektřiny v Německu tvoří výstavba nových elektráren poskytujících flexibilitu. V srpnu 2023 německá vláda ve své *Kraftwerksstrategie* (strategie na podporu elektráren) nastínila financování výstavby až 24 GW plynových elektráren. Ty mají pokrýt německou spotřebu v období *Dunkelflaute* (období s nedostatečnou výrobou z OZE) a mají být v budoucnosti *hydrogen-ready* (tedy schopné spalovat také vodík). V únoru 2024 nastalo upřesnění této strategie s novým cílovým výkonem, konkrétně 10 GW. V červnu 2024 byla plánovaná kapacita nových plynových zdrojů opět upřesněna, a to ve výši 12,5 GW nových *hydrogen-ready* elektráren. Odborníci odhadují, že toto číslo je nedostatečné a nový výkon do roku 2030 by měl dosáhnout zhruba 25 GW. Častá aktualizace cílových výkonů německou vládou navíc vnáší značnou nejistotu a nečitelnost. V případě nižšího výkonu plánovaných plynových zdrojů by se významně zvýšily německé náklady na regulaci sítě a náklady na import elektřiny. V každém případě se ale náklady na výstavbu těchto elektráren promítnou do finální ceny německých spotřebitelů, náklady se odhadují ve výši 15-20 mld. € v následujících 15 letech.

Otázka, zda je vhodnější exportovat německé zelené přebytky elektřiny do zahraničí nebo je použít pro výrobu zeleného vodíku, představuje dilema německé elektroenergetiky. S výrobou vodíku každopádně počítá Národní vodíková strategie z června 2023, která uvažuje příkon elektrolyzérů v Německu ve výši 10 GW k roku 2030. Oba scénáře MAF CZ tento cíl reflektují a uvažují v tomto roce příkon více než 12 GW. V případě extrémně nízkých cen elektřiny spojených s rapidním rozvojem OZE se však rozvoj elektrolyzérů může zrychlit ještě víc, než je uvažováno, čímž by se zvýšila cenová hladina elektřiny pro německé spotřebitele.

Trajektorie německé elektroenergetiky se v budoucnu může v kontextu nových rozhodnutí německé vlády zásadně měnit, což se značnou měrou promítne i do velikosti česko-německého spreadu. Analýza cenotvorby pro Českou republiku nicméně ukazuje, že rostoucí import zelené elektřiny ze zahraničí pomůže snížit české velkoobchodní ceny elektřiny. V zimě však může dojít k vyčerpání všech dostupných zdrojů v Evropě a k nedostatku elektřiny. Proto je v každém případě důležité budovat nové flexibilní zdroje výroby elektřiny a zlepšovat energetickou účinnost, aby se předešlo výpadkům v kritických hodinách a snížily se špičky spotřeby.

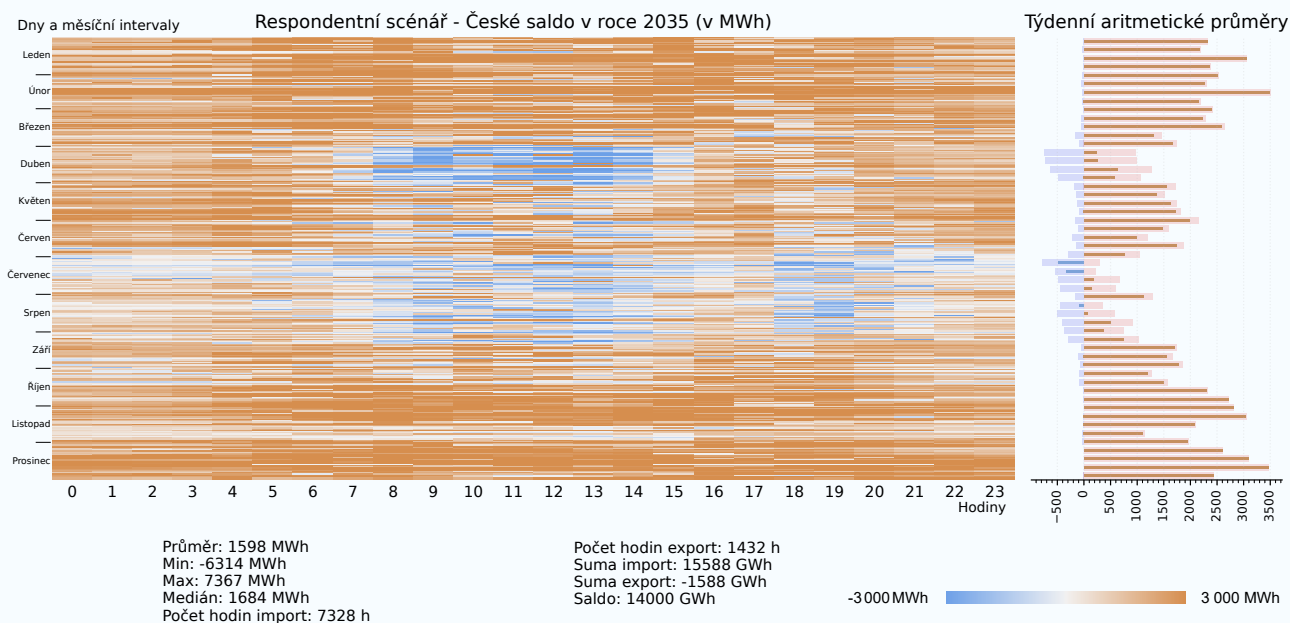
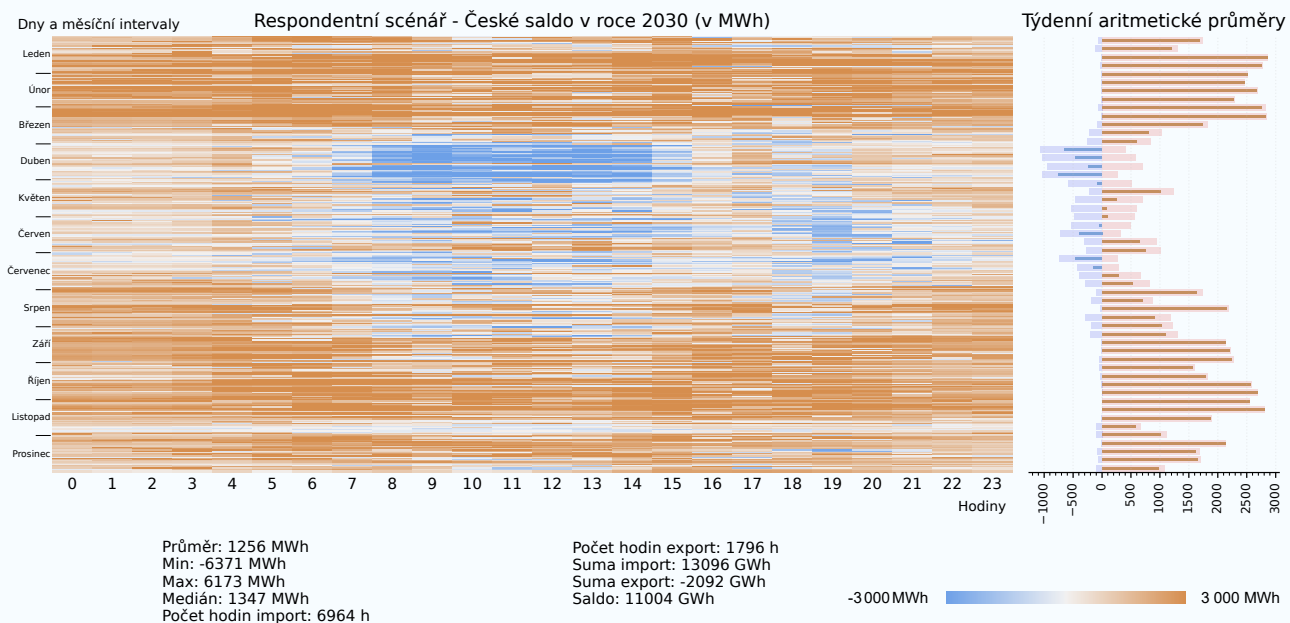
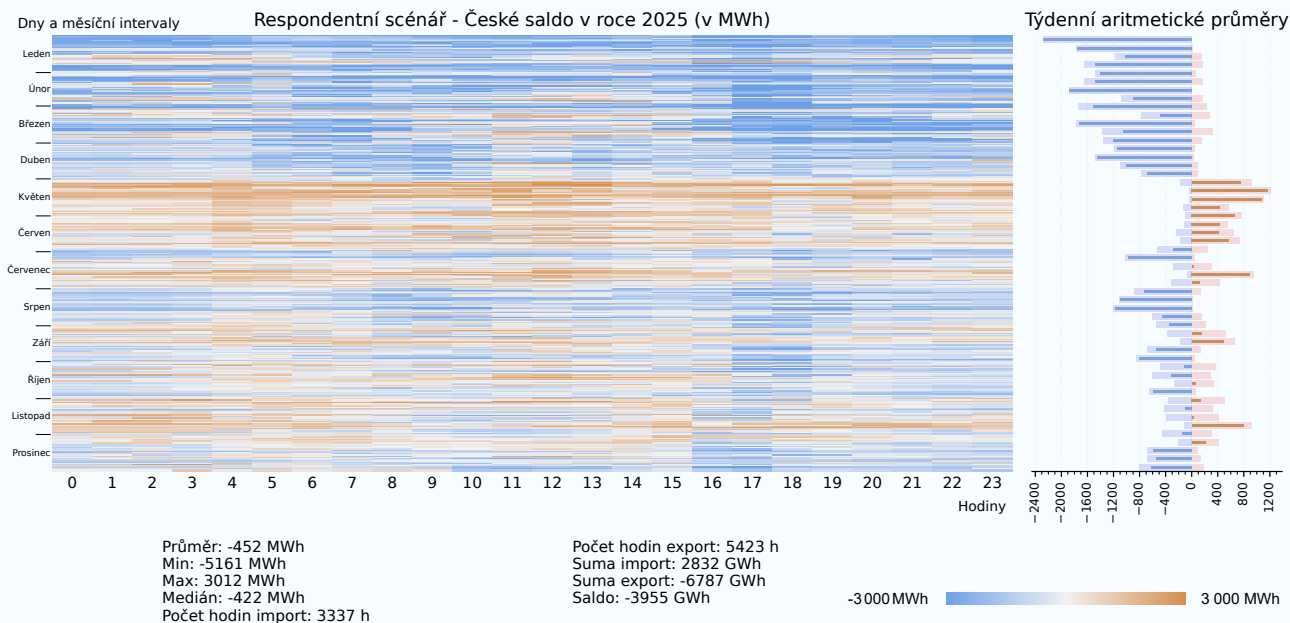
## 7.6 PŘESHraniční TOKY

S rostoucí spotřebou a klesajícím počtem zdrojů poskytujících flexibilitu bude postupně narůstat význam importu elektrické energie jakožto jednoho z hlavních hybatelů cenotvorby. V této části analyzujeme nejprve časovou závislost salda přeshraničních toků v průběhu roku pomocí heatmap a poté rozebíráme, jaká část importu elektrické energie je daná ekonomikou provozu (tedy dovážíme, protože zahraniční energie je levnější než výroba z tuzemských zdrojů) a jaká část importu je bilanční (tj. dovážíme, protože tuzemská výroba je menší než poptávka).

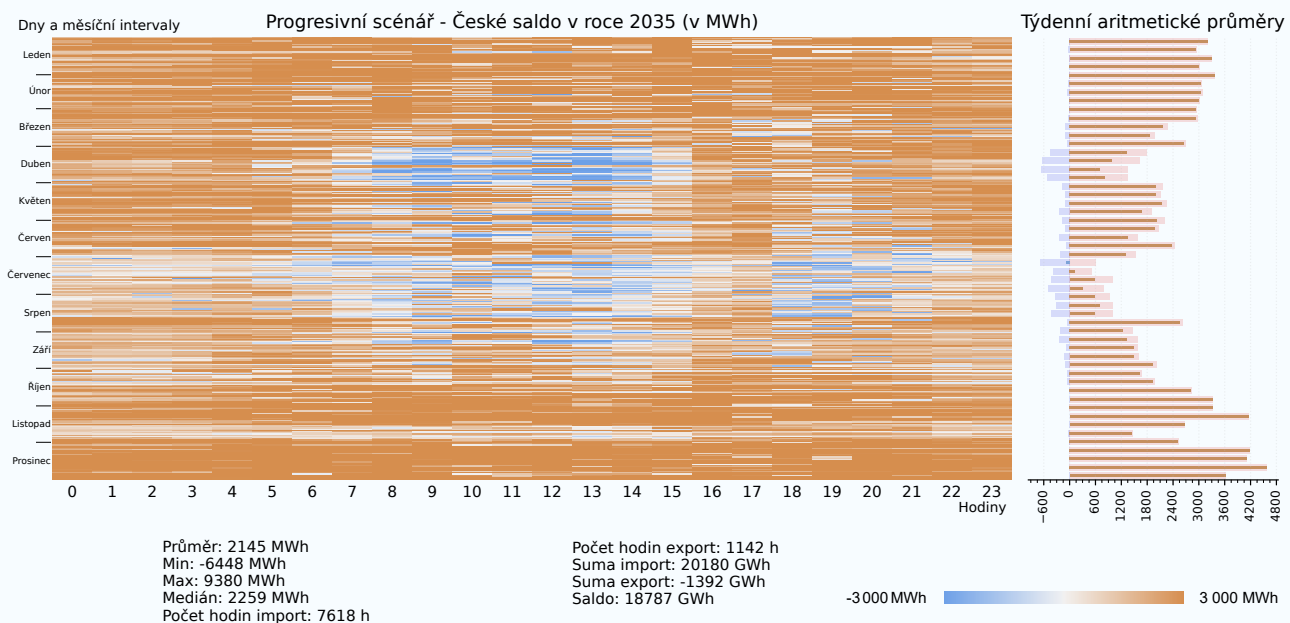
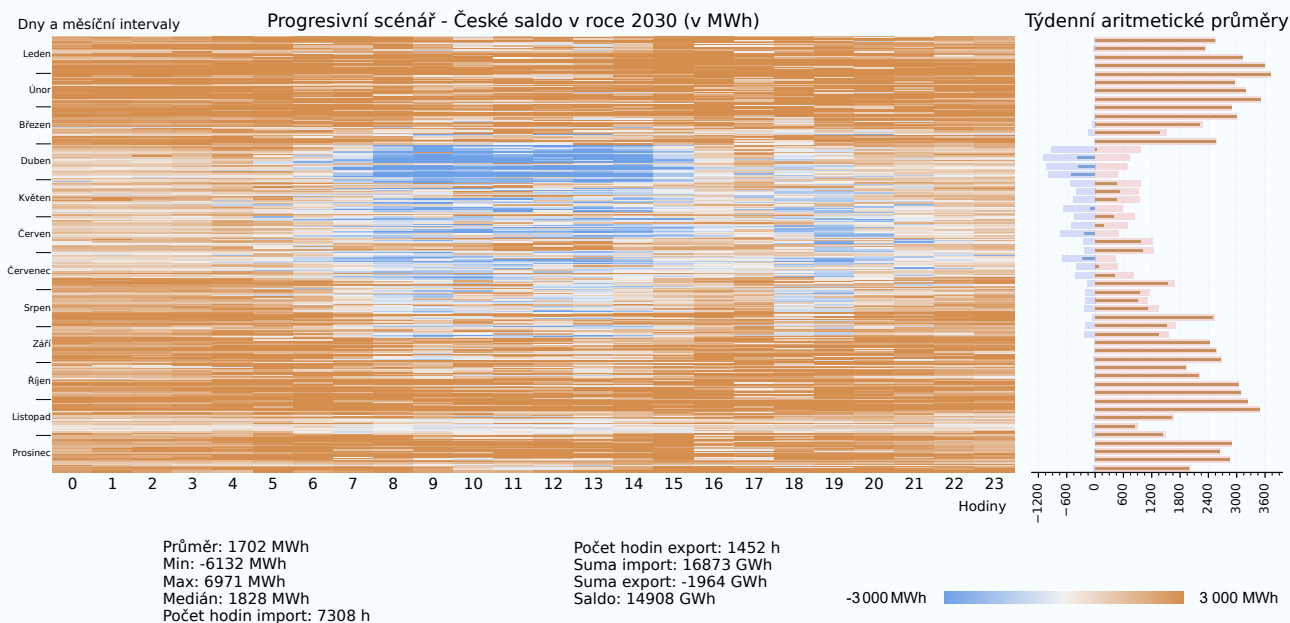
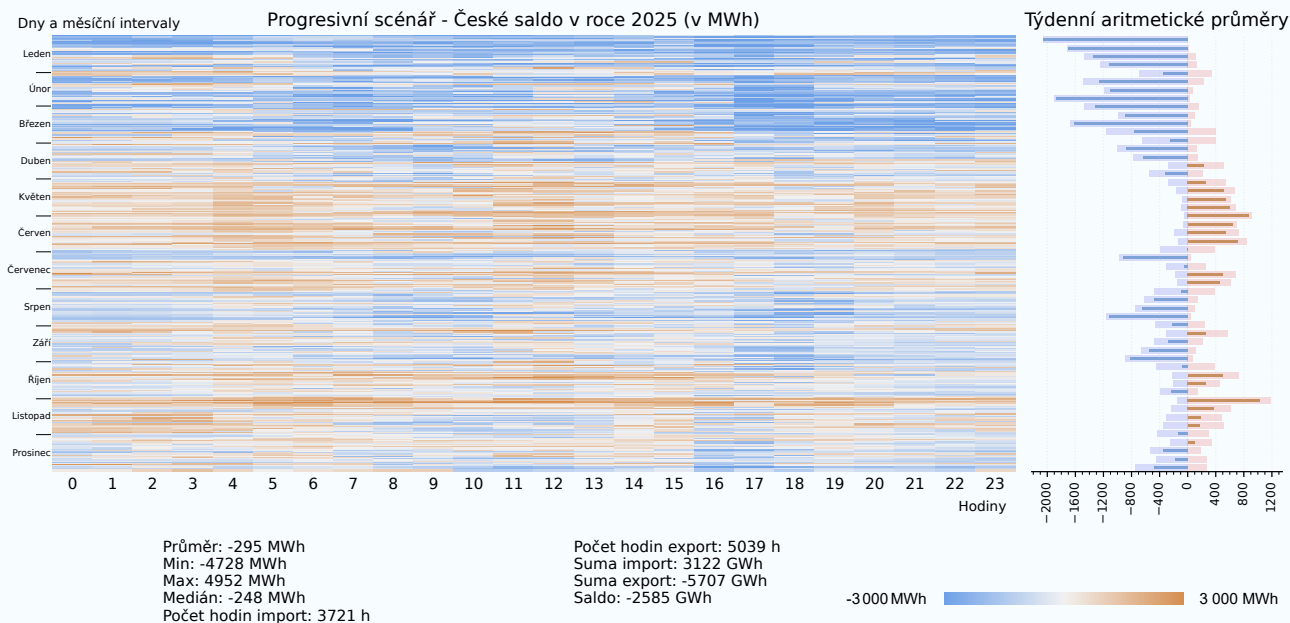
### 7.6.1 ČASOVÝ PRŮBĚH SALDA

V heatmapách níže je zobrazených 8 760 hodin salda České republiky uvažovaných scénářů pro roky 2025, 2030 a 2035. Modrá barva v heatmapách sald označuje hodiny, v nichž dochází k exportu, oranžová značí importní hodnoty. V dodatkové statistice napravo se nacházejí týdenní průměry salda, kde světle modrá barva představuje průměr všech hodinových exportů za daný týden, světle oranžová barva zase průměr hodinových importů. Tmavě oranžová nebo modrá barva znázorňuje odpovídající průměrné hodinové saldo daného týdne, jde tedy o rozdíl mezi průměrným importovaným a exportovaným objemem energie.

**Obr. 7.18 Heatmapy salda ČR v Respondentním scénáři**



Obr. 7.19 Heatmapy salda ČR v Progressivním scénáři



Respondentní i Progresivní scénář vykazují podobné trendy vývoje salda:

- V roce **2025** je Česká republika i nadále exportérem elektřiny a elektřina je importována v periodách, když je levnější než tuzemské konvenční zdroje (např. květen a červen).
- Situace se však mění v roce **2030**, kde se z Česka stává importér kvůli uzavření uhelných zdrojů z důvodu ekonomické nerentability. Jediným obdobím, kdy je Česko exportní, je měsíc duben, ve kterém se projevuje vysoká výroba českého OZE a ve kterém je tuzemská spotřeba relativně nízká. Během jarního a letního období se však importovaná elektřina pohybuje v nižším cenovém pásmu, což indikuje přebytek výroby z OZE v Evropě.
- Obdobná situace jako v roce 2030 nastává i v roce **2035**. Čisté importní saldo se zvyšuje kvůli stále větší spotřebě v České republice. V Progresivním scénáři je čisté exportní jenom jeden týden.
- **Rozdíl v saldu mezi uvažovanými scénáři:** Respondentní scénář má v každém cílovém roce méně importní (nebo více exportní) saldo, než má Progresivní scénář. Tento rozdíl lze primárně vysvětlit větší spotřebou elektřiny v Progresivním scénáři, a tím pádem i větší potřebou importu.
- Výše importního salda dosahuje v r. 2035 v ojedinělých hodinách maximální hodnoty až 8 000 MW. Tento výpočet prostřednictvím metody *flow-based* (viz platná metodika pro ERAA a MAF CZ) předpokládá realizaci rozvojových opatření v naší i sousedních přenosových soustavách. Tato opatření jsou formulována v odpovídajících evropských a národních plánech (TYNDP, NDP) a jsou v souladu s očekávaným růstem celkové spotřeby států k horizontu 2035, která je daná dekarbonizací. Při zvyšujícím se maximálním zatížení soustav se úměrně navyšují hodnoty přenosů mezi nimi. Ve vzdálenějším horizontu se rovněž musí podpořit probíhající a plánovaný rozvoj přenosových sítí a další rozvoj akumulace a flexibility.

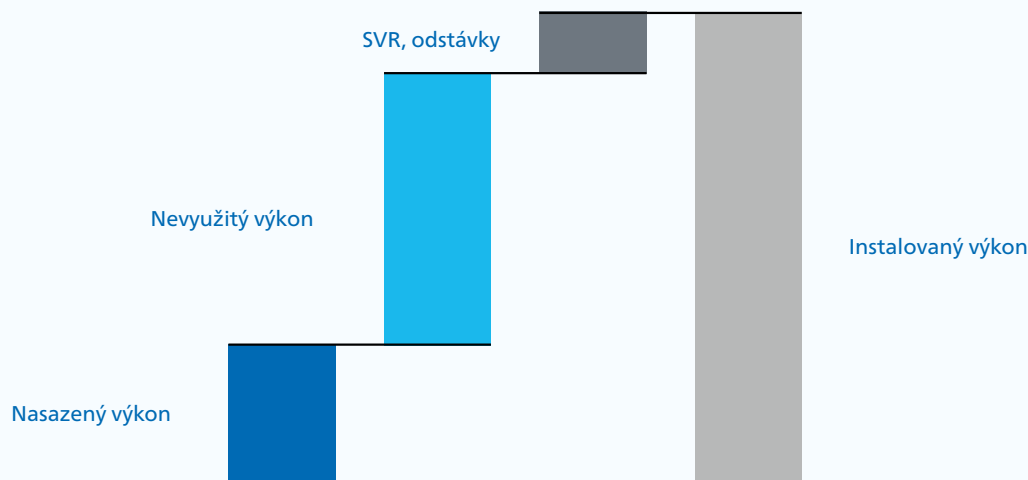
#### 7.6.2 EKONOMICKÝ A BILANČNÍ IMPORT

Při posuzování skutečné dovozní závislosti je nutné zvážit, v jakých podmínkách je dovoz elektřiny realizován. V nejčastějším případě se jedná o tzv. ekonomický dovoz, který reaguje na výhodnější nabídku elektřiny v zahraničí a nechává tuzemské zdroje v záloze z důvodu jejich vysokých provozních nákladů. Skutečná dovozní závislost je pak určena tzv. bilančním dovozem, který je realizován na dorovnání výkonové bilance po vyčerpání všech dostupných tuzemských kapacit. V této kapitole, na rozdíl od kapitoly 6, kde bylo uváděno čisté saldo (rozdíl importu a exportu), pracujeme s hrubým importem, tedy součtem importů ze všech hodin, kdy byla energie dovážena. Hodiny, kdy energii vyvážíme, v této analýze neuvažujeme.

Určení velikosti ekonomického a bilančního importu v každém okamžiku vychází z nevyužitého výkonu tuzemských říditelných zdrojů, tedy zejména uhelných a plynových elektráren. Nevyužitý výkon (viz Obr. 7.20) je dán rozdílem mezi aktuálně využitým (nasazeným) výkonem a instalovaným výkonem poníženým o výkon alokovaný na služby výkonové rovnováhy, plánovanou údržbu a náhodné výpadky a poruchy. Nevyužitý výkon tedy udává, o kolik megawattů by v dané hodině bylo možné zvýšit produkci českých zdrojů.

Ekonomický import je označení pro tu část importu, jež by mohla být nahrazena zapojením nevyužitého výkonu zdrojů. Tyto zdroje v danou chvíli nejsou využity na maximum, protože jejich provozní náklady převyšují aktuální cenu na trhu. Pokud by takové zdroje vyráběly energii bez ohledu na ekonomickou výhodnost, nahradila by jimi vyrobená elektřina právě objem ekonomického importu. Případná zbylá část importu, která převyšuje možnosti nevyužitého výkonu, je označena jako bilanční import.

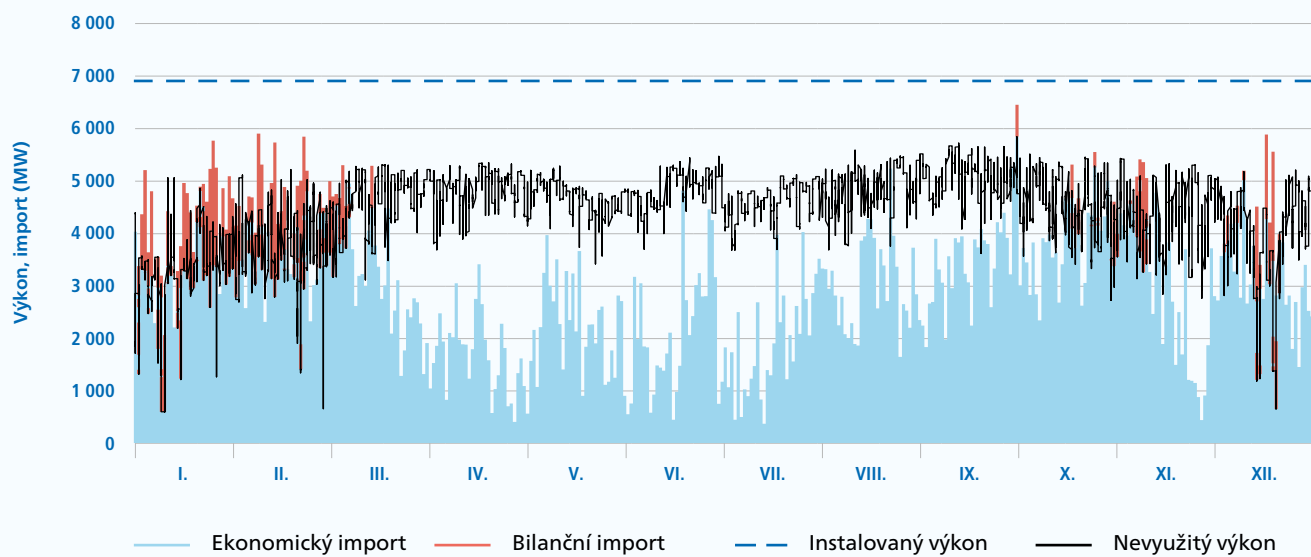
Obr. 7.20 Stanovení nevyužitého výkonu pro určení ekonomického importu



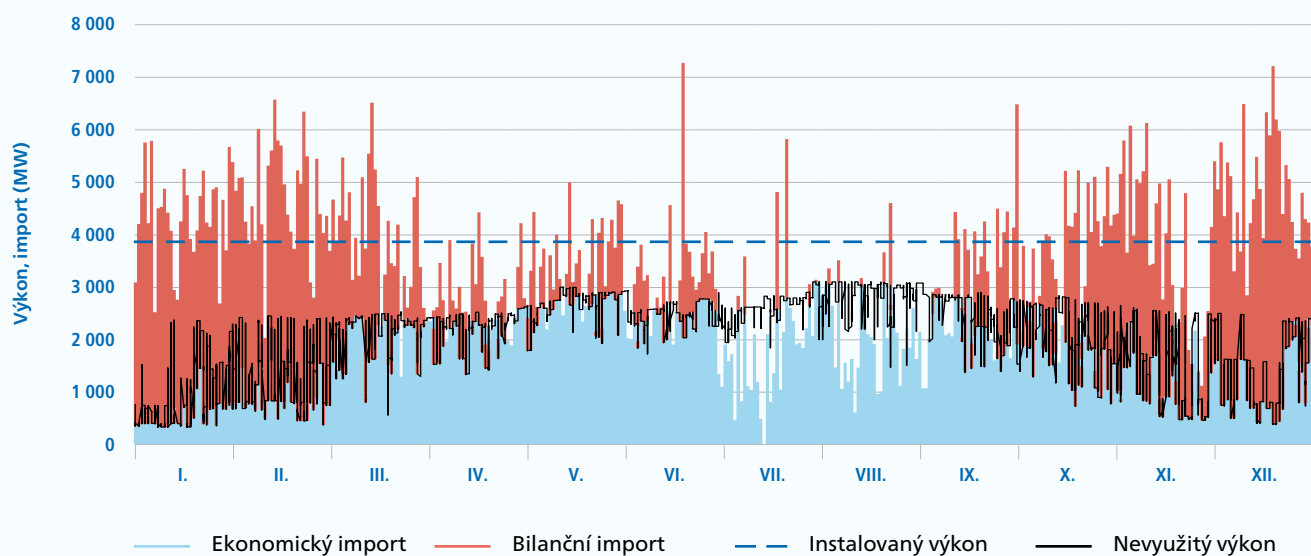
Struktura salda, podíl ekonomického a bilančního importu pro jednotlivé scénáře a cílové roky jsou uvedeny souhrnně na Obr. 7.25. Podrobný časový průběh a analýza importů pro oba scénáře jsou zobrazeny na Obr. 7.21 až Obr. 7.24. Vyhodnocení bylo provedeno pro klimatický rok 2009. Rok 2040 nebyl do hodnocení zahrnut z důvodu použití jiného síťového modelu (NTC). Pro cílový rok 2025 jsou hodnoty bilančního importu zanedbatelné z důvodu převládajícího exportního salda a vysokých provozních záloh, proto pro tento rok grafické výstupy nejsou uvedeny.

Respondentní scénář je charakteristický tím, že ekonomický import výrazně převažuje nad bilančním, zejména z důvodu vyššího podílu uhelných zdrojů ve výrobním mixu. Na druhé straně to indikuje nízkou ekonomickou příležitost pro uplatnění těchto zdrojů na integrovaném trhu, a to díky vysokým provozním nákladům. Jako konkrétní příklad lze uvést rok 2030, kde až 98 % celkového importu může být nahrazeno provozem dostupných, avšak neekonomických zdrojů v tuzemsku, viz Obr. 7.21. Relativní, ale diskutovatelnou výhodou tohoto scénáře je nízká bilanční závislost, která by však v tomto případě vyžadovala odpovídající podporu.

Obr. 7.21 Průběh ekonomického a bilančního importu pro rok 2030 v Respondentním scénáři

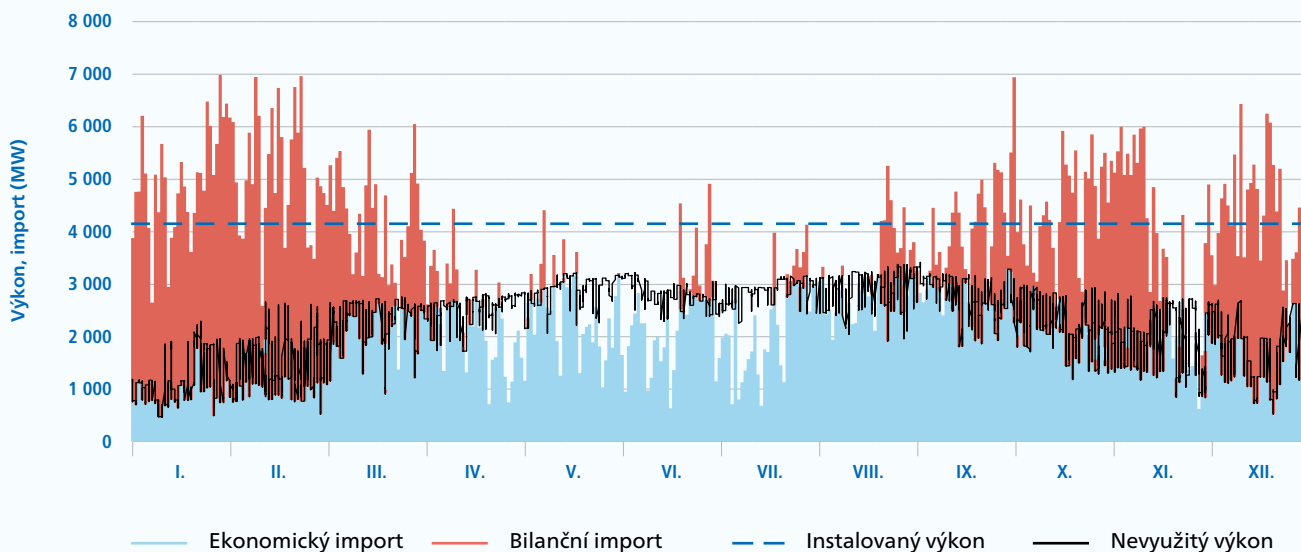


Obr. 7.22 Průběh ekonomického a bilančního importu pro rok 2035 v Respondentním scénáři

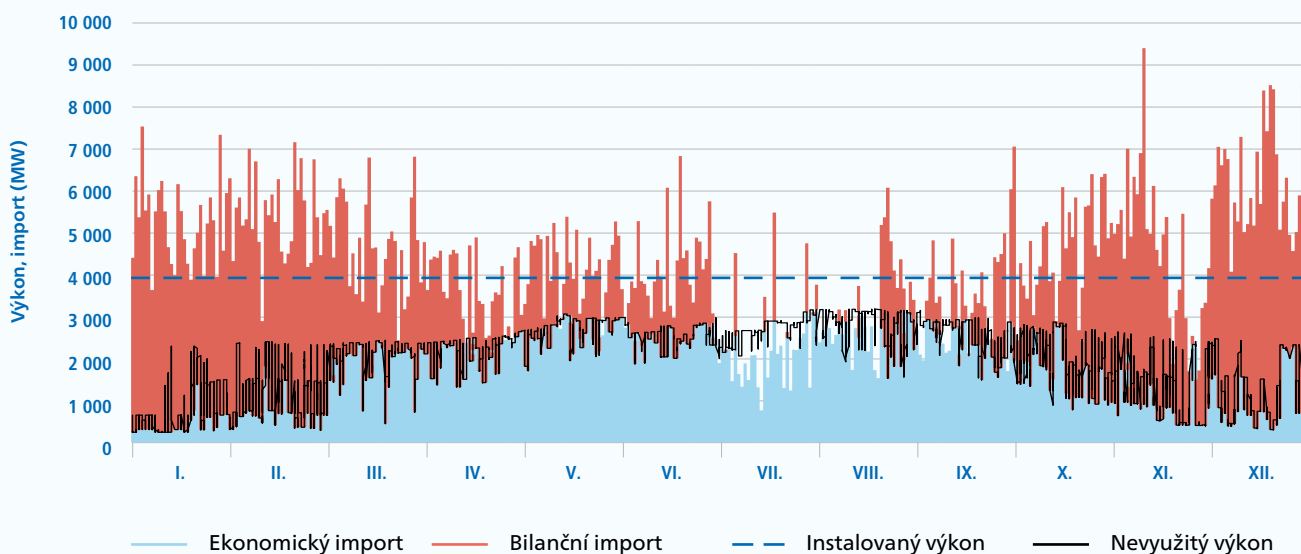


Objem bilančního importu je v Progresivním scénáři přijatelný, rizikem nicméně jsou ve srovnání s Respondentním scénářem vyšší hodinové objemy importu v některých obdobích roku. Ve všech analyzovaných cílových letech je v Progresivním scénáři množství ekonomického importu srovnatelné s Respondentním scénářem (viz Obr. 7.25), liší se mezi sebou zejména objemem bilančního importu. I přes výrazně menší podíl uhelných zdrojů ve výrobním mixu Progresivního scénáře je podíl ekonomického importu nadpoloviční, konkrétně 67 % pro rok 2030 a 57 % pro rok 2035.

Obr. 7.23 Průběh ekonomického a bilančního importu pro rok 2030 v Progresivním scénáři



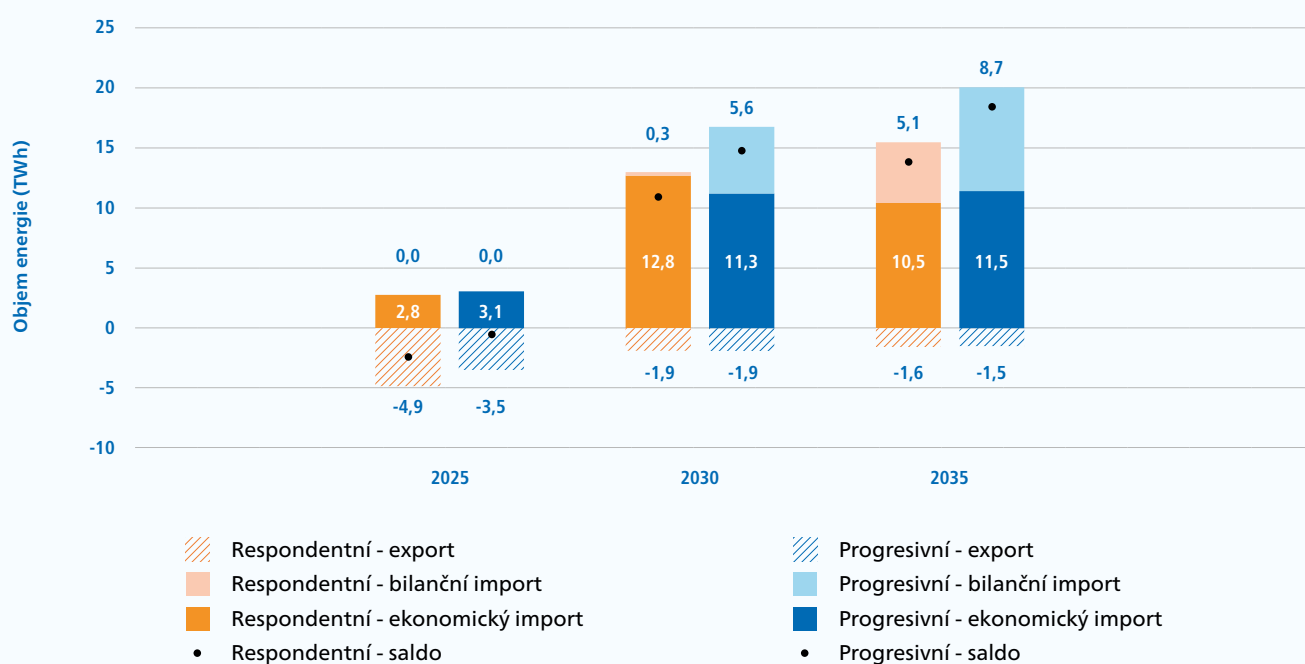
Obr. 7.24 Průběh ekonomického a bilančního importu pro rok 2035 v Progresivním scénáři





Dovozní závislost odvozená od bilančního importu nepřesahuje v žádném roce ani scénáři roční hodnotu 9 TWh, což je v souladu s kritérii platné státní energetické koncepce. Na druhou stranu však okamžitý bilanční import (tj. závislost na dostupném výkonu v zahraničí) dosahuje v zimních měsících nejvyšších hodnot 4 500 až 5 400 MW v roce 2030 a 5 500 až 7 600 MW v roce 2035. Jedná se o nízký počet hodin s takto vysokým importem, proto by využití tuzemských zdrojů bylo neefektivní a neobešlo by se bez jejich podpory. Pokud zvážíme možnost dozdvojení dle kapitoly 7.2, pro Progresivní scénář dosahují hodinové hodnoty bilančního importu maximálně 6 000 MW pro rok 2035. Z hlediska dostupných síťových kapacit jsou tyto hodnoty bilančního dovozu, po korekci o výši uvažovaných dozdvojených kapacit, krátkodobě přípustné. Opět nezbytnou podmínkou je zde realizace opatření pro rozvoj sítí v rámci evropských a národních plánů pro rozvoj sítí (TYNDP a NDP).

Obr. 7.25 Přehled ekonomického a bilančního importu a hrubého exportu pro oba scénáře



## 8 Náklady na provoz a řízení sítí

Ceny za služby provozovatelů sítí podléhají regulaci ze strany Energetického regulačního úřadu a odvíjí se od výše jejich povolených nákladů, povolených odpisů, povolených ztrát a povoleného zisku, který se počítá z regulované báze aktiv a míry výnosnosti investovaných prostředků. Regulovaná báze aktiv se spolu s odpisy v současné době významně zvyšuje vlivem intenzivní investiční činnosti a doznívající vysoké inflace.

V tabulce níže jsou přehledně shrnuty celkové plánované aktivace investic za provozovatele přenosové soustavy ČEPS, a.s. a dále za regionální provozovatele distribučních soustav, dále také „RDS“ (ČEZ Distribuce, a.s., EG.D, a.s. a PREDistribuce, a.s.). Aktivovanými investicemi se rozumí finanční prostředky vynaložené na investiční akce po jejich dokončení a kolaudaci. Největší časový posun mezi vynaloženými prostředky a jejich aktivací se může vyskytnout u provozovatele přenosové soustavy, a to kvůli rozsahu a délce trvání realizovaných projektů.

Tab. 8.1 Predikce aktivovaných investic

(mil. Kč)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Celkem ČEPS a RDS	35 651	39 353	36 699	36 619	37 157	37 897	38 455

Investiční plán provozovatele přenosové soustavy vykazuje v čase poměrně vysokou volatilitu způsobenou realizací významných investičních akcí a konkrétním termínem jejich uvedení do provozu, resp. kolaudací stavby.

Investiční plány provozovatelů distribučních soustav obsahují kromě běžné obnovy a rozvoje rovněž investice z oblasti technologického rozvoje soustav. Jedná se zejména o investice související s postupným nárůstem počtu tepelných čerpadel, přiměřeným rozvojem elektromobility a budováním související dobíjecí infrastruktury, rozvojem akumulace, integrací decentrální výroby a obnovitelných zdrojů, dále s rozvojem flexibility a agregace, nárůstem přenosu dat a tím zvyšujícími se nároky na IT systémy a jejich zabezpečení.

Jednoznačným trendem v energetice je posilování decentralizace výrobní základny související se změnou struktury výrobního mixu akcelerované zejména posledním vývojem na energetických trzích, dotačními tituly a očekávaným rozvojem samovýroby a sdílení elektřiny. Jedná se zejména o větší nasazení OZE, především FVE, připojovaných do nižších napěťových hladin (vn i nn), včetně umístění těchto zdrojů do odběrných míst zákazníků (prosumeři). Očekává se i velké rozšíření systémů FVE, jejichž součástí bude akumulární zařízení (zejména střešní instalace FVE na hladině nn v odběrných místech zákazníků).

V souvislosti s rozvojem technologií postupně vzrůstá potenciál flexibility, přičemž se pomalu rozšiřuje i na úroveň běžných zákazníků. Očekává se, že tento potenciál nadále poroste a jeho míra využití může být podpořena prostřednictvím efektivní agregace.

Do nové energetiky směřují provozovatelé sítí následující objemy investic:

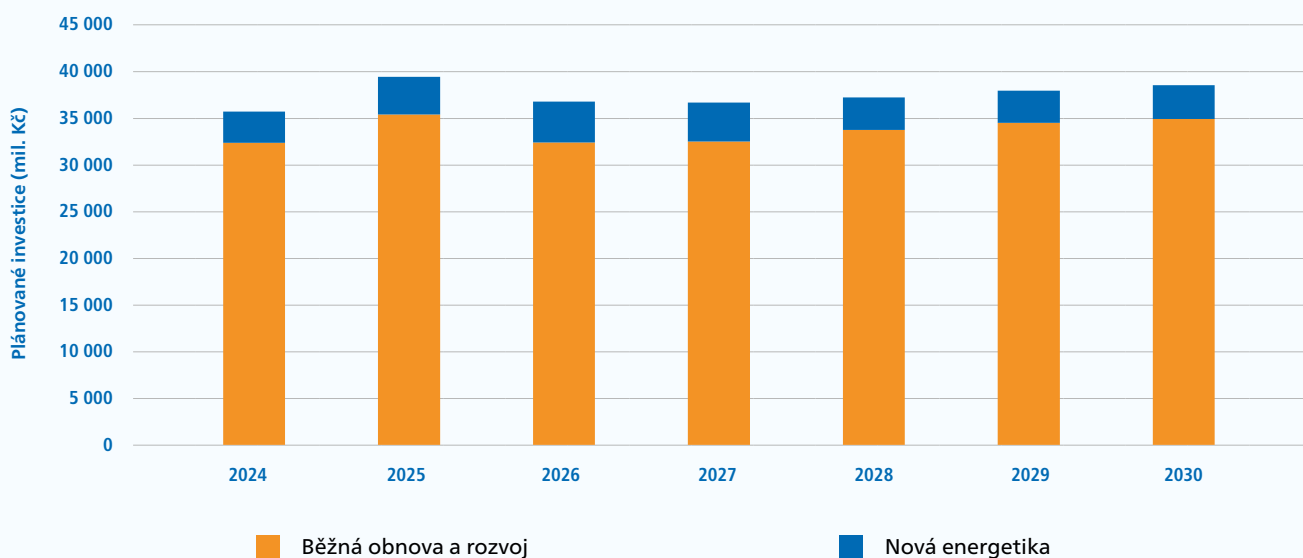
**Tab. 8.2 Vývoj investic do nové energetiky**

(mil. Kč)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Celkem</b>	3 342	4 000	4 363	4 175	3 480	3 440	3 583

Za všechny provozovatele sítí se podíl investic do nové energetiky na celkové sumě plánovaných investic bude pohybovat ve sledovaném období kolem 10 %. V souvislosti s hodnotami ve výše uvedené tabulce je potřeba podotknout, že část investic souvisejících s integrací OZE je zahrnuta do běžné obnovy a rozvoje.

Investiční plány provozovatelů soustav je třeba průběžně aktualizovat z důvodu rostoucího počtu žádostí o připojení a s tím i související nutností posílit schopnost elektrizační soustavy integrovat decentralní zdroje. Posílení sítí je ale nezbytné i pro další rozvoj elektromobility a postupný nárůst počtu tepelných čerpadel. Zároveň bude nezbytné reflektovat nárůst cen materiálů a prací spojený s vývojem inflace. Z těchto důvodů lze předpokládat podstatné navýšení investičních rozpočtů provozovatelů sítí, a to i přes využití dotačních programů. Objem investic souvisejících s integrací OZE může narůst až na vyšší desítky mld. Kč pro nadcházejících 10 let. Konečná výše se bude odvíjet kromě výše uvedených vlivů i od legislativních a technických opatření, která mohou při vhodném nastavení celkový objem investic snížit.

**Obr. 8.1 Indikativní predikce aktivovaných investic regulovaných subjektů (ČEPS, ČEZ Distribuce, EG.D, PREdistribuce)**



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Běžná obnova a rozvoj</b>	32 309	35 353	32 337	32 444	33 677	34 457	34 872
<b>Nová energetika</b>	3 342	4 000	4 363	4 175	3 480	3 440	3 583

Obdobný trend jako v oblasti investic je i u provozních nákladů, jejichž výše bude ovlivněna nejen náklady na provoz a údržbu zařízení přenosové a distribuční soustavy, ale i dalšími činnostmi spojenými s výše uvedenými trendy.

Kromě výše uvedených aspektů souvisejících se zajištěním investic a provozu síťových odvětví je nutné počítat i s budoucími zvýšenými náklady na řízení sítí a v neposlední řadě i náklady na pokrytí ztrát v soustavách.

Náklady na řízení sítě budou do budoucna ovlivňovány přechodem na decentralní energetiku a zapojením se do evropských platforem. Lze očekávat vyšší volatilitu cen silové elektřiny, která přímo ovlivňuje ceny služeb výkonové rovnováhy. Odhad nákladů respektuje změnu výrobní základny a s tím spojenou změnu zdrojových poměrů v poskytovaných službách, budoucí zapojení do společného nákupu služeb a další. Některé vlivy mají na velikost nákladů pozitivní charakter, zatímco některé negativní.

Při zohlednění nezbytných investic do běžné obnovy a rozvoje soustavy včetně jejího přechodu na novou energetiku a nákladů na provozní opatření a řízení sítí na straně provozovatelů přenosové a distribučních soustav sítí lze očekávat, i přes využití dotačních titulů, postupný nárůst síťových poplatků pro konečné odběratele. Důležitou roli v tomto sehraje i vývoj přeneseného, resp. distribuovaného množství elektřiny elektrizační soustavou ČR a načasování a míra úprav stávajícího tarifního systému.

## 9 Závěry a doporučení

Hodnocení zdrojové přiměřenosti za rok 2023 předkládá, v souladu s metodickými doporučeními ENTSO-E, aktualizované výstupy hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR. Kromě zavedeného střednědobého výhledu zdrojové přiměřenosti obsahuje rovněž dlouhodobější strategický výhled do roku 2040. Informace o české zdrojové základně čerpá z aktualizovaného sběru dat v první polovině roku 2024, v němž se již projevují změny v plánech provozovatelů zdrojů. S ohledem na dostupnost dat o okolních evropských státech, vychází tato analýza z dat ENTSO-E platných k březnu 2023. Nejnovější změny v energetických strategiích evropských států (např. *Kraftwerksstrategie* v Německu) budou zahrnuty v příští edici dokumentu MAF CZ 2024, která bude postavena na nových evropských datech z budoucího vydání ERAA 2024.

Z provedených výpočtů a simulací ve zvolených scénářích jednoznačně vyplývá, že zdrojová přiměřenost závisí především na těchto faktorech:

- vývoji cen paliv (především plynu) a emisních povolenek CO<sub>2</sub>,
- podílu OZE, zejména v Německu a Francii, a výši spotřeby se zohledněním vlivu vodíku a elektromobility,
- dostupnosti přeshraničních přenosových kapacit při zajištění bezpečné míry dovozní závislosti,
- rozhodnutí o ukončení provozu uhelných zdrojů a jeho načasování,
- existenci nových plynových zdrojů,
- nárůstu a struktuře spotřeby s ohledem na míru elektrifikace,
- zprovoznění nových jaderných bloků včetně malého modulárního reaktoru dle aktuálních plánů.

Brzký termín odchodu od uhelné energetiky, který dle aktuálního dotazníkového šetření provozovatelé zdrojů avizují kolem roku 2030, si vyžádá podporu výstavby nových zdrojů se stabilním a regulovatelným výkonem pro zajištění dodávek elektřiny i SVR. S tranzicí směrem od uhelné energetiky by měla pomoci mj. i státní podpora KVET, kterou letos v květnu schválila Evropská komise.

Z výsledků Respondentního i Progresivního scénáře MAF CZ vyplývá změna čisté exportní pozice ČR na importní po roce 2025. Otázkou přitom zůstává, zda elektrická energie z přebytkových zemí (zejména Německo a Francie) bude skutečně exportována, nebo bude využita pro výrobu vodíku pro tamní průmysl. Pokud by k takovéto situaci došlo, požadovaný import by nebyl k dispozici v předpokládané výši a došlo by k nedodržení normy spolehlivosti, a tedy zdrojové nepřiměřenosti dříve než v roce 2035. Od roku 2035 výsledky obou scénářů naznačují problémy se zdrojovou přiměřeností v rozsahu překračujícím normu spolehlivosti i při uvažování vyššího objemu importu. Citlivostní analýza ukazuje, že nepříznivé počasí může přinést další zhoršení situace, které by mohlo vést k vážným problémům s přiměřeností soustavy. Hodnoty potřebného dozdrojování pro dosažení přiměřenosti v rámci klimaticky průměrných let a při akceptování vyššího objemu importu jsou nejvyšší v cílovém roce 2035, kde se pohybují v rozmezí 1 600 – 1 900 MW. Citlivostní analýza zohledňující nepříznivé počasí však ukazuje potřebu dozdrojování v rozmezí 3,5 – 4,1 GW.

Co se týče ceny silové elektřiny, lze do budoucna očekávat její velkou volatilitu v rámci daného roku. Intenzivnější využití OZE sice vede ke snižování ceny silové elektřiny, ale zároveň zvyšuje náklady na řízení soustavy (např. náklady na redispečink). S přechodem k moderní decentrální energetice lze rovněž očekávat postupný nárůst síťových poplatků.

Analýza cenového vývoje scénářů ukazuje, že dovoz elektřiny může přispět ke snížení velkoobchodních cen v České republice během letního období. V zimním období však v některých hodinách dochází k vyčerpání všech dostupných zdrojů v Evropě, což vede k nedodávce elektřiny i při využití potenciálu DSR s velmi vysokou cenou. Proto je nezbytné budovat nové flexibilní výrobní zdroje, které zabrání možné nedodávce elektřiny v klimaticky citlivých obdobích roku, a zároveň zlepšovat energetickou účinnost.

Na základě provedených výpočtů a analýz ČEPS dále doporučuje:

- Využívat hodnocení zdrojové přiměřenosti jako nedílnou součást strategických rozhodnutí státu, a to nejen v oblasti transformace energetiky.
- Identifikovat rizika a příležitosti vývoje výrobního mixu v souladu s požadavky národní a unijní legislativy s ohledem na základní principy: spolehlivost, dodržení bezpečné a technicky proveditelné míry importu, náklady, realizovatelnost včetně rizik, emise CO<sub>2</sub>.
- V souladu s metodikami ENTSO-E a ACER pravidelně aktualizovat hodnoty VOLL a normy spolehlivosti vzhledem k velké volatilitě energetického trhu.
- Koordinovat strategii pro elektroenergetiku s energetickou strategií ČR a ostatních členských zemí EU.
- Zajistit řízený přechod od uhelné k nízkoemisní energetice.
- Zohlednit, že v dlouhodobém horizontu se Česká republika neobejde bez výstavby dalších nových jaderných zdrojů.
- Zajistit dodatečný instalovaný výkon (nad rámec uvažované výstavby nových jaderných zdrojů) potřebný k dodržení normy spolehlivosti, jejíž překročení by ohrozilo spolehlivost dodávek elektřiny koncovým uživatelům. Tato potřeba může v případě nepříznivých klimatických podmínek nastat již v roce 2030.
- Navrhnout systematická a předvídatelná opatření pro další bezpečnou integraci intermitentních zdrojů v soustavě (např. akumulace, dostatečná transformační a přenosová kapacita).
- Podporovat nákladově efektivní opatření zaměřená na úspory spotřeby elektrické energie.
- Za účelem zabezpečení potřebného objemu SVR technicky zajistit využití přeshraničního sdílení SVR v souladu s ustanoveními uvedenými v legislativě EU.
- Pravidelně aktualizovat investiční plán ČEPS s cílem dalšího rozvoje přeshraničních kapacit pro zajištění přeshraničních výměn elektrické energie.

- Zajistit zavádění nových nástrojů pro řízení ES ČR v oblasti flexibility, DSR, decentrálních zdrojů, komunitní energetiky a digitalizace (mimo jiné formou EDC).
- V rámci cenové regulace a tarifikace plně zohlednit investiční i provozní náklady související s rozvojem a obnovou sítí, zvláště s ohledem na nové trendy v elektroenergetice a zákonné povinnosti provozovatelů soustav.

## 10 Přílohy

## 10.1 SEZNAM ZKRATEK

<b>ACER</b>	Agency for the Cooperation of Energy Regulators; Agentura pro spolupráci energetických regulačních orgánů	<b>ENTSOG</b>	European Network of Transmission System Operators for Gas; Evropská síť provozovatelů přepravních soustav pro plyn
<b>ADSEND</b>	Automatizovaný digitalizovaný sběr energetických dat	<b>ERAA</b>	European Resource Adequacy Assessment; Evropské hodnocení zdrojové přiměřenosti
<b>aFRR</b>	Automatic Frequency Restoration Reserve; Zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s automatickou aktivací	<b>ERÚ</b>	Energetický regulační úřad ČR
<b>ASEK</b>	Aktualizace státní energetické koncepce	<b>ES</b>	Elektrizační soustava
<b>B2B</b>	Business-to-business; Segment velkoobchodu	<b>EU</b>	European Union; Evropská unie
<b>B2C</b>	Business-to-customer; Segment maloobchodu	<b>EU ETS</b>	EU Emissions Trading System; Systém pro obchodování s emisními povolenkami v EU
<b>BEV</b>	Battery Electric Vehicles; Bateriová elektrická vozidla	<b>EV</b>	Electric Vehicles; Elektrická vozidla
<b>BPS</b>	Bioplynové stanice	<b>EVA</b>	Economic Viability Assessment; Posouzení ekonomické životaschopnosti
<b>CAPEX</b>	Capital Expenditure; Kapitálové náklady	<b>FBMC</b>	Flow-based Market Coupling; Modelování přeshraničního obchodu pomocí metody toků
<b>CCGT</b>	Combined Cycle Gas Turbine; Plynová turbína s kombinovaným cyklem	<b>FCR</b>	Frequency Containment Reserve; Automatická regulace frekvence
<b>CCS</b>	Carbon Capture and Storage; Zachytávání a ukládání oxidu uhličitého	<b>FRR</b>	Frequency Restoration Reserve; Zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy
<b>CFD</b>	Contract for Difference; Rozdílový kontrakt	<b>FVE</b>	Fotovoltaické elektrárny
<b>CO<sub>2</sub></b>	Oxid uhličitý	<b>HDP</b>	Hrubý domácí produkt
<b>CONE</b>	Cost of New Entry; Náklady na vstup nového zdroje na trh	<b>HU</b>	Hnědé uhlí
<b>ČEPS</b>	Provozovatel přenosové soustavy ČEPS, a.s.	<b>ICE</b>	Internal Combustion Engine; Motor s vnitřním spalováním
<b>ČR</b>	Česká republika	<b>IEA</b>	International Energy Agency; Mezinárodní energetická agentura
<b>ČSÚ</b>	Český statistický úřad	<b>IPCEI</b>	Important Projects of Common European Interest; Významné projekty společného evropského zájmu
<b>CZ</b>	Česká republika	<b>IRENA</b>	International Renewable Energy Agency; Mezinárodní agentura pro obnovitelnou energii
<b>CZT</b>	Centrální zásobování teplem	<b>JE</b>	Jaderné elektrárny
<b>DFT</b>	Demand Forecasting Toolbox; Nástroj pro predikci spotřeby	<b>KVET</b>	Kombinovaná výroba elektřiny a tepla
<b>DS</b>	Distribuční soustava	<b>LOLE</b>	Loss of Load Expectation; Předpokládaná ztráta zatížení
<b>DSR</b>	Demand Side Response; Odezva strany poptávky	<b>LOLE<sub>NS</sub></b>	Norma spolehlivosti LOLE
<b>EDC</b>	Elektroenergetické datové centrum	<b>LOLE<sub>thr</sub></b>	Loss of Load Expectation Threshold; Prahová hodnota LOLE
<b>EED</b>	Energy Efficiency Directive; Směrnice o energetické účinnosti	<b>LUEV</b>	Light Utility Electric Vehicles; Lehká užitková elektrická vozidla
<b>EEN</b>	Elektroenergetická náročnost	<b>LUPHEV</b>	Light Utility Plug-in Hybrid Electric Vehicles; Lehká užitková plug-in hybridní elektrická vozidla
<b>EENS</b>	Expected Energy Not Served; Odhad nedodané elektřiny		
<b>EK</b>	Evropská komise		
<b>EM</b>	Elektromobilita		
<b>ENTSO-E</b>	European Network of Transmission System Operators for Electricity; Evropská síť provozovatelů přenosových soustav pro elektřinu		



<b>LUV</b>	Light Utility Vehicles; Lehká užitková vozidla	<b>TSO</b>	Transmission System Operator; Provozovatel přenosové soustavy;
<b>MAF CZ</b>	Mid-term Adequacy Forecast; Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR	<b>TYNDP</b>	Ten-Year Network Development Plan; Desetiletý plán rozvoje sítě
<b>mFRR</b>	Manual Frequency Restoration Reserve; Zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací	<b>VE</b>	Vodní elektrárny
<b>MO</b>	Maloodběr elektrické energie	<b>vn</b>	Vysoké napětí
<b>MPO</b>	Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR	<b>VO</b>	Velkoodběr elektrické energie
<b>MVE</b>	Malé vodní elektrárny	<b>VOLL</b>	Value of Lost Load; Hodnota nepokrytého zatížení
<b>NDP</b>	Národní desetiletý plán	<b>VTE</b>	Větrné elektrárny
<b>NEKP</b>	Národní energeticko-klimatický plán	<b>WTA</b>	Willingness to Accept; Kompenzace, kterou jsou spotřebitelé ochotni přijmout za nedodávku elektřiny
<b>NET4GAS</b>	Provozovatel soustavy pro přepravu zemního plynu NET4GAS, s.r.o.	<b>WTP</b>	Willingness to Pay; Cena, kterou jsou spotřebitelé ochotni zaplatit za vyhnutí se nedodávce elektřiny
<b>nn</b>	Nízké napětí		
<b>NTC</b>	Net Transfer Capacity; Čistá přenosová kapacita		
<b>OA</b>	Osobní automobily		
<b>OCGT</b>	Open Cycle Gas Turbine; Plynová turbína s otevřeným cyklem		
<b>ODDR</b>	Očekávaná dlouhodobá rovnováha		
<b>OZE</b>	Obnovitelné zdroje energie		
<b>PECD</b>	Pan-European Climate Database; Panevropská klimatická databáze		
<b>PEMMDB</b>	Pan-European Market Modelling Database; Panevropská databáze pro modelování trhů		
<b>PHEV</b>	Plug-in Hybrid Electric Vehicle; Plug-in hybridní elektrická vozidla		
<b>POK</b>	Politika ochrany klimatu v ČR		
<b>PpS</b>	Podpůrné služby		
<b>PPS</b>	Provozovatel přenosové soustavy		
<b>PS</b>	Přenosová soustava		
<b>PVE</b>	Přečerpávací vodní elektrárny		
<b>RDF</b>	Refuse Derived Fuel; Palivo vzniklé tříděním tuhého odpadu		
<b>RDS</b>	Regionální provozovatelé distribučních soustav		
<b>RED</b>	Renewable Energy Directive; Směrnice o obnovitelných zdrojích		
<b>RES</b>	Renewable Energy Sources; Obnovitelné zdroje energie		
<b>SCOP</b>	Seasonal Coefficient of Performance; Sezónní topný faktor		
<b>SEK</b>	Státní energetická koncepce		
<b>SMR</b>	Small Modular Reactor; Malý modulární reaktor		
<b>SO GL</b>	System Operation Guideline; Rámcový pokyn pro provoz elektroenergetických přenosových soustav		
<b>SOZER</b>	Studie OZE a regulační soustavy		
<b>SVR</b>	Služby výkonové rovnováhy		
<b>TAP</b>	Tuhá alternativní paliva		
<b>TČ</b>	Tepelná čerpadla		
<b>TKO</b>	Tuhý komunální odpad		
<b>TNS</b>	Tuzemská netto spotřeba		

## 10.2 SEZNAM OBRÁZKŮ

Obr. 2.1	Výsledky ERAA ve scénáři A: Hodnoty LOLE v roce 2030	17
Obr. 2.2	Výsledky ERAA ve scénáři B: Hodnoty LOLE v roce 2030	19
Obr. 2.3	a) Hodnota VOLL pro jednotlivé sektory ekonomiky, b) výpočet hodnoty výsledného VOLL pro ČR	20
Obr. 2.4	Přehled scénářů a využívaných predikcí	24
Obr. 3.1	Netto instalovaný výkon ke konci roku 2023 a netto výroba elektrické energie za rok 2023 v ČR. Zdroj: ERÚ	27
Obr. 3.2	Historický vývoj netto výroby elektřiny podle kategorií zdrojů. Zdroj: ERÚ	28
Obr. 3.3	Predikce instalovaného výkonu uhelných zdrojů do roku 2040	29
Obr. 3.4	Predikce instalovaného výkonu plynových zdrojů do roku 2040	30
Obr. 3.5	Predikce netto instalovaného výkonu jaderných zdrojů po jednotlivých lokalitách	31
Obr. 3.6	Predikce netto instalovaného výkonu jednotlivých kategorií vodních elektráren	32
Obr. 3.7	Predikce instalovaného výkonu FVE	33
Obr. 3.8	Predikce instalovaného výkonu VTE	34
Obr. 3.9	Počet provozoven a brutto instalovaný výkon pro bioplyn a další plyny. Stav ke konci roku 2023. Zdroj: ERÚ	35
Obr. 3.10	Predikce netto instalovaného výkonu bioplynových stanic	36
Obr. 3.11	Predikce netto instalovaného výkonu zdrojů spalujících biomasu	37
Obr. 3.12	Predikce netto instalovaného výkonu zdrojů spalujících tuhý komunální odpad (TKO) a tuhá alternativní paliva (TAP, RDF)	38
Obr. 3.13	Predikce instalovaného výkonu bateriové akumulace	39
Obr. 3.14	Predikce instalované kapacity bateriové akumulace	40
Obr. 3.15	Energetická bilance výroby vodíku z elektrolyzérů	41
Obr. 3.16	Predikce instalovaného příkonu elektrolyzérů	42
Obr. 3.17	Predikce vývoje instalovaného výkonu palivových článků	43
Obr. 3.18	Predikce rozvoje explicitního DSR pro Progresivní scénář (bez zahrnutí potenciálu alokovaného na SVR)	44
Obr. 3.19	Predikce ročního objemu energie dostupné v rámci implicitní DSR pro Progresivní scénář	45
Obr. 4.1	Predikce roční netto spotřeby ČR včetně ztrát v sítích	46
Obr. 4.2	Konzervativní predikce netto spotřeby ČR včetně ztrát v sítích	48
Obr. 4.3	Konzervativní predikce vývoje elektromobility	49
Obr. 4.4	Konzervativní predikce vývoje tepelných čerpadel	49
Obr. 4.5	Konzervativní predikce vývoje prosumerů	50
Obr. 4.6	Progresivní predikce netto spotřeby ČR včetně ztrát v sítích	51
Obr. 4.7	Progresivní predikce vývoje elektromobility	52
Obr. 4.8	Progresivní predikce vývoje tepelných čerpadel	53
Obr. 4.9	Progresivní predikce vývoje prosumerů	53
Obr. 5.1	Skladba služeb výkonové rovnováhy včetně DSR alokovaného na SVR v rozmezí let 2025–2040	55
Obr. 6.1	Netto instalovaný výkon v Respondentním scénáři pro jednotlivé časové řezy a kategorie zdrojů	58
Obr. 6.2	Roční bilance energie v Respondentním scénáři pro jednotlivé časové řezy a kategorie zdrojů	59
Obr. 6.3	Roční využití jednotlivých kategorií zdrojů v Respondentním scénáři	60
Obr. 6.4	Saldo studovaných evropských zemí v roce 2030 pro Respondentní scénář	61
Obr. 6.5	Saldo studovaných evropských zemí v roce 2040 pro Respondentní scénář	62
Obr. 6.6	Netto instalovaný výkon v Progresivním scénáři pro jednotlivé časové řezy a kategorie zdrojů	64
Obr. 6.7	Roční bilance energie v Progresivním scénáři pro jednotlivé časové řezy a kategorie zdrojů	65
Obr. 6.8	Roční využití jednotlivých kategorií zdrojů v Progresivním scénáři	66
Obr. 6.9	Saldo studovaných evropských zemí v roce 2030 pro Progresivní scénář	67
Obr. 6.10	Saldo studovaných evropských zemí v roce 2040 pro Progresivní scénář	68
Obr. 7.1	Odhad spotřeby hnědého uhlí pro výrobu elektřiny pro jednotlivé scénáře a cílové roky	72
Obr. 7.2	Odhad spotřeby černého uhlí pro výrobu elektřiny pro jednotlivé scénáře a cílové roky	72
Obr. 7.3	Odhad spotřeby zemního plynu pro výrobu elektřiny pro jednotlivé scénáře a cílové roky	73
Obr. 7.4	Odhad spotřeby biomasy pro jednotlivé scénáře a cílové roky	74

Obr. 7.5	Odhad spotřeby bioplynu pro jednotlivé scénáře a cílové roky . . . . .	75
Obr. 7.6	Odhad spotřeby tuhého komunálního a průmyslového odpadu pro jednotlivé roky . . . . .	76
Obr. 7.7	Odhad spotřeby ostatních tuhých a kapalných paliv pro jednotlivé scénáře a cílové roky . . . . .	77
Obr. 7.8	Odhad spotřeby ostatních plyných paliv pro jednotlivé scénáře a cílové roky . . . . .	77
Obr. 7.9	Emise CO <sub>2</sub> v megatunách z tuzemské výroby elektřiny pro jednotlivé cílové roky . . . . .	78
Obr. 7.10	Vývoj kumulovaných emisí CO <sub>2</sub> z tuzemské výroby elektřiny v období 2025-2040 . . . . .	79
Obr. 7.11	Emisní intenzita scénářů CO <sub>2</sub> v ČR pro cílové roky . . . . .	79
Obr. 7.12	Heatmapa českých day-ahead cen v roce 2023 . . . . .	81
Obr. 7.13	Heatmapy simulovaných day-ahead cen v Respondentním scénáři . . . . .	82
Obr. 7.14	Heatmapy simulovaných day-ahead cen v Progresivním scénáři . . . . .	83
Obr. 7.15	Roční česko-německý spread – skutečně realizovaný spread v roce 2023 a simulovaný spread v obou scénářích . . . . .	85
Obr. 7.16	Měsíční česko-německý spread v Respondentním scénáři . . . . .	86
Obr. 7.17	Měsíční česko-německý spread v Progresivním scénáři . . . . .	86
Obr. 7.18	Heatmapy salda ČR v Respondentním scénáři . . . . .	89
Obr. 7.19	Heatmapy salda ČR v Progresivním scénáři . . . . .	90
Obr. 7.20	Stanovení nevyužitého výkonu pro určení ekonomického importu . . . . .	92
Obr. 7.21	Průběh ekonomického a bilančního importu pro rok 2030 v Respondentním scénáři . . . . .	93
Obr. 7.22	Průběh ekonomického a bilančního importu pro rok 2035 v Respondentním scénáři . . . . .	93
Obr. 7.23	Průběh ekonomického a bilančního importu pro rok 2030 v Progresivním scénáři . . . . .	94
Obr. 7.24	Průběh ekonomického a bilančního importu pro rok 2035 v Progresivním scénáři . . . . .	94
Obr. 7.25	Přehled ekonomického a bilančního importu a hrubého exportu pro oba scénáře . . . . .	95
Obr. 8.1	Indikativní predikce aktivovaných investic regulovaných subjektů (ČEPS, ČEZ Distribuce, EG.D, PREdistribuce) . . . . .	97

### 10.3 SEZNAM TABULEK

Tab. 2.1	Přehled prahových hodnot LOLE <sub>thr</sub> pro jednotlivé typy technologií . . . . .	21
Tab. 2.2	Aktuální energeticko-klimatické cíle po přijetí změn v souvislosti s REPowerEU . . . . .	23
Tab. 6.1	Ukazatele zdrojové přiměřenosti v Respondentním scénáři pro jednotlivé časové řezy . . . . .	58
Tab. 6.2	Ukazatele zdrojové přiměřenosti a saldo importu v Respondentním scénáři pro jednotlivé časové řezy – citlivostní analýza . . . . .	60
Tab. 6.3	Ukazatele zdrojové přiměřenosti v Progresivním scénáři pro jednotlivé časové řezy . . . . .	65
Tab. 6.4	Ukazatele zdrojové přiměřenosti a saldo importu v Progresivním scénáři pro jednotlivé časové řezy – citlivostní analýza . . . . .	69
Tab. 7.1	Hodnoty ukazatelů LOLE a EENS pro oba scénáře a citlivostní analýzu provedenou na klimatickém roce 1985 . . . . .	70
Tab. 7.2	Instalovaný výkon pro dozdrojování na normu spolehlivosti . . . . .	71
Tab. 7.3	Předpokládaný deficit biomasy v jednotlivých scénářích . . . . .	74
Tab. 7.4	Objem zemního plynu potřebného k nahrazení deficitu biomasy . . . . .	75
Tab. 7.5	Přehled cenového vývoje scénářů (uvedeno v aktuálních cenách, bez zohlednění inflace) . . . . .	84
Tab. 8.1	Predikce aktivovaných investic . . . . .	96
Tab. 8.2	Vývoj investic do nové energetiky . . . . .	97

## 10.4 EXECUTIVE SUMMARY

Every year, ČEPS prepares the National Resource Adequacy Assessment (also known as MAF CZ) which outlines possible trajectories for the development of the Czech electricity sector across various scenarios. The primary objective of this assessment is to identify resource adequacy risks and their underlying causes, thereby providing essential information for decision-making in the development of the resource mix and the direction of the Czech power sector. The analysis is conducted in accordance with Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council on the internal market for electricity, with ČEPS adhering to the relevant ENTSO-E methodologies for conducting simulations and interpreting the results.

Regulation 2019/943 mandates that Transmission System Operators (TSOs) in the EU participate in the annual preparation of the European Resource Adequacy Assessment (ERAA), published by ENTSO-E. This regulation requires producers and other market participants (e.g. traders, customers, market operators etc.) to provide TSOs with data on the expected utilisation of power generation units, considering the availability of primary energy resources and appropriate demand and supply scenarios. Data collection is coordinated with other sectors (ENTSOG) and the data obtained from TSOs, along with assumptions set by ENTSO-E, are used in simulations of the Central Reference Scenarios. The national assessment is based on the data used for ERAA calculations and both assessments are interconnected through the Central Reference Scenario that must be included in both documents.

ČEPS conducts analyses in line with the currently valid methodologies developed by ENTSO-E and approved by ACER, particularly the “Methodology for the European Resource Adequacy Assessment”. In its forecasts, ČEPS adheres to the approved strategic documents, valid legislation, and the climate-energy commitments of the Czech Republic at the EU level while also taking into account trends and developments within the Czech energy sector and economy.

The annual survey on production capacities in the Czech Republic, conducted by ČEPS, serves as a key source of information for MAF CZ. All thermal and hydroelectric power plants with an installed capacity of at least 10 MWe participate in this data collection and operators provide production plans up to 2050. Predictions for the development of smaller and renewable sources (solar, wind, biogas plants), battery storage, fuel cells, Demand Side Response (DSR), electrolyzers, and electricity consumption are based on expert studies. Data on the development of the electricity sector in other European countries are derived from ERAA, adjusted by the Economic Viability Assessment (EVA) model results.

Plexos software is used to calculate the optimal economic deployment of resources (known as Unit Commitment – Economic Dispatch). Simulations incorporate random outages, planned generator shutdowns, and weather variability based on data from ENTSO-E and the Pan-European Climate Database (PECD). Cross-border electricity transmission is modelled using the Flow-based Market Coupling (FBMC) method. The Net Transfer Capacity (NTC) method is employed for the target year 2040 due to data availability constraints.

Results are presented from two perspectives: firstly, as averages over three typical climate years (1995, 2008, 2009), and secondly, as a sensitivity analysis based on simulation results of the climate year 1985, characterised by low temperatures and reduced wind strength. These results encompass the four modelled target years 2025, 2030, 2035, and 2040. The key metrics monitored include the Loss of Load Expectation (LOLE) and the Expected Energy Not Served (EENS), which indicate resource adequacy over the observed horizon. In addition, for the simulation results, we observe the volume of electricity produced by various resource categories, the magnitude of imports or exports, electricity prices, fuel consumption, and the produced emissions.

For interpreting results and assessing the resource adequacy of the electricity system, the reliability standard  $LOLE_{rs}$  is crucial. According to the current methodology “Methodology for Calculating the Value of Lost Load, the Cost of New Entry, and the Reliability Standard” the reliability standard is determined based on the economic parameters VOLL (Value of Lost Load) and CONE (Cost of New Entry). It indicates the maximum acceptable number of hours of electricity non-delivery per year (LOLE), beyond which supply reliability is at risk. Values of these parameters are essential for quantifying the economic risk associated with resource shortages and the planning of new investments. Current legislation mandates their update at least once every five years or more frequently in the event of significant changes in the energy sector. In 2023, due to rising energy prices, the values of VOLL, CONE, and the reliability standard were updated two years after the last update. The new reliability standard was set at 6.7 hours per year.

The MAF CZ 2023 contains two scenarios – Respondent and Progressive. Although these scenarios propose different trajectories for the possible development of the Czech electricity sector by 2040, they share several assumptions. Both scenarios use the same dataset on the electricity mix of other European countries from ERAA, including installed generation capacities as well as information on electricity consumption, transmission capacities, and planned outages. Both scenarios also share the same modelling approach for balancing reserves, with these reserves allocated to individual thermal and hydro power plants. The gradual development of cross-border sharing of balancing reserves and Demand Side Response is also considered. Both scenarios assume the same development of hydro and nuclear resources. They account for a new pumped-storage power plant at the Orlik-Kamýk Hydroelectric Power Station and the commissioning of two nuclear units at the Dukovany Power Plant based on the recent results of the nuclear tender, and the construction of a small modular reactor.



Overview of electricity consumption incl. electrification, installed capacities, and electricity production of individual categories in the Respondent scenario in the target years 2030 and 2040



**The Respondent scenario** provides an outlook on the development of the Czech electricity mix based on annual data collection, which includes operators of units with an installed capacity of 10 MWe or more. This scenario assumes a gradual phase-out of coal, with most coal-fired power plants becoming uneconomical by 2030 due to high emission allowance prices, lack of financial support, and other factors. Beyond this horizon, coal combustion is expected to be limited to smaller heating plants and captive power plants. Coal power plants are expected to gradually transform to natural gas or biomass, while the installed capacity of photovoltaic, wind, and other renewable energy sources is anticipated to slowly increase. The scenario expects that electricity consumption will slightly increase, driven by a moderate level of electrification and the gradual recovery of the Czech economy from the recession.

Simulation results show that the Respondent scenario remains resource-adequate until 2030. However, by 2035, the LOLE value reaches 10.3 hours, signalling resource inadequacy. In 2040, the number of LOLE hours decreases to 7 hours thanks to the commissioning of new nuclear units, but the reliability standard is still exceeded. The net balance of the Czech Republic is still dominated by export in 2025. Nevertheless, the volume of imported energy gradually increases, peaking in 2035 when up to 18.2 % of domestic consumption is imported, representing approximately 14 TWh. The situation slightly improves in 2040, but imports remain significant.




#### Results of the Respondent Scenario (positive values refer to import)

	2025	2030	2035	2040
 LOLE	0 h	0 h	10.3 h	7 h
 EENS	0 GWh	0 GWh	27.2 GWh	10.6 GWh
 Exchange Balance	-2 073 GWh	11 217 GWh	14 018 GWh	7 009 GWh

**The Progressive scenario** assumes a complete phase-out of coal and the conversion of heating plants and captive power plants predominantly to natural gas by the end of 2030. Compared to the Respondent scenario, this scenario considers a higher installed capacity of renewable energy sources, especially photovoltaic and wind power plants, alongside more extensive electrification of transport, industry, and heating. Electricity consumption increases due to more favourable socio-economic development and accelerated electrification.

Simulation results indicate that after 2035, resource adequacy issues arise, with LOLE reaching 8.7 hours and further increasing to 13.7 hours by 2040. Thus, the Progressive scenario is resource-inadequate in both 2035 and 2040. As in the Respondent scenario, the net export position of the Czech Republic changes to an import position after 2025. In 2030 and 2035, the share of the import on electricity consumption exceeds 20 %. Despite the completion of new nuclear units, imports in 2040 are doubled compared to the Respondent scenario due to the need to meet the growing demand for electricity. Electricity imports after 2030 exceed 15 TWh annually.

#### Results of the Progressive Scenario (positive values refer to import)

	2025	2030	2035	2040
 LOLE	0 h	2 h	8.7 h	13.7 h
 EENS	0 GWh	1 GWh	16.3 GWh	25 GWh
 Exchange Balance	-440 GWh	14 992 GWh	18 721 GWh	15 177 GWh

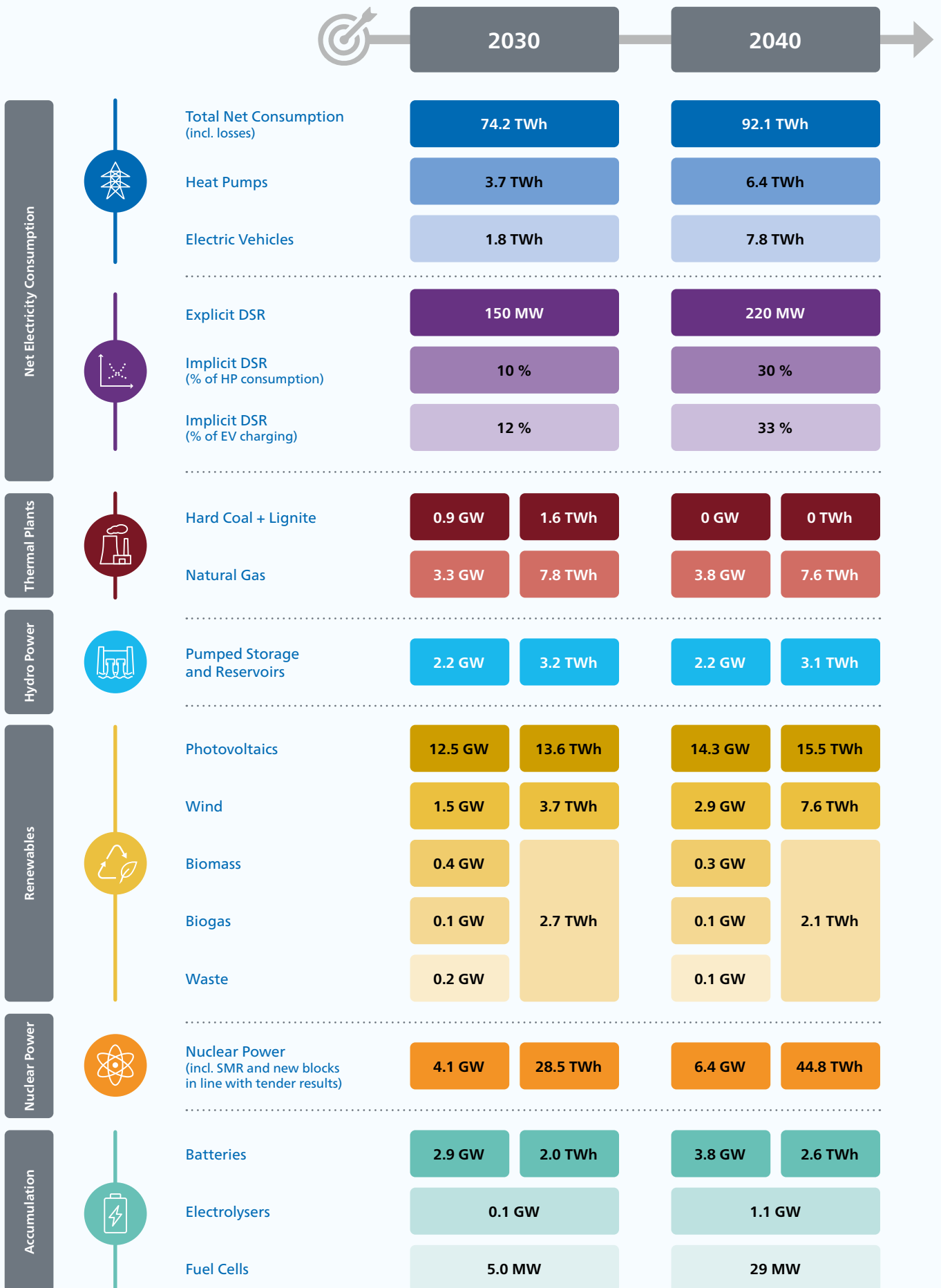
Sensitivity analysis performed on extreme weather conditions shows a significant deterioration in resource adequacy in both scenarios. In the Respondent scenario, LOLE exceeds the reliability standard as early as 2030, with the expected number of hours of unmet load (thus demand) increasing to 14 hours/year, peaking at 65 hours/year in 2035, and decreasing to 32 hours/year in 2040. In the Progressive scenario, LOLE increases to 41 hours by 2030 due to adverse weather conditions, gradually rising to 74 hours in 2040.

According to the results of both the Respondent and Progressive scenarios, the Czech Republic will transition from a net exporter to an importer of electricity after 2025, with increasing pressure on the import transmission capacities of the Czech Republic towards the end of the observed horizon. Significant electricity surpluses are expected mainly in France and Germany. It remains uncertain whether these surpluses will be used for hydrogen production for local industries or will be available for export to other countries. Simulations conducted within MAF CZ 2023 are based on data collected by ENTSO-E in early 2023. As a result, the data do not reflect recent changes and updates. For instance, the German *Kraftwerksstrategie*, which indicates significantly lower development of gas plants than the original survey suggests, may lead to less energy being available for export.

The aforementioned risks, combined with the phase-out of coal-fired electricity production and the need for flexible sources to balance the expanding portfolio of renewable energy sources, necessitate the deployment of new capacity in the Czech electricity system to meet the reliability standard. The indicated need for newly installed capacity is approximately 1,600 – 1,900 MW by 2035 under normal climatic conditions.



Overview of electricity consumption incl. electrification, installed capacities, and electricity production of individual categories in the Progressive scenario in the target years 2030 and 2040



This Resource Adequacy Assessment also includes an analysis of electricity imports, distinguishing between economic and balancing imports. In the case of the Czech Republic, its electricity imports are primarily driven by economic factors, meaning that importing electricity from abroad is more cost-effective than generating it domestically with high operating costs. When the installed capacities in the Czech Republic are insufficient to cover the demand, balancing imports become necessary, reflecting import dependency. In both scenarios, the total balancing import does not exceed 9 TWh, aligning with the Updated State Energy Policy. However, immediate balancing imports can spike, especially in winter months, necessitating not only support for domestic generation but also the development of network capabilities.

The cumulative carbon dioxide emissions for the period 2025 to 2040 will slightly exceed 100 megatons in both scenarios. Emissions in the Respondent and Progressive scenarios are at a comparable level of approximately 18.5 Mt in 2025. In 2030, both scenarios show a significant decline in coal-fired power generation capacity, leading to a decrease in annual CO<sub>2</sub> emissions below 5 Mt. The decline continues to a lesser extent in 2035 and 2040, with the electricity sector emitting less than 2.5 Mt of CO<sub>2</sub> annually. Throughout all target years, the Progressive scenario consistently displays lower emissions production than the Respondent scenario. The higher electricity consumption in the Progressive scenario is offset by its significantly lower emission intensity per kWh of electricity produced.

The analysis of day-ahead price development in the Czech Republic reveals two main trends that are expected to intensify over the years. Firstly, during the warmer months (April to September), electricity prices are anticipated to decrease due to heightened production from renewable energy sources and the economic imports of surplus green electricity (especially from Germany). Secondly, the winter months will likely see an increase in electricity price driven by the insufficient availability of flexible generation capacity during periods of low renewable production. Construction of new flexible electricity resources will thus be necessary to mitigate these high price levels during winter peak consumption. Additionally, the development and support of energy efficiency measures will reduce overall consumption and, consequently, the amount of peak price hours.





Zpracoval: Odbor 18320 - Systémové analýzy ES  
Vydáno: říjen 2024

ČEPS, a.s.  
Elektrárenská 774/2  
101 52 Praha 10  
T:+420 211 044 111  
F:+420 211 044 568  
ceps@ceps.cz  
www.ceps.cz  
© ČEPS, a.s., 2024

