

ANALÝZA

„DOPAD KLIMATICKÉHO CÍLE PRO ROK 2040 NA ČESKOU REPUBLIKU A MOŽNOSTI ŘEŠENÍ“



DOPAD KLIMATICKÉHO CÍLE PRO ROK 2040 NA ČESKOU REPUBLIKU A MOŽNOSTI ŘEŠENÍ

září 2025

ZHOTOVITEL

EGÚ Brno, a. s.

OBJEDNATEL

Svaz průmyslu a dopravy

ČÍSLO SMLOUVY

Objednatel: -

EGÚ Brno: 25 138 – 1

NÁZEV

Dopad klimatického cíle pro rok 2040 na Českou republiku a možnosti řešení – studie

ZPRACOVALI

Marian Stárek

Zdeněk Příbyl

Petra Musilová

Michal Macenauer

Michal Kocůrek

a kolektiv EGÚ Brno, a. s.

OBSAH

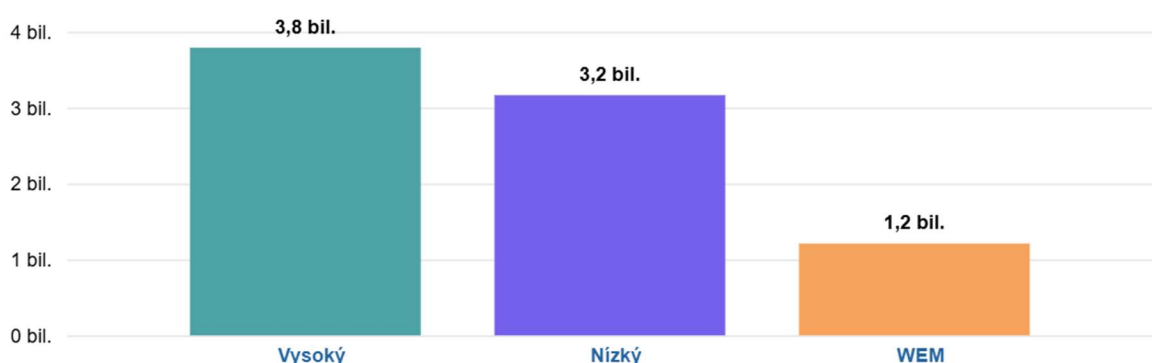
1	Manažerské shrnutí	7
2	Úvod	10
3	Vyhodnocení aktuální situace v energetice a klimatu	12
3.1	Klimaticko-energetická situace	12
3.2	Zdrojová přiměřenost ČR	17
3.3	Strategická role vodíku	23
3.4	Shrnutí aktuální situace v energetice a klimatu	27
4	Zmapování trajektorií pro cíle pro ČR pro rok 2040	29
4.1	Jednotlivé cíle	29
4.2	Dekarbonizační technologie	32
4.3	Technicko-ekonomická charakteristika navrhovaných opatření	45
4.4	Identifikace slabých míst a bariér	48
4.5	Dekarbonizační scénáře	56
5	Posouzení dopadů na průmysl a ekonomiku ČR	72
5.1	Stanovení přímých dopadů do jednotlivých sektorů	72
5.2	Hrubé stanovení celkových nákladů a investic	78
5.3	Srovnání WEM a Vysokého scénáře	84
6	Doporučení pro zachování konkurenceschopnosti českého průmyslu	87
7	Symboly a zkratky	92
8	Použité zdroje	94
9	Přílohy	95

1 MANAŽERSKÉ SHRUTÍ

CÍL -90 % V PRŮMYSLU VYŽADUJE MASIVNÍ ELEKTRIFIKACI, VODÍK A CCS

- Cíl snížení emisí o 90 % vyžaduje výraznou akceleraci dekarbonizace průmyslu. Toto snížení do roku 2040 uvádí průmysl do pozice, kdy místo několika investičních cyklů do postupné dekarbonizace musí být již ta příští investice dekarbonizační v takovém měřítku, aby k cílenému snížení došlo. Taková investice však není z čistě ekonomického pohledu obhajitelná, neboť je velmi pravděpodobné, že výsledný produkt nebude na trhu cenově konkurenceschopný.
- Klíčové dekarbonizační technologie však aktuálně neumožňují rentabilní nasazení v průmyslu. Ekonomika náhrady šedého vodíku pomocí RFNBO je aktuálně hlavní brzdou potřebného rozvoje. Současná investiční realita výrazně zaostává za cíli, které má průmysl v oblasti RFNBO splnit (zatím do roku 2030). Obdobně plánování investic s využitím CCS zatím nenabízí ani předvídatelný, natož fungující a komerčně udržitelný ekosystém celého hodnotového řetězce. Bez výrazných finančních pobídek na straně výroby i spotřeby a zajištění základních podmínek pro fungování trhu s těmito „komoditami“ (RFNBO, CO₂) včetně přepravních sítí a skladování nelze cílů k roku 2040 realisticky dosáhnout.
- V případě odmítnutí snížení emisí o 90 % (Vysoký scénář) nelze z pohledu nákladovosti průmyslu a jeho konkurenceschopnosti akceptovat ani 85 % (Nízký scénář), protože rovněž vyžaduje komerční nasazení technologií, jež se v průmyslovém měřítku dosud nepoužívají, a vynucuje si srovnatelné nepřímé náklady jako Vysoký scénář. Scénář WEM je s ohledem na technicko-ekonomické výsledky studie hraničně realizovatelný, byť pozici průmyslu rovněž velmi negativně ovlivňuje.

Obrázek 1.1 Celkové investiční náklady do roku 2040 ve scénářích (v CZK)



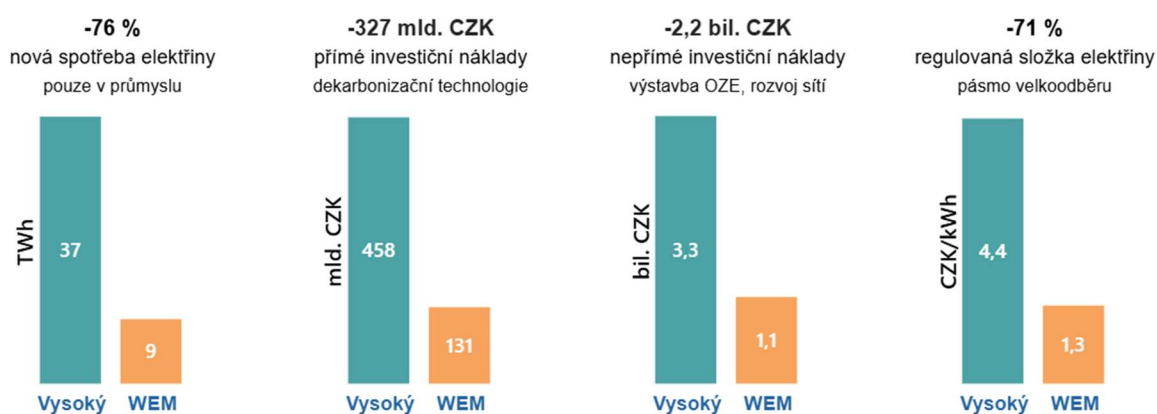
- Riziko dalšího poškození konkurenceschopnosti průmyslu je velmi nerovnoměrně distribuované. Některá odvětví ekonomiky i samotného průmyslu budou postižena méně, typicky energeticky nenáročná odvětví, některá budou postupně vystavena likvidačním požadavkům. Jde především o energeticky vysoce intenzivní obory, jako je chemický

průmysl, keramický a sklářský průmysl, hutnictví a další obory, u nichž je podíl nákladů výroby za pořízení energií ve výši nižších desítek procent.

ROZSÁHLÁ ELEKTRIFIKACE VYŽADUJE OBROVSKÉ INVESTICE DO SÍTÍ A OZE

- Požadovaný rozsah elektrifikace a rozvoj OZE pro 90% dekarbonizaci průmyslu nevyžaduje jen modernizaci sítě ale její faktické zdvojnásobení. K tomu je třeba nejen investic, ale také časový rámec přesahující rok 2040.
- Investice spojené s náhradou dekarbonizačních technologií (elektrické pece, tepelná čerpadla, elektrokotle atd.) by dosáhly sotva čtvrtiny nákladů spojených s výstavbou nových zdrojů elektřiny (0,46 bil. CZK vs. 2,1 bil. CZK). Dekarbonizace průmyslu je v podstatě závislá na rozvoji OZE a síťové infrastruktury, jež vyžadují dohromady 3,3 bil. CZK. Ačkoliv celou sumu investičních nákladů neponese průmysl přímo, část nepřímých nákladů se na něj přenesou v podobě provozních nákladů, např. zvýšením regulovaných cen energií.
- Celková suma investic ve výši 3,8 bil. CZK, tedy více než 250 mld. CZK ročně, výrazně přesahuje aktuální výnosy ze systému EU ETS 1 (cca 40 mld. CZK ročně).
- Samotná elektrifikace průmyslu navyšuje spotřebu elektřiny o přibližně 60 % oproti současnému stavu. Téměř 38 TWh nové bezemisní elektřiny si vyžádá výstavbu přibližně 30 GW nových FVE, 16 GW VTE a rozsáhlou skladovací kapacitu (80 GWh bateriových úložišť) v časovém horizontu 15 let. Taková skladba zdrojů umožňuje pokrýt novou poptávku bezemisní elektřiny v průběhu celého roku nejen v průměru, ale i s ohledem na sezónní a denní výkyvy výroby.

Obrázek 1.2 Nejvýznamnější dopady cílů 2040 ve scénářích

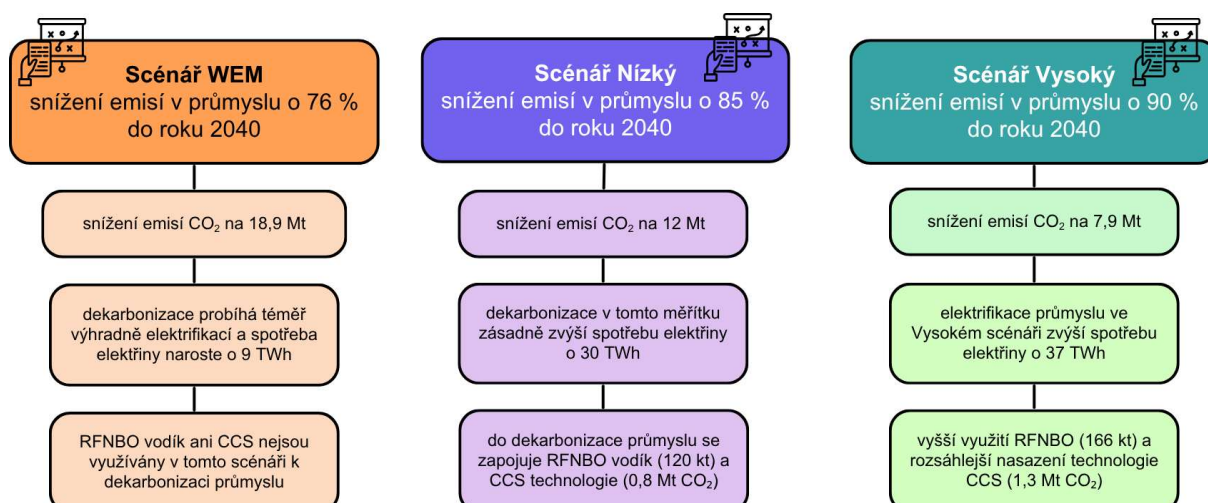


TECHNOLOGICKY NESPLNITELNÝ CÍL V DANÉM ČASOVÉM HORIZONTU

- 90% dekarbonizace je neuskutečnitelná bez rozsáhlého využití bezemisního vodíku (v tuto chvíli zvažován pouze RFNBO) ve výši 166 tis. tun a technologie CCS pro 1,3 mil. tun CO₂.

- Nedostatečná komerční a technická připravenost zmíněných klíčových technologií vyvolává riziko další prudké eskalace nákladů. Zejména zachytávání emisí CO₂ v cementářství a při výrobě vápna se zatím nacházejí jen v pilotních fázích, bez ověřené spolehlivosti ve velkém měřítku. Podobně je na tom také technologie redukce železa pomocí vodíku. Otázka kompletního přechodu na zpracování šrotu a náhrady vysokých pecí obloukovými pecemi v celé EU pak naráží na ekonomickou dostupnost vstupního materiálu.
- Dlouhá projektová příprava a doposud absolutní infrastrukturní nejistota pro technologii CCS. Příprava projektů trvá 10 a více let, chybí kapacita úložišť i sběrná a přepravní síť.
- Extrémně vysoká cena RFNBO, která v současnosti dosahuje přibližně 15 EUR/kg v regionu střední Evropy. RFNBO jako palivo mnohonásobně dražší než šedý vodík či zemní plyn zatím odrazuje budoucí odběratele od dlouhodobých závazků odběru, a tím snižuje možnosti investorů realizovat projekty výroby RFNBO.

Obrázek 1.3 Hlavní výsledky studie – využití klíčových dekarbonizačních technologií¹



- Pokud se má Česko k vytčenému cíli alespoň přiblížit, je nutné urychlit výstavbu bezemisních zdrojů, a především zdrojů flexibility tak, aby spolehlivost sítě neklesala s rostoucím podílem intermitentních OZE. V průmyslu je třeba doplnit finanční nástroje o zrychlené odpisy a stabilnější podporu pro projekty s vysokým CAPEX. Vodíkové nástroje by měly být zacíleny pragmaticky na průmyslové ostrovy a projekty s přímou integrací výroby a spotřeby, případně infrastrukturní projekty umožňující dovoz a distribuci cenově dostupnějšího vodíku.

Kompletní seznam doporučení rozepsaných dle konkrétních opatření a zájmových oblastí se nachází v kapitole 6.

¹ Počáteční stav modelace začíná na hodnotách roku 2021 ve výši **25,26 Mt CO₂**.

2 ÚVOD

Evropská komise v červenci 2025 navrhla ambiciózní cíl snížení emisí skleníkových plynů do roku 2040 o 90 % oproti roku 1990. Tento závazek by zásadně proměnil podmínky fungování energetiky a průmyslu, a to i v České republice. Český průmysl, zejména jeho energeticky náročné sektory, by patřily k nejvíce dotčeným oblastem. Pro dosažení cíle by bylo nutné masivní nasazení dekarbonizačních technologií, jejichž dopady se projeví nejen v růstu investičních a provozních nákladů, ale také ve zvýšených nárocích na dodávky bezemisní energie a přizpůsobení infrastruktury.

Studie si klade za cíl poskytnout Svazu průmyslu a dopravy ucelený odhad těchto dopadů tak, aby bylo možné vyhodnotit realističnost a rizika spojená s takovou mírou dekarbonizace a následně poskytnout státní správě podklady pro rámcovou pozici ČR při jednání o cíli na evropské úrovni. Dokument má současně sloužit jako podklad pro další diskuzi mezi státní správou, průmyslovými podniky a odbornou veřejností o tom, jak nastavit cestu k transformaci české ekonomiky v příštích desetiletích bez újmy pro český průmysl.

Výsledky studie vycházejí z vlastních modelových výpočtů a projekcí, přičemž dokumenty jako ČEPS MAF 2023, Vodíková strategie z roku 2024 či aktualizovaný Národní klimaticko-energetický plán slouží především k posouzení současného stavu a možného budoucího vývoje – tedy k určení, jak si Česká republika stojí v plnění deklarovaných cílů. Analýza z těchto podkladů vychází jen částečně, slouží spíše jako srovnávací rámec než jako bezprostřední zdroj číselných výsledků.

Druhá část práce zkoumá tři možné trajektorie vývoje do roku 2040. Základní scénář (baseline), volně inspirovaný scénářem WEM z NKEP, počítá se snížením emisí o 76 %. Alternativně jsou posuzovány scénáře dosažení 85 % (scénář „Nízký“) a 90 % (scénář „Vysoký“). Každá z nich přináší odlišné požadavky na rozsah transformace a odlišné ekonomické dopady. Do úvah jsou zahrnuty i evropské podcíle, zejména podíl využití RFNBO vodíku nebo specifické požadavky v průmyslové výrobě. Cíle v oblasti dopravy nejsou do hodnocení zahrnovány přímo, pouze nepřímo prostřednictvím dopadů do dekarbonizace rafinérské výroby. Součástí této části je také podrobný popis klíčových dekarbonizačních technologií, které lze v jednotlivých průmyslových odvětvích využít k dosažení požadovaných emisních redukcí.

Třetí analytická část propočítává, jaké finanční a provozní důsledky by měly zvolené trajektorie na český průmysl a jeho konkurenceschopnost. Zvláštní pozornost je věnována energeticky náročným a obtížně dekarbonizovatelným odvětvím – hutnictví, chemickému průmyslu a výrobě nekovových materiálů (cementářství, výroba vápna, sklářský a keramický průmysl). Všechny ostatní obory jsou posuzovány souhrnně v kategorii „ostatní“. Vedle přímých investičních a provozních nákladů se odhalují i nepřímé dopady: nutnost masivního rozvoje obnovitelných zdrojů a akumulace, posílení elektrizační soustavy pro přenos elektřiny do míst spotřeby a přizpůsobení plynárenské infrastruktury pro přepravu vodíku a oxidu uhličitého.

Zásadní překážkou přesné kvantifikace je vysoká míra nejistoty spojená s technologiemi, které zatím nejsou v širokém komerčním provozu a jejichž trh není prověřen dlouhodobým fungováním. Proto je nutné výsledky chápat jako hrubé odhady nákladů a rozsahu potřebných opatření. V tomto smyslu se studie záměrně staví k veřejně deklarovaným ambicím o technologické a ekonomické vyzrálosti použitých technologií spíše obezřetně s cílem ukázat spíše vyšší celkové náklady.

Vyústěním studie je pak soubor doporučení pro nastavení budoucích energeticko-klimatických cílů v České republice. Vychází přitom z nákladové efektivity jednotlivých variant a zdůrazňuje potřebu rovnováhy mezi ambiciózním přístupem k dekarbonizaci a zachováním konkurenceschopnosti českého průmyslu.

3 VYHODNOCENÍ AKTUÁLNÍ SITUACE V ENERGETICE A KLIMATU

Aktuální situaci v energetice a klimatu rámuje tři klíčové strategické dokumenty, které v Česku určují směr postupné dekarbonizace. Prvním východiskem je Národní klimaticko-energetický plán (NKEP). Ten rámuje domácí klimaticko-energetickou situaci, systematicky sdružuje relevantní evropské i národní cíle a indikátory, zasazuje je do kontextu historických dat a nabízí modelové projekce dalšího vývoje. Druhým strategickým dokumentem je MAF 2023, který ukazuje očekávaný budoucí energetický mix, predikuje bilanci spotřeby a výroby a hodnotí přiměřenost zdrojů, vývoj OZE a potřeby investic do elektrizační soustavy. V neposlední řadě je to Vodíková strategie ČR, která slouží jako hlavní strategický dokument zaměřený na vodík, jenž v evropské perspektivě představuje důležitý prvek dekarbonizace.

Záměrem této kapitoly je zhodnotit aktuální situaci a budoucí projekce nejen těchto dokumentů, ale celkové situace v energetice a klimatu, a to především k navrhovanému cíli Evropské unie snížit celkové emise skleníkových plynů o 90 % v roce 2040 oproti roku 1990 s ohledem na realističnost dalšího vývoje.

3.1 KLIMATICKO-ENERGETICKÁ SITUACE

Evropská unie hraje klíčovou roli při formování politik ohledně změny klimatu a dekarbonizace členských států, především skrze sestavování programů, iniciativ a legislativy, která je pro členské státy závazná. Environmentální politika je jednou z nejvíce regulovaných oblastí v rámci Unie. Členské státy tedy implementují evropskou legislativu na národní úrovni, čímž by měla optimálně silnit koherence mezi těmito úrovněmi. Přijímaná evropská politika je implementována a odrážena především v koncepčních dokumentech, jako např. Státní energetická koncepce (SEK), Národní klimaticko-energetický plán (NKEP)² či Politika ochrany klimatu (POK). Aktuální verze SEK a POK jsou již neodpovídající reálné situaci a momentálně se nachází v procesu aktualizace. NKEP prošel aktualizací na konci roku 2024 a jedná se tak o nejaktuálnější a nejrozsáhlejší koncepční dokument zahrnující aktuální situaci v oblasti energetiky a klimatu.

Národní klimaticko-energetický plán vychází z nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2018/1999 o správě energetické unie a pokrývá období 2021-2030 s výhledem do roku 2050. Dokument sjednocuje cíle a politiky Evropské unie v energetice a klimatu a překládá evropské závazky do českého kontextu. Jedná se především o cíle snižování emisí, zvyšování podílu obnovitelných zdrojů energie a zvyšování energetické účinnosti, ale také oblasti energetické bezpečnosti, vnitřního trhu a výzkumu.

² NKEP dostupný z: https://mpo.gov.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/2024/12/Vnitrostatni-plan-Ceske-republiky-v-oblasti-energetiky-a-klimatu-_prosinec-2024_.pdf

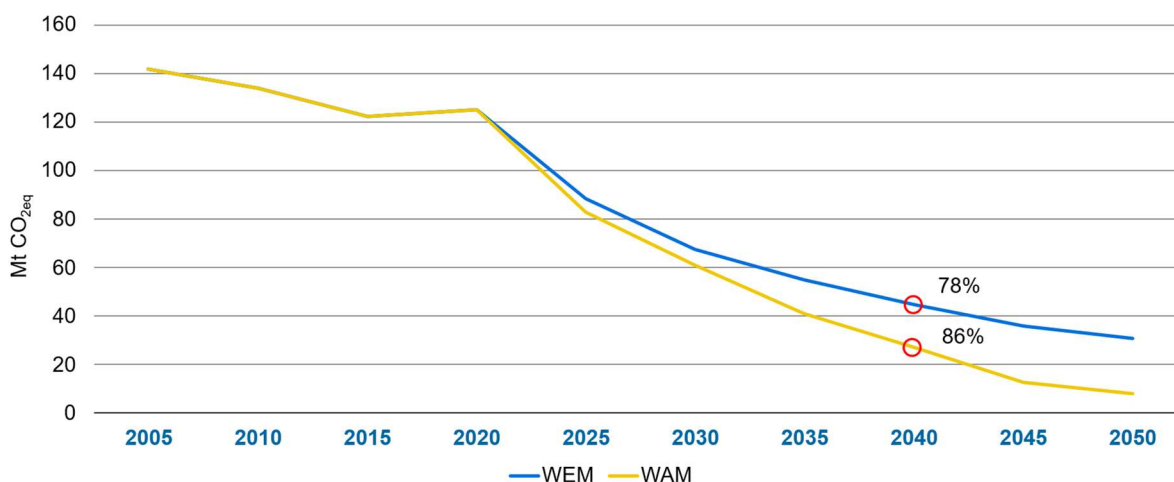
Klimatické politiky a akce Evropské unie, které NKEP reflektuje, jsou obsaženy v několika iniciativách, balících a zákonech nastavujících společný rámec pro všechny země EU. Hlavními dokumenty EU, které určují směřování všech členských států v oblasti ochrany klimatu a energetické transformace, jsou Zelená dohoda pro Evropu (Green Deal), Evropský klimatický zákon a balíček legislativních opatření Fit for 55. Tyto strategie stanovují dlouhodobý cíl dosažení klimatické neutrality do roku 2050, snižování emisí skleníkových plynů (o 55 % do roku 2030 oproti roku 1990), podporu obnovitelných zdrojů, zvyšování energetické účinnosti a přechod k udržitelnému hospodářství. Veškeré relevantní cíle jsou popsány v kapitole 4.1.

Analytická část NKEP představuje modelování vývoje energetického systému a emisí skleníkových plynů. To je založeno na dvou scénářích – WEM a WAM. Scénář WEM (with existing measures) popisuje „svět bez Fit for 55“. **Scénářem WEM z NKEP je inspirován dekarbonizační scénář WEM v této studii, nejde však o doslovné převzetí.**

Scénář WAM (with additional measures) naopak reflektuje cíle a opatření nové regulace – Evropský rámec pro klima, Fit for 55, REPowerEU a další. V roce 2050 je předpokládáno dosažení emisní neutrality, resp. maximální smysluplné modelové přiblížení se emisní neutralitě na úrovni EU.

Ve scénáři WEM se emise oproti roku 1990 snižují o 64 % do roku 2030, o 78 % do roku 2040 a 84 % do roku 2050. Ve scénáři WAM se jedná o snížení o 68 % do roku 2030, o 86 % do roku 2040 a o 96 % do roku 2050. Pro přehled a následné porovnání NKEP jednotlivých států, z nichž některé používají pouze data včetně LULUCF, jsou níže uvedena data vč. LULUCF.

Obrázek 3.1 Projekce emisí skleníkových plynů ČR vč. LULUCF dle NKEP



Níže jsou projekce emisí rozděleny do jednotlivých sektorů pro scénáře WEM a WAM.

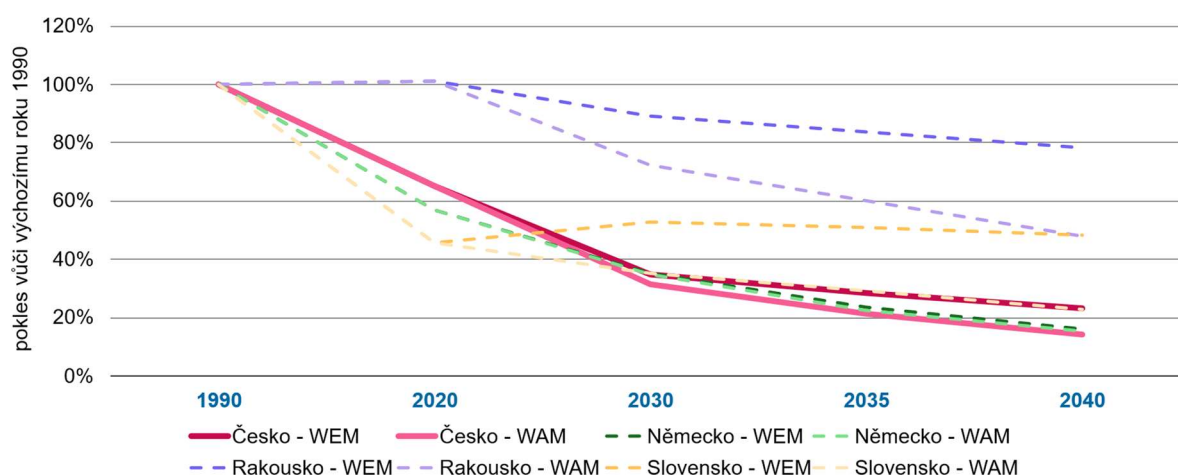
Tabulka 3.1 Projekce emisí skleníkových plynů pro scénář WEM dle NKEP

Mt CO _{2eq}	historické emise				projekce emisí skleníkových plynů					
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
energetika	121,8	113,2	99,5	84,9	64,6	50,9	44,6	36,8	29,8	25,5
průmyslové procesy a využití produktů	14,9	14,9	15,4	14,8	13,5	9,8	5,5	3,4	2,3	2,0
zemědělství	7,8	7,4	8,2	8,4	7,9	7,1	6,6	6,1	5,7	5,2
LULUCF	-8,3	-7,2	-7,0	11,3	-2,4	-3,8	-3,8	-3,2	-2,4	-2,5
odpady	4,4	4,9	5,5	5,7	5,1	3,5	2,1	1,5	0,8	0,5

Tabulka 3.2 Projekce emisí skleníkových plynů pro scénář WAM dle NKEP

Mt CO _{2eq}	historické emise				projekce emisí skleníkových plynů					
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
energetika	121,8	113,2	99,5	84,9	59,2	44,5	31,6	20,2	6,8	3,0
průmyslové procesy a využití produktů	14,9	14,9	15,4	14,8	13,0	9,7	4,6	2,7	2,0	1,7
zemědělství	7,8	7,4	8,2	8,4	7,9	7,1	6,6	6,1	5,7	5,2
LULUCF	-8,3	-7,2	-7,0	11,3	-2,4	-3,8	-3,8	-3,2	-2,4	-2,5
odpady	4,4	4,9	5,5	5,7	5,1	3,5	2,1	1,5	0,8	0,5

Následující graf nabízí srovnání projekcí emisí skleníkových plynů obsažených v Národním klimaticko-energetickém plánu ČR s analogickými plány Německa, Rakouska a Slovenska. Všechny tyto plány obsahují stejně jako plán ČR dva scénáře – WEM a WAM. V porovnání je zahrnuto LULUCF, jelikož některé země ve svých plánech pracují pouze s jeho zahrnutím.

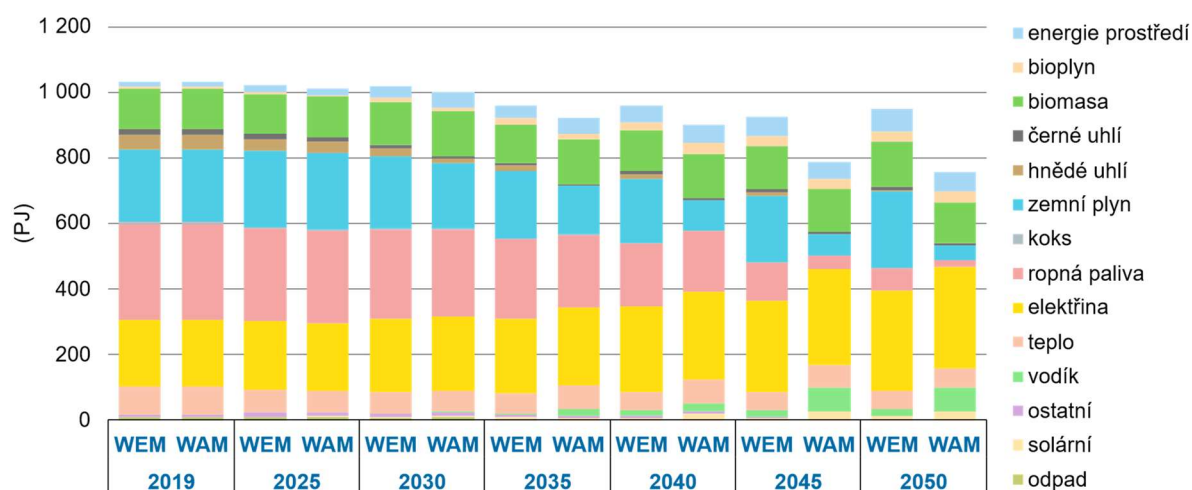
Obrázek 3.2 Porovnání projekcí emisí skleníkových plynů ČR s vybranými státy


Z grafu plyne, že Česká republika pracuje s velmi ambiciózními scénáři. Český scénář WEM dosahuje zhruba stejné úrovně jako slovenský scénář WAM, ambicióznější WEM scénář má pouze Německo, u kterého se předpokládá snížení až o 84 %. Scénář WAM má pak Česko vůbec nejsilnější, o procentní bod před stejným německým scénářem. Těžko si představit další posouvání těchto cílů na hranici snížení emisí o 90 % oproti roku 1990.

Revidovaná směrnice č. 2023/179/EU o energetické účinnosti stanovuje celkové cíle zvýšení energetické účinnosti a snížení spotřeby konečné i primární energie o 11,7 % vůči referenčnímu scénáři PRIMES 2020. Pro ČR to znamená pokles konečné spotřeby z 1 067 PJ (v roce 2021) na 852 PJ v roce 2030. To je cíl, který stanovuje pro Česko zmíněná směrnice, nicméně očekávaný vývoj povede spíše ke konečné spotřebě na úrovni 945 PJ do roku 2030.

Na základě stanovených cílů přináší NKEP modelování vývoje konečné spotřeby energie, které je možné vidět na obrázku níže. V roce 2040 by se měla Česká republika dostat v scénáři WEM na hodnotu kolem 960 PJ, ve scénáři WAM na 900 PJ.

Obrázek 3.3 Výhled vývoje konečné spotřeby energie dle NKEP



Dle dat ČSÚ klesla konečná spotřeba v roce 2023 na hodnotu 951,5 PJ, což představuje oproti roku 2022 snížení o 5,9 %, tj. o 59,4 PJ³. Nejvyšší podíl na konečné spotřebě měly v roce 2023 ropa a ropné produkty, konkrétně 31,3 %. Podíl elektrické a tepelné energie byl 28,7 % a zemního plynu 18,5 %. Obnovitelné zdroje se na konečné spotřebě podílely 14,9 % a tuhá paliva 4,8 %. Oproti roku 2022 se nejvíce zvýšil podíl ropy a ropných výrobků a nejvíce se snížil podíl zemního plynu. V roce 2023 tedy došlo k poklesu konečné spotřeby energie na hodnoty nižší, než odhaduje model NKEP pro scénář WEM 2035 a téměř na hodnotu scénáře WEM 2050. V roce 2022 však činila konečná spotřeba energie zhruba 1 011 PJ a je tedy otázkou, zda se u takto vysokého snížení nejedná o výjimečnou záležitost, či půjde o dlouhodobý trend.

Sektor průmyslu se na konečné spotřebě energie podílel z 26,2 %, z čehož většinu spotřeby tvoří zemní plyn a elektřina. Zemní plyn se na konečné spotřebě energie v průmyslu v roce 2023 podílel z 29,8 % a elektřina z 32,9 %. Ropné produkty se podílejí pouze ze 3,5 % a obnovitelné zdroje a biopaliva z 8,6 %.

³ ČSÚ 2025 dostupné z: <https://csu.gov.cz/produkty/pokles-konecne-spotreby-paliv-a-energie-pokracoval-i-v-roce-2023>

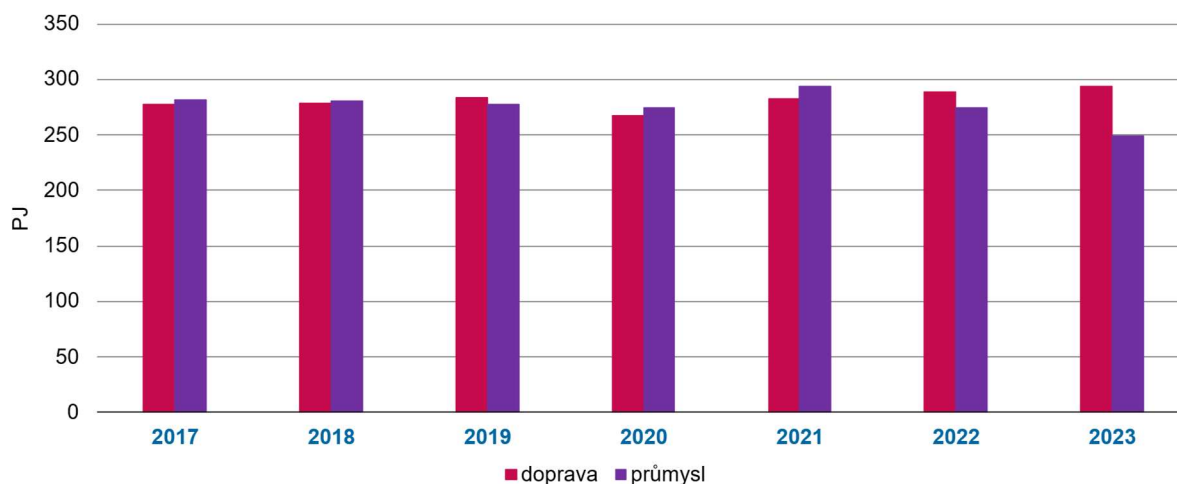
Hlavní motivací pro realizaci energeticky úsporných projektů v průmyslu je snížení provozních nákladů, přičemž hlavní roli hraje státní finanční schéma dle pravidel stanovených CISAF⁴. Významnou roli pro energeticky náročné podniky mají kompenzace nepřímých nákladů, které jsou vypláceny způsobilým energeticky náročným podnikům z příjmů z prodeje emisních povolenek. Podniky získají nárok na kompenzaci pouze tehdy, splní-li alespoň jednu z následujících podmínek:

- provést určitá doporučení energetického auditu ne staršího než 4 roky,
- pokrýt alespoň 30 % své spotřeby elektřiny bezemisními zdroji.

Ačkoliv jsou tímto energeticky náročné podniky do určité míry motivovány k provádění úsporných opatření, existují bariéry, které jim brání v dekarbonizačních snahách. Jedná se zejména o neexistenci zrychlených daňových odpisů, které by zlepšily cash-flow podniků a usnadnily investiční rozhodování. U náročných dekarbonizačních projektů jsou podniky závislé na dotační podpoře, nicméně často nastává situace, kdy poptávka mnohonásobně převyšuje nabídku a řada firem nemůže tyto projekty přes jejich snahu uskutečnit.

Následující graf ukazuje konečnou spotřebu energie v průmyslu a dopravě od roku 2017 do roku 2023. Ačkoliv konečná spotřeba v dopravě roste, pokles v průmyslu dokonce převyšuje ten celkový. Mezi lety 2022 a 2023 došlo k poklesu v průmyslu o 10,1 %.

Obrázek 3.4 Konečná spotřeba energie v průmyslu a dopravě



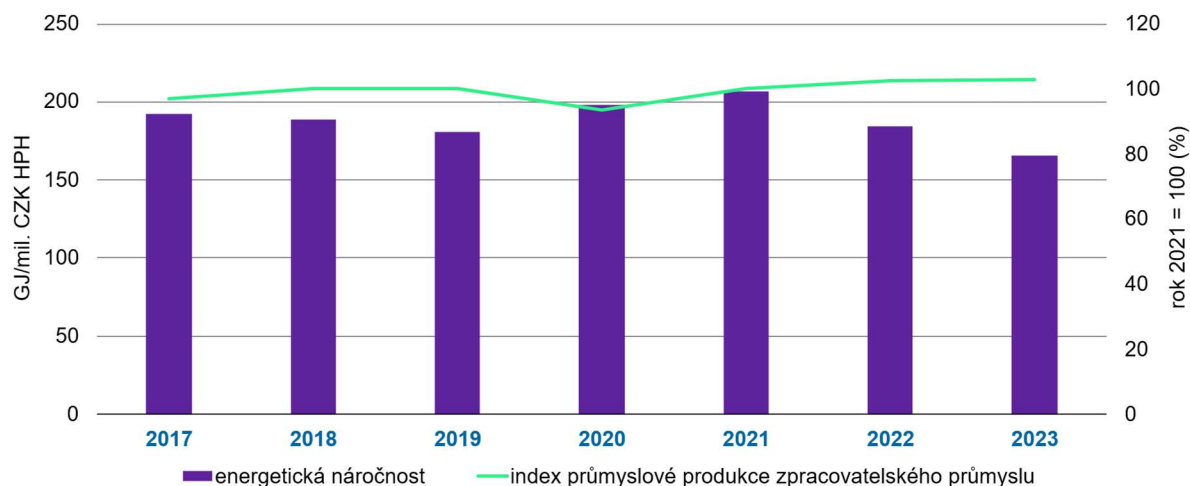
Zdroj: NKEP

Energetická náročnost vyjádřená jako konečná spotřeba energií průmyslu na HPH průmyslu od roku 2021 klesá, přičemž v roce 2023 klesla na hodnoty nižší než v roce 2020. To je dáno výhradně poklesem konečné spotřeby, jelikož HPH průmyslu vykazovala v letech 2022-2023

⁴ Clean Industrial Deal State Aid Framework (CISAF) dostupné z: https://commission.europa.eu/topics/eu-competitiveness/clean-industrial-deal_en

vyšší hodnoty než v roce 2020-2021. To potvrzuje také index průmyslové produkce zpracovatelského průmyslu, který od roku 2020 roste.

Obrázek 3.5 Energetická náročnost a index průmyslové produkce zpracovatelského průmyslu



Zdroj: NKEP

Z výše zobrazených dat lze tedy předpokládat, že se v průmyslu začínají projevovat ve vyšší míře úsporná opatření. Zároveň lze usuzovat, že snížení energetické náročnosti je způsobeno kombinací faktorů. Vedle dlouhodobých snah jde však především o zkušenosti a následky z energetické krize a zvýšené ceny energetických komodit.

3.2 ZDROJOVÁ PŘIMĚŘENOST ČR

Střednědobá studie MAF CZ 2023⁵ – Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040 je pravidelným dokumentem, kterým provozovatel přenosové soustavy ČEPS ověřuje, zda bude česká elektroenergetika v nejbližších dvou dekadách schopna pokrývat spotřebu elektřiny v každé hodině roku. MAF tak slouží jako jakýsi varovný systém, který pomáhá odhalit hrozící nedostatek výrobních či dovozních kapacit.

Pro ČR studie mapuje vývoj instalovaného výkonu všech významných zdrojů, předpokládanou poptávku a možnosti přeshraničního obchodu. Studie pracuje se dvěma scénáři – Respondentní a Progresivní. **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 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

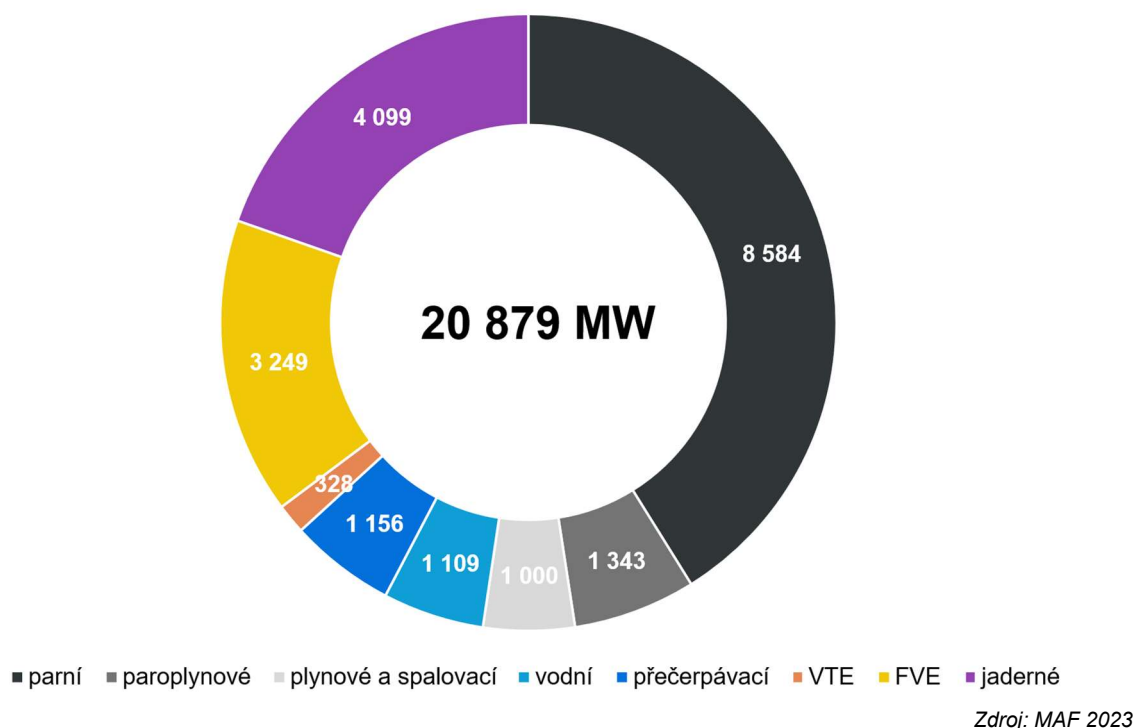
⁵ MAF CZ 2023 dostupný z: <https://www.ceps.cz/cs/novinka/ceps-vydava-maf-cz-2023-analyzuje-zdrojovou-primerenost-do-roku-2040>

spotřeby předpokládá pozvolný návrat ekonomiky z recese a střední míru elektrifikace, což vede k mírnému nárůstu spotřeby elektřiny.

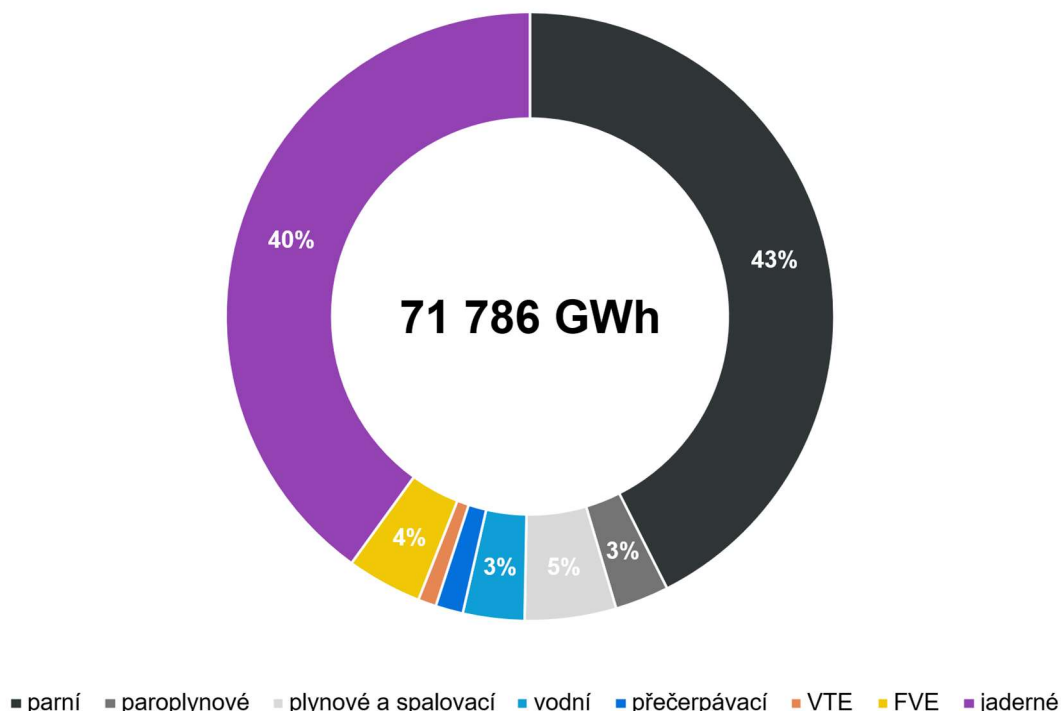
Progresivní scénář předpokládá kompletní odklon od uhlí a transformaci tepláren a závodních energetik na převážně zemní plyn do konce roku 2030. Tento scénář uvažuje vyšší instalovaný výkon obnovitelných zdrojů energie, zejména fotovoltaických a větrných elektráren, a rozsáhlejší elektrifikaci dopravy,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

Níže je zobrazeno rozložení současného stavu zdrojové základny a výroba elektřiny.

Obrázek 3.6 Netto instalovaný výkon ke konci roku 2023



Obrázek 3.7 Netto výroba elektřiny za rok 2023

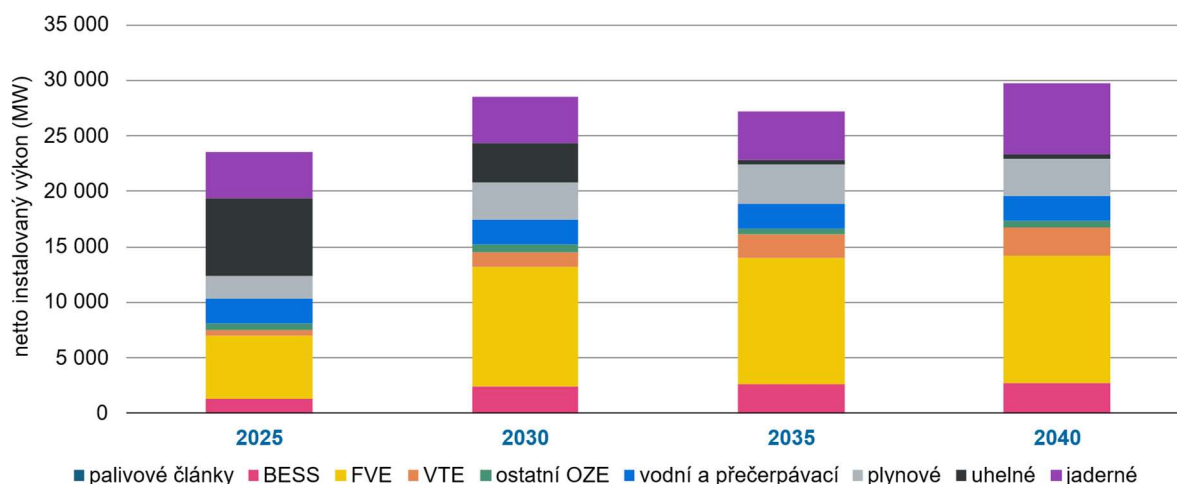


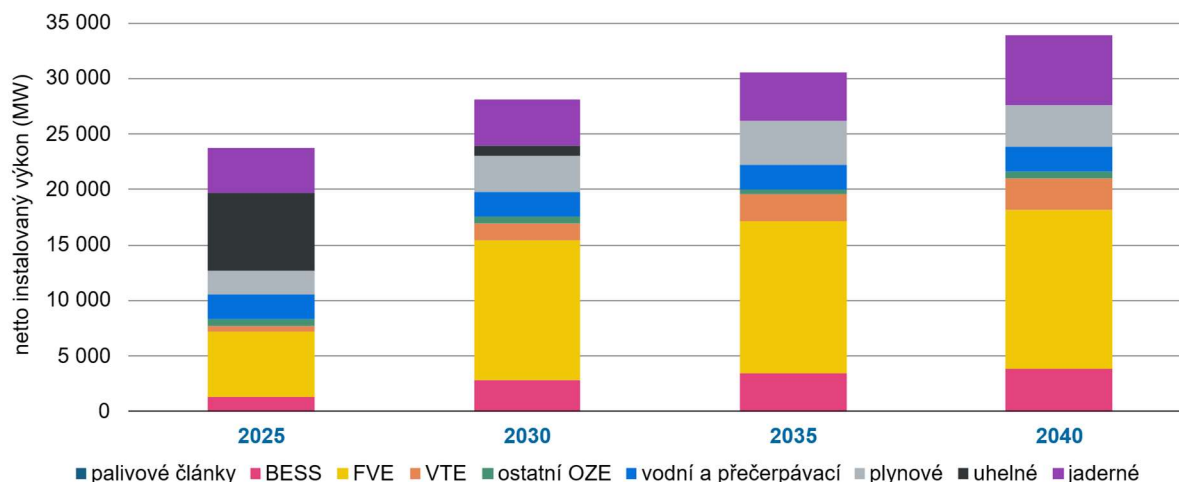
Zdroj: MAF 2023

Na základě výchozí situace roku 2023, která zachycuje aktuální strukturu instalovaného výkonu a výroby elektřiny v České republice, lze dále sledovat, jakým směrem se zdrojová základna vyvíjí v dlouhodobém horizontu podle uvažovaných scénářů.

Následující grafy ukazují predikci vývoje instalovaného výkonu k roku 2040 ve scénářích Respondentní a Progresivní, jak je modeluje MAF. Scénáře vychází z výše uvedených premis.

Obrázek 3.8 Netto instalovaný výkon v Respondentním scénáři do roku 2040 dle MAF 2023



Obrázek 3.9 Netto instalovaný výkon v Progresivním scénáři do roku 2040 dle MAAF 2023

Progresivní scénář počítá s úplným zastavením uhelných zdrojů pro výrobu elektřiny po roce 2030 a agresivnějším nárůstem instalovaného výkonu OZE. Zároveň předpokládá v zanedbatelné míře rozvoj palivových článků, jejichž instalovaný výkon je odhadnut na 29 MW v roce 2040. Naproti tomu Respondentní scénář s rozvojem palivových článků nepočítá s jejich rozvojem v tomto časovém horizontu.

Progresivní scénář odhaduje v roce 2040 nárůst instalovaného výkonu FVE na 14,3 GW a 2,9 GW VTE. V roce 2024 činil instalovaný výkon FVE 4,4 GW a 0,4 GW VTE. U Progresivního scénáře se tak jedná o nárůst FVE o 9,9 GW a u VTE o 2,5 GW do roku 2040 oproti současnosti. Hluboká dekarbonizace samotného průmyslu na 90 % emisí oproti roku 1990 by si však dle modelování EGÚ Brno vyžádala nové zdroje o kapacitě 30 GW nových FVE a 16 GW VTE zdrojů. Ty by musely být doplněny akumulací o výkonu 10 GW s kapacitou 80 GWh.

Na základě těchto scénářů modeloval ČEPS zdrojovou přiměřenost České republiky. 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. V roce 2035 tato hodnota dosahuje 10,3 h, zatímco v roce 2040 celých 7 h. Obdobně jsou na tom výsledky v Progresivním scénáři, kde dochází do roku 2030 ke zdrojové přiměřenosti. V roce 2035 pak činí hodnota LOLE 8,7 h, v roce 2040 dokonce 13,7 h.

Pro dosažení zdrojové přiměřenosti je tak třeba v letech 2035 a 2040 zapotřebí výstavba nových zdrojů, tzv. dozdrojování. Tyto nové zdroje jsou nezbytné pouze v situacích, kdy dochází k překročení normy spolehlivosti. Tabulka níže ukazuje instalovaný výkon potřebný pro dozdrojování na normu spolehlivosti, včetně tzv. citlivosti v případě extrémního počasí, které ovlivňuje intermitentní zdroje.

Tabulka 3.3 Instalovaný výkon pro dozdřovávání na normu spolehlivosti (MW) dle MAF 2023

scénář	2025	2030	2035	2040
respondentní	0	0	1 900	30
respondentní - citlivost	0	300	3 500	2 800
progresivní	0	0	1 600	1 500
progresivní - citlivost	0	3 000	4 100	2 800

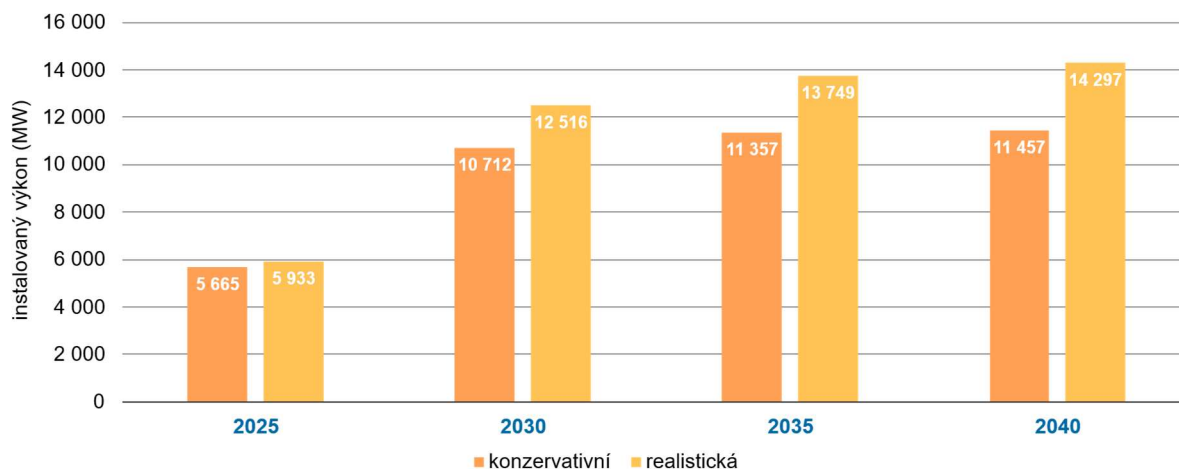
Citlivostní odchylka nastává už v roce 2030, kdy mohou při extrémním počasí chybět až 3 GW instalovaného výkonu. Rok 2035 pak objevuje významný deficit instalovaného výkonu, kdy Respondentní scénář vyžaduje 1 900 MW, v citlivosti se požadavek téměř zdvojnásobí na 3 500 MW. Progresivní scénář indikuje 1 600 MW dozdřovávání, nicméně citlivost vyžaduje až 4 100 MW, což odráží vyšší expozici variabilitě výroby OZE. V roce 2040 se pak Respondentní scénář blíží průměrnosti, zatímco Progresivní stále potřebuje 1 500 MW. V citlivostních variantách pak ukazují oba scénáře potřebu 2 800 MW dozdřovávání.

Výsledky posouzení ekonomické životaschopnosti (EVA) z Evropského hodnocení zdrojové průměrnosti (ERAA) 2024 nicméně ukazují hodnoty LOLE v roce 2028 pro ČR 19,9 h/rok a 11 h/rok v roce 2030. Jedná se o výrazně vyšší hodnoty, které zásadním způsobem převyšují normu spolehlivosti. Bez rychlé implementace účinných nástrojů průměrnosti (flexibilita, akumulace, kapacitní mechanismy) hrozí nesplnění standardu spolehlivosti a zvýšené riziko nedodávek. To přímo ovlivňuje i samotnou dekarbonizaci průmyslu, jelikož bez dodatečné zdrojové základny a bezpečné dodávky elektřiny ji nelze započít.

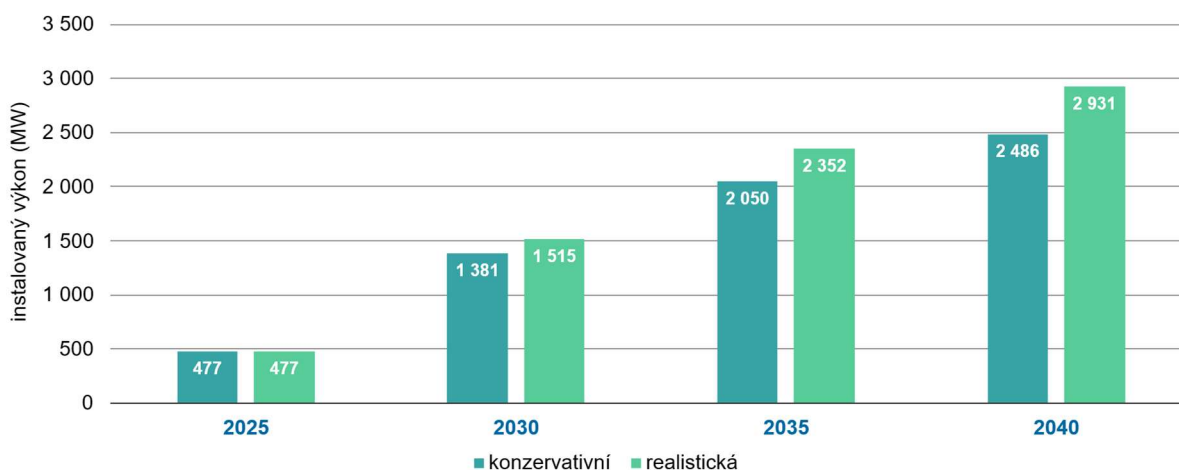
Hlubší dekarbonizace je dosažitelná především primární elektrifikací a využitím RFNBO vodíku. Důležitý je fakt, že obě cesty stojí na elektřině z obnovitelných zdrojů. RFNBO vodík bude vznikat především elektrolýzou za pomoci OZE a samotná elektrifikace snižuje emise jen tehdy, pokud je napájena z bezemisních, převážně intermitentních OZE. Tím však prudce roste variabilita výroby i špičková poptávka po výkonu, což povede ke zhoršení průměrnosti zdrojů a zvýšení potřeby dozdřovávání.

V dlouhodobém horizontu se předpokládá výrazný nárůst instalovaného výkonu obnovitelných zdrojů energie, především FVE a VTE, ale také rozvoj flexibilních technologií, zejména BESS, které umožní řízení bilance mezi výrobou a spotřebou. Současně se očekává rozšíření elektrolýzérů, jež budou sloužit k výrobě nízkoemisního vodíku. V grafech níže je zobrazen předpokládaný nárůst instalovaného výkonu FVE, VTE a BESS.

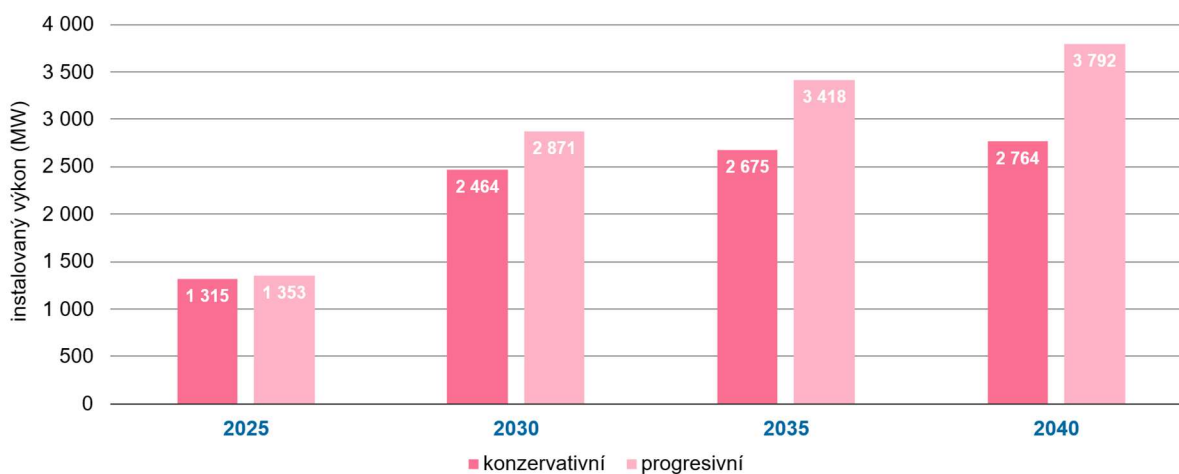
Obrázek 3.10 Predikce instalovaného výkonu FVE dle MAF 2023



Obrázek 3.11 Predikce instalovaného výkonu VTE dle MAF 2023



Obrázek 3.12 Predikce instalovaného výkonu BESS dle MAF 2023



Predikce instalovaného výkonu v sektoru obnovitelných zdrojů naznačují výrazný a setrvalý nárůst. U FVE se očekává nárůst až na 14,3 GW do roku 2040. U VTE se v tomto roce očekává instalovaný výkon 2,5 až 3 GW, což odpovídá pěti až šestinásobku oproti výchozím hodnotám. Bateriové akumulční systémy by měli v roce 2040 disponovat instalovaným výkonem 2,8 až 3,8 GW. Odhadovaný příkon elektrolyzérů v roce 2040 je 1,1 GW.

Jak již bylo zmíněno v textu výše, pro dosažení požadované úrovně dekarbonizace se jedná o **nedostatečný rozvoj**. Ten by si ve skutečnosti vyžádal rozvoj FVE o 30 GW, VTE o 16 GW a 10 GW BESS.

3.3 STRATEGICKÁ ROLE VODÍKU

Aktualizovaná Vodíková strategie České republiky⁶ představuje klíčový dokument pro plánované využití vodíku jako nástroje dekarbonizace. Strategie reaguje na vývoj evropské legislativy, technologický pokrok i aktuální podmínky na trhu s energiemi, a rozděluje cestu k vodíkovému hospodářství do tří etap: Lokální ostrovy (2023-2030), Globální mosty (2027-2050) a Nové technologie (2040-2060). Vodík má dle koncepce plnit roli bezemisního paliva, chemické suroviny, akumulčního média a energetického nosiče, který propojí obnovitelné a jaderné zdroje v rámci budoucího energetického mixu. Důraz je kladen na výrobu a využití RFNBO, ale také nízkouhlíkového vodíku, především v sektorech dopravy a průmyslu.

Vodíková strategie pracuje v rámci odhadu spotřeby vodíku s dvěma scénáři – nízkým a vysokým. Následující tabulky ukazují tyto scénáře.

Tabulka 3.4 Odhad spotřeby vodíku v nízkém scénáři dle Vodíkové strategie (kt)

spotřeba	2030	2035	2040	2045	2050
celkový odhad spotřeby H ₂ (kt)	129	165	385	716	1 160
z toho H ₂ v blendu ZP (kt)	17	13	8	4	0
z toho čistý H ₂ (kt)	112	152	376	712	1 160
z toho RFNBO a nízkouhlíkový (kt)	40	152	376	712	1 160
z toho šedý (kt)	72	0	0	0	0
celkový odhad spotřeby RFNBO a nízkouhlíkového H ₂ (kt)	40	152	376	712	1 160
z toho průmysl (kt)	28	80	186	344	554
z toho doprava (kt)	12	31	70	127	204
z toho elektřina a teplo (kt)	0	40	121	241	402

⁶ Vodíková strategie ČR dostupná z: <https://mpo.gov.cz/assets/cz/prumysl/strategicke-projekty/2024/7/Vodikova-strategie-CR-aktualizace-2024.pdf>

Tabulka 3.5 Odhad spotřeby vodíku v nízkém scénáři dle Vodíkové strategie (TWh)

spotřeba	2030	2035	2040	2045	2050
celkový odhad spotřeby H ₂ (TWh)	4,3	5,5	12,8	23,9	38,7
z toho H ₂ v blendu ZP (TWh)	0,6	0,4	0,3	0,1	0,0
z toho čistý H ₂ (TWh)	3,7	5,1	12,5	23,7	38,7
z toho RFNBO a nízkouhlíkový (TWh)	1,3	5,1	12,5	23,7	38,7
z toho šedý (TWh)	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0
celkový odhad spotřeby RFNBO a nízkouhlíkového H ₂ (TWh)	1,3	5,1	12,5	23,7	38,7
z toho průmysl (TWh)	0,9	2,7	6,2	11,5	16,5
z toho doprava (TWh)	0,4	1,0	2,3	4,2	6,8
z toho elektřina a teplo (TWh)	0,0	1,3	4,0	8,0	13,4

Tabulka 3.6 Odhad spotřeby vodíku ve vysokém scénáři dle Vodíkové strategie (kt)

spotřeba	2030	2035	2040	2045	2050
celkový odhad spotřeby H ₂ (kt)	129	435	1 322	1 579	1 835
z toho H ₂ v blendu ZP (kt)	17	13	8	4	0
z toho čistý H ₂ (kt)	112	422	1 314	1 574	1 835
z toho RFNBO a nízkouhlíkový (kt)	40	422	1 314	1 574	1 835
z toho šedý (kt)	72	0	0	0	0
celkový odhad spotřeby RFNBO a nízkouhlíkového H ₂ (kt)	40	422	1 314	1 574	1 835
z toho průmysl (kt)	28	150	436	516	595
z toho doprava (kt)	12	61	175	241	307
z toho elektřina a teplo (kt)	0	211	702	818	933

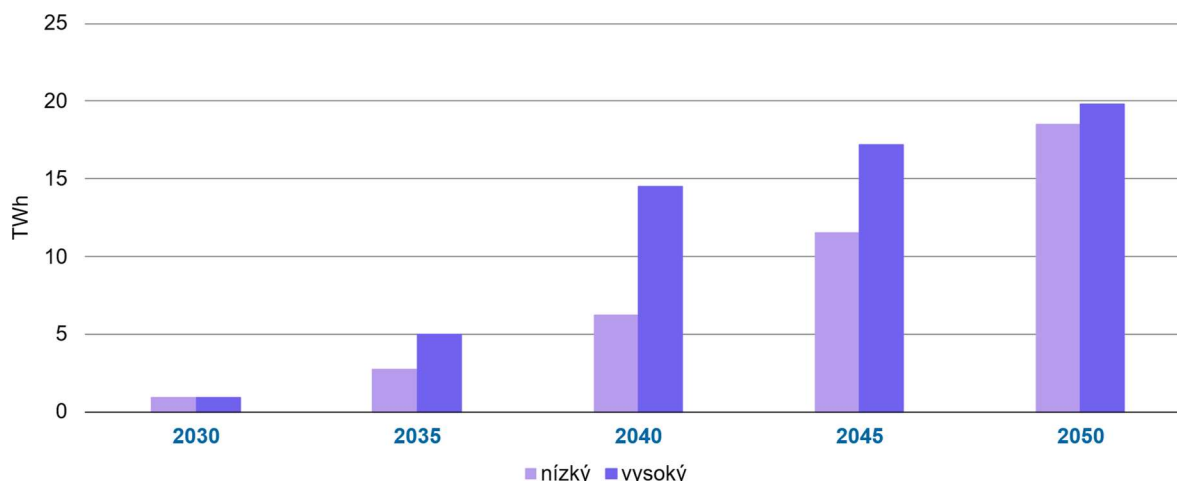
Tabulka 3.7 Odhad spotřeby vodíku ve vysokém scénáři dle Vodíkové strategie (TWh)

spotřeba	2030	2035	2040	2045	2050
celkový odhad spotřeby H ₂ (TWh)	4,3	14,5	44,1	52,6	61,2
z toho H ₂ v blendu ZP (TWh)	0,6	0,4	0,3	0,1	0,0
z toho čistý H ₂ (TWh)	3,7	14,1	43,8	52,5	61,2
z toho RFNBO a nízkouhlíkový (TWh)	1,3	14,1	43,8	52,5	61,2
z toho šedý (TWh)	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0
celkový odhad spotřeby RFNBO a nízkouhlíkového H ₂ (TWh)	1,3	14,1	43,8	52,5	61,2
z toho průmysl (TWh)	0,9	5,0	14,5	17,2	19,8
z toho doprava (TWh)	0,4	2,0	5,8	8,0	10,2
z toho elektřina a teplo (TWh)	0,0	7,0	23,4	27,3	31,1

Stejně jako v předchozích případech se využití vodíku opírá o evropskou legislativu. V průmyslu má vodík široké využití, zejména v tom chemickém. S vodíkem se počítá jako s klíčovým médiem k dekarbonizaci výroby amoniaku, metanolu a jiných chemických látek. Významnou roli by měl mít také v železářském a ocelářském průmyslu, kde se používá pro přímou redukci železa. Významnou roli může mít také v pecích spalujících zemní plyn, kde

může dojít k tzv. blendingu, tedy spalování směsi zemního plynu a vodíku. V roce 2030 se dle odhadů z Vodíkové strategie spotřebuje až 28 kt obnovitelného vodíku. Do roku 2050 by spotřeba RFNBO vodíku v průmyslu měla narůst dvacetinásobně. Aktuálně je však spotřeba vodíku mimo chemický průmysl minimální. Graf níže ukazuje odhadovanou spotřebu RFNBO a nízkouhlíkového vodíku v průmyslu do roku 2050.

Obrázek 3.13 Odhadovaná spotřeba RFNBO a nízkouhlíkového vodíku v průmyslu dle Vodíkové strategie⁷



Taktéž v dopravě existují závazky k využití vodíku. Minimální podíl obnovitelného vodíku RFNBO k roku 2030 musí být alespoň 1 % veškerých paliv v dopravě. Pro splnění tohoto cíle je potřeba minimálního množství RFNBO vodíku 13 600 t/rok v roce 2030. V případě nedostupnosti pokročilých biopaliv na evropském trhu by však hrozilo nutné navýšení příspěvku RFNBO vodíku nad procentní minimum. Vodíková strategie v souladu s Národním akčním plánem čisté mobility předpokládá následující počty vodíkových vozidel v provozu:

Tabulka 3.8 Předpokládaný provoz počtu vodíkových vozidel dle Vodíkové strategie

počet vodíkových vozidel (ks)	2025	2030	2035
osobní vozidla	200	3 000	8 000
městské a dálkové autobusy	10	200	350
lehká užitková vozidla	50	800	3 500
nákladní automobily (N2 a N3)	10	380	1 500

Dle statistik Svazu dovozců automobilů bylo od roku 2021, kdy začal být vodík uváděn ve statistikách jako samostatné palivo, do července 2025 registrováno 49 osobních automobilů na vodík, ve všech ostatních kategoriích pak 0⁸. Celosvětově pak klesají prodeje vodíkových

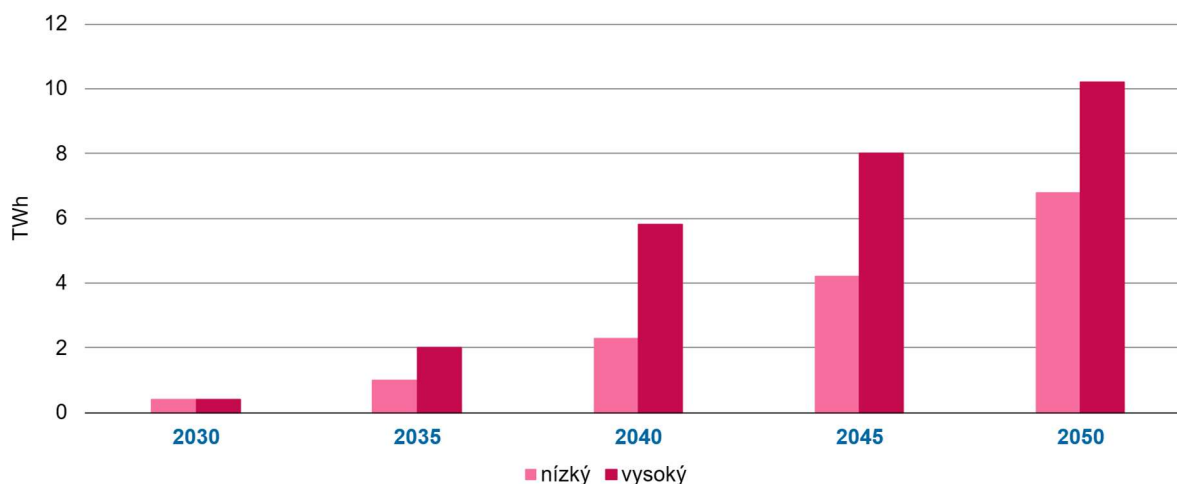
⁷ Odhad spotřeby RFNBO vodíku dle Vodíkové strategie ČR (2024): <https://zelenatransformace.cz/aktuality/spusten-prijem-zadosti-na-vyrobu-a-vyuziti-vodiku/>

⁸ Statistiky Svazu dovozců automobilů: <https://portal.sda-cia.cz/>

vozidel již druhý rok v řadě. Za současné situace si lze jen těžko představit, že by došlo k naplnění předpokladů NAP CM.

Graf níže ukazuje odhadovanou spotřebu RFNBO a nízkouhlíkového vodíku v dopravě do roku 2050.

Obrázek 3.14 Odhadovaná spotřeba RFNBO a nízkouhlíkového vodíku v dopravě dle Vodíkové strategie



Co se týče tuzemské výroby RFNBO vodíku, Vodíková strategie se opírá především o předpoklad, že pro splnění závazků směrnice RED bude nutné do roku 2030 vyrobit zhruba 20 000 tun obnovitelného vodíku a k tomu vystavět nejméně 400 MWe elektrolyzérů, ideálně spuštěných ještě před koncem roku 2027, kdy platí méně přísná pravidla adicionality a lze elektrolyzéry provozovat s vyšší využitelností. Česká strategie proto počítá s lokální integrací výroby přímo v průmyslových závodech, kde se vodík spotřebuje, nebo v jejich těsné blízkosti, protože před rokem 2030 nebude k dispozici páteřní vodíková síť a silniční či železniční doprava plynu by nadměrně zvyšovala náklady. Pro ekonomickou výrobu je přitom nezbytná kombinace nových větrných a solárních zdrojů, popřípadě malých vodních elektráren, aby se vyrovnaly denní i sezónní výkyvy výroby elektřiny a zlepšila se provozní doba elektrolyzérů. České podmínky však nejsou pro levné OZE ideální, jelikož větrné parky brzdí zdlouhavá povolovací řízení a celkově vyšší kapitálové i provozní náklady způsobují, že domácí RFNBO vodík vychází dražší než potenciální import. Částečně by se tyto podmínky měly zlepšit zavedením akceleračních zón.

Dovozní perspektiva tak staví především na předělání stávajících plynovodů NET4GAS, které mají být do budoucna částečně přestavěny na čistý vodík a napojí Česko na tři plánované koridory evropské páteřní vodíkové sítě EHB: jihoevropský z Afriky, baltsko-skandinávský a východoevropský. Každý z importních hraničních bodů nabídne počáteční kapacitu kolem 1,5 mil. tun ročně, což bohatě převyšuje očekávanou domácí poptávku a zároveň dává Česku roli tranzitní země pro dodávky do Německa. S touto variantou zatím počítají strategické

dokumenty ČR, nicméně je pravděpodobné, že v horizontu 10 let nebudou dostatečné dovozní objemy RFNBO.

Rozvoji české výroby RFNBO vodíku dnes tedy brání soubor vzájemně se prolínajících bariér. Legislativně-regulační prostředí je roztržité: řada zákonů a vyhlášek se dotýká vodíku pouze okrajově a procesy EIA či stavebního povolení významně prodlužují přípravu projektů elektrolyzérů, skladování i připojení k síti. Technicko-ekonomické překážky pramení z klimatických podmínek nepříznivých pro levnou výrobu elektřiny z OZE a z dosud omezené kompatibility přepravní a skladovací plynárenské infrastruktury s čistým vodíkem či vysokými směsmi H_2/CH_4 , což zvyšuje investiční riziko. Nedostatek instalovaného výkonu větru a soláru a limity jaderných zdrojů tlumí disponibilitu bezemisní elektřiny, a tím i možnost levně napájet elektrolyzéry. Chybějí také rozsáhlejší pilotní projekty, které by průmyslu a financujícím institucím poskytly ověřené obchodní modely a provozní zkušenost. V neposlední řadě prodražuje projekty nejistota kolem budoucí metodiky pro nízkouhlíkový vodík a struktury státního podpory, která se musí stihnout nastavit dříve, než po roce 2027 zpřísní pravidla adicionality.

3.4 SHRNUÍ AKTUÁLNÍ SITUACE V ENERGETICE A KLIMATU

NKEP je nejaktuálnějším rámcem české klimatické a energetické politiky, odráží evropské závazky vyplývající z Green Dealu, Klimatického zákona a balíčku Fit for 55. Ambice ve scénářích WEM a zejména WAM výrazně převyšují realistické možnosti ekonomiky a implementačních kapacit. Nejisté jsou také cíle ohledně energetické účinnosti, u níž směrnice pro ČR vyžaduje do roku 2030 pokles konečné spotřeby na 852 PJ, nicméně trajektorie v NKEP spíše počítá s úrovní kolem 945 PJ. Pokles spotřeby v roce 2023 na 952 PJ nelze snadno interpretovat jako potvrzení plnění cílů, jelikož odráží krátkodobé efekty cenového šoku a úsporného chování, nikoli stabilní strukturální trend. Rostoucí podíl ropných produktů ve spotřebě také není v souladu s dlouhodobým směřováním k bezemisním zdrojům. V průmyslu neexistují vyjma kompenzací nepřímých nákladů téměř žádné úlevy pro energeticky náročný průmysl, chybí klíčové fiskální nástroje typu zrychlených odpisů, dotační programy narážejí na převis poptávky a firmy nedokážou transformaci realizovat tempem, z něhož NKEP implicitně vychází.

MAF 2023 přináší pohled na zdrojovou přiměřenost a dobře vykresluje, že po roce 2030 vzniká rozpor mezi cíli dekarbonizace a spolehlivostí dodávek. Oba scénáře překračují normu spolehlivosti a výsledky ERAA 2024 indikují ještě vyšší hodnoty LOLE už v letech 2028 a 2030 než MAF. Současně i progresivní trajektorie OZE a bateriových úložišť, které MAF považuje za realistické do roku 2040, nestačí na poptávku, kterou vyvolá hluboká dekarbonizace průmyslu a rychlá elektrifikace. Rozdíl mezi potřebnými plánovanými kapacitami FVE, VTE a BESS je řádově desítky GW. Bez urychleného dozděrování flexibilních kapacit a případných kapacitních mechanismů tak vzniká přímý střet mezi zajištěním spolehlivosti a naplňováním klimatických cílů.

Vodíková strategie stojí na rychle rostoucí dostupnosti bezemisní elektřiny a kapacit elektrolyzérů, které však česká výrobní základna neposkytuje. Ambice do roku 2030 v podobě zhruba 20 kt RFNBO a alespoň 400 MW elektrolyzérů ideálně spuštěných do konce roku 2027 předpokládají levnou a stabilní dodávku elektřiny z OZE a hladký povolovací režim. Realita je však opačná – výstavbu větru brzdí povolovací procesy, investiční náklady jsou vysoké a dostupnost bezemisní elektřiny je omezena. Spoléhat na dovoz skrze budoucí koridory evropské vodíkové páteře je v horizontu příští dekády taktéž riskantní, neboť nemusí být k dispozici dostatečné objemy RFNBO za konkurenční ceny.

Pokud má Česko současné cíle naplnit, je nutné urychlit výstavbu bezemisních zdrojů a především zdrojů flexibility tak, aby spolehlivost sítě neklesala s rostoucím podílem intermitentních OZE. V průmyslu je třeba doplnit finanční nástroje o zrychlené odpisy a stabilnější podporu pro projekty s vysokým CAPEX. Vodíkové nástroje by měly být zacíleny pragmaticky na průmyslové ostrovy a projekty s přímou integrací výroby a spotřeby, zatímco plošnou adopci v dopravě je namístě přehodnotit podle reálné poptávky a ekonomiky. Bez přihlédnutí k této realitě hrozí, že vysoké cíle zůstanou deklaratorní, zatímco spolehlivost a konkurenceschopnost budou pod tlakem.

4 ZMAPOVÁNÍ TRAJEKTORIÍ PRO CÍLE PRO ČR PRO ROK 2040

Kapitola shrnuje hlavní směry transformace české energetiky a hospodářství, které vyplývají ze strategických dokumentů a evropských závazků. Ústředním a nejdůležitějším cílem je zásadní snížení emisí skleníkových plynů, jež má vést k dosažení klimatické neutrality do roku 2050. Tento dlouhodobý závazek určuje trajektorii všech ostatních opatření, jako postupný útlum využívání fosilních paliv, rychlý rozvoj obnovitelných a nízkoemisních zdrojů energie, systematické zvyšování energetické účinnosti i proměnu klíčových sektorů hospodářství, zejména dopravy a průmyslu.

V současnosti je tempo rozvoje nízkoemisních technologií a opatření pomalejší, než vyžaduje evropská strategie. V České republice v roce 2023 pocházelo přibližně 67 % primární spotřeby energie z uhlí, ropy a zemního plynu⁹. Obnovitelné zdroje v tomto roce tvořily jen asi 18,6 % hrubé konečné spotřeby energie¹⁰. Emise skleníkových plynů dosáhly v roce 2023 úrovně, která představuje 47% pokles oproti roku 1990¹¹. Ve stejném roce činila konečná spotřeba energie přibližně 951 PJ a primární spotřeba zhruba 1 595 PJ.

Požadovaný vývoj pro následující roky včetně konkrétních hodnot popisuje následující kapitola.

4.1 JEDNOTLIVÉ CÍLE

Z hlavních strategických dokumentů, uvedených v kapitole 3.1, vyplývá, že Česká republika směřuje k hluboké transformaci energetiky a hospodářství. Klíčovým dlouhodobým cílem je dosažení klimatické neutrality do roku 2050. Tento závazek se promítá do několika prioritních oblastí, jako je zásadní snižování emisí skleníkových plynů napříč sektory, masivní rozvoj obnovitelných zdrojů energie, důraz na zvyšování energetické účinnosti a postupné opouštění fosilních paliv.

SNIŽOVÁNÍ EMISÍ SKLENÍKOVÝCH PLYNŮ

Česká republika se v souladu s evropskými požadavky zavázala výrazně snížit emise skleníkových plynů. Pro rok 2030 platí cíl snížení celkových národních emisí alespoň o 55 % oproti úrovni roku 1990. Pro rok 2040 se stanovuje 90 % oproti roku 1990. Do roku 2050 má ČR, stejně jako celá EU, dosáhnout klimatické neutrality.

V rámci odvětvových politik platí, že nejvíce znečišťující průmyslové obory a energetika spadají do systému EU ETS. Pro ně je závazek stanoven na úrovni EU snížit emise

⁹ Složení primární spotřeby: <https://statistikaamy.csu.gov.cz/pokles-konecne-spotreby-paliv-a-energii-pokracoval-i-v-roce-2023>

¹⁰ Podíl obnovitelných zdrojů: https://mpo.gov.cz/cz/energetika/statistika/obnovitelne-zdroje-energie/podil-obnovitelnych-zdroju-energie-na-hrube-konecne-spotrebe-energie-v-letech-2010_2023--285100/

¹¹ Emise skleníkových plynů: <https://zelenatransformace.cz/aktuality/zverejneny-oficialni-statistiky-emisi-cr-za-rok-2023/>

v sektorech EU ETS o 62 % do roku 2030 oproti 2005. Naopak emise mimo EU ETS (zejména doprava, budovy, odpady, zemědělství) se mají snížit o 40 % oproti roku 2005. Pro Českou republiku to znamená snížit emise v těchto sektorech mimo ETS o 26 % do roku 2030. Do roku 2021 však ČR v těchto odvětvích dosáhla jen cca 10% poklesu, takže splnění 26% cíle do 2030 bude náročné.

SNIŽOVÁNÍ EMISÍ ZNEČIŠŤUJÍCÍCH LÁTEK

Vedle skleníkových plynů má ČR závazné cíle také pro emise hlavních znečišťujících látek ovzduší. Tyto látky zahrnují oxidy dusíku NO_x , těkavé organické látky VOC, oxid siřičitý SO_2 , amoniak NH_3 a jemné prachové částice $\text{PM}_{2,5}$. Referenčním rokem je rok 2005 a Česká republika musí do roku 2030 dosáhnout snížení emisí minimálně o stanovená procenta oproti roku 2005.

- NO_x – snížení o 64 % (z výchozích 283 kt v roce 2005)
- VOC – snížení o 50 % (z výchozích 343 kt v roce 2005)
- SO_2 – snížení o 66 % (z výchozích 208 kt v roce 2005)
- NH_3 – snížení o 22 % (z výchozích 74 kt v roce 2005)
- $\text{PM}_{2,5}$ – snížení o 60 % (z výchozích 74 kt v roce 2005)

SNÍŽENÍ PODÍLU FOSILNÍCH PALIV

V souladu s plánovanou dekarbonizací energetiky a plněním evropských klimatických cílů si Česká republika dle dokumentu NKEP stanovila cíl do roku 2030 snížit podíl fosilních paliv (využívaných bez technologie CCS) na spotřebě primární energie na 50 % a 0 % do roku 2050 a zcela utlumit využití uhlí pro výrobu elektřiny a tepla do roku 2033. Tento cíl reflektuje potřebu postupného útlumu uhlí, omezení závislosti na zemním plynu a ropných produktech a zároveň zvyšování podílu nízkoemisních a bezemisních zdrojů energie, zejména obnovitelných zdrojů a jaderné energie.

PODÍL OBNOVITELNÝCH ZDROJŮ ENERGIE

Dalším cílem je zvyšování podílu obnovitelných zdrojů energie na úrovni EU na 42,5 % podílu OZE na hrubé konečné spotřebě energie do roku 2030. Česká republika přispívá k tomuto cíli svým národním závazkem dosáhnout 30% podílu OZE v konečné spotřebě do roku 2030, což je významné navýšení oproti cca 17 % v roce 2020. Tento cíl však zůstává pod unijním průměrem. Jedná se o kompromis zohledňující vyšší podíl jaderné energie v českém energetickém mixu a dosavadní pomalejší rozvoj OZE. Do roku 2040 se očekává další výrazný nárůst využívání obnovitelných zdrojů. Přestože ČR zatím nestanovila pevný cíl pro 2040, nový návrh Státní energetické koncepce naznačuje, že podíl OZE na celkové spotřebě primární energie by mohl do 2050 vzrůst na 36–44 % z přibližných 18 % v současnosti.

Konkrétně v průmyslu má podíl energie z OZE narůstat v průměru o 1,6 % ročně. Kromě elektrifikace procesů to zahrnuje i využití obnovitelných plynů a paliv. Zároveň bylo dohodnuto,

že podíl obnovitelných a nízkouhlíkových plynů, zejména vodíku, se v průmyslové spotřebě plynu výrazně zvýší tak, aby 42 % vodíku využívaného v průmyslu v roce 2030 pocházelo z obnovitelných zdrojů (tzv. RFNBO paliva) a 60 % v roce 2035.

SNÍŽOVÁNÍ SPOTŘEBY ENERGIE A ENERGETICKÁ ÚČINNOST

Zlepšování energetické účinnosti se promítá do cílů na snížení hrubé spotřeby energie. Česká republika si v rámci revize směrnice o energetické účinnosti stanovila cíl snížit konečnou spotřebu energie na 852 PJ a primární spotřebu energie na 1 222 PJ do roku 2030. Cíle definované v článku 3 směrnice (EU) 2023/1791¹² mají nezávazný charakter, ale představují důležitý orientační rámec pro řízení spotřeby energie na makroekonomické úrovni.

Vedle toho obsahuje směrnice také závazné cíle, které musí členské státy naplnit. Podle článku 5 je Česká republika povinna dosáhnout každoročních úspor energie v objemu 124 TJ ve veřejném sektoru, a to zejména prostřednictvím opatření na zvýšení energetické účinnosti veřejných budov a infrastruktury. Hlavní závazný mechanismus je však zakotven v článku 7, jenž ukládá povinnost dosahovat nových ročních úspor energie ve výši 145 PJ u konečných spotřebitelů. Kromě toho musí ČR do roku 2030 zajistit také kumulované úspory energie v celkovém objemu 669 PJ.

AKTUÁLNÍ STAV A PLNĚNÍ STÁVAJÍCÍCH CÍLŮ

Současný postup dekarbonizačních technologií je v České republice vesměs pomalejší, než stanovují cíle pro rok 2030. Zásadním cílem je snížení emisí skleníkových plynů alespoň o 55 % oproti roku 1990, přičemž největší zátěž ponесou sektory spadající pod systém EU ETS – energetika a průmysl. Zatímco zde se díky útlumu uhlí a modernizaci provozů emise postupně snižují, mimo ETS (doprava, budovy, zemědělství) je výchozí pozice výrazně horší – od roku 2005 klesly jen o zhruba 10 %, a dosažení cíle -26 % do roku 2030 proto bude velmi obtížné. Stejně tak v oblasti znečišťujících látek zůstává slabým místem zejména amoniak z intenzivního zemědělství a prachové částice z lokálních topenišť, kde se dosavadní opatření ukazují jako nedostatečná.

Transformace energetického mixu je rovněž zatížena riziky. Do roku 2030 musí ČR snížit podíl fosilních paliv na 50 % a do roku 2033 zcela odstavit uhlí. Přestože náhrada výroby elektřiny a tepla pomocí OZE a plynu postupuje zatím spíše omezitě, aukce na KVET probíhající od roku 2024 by transformaci teplárenství měly výrazně pomoci, nikoli však podílu fosilních paliv. Cíl 30% podílu OZE v konečné spotřebě energie proto vyžaduje násobně rychlejší rozvoj velkých solárních a větrných projektů, které však narážejí na zdlouhavé povolování a nedostatečné kapacity sítí. Riziko nesplnění je zde reálné. V průmyslu je navíc tempo elektrifikace a zavádění bezemisních technologií limitováno vysokými náklady, nedostatečnou rentabilitou a také zatím chybějící infrastrukturou pro vodík a zachytávání CO₂. Požadavek, aby 42 % spotřebovaného vodíku bylo již v roce 2030 z obnovitelných zdrojů, je za současných

¹² Směrnice EU 2023/1791 dostupná z: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/ALL/?uri=OJ%3AJOL_2023_231_R_0001

podmínek obtížně realizovatelný. Také v oblasti energetické účinnosti hrozí, že skutečná spotřeba zůstane nad cílovými hodnotami, pokud se nepodaří urychlit renovace budov a úsporná opatření v průmyslu. Celkově tedy platí, že některé cíle roku 2030 jsou dosažitelné, ale v klíčových oblastech – podíl OZE, RFNBO, úspory energie a emise mimo ETS – hrozí České republice jejich včasné nedosažení.

4.2 DEKARBONIZAČNÍ TECHNOLOGIE

Technologie určené ke snižování emisí skleníkových plynů se v posledních letech vyvíjejí dlouhodobě a získávají na významu napříč průmyslovými odvětvími spíše postupně. Patří sem řešení pro zvyšování energetické účinnosti a využívání obnovitelných zdrojů. Naopak v případě elektrifikace procesů, výroby nízkoemisních paliv či technologie pro zachytávání a ukládání uhlíku (CCS/CCU) jsou základní mechanismy relativně dlouho a dobře známy, jejich rozvoj směrem k vyšší účinnosti a nižší ekonomické náročnosti však zůstává poměrně omezený.

Vedle technologické vyspělosti je pro širší uplatnění dekarbonizačních řešení zásadní jejich ekonomická proveditelnost a schopnost přispívat k udržení či posílení konkurenceschopnosti podniků. Zatímco některé technologie nabízejí nejen snížení emisí, ale i přímý ekonomický přínos, například úsporou provozních nákladů nebo vznikem nových obchodních příležitostí, jiné představují spíše nákladnou investici a navýšení provozních výdajů, jejichž hlavní motivací je plnění legislativních požadavků nebo společenská odpovědnost. Rostoucí tlak na snižování emisí zároveň podporuje inovace, vznik nových podnikatelských modelů a rozvoj specializovaných dodavatelských řetězců.

Mezinárodní agentura pro energii (IEA) spravuje analytickou platformu Energy Technology Perspectives (ETP), jejíž součástí je tzv. ETP Clean Energy Technology Guide¹³. Jedná se o rozsáhlou databázi, která slouží jako globální přehled technologií a opatření zaměřených na dosažení hluboké dekarbonizace energetických a průmyslových systémů. Databáze obsahuje více než 600 technologií, které se nacházejí v různých fázích vývoje – od počátečního výzkumu přes pilotní fázi projektu až po plně komerční nasazení.

Seznam technologií je velmi obsáhlý, nicméně drtivá většina z nich je v rané fázi výzkumu a **nelze očekávat, že by došlo k jejich plnému nasazení na komerční úrovni.**

Na základě rozsáhlého přehledu dostupných technologií a jejich analýzy z hlediska ekonomiky, technologické připravenosti a důležitosti pro dekarbonizaci jednotlivých sektorů průmyslu představujeme výběr opatření a technologií relevantní pro podmínky České republiky. Tyto technologie mohou být zásadní pro dosažení významného snížení emisí v českém průmyslu k roku 2040.

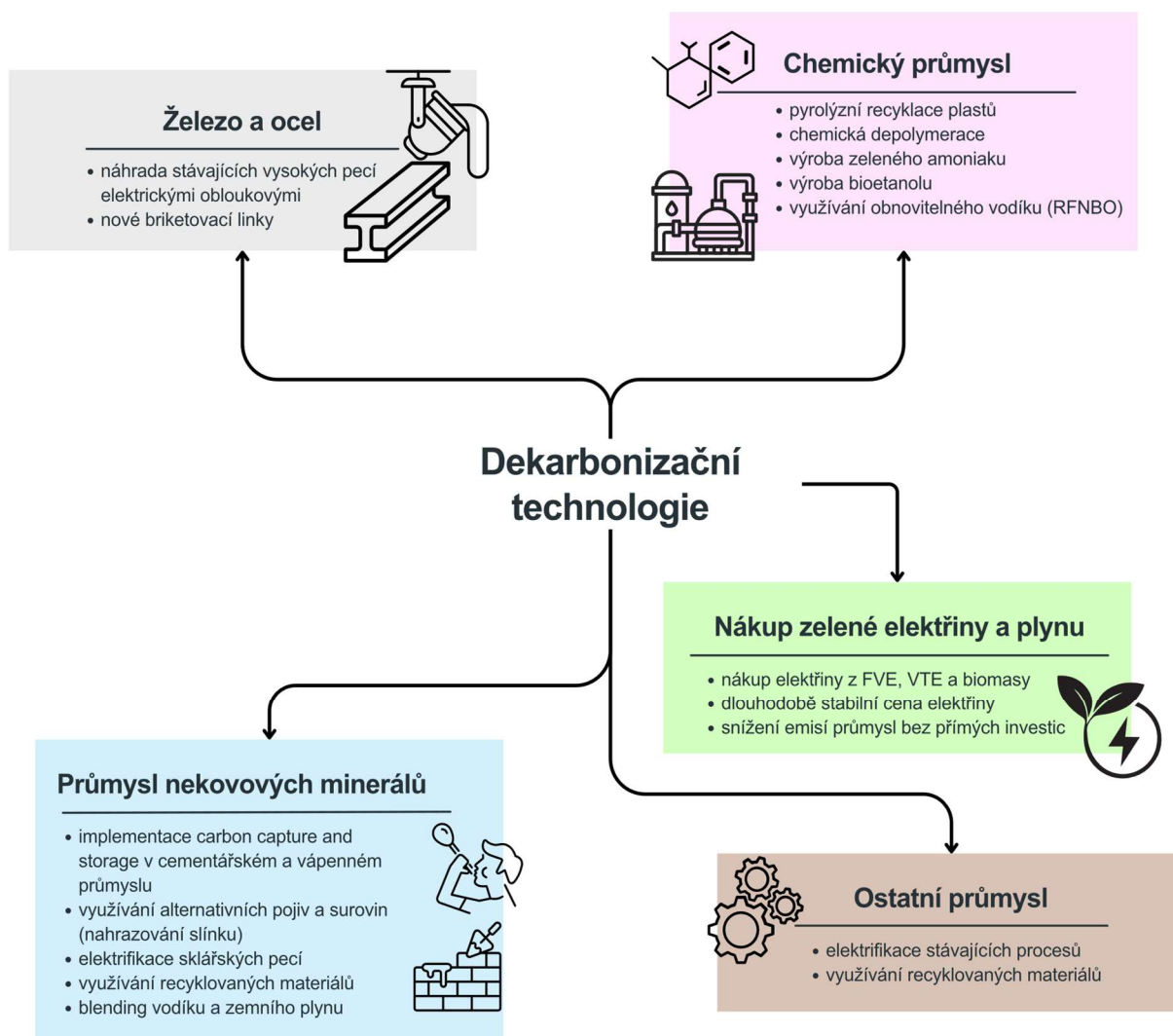
¹³ ETP Clean Energy Technology Guide: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/etp-clean-energy-technology-guide?layout=tri&selectedTechID=all>

Vybrané technologie jsou rozděleny do jednotlivých sektorů průmyslu, které vykazují vysoký podíl na emisích skleníkových plynů a zároveň představují klíčové pilíře národního hospodářství:

- Výroba železa a oceli,
- Chemický průmysl,
- Sektor nekovových minerálů (cement, vápno, sklo, keramika...),
- Ostatní průmysl (zejména automotive a strojírenství).

V každém z těchto sektorů byly identifikovány technologie a opatření, které mají reálný potenciál zásadně snížit emise skleníkových plynů ať už prostřednictvím úspory energie, přechodu na nízkoemisní paliva, elektrifikace výrobních procesů, využití vodíku či zachytu a uložení uhlíku (CCS). V případě každé technologie je uveden její princip fungování a způsob, jakým přispívá ke snižování emisí.

Obrázek 4.1 Přehled dekarbonizačních technologií dle průmyslu



Kromě technického a funkčního popisu jsou jednotlivé technologie doplněny také o konkrétní příklady realizovaných projektů, kde již byly technologie úspěšně implementovány – ať už v České republice, nebo zejména v zahraničí. Tyto příklady slouží jako ilustrace praktické proveditelnosti a inspirace pro průmyslové subjekty uvažující o investicích do nízkoemisních řešení. Pokud byly dostupné veřejné informace, je součástí i přibližný údaj o investičních nákladech (CAPEX), případně o provozních nákladech a úsporách emisí.

4.2.1 Nákup zelené elektřiny a plynu

Jednou z možností, jak dekarbonizovat jakýkoli průmyslový proces, při kterém dochází ke spotřebě elektrické energie, je výstavba obnovitelných zdrojů v průmyslových areálech nebo nákup obnovitelné elektřiny pomocí PPA kontraktů (Power Purchase Agreement). Jedná se o dlouhodobý kontrakt s pevně stanovenou cenou, na které se shodnou obě strany (vlastník zdroje i odběratel). Tento typ nákupu elektřiny s sebou přináší jak přínosy, tak rizika. Mezi přínosy patří:

- dlouhodobě stabilní cena elektřiny,
- nákup elektřiny z obnovitelných zdrojů jako jsou FVE, VTE, biomasy a další,
- pro výrobce elektřiny se jedná o dlouhodobé a stabilní zajištění příjmů.

Rizika spojená s PPA kontrakty:

- kanibalizace vlivem rostoucích počtů OZE (především FVE),
- nevhodný profil spotřeby elektřiny,
- nedostatečné množství odběru elektřiny.

Kromě výše uvedených rizik je také problém v malém počtu zdrojů na území Česka, které by mohly PPA kontrakty nabízet. V posledních letech došlo v Česku k uzavření malého množství těchto kontraktů. Nicméně s očekávaným tlakem na dekarbonizaci průmyslu se může jednat o vhodnou alternativu ke snižování emisí změnou technologie. V tabulce níže jsou uvedeny některé uzavřené kontrakty ve střední Evropě a Česku. Jedná se o kontrakty pro ocelárny, automotive, komunikační služby, potravinářský průmysl, obalový průmysl a další odvětví.

Tabulka 4.1 Ukázka uzavřených PPA kontraktů ve střední Evropě

země	odběratel	výrobce elektřiny	typ a délka PPA kontraktu	objem/výkon	poznámka
Česko	Třinecké železářny	ČEZ ESCO	fyzický off-site PPA na 3 roky (2025 až 2027)	4,4 GWh/rok (4,8 MWp)	
Česko	Benteler Group	Energy	fyzický PPA na 10 let	37 MWp	spuštění v roce 2025
Česko/Slovensko	T-Mobile CZ, Slovak Telekom, CE Colo	Rezolv Energy	virtuální PPA na 12 let	100 GWh/rok (první etapa)	461 MW ve větru
Slovensko	Pivovar Šariš	Energy	virtuální PPA na 10 let	6,3 MWp	
Maďarsko	Jabil	Axpo	7 let	celá spotřeba dvou závodů	
Maďarsko	Faerch Group	GoldenPeaks Capital	12 let	15 GWh/rok	
Evropa	Amazon	ENGIE/Ocean Winds	cPPA na 10 let	1 TWh	

Z tabulky výše je dobře patrné, že Česko nadále v rozvoji velkých PPA pro průmysl zaostává, byť se objevují první vlaštovky. Český trh PPA se zatím nerozvinul především kvůli nedostatku velkých nových projektů (větrných a utility-scale fotovoltaik), které narážejí na pomalé povolování a omezené kapacity distribuční a přenosové soustavy, takže připojování trvá dlouho a investoři tato úzká hrdla vyhodnocují negativně. K tomu se přidává cenové a provozní riziko u FVE. Rychle přibývá hodin se zápornými cenami, roste kanibalizace i riziko omezování výroby, takže čistě tržní projekty bez doplňků (baterie, hybridní systém zdrojů výroby) se aktuálně jeví jako nefinancovatelné. Další brzdou jsou finanční a účetní překážky – část průmyslu má krátký investiční horizont a u finančních (virtuálních) PPA se banky snaží zajišťovat požadavkem na zajištěné odběratele a standardizované smlouvy s dlouhým časovým horizontem (10-15 let). Také nejistota ohledně vývoje trhu a cen elektřiny přetrvává a snižuje ochotu průmyslu podepisovat dlouhé kontrakty. Výsledkem je, že řada firem sahá po přeshraničních virtuálních PPA v zemích s lepší ekonomikou projektů (Španělsko, Rumunsko, Polsko), jak ukazují i příklady typu T-Mobile CZ či CE Colo.

Cena za dodanou jednotku elektřiny je různorodá a záleží na dohodě mezi odběratelem a výrobcem elektřiny. Ve střední Evropě se nicméně cena pohybuje v rozmezí 55 až 75 EUR/MWh u fotovoltaických zdrojů pro 10leté kontrakty. U VTE zdrojů je cena vyšší přibližně o 5 až 15 EUR/MWh. Cena kontraktů se také liší mezi jejich typy. Baseloadové kontrakty jsou výrazně dražší než kontrakty typu pay-as-produced (PaP).

Při nákupu plynu je možnost využívat analogické kontrakty k elektrickým PPA s názvem BPA (Biomethane Purchase Agreement), které mají podobnou strukturu. V minulých letech bylo v Evropě uzavřeno několik takových smluv, zejména v západní Evropě (Německo, Belgie, Francie, Španělsko, Itálie). Kromě těchto smluv je možné také nakupovat certifikáty za zelený plyn. V následující tabulce jsou uvedeny některé příklady BPA kontraktů v Evropě.

Tabulka 4.2 Uzavřené BPA kontrakty v Evropě (mohou zahrnovat i vodík)

země	odběratel	typ a délka BPA kontraktu	objem	cena
Německo/Belgie	BASF	BPA na 7 let	2,7 až 3 TWh celkem	nezveřejněna, inside market ~ 105 EUR/MWh
Francie	WAGA energy	BPA na 13 let	12 GWh/rok	nezveřejněno
Španělsko	Nortegas Renovables	rámcové BPA	8 plánovaných stanic	nezveřejněna, financování 80 mil. EUR
Německo	Total Energies	GreenH2 offtake na 15 let	30 kt vodíku za rok	nezveřejněno
Itálie	WAGA energy	BPA na 10 let	0,9 TWh/rok	nezveřejněno

Cena obnovitelného plynu v BPA kontraktech se pohybuje okolo 120 až 130 EUR/MWh. Oproti certifikátům, které navyšují cenu klasického zemního plynu o 40 až 100 EUR/MWh dle úspory emisí CO₂, se jedná o vyšší cenu.

4.2.2 Železo a ocel

ELEKTRICKÁ OBLOUKOVÁ PEC

Elektrická oblouková pec (EAF) představuje zásadní technologii pro dekarbonizaci výroby železa a oceli. Zatímco tradiční vysoké pece využívají k redukci železné rudy koks vyrobený z uhlí, což vede k obrovským emisím CO₂, obloukové pece taví železný šrot nebo příměsí pomocí elektrické energie (pro bezemisní výrobu z obnovitelných zdrojů), čímž se uhlíková stopa procesu dramaticky snižuje.

Výroba jedné tuny oceli ve vysoké peci typicky produkuje okolo 1,8 až 2,2 tuny CO₂, zatímco EAF proces může mít emise nižší než 0,2 t CO₂/t oceli, pokud je poháněn zelenou elektřinou a využívá kvalitní šrot. Elektrické obloukové pece jsou mimořádně flexibilní z hlediska surovin a mohou pracovat nejen s ocelovým šrotem, ale i s HBI (žhavé briketované železo) nebo H₂/NG-DRI (přímá redukce železa vodíkem či zemním plynem), případně jejich kombinací.

ArcelorMittal – Španělsko¹⁴

Společnost ArcelorMittal zahájila v roce 2024 výstavbu EAF pro výrobu dlouhých produktů (zejména kolejnic a válcovaných drátů) ve svém závodě v Gijónu (Španělsko). Uvedení zařízení do provozu a první tavení je plánováno na první čtvrtletí roku 2026. Investice ve výši **213 milionů EUR** představuje velký projekt ve snaze dekarbonizovat ocelářský průmysl a znamená zásadní krok směrem k nízkouhlíkové výrobě oceli v regionu. Roční produkce oceli by měla být zhruba 1,1 milionu tun. Odhadované snížení emisí je **35 %**.

¹⁴ EAF ArcelorMittal – Španělsko: <https://corporate.arcelormittal.com/media/news-articles/arcelormittal-starts-the-construction-of-an-electric-arc-furnace-at-its-gijon-plant>

Voestalpine – Rakousko¹⁵

Společnost v rámci projektu Greentec plánuje instalovat nové EAF ve výrobních závodech v Linci a Donawitzu. Každá pec bude mít kapacitu přibližně 180 tun na tavbu, přičemž pec v Linci bude schopná produkce 1,6 milionu tun oceli a pec v Donawitz 850 000 tun. Nové pece budou využívat směs šrotu a HBI, přičemž poměr těchto surovin bude upravován podle požadované kvality výsledné oceli. Odhadem by mělo dojít ke snížení emisí o **30 %**. Společnost plánuje investovat přibližně **1,5 miliardy EUR** do výstavby obou obloukových pecí, přičemž investice v Donawitzu by měla činit zhruba **450 milionů EUR**.

Liberty Ostrava – Česko¹⁶

Liberty Ostrava ještě v roce 2022 plánovala do konce roku 2025 nahradit dvě vysoké pece párem hybridních obloukových pecí. Investice měla činit **350 milionů EUR**, kdy měly být pece po náběhu 2027 schopny tavit až 100 % šrotu.

BRIKETOVACÍ LINKA

Briketovací linka představuje moderní alternativu k tradiční výrobě ocelářského aglomerátu a nabízí efektivnější a ekologičtější způsob přípravy vsázky pro vysokou pec. Zatímco aglomerace zahrnuje spékání jemných částí železné rudy při vysokých teplotách a je energeticky velmi náročná, briketování probíhá za nižších teplot a bez spalování uhlí, čímž výrazně snižuje emise skleníkových plynů.

Briketovací linka umožňuje slisovat jemný práškový materiál do pevných homogenních briket vhodných pro přímé použití ve vysoké peci. Tento přístup snižuje spotřebu koksu a přispívá ke snižování emisí podobným způsobem, jako vstřikování biomasy.

Třinecké železářny – Třinec¹⁷

Náklady na briketovací linku dosahují téměř miliardy korun (**necelých 40 milionů EUR**). Technologie briketace za studena je v Evropě ojedinělá a v hutním průmyslu se v takovém rozsahu nikde nevyskytuje. Nová bezemisní linka bude mít výrobní kapacita až **80 tun briket za hodinu**. Nahradí ocelářský aglomerát, jehož výroba probíhá za vysokých teplot a kvůli vysoké měrné spotřebě fosilního paliva produkuje významný objem CO₂. Do provozu by měla být uvedena v polovině roku 2027.

Co se týče snížení emisí, mělo by dojít ke snížení **CO₂ až o 70 tisíc tun ročně**. Třinecké železářny také ještě plánují odstavení jedné vysoké pece a její nahrazení elektrickou obloukovou pecí, která bude vyrábět ze šrotu více než jeden milion tun oceli ročně.

¹⁵ EAF Voestalpine – Rakousko: <https://www.voestalpine.com/stahl/en/The-Steel-Division/News/A-home-for-the-new-electric-arc-furnace-The-building-enclosure-for-the-EAF-is-now-under-construction>

¹⁶ EAF Liberty Ostrava: <https://libertysteelmgroup.com/cz/news/liberty-zahajuje-historickou-investici-do-transformace-ostravske-huti-ve-vyrobcu-zelene-oceli/>

¹⁷ Briketovací linka Třinecké železářny: <https://www.trz.cz/o-nas/tiskove-zpravy/2024-09-09-trinecke-zelezarny-zahajily-prvni-projekt-dekarbonizace/>

4.2.3 Chemický průmysl

V přehledu pro chemický průmysl je uvedena širší paleta dekarbonizačních technologií, které nejsou zahrnuty do základních výpočtů. Tyto možnosti představují dodatečný potenciál pro snižování emisí nad rámec modelových scénářů, zároveň však narážejí na konkrétní limity – od technologické připravenosti až po materiálové bariéry, např. zemědělské suroviny pro výrobu bioetanolu. Ve výpočtech je dosaženo požadované úrovně dekarbonizace elektrifikací (od nízkých teplot až po vysoké teploty) a částečným nahrazením šedého vodíku RFNBO vodíkem, přičemž většina spotřeby vodíku v Česku připadá na výrobu amoniaku a pohonných hmot v rafinériích.

PYROLÝZNÍ RECYKLACE PLASTŮ

Pyrolýza je rozklad materiálu při vysokých teplotách za nepřítomnosti kyslíku. Tento proces lze využít k přeměně směsného plastového odpadu na kapalné uhlovodíky, které může petrochemický průmysl znovu využít jako surovinu. Technologiemi termochemické recyklace je možné zpracovávat různé druhy komunálního odpadu. Většinou se jedná o plastový odpad, pneumatiky či odpadní oleje.

Produktem této environmentálně šetrné technologie je pyrolýzní olej, syntetický plyn a pevný inertní uhlíkový zbytek. Pyrolýzní olej, neboli kapalný recyklát, je produkt, který je mimořádně vhodný k prodeji jako vstupní materiál pro výrobu nových plastů. Kvalitativně je roven panenským surovinám, ze kterých se plasty běžně vyrábí. Plyn vyprodukovaný pyrolýzní jednotkou je palivem pro výrobu elektrické energie, která je většinou spotřebována přímo v provozu samotné pyrolýzní jednotky.

Oproti běžné mechanické recyklaci není v případě pyrolýzy problém různorodost použitých materiálů a omezení u většiny plastů při opakované recyklaci. Zároveň jsou všechny tři produkty pyrolýzy objemově mnohonásobně nižší, než samotný odpadový vstup.

Termochemická recyklace je tedy ekologicky čistší, má dramaticky nižší uhlíkovou stopu a oproti mechanické recyklaci lze takto plasty recyklovat věčně.

Náklady na pyrolýzní proces závisí na několika faktorech, včetně rozsahu provozu, typu použité vstupní suroviny, použité technologie a specifických nákladů spojených s instalací, infrastrukturou a provozem. Pyrolýzní závod se skládá z 6 primárních částí – vstupní systém, ohřevný systém, pyrolýzní reaktor, systém vyprazdňování tuhého zbytku, systém kontroly emisí a kondenzační systém.

Společnost Beston udává startovací cenu u dávkovacích linek (vsázka po dávkách) okolo **60 tisíc EUR**. U plně automatických linek pak cena začíná zhruba na **600 tisíc EUR**¹⁸. Příklad ekonomiky dává společnost u projektu „BLJ-16 Plastic Pyrolysis Project in South America“. Zde činil CAPEX zhruba **248 tisíc USD**, OPEX 1 000 USD denně, přičemž cena konečných

¹⁸ Ceny linek na pyrolýzu plastů Beston: <https://www.bestongroup.com/pyrolysis-plant/cost/>

produktů vyrobených za den byla zhruba 2 600 USD, což odpovídá ročnímu příjmu 485 tisíc USD.

CHEMICKÁ DEPOLYMERACE

Chemická depolymerace umí rozložit plasty na monomery za nižších teplot než pyrolýza nebo gasifikace a mezi výsledné produkty nepatří pyrolýzní olej nebo plyn, které mohou být využity i jako paliva, ale produkty, které jsou hlavními složkami pro nový plast. Zatímco pyrolýza a plazmové zplyňování umí zpracovat i více druhové plasty, depolymerace převážně jedno druhové. Tato metoda recyklace je spojována především s polystyrenem a PET.

Pilotním projektem v tomto ohledu je projekt společností GR3N a Intecs Industrial, které plánují postavit závod na mikrovlnně asistovanou depolymerizaci PET ve Španělsku. Zařízení by mělo být uvedeno do provozu v roce 2027 a investiční náklady činí **200 mil. EUR**. Roční produkce recyklovaného PET má činit 40 tisíc tun¹⁹.

VÝROBA ZELENÉHO AMONIAKU

Výroba čpavku patří k nejvíce uhlíkově náročným chemicko-průmyslovým procesům, kdy na každou tunu konvenčního „šedého“ amoniaku připadá zhruba 2,4 t CO₂ a sektor jako celek vypouští celosvětově 450 milionů tun CO₂ ročně, tedy okolo 2 % světových energetických emisí. Více než 70 % výroby amoniaku probíhá pomocí parního reformingu, který je založený na zemním plynu, zatímco většina zbytku využívá zplyňování uhlí. To vede k poptávce po 170 miliardách m³ zemního plynu (což představuje 20 % průmyslové spotřeby zemního plynu) a 75 milionech tun uhlí (5 % průmyslové spotřeby uhlí).

U zeleného čpavku se vodík vyrábí elektrolýzou vody a za pomoci obnovitelných zdrojů, zatímco dusík se získává běžnou separací vzduchu. Protože celý řetězec běží na zelené elektřině, nejsou potřeba fosilní paliva a tento proces prakticky žádné CO₂ nevyprodukuje.

Projekt REDDAP²⁰

Na konci srpna 2024 otevřeli společnosti Topsoe, Skovgaard Energy a Vestas v dánské vesnici Ramme první plně provozní továrnu na zelený amoniak. Projekt známý jako REDDAP (Renewable Dynamic Distributed Ammonia Plant) je koncipován jako demonstrace „dynamické“ výroby: zařízení se v reálném čase přizpůsobuje proměnlivému výkonu větrných a solárních zdrojů, aniž by potřebovalo velké úložiště vodíku.

Jádrem závodu je 10 MW alkalický elektrolyzátor, který z 50 MW nových fotovoltaických polí a 12 MW existujících turbín vyrábí vodík, který se dále syntetizuje na amoniak. Produkce činí zhruba 5 000 t zeleného amoniaku ročně, což při nahrazení „šedého“ amoniaku ušetří zhruba 8 200 t CO₂.

¹⁹ GR3N a Intecs Industrial projekt: <https://www.innovationintextiles.com/closing-the-loop-for-both-pet-recycling-and-digital-automation/#:~:text=In%20July%202023%2C%20gr3n%20announced,in%20Rueil%20Malmaison%2C%20France.>

²⁰ Specifika projektu REDDAP: <https://www.reddap.dk/en/about-the-plant>

Celkový rozpočet projektu byl zhruba **27 milionů EUR**, přičemž 41 % pokryla veřejná dotace z programu EUDP²¹.

VÝROBA BIOETANOLU

Výroba bioetanolu představuje další klíčovou cestu k dekarbonizaci chemického průmyslu, ale potenciálně i dopravy. Bioetanol vzniká fermentací cukrů z biomasy – nejčastěji z kukuřice, cukrové třtiny nebo odpadní celulózy – a jako palivo je známý zejména z oblasti biobenzinů. Klíčové je možné využití bioetanolu jako suroviny pro výrobu ethylenu, základního stavebního kamene plastů, rozpouštědel a spousty dalších chemických produktů.

Konvenčně se etylen vyrábí parním krakováním fosilních surovin, především ropy a zemního plynu, přičemž celosvětová produkce přesahuje 200 milionů tun ročně a související emise CO₂ se odhadují na více než 260 milionů tun ročně. Při použití bioetanolu jako vstupní suroviny lze stejný ethylen vyrobit bez přímých emisí fosilního uhlíku. Proces spočívá v dehydrataci bioetanolu, tedy v chemickém odstranění vody, za vzniku ethylenu a páry.

Biorafinerie CropEnergies – Německo

Závod společnosti CropEnergies Bioethanol v německém průmyslovém parku Zeitz byl spuštěn v roce 2005 jako první velkokapacitní lihovar nové generace v EU. Původní linka na 260 000 m³ bioethanolu ročně byla postupně rozšířena až na dnešních 400 000 m³, z toho 60 000 m³ potravinářského čistého lihu. K výrobě se používá řada surovin, od pšenice a kukuřice až po cukernou biomasu, a dopravují se z okolí jednoho z největších obilných pásem Německa.

Původní investiční náklady před rozšířením činily **200 milionů EUR**²². Aktuálně společnost investuje dalších 120-130 milionů EUR do nové jednotky na výrobu obnovitelného ethylacetátu (kapacita 50 000 t/rok)²³.

Biorafinerie Pannonia Bio – Maďarsko

Maďarská Pannonia Bio provozuje v Dunaföldváru na břehu Dunaje největší obilnou biorafinérii v Evropě. V roce 2025 by měla činit roční kapacita 628 milionů litrů. Ročně závod zpracuje více než jeden milion tun lokálně pěstované kukuřice. Portfolio doplňují pilotní linky na biomateriály a od roku 2022 také jednotka na úpravu bioplynu na téměř čistý biometan, který se vtláčuje do maďarské plynárenské sítě. Původní investiční náklady činily zhruba **200 milionů EUR**²⁴. Stovky dalších milionů eur stálo rozšíření na dnešní kapacitu.

²¹ Projekt REDDAP cena: <https://energiforskning.dk/en/node/16250>

²² CropEnergie biorafinerie: <https://bbj.hu/business/industry/deals/pannonia-bio-says-it-continues-to-invest-in-biorefinery-future/>

²³ Investice CropEnergies do výroby ethylacetátu: <https://mainstreambio-project.eu/cropenergies-to-build-europes-first-plant-for-biobased-chemicals/>

²⁴ Pannonia Bio biorafinerie původní investice: <https://bioenergyinternational.com/eerl-expand-production-hungarian-ethanol-plant>

4.2.4 Nekovové minerály

CCS/CCUS

Vápenný a cementářský průmysl patří k nejvíce energeticky náročným odvětvím vůbec, protože kromě spalování paliv uvolňují při kalcinaci uhličitánů i „procesní“ CO₂, který představuje asi dvě třetiny jejich celkové stopy. Bez zachytávání a ukládání oxidu uhličitého (CCS) nebo jeho využití (CCUS) proto nelze dosáhnout hluboké dekarbonizace. Ani nejúčinnější pece či alternativní paliva totiž procesní emise neodstraní. Vedle snižování podílu slínku v cementářském průmyslu tak jde o hlavní způsob, jak dekarbonizovat sektor. Akční plán rozvoje CCUS z roku 2025 počítá s tím, že pokud budou schvalovány, finančně podpořeny a zabezpečeny CCS projekty, lze potřebu zachytávání, dopravy a ukládání v tuzemsku, popřípadě offshore, očekávat zejména v období po roce 2035.

Výroba vápna je emisně ještě intenzivnější než cement, protože procesní rozklad uhličitánu vápenatého představuje až tři čtvrtiny celkové stopy. Zbýlá čtvrtina připadá na palivo pro rotační a šachtové pece. Většina redukce CO₂ je tak rovněž vázána na CCS.

Z pohledu potenciálu redukce emisí CO₂ v cementářském a vápenném průmyslu tak představuje zachytávání uhlíku nejvyšší potenciální úspory.

Ekonomické aspekty a rizika

Vybudování kompletní technologie CCS je investičně i provozně mimořádně náročný projekt. V České republice momentálně neexistuje veřejně dostupná relevantní studie zhodnocení ekonomické výhodnosti takových projektů.

Mezinárodní zdroje uvádějí velmi velkou škálu rozpětí odhadovaných investičních či provozních nákladů činností spojených s celým řetězcem CCS. Podle těchto zdrojů lze odhadovat investiční náklady za 1 tunu CO₂ pro zachytávání ve výši 10 až 170 EUR, pro dopravu od 1,5 do 12 EUR pro pozemní transport potrubím a dalších 11-16 EUR pro transport potrubím v moři. Náklady pro ukládání by měly být v rozmezí 1-20 EUR za jednu tunu CO₂^{25,26}.

Pilotní projekt v České republice²⁷

Společnost MND již plánuje v České republice projekt na zachytávání CO₂, na němž spolupracuje s cementárnou Heidelberg Materials CZ. Projekt s názvem CCS Moravia se bude soustředit na zachytávání CO₂ uvolněného během výroby slínku v provozu Cementárny Mokrý u Brna. Oxid uhličitý se má následně ukládat ve vhodných podzemních strukturách v oblasti jižní Moravy. MND ročně plánuje v lokalitě uskladnit 800 tisíc tun CO₂, a to počínaje rokem 2034. Celkově by se tam mělo do podzemí odhadem vejít 23,4 milionu tun stlačeného CO₂.

²⁵ Odhad ceny CCS od IEEFA: <https://ieefa.org/sites/default/files/2024-10/IEEFA%20Carbon%20capture%20and%20storage-Europe%27s%20climate%20gamble.pdf>

²⁶ Odhad ceny CCS od JRC: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC139285>

²⁷ Pilotní projekt CCS v ČR: <https://oenergetice.cz/emise-co2/mnd-planuje-na-morave-ukladat-oxid-uhlicity-do-zeme-zatim-zkouma-teren-shani-penize-a-emitenty>

Brevik CCS – Heidelberg Materials, Norsko

Brevik CCS u cementárny Heidelberg Materials v Norsku je vůbec prvním průmyslovým zařízením, které v cementářství prokazatelně zachytává a trvale ukládá oxid uhličitý. Základem projektu je absorpční proces vyvinutý firmou Aker Carbon Capture, plně integrován do stávající rotační pece. Roční kapacita zachytávání činí 400 000 t CO₂, tedy zhruba polovinu emisí závodu. V prosinci roku 2024 došlo k dokončení mechanických prací na zařízení, a to tak bylo připraveno k testování v reálném provozu. V květnu 2025 bylo poprvé zachyceno a zkapalněno 1 000 t CO₂, které byly převezeny lodí k injektáži do ložiska Aurora pod Severním mořem.

Finančně jde o mimořádně náročný projekt. Samotná zachytávací jednotka stála zhruba **290 milionů EUR**. Celý řetězec, tedy záchyt v Breviku, lodní přeprava, terminál Øygarden a geologické úložiště, má investiční náklady odhadované na **1,12 miliard EUR**. Norský stát kryje asi 80 % kapitálových výdajů i většinu provozu v úvodních letech, zatímco zbytek financuje Heidelberg Materials.

ALTERNATIVNÍ POJIVA A SUROVINY

Výroba portlandského slínku představuje asi 7 % celosvětových emisí CO₂, proto se cementářství zaměřuje na snižování podílu slínku prostřednictvím alternativních pojiv a surovin. Klíčovou roli hrají tzv. *doplňkové cementové materiály* (SCM). Tyto materiály mohou nahradit 30-50 % slínku, čímž se emise na tunu cementu snižují až o 70–80 %.

Jednou z technologicky i ekonomicky nejslibnějších SCM je kalcinovaný jíl. Nejrozšířenějším je vápenný kalcinovaný jílový cement (LC³), který kombinuje zhruba 50 % slínku, 30-35 % kalcinovaného jílu a 15 % vápence. Oproti běžnému portlandskému cementu (CEM I) snižuje uhlíkovou stopu o zhruba 40 % a nevyžaduje zásadní investice do úprav linek. LC³ dosahuje srovnatelné pevnosti i trvanlivosti jako portlandský cement a současně vykazuje nižší vývoj hydratačního tepla i příznivější náklady na tunu pojiva.

Ještě ambicióznější možností jsou tzv. geopolymery, tedy alkalicky aktivované aluminosilikátové systémy vznikající z průmyslových odpadů, jako jsou popílek, struska či červený kal. Protože nevyžadují vypalování v peci, mohou v ideálních podmínkách snížit emise CO₂ o 80-85 % a vykazují vynikající chemickou odolnost či nízké smrštění. Geopolymery jako náhrada cementu již byly testovány v reálném prostředí – v Rotterdamu byl tento materiál použit v přístavišti k výstavbě nábrežní zdi v roce 2023²⁸. Sledování vlastností materiálu bude probíhat po 1, 2, 5 a 10 letech, přičemž dosavadní kontroly neprokázaly žádná nečekaná zhoršení. V tomto případě by mělo dojít k 50% úspoře CO₂ oproti použití běžného portlandského cementu.

²⁸ Testování geopolimerů v Rotterdamu: <https://www.portofrotterdam.com/en/news-and-press-releases/port-of-rotterdam-authority-trials-the-use-of-cement-free-concrete-in-the>

ELEKTRIFIKACE SKLÁŘSKÝCH PECÍ

Projekt Volta v závodě Barevka

Cílem projektu bylo navrhnout a postavit hybridní sklářskou pec, která kombinuje elektrické tavení a spalování kyslík – plyn. Linka je z 50 % elektrifikována a z 50 % poháněna kombinací kyslíku a plynu. Zároveň dochází k výraznému snížení spotřeby materiálu díky vysokému podílu recyklace. Očekávání z hlediska emisí jsou taková, že by mělo dojít k jejich snížení o 75 %, tedy zhruba 193 000 CO₂ během prvních 10 let provozu. Celkové náklady na projekt činily zhruba **900 milionů CZK** (zhruba **36 mil. EUR**), z nichž třetinu pokryla dotace Inovačního fondu EU²⁹.

UŽITÍ RECYKLOVANÝCH MATERIÁLŮ

Sklo je mimořádný materiál, který lze recyklovat prakticky donekonečna, a to bez ztráty kvality či funkčních vlastností. V tomto ohledu nemá mezi běžně používanými materiály konkurenci. Jako recyklovaný materiál se ve sklářském průmyslu používá sklářský střep (cullet). Vyšší podíl střepu přináší významné ekologické i ekonomické výhody – výrazně snižuje spotřebu primárních surovin, jako je křemičitý písek, soda nebo vápenec, a současně snižuje množství energie potřebné k roztavení směsi ve sklářské peci.

Jedna tuna střepu nahrazuje přibližně 1,2 tuny primárních surovin. Navíc má střep nižší tavicí teplotu než původní sklářská vsázka, což znamená, že při jeho použití lze ušetřit značné množství energie. Zvýšení podílu střepu o pouhých 10 % vede ke snížení spotřeby energie o přibližně 2,5 %. To má přímý dopad na emise skleníkových plynů – recyklací jedné tuny střepu lze předejít až 0,7 tunám emisí oxidu uhličitého.

Dle Eurostatu byla průměrná cena sekundárního skla v roce 2024 u importu uvnitř EU 90 EUR/t a u importu ze zemí mimo EU 88 EUR/t.³⁰ V květnu 2024 byla dle Glass cullet price index³¹ průměrná cena v Evropě 80 EUR/t, přičemž výhledově se očekává pozvolný pokles až na 70 EUR koncem roku 2026.

BLENDING VODÍKU A ZEMNÍHO PLYNU

Přimíchávání vodíku do zemního plynu je další klíčovou přechodovou technologií, která umožňuje průmyslu nekovových minerálů snižovat uhlíkovou stopu.

Britská keramická asociace Ceramics UK je v tuto chvíli v realizační fázi pilotního projektu „Demonstrating Hydrogen in the Ceramics Sector“³². Pilotní pec navržená speciálně pro tento projekt byla úspěšně uvedena do provozu a nyní funguje na 100% vodík. Následně tak začaly

²⁹ Financování projekt Volta: https://ec.europa.eu/assets/cinea/project_fiches/innovation_fund/101133064.pdf

³⁰ Eurostat cena sekundárního skla: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Recycling_%E2%80%93_secondary_material_price_indicator

³¹ Průměrná cena sekundárního skla v EU: <https://businessanalytiq.com/procurementanalytics/index/cullet-price-index/>

³² Pilotní projekt Ceramics UK blendingu vodíku a zemního plynu v keramickém průmyslu: <https://www.ceramics-uk.org/news/ceramics-uk-reaches-key-milestone-in-hydrogen-project>

výpaly keramických výrobků členských firem. První výsledky ukázaly, že výsledné výrobky neztratily na kvalitě.

Forterra – Velká Británie

Pilotní projekt má za sebou britský výrobce cihel Forterra³³, který ve své tunelové peci v Derbyshire úspěšně zkoušel směsi vodíku a zemního plynu, a to nejprve v poměru 5 % vodík – 95 % zemní plyn až po 20 % vodíku a 80 % zemního plynu. Výsledky projektu ukázaly, že ani při 20% vodíkovém mixu nedošlo k žádnému vlivu na barvu, konzistenci a kvalitu cihel. Společnost nyní zkoumá možnosti využití směsi až do 100 % vodíku.

Projekt GreenBricks skupiny Wienerberger – Rakousko

Projekt GreenBricks skupiny Wienerberger představuje první plně elektrickou průmyslovou pec na výrobu cihel v Evropě a jeden z milníků na cestě ke klimaticky neutrální výrobě stavebních materiálů. Pec byla uvedena do provozu v roce 2024 ve výrobním závodě Uttendorf v Rakousku. Celý systém využívá obnovitelnou elektřinu a nahrazuje tradiční tunelovou pec technologií navrženou tak, aby zvládla vypalování při teplotách 1 000 °C. Pro sušení cihel jsou využívána tři nová tepelná čerpadla. Náklady na projekt převyšovaly **30 milionů EUR**³⁴.

4.2.5 Ostatní průmysl

ELEKTRIFIKACE

Volvo Car Gent – Lakovací sušící pece

Sušící pece v továrně Volvo v belgickém Gentu běžely na zemní plyn, nicméně později byly převedeny na elektrický provoz. Celá investice vyšla na zhruba **20 milionů EUR**. Volvo tvrdilo, že je prvním výrobcem automobilů v Evropě, který elektrifikuje energeticky náročné sušení laků³⁵. Kromě snížení CO₂ mají elektrické pece zvýšit i efektivitu, protože umožní sloučit více kroků dohromady. Za předchozího stavu potřebovala továrna dvě oddělené pece – jednu na vodotěsnění svarů a druhou na sušení základního nátěru.

BMW Group – eRTO³⁶

Při lakování a následném sušení karoserií automobilů vznikají plynné a parní látky. Aby rozpouštědla z lakovny neškodila životnímu prostředí, čistí se tento odpadní vzduch spalením škodlivin dříve, než je vypuštěn komínem. Kontaminovaný vzduch prochází ložem

³³ Projekt Forterra: <https://www.ceramicworldweb.com/en/news/forterra-focuses-hydrogen-meet-its-decarbonisation-targets>

³⁴ GreenBricks projekt: <https://www.wienerberger.com/en/media/press-releases/2024/20241129-wienerberger-starts-Europes-greenest-brick-production.html#:~:text=Ambitious%20sustainability%20goals&text=For%20example%2C%20the%20plant%20served,for%20a%20sustainable%20construction%20industry>.

³⁵ Sušící pece Volvo Car: <https://www.belganewsagency.eu/volvo-car-ghent-invests-in-electric-spray-furnaces-to-paint-cars-a-european-first>

³⁶ BMW Group – eRTO: <https://www.press.bmwgroup.com/global/article/detail/T0443815EN/next-step-in-reducing-co2-from-production:-bmw-group-introduces-electrically-powered-exhaust-purification-in-first-paint-shops?language=en>

keramických médií, kde se zbytky rozpouštědel spalují. K tomu je nutné vzduch během krátké chvíle ohřát na velmi vysoké teploty – což dříve bylo možné jen pomocí zemního plynu.

Nový postup zvaný eRTO (electric Regenerative Thermal Oxidation) dokáže vyvinout potřebné teplo pouze za pomoci elektřiny. Systém dosahuje teplot až 1 000 °C, tedy hodnot nutných pro termickou oxidaci výparů z lakovacích a sušících zón.

Díky systému eRTO lze termickou oxidaci provádět úplně bez fosilních paliv – místo nich se využívá elektřina z obnovitelných zdrojů. eRTO je instalováno mezi lakovací kabinou, sušícím procesem a komínem.

Z veřejně dostupných zdrojů se žádná konkrétní cena investice za technologii eRTO u BMW neobjevila. Cena by se měla pohybovat v jednotkách až nízkých desítkách milionů EUR v závislosti na průtoku, účinnosti tepelné rekuperace či typu a koncentraci znečišťujících látek.

UŽITÍ RECYKLOVANÝCH MATERIÁLŮ

Slovenská větev Volkswagen byla prvním členem skupiny, který se připojil k projektu Aluminium Closed Loop. Tento projekt spočívá v recyklaci hliníkových odřezků z lisovny, které se vracejí dodavateli hliníkových svitků. U dodavatele jsou odřezky znovu zpracovány tak, aby je bylo možné bez ztráty kvality vrátit do výroby. Použití sekundárního hliníku šetří až 95 % energie oproti primárnímu hliníku.

S konceptem Aluminium Closed Loop poprvé v rámci skupiny Volkswagen přišel závod Audi v německém Neckarsulmu. Jedná se o recyklaci hliníkových odřezků z lisovny, které se vracejí dodavateli hliníkových svitků. U dodavatele jsou odřezky znovu zpracovány tak, aby bylo možné je bez ztráty kvality vrátit do výroby. Projekt dnes probíhá minimálně ve čtyřech závodech skupiny. V roce 2021 přinesl Aluminium Closed Loop jen při výrobě modelů Audi snížení emisí o více než 195 000 tun CO₂³⁷.

4.3 TECHNICKO-EKONOMICKÁ CHARAKTERISTIKA NAVRHOVANÝCH OPATŘENÍ

Řadu výše uvedených možností dekarbonizace v současnosti nelze robustně namodelovat či kvantifikovat. V řadě případů jde navíc o technologie s omezenou škálovatelností či nižší technologickou připraveností (např. geopolymery). Po konzultaci s jednotlivými zástupci průmyslu je níže uveden přehled technologií a modelových předpokladů, jež se vyskytují v některých dále představených scénářích modelace. V rámci porovnání jednotlivých palivových změn byly uvažovány následující koncové ceny komodit v roce 2040:

- elektřina (certifikovaně bezemisní): 5 000 CZK/MWh,
- emisí povolenka (2040): 4 350 CZK/EUA,

³⁷ Snížení emisí Audi díky Aluminium Closed Loop: <https://www.audi-mediacycenter.com/en/press-releases/closed-loop-system-for-aluminium-volkswagen-slovakia-heads-for-co2-neutrality-14800>

- zemní plyn: 850 CZK/MWh,
- uhlí: 360 CZK/MWh.

Provozní náklady na paliva odráží změny v palivové základě, tzn. že jsou započteny uspořené náklady na fosilní paliva.

Níže je přiložena přehledová tabulka zamýšlených a ve výpočtech využitých technologií včetně jejich aktuální úrovně technologické připravenosti (TRL).

Tabulka 4.3 Přehled uvažovaných technologií včetně úrovně technologické připravenosti

technologie	TRL	popis
železo a ocel		
briketační linka	9	- prověřená, nenáročná technologie - ve výstavbě v areálu Třineckých železáren
elektrická oblouková pec	8-9	- prověřená, nicméně komerčně ještě nepříliš nasazovaná technologie - odložený projekt Třineckých železáren
chemický průmysl		
náhrada šedého vodíku RFNBO vodíkem	7-9	- potřeba dané čistoty, tlaku, průtoku; integrace vyžadující další úpravy - u RFNBO problematická ekonomika a legislativa EU
elektrifikace		- u středních a vyšších teplot omezené komerční nasazení
nízké teploty (≤ 150 °C)	9	- elektrické boilers, tepelná čerpadla, elektrokotle
střední teploty (150-500 °C)	7-8	- indukční ohřev, elektrické horkovzdušné ohřevy (sušící pece)
vyšší teploty (500-1 000 °C)	7	- indukční ohřev
nekovové materiály		
náhrada částí fosilních paliv RFNBO vodíkem	6-7	- v sektoru nekovových materiálů prozatím spíše demonstrační projekty - spalování vodíku se uvažuje pouze jako blend s jinými palivy
elektrifikace		- specifické sklářské a keramické pece; u výroby cementu a vápna nemožná
velmi vysoké teploty ($> 1\,000$ °C)	7	- sklářské a keramické pece (Jouleův ohřev, tunelové pece)
CCS	6-7	- jediná možnost rozsáhlé dekarbonizace vápenného a cementářského průmyslu - pouze pilotní projekty; celá řada bariér
ostatní průmysl		
elektrifikace	7-9	
nízké teploty (≤ 150 °C)	9	- elektrické boilers, tepelná čerpadla, elektrokotle

Elektrifikace je dnes hlavní dekarbonizační technologií v průmyslu, nelze však očekávat, že ve všech odvětvích na všech teplotních úrovních dosáhneme stejného tempa či hloubky dekarbonizace.

Podstata průmyslové elektrifikace spočívá v dodání požadované teploty, a to od ohřevu vody a páry přes sušení a tepelné zpracování až po tavení. V nízkých teplotách (≤ 150 °C) jsou technologie jako tepelná čerpadla, elektrické boilers a elektrokotle komerčně již běžně nasazované. U středních teplot (150-500 °C) se již jedná o v menším měřítku nasazované indukční ohříváče a sušící pece, kde je obtížnější integrace vyžadující specifické řešení. S rostoucí požadovanou teplotou (nad 500 °C) již převažují demonstrační projekty. Výjimku pak tvoří specializované pece, jako např. elektrické sklářské a keramické pece či obloukové

pece. Jedná se však pouze o demonstrační a pilotní projekty. Zároveň není možná stoprocentní elektrifikace, jelikož je třeba držet určitý teplotní profil a homogenitu taveniny.

Bariéry jednotlivých technologií včetně ekonomických a legislativní jsou podrobně popsány v kapitole 3.4.

ELEKTRICKÁ OBLOUKOVÁ PEC

Elektrická oblouková pec představuje zásadní technologii pro dekarbonizaci průmyslu výroby železa a oceli. Níže jsou představeny parametry jedné EAF pro modelaci:

- CAPEX: 24,69 mld. CZK,
- roční spotřeba elektřiny: 600 GWh,
- OPEX – elektřina: 3 mld. CZK/rok,
- OPEX – údržba a provoz pece: 1,33 mld. CZK/rok.

Výsledky modelování ukazují emisní úsporu zhruba 0,6 tCO₂/t vyrobené oceli.

BRIKETOVACÍ LINKA

Briketovací linka slouží jako doplňující úsporné opatření k elektrickým obloukovým pecím a pracuje s následujícími veřejně dostupnými předpoklady:

- CAPEX: 988 mil. CZK,
- celkový OPEX: 200 mil. CZK,
- emisní úspora: 70 000 tCO₂/rok.

VODÍK

Náhrada fosilních paliv RFNBO vodíkem představuje nejen z pohledu splnění cílů významnou část dekarbonizace. Při výpočtech byla uvažována veškerá výroba obnovitelného vodíku on-site se skladováním na 48 hodin výroby. Pro výrobu byly uvažovány následující parametry elektrolyzéru:

- účinnost: 55 kWh/hod,
- utilizace: 3 500 h,
- CAPEX: 38 667 CZK/kW,
- OPEX – údržba a provoz elektrolyzérů: 387 CZK/kW,
- CAPEX skladování: 17 mld. CZK/kt,
- OPEX skladování: 340 mil. CZK/kt.

Emisní úspora se v jednotlivých scénářích liší dle nahrazovaného množství fosilních paliv.

ELEKTRIFIKACE

Elektrifikace je zcela klíčovou složkou pro dekarbonizaci veškerých odvětví průmyslu. Jedná se o přechod na elektrické pece, boilers, vytápění, tepelná čerpadla a jiná elektrifikovaná zařízení, která jsou napájena bezemisní elektřinou. Pro elektrifikaci byly uvažovány následující parametry:

- CAPEX: 19 000 CZK/kW_t,
- OPEX údržba: 100 CZK/MWh odebrané elektřiny.

Investiční náklady na elektrifikaci jsou přepočítávány na jednotku nahrazovaného tepelného výkonu současných zdrojů³⁸. U provozních nákladů na elektrifikaci jsou zahrnuty pouze náklady na údržbu a opravy technologie, nejedná se tedy o náklady na elektřinu. Za předpokladu odběru obnovitelné elektřiny vzniká emisní úspora oproti využívání fosilních paliv při tepelných procesech.

CCS

Technologie CCS byla uvažována pouze pro průmysl nekovových materiálů, konkrétně výrobu vápna a cementu. Vstupy byly odhadnuty na základě dostupných informací ze zahraničních projektů a konzultací se zástupci dotčených průmyslových odvětví. Vstupní parametry pro výpočet nákladovosti byly následující:

- CAPEX: 30 000 CZK/tCO₂,
- OPEX: 1 000 CZK/tCO₂.

V CAPEX jsou zahrnuty náklady na instalaci samotné technologie zachytávání CO₂ a jeho přípravy pro přepravu do vzdáleného úložiště. V provozních nákladech je zahrnuta údržba technologie a náklady na stlačení a zkapalnění. Náklady na přepravu a uložení jsou počítány v části nepřímých nákladů v rámci úpravy a rozvoje plynárenských sítí. Emisní úspora se odvíjí dle objemu zachyceného a uloženého CO₂.

4.4 IDENTIFIKACE SLABÝCH MÍST A BARIÉR

Níže popsané bariéry představují objektivní komplikace, které je třeba brát v úvahu při stanovení cílů a pravděpodobnosti jejich včasného dosažení. Přestože se jedná o bariéry znemožňující dosažení cíle, analýza zejména současného technologického a ekonomického stavu rozvoje a využití jednotlivých dekarbonizačních nástrojů ukazuje, že jejich plné odstranění do roku 2040 **není realistické**.

³⁸ Náklady na elektrifikaci průmyslových procesů: <https://eccoclimate.org/wp-content/uploads/2025/03/ENRapporto-Elettrificazione-Processi-Industriali-Final.pdf>

TECHNOLOGICKÉ BARIÉRY

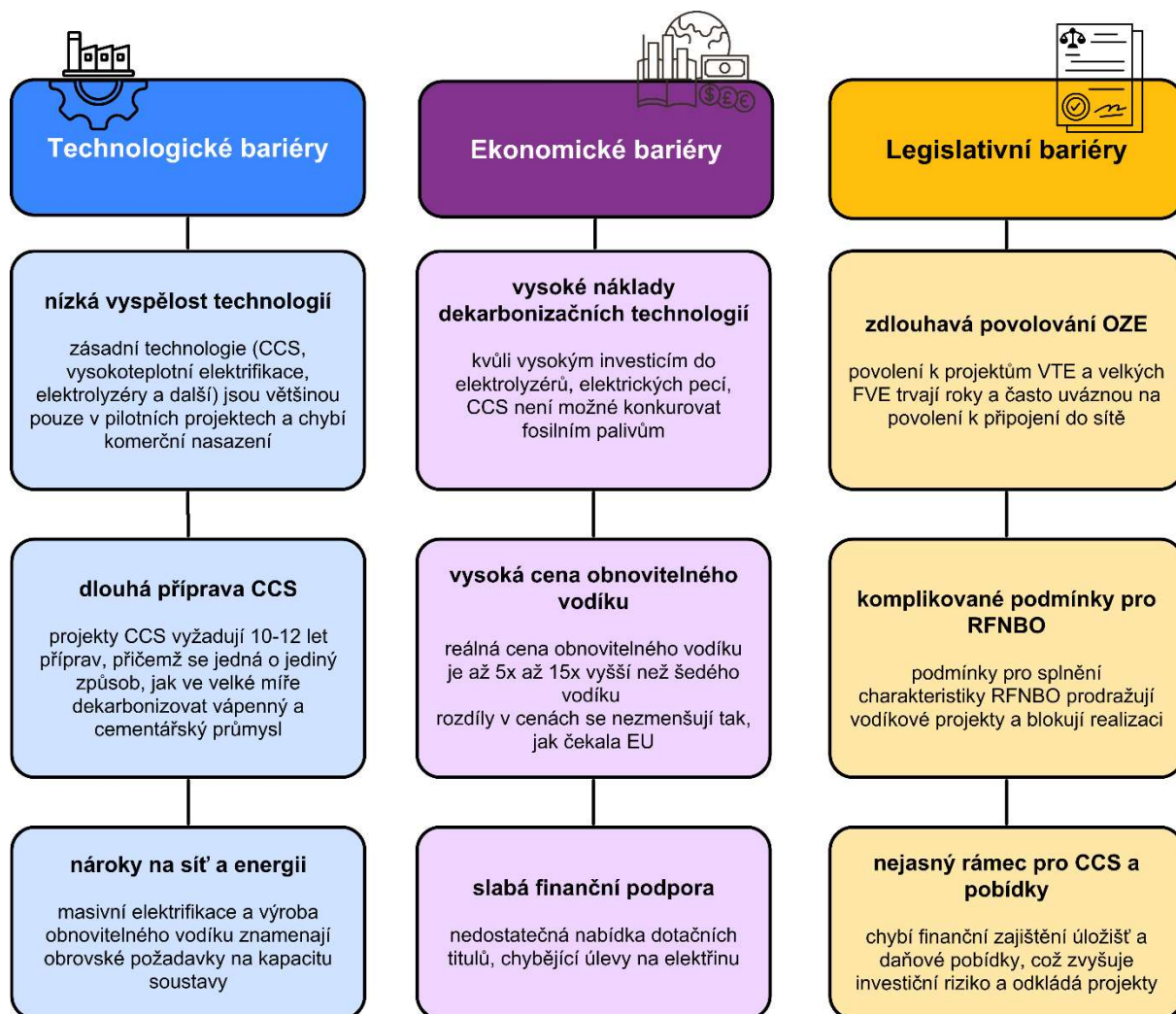
Řada klíčových technologií určených k dekarbonizaci evropského těžkého průmyslu se v současnosti nachází převážně v laboratorních a poloprovozních podmínkách. Průmyslové podniky proto postupují při rozhodování o rozsáhlejších investicích obezřetně, neboť dosud chybí podrobné ověření dlouhodobého provozu těchto technologií ve skutečných výrobních podmínkách.

Nicméně i tam, kde už úroveň TRL překročila práh pro pilotní nasazení, vznikají v Evropě zatím jen ojedinělé demonstrační linky. Například švédský projekt HYBRIT, který si klade za cíl produkovat zcela bezemisní ocel díky přímé redukci železa vodíkem, teprve dokončil pilotní fázi ověřování možnosti takovéto výroby³⁹. V cementářství dokončila společnost Heidelberg Materials v norském Breviku první průmyslovou zachytávající jednotku CO₂, avšak teprve nyní budou odjíždět první lodě uložit zkapalněný CO₂ pod mořské dno⁴⁰.

³⁹ Hybrit: <https://www.hybritdevelopment.se/en/fossil-free-steel-production-ready-for-industrialisation/>

⁴⁰ Heidelberg Materials: <https://www.heidelbergmaterials-northerneurope.com/en/node/522705>

Obrázek 4.2 Aktuální překážky dosažení ambiciózních dekarbonizačních cílů



Technologické bariéry lze dobře vidět na příkladu technologie CCS. Tyto bariéry vyplývají ze soustavy provázaných otázek, jež je nutné před investičním rozhodnutím zodpovědět. Nejprve je nutné rozhodnout, zda bude CO₂ pouze ukládán (CCS), nebo i částečně využíván (CCUS), protože každý z těchto postupů vyžaduje jinou čistotu proudění a odlišný rozsah předúprav při zachytávání. Koncentrace CO₂ a teplota odpadního plynu jsou další klíčové parametry, které je třeba znát. Současně je nutné znát roční objem emisí a chemické složení plynu. Rozhodnutí, zda se plyn zkapalní a uloží off-shore nebo on-shore do vytěžených plynových polí je dalším klíčovým prvkem. V neposlední řadě je pak zcela zásadní vybudovat a sladit novou infrastrukturu, jež musí unifikovat tlakové profily a čistotu proudů z různých závodů. Zkušenost Heidelberg Materials ukazuje, že sběr dat o těchto parametrech a jejich validace trvá několik let. Příprava celého projektu CCS pak reálně trvá 10-12 let. Stále pak není vyřešena otázka lokalit ukládání zachyceného CO₂, natož pak kapacita úložiště a infrastruktura pro přepravu.

Investiční rizika projektu jsou díky takovému množství neznámých obrovská, a těžko si lze představit, že by do těchto projektů jakýkoliv subjekt před jejich vyřešením investoval.

Problematika CCS je pro tak vysokou míru dekarbonizace, jakou požaduje Evropská komise ve svém návrhu pro rok 2040, zcela zásadní, jelikož některá významná průmyslová odvětví (výroba cementu a vápna) **nemají jiné možnosti dekarbonizace své výroby**, jelikož je většina vzniklých emisí procesních.

Hlavní bariérou rychlého rozšíření průmyslové elektrifikace je technologická vyspělost dostupných řešení v závislosti na požadované teplotní úrovni. Zatímco v oblasti nízkoteplotních procesů (do 150 °C) jsou elektrické technologie již komerčně dostupné a rozšířené, ve středních teplotách (150–500 °C) je jejich nasazování složitější. Integrace indukčních ohříváčů či elektrických sušících pecí vyžaduje specifická technická řešení přizpůsobená konkrétním provozům, což zpomaluje jejich širší uplatnění. Největší bariéry se však objevují u vysokoteplotních procesů nad 500 °C, které tvoří páteř mnoha odvětví těžkého průmyslu – zde se využívají převážně demonstrační projekty a chybí ověřená komerční praxe.

Dalším limitem je fyzikální charakter vysokoteplotních procesů, kde elektrifikace často nedokáže plně nahradit konvenční zdroje tepla. Udržení stabilního teplotního profilu a homogenní taveniny je pro výrobu v hutnictví, sklářství či keramice zásadní, a proto ani v dlouhodobém horizontu nelze předpokládat stoprocentní elektrifikaci všech procesů. To podtrhuje nutnost kombinace elektrifikace s jinými bezemisními technologiemi, jako je využití vodíku či zachytávání a ukládání uhlíku současně s dílčím využitím fosilního zemního plynu.

Celkově lze shrnout, že na technické straně není jisté, jak se pilotní konfigurace popasuje s proměnlivostí reálných vstupů, například u kvality výsledného produktu. Další kroky dekarbonizace si vyžadují masivní elektrifikaci, která bude klást obrovské nároky na síťovou kapacitu, která by v aktuálním měřítku nebyla zdaleka dostačující. Jelikož je tato oblast natolik zásadní podmínkou dalšího postupu dekarbonizace, věnujeme jí rozsáhlejší prostor v kapitole 5.2.4 a ještě detailněji v samostatné zprávě v rámci dokumentu *Analýza vybraných aspektů ekonomických dopadů plnění klimatických cílů na průmysl*.

EKONOMICKÉ BARIÉRY

Mezi klíčové ekonomické bariéry průmyslové dekarbonizace lze zařadit vlastní cenu technologií, cenu vodíku, dostupnost veřejné podpory a investiční potřebu na rozvoj elektroenergetické soustavy.

Rozdíl v nákladech mezi konvenční a nízkoemisní výrobou může být u řady technologií významný. Investiční výdaje na elektrické obloukové pece či velkokapacitní elektrolyzéry bývají řádově vyšší než u stávajících fosilních linek, zatímco provozní náklady rostou kvůli dražší bezemisní elektřině. Evropská komise v rámci Clean Industrial Dealu přímo upozorňuje,

že kombinace vysokých energetických cen a tvrdé globální konkurence ohrožuje průmyslovou konkurenceschopnost Evropy⁴¹.

Druhou bariérou je cena vodíku. Původní odhady vývoje cen zeleného vodíku v EU byly velmi ambiciózní. Evropská komise si vytyčila cíl produkovat RFNBO vodík v roce 2030 za 1,80 EUR/kg⁴². V reálně připravovaných projektech střední Evropy, které mají zhotovenou studii proveditelnosti, je cena vodíku výrazně vyšší (až 15 EUR/kg⁴³). Tato vysoká cena je způsobena horší dostupností elektřiny z OZE (a tím i cenou této elektřiny), vysokými investičními náklady na elektrolyzéry a také omezujícími podmínkami RFNBO vodíku⁴⁴. V porovnání s cenou zemního plynu, která se aktuálně pohybuje kolem 35 €/MWh⁴⁵, je zelený vodík při ceně 15 €/kg zhruba třináctkrát dražší na jednotku energie. Výrazně levnější alternativou je šedý vodík vyráběný ze zemního plynu bez zachytávání emisí, jehož cena se pohybuje mezi 1–3 €/kg⁴⁶. Šedý vodík ovšem bez technologie CCS (modrý vodík) nepřinese snížení emisí, protože při jeho výrobě vzniká až 10 kg CO₂ na kilogram vodíku.

Ekonomika náhrady šedého vodíku pomocí RFNBO je aktuálně hlavní brzdou potřebného rozvoje. Současná investiční realita výrazně zaostává za cíli, které má průmysl v oblasti RFNBO splnit (zatím do roku 2030). Aktuální výhled dodávek obnovitelného nebo nízkouhlíkového vodíku v EU dosahuje přibližně 2,3 mil. tun do roku 2030, zatímco cíl EU byl stanoven na 10 mil. tun. Také Evropský účetní dvůr a dokonce často výrazně optimistická IEA potvrzují, že při současném tempu realizace je splnění původních cílů nepravděpodobné.

Řada velkých energetických a průmyslových podniků v posledním roce své projekty v oblasti zeleného a nízkouhlíkového vodíku buď odložila, omezila, či zcela zrušila. Tyto příklady ukazují, že vodík, jakožto klíčová součást dekarbonizační strategie EU, naráží na vysoké náklady, nedostatek poptávky a závislost na veřejné podpoře. Přehled nejvýznamnějších zrušených či pozměněných projektů jen za rok 2024 shrnuje následující tabulka.

S výrobou RFNBO vodíku a podstatnou elektrifikací se pojí nutnost masivní výstavby obnovitelných zdrojů a jejich připojení do elektroenergetické soustavy. Pro splnění navrženého cíle pro rok 2040 by bylo nutné za modelovaných podmínek vystavět až 46 GW obnovitelných zdrojů (zejména FVE a VTE) **pouze** pro potřeby průmyslu. Náklady na výstavbu těchto obnovitelných zdrojů by se mohly vyšplhat na částku kolem 2,1 bilionů CZK. V Česku navíc bývá návratnost investic do OZE nižší než v řadě jiných zemí EU kvůli slabším přírodním podmínkám. S tím se nezbytně pojí také náklady na investice do elektroenergetické sítě. V tomto případě by se tyto investiční náklady mohly kumulativně do roku 2040 vyšplhat až na

⁴¹ Upozornění Clean Industrial Dealu: https://commission.europa.eu/topics/eu-competitiveness/clean-industrial-deal_en

⁴² Cíl EK pro cenu vodíku: <https://www.hydrogeninsight.com/production/exclusive-eu-target-for-green-hydrogen-production-at-less-than-2-kg-by-2030-is-not-within-reach-orsted/2-1-1667604>

⁴³ Při vhodných podmínkách (onsite výroba z FVE) již dnes dokážou některé projekty dosáhnout na cenu 10 EUR/kg i v ČR. Nicméně na úkor stabilního využití elektrolyzérů. Pro masivní výrobu RFNBO potřebnou k cíli -90 % tento model není použitelný.

⁴⁴ Problémy s rozvojem vodíkových projektů: <https://www.hytep.cz/o-vodiku/aktuality/komentar-jsme-na-konci-jednoho-vodikoveho-cyklu>

⁴⁵ Cena zemního plynu: <https://www.investing.com/commodities/dutch-ttf-gas-c1-futures-historical-data>

⁴⁶ Cena šedého vodíku: <https://montel.energy/resources/blog/hydrogen-production-cost-trends-2025>

téměř 1 bil. CZK. Tyto hodnoty výrazně převyšují dosavadní scénáře ČEPS (viz kap. 3.2) a převyšují realizační schopnosti.

Tabulka 4.4 Zrušené, odložené a upravené projekty v oblasti výroby vodíku v Evropě⁴⁷

společnost	změny v projektech
LEAG	vybudování jednoho z největších evropských hubů na výrobu vodíku je odloženo na neurčito
ArcelorMittal	zrušení plánů na přeměnu dvou svých závodů na výrobu zeleného vodíku i přes příslib veřejné podpory
Iberdrola	omezení svých cílů výroby obnovitelného vodíku z cíle 350 kt/rok na 120 kt/rok
Repsol	snížení plánované kapacity elektrolyzérů o 63 %
BP	zrušení oddělení zaměřující se na obnovitelný vodík a LNG
Shell	zrušení výroby nízkouhlíkového vodíku v Norsku kvůli nedostatku poptávky
Equinor	zrušení výroby obnovitelného vodíku v Norsku
Neste	odstoupení od investic do výroby obnovitelného vodíku v závodech ve Finsku, kvůli nepříznivým tržním podmínkám

Rozvoj českého trhu s PPA naráží na několik zásadních bariér. V první řadě chybí dostatek velkých nových obnovitelných projektů, zejména větrných parků a velkých fotovoltaických elektráren. Ty se potýkají s pomalými povolovacími procesy a nedostatkem volných kapacit v přenosové a distribuční soustavě, což vede k dlouhým čekacím dobám na připojení. Investoři tato úzká místa vyhodnocují jako významné riziko, a projekty se proto nerealizují v potřebném měřítku.

Další překážkou je rostoucí provozní a cenové riziko u fotovoltaiky – prudký nárůst hodin se zápornými cenami, efekt kanibalizace a riziko častého omezování výroby ztěžují návratnost čistě tržně orientovaných projektů. Bez doplňkových technologií, jako jsou bateriová úložiště či hybridní zdroje, jsou takové projekty pro banky hůře financovatelné. K tomu se přidávají finanční a účetní bariéry: řada průmyslových odběratelů má krátký investiční horizont a banky u virtuálních PPA vyžadují silné partnery a standardizované smlouvy. Nejistota ohledně dlouhodobého vývoje cen elektřiny navíc snižuje ochotu firem uzavírat dlouhodobé kontrakty. V důsledku toho se část průmyslu uchyluje k přeshraničním PPA v zemích s příznivějšími podmínkami pro projekty, jako je Španělsko, Rumunsko či Polsko.

⁴⁷ Fuel Cells Works: Cancelled and Postponed Green Hydrogen Projects: <https://fuelcellsworks.com/2025/07/23/energy-development/cancelled-and-postponed-green-hydrogen-projects>

V neposlední řadě je pro průmyslové podniky zcela zásadní veřejná podpora. Ta je pro řadu podniků zcela nezbytná pro uskutečnění investic v řádech až desítek miliard CZK na dekarbonizační projekty. Zatím však poptávka výrazně převyšuje nabídku: například při aukci IF23 pro obnovitelnou výrobu vodíku bylo posbíráno 132 žádostí, které dohromady žádaly patnáctinásobek rozpočtu⁴⁸. Podobně je tomu však i u jiných žádostí, kde řada firem končí „pod čarou“, a musejí tak projekty dále odložit a doufat v úspěch v dalších aukcích, což brzdí tempo dekarbonizace. Na druhou stranu dostupnost dotačního financování také není garantována. Celková suma investic ve Vysokém scénáři ve výši 3,6 bilionů Kč, tedy 240 mld. Kč ročně, výrazně přesahuje aktuální výnosy ze systému EU ETS 1 (cca 40 mld. Kč ročně).

Průmyslové podniky taktéž nemají oporu ve snížených sazbách za elektřinu. Nákladovost elektřiny je jedním z klíčových parametrů konkurenceschopnosti průmyslu, a tím i celé ekonomiky. Česko přitom patří mezi ekonomiky s nadprůměrnou rolí zpracovatelského průmyslu, a to jak ve formě přidané hodnoty, tak i zaměstnanosti. Česko však v porovnání s jinými zeměmi EU výrazně zaostává v úlevách pro energeticky náročné podniky a spoléhá téměř výhradně na kompenzace nepřímých nákladů EU ETS, zatímco jiné státy těmto podnikům snižují regulovanou složku ceny (snížení daně z elektřiny, snížení/zrušení poplatku POZE). Podniky také zatěžují emisní povolenky EU ETS, bez nichž by tržní cena elektřiny pro rok 2025 byla přibližně o 25 % nižší než stávající.

V součtu tak vyšší pořizovací ceny a provozní náklady, pomalejší než očekávaný pokles ceny zeleného vodíku, potřeba stovek miliard do sítí, nejistá dostupnost dotací a téměř žádné mechanismy podpory pro snížení nákladovosti energií pro průmyslové podniky vytvářejí velmi silnou ekonomickou bariéru.

LEGISLATIVNÍ BARIÉRY

Legislativní překážky, které v Česku brzdí zavádění dekarbonizačních technologií, se nejlépe ukazují na délce a nejistotě povolovacích řízení napříč několika oblastmi. Proces schvalování velkých obnovitelných zdrojů byl v minulé dekádě velmi pomalý. U větrných parků trvala kompletní sada kroků (EIA, územní a stavební řízení) běžně sedm až deset let. I nejnovější projekt u Dolní Řasnice na Frýdlantsku získal kladné stanovisko EIA teprve po téměř tříletém posuzování, a to za cenu zmenšení původního záměru⁴⁹. U fotovoltaiky sice novela stavebního zákona z roku 2024 zavedla jednodušší režimy podle výkonu, nicméně praxe ukazuje, že pouhé povolení nestačí. Řada připravovaných projektů uvízla ve fázi smlouvy o připojení kvůli zdvojeným povolovacím procesům a pomalejším úpravám sítí. Nový stavební zákon (č. 283/2021 Sb.) a vznik Dopravního a energetického stavebního úřadu mají z principu zkrátit řízení, reálně je však již nyní zablokována přívalem žádostí.

⁴⁸ Aukce IF23: https://climate.ec.europa.eu/document/download/92ec0ab3-24cf-4814-ad59-81c15e310bea_en?filename=2024_carbon_market_report_en.pdf

⁴⁹ Povolovací proces VE Dolní Řasnice: <https://ekonomickydenik.cz/vetny-park-na-frydlantsku-ziskal-souhlas-mzp/>

Tyto problémy by měl řešit Zákon o urychlení využívání obnovitelných zdrojů energie, který nabude účinnosti od 1. ledna 2026. Zákon do české legislativy zavádí tzv. „akcelerační zóny“ pro rychlejší výstavbu solárních a větrných elektráren. Akcelerační zóny budou platit pro oblasti, u kterých se očekává nejmenší dopad na životní prostředí, veřejné zdraví a další veřejné zájmy⁵⁰. Není však jisté, že akcelerační zóny budou fungovat tak, že proces skutečně zrychlí. V případě, že projekt vznikne v místě bez volné kapacity připojení k síti, může uváznout v žádosti o připojení. Vymezení akceleračních zón navíc bude připravováno ve spolupráci státu s krajskými úřady a obcemi – výstavba tedy proběhne pouze po dohodě s místní samosprávou. Obce v Česku často řeší otázku výstavby OZE (zejména větru) referendem, které nezřídka končí zamítavě.

U vodíku došlo novelou energetického zákona (účinnost od ledna 2024) k jeho zařazení mezi energetické plyny, které je možné distribuovat plynovodní sítí k odběratelům. Vodík tedy byl zasazen do stejného právního rámce jako zemní plyn až v roce 2024, což mělo zásadní vliv na možné investice do plynovodní infrastruktury.

Problémem však zůstávají požadavky na výrobu RFNBO vodíku dle aktů v přenesené pravomoci Evropské komise k směrnici RED II/III⁵¹. Tato legislativa určuje podmínky, za kterých může být vodík považován za RFNBO. Výrobci jsou na základě těchto podmínek nuceni uzavírat PPA kontrakty o nákupu elektřiny s novými a nepodporovanými zdroji obnovitelné elektřiny. Zároveň zavádí mechanismus, který zajišťuje, že se vodík vyrábí tehdy a tam, kde je k dispozici obnovitelná elektřina, aby poptávka po obnovitelné elektřině pro výrobu vodíku nepodněcovala vyšší výrobu z fosilních zdrojů. Tyto legislativní požadavky dále prodražují výrobu RFNBO vodíku, kvůli nimž dochází k nerealizovatelnosti projektů.

Tyto regulatorně-technické překážky tak zásadně ovlivňují ekonomiku a výrazně zvyšují komplexitu projektů, nároky na měření a obchodní model (nutnost nových OZE, PPA, hodinového párování a certifikace), a tím i CAPEX/OPEX a riziko financování bankami. Výsledky pozorujeme již dnes v podobě výrazně nižšího zájmu o realizaci projektů výroby RFNBO v EU. Pilotní i druhé kolo aukcí Evropské vodíkové banky pokryly jen malý zlomek potřeb (1. kolo: 7 projektů; 2. kolo: 15 projektů, nicméně 7 z původně vítězných se rozhodlo grantovou smlouvu neuzavřít), přičemž výsledky silně zvýhodnily slunečnější regiony (Španělsko), a vyvolaly debatu o možnostech realizace projektů ve střední Evropě.

To vše zanechává mezeru mezi náklady RFNBO a ochotou platit u odběratelů v rafineriích a chemii a oddaluje FID u větších projektů. Také sektorové monitorovací zprávy vidí v EU do roku 2030 řádově nižší dostupnost obnovitelného H₂, než by odpovídalo cílům (42 % RFNBO na spotřebě vodíku v průmyslu dle RED III). Pro vyhodnocení stávajících cílů to znamená vysoké riziko nesplnění cílů do roku 2030 a dalšího přelivu pomalejšího rozvoje v následující dekádě. Bez rychlejšího rozšíření podpory (větší a častější aukce, které umožní podporu také méně rentabilním projektům ve střední Evropě), zjednodušení podmínek výroby RFNBO,

⁵⁰ Akcelerační zóny: <https://oenergetice.cz/energeticka-legislativa-cr/akceleracni-zony-usnadni-rozvoj-obnovitelnych-zdroju>

⁵¹ Nařízení komise: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1184>

urychlení přípravy sítí a případného (alespoň dočasného) uznání slučitelnosti nízkouhlíkového vodíku (s využitím CCS či elektřiny z jádra) s evropskými vodíkovými cíli budou tyto bariéry zásadním způsobem nadále znemožňovat takto rozsáhlou dekarbonizaci.

U technologie CCS díky nedávné novelizaci několika souvisejících zákonů mají nyní produktovody propojující místo vzniku CO₂ s místem jeho uložení zákonné zakotvení veřejné prospěšnosti a z toho plynoucí možné omezení vlastnického práva k pozemkům, které je pro jiné typy veřejně prospěšných staveb a energetických liniových staveb v českém právním řádu zakotveno.

Nedostatkem pro uplatňování uvedených norem je absence vládních nařízení pro vytváření finančního zabezpečení, zejména pak pro pokrytí rizik, a to jak během provozu úložiště, tak i po jeho uzavření, a také pro vytvoření finanční rezervy pro náklady spojené s uzavřením úložiště. V případě přepravní infrastruktury bude nutné zajistit, aby se stávající práva vztahující se k plynárenské infrastruktuře vztahovala rovněž na plynovody a další aktiva sítě pro přepravu CO₂.

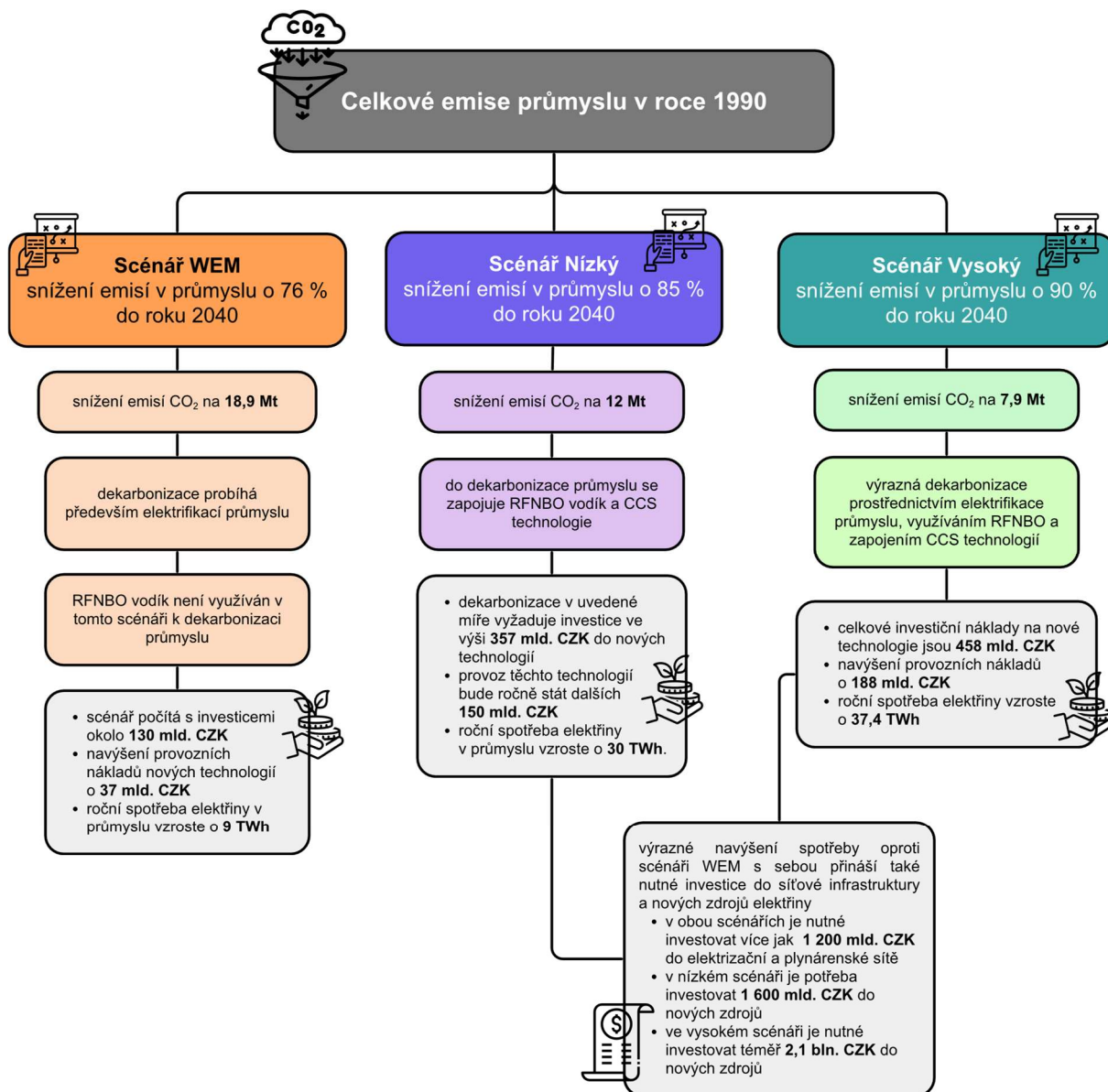
Důležitým nástrojem je také zrychlení daňových odpisů, které by zrychlily cash-flow firem a zvyšují současnou hodnotu projektů, takže kapitálově náročnější technologie dekarbonizace lépe prochází schvalováním investic. To by znamenalo nutné změny v daňové legislativě. Otázce možných řešení a překonání zmíněných bariér se podrobněji věnuje kapitola [Doporučení](#) na konci studie.

4.5 DEKARBONIZAČNÍ SCÉNÁŘE

Modelování dopadů dekarbonizace⁵² proběhlo ve třech scénářích. První scénář **WEM** vychází z předpokladů stejnojmenného scénáře z NKEP, tedy ukazuje svět bez balíčku Fit for 55. Tento scénář byl však modelován na základě vlastních vstupů. Tento scénář se dostává na úroveň snížení emisí o 76 % (bez LULUCF) oproti roku 1990. Další dva scénáře představují výrazně ambicióznější úroveň dekarbonizace; scénář **Nízký** dosahuje snížení emisí o 85 % oproti roku 1990, zatímco nejprogresivnější scénář **Vysoký**, která odpovídá aktuálnímu návrhu Evropské komise, dosahuje snížení emisí o 90 % oproti roku 1990.

⁵² Podrobněji se tématice věnujeme v Metodice výpočtu v Příloze na konci dokumentu.

Obrázek 4.3 Charakteristika jednotlivých scénářů



V roce 1990 dosahovaly emise v průmyslu téměř 80 MtCO₂. Suverénně největším sektorovým emitentem byla výroba železa a oceli, která se podílela na celkových emisích průmyslu z 31 %. Zpracování nekovových minerálů se pak podílelo 11 % a chemický průmysl 8 %. **Celkem se tak tyto tři sektory podílely na 50 % vyprodukovaných emisí celého průmyslu.**

K modelování jednotlivých scénářů projekce emisí CO₂ byl použit modelovací nástroj 2050 Pathways Explorer⁵³. Jedná se o nástroj, který za pomoci stovek vstupů umožňuje modelovat

⁵³ Modelový software 2050 Pathways Explorer:

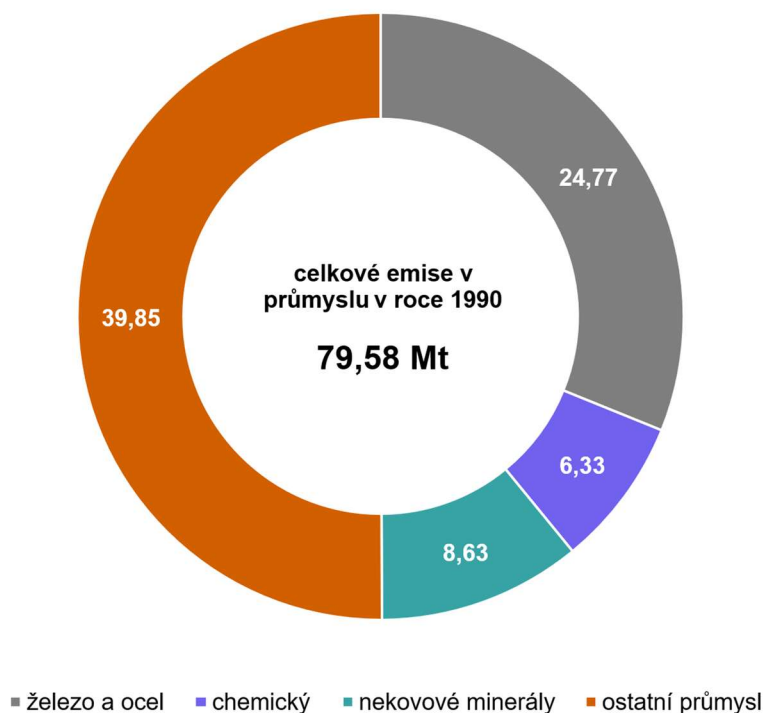
<https://pathwaysexplorer.climact.com/pathways?visualisation=0®ion=EU27&source=model&scenario=EU27%3A+WEM+2022+approx>

emise až do roku 2050. Samotný výpočet je založen na takzvaných „pákách“, díky kterým lze nastavit řadu parametrů.

Podkladová databáze je sestavena z otevřených a veřejných zdrojů. Energetické bilance a socio-ekonomické ukazatele pocházejí z Eurostatu a IEA, data o zemědělství a využití půdy z FAO, a oficiální inventury emisí ze systému UNFCCC. Databáze UNFCCC slouží jako oficiální zdroj informací ohledně emisní inventury jednotlivých států. Oficiální data jsou publikována s několikaletým zpožděním a posledním rokem s oficiálními daty je rok 2021, jehož data jsou propočtena také do nástroje Pathways Explorer. **Počáteční stav modelace tak začíná na hodnotách z roku 2021 ve výši 25,26 Mt CO₂.**

Modelovací nástroj Pathways Explorer byl využit výhradně k projekci emisních trajektorií na základě zadaných vstupů. Z modelu byl tedy získán vývoj emisí a odpovídající technologické konfigurace. Ekonomické hodnocení výsledků bylo následně vypočteno na základě těchto výsledků a výše popsaných parametrů.

Obrázek 4.4 Celkové emise v průmyslu v roce 1990



4.5.1 Scénář WEM (76 %)

Obrázek 4.5 Shrnující výsledky scénáře WEM

131 mld.

CAPEX - technologie (CZK)

1,1 bil.

CAPEX - energetika (CZK)

6,39 mil.

emisní úspora (tCO₂)

37 mld.*

OPEX - technologie (CZK)



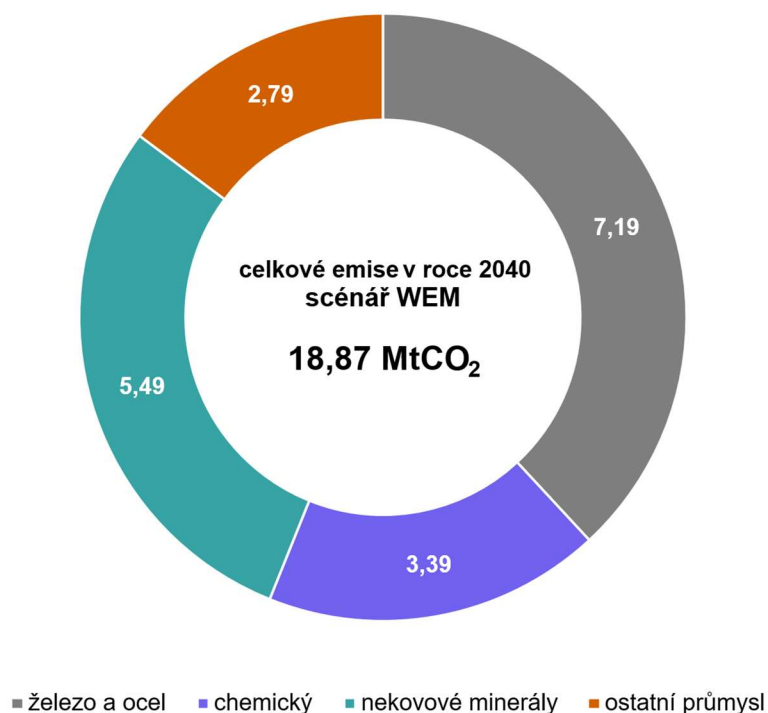
*jedná se o navýšení provozních nákladů, které bez dekarbonizace činí 132 mld. CZK. Absolutní provozní náklady po dekarbonizaci činí 169 mld. CZK.

Výsledným modelováním scénáře WEM došlo k snížení emisí na hodnotu 18,87 MtCO₂ v roce 2040. Z hlediska dekarbonizačních technologií tento scénář uvažuje následující předpoklady:

- v sektoru železa a oceli neuvažuje přechod na elektrické obloukové pece, pouze předpokládá uvedení briketovací linky do provozu,
- v chemickém sektoru neuvažuje výrobu RFNBO vodíku, pouze elektrifikace části spotřeby fosilních paliv,
- v sektoru nekovových minerálů uvažuje pouze částečnou elektrifikaci sklářství a keramiky,
- v ostatním průmyslu uvažuje pouze částečnou elektrifikaci.

Scénář WEM tedy nepočítá s výrobou RFNBO vodíku a nahrazením části spotřeby fosilních paliv tímto palivem. Zároveň nepočítá s možností zachytávání a ukládání CO₂. Požadované úrovně dekarbonizace je tak dosaženo téměř výhradně postupnou elektrifikací.

Obrázek 4.6 Výsledné emise scénáře WEM v roce 2040



V sektoru výroby železa a oceli nedochází k žádné výrazné změně. Uvedení briketovací linky do provozu snižuje emise pouze o 70 000 tCO₂ ročně. V chemickém průmyslu bude nahrazena část spotřeby fosilních paliv bezemisní elektřinou, konkrétně se jedná o 3,6 TWh nové elektrifikace. Nově je tak spotřebováváno 0,6 GWh uhlí, 2,6 GWh zemního plynu a 6,8 GWh elektřiny. V případě nekovových materiálů došlo k částečné elektrifikaci průmyslové výroby sklářství a keramiky. Celková spotřeba elektřiny se v tomto sektoru zvýšila o 2,2 TWh na konečných 4,9 TWh. V ostatním průmyslu pak bylo dalších 3,2 TWh elektrifikováno. **Nová spotřeba elektřiny tak činí 9 TWh.**

Tabulka 4.5 Výsledky scénáře WEM

	CAPEX (mld. CZK)	OPEX (mld. CZK)	nová spotřeba elektřiny (TWh)
železo a ocel	1,0	0,2	-
chemický průmysl	20,2	20,5	3,6
nekovové minerály	89,7	4,4	2,2
ostatní průmysl	20,4	11,6	3,2
celkem	131,3	36,7	9,0

Celkové investiční náklady na dekarbonizační technologie byly vyčísleny na 131 mld. CZK. Přestože scénář pracuje převážně s elektrifikací, investiční i provozní náklady se napříč sektory zásadně liší z důvodu různého nahrazování původních technologií. Vysoké investiční náklady jsou například v sektoru nekovových minerálů dány elektrifikací sklářských a keramických pecí. Dodatečné roční provozní náklady se pak vyšplhávají až na hodnotu 37 mld. CZK ročně. **Investiční a provozní náklady nezahrnují nepřímé náklady, které dekarbonizace průmyslu vyvolává a které daleko převyšují náklady přímé.**

Referenční scénář WEM je v této studii použit ve smyslu NKEP, tedy „svět bez Fit for 55“, který nezahrnuje splnění sektorových cílů pro RFNBO. Podle platné legislativy jsou však cíle pro roky 2030 a 2035 relevantní, byť je jejich dosažitelnost v průmyslu přinejmenším diskutabilní a nelze vyloučit jejich budoucí revizi. Proto uvádíme výsledky orientačních nákladů na splnění těchto cílů odděleně, přičemž jde pouze o přímé investice do elektrolyzérů a kapacit pro 48hodinové skladování (bez nepřímých nákladů na OZE). **Tyto náklady se nepromítají do hlavních výsledků WEM.**

Česká republika ročně spotřebuje zhruba 122 kt⁵⁴ šedého vodíku. Pro splnění cíle 42 % RFNBO by roční produkce RFNBO činila zhruba 51 kt, což by vyžadovalo elektrolyzéry o výkonu 805 MW. CAPEX by dosahoval **43 mld. CZK** a OPEX zhruba 15 mld. CZK ročně. V případě cíle 60 % by se roční produkce rovnala 73 kt a požadovaná kapacita elektrolyzérů by byla 1 150 MW. Investiční náklady se v tomto případě vyšplhají na **62 mld. CZK** a provozní náklady dosahují 21 mld. CZK ročně.

SHRNUTÍ

- Základní scénář reprezentující do určité míry přirozenou a pozvolnou dekarbonizaci elektrifikací. Scénář ukazuje nákladově přijatelnější cestu dekarbonizace bez využití vodíku a technologie CCS, čímž dramaticky snižuje investiční a provozní náklady.
- Dochází ke snížení emisí o 76 % oproti roku 1990 na hodnotu 18,87 MtCO₂.
- Investiční náklady činí 131 mld. CZK, zatímco dodatečné roční provozní náklady 37 mld. CZK (celkové provozní náklady včetně nákladů na fosilní paliva činí 169 mld. CZK ročně).
- Spotřeba elektřiny naroste o 9 TWh.

⁵⁴ Výchozí číslo spotřeby šedého vodíku vychází ze studie Svazu průmyslu a dopravy České republiky: Přípravenost České republiky na vodíkové hospodářství. https://www.spcr.cz/images/media/2024_vodik_v_CR_studie_long.pdf

4.5.2 Scénář Nízký (85 %)

Obrázek 4.7 Shrnující výsledky Nízkého scénáře

357 mld.

CAPEX - technologie (CZK)

2,8 bil.

CAPEX - energetika (CZK)

13,24 mil.

emisní úspora (tCO₂)

150 mld.*

OPEX - technologie (CZK)



*jedná se o navýšení provozních nákladů, které bez dekarbonizace činí 132 mld. CZK. Absolutní provozní náklady po dekarbonizaci činí 282 mld. CZK.

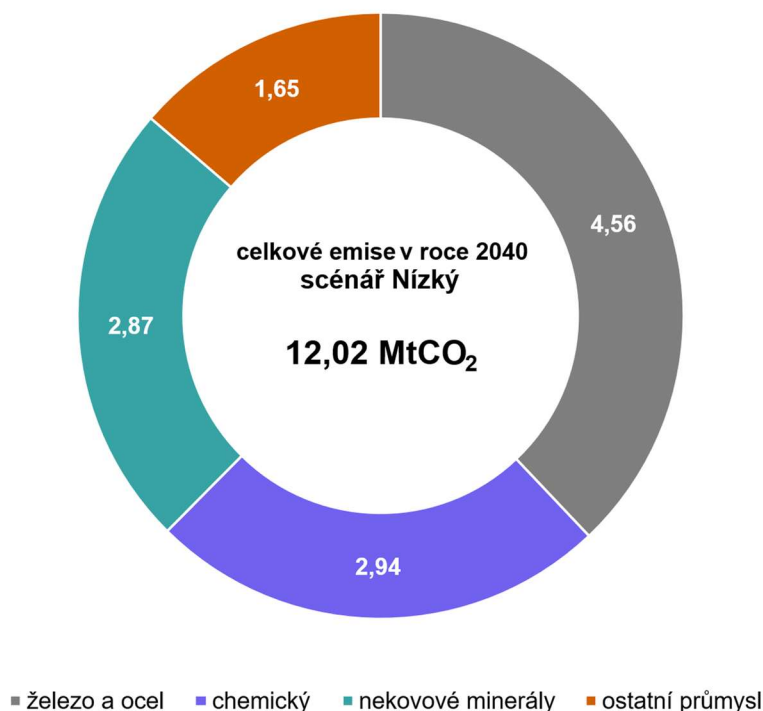
V Nízkém scénáři dochází ke snížení emisí na výslednou hodnotu 12,02 MtCO₂ v roce 2040. Scénář Nízký se od scénáře WEM liší zásadním způsobem, konkrétně uvažuje následující předpoklady:

- v sektoru železa a oceli dojde spolu s briketovací linkou k provozu jedné elektrické obloukové pece,
- v chemickém sektoru již dochází k nahrazení šedého vodíku RFNBO vodíkem a dochází k masivnější elektrifikaci,
- v sektoru nekovových minerálů dochází k masivnější elektrifikaci, dalších 12 % spotřeby fosilních paliv je nahrazeno vodíkem a 0,77 MtCO₂ je zachyceno a ukládáno,

- v ostatním průmyslu dochází k masivní elektrifikaci bez využití vodíku.

Nízký scénář je oproti scénáři WEM výrazně ambicióznější. Směřuje k plnému souladu se závaznými cíli EU, předpokládá významné využití RFNBO vodíku a počítá s nasazením CCS v některých cementárnách a vápenkách.

Obrázek 4.8 Výsledné emise scénáře Nízký v roce 2040



V sektoru železa a oceli došlo k částečnému technologickému přesunu výroby z vysokých pecí na elektrickou obloukovou pec, která nahrazuje polovinu výroby tradiční technologie. Oproti scénáři WEM tak dochází v tomto sektoru o snížení emisí o 2,63 MtCO₂.

Roční spotřeba vodíku se v ČR pohybuje okolo 122 kt, přičemž se jedná o šedý vodík. Ve scénáři Nízkém dochází k nahrazení 81,5 kt šedého vodíku RFNBO vodíkem. Výroba takového množství vodíku by si vyžádala výkon elektrolyzérů 1,3 GW s roční spotřebou 4,5 TWh. K tomu dochází v chemickém průmyslu k další elektrifikaci s další novou spotřebou elektřiny 4,8 TWh. Celkově se tak navýší spotřeba elektřiny v chemickém průmyslu na 9,3 TWh. Spotřeba uhlí byla kompletně nahrazena, zatímco spotřeba zemního plynu se snížila na 1,4 TWh. Celkově došlo v chemickém průmyslu oproti scénáři WEM k snížení emisí o 0,45 MtCO₂.

V průmyslu nekovových minerálů bylo elektrifikováno 3,5 TWh spotřeby fosilních paliv, tedy pouze o 0,3 TWh více než ve scénáři WEM. Další 12 % spotřeby však bylo nahrazeno RFNBO vodíkem, kterého se nově spotřebuje 38,5 kt. Na takovéto množství jsou třeba elektrolyzéry o souhrnném výkonu 605 MW, což se rovná 2,1 TWh nové spotřeby elektřiny.

Technologie CCS pak v tomto scénáři předpokládá zachycení a uložení 0,773 MtCO₂. Celkově tak emise v sektoru nekovových materiálů klesají oproti scénáři WEM o 2,62 MtCO₂.

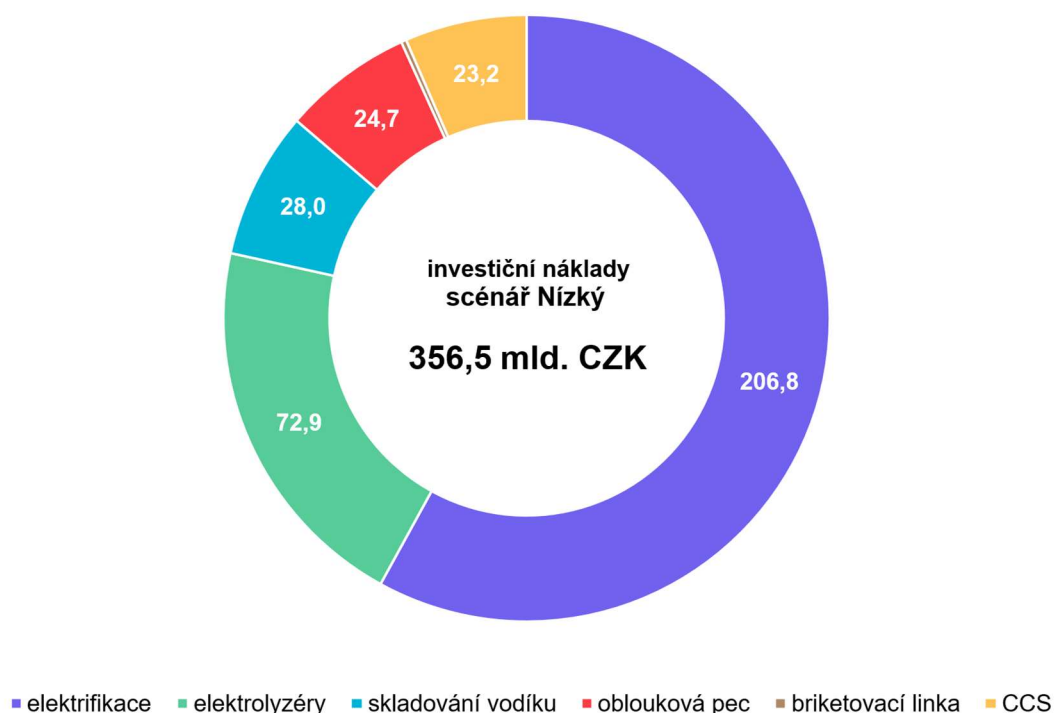
V ostatním průmyslu pak dochází k masivní elektrifikaci. Celkem bylo elektrifikováno 14,9 TWh spotřeby a oproti scénáři WEM došlo ke snížení emisí o 1,1 MtCO₂. **Nová spotřeba elektřiny vzniklá elektrifikací činí 23,8 TWh. Dalších 6,6 TWh elektřiny se spotřebuje na výrobu vodíku.**

Tabulka 4.6 Výsledky scénáře Nízký

	CAPEX (mld. CZK)	OPEX (mld. CZK)	nová spotřeba elektřiny (TWh)	výroba vodíku (TWh)
železo a ocel	25,7	4,3	0,6	0,0
chemický průmysl	95,7	47,0	4,8	4,5
nekovové minerály	140,3	27,7	3,5	2,1
ostatní průmysl	94,9	71,3	14,9	0,0
celkem	356,5	150,3	23,8	6,6

Celkové investiční náklady na technologie se v tomto případě vyšplhají na více než 350 mld. CZK. Tento nárůst oproti scénáři WEM je dán zejména investicemi do elektrolyzérů a vyšší mírou elektrifikace. Významnou část výdajů tvoří také elektrická oblouková pec a technologie CCS, které vyjdou na 24,7 mld. CZK, resp. 23,2 mld. CZK.

Obrázek 4.9 Investiční náklady scénáře Nízký



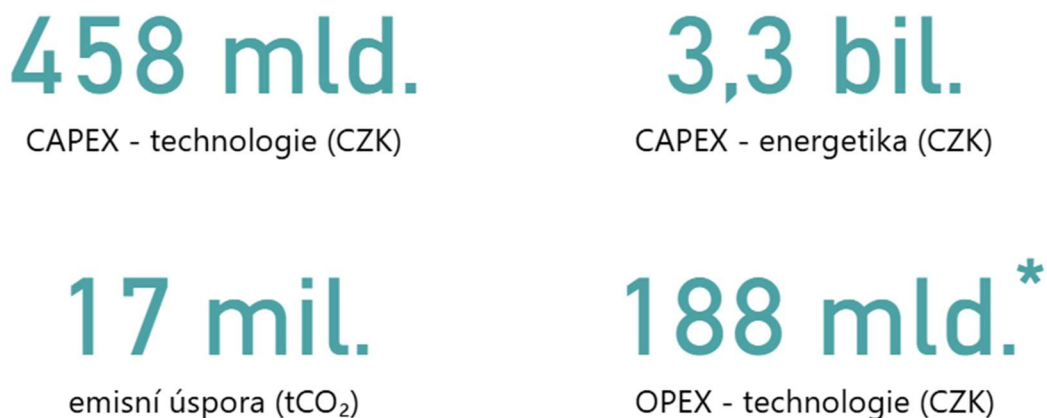
Provozní náklady pak narostou oproti dnešnímu stavu o 150 mld. CZK ročně, z nichž naprostá většina jsou náklady na elektřinu. **Investiční a provozní náklady nezahrnují nepřímé náklady, které dekarbonizace průmyslu vyvolává a které daleko převyšují náklady přímé.**

SHRNUTÍ

- Ambiciózní scénář, který je však oproti návrhu Evropské komise umírněnější, je v souladu se závaznými cíli EU a počítá s výrobou a spotřebou RFNBO vodíku a zavedením technologie CCS.
- Dochází ke snížení emisí o 85 % oproti roku 1990 na hodnotu 12,02 MtCO₂.
- Vlivem nasazení vodíkových technologií, mnohem vyšší míry elektrifikace či technologie CCS dochází ke značně zvýšeným investičním nákladům v hodnotě 356,5 mld. CZK a dodatečným provozním nákladům 150 mld. CZK ročně (celkové provozní náklady včetně nákladů na fosilní paliva činí 282 mld. CZK ročně).
- Kvůli vysoké míře elektrifikace dramaticky vzrostou také nepřímé náklady, zejména náklady na rozvoj elektrizační sítě.
- Spotřeba elektřiny naroste o celkových **30,4 TWh**, z nichž 23,8 TWh je vynuceno přímou elektrifikací, zatímco 6,6 TWh je třeba pro výrobu RFNBO vodíku.
- Potřebná kapacita elektrolyzérů činí **1,9 GW**. Technologie CCS zachytí a uloží 0,77 MtCO₂.

4.5.3 Scénář Vysoký (90 %)

Obrázek 4.10 Shrnující výsledky Vysokého scénáře



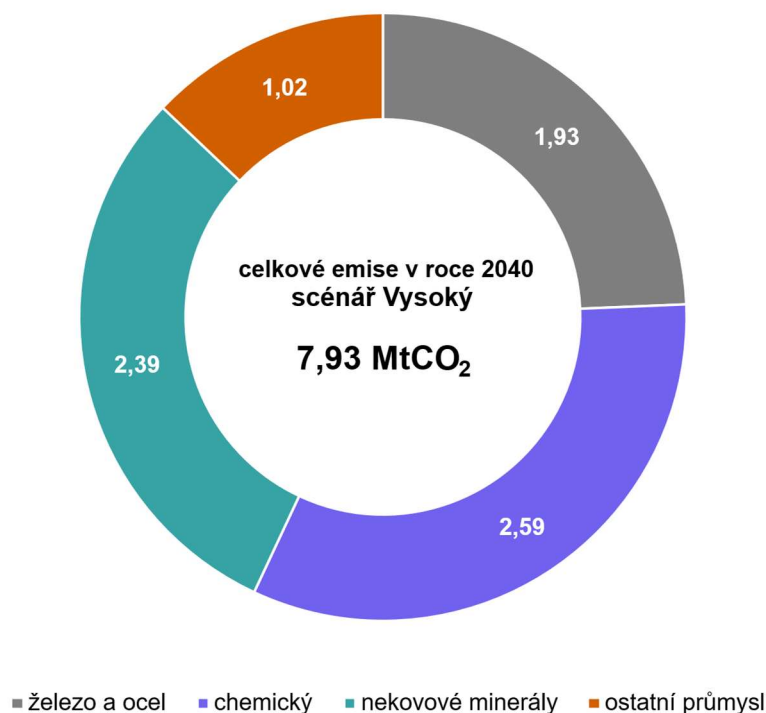
*jedná se o navýšení provozních nákladů, které bez dekarbonizace činí 132 mld. CZK. Absolutní provozní náklady po dekarbonizaci činí 320 mld. CZK.

Ve Vysokém scénáři dochází ke snížení emisí na výslednou hodnotu 7,93 MtCO₂ v roce 2040. Vysoký scénář navazuje na Nízký scénář, nedochází k žádnému nástupu dalších dekarbonizačních technologií, ale rozvíjí ty stávající. Vysoký scénář pracuje s následujícími předpoklady:

- v sektoru železa a oceli je uvedena v provoz briketovací linka a dvě elektrické obloukové pece,
- v chemickém sektoru dochází k vyšší výrobě RFNBO vodíku, úroveň elektrifikace je stejná jako u Nízkého scénáře,
- v sektoru nekovových minerálů dochází k širšímu použití technologie CCS, předpokládá se zachycení a uložení 1,25 MtCO₂, ostatní předpoklady jsou stejné jako u Nízkého scénáře,

- v ostatním průmyslu dochází k vyšší míře elektrifikace a nově také využití RFNBO vodíku, konkrétně v podobě necelých 40 kt.

Obrázek 4.11 Výsledné emise scénáře Vysoký v roce 2040



V sektoru železa a oceli jsou pro scénář Vysoký uvažovány dvě elektrické obloukové pece, čímž dochází k snížení o dalších 2,63 MtCO₂.

V chemickém průmyslu se nahrazuje 87,5 kt šedého vodíku RFNBO vodíkem. Požadovaný výkon elektrolyzérů na takovou roční výrobu je 1,38 GW, s čímž se pojí zvýšené investiční a provozní náklady oproti Nízkému scénáři. Elektrifikace zůstává na stejné úrovni jako u Nízkého scénáře.

Podobně je tomu i v sektoru nekovových minerálů, kde elektrifikace a využití vodíku zůstává na stejné úrovni oproti předchozímu scénáři. Jediný rozdíl spočívá v širším nasazení technologie CCS, která v tomto případě zachytí a uloží 1,25 MtCO₂.

Větší změny nastávají v ostatním průmyslu, kde kromě vyšší míry elektrifikace přebírá významnou roli vodík. Konkrétně jde o výrobu necelých 39,6 kt, které nahradí část fosilních paliv. Pro takovou výrobu je třeba další kapacita elektrolyzérů o celkovém výkonu 622 MW.

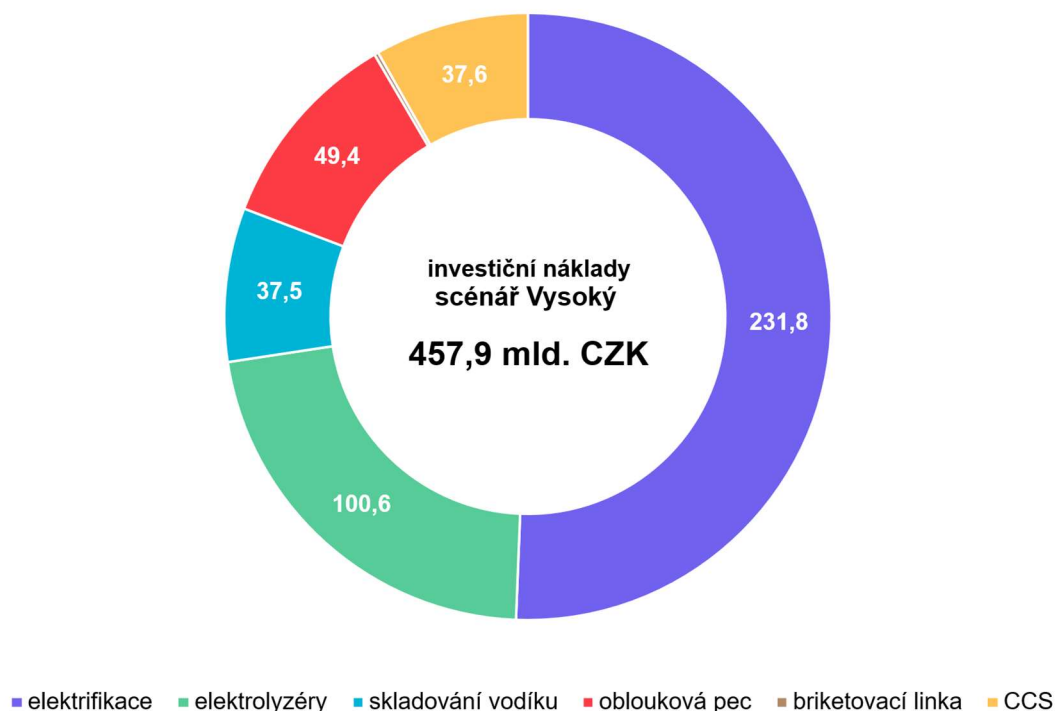
Celkově tak tento scénář přináší novou spotřebu elektřiny v podobě 28,3 TWh a dalších 9,1 TWh je třeba k výrobě RFNBO vodíku. Celkový potřebný výkon elektrolyzérů k výrobě 165,6 kt vodíku je 2,6 GW.

Tabulka 4.7 Výsledky scénáře Vysoký

	CAPEX (mld. CZK)	OPEX (mld. CZK)	nová spotřeba elektřiny (TWh)	výroba vodíku (TWh)
železo a ocel	50,4	8,7	1,2	0,0
chemický průmysl	99,6	48,7	4,8	4,8
nekovové minerály	154,7	28,3	3,5	2,1
ostatní průmysl	153,2	102,7	18,8	2,2
celkem	457,9	188,3	28,3	9,1

Celkové investiční náklady na nové technologie jsou ve Vysokém scénáři 458 mld. CZK. Nárůst oproti Nízkému scénáři je dán vyšší mírou elektrifikace, vyšší potřebnou kapacitou elektrolyzérů, zachycení a uskladnění většího množství CO₂ a investicí do další elektrické obloukové pece.

Obrázek 4.12 Investiční náklady scénáře Vysoký



Navýšené provozní náklady dosahují 188 mld. CZK ročně. Stejně jako v předchozím případě připadá většina těchto nákladů na elektřinu. **Investiční a provozní náklady nezahrnují nepřímé náklady, které dekarbonizace průmyslu vyvolává a které daleko převyšují náklady přímé.**

SHRNUTÍ

- Scénář odpovídající návrhu Evropské komise snižuje emise oproti roku 1990 o 90 % na celkových 7,93 MtCO₂.

- Scénář rozšiřuje Nízký scénář o vyšší míru elektrifikace, využití vodíku i množství zachytávání a ukládání CO₂.
- Celkové investiční náklady na technologie jsou 458 mld. CZK a dodatečné provozní náklady dosahují 188 mld. CZK ročně (celkové provozní náklady včetně nákladů na fosilní paliva činí 320 mld. CZ ročně).
- Spotřeba elektřiny vzroste o 37,4 TWh, z nichž 28,3 TWh je způsobeno přímou elektrifikací a 9,1 TWh je potřeba pro výrobu RFNBO vodíku.
- Stejně jako v případě Nízkého scénáře má takto masivní elektrifikace obrovský vliv na nepřímé náklady v podobě rozvoje elektrizační sítě a potřebné výstavby nové kapacity OZE.
- Potřebná kapacita elektrolyzérů činí 2,6 GW. Technologie CCS zachytí a uloží 1,25 MtCO₂.

4.5.4 Srovnání scénářů

Díličí srovnání scénářů již bylo průběžně provedeno v rámci popisu jednotlivých scénářů. Z těchto průběžných zjištění vyplývá, že se scénáře výrazně liší jak ve způsobu dosažení stanovené míry dekarbonizace, tak v investičních nákladech na technologie a provozních nákladech – především scénář WEM oproti scénářům Nízký a Vysoký.

Následující srovnání porovnává pouze přímé náklady vyvolané dekarbonizací. Nepřímé náklady vyvolané silnou mírou dekarbonizace se pohybují v řádech stovek mld. CZK a jsou stanoveny v následující kapitole.

Tabulka 4.8 Srovnání scénářů z hlediska technologií

	WEM	scénáře	
		Nízký	Vysoký
elektrifikace (TWh)	9,0	30,4	37,4
z toho přímá elektrifikace (TWh)	9,0	23,8	28,3
z toho na výrobu vodíku (TWh)	-	6,6	9,1
výroba RFNBO vodíku (kt)	-	119,9	165,6
potřebný výkon elektrolyzérů (GW)	-	1,9	2,6
technologie CCS (MtCO₂)	-	0,8	1,3

Z tabulky vyplývá obrovský rozdíl z hlediska uplatnění technologií vůči stanoveným cílům dekarbonizace. Zatímco při scénáři WEM vzroste spotřeba elektřiny o 9 TWh, ve dvou zbylých scénářích tato spotřeba narůstá o dalších 21,4 TWh, resp. 28,4 TWh.

Pro naplnění Nízkého scénáře je také třeba ročně produkovat 120 kt RFNBO vodíku, u Vysokého scénáře dokonce 166 kt. S tím se pojí vystavění téměř nepředstavitelné kapacity elektrolyzérů o celkovém výkonu 1,9 GW, resp. 2,6 GW.

Nakonec, Nízký scénář uvažuje zachycení a uložení 0,8 MtCO₂ a Vysoký scénář 1,3 MtCO₂. Nasazení technologie CCS je uvažováno pouze pro segment cementářství a výrobu vápna, které patří do průmyslu nekovových minerálů.

Tabulka 4.9 Srovnání scénářů z hlediska investičních nákladů

CAPEX	scénáře		
	WEM	Nízký	Vysoký
elektrifikace			
instalace a technologie (mld. CZK)	130,3	206,8	265,1
výroba RFNBO vodíku			
elektrolyzéry (mld. CZK)	-	72,9	76,5
skladování (mld. CZK)	-	28,0	28,3
technologie CCS			
instalace a technologie (mld. CZK)	-	23,2	37,6
technologie v průmyslu železa a oceli			
elektrické obloukové pece (mld. CZK)	-	24,7	49,4
briketovací linka (mld. CZK)	1,0	1,0	1,0
celkem (mld. CZK)	131,3	356,5	457,9

Ve srovnání s baseline scénářem WEM představuje Nízký scénář zvýšení investičních nákladů na technologie o více než 2,7násobek. Vysoký scénář pak zvyšuje tyto náklady až na téměř 3,5násobek.

Tabulka 4.10 Srovnání scénářů z hlediska dodatečných provozních nákladů

OPEX	scénáře		
	WEM	Nízký	Vysoký
elektrifikace			
instalace a cena energetických zdrojů (mld. CZK)	36,5	110,7	130,8
výroba RFNBO vodíku			
údržba elektrolyzérů (mld. CZK)	-	0,7	1,0
elektřina (mld. CZK)	-	33,0	45,5
skladování (mld. CZK)	-	0,6	0,7
technologie CCS			
přeprava a ukládání (mld. CZK)	-	1,0	1,6
technologie v průmyslu železa a oceli			
elektrické obloukové pece a briketovací linka (mld. CZK)	0,2	4,3	8,7
celkem (mld. CZK)	36,7	150,3	188,3

Vyčíslit kumulativně provozní náklady od současnosti do roku 2040 není možné, jelikož nelze určit, kdy a v jaké míře dojde k nasazení jednotlivých technologií v průběhu let. V roce 2040 po dosažení požadované míry dekarbonizace se budou za tohoto stavu roční dodatečné provozní náklady pohybovat v hodnotách 37-188 mld. CZK dle scénářů. Zatímco mezi scénáři WEM a Nízkým se dodatečné provozní náklady skokově zvyšují o 114 mld. CZK, Vysoký scénář vyžaduje dalších 38 mld. CZK ročně.

SHRNUTÍ

- Snížení emisí o 76 % oproti roku 1990 je možné čistě pomocí elektrifikace, zatímco u Nízkého a Vysokého scénáře je nutno i vzhledem k závazkům EU využít větší množství RFNBO vodíku. Dále tyto dva scénáře uvažují využití technologie CCS a mnohem vyšší míru elektrifikace.

- Investiční i provozní náklady Nízkého a Vysokého scénáře oproti scénáři WEM dramaticky rostou vlivem velmi ambiciózních cílů. Spolu s tím dochází také k nesmírnému navýšení nepřímých nákladů, zejména těch na rozvoj elektrizační a plynárenské soustavy a masivní rozvoj OZE.
- Vysoký scénář vyžaduje oproti scénáři WEM zvýšení investičních nákladů o 326,6 mld. CZK a zvýšení ročních provozních nákladů o 152 mld. CZK.

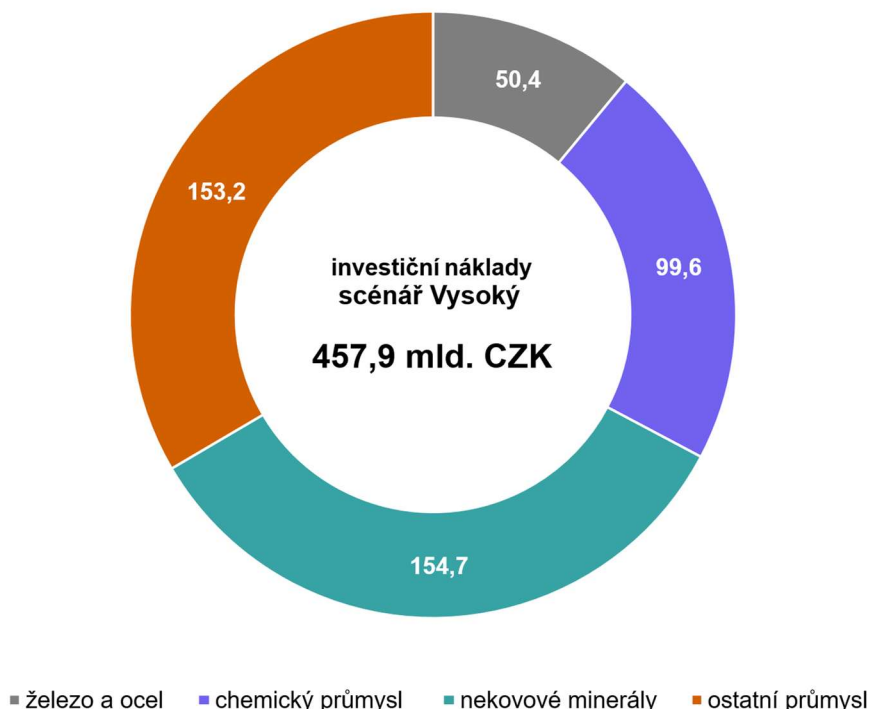
5 POSOUZENÍ DOPADŮ NA PRŮMYSL A EKONOMIKU ČR

Dekarbonizovat český průmysl o 90 % emisí oproti roku 1990 vyžaduje nesmírné investice. Jednotlivé průmyslové sektory však disponují rozdílnými technologickými možnostmi, tempem zavádění řešení i strukturou nákladů, a proto se dopady transformace neprojeví napříč odvětvími rovnoměrně.

Kromě přímých investic v oblasti průmyslu (dekarbonizační technologie jakou jsou nové obloukové pece, elektrolyzéry, elektrické indukční pece, tepelná čerpadla a další a následně také jejich provozní náklady) přináší navíc vysoká míra dekarbonizace významné nepřímé náklady v podobě rozšíření a modernizace elektrizační i plynárenské soustavy a výstavbu rozsáhlých kapacit obnovitelných zdrojů energie.

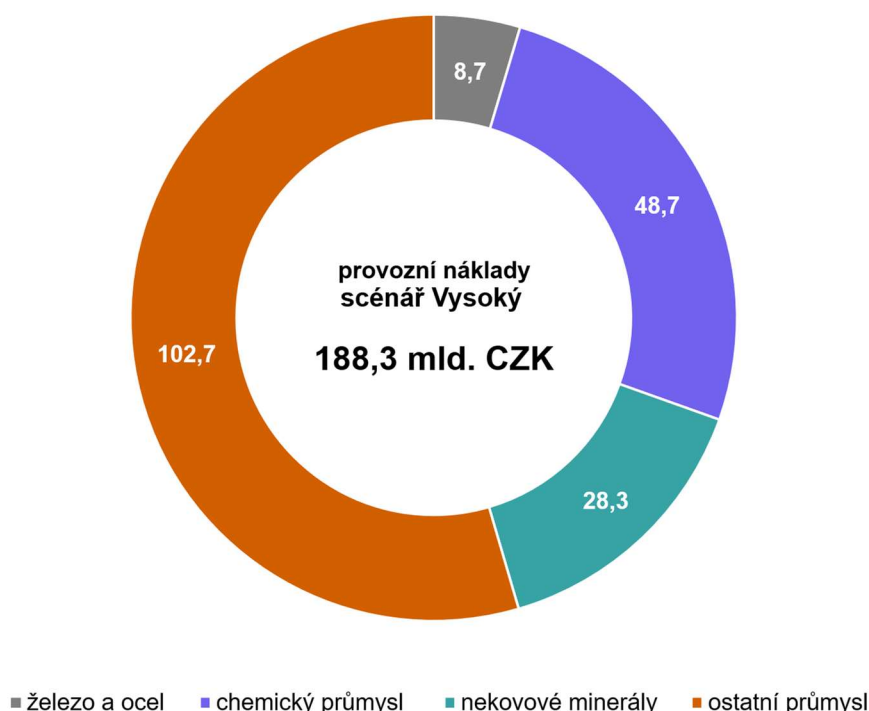
5.1 STANOVENÍ PŘÍMÝCH DOPADŮ DO JEDNOTLIVÝCH SEKTORŮ

Obrázek 5.1 Investiční náklady Vysokého scénáře napříč sektory



Největší poměr investičních nákladů na dekarbonizaci s sebou nese průmysl nekovových minerálů a ostatní průmysl, jenž se na investičních nákladech dohromady podílejí z 67 %. Chemický průmysl s sebou nese investiční náklady o hodnotě téměř 100 mld. CZK, zatímco průmysl železa a oceli o polovinu méně.

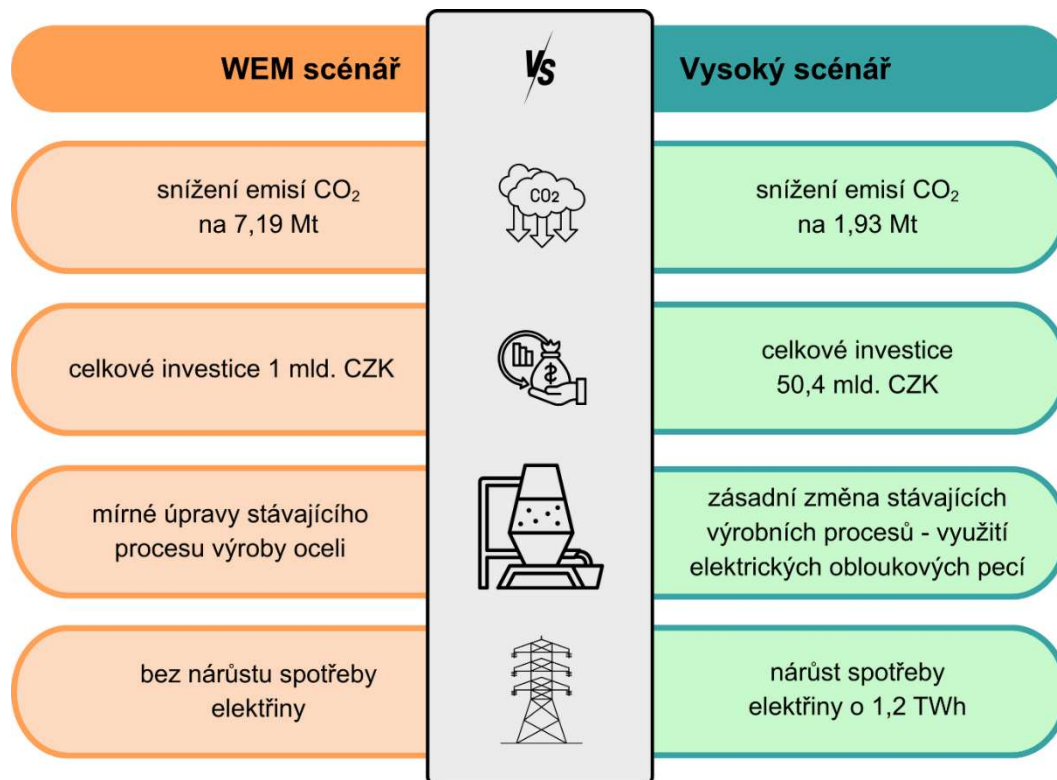
Obrázek 5.2 **Dodatečné provozní náklady Vysokého scénáře napříč sektory**



Struktura provozních nákladů se od struktury investičních nákladů značně rozlišuje. Vlivem masivní elektrifikace v ostatním průmyslu vedoucí k navýšení spotřeby elektřiny o 18,8 TWh pokrývá tato část průmyslu 55 % ročních provozních nákladů. Oproti investičním nákladům, na kterých se průmysl nekovových minerálů podíl z 34 %, klesá v provozních nákladech podíl tohoto sektoru na 15 %. Nejmenší podíl pak připadá na sektor železa a oceli, u kterého dochází k navýšení roční spotřeby elektřiny skrze dvě elektrické obloukové pece o 1,2 GWh.

5.1.1 Sektor ocelářství a výroba železa

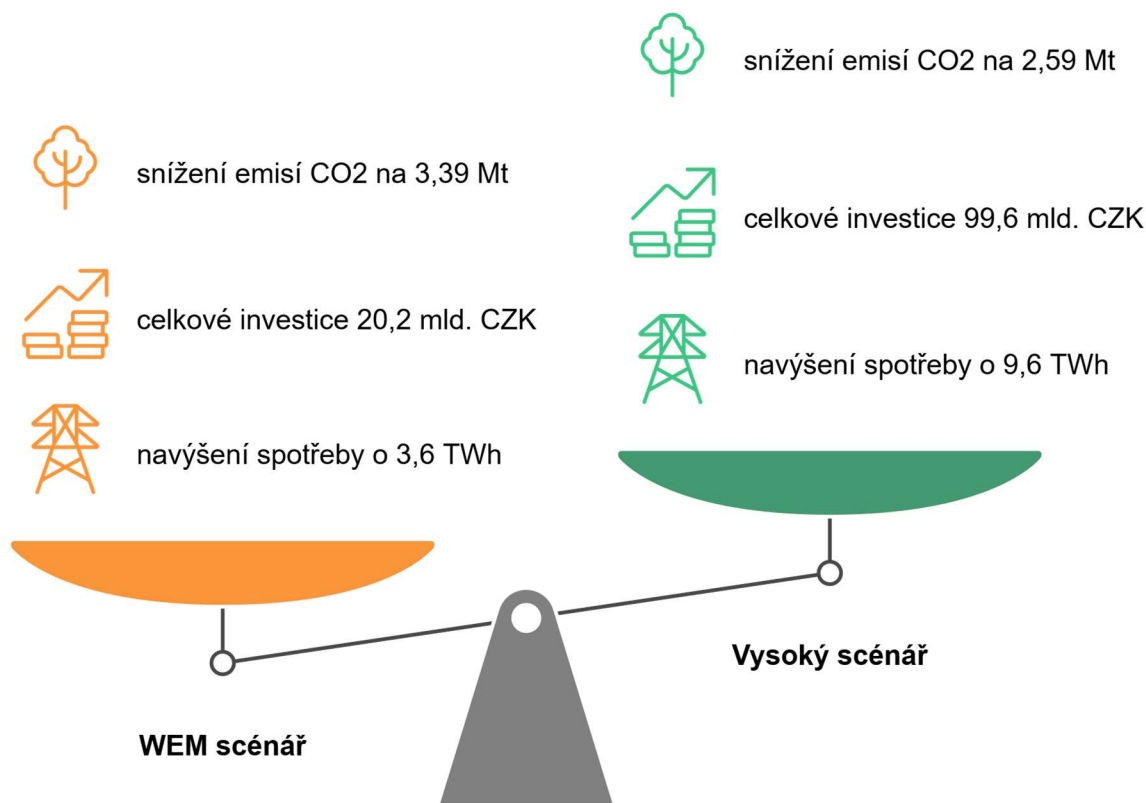
Obrázek 5.3 Srovnání WEM scénáře a Vysokého scénáře v sektoru ocelářství



- Dochází ke snížení emisí na hodnotu 1,93 MtCO₂.
- Technologicky je této hodnoty dosaženo pomocí briketovací linky a dvou elektrických obloukových pecí.
- Nová spotřeba elektřiny vzroste o 1,2 TWh skrze elektrifikaci (elektrické obloukové pece).
- Celkové investiční náklady činí 50,4 mld. CZK, z nichž 49,4 mld. CZK činí obloukové pece.
- Provozní náklady narostou o 8,5 mld. CZK.

5.1.2 Chemický průmysl

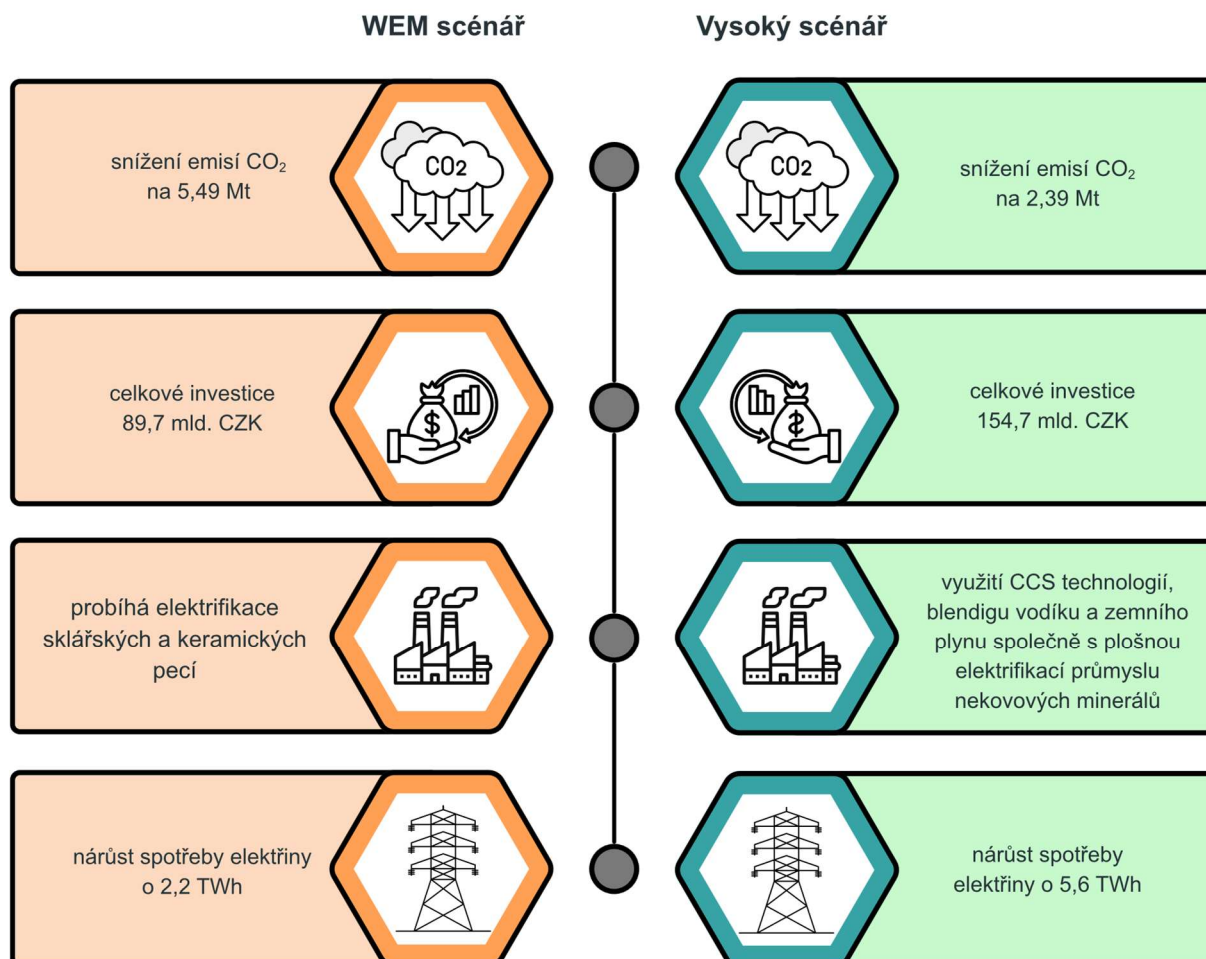
Obrázek 5.4 Srovnání WEM scénáře a Vysokého scénáře v chemickém průmyslu



- Dochází ke snížení emisí na hodnotu 2,59 MtCO₂.
- Technologicky je této hodnoty dosaženo pomocí elektrifikace a nahrazení šedého vodíku RFNBO vodíkem. Výroba RFNBO vodíku probíhá pomocí elektrolyzérů on-site. Do nákladů se také propisuje skladovací zařízení na 48 hodin výroby.
- Nová spotřeba elektřiny vzroste o 4,8 TWh skrze elektrifikaci a 4,8 TWh skrze výrobu vodíku na celkových 9,6 TWh.
- Celkové investiční náklady činí 99,6 mld. CZK. 72,4 mld. CZK je třeba na výstavbu elektrolyzérů a skladovacích zařízení, zbylých 27,2 je vynuceno přímou elektrifikací.
- Provozní náklady vzrostou o 28,2 mld. CZK.

5.1.3 Sektor nekovových minerálů

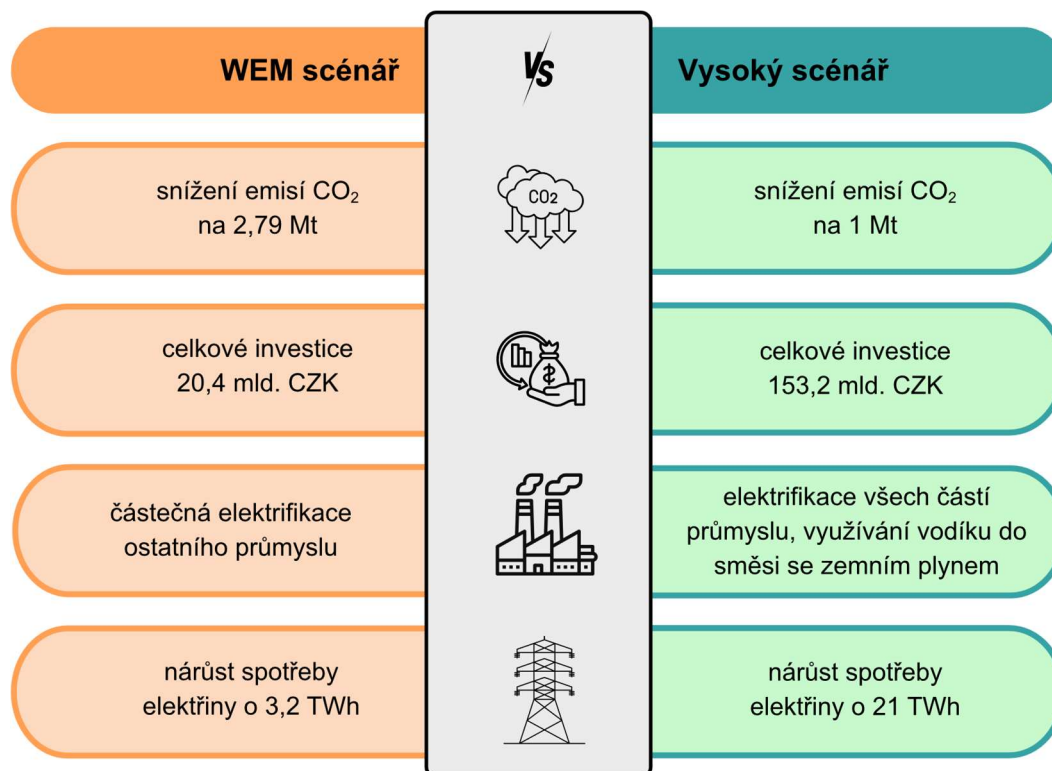
Obrázek 5.5 Srovnání WEM scénáře a Vysokého scénáře v průmyslu nekovových minerálů



- Dochází ke snížení emisí na hodnotu 2,39 MtCO₂.
- Technologicky je této hodnoty dosaženo kombinací elektrifikace, vodíku a technologie CCS. Stejně jako v předchozím případě se uvažuje výroba RFNBO vodíku pomocí elektrolyzérů on-site a skladovací zařízení na 48 hodin výroby.
- Nová spotřeba elektřiny vzroste o 3,5 TWh skrze elektrifikaci a 2,1 TWh skrze výrobu vodíku na celkových 5,6 TWh.
- Celkové investiční náklady činí 154,7 mld. CZK. Téměř 85 mld. CZK je vynuceno elektrifikací, z níž většinu tvoří nové sklářské a keramické pece. 37,6 mld. CZK je odhadovaná cena technologie CCS pro zachycení 1,25 MtCO₂. 32,4 mld. CZK je třeba na výstavbu elektrolyzérů a skladovacích kapacit.
- Roční provozní náklady vzrostou o 23,9 mld. CZK.

5.1.4 Ostatní průmysl

Obrázek 5.6 Srovnání WEM scénáře a Vysokého scénáře v ostatním průmyslu



- Dochází ke snížení emisí na hodnotu 1,02 MtCO₂.
- Technologicky je této hodnoty dosaženo elektrifikací a využitím RFNBO vodíku. Výroba vodíku probíhá on-site a zahrnuje skladovací kapacity na 48 hodin výroby.
- Nová spotřeba elektřiny vzroste o 18,8 TWh skrze elektrifikaci a 2,2 TWh skrze výrobu vodíku na celkových 21 TWh.
- Celkové investiční náklady činí 153,2 mld. CZK. Z této celkové sumy je téměř 120 mld. CZK vynaloženo na elektrifikaci, zbylých 33 mld. CZK jsou náklady na elektrolyzéry a skladovací zařízení.
- Roční provozní náklady vzrostou o 91,1 mld. CZK, z čehož pouze 11,3 mld. CZK jsou provozní náklady spojené s výrobou vodíku. Zbytek provozních nákladů je způsoben elektrifikací.
- Stejně jako v sektoru nekovových minerálů jsou i v sektoru ostatního průmyslu ve Vysokém scénáři uvažovány i jiné dekarbonizační technologie (výroba vodíku) než je samotná elektrifikace.

Přehledová tabulka přiložená níže ukazuje CAPEX, OPEX, novou spotřebu elektřiny z elektrifikace a novou spotřebu elektřiny z výroby vodíku.

Obrázek 5.7 Vyčíslení dekarbonizace pro jednotlivé sektory

	CAPEX (mld. CZK)	OPEX (mld. CZK)	nová spotřeba elektřiny (TWh)	výroba vodíku (TWh)
železo a ocel	50,4	8,7	1,2	0,0
chemický průmysl	99,6	48,7	4,8	4,8
nekovové minerály	154,7	28,3	3,5	2,1
ostatní průmysl	153,2	102,7	18,8	2,2
celkem	457,9	188,3	28,3	9,1

Celkové investiční náklady do nových technologií činí 458 mld. CZK a roční provozní náklady při takovémto stavu se zvýší o 188 mld. CZK. Spotřeba elektřiny se zvýší o 37,4 TWh.

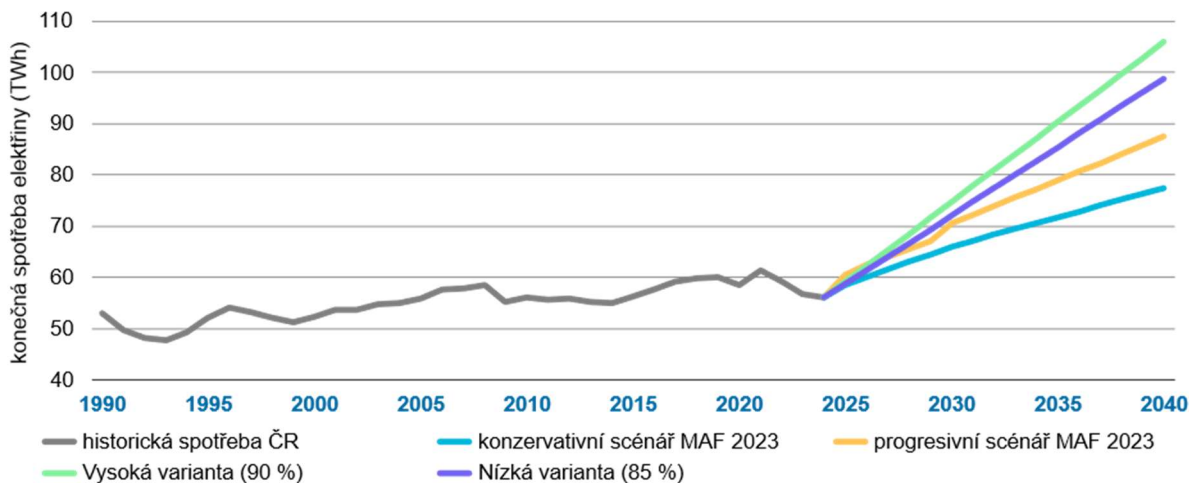
5.2 HRUBÉ STANOVENÍ CELKOVÝCH NÁKLADŮ A INVESTIC

Vyčíslené přímé náklady na technologie a související dodatečné provozní náklady vyžadované na dekarbonizaci průmyslu o 90 % oproti hodnotám z roku 1990, které jsou uvedeny v předchozí kapitole, nejsou konečné náklady. Dekarbonizace vyvolává také další nepřímé náklady, které mohou převyšovat přímé náklady. Jedná se především o náklady na rozvoj síťové infrastruktury a výstavbu požadované kapacity OZE.

Podrobné vyčíslení nepřímých nákladů bylo provedeno v rámci doplňující studie, která detailně popisuje tuto problematiku (**Studie dopadů dekarbonizace pro SPD – etapa II**). Níže je tak představen stručný souhrn, který popisuje vliv nepřímých nákladů, z nichž lze pak vytvořit souhrn celkových nákladů a potřebných investic pro úplné zhodnocení dopadů takto rozsáhlé míry dekarbonizace.

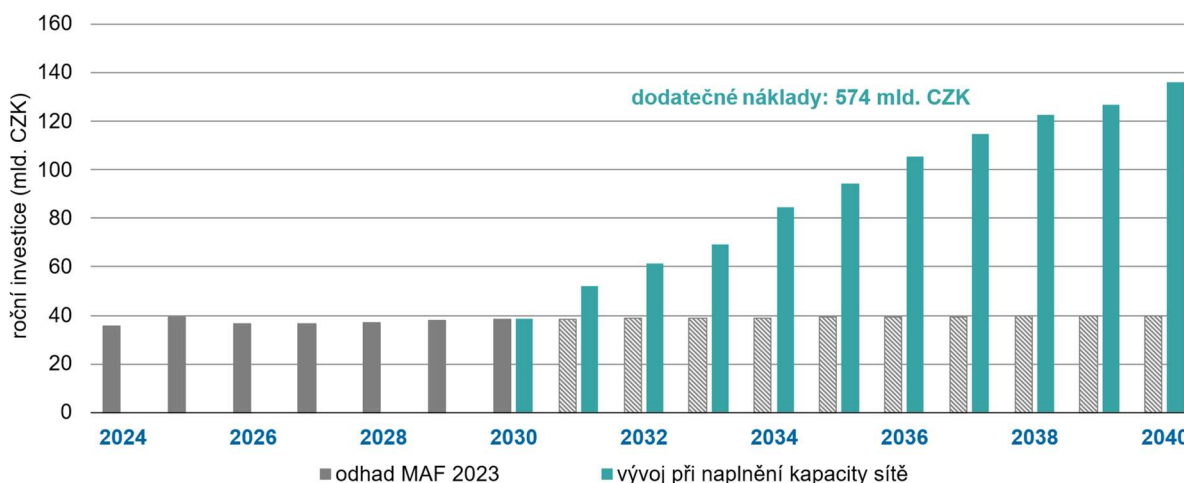
5.2.1 Náklady na rozvoj elektroenergetické sítě

Z Vysokého scénáře vyplývá, že v případě jeho naplnění dojde ke zvýšení konečné spotřeby elektřiny o 28,3 TWh. Graf níže zachycuje historickou spotřebu elektřiny v ČR a přidává konzervativní a progresivní scénář z MAF 2023, a dále namodelovaný Vysoký a Nízký scénář, které usilují o snížení emisí o 85, resp. 90 % v roce 2040 oproti roku 1990.

Obrázek 5.8 Netto konečná spotřeba elektřiny ČR


Během uplynulých 35 let se spotřeba elektřiny v ČR téměř nezměnila. Konzervativní scénář MAF 2023 předpokládá v roce 2040 navýšení spotřeby na 77,5 TWh, progresivní scénář na 87,5 TWh. Vysoký scénář se dostává téměř na dvojnásobek dnešní hodnoty, konkrétně 105,8 TWh. Jedná se o spotřebu celé České republiky, spotřeba je tedy navýšena také vlivem rozvoje tepelných čerpadel, elektromobility a dalšími prvky elektrifikace.

Vlivem silné dekarbonizace a elektrifikace průmyslu a energetiky v kombinaci s masivním rozvojem OZE (především FVE) by však došlo k naplnění kapacity a dosažení kritické úrovně vytížení by nastalo kolem roku 2030.

Obrázek 5.9 Vývoj investic do české elektroenergetické sítě


Tento růst by si vyžádal dodatečné náklady ve výši přibližně 574 mld. CZK. Požadované investice v roce 2040 by musely narůst přibližně o 3,5násobek hodnoty očekávané v roce 2030. Navíc lze předpokládat, že tyto zvýšené náklady by bylo nutné aktivovat i po roce 2040, protože rozsah modernizačních činností k plnému zkapacitnění sítě by velmi pravděpodobně překročil horizont deseti let.

5.2.2 Náklady na úpravu a rozvoj plynárenských sítí

Stávající plynárenská infrastruktura, která by umožnila dosažení zmíněných cílů, bude vyžadovat značné úpravy, a to pro vybudování vodíkové sítě a sítě pro přepravu CO₂. Pro ocenění obou částí jsme převzali předpokládané náklady, s nimiž ve svých vodíkových projektech a propočtech přepravy CO₂ pracuje tuzemský provozovatel plynárenské přepravní soustavy NET4GAS. Pro účely této studie, která neumožňovala komplexní analýzu opřenou o hydraulickou simulaci toků, jsme postupovali zjednodušenou cestou s cílem poskytnout pouze hrubé odhady dle množství přepraveného vodíku mezi očekávanými místy odběru (zahrnuje konkrétní lokality i širěji pojaté oblasti) a topologií plánované vodíkové páteřní sítě. **Výsledné investiční náklady pro přepravu vodíku v této studii činí 6,8 mil. CZK/km u vodíkovodů realizovaných transformací stávající plynárenské infrastruktury (repurposing) a 50 mil. Kč/km u nově budovaných.**

V případě přepravy CO₂ existují relativně aktuální strategické dokumenty⁵⁵, kde lze dohledat i náklady spojené s realizací dálkové přepravy této „komodity“ (v mnoha případech jde o repurposing, ale i výstavbu nových potrubí). Využití stávající plynárenské infrastruktury není vyloučeno pro přepravu CO₂ v plynné fázi, nicméně pro přepravu CO₂ v husté fázi je zapotřebí vyšší tlaková odolnost potrubí (85 až 150 bar), která by vyžadovala vybudování zcela nové páteřní infrastruktury. Pro účely této studie však byly využity poznatky vycházející z konzultací s provozovatelem přepravní soustavy v ČR a studie zpracované pro rakouskou soustavu v říjnu 2024⁵⁶. **Výsledné investiční náklady pro realizaci nově budované přepravní infrastruktury (včetně komprese) CO₂ v této studii tedy činí 66 mil. CZK/km.**

Nízký scénář pracuje s předpokladem repurposingu dvou větví tranzitního plynovodu (projekt Česká vodíková páteřní síť ZÁPAD a SEVER)⁵⁷ a novými přepravními plynovody do hlavních průmyslových spotřebitelů obnovitelného vodíku – do chemičky v Lovosicích (výroba amoniaku), do rafinérie Orlen Unipetrol v Záluží u Litvínova a cementářských provozů v severozápadních a středních Čechách (dohromady 694 km). Při výše uvedené jednotkové ceně představují investiční náklady přibližně 11,2 mld. CZK. Délka sítě pro přepravu CO₂ je ve variantě Nízká stanovena na 630 km. Opět velmi zjednodušená úvaha předpokládá propojení nejvhodnějších lokalit výroby cementu v ČR s nově vybudovaným potrubím vedoucím podél severní větve tranzitního plynovodu do Německa a dále do úložišť v mořském dně. Při již zmíněné jednotkové ceně 66 mil. CZK/km tak činí celkové investiční náklady 41,6 mld. CZK.

⁵⁵ <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC136709>

⁵⁶ Studie AIT Bericht: https://www.ait.ac.at/fileadmin/user_upload/CO2Netz_Bericht_241007.pdf

⁵⁷ <https://www.net4gas.cz/cz/projekty/vodikove-projekty/>

Obrázek 5.10 Oblasti možné spotřeby vodíku dle Net4Gas TYNDP 2025-2034 (žlutě vyznačeno)

U varianty Vysoká pak činí délka vodíkové sítě 1 200 km, jelikož je třeba připojení dalších dílčích oblastí a výroba vodíku je více rozprostřena napříč Českem. Předpokládáme v této variantě navíc vznik několika průmyslových clusterů/vodíkových údolí, které by využívaly lokální distribuční vodíkovou soustavu, případně i napojení na páteřní vodíkový plynovod. Za stejných podmínek by v této variantě činily investiční náklady 36,5 mld. CZK. U přepravní sítě na CO₂ narůstá její délka na 1 000 km, protože jsou do ní zapojeny téměř veškeré cementářské a vápenné provozy. Náklady na výstavbu takto rozsáhlé sítě tedy vzrůstají na 66 mld. CZK.

Celkové investiční náklady na představenou úpravu plynových sítí činí u varianty Nízká 52,8 mld. CZK a 102,5 mld. CZK ve variantě Vysoká.

Tarif na využití vodíkové přepravní soustavy reflektuje v EU již ohlášené hodnoty. Konkrétně v roce 2025 představil německý regulátor tarif na přepravu vodíku ve výši 25 EUR/kWh/h/rok. S velmi podobnou výší poplatků za přepravu vodíku pracují také v Nizozemí a v Dánsku. Pro případ této studie a zjednodušené kalkulace uvažujeme také pro českou vodíkovou síť přepravní tarif ve výši toho německého, tedy 625 CZK/kWh/h/rok, byť z pohledu provozovatele plynárenské přepravní soustavy může tato hodnota v budoucnu výrazně klesnout.

Studie pracuje s předpokladem, že veškerá výroba a spotřeba vodíku by probíhala na území Česka. Zároveň je však třeba uvést, že rozvoj elektroenergetické sítě v rozsahu, který by umožnil dostatečnou výrobu obnovitelného vodíku pro potřeby dvou klíčových odběratelů (a případně dalších menších odběratelů), není realistický. Přenesení nákladů spojených s výrobou obnovitelné energie a výrobou vodíku z této elektřiny mimo území ČR je tedy nezbytné. Otázkou však zůstává míra akceptovatelného dovozu, finanční náročnost dovozu komodity (obnovitelný vodík) a zejména její fyzická dostupnost, kterou v dostatečně velkém množství by bylo do roku 2040 třeba dovézt. Do momentu zpracování studie nebyly zatím zveřejněny žádné podklady k potenciálně dováženímu množství RFNBO ani o dovozcích,

kteří by měli v úmyslu vodík do ČR dovážet. Také proto pro potřeby tohoto zjednodušeného výhledu pracujeme s výrobou v potřebné míře pouze v ČR, navzdory přesvědčení, že určitá část spotřeby RFNBO bude ve skutečnosti saturována dovozem ze zahraničí.

Náklady na přepravu CO₂ jsou pak stanoveny na 1 000 CZK/tCO₂⁵⁸. Narozdíl od vodíku se zde pracuje s předpokladem, že veškeré zachycené CO₂ bude přepravováno a ukládáno za hranicemi ČR. Opět zjednodušená úvaha, na níž je postavena kalkulace nákladů za přepravu CO₂ předpokládá, že přepravovaná komodita by musela projít celkem třemi národními přepravními soustavami, tj. Českou republikou, Německem a jednou další zemí. Napojení se na velkokapacitní přepravní infrastrukturu v Německu však již s sebou ponese výrazně nižší přepravní náklady díky velkému přepravovanému množství. Využití zahraniční přepravní infrastruktury proto pracuje se čtvrtinovými náklady oproti poplatkům za přepravu v ČR. V konečném důsledku tak budou celkové provozní náklady u této komodity zahrnující celou trasu až do úložiště v mořském dně proporcčně navýšeny, tj. 1 500 CZK/t CO₂.

Vysoký scénář tak stanovuje roční náklady na přepravu vodíku 0,4 mld. CZK⁵⁹ a 1,9 mld. CZK pro CO₂.

5.2.3 Náklady na rozvoj kapacity OZE

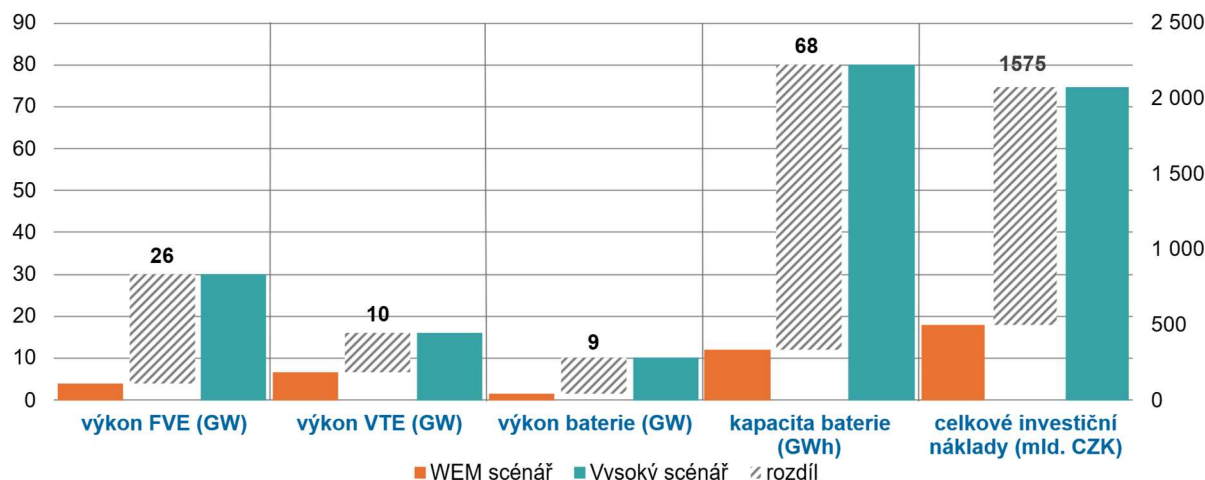
Ve Vysokém scénáři bude nutné instalovat velké množství nových obnovitelných zdrojů, aby došlo k pokrytí rostoucí spotřeby elektřiny, která souvisí s dekarbonizací průmyslu. Tento scénář počítá s nárůstem spotřeby o 37,4 TWh oproti současnému stavu. Pro potřeby průmyslu je potřeba nainstalovat velké množství obnovitelných zdrojů, které musí být vhodně doplněny dostatečnou bateriovou akumulací.

Celkem by bylo nutné instalovat 30 GW nových FVE a 16 GW VTE zdrojů. Ty by musely být doplněny akumulací o výkonu 10 GW s kapacitou 80 GWh. Tyto obnovitelné zdroje by ročně dokázaly vyprodukovat až 40 TWh elektřiny, nicméně vzhledem k proměnlivosti výroby by v 17 dnech roku nebyla pokryta požadovaná spotřeba a bylo by nutné nevyrobenou elektřinu nakupovat ze zahraničí nebo omezovat průmyslovou výrobu. **Investiční náklady na obnovitelné zdroje a akumulaci se v tomto případě vyšplhají na 2,1 bilionu CZK.** V případě nutnosti pokrýt⁶⁰ spotřebu v každém dnu roku, by byly investiční náklady na nové zdroje a akumulaci téměř desetinásobné.

⁵⁸ Odhadovaná hodnota na základě Akčního plánu rozvoje technologií zachytávání, využití a ukládání oxidu uhličitého v ČR: https://mzp.gov.cz/system/files/2025-06/Akcni_plan_rozvoje_CCUS.pdf

⁵⁹ Jedná se o maximální možnou sumu v případě, že by veškerý spotřebovaný vodík byl odebírán s využitím přepravní soustavy. Vzhledem k nejistotám ohledně poměru dovozu, přepravy mezi lokalitami tuzemské výroby a tuzemskými odběrateli, a tuzemské (onsite) výroby RFNBO jsme zvolili tuto maximalistickou variantu. Logicky by však vodík spotřebováván v místě výroby přepravním poplatkem zatížen nebyl.

Obrázek 5.11 Srovnání rozvoje OZE ve Vysokém a WEM scénáři



Naopak ve scénáři WEM dochází k navyšování výkonu obnovitelných zdrojů výrazně pomaleji. Do roku 2040 je v tomto scénáři uvažována instalace 4 GW FVE, 7 GW VTE pro potřeby průmyslu. Kromě samotných obnovitelných zdrojů je potřeba zajistit také 12 GWh kapacity bateriových úložišť. Celkové náklady pro instalaci požadovaných výkonů a kapacit ve scénáři WEM dosahují 500 mld. CZK, což je o 1,6 bilionu méně než ve Vysokém scénáři.

5.2.4 Celkové náklady a investice

Následující body shrnují hrubé stanovení celkových kumulovaných nákladů a investic do roku 2040 pro dosažení snížení emisí v průmyslu o 90 % oproti roku 1990:

- investiční náklady na technologie: 458 mld. CZK,
- dodatečné provozní náklady dekarbonizačních technologií: 188 mld. CZK,
- investiční náklady na rozvoj elektrizačních sítí: 1 154 mld. CZK,
- investiční náklady na úpravu a rozvoj plynárenských sítí: 102 mld. CZK,
- provozní náklady na přepravu vodíku a CO₂: 2,3 mld. CZK,
- investiční náklady na nové zdroje elektřiny: 2 074 mld. CZK.

Ačkoliv přímé investiční náklady na transformaci průmyslu dosahují 458 miliard CZK, tato transformace je závislá na rozvoji obnovitelných zdrojů a sít'ové infrastruktury. Tyto náklady na energetiku dosahují dohromady 3,3 bilionů CZK. Ačkoliv tyto náklady neponese průmysl přímo v rámci investičních nákladů, lze předpokládat, že část těchto nákladů se propíše do provozních nákladů v podobě zvýšení regulované složky cen energií.

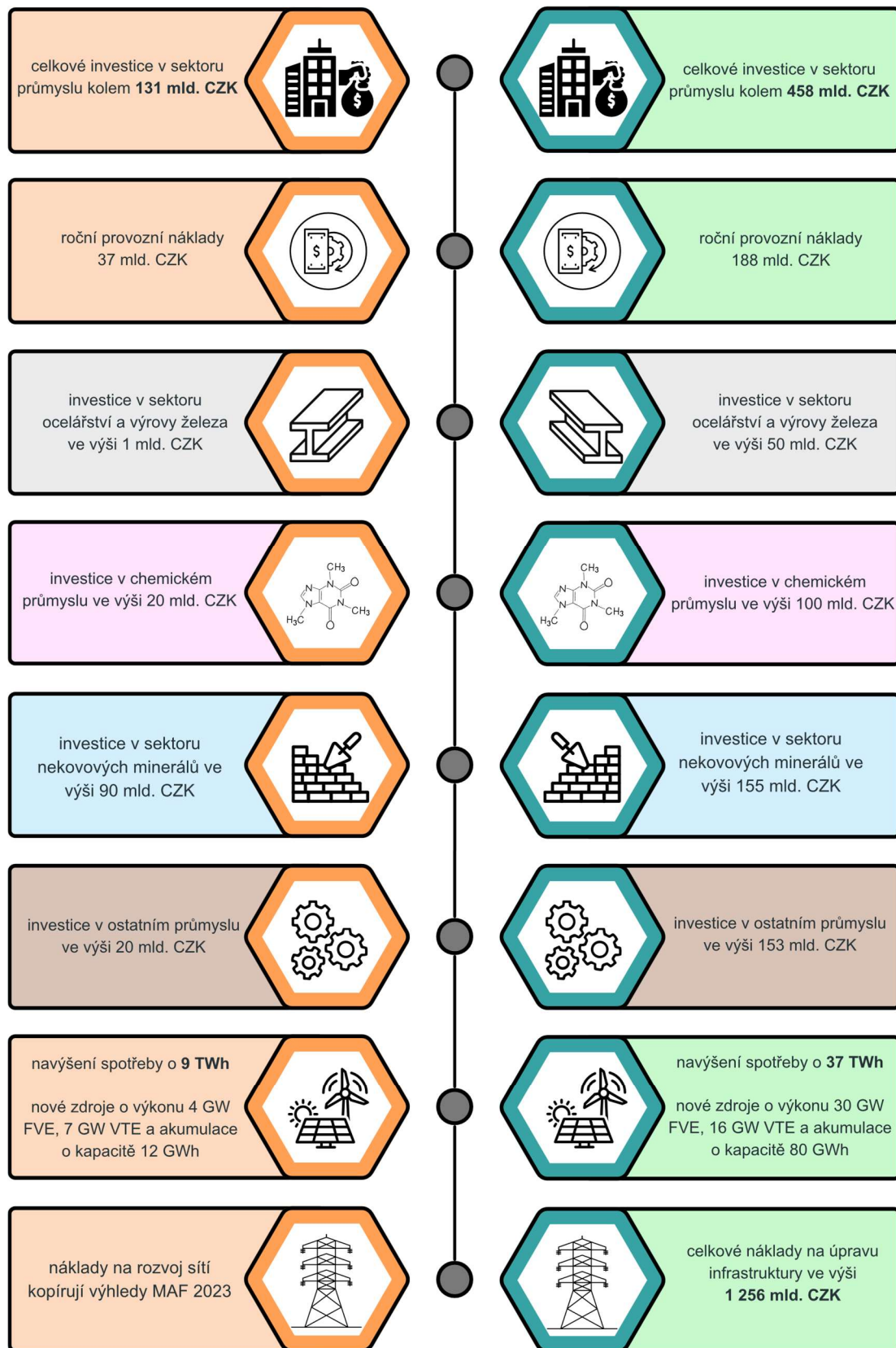
5.3 SROVNÁNÍ WEM A VYSOKÉHO SCÉNÁŘE

Snížení emisí v průmyslu o 90 % do roku 2040 ve Vysokém scénáři představuje výrazně vyšší finanční a technologickou zátěž než pokračování stávajících trendů dekarbonizace podle scénáře WEM. Zatímco WEM pracuje s postupnou elektrifikací a omezeným rozvojem obnovitelných zdrojů, Vysoký scénář vyžaduje masivní investice do technologií, rychlou výstavbu elektrických sítí, přestavbu plynárenských sítí a instalování nových výrobních kapacit elektřiny.

V jednotlivých průmyslových odvětvích se mezi WEM scénářem a Vysokým scénářem objevují výrazné rozdíly. Ve Vysokém scénáři dosahují přímé investiční náklady na nové technologie 458 mld. CZK, zatímco ve scénáři WEM pouze 131 mld. CZK. Dodatečné roční provozní náklady rostou ve Vysokém scénáři na 188 mld. CZK ročně oproti 37 mld. CZK ve scénáři WEM. Ve všech zkoumaných sektorech průmyslu jsou náklady Vysokého scénáře násobně vyšší.

- **Sektor ocelářství a výroby železa:** Dodatečné investice oproti WEM jsou 49 mld. CZK. Tyto náklady jsou způsobeny instalací nových elektrických obloukových pecí, které ve WEM scénáři nejsou uvažovány. V tomto sektoru dochází tedy k úplné změně stávajících výrobních procesů. Roční provozní náklady jsou vyšší o 8,5 mld. CZK.
- **Chemický průmysl:** Rozdíl v investicích dosahuje 80 mld. CZK a je způsobem především nutnými instalacemi elektrolyzérů pro výrobu RFNBO vodíku. Tento plyn nahrazuje ve velké míře zemní plyn a také slouží jako základ pro výrobu amoniaku. Roční provozní náklady vzrostou o 28,2 mld. CZK ročně. Velkou část provozních nákladů představuje elektřina pro výrobu vodíku.
- **Sektor nekovových minerálů:** Investiční rozdíl je 65 mld. CZK. Ve Vysokém scénáři je uvažována masivní elektrifikace sklářských a keramických pecí. V cementářenském a vápenném průmyslu je zaváděna technologie CCS. Tam, kde není možné tyto technologie využít, je nahrazován zemní plyn vodíkem nebo směsí zemního plynu a vodíku. Roční provozní náklady jsou vyšší o 23,9 mld. CZK.
- **Ostatní průmysl:** U ostatního průmyslu je rozdíl mezi WEM a vysokým scénářem největší. Ve Vysokém scénáři jsou investiční náklady vyšší o 133 mld. CZK. Tento rozdíl je způsobený téměř úplnou elektrifikací průmyslu. Ve velké řadě podniků tímto dochází k výrazným změnám ve výrobní procesech. Tam, kde tyto změny nelze provést je ve Vysokém scénáři využíván nově RFNBO vodík jako nástroj ke snížení emisí ze spalování zemního plynu. Roční provozní náklady jsou vyšší o 91,1 mld. CZK, kvůli výraznému navýšení spotřeby elektřiny.

Obrázek 5.12 Srovnání WEM a Vysokého scénáře



Skutečný rozsah rozdílu se ale projeví až při započtení nepřímých nákladů. Vysoký scénář dekarbonizace průmyslu vyžaduje i rozsáhlé přestavby v energetické infrastruktuře. **Elektroenergetická soustava** musí být výrazně posílena, aby zvládla rostoucí spotřebu elektřiny, která v roce 2040 dosáhne téměř 106 TWh. Jedná se přibližně o dvojnásobek stávající spotřeby elektřiny. Navýšení investic na úpravu elektrických sítí je odhadnuto na 574 mld CZK k očekávaným investicím dle MAF 2023. **Plynárenská infrastruktura** musí být přebudována na přepravu vodíku a CO₂, což představuje investice přes 102 mld. CZK a každoroční provozní náklady ve výši 2,3 mld. CZK. VE WEM scénáři je uvažován rozvoj sítí dle výhledů MAF společnosti ČEPS a nemá žádné dodatečné investiční náklady. Největší disproporce je v **oblasti obnovitelných zdrojů elektřiny a její akumulace**. Vysoký scénář počítá s instalací 30 GW fotovoltaiky, 16 GW větru a 80 GWh baterií pro potřeby průmyslu. Tento požadovaný výkon odpovídá investicím více přibližně 2,1 bilionu CZK. WEM scénář je oproti tomu mnohem umírněnější s instalací 4 GW fotovoltaiky, 7 GW větru a 12 GWh baterií za přibližně 500 mld. CZK. Rozdíl mezi scénáři je tedy více než 1,6 bilionu CZK.

Při zahrnutí všech přímých i nepřímých položek vychází Vysoký scénář jako výrazně nákladnější. Oproti WEM je potřeba investovat dalších 2,6 bilionu CZK. Celkově tak tento scénář představuje více než třínásobek nutných investic u WEM.

6 DOPORUČENÍ PRO ZACHOVÁNÍ KONKURENCESCHOPNOSTI ČESKÉHO PRŮMYSLU

Splnění cíle -90 % do roku 2040 oproti roku 1990 naráží na řadu limitů, které se dají shrnout pod tři hlavní strukturální omezení:

1. Tempo elektrifikace potřebné pro takto hlubokou dekarbonizaci výrazně převyšuje absorpční kapacitu přenosové a zejména distribučních sítí. V zemích s rychlým náběhem elektrifikace už dnes vidíme vyčerpané připojovací kapacity a skokový růst regulovaných nákladů, kdy například v Nizozemsku se potřebné investice během poslední dekády dostaly na šestinásobek a výhled na příští desetiletí ukazuje až na 13násobek. Tyto náklady jsou přitom oprávněné, protože musejí pokrýt vytvoření nových paralelních kapacit za pořizovací ceny na úrovni několikanásobku dnešních investic, a to i v porovnání pomocí stejné cenové úrovně.

2. Dekarbonizační technologie nejsou pro plošné nasazení připravené a často ani cenově dostupné. Mnohé jsou jen v pilotní či raně komerční fázi a vyžadují dlouholeté plánování a realizaci (zejména technologie CCS). Bez dostatečné a předvídatelné podpory zůstávají tyto projekty ekonomiky nerealizovatelné a jejich rychlé škálování tak není v daném horizontu realistické.

3. Třetí stěžejní bariérou je fakt, že dostupnost vodíku uznatelného podle pravidel RFNBO se ukazuje i výhledově omezenější a nákladnější, než se při schvalování cílů prezentovalo. Chybí dostatek nově postavených nepodporovaných zdrojů obnovitelné elektřiny, aby byly splněny podmínky adicionality, hodinového párování a geografické korelace. Zároveň neexistuje připravená plynárenská infrastruktura pro dodávku vodíku do klíčových průmyslových odběrných míst. Výsledkem je vysoká nákladovost a nízká dostupnost pro průmysl vyžadující kontinuální odběr. V těchto podmínkách je nereálné očekávat, že by již v roce 2030 tvořil RFNBO 42 % průmyslové spotřeby vodíku.

Tyto faktory v součtu s celkovými potřebnými náklady a dalšími bariérami činí dosažení navrhovaného cíle -90 % do roku 2040 **nerealizovatelné**.

Na tuto realitu musí EU reagovat především **konzistencí** svých cílů. Dříve, než dojde ke zvyšování ambicí k roku 2040 či 2050 je nutné věrohodně doložit, že budou zvládnuty cíle pro rok 2030. Už dnes lze přitom vidět segmenty, kde je splnění velmi nepravděpodobné – typicky zmíněný RFNBO vodík v průmyslu. Cíle proto potřebují jasné průběžné vyhodnocení, které budou odrážet realitu, jinak hrozí „přeskakování“ mezi ambicemi bez proveditelné trajektorie, což **zhoršuje financování projektů a oddaluje investice, tedy přesný opak toho, čeho má dekarbonizační agenda dosáhnout**.

Na základě této studie je níže představen výčet doporučení a navrhovaných opatření.

NAVRHOVANÁ OPATŘENÍ

Podpora investičního prostředí

- **Doporučujeme zrychlení odpisů investic do dekarbonizačních projektů.** Vzhledem ke stále se zvyšujícímu tlaku na dekarbonizaci je nutné i úspěšné projekty neustále inovovat. Dlouhý odpisový interval brání zrychlení těchto inovací.
- **Je nezbytné zjednodušit povolovací procesy a stavební řízení pro dekarbonizační projekty.** U velkých obnovitelných zdrojů trvají povolovací procesy (EIA, územní a stavební řízení) v některých případech až 10 let. Snadnější povolovací procesy je třeba rozšířit také na stavby typu technologie CCS, elektrické obloukové pece či úložiště CO₂.
- **Podpořit elektrifikaci průmyslu skrze PPA se státní garancí.** Pro investice do elektrokotlů, tepelných čerpadel či elektrických pecí (tedy hlavních dekarbonizačních technologií) je rozhodující stabilní cena elektřiny a jistota protistrany. Stát by měl garantovat PPA pro případ platební neschopnosti odběratele nebo regulačního zásahu a energii v takovém případě převzít a odprodat. Tím se výrazně snižuje riziková přírážka ve financování (WACC), prodlužují se kontrakty a roste ochota firem elektrifikovat.
- **Garantovat předvídatelné investiční prostředí a řídit transformaci programově.** Investoři potřebují stabilní a předvídatelné prostředí s pevným kalendářem aukcí, jasnými lhůtami a realistickými milníky. Projekty by měly mít prioritu podle ceny ušetřené tuny CO₂, aby systém dosahoval cílů s minimálními náklady.
- **Snížit tržní nejistotu širším využitím oboustranných CfD.** Rozdílové kontrakty stabilizují peněžní toky u výrobců i odběratelů, čímž zlepšují podmínky financování a umožňují uzavírat dlouhodobé kontrakty. Tím se urychluje rozhodování o investicích a snižuje riziko zastavení projektů při tržních výkyvech.
- **Vytvořit lepší podmínky pro akcelerační zóny pro jejich rychlejší rozvoj.** Zkrácené povolování je nutné doplnit o cílené investiční pobídky, aby byly v zónách skutečně vystavěny nové větrné farmy, velké FVE či průmyslové elektrolyzéry.

Nastavení veřejné podpory

- **Snížit ceny elektrické energie pro energeticky náročný průmysl.** Vysoká míra elektrifikace si vyžádá obrovské navýšení investic do rozvoje OZE, BESS a síťové infrastruktury, což zvýší nákladovost elektřiny, která je již dnes pro průmysl vysoká a neexistují téměř žádné podpůrné mechanismy, které by ji snížily. Nabízí se zejména možnosti snížení sazeb u regulovaných složek (daň z elektřiny, POZE, systémové služby). V případě připojování obnovitelných zdrojů je porušen princip úhrady nákladů těmi, kdo je způsobují, i v této oblasti doporučujeme úpravu, která nedovolí další navyšování křížové dotace od jiných uživatelů sítě.
- **Zacílit podporu na nejefektivnější dekarbonizační nástroje, což je jen jinak řečeno zachování technologické neutrality dekarbonizace.** Veřejné prostředky musí směřovat tam, kde přinesou nejvíce snížených tun CO₂: do velkých průmyslových projektů

(elektrolyzéry, vysokoteplotní elektrifikace, modernizace pecí, CCS) a utility-scale OZE, nikoliv do rezidenčního sektoru, komunitní energetiky či osobní vodíkové dopravy.

- **Navýšit prostředky v Modernizačním fondu a dalších dekarbonizačních programech.** Transformace průmyslu bude kapitálově velmi náročná a současná dotační kapacita není dostačující. Navýšení alokací v Modernizačním fondu a jejich stabilní víceleté plánování zvýší realizovatelnost klíčových dekarbonizačních projektů.
- **Zavést technologicky neutrální oboustranné CCfD pro velké projekty.** Aukce uhlíkových CfD (CCfD) soutěžně překlenou rozdíl mezi náklady bezemisních technologií a technologií využívající fosilní paliva. Tyto aukce by měly umožnit získání podpory přibližně na 15 let pro CCU/CCS, recyklaci, nízkoemisní průmyslové teplo a vodíkové aplikace. Týkat by se měla pouze velkých průmyslových spotřebitelů.
- **Zajistit adekvátní podporu dozdrojování a zajištění výkonové rezervy.** Je třeba nastavit předvídatelnou a technologicky neutrální podporu, aby systém spolehlivě zvládal špičky i variabilitu OZE. Podpora by měla cílit na zdrojovou flexibilitu, aby se minimalizovaly celkové systémové náklady a systém zvládal špičky i variabilitu OZE.
- **Podporovat výzkum nových technologií.** Prioritou má být cílená podpora výzkumu, vývoje a pilotních ověření, která urychlí technologické know-how, sníží nákladovost a potvrdí spolehlivost řešení. Teprve po prokazatelném poklesu jednotkových nákladů a dosažení provozní připravenosti dává smysl škálovatelné nasazení v průmyslu.

EU ETS

- **Rušit volné povolenky až na základě vyhodnocení účinnosti CBAM.** Je vhodné nejprve důkladně vyhodnotit účinnost a funkčnost CBAM v praxi a teprve na základě těchto zkušeností postupně snižovat objem volných alokací. Tak lze zajistit, že CBAM skutečně poskytne účinnou a spravedlivou ochranu evropského průmyslu, aniž by došlo k jeho oslabení a k přesunu emisně náročné výroby mimo EU. Předčasné snižování volných alokací by mohlo vést ke dvojí zátěži pro evropské firmy (vyšší náklady na CO₂ bez dodatečné kompenzace vůči levnému dovozu).
- **Zachovat cílené bezplatné alokace povolenek pro export.** Mechanismus CBAM se vztahuje pouze na dovoz a neobsahuje kompenzaci nákladů u vývozu. Evropské exportní firmy jsou tímto výrazně znevýhodněny na světových trzích.
- **Zavést expiraci povolenek anebo omezení doby jejich držení jedním subjektem pro korekci trhu s povolenkami.** Volné povolenky jsou často záměrně a dlouhodobě drženy na emisních účtech s vidinou vyššího pozdějšího zisku (ať již z přímého prodeje nebo odevzdání). Cena povolenek v důsledku neodpovídá převisu na trhu.

Vodík

- **Cílit veřejnou podporu na nastartování poptávky po vodíku.** V rané fázi trhu je klíčové dorovnat rozdíl mezi výrobní cenou RFNBO a cenou, kterou průmysl skutečně unese. Pokud například výrobce dodá za 10 €/kg, odběratel však může dát pouze 6 €/kg, stát poskytne

podporu 4 €/kg. Jednalo by se tak o formu CfD na RFNBO. Pro dlouhodobou jistotu je třeba tento mechanismus nastavit na 5-10 let, díky čemuž je možné uzavírat dlouhodobé kontrakty.

- **Revidovat systém aukcí EHB (European Hydrogen Bank) za účelem umožnit získat dotaci projektům s horšími vstupními podmínkami.** Evropské aukce EHB by měly být doplněny mechanismem, který umožní státům s horšími vstupními podmínkami, včetně středoevropského prostoru, přidat podporu projektům, které na unijní podporu nedosáhnou. Jednalo by se např. o formu národního programu, který dorovná chybějící část podpory u projektů, jež v aukci neuspěly. Tím se odstraní geografické zkreslení a životaschopné projekty se mohou realizovat i v podmínkách střední a východní Evropy.
- **Využít nízkoemisní mix pro výrobu vodíku a výrazně zmírnit rigiditu RFNBO.** Vedle OZE je vhodné využít i další nízkoemisní zdroje (voda, jaderné zdroje včetně SMR), pro výrobu vodíku pro průmysl. V uznatelnosti plnění cílů je žádoucí doplnit kategorii RFNBO o LCFNBO (nizkouhlíkový vodík). V opačném případě hrozí, že průmysl zůstane bez reálné alternativy. Striktní RFNBO dramaticky zdražuje a objemově škrtí nabídku vodíku, protože váže výrobu na adicionalitu a hodinové/geografické párování s OZE.
- **Omezit předčasné aplikace RFNBO do méně potřebných oblastí.** Drahý a limitovaný RFNBO nemá mířit do oblastí, kde existují méně složité a levnější varianty (doprava, vytápění, blending). Prioritu musí mít průmyslové procesy se stávající spotřebou šedého vodíku. Infrastrukturu je vhodné rozvíjet na základě poptávky, tedy přípojky a huby stavět u hlavních odběratelů s nejkratšími trasami mezi zdrojem a spotřebou.

Rozvoj a řízení síťové infrastruktury

- **Zlepšit provozní řízení sítí.** Kromě posilování investic do přenosové a distribuční elektrizační soustavy je třeba zavádět opatření síťového managementu. Jedná se např. o dynamické síťové tarify, které zohledňují podmínky sítě v reálném čase, či agregaci flexibility, která na tyto podmínky dokáže včas reagovat.
- **Zavést inovovanou tarifní strukturu.** Inovovaná tarifní struktura by měla lépe odrážet skutečné náklady a přínosy v síti, posílit řízení špiček, otevřít prostor pro flexibilitu a zlevnit integraci OZE, a tedy uvolnit kapacitu pro elektrifikaci bez neúměrného růstu síťových nákladů.
- **Rozvíjet přenosovou soustavu i s ohledem na přeshraniční výměny.** Reálně nelze očekávat, že by OZE a vodík v Česku pokryly veškerou poptávku. Je třeba posílit přeshraniční výměny pro dovoz nízkoemisní elektřiny i připravovat přeshraniční koridory pro dovoz cenově dostupnějšího vodíku.
- **Podporovat flexibilitu na straně spotřeby.** Cílené pobídky na demand-side response (DSR), průmyslové řídicí systémy a baterie představují nákladově efektivní kapacitu na straně poptávky. DSR tlumí odběrové špičky, snižují náklady na systémové služby a usnadňují integraci OZE. Flexibilitu je vhodné soutěžit v samotných aukcích s víceletými kontrakty.

- **Realizovat mezinárodní propojení vodíkové infrastruktury.** Pro umožnění dovozu cenově dostupnějšího RFNBO je potřeba využít již existující, dostatečně dimenzovanou plynárenskou přepravní soustavu a realizovat mezistátní propojení s cílem vytvořit přepravní vodíkový koridor (napojení na evropskou síť European Hydrogen Backbone).

Úprava strategických dokumentů

- **Aktualizace všech relevantních strategických dokumentů s ohledem na modelování a vyhodnocení možnosti a dopadů snížení emisí skleníkových plynů o 90 %.** Aktuální dokumenty, jako např. MAF 2023, nepočítají s masivní dekarbonizací, která akceleroje elektrifikaci, čímž naprosto zásadně vzroste spotřeba elektřiny, což klade obrovské investiční nároky na zdrojovou základnu, energetický mix a elektrizační soustavu.
- **Doplnit rozvojové plány NET4GAS o možnostech rozvoje CO₂ infrastruktury,** které zatím absentují, **a vypracovat konkrétní společný plán zachytávání, přepravy a uložení** ve spolupráci se zainteresovanými subjekty, čímž by došlo k navázání na zobecněný Akční plán rozvoje technologií zachytávání, využití a ukládání oxidu uhličitého v ČR, který vypracovalo v roce 2025 Ministerstvo životního prostředí.
- **Revidovat Vodíkovou strategii,** která bude lépe a realističtěji odrážet současný stav. V ČR chybí páteční H₂ infrastruktura, počet plnicích stanic je nedostatečný a domácí kapacita elektrolyzérů je marginální. Od toho se odvíjí poptávka po vodíku, která mimo chemický a petrochemický průmysl téměř neexistuje. RFNBO vodík je dnes nákladově výrazně nad původními předpoklady EU a převyšuje fosilní alternativy i nízkouhlíkový vodík.
- **Rozšířit strategické dokumenty o konkrétní nástroje na podporu flexibility energetické soustavy.** Žádný strategický dokument nenavrhuje kapacitní mechanismy ani aukce pro flexibilitu, které by zajistily potřebné záložní výkony po odstavení uhlí. Dále není dostatečně řešena podpora akumulace, kdy stát sice obecně zmiňuje akumulaci jako potřebnou oblast, ale chybí konkrétní opatření typu investičních pobídek nebo provozní podpory pro velkokapacitní baterie či sezónní akumulaci. Chybí také podpora hybridních zdrojů (kombinace OZE a baterie), které mají vyšší využitelnost.

7 SYMBOLY A ZKRATKY

BESS	bateriové úložiště (Battery Energy Storage System)
BPA	Biomethane Purchase Agreement
CAPEX	investiční náklady (CAPital EXpenditures)
CCS	zachytávání a skladování uhlíku (Carbon Capture and Storage)
CCU	zachytávání a využití uhlíku (Carbon Capture and Use)
CEM I	druh cementu
CfD	Contract for Difference
CCfD	Carbon Contract for Difference
CO ₂	oxid uhličitý
ČEPS MAF 2023	strategický dokument o rozvoji elektrizační sítě
DSR	odezva strany spotřeby (Demand Side Response)
EAF	elektrická oblouková pec (Electric Arc Furnace)
EHB	Evropská vodíková síť (European Hydrogen Backbone)
EHB	Evropská vodíková banka (European Hydrogen Bank)
eRTO	electric Regenerative Thermal Oxidation
ES ČR	elektrizační soustava ČR
ETP	analytická platforma Energy Technology Perspectives
EU ETS 1	emisní povolenka
ERAA	Evropské hodnocení zdrojové přiměřenosti (European Resource Adequacy Assessment)
EVA	Posouzení ekonomické životaschopnosti (Economic Viability Assessment)
FF 55	balíček předpisů Fit for 55
FID	konečné investiční rozhodnutí (Final Investment Decision)
FVE	fotovoltaická elektrárna
HPH	hrubá přidaná hodnota
IEA	International Energy Agency
LC	druh cementu
LULUCF	Land Use, Land Use Change and Forestry
MND	Moravské Naftové Doly
NAP CM	Národní Akční Plán Čisté Mobility
NH ₃	amoniak
NKEP	Národní Klimaticko-Energetický Plán

NO _x	oxidy dusíku
OPEX	provozní náklady (OPERational Expenses)
OZE	Obnovitelné Zdroje Energie
PM _{2,5}	prachové částice menší než 2,5 mikrometru
POK	Politika Ochrany Klimatu
POZE	Podpora Obnovitelných Zdrojů Energie
PPA	Power Purchase Agreement
REPowerEU	iniciativa EU o snížení závislosti na fosilních palivech
RFNBO	Renewable Fuels of Non-Biological Origin (obnovitelný vodík)
LCFNBO	Low Carbon Fuels of Non-Biological Origin (nízkouhlíkový vodík)
SEK	Státní Energetická Koncepce
směrnice RED	směrnice o obnovitelných zdrojích energie
SO ₂	oxid siřičitý
TRL	úroveň technologické připravenosti (Technology Readiness Level)
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
VTE	větrná elektrárna
WAM	scénář s dodatečnými opatřeními (With Additional Measures)
WEM	scénář se stávajícími opatřeními (With Existing Measures)

8 POUŽITÉ ZDROJE

Předkládaná studie je rozsáhlým dílem, které si už ze samotného zadání žádá široké spektrum zdrojů. Opírá se proto o národní i evropské koncepční dokumenty a platnou legislativu, v rovině technologií o řadu odborných studií mapující stav a vývoj jednotlivých řešení, pracuje s dekarbonizačními cíli Evropské unie, a v neposlední řadě staví na informacích poskytnutých přímo zástupci dotčených sektorů. Právě tyto sektorové vstupy jsou pro relevanci závěrů a konečných výsledků klíčové, neboť poskytují nezastupitelný vhled do reálných provozních podmínek, investičních cyklů a technologických omezení.

V oblasti modelování byl použit modelovací nástroj 2050 Pathways Explorer, který umožňuje na základě stovek vstupních parametrů simulovat vývoj emisí skleníkových plynů. Tento přístup dovoluje systematicky prozkoumat dopady různých technologií a změn v palivové základně a kvantifikovat jejich vliv na jednotlivé sektory průmyslu. EGÚ Brno na základě modelování snížení emisí na požadované hodnoty dle jednotlivých scénářů a ve vazbě na uvedené dokumenty, studie a informace z jednotlivých sektorů vyčíslilo dopady na jednotlivé průmyslové sektory.

Veškeré relevantní použité zdroje jsou uvedeny napříč studií v poznámkách pod čarou.

9 PŘÍLOHY

METODIKA VÝPOČTU

Metodika popisuje postup výpočtu nákladů na dekarbonizaci průmyslu v České republice. Ve výpočtu se vychází z historických emisních dat, stanovuje cílové hodnoty pro rok 2040 a následně rozpracovává jednotlivé kroky vedoucí k jejich dosažení. Postup zahrnuje jak vyčíslení přímých nákladů na zavádění nových technologií v průmyslových sektorech, tak i nepřímých nákladů spojených s rozvojem energetické infrastruktury. Cílem výpočtu je vytvořit srovnání různých scénářů dekarbonizace a posoudit jejich ekonomickou proveditelnost. Metodika výpočtu je v bodech popsána níže:

1. **Stanovení výchozích emisí sektoru průmyslu pro rok 1990:** Prvním krokem výpočtu je stanovení emisí průmyslu pro rok 1990, který slouží jako výchozí bod pro celou analýzu. Výchozí hodnoty jsou stanoveny na základě historických dat dostupných v databázích Eurostatu, UNFCCC a Souhrnné energetické bilance ČR (SEB). Jednotlivé sektory průmyslu jsou ve výpočtech rozděleny do čtyř kategorií:
 - průmysl železa a oceli,
 - chemický průmysl,
 - průmysl nekovových minerálů (cementárenský, vápenný, sklářský, keramický průmysl),
 - ostatní průmysl (automotive, strojírenský průmysl a další).
2. **Výpočet emisí v roce 2040 dle uvažovaných scénářů:** V dalším kroku jsou stanoveny celkové emise průmyslu pro rok 2040 na základě výchozích hodnot z roku 1990. Výchozí emise jsou sníženy dle navrhovaných cílů Evropské komise: **snížení o 85 % a 90 % oproti roku 1990**. Současně jsou tyto scénáře doplněny o snížení emisí dle stávajícího scénáře WEM, který předpokládá nižší ambice dekarbonizace a u kterého dojde ke snížení emisí oproti roku 1990 jen o 76 %.
3. **Stanovení emisí jednotlivých sektorů v roce 2040:** Třetím krokem je rozdělení emisí v roce 2040 mezi jednotlivé sektory. Pro toto rozdělení je využíván volně dostupný simulační model Pathway Explorer. Model je nastaven tak, aby celkový objem emisí v roce 2040 odpovídal hodnotám stanoveným v předchozím kroku. Současně jsou v rámci tohoto kroku definovány způsoby dekarbonizace jednotlivých odvětví průmyslu. Způsoby dekarbonizace jsou zvoleny na základě konzultací s představiteli jednotlivých sektorů a úrovni technologické připravenosti (TRL) dekarbonizačních technologií. Mezi hlavními uvažovanými dekarbonizačními technologiemi jsou:
 - zavádění nových technologií i technologických procesů (nahrazování vysokých pecí elektrickými obloukovými),
 - nahrazení fosilních paliv výrobou a využitím vodíku,
 - elektrifikace průmyslových procesů,

- zachytávání oxidu uhličitého a jeho následného skladování.
- 4. **Stanovení investic v jednotlivých sektorech průmyslu:** Ve čtvrtém kroku jsou stanoveny potřebné investice do jednotlivých uvažovaných sektorů průmyslu podle zvolených dekarbonizačních technologií a jejich kombinací, které umožní snížení emisí oxidu uhličitého na požadované hodnoty. Pro každý sektor jsou určeny nejen výše investic do úpravy technologií, ale také následné provozní náklady těchto nových technologií. Součástí výpočtu je i určení navýšení spotřeby elektřiny, které je s přechodem na nízkoemisní technologie spojené. Elektrifikace je totiž zásadní prvek průmyslové dekarbonizace. Investiční a provozní náklady jednotlivých technologií jsou odhadnuty na základě evropských výhledových studií nebo poskytnuty samotnými představiteli průmyslových odvětví.
- 5. **Zjištění celkových investic pro dekarbonizaci průmyslu:** Dalším krokem je souhrnné vyčíslení nákladů a dopadů dekarbonizace napříč všemi sektory. Sečtením dílčích výsledků jsou stanoveny celkové investice, provozní náklady i navýšení spotřeby elektřiny pro dosažení cílů snížení emisí o 85 % a 90 %. Paralelně je k dispozici scénář WEM, který slouží jako výchozí bod k porovnání obou dekarbonizačních scénářů. Výsledným porovnáním dekarbonizačních scénářů s WEM scénářem jsou stanoveny dodatečné investiční a provozní náklady. Zároveň je zjištěno také navýšení spotřeby elektřiny, které hlubší dekarbonizaci provází.

Uvedené kroky byly prováděny v několika iteracích tak, aby bylo dosaženo požadovaných dekarbonizačních cílů a současně byly zvoleny nejvhodnější technologické postupy. V každé iteraci byly posuzovány různé možnosti dekarbonizace, přičemž technologie byly vybírány nejen podle potenciálu snížit emise, ale i s ohledem na jejich nákladovost a reálnou možnost zavedení do praxe.

- 6. **Vypočítání nepřímých investic souvisejících s dekarbonizací průmyslu dle uvedených scénářů:** Po stanovení přímých investic spojených s dekarbonizací průmyslu je nutné vyčíslit také nepřímé náklady, které s dosažením cílů úzce souvisejí. Tyto náklady představují investice mimo průmyslové provozy, ale jsou nezbytné k zajištění potřebné infrastruktury a energetických vstupů pro bezemisní výrobu. Bez těchto nákladů by nebyl proces dekarbonizace v požadované míře možný.
- 7. **Investice do nových obnovitelných zdrojů elektřiny:** V rámci nepřímých investic jsou vyhodnoceny investice do nových obnovitelných zdrojů elektřiny. Do této skupiny patří výstavba fotovoltaických elektráren, větrných elektráren a bateriových úložišť. Výpočet je nastaven tak, aby navýšená spotřeba elektřiny vyvolaná průmyslovou dekarbonizací mohla být pokryta v průběhu celého roku, nejen v průměru, ale i s ohledem na sezónní a denní výkyvy výroby. V rámci tohoto kroku není uvažována výstavba nových záložních plynových zdrojů, protože se předpokládá, že dodatečná poptávka po elektřině je zajištěna výhradně z obnovitelných zdrojů v kombinaci s akumulací.
- 8. **Investice do elektroenergetických sítí:** Další významnou položkou v oblasti nepřímých nákladů jsou investice do elektroenergetických sítí. Tyto sítě musejí zvládnout nejen

výrazné navýšení spotřeby elektřiny ze strany průmyslu, ale také připojení nových obnovitelných zdrojů elektřiny. V rámci ambiciózních dekarbonizačních scénářů se předpokládá, že dostupná kapacita současné sítě bude vyčerpána, a proto bude nutné počítat s masivními investicemi do její modernizace a rozšíření. Pro stanovení investičních potřeb je využita zkušenost ze současné situace v Nizozemí, přičemž jsou investice přizpůsobeny geografickým a energetickým podmínkám České republiky. Dále jsou využity dostupné informace pro rozvoj přenosových a distribučních sítí z MAF 2023. Ty slouží jako výchozí rozvoj sítí ve scénáři WEM.

9. **Investice do plynárenských sítí:** Poslední složkou nepřímých nákladů jsou investice do úprav plynárenské infrastruktury. V rámci dekarbonizace se předpokládá postupné nahrazování stávající plynárenské sítě novými vodíkovody, které umožní distribuci vodíku. Současně je nutné počítat s budováním infrastruktury pro transport CO₂, který bude zachytáván technologií CCS. Tyto změny vyžadují rozsáhlé přestavby a modernizace plynárenské sítě, protože současná síť není na přepravu vodíku a oxidu uhličitého připravena. Investice jsou vypočteny na základě připravovaných projektů provozovatele přepravní soustavy NET4GAS a obdobných dohledatelných projektů napříč Evropou. Celková vzdálenost modernizované plynárenské sítě je stanovena dle úrovně dekarbonizace. Při menší míře dekarbonizace dojde na modernizace především páteřních plynárenských tras, zatímco při vysoké míře dekarbonizace budou modernizovány trasy napříč celou Českou republikou tak, aby byla zajištěna dodávka vodíku ve všech důležitých průmyslových lokalitách.

Celkové náklady na dekarbonizaci průmyslu byly stanoveny jako součet přímých investic a nepřímých nákladů spojených s rozvojem energetické infrastruktury. Výpočty jsou provedeny pro oba uvažované scénáře a následně jsou celkové investice porovnány s odhadovanými náklady na dekarbonizaci dle WEM scénáře. Kromě přímých a nepřímých investic jsou srovnány také provozní náklady a odhadovaná spotřeba elektřiny v průmyslu.



S energií počítáme!