



Fakta
o klimatu



Výroba elektřiny v Česku bez uhlí

Ekonomické příčiny odklonu od uhlí,
dopady na českou elektroenergetiku
a důležité kroky pro modernizaci



Fakta o klimatu je mezioborový tým expertů a expertek zabývající se klimatickou změnou a s ní související transformací na nízkouhlíkovou ekonomiku. Skrze vizualizace vědeckých dat i vlastní analytickou práci pomáhá poutat pozornost k důležitým tématům a zároveň poskytuje srozumitelné informace všem, kdo je potřebují: novinářům, politikům, lidem z byznysu i široké veřejnosti. Tím napomáhá kultivovat společenskou diskuzi v této oblasti.

Výroba elektřiny v Česku bez uhlí

Ekonomické příčiny odklonu od uhlí,
dopady na českou elektroenergetiku
a důležité kroky pro modernizaci

Autoři

Matěj Kolouch Grabovský
Jan Krčál
Ondráš Přibyla

Vizualizace a grafická úprava

Kristi Pšorn Zákopčanová
Marcel Otruba

Editace

Jiří Lněnička

Tato verze studie neprošla jazykovou korekturou.

Ke vzniku této studie přispěla řada expertů a expertek odbornými konzultacemi a diskuzemi, všem za jejich pomoc velice děkujeme.

září 2024

Manažerské shrnutí	6
1 Role uhlí v současné české a evropské energetice	8
2 Modelování odklonu od uhlí	10
3 Jaké by byly dopady povolenky za 100 €?	14
Hlavní dopady dražší povolenky	16
Důležité otázky	18
4 Přínosy rychlejšího rozvoje energetiky v Česku	22
Hlavní přínosy rychlejšího rozvoje	24
Důležité otázky	26
5 Doporučení	29
5.1 Rozvoj větrných a solárních elektráren	30
5.2 Rozvoj flexibility, akumulace a sítí	32
5.3 Rozvoj ředitelných zdrojů elektřiny	34
5.4 Dočasné udržení uhelné energetiky v provozu	37
A Metodologie a technické parametry	40
Instalované výkony	40
Topologie sítě	41
Cenové parametry	41
Optimalizace	43
Odhad spotových cen	44
Zdroje dat a zdrojový kód	45

Manažerské shrnutí

Současná situace v evropské a české energetice

Evropská energetika prochází rychlou transformací. Protože evropská energetika z velké části funguje v decentralizovaném tržním prostředí, její transformaci určují hlavně ekonomické faktory. Klíčovou roli tedy hraje nastavení trhu, a v rámci něj pak zejména systém obchodování s emisními povolenkami (EU ETS). Uhelné elektrárny mají oproti jiným zdrojům elektřiny vysokou emisní intenzitu, a tudíž na ně cena emisních povolenek dopadá výrazněji. **Důsledkem případného zvýšení cen emisních povolenek by proto byla nižší konkurenceschopnost uhelných elektráren a jejich postupné odstavování.**

Pro Česko transformace energetiky tedy znamená v první řadě ukončení výroby elektřiny a tepla z uhlí. Z uhlí se v Česku nyní vyrábí zhruba 40 % elektřiny a 50 % tepla. Tento úkol se týká i jiných zemí – v EU dosud hraje uhelná energetika významnou roli v Polsku, Německu, Bulharsku a Slovinsku. V průměru celé EU však výroba elektřiny z uhlí za posledních 20 let klesla asi o 60 % a řada zemí uhelné elektrárny zcela uzavřela.

Uzavírání uhelných elektráren a tepláren v Česku a vliv nových zdrojů na trh s elektřinou otevírají řadu otázek souvisejících s bezpečností dodávek elektřiny, s **dopady** cen elektřiny na konkurenceschopnost českých podniků a obecněji prosperitu Česka nebo s **důsledky uzavření** uhelných dolů.

Otázky, na které se studie zaměřuje

období okolo roku 2025

Co způsobí dražší emisní povolenka?

Jaké budou důsledky dražší povolenky na výrobu elektřiny v Česku, importní bilanci Česka a bezpečnost dodávek?

scénář
Levnější povolenka

Cena emisní povolenky (€/t CO₂eq)

60 100 (↑40)

Instalovaný výkon v ČR (GW_e netto)

Fotovoltaika	3,50	3,50
Vitr	0,34	0,34
Bioenergie	0,55	0,55
Zemní plyn	2,08	2,08
Uhlí (maximum)	7,22	7,22

scénář
Dražší povolenka

období okolo roku 2028

Vyplatí se rozvoj české energetiky urychlit?

Co může energetika v Česku získat pro domácnosti i podniky rychlejší modernizaci?

scénář
Pomalejší rozvoj

Cena emisní povolenky (€/t CO₂eq)

100 100

Instalovaný výkon v ČR (GW_e netto)

Fotovoltaika	7,00	10,10 (↑3,1)
Vitr	0,50	0,80 (↑0,3)
Bioenergie	0,65	0,74 (↑0,1)
Zemní plyn	2,51	3,03 (↑0,5)
Uhlí (maximum)	7,22	7,22

scénář
Rychlejší rozvoj

Pro hledání odpovědi na tyto otázky studie srovnává několik scénářů možného budoucího vývoje a v nich sleduje tři zásadní parametry: (1) z jakých zdrojů se bude v Česku vyrábět elektřina, (2) jak se promění toky v evropské síti a česká importní bilance a (3) zda bude v Česku dostatek elektřiny. Analýza je založena na vlastním optimalizačním modelu propojené evropské elektrizační soustavy, který v hodinovém rozlišení hledá co nejlevnější provoz soustavy, čímž simuluje chování evropského trhu s elektřinou.

Co vyplývá z modelování

Výsledky z modelových scénářů lze rozdělit podle hlavních otázek:

K čemu by vedl narůst ceny emisní povolenky (na 100 €)

1. **Pokles domácí výroby elektřiny z uhlí o více než dvě třetiny** – na trhu by ji nahradily zdroje s nižšími emisemi (zejména zemní plyn) a import elektřiny ze zahraničí.
2. **Odstavení většiny uhelných elektráren** bez dopadu na bezpečnost dodávek elektřiny (větší část uhelných tepláren bude stále potřeba pro dodávky tepla a pomůže pokrývat pokryvat špičky spotřeby elektřiny).
3. Proměna Česka v **dovozce elektřiny** (s čistým importem 2,5 TWh ročně, tedy zhruba 4 % celkové spotřeby); dražší domácí výrobu z uhlí by zčásti nahradila levnější zahraniční výroba elektřiny z OZE.
4. **Zhruba 40% pokles českých emisí** z výroby elektřiny v důsledku snížení výroby z nejvíce znečišťujících zdrojů.

Co může přinést rychlejší rozvoj moderní energetiky v dalších 5 letech (oproti scénáři Pomalejšího rozvoje)

1. **Zvýšení výrobní soběstačnosti Česka** a téměř vyrovnanou importní bilanci elektřiny (díky rozvoji zdrojů elektřiny, které lépe konkurují na spotovém trhu).
2. **Nižší velkoobchodní ceny elektřiny:** čím rychlejší bude rozvoj moderní energetiky, tím nižší budou v průměru ceny na trhu.
3. **Urychlení přechodu od uhelné energetiky:** snížení výroby elektřiny z uhlí o dalších 13 % a možnost odstavit další uhelné teplárny.

Čtyři hlavní doporučení pro další rozvoj české energetiky

Studie na základě modelování i na základě dalších studií a analýz identifikuje čtyři klíčové oblasti rozvoje pro českou energetiku v dalších 5 letech:

Rozvoj větrných a solárních elektráren



Zejména zkrátit povolovací procesy pro výstavbu větrných elektráren a nastavit vhodné módy podpory obnovitelných zdrojů. To umožní rychle nahradit část elektřiny z fosilních zdrojů.

Rozvoj ředitelných zdrojů elektřiny



Hlavně urychlit výstavbu **nových kogeneračních zdrojů**, které umožní dokončit odchod od uhlí.

Teplárenství ale nemůže spoléhat jen na plynovou kogeneraci. Energeticky úsporné renovace budov, velká tepelná čerpadla, biomasa nebo akumulace tepla mohou dále významně snížit provozní náklady i emise.

Také je potřeba nastavit ekonomické podmínky, aby mohl vzniknout dostatek špičkových zdrojů elektřiny.

Rozvoj flexibility, akumulace a sítí



Pro integraci OZE je třeba hlavně (1) rozvíjet **flexibilitu spotřeby a akumulaci**, které umožní lépe využít nadbytky výroby obnovitelné elektřiny, a (2) **posilovat kapacitu sítí**, aby zvládly připojit a přenést elektřinu z více obnovitelných zdrojů.

Dočasné udržení části uhelné energetiky



Pro koordinovaný odchod od uhlí může být potřebné **udržet v provozu uhelné teplárny** a související těžbu uhlí, dokud nebudou k dispozici nové zdroje tepla.

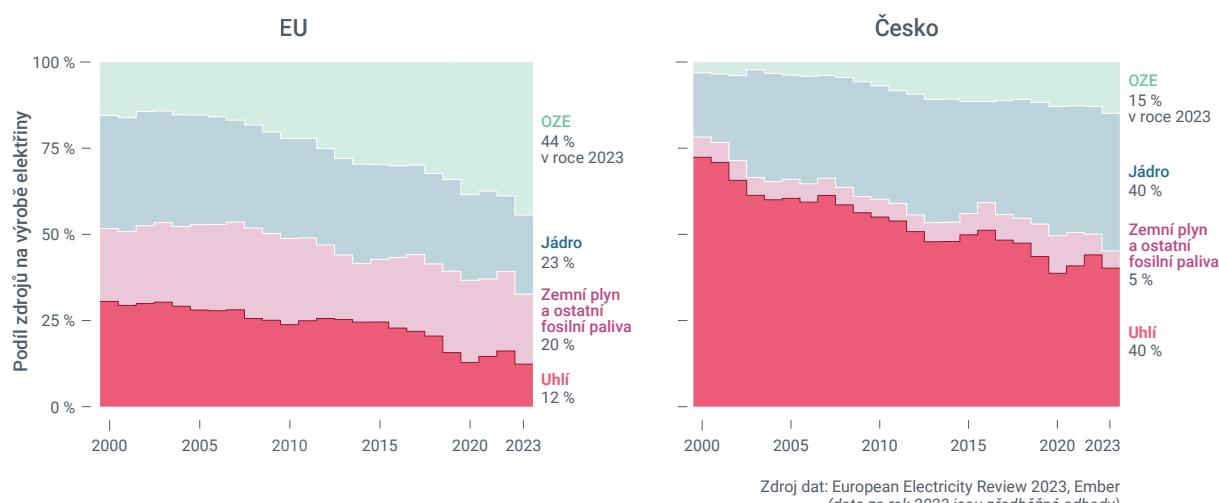
Naopak zvažovaná legislativní opatření pro udržení uhelných elektráren byla zbytečně drahá a v rozporu s právem EU. Je třeba urychleně najít náhradní řešení všech typů podpůrných služeb, které dnes uhelné elektrárny poskytují.

1 Role uhlí v současné české a evropské energetice

Uhlí je pro Česko významným palivem na výrobu elektřiny i tepla. Z uhlí pochází zhruba 40 % elektřiny dodané do sítě (v posledních letech v průměru 27 TWh za rok) a kolem 50 % dodaného tepla (tj. 40–50 PJ za rok).¹ Hlavní činností uhelných elektráren je výroba a prodej elektřiny na velkoobchodním trhu a u tepláren také výroba tepla pro systémy centrálního zásobování teplem (CZT). Kromě toho teplárny aktuálně zajišťují rovněž část podpůrných služeb pro přenosovou soustavu, které pomáhají zabezpečovat neporušované a stabilní dodávky elektřiny pro spotřebitele.²

OBRÁZEK 1:

Podíl uhlí na výrobě elektřiny v EU i v Česku dlouhodobě klesá



Zdroj dat: European Electricity Review 2023, Ember
(data za rok 2023 jsou předběžné odhady)

Podíl uhlí na výrobě elektřiny v EU dlouhodobě klesá, v roce 2023 to bylo pouhých 12 %. V evropském kontextu patří Česko mezi pět zemí s největším podílem uhlí na výrobě elektřiny. Kromě balkánských států tvoří dosud uhlí podstatnou část mixu také v Polsku (61 % výroby elektřiny v roce 2023), Turecku (36 %), Bulharsku (29 %) a Německu (27 %). Naopak země jako sousední Rakousko, Belgie nebo Portugalsko už uhlí v energetice nevyužívají a postupný útlum uhelných elektráren v dalších letech plánují všechny státy Evropské unie.³

Naprostá většina uhlí spotřebovaného v Česku se zde i vytěží – za rok je to kolem 30 milionů tun černého a hnědého uhlí.⁴ Z toho 1,4 milionu tun spotřebují domácnosti, zbytek se spálí v elektrárnách, teplárnách, výtopnách a menších podnikových zdrojích pro výrobu tepla a elektřiny.

Těžba hnědého uhlí v Česku je soustředěna v mostecké a sokolovské pánvi a je přímo napojena na spalování v tuzemských elektrárnách a teplárnách. Malé množství (cca 720 tisíc tun) se vyváží, hlavně do Polska a na Slovensko. Těžbu provozují společnosti ze tří skupin – ČEZ, Sev.en Energy a Sokolovská uhelná (SUAS), viz Obrázek 2. Černé uhlí se těží pouze v dolu ČSM (společnosti OKD) v ostravsko-karvinské uhelné pánvi, kde se jej pro energetické účely v roce 2022 vytěžilo 945 tisíc tun. Větší část pro potřeby energetiky se však dováží (kolem 1,8 milionů tun), především z Polska.

1 Zdroj: Roční zpráva o provozu elektrizační soustavy 2023 a Roční zpráva o provozu teplárenských soustav 2023, Energetický regulační úřad.

2 Jedná se zejména o tzv. služby výkonové rovnováhy, tzv. start ze tmy a další služby. Podrobnější popis na webu společnosti ČEPS, a. s., provozovatele české přenosové soustavy.

3 Přehled o stavu odchodu od uhlí napříč Evropskou unií podává infografika Uhelný phase-out ve státech EU.

4 Zdroj: Měsíční statistika uhlí 2023, Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR, únor 2024.

OBRÁZEK 2

Těžba uhlí v ČR v roce 2022

Většinu hnědého uhlí v Česku vytěží dvě společnosti ve třech lomech

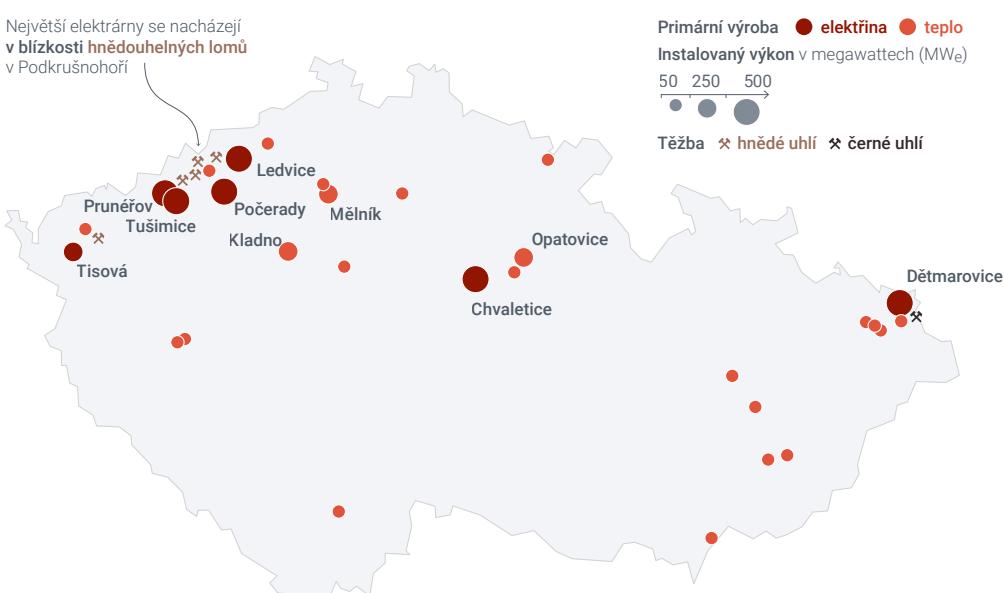


Instalovaný výkon uhelných zdrojů v Česku je celkem 8,68 GW_e.⁵ Více než polovinu, dohromady 4,63 GW_e, tvoří šest největších elektráren. Vlastnictví těchto zdrojů je koncentrováno v několika málo společnostech, tři pětiny instalovaného výkonu vlastní společnosti pouze ze dvou skupin – ČEZ (3,6 GW_e) a Sev.en Energy (2,3 GW_e). Ačkoliv v evropském kontextu Česko patří v přepočtu na osobu mezi přední výrobce elektřiny z uhlí (v přepočtu na osobu se zde dokonce vyrábí nejvíce elektřiny z uhlí v EU), z celkového evropského instalovaného výkonu 183 GW_e tvoří tuzemské uhelné elektrárny jen malou část.⁶

OBRÁZEK 3:

Nejvíce uhelných elektráren se nachází v severozápadních Čechách, teplárny využívající hnědé uhlí jsou rozmištěny napříč celým Českom

Z uhlí v Česku pochází zhruba 40 % vyprodukované elektřiny a kolem 50 % vyrobeného tepla



Protože při spalování fosilních paliv dochází k uvolňování velkého množství skleníkových plynů, pevných částic a dalších znečišťujících látek, patří uhelná energetika v Česku k předním znečišťovatelům. Celkově z výroby elektřiny a tepla v Česku pochází kolem jedné třetiny emisí skleníkových plynů, přičemž zhruba dvě třetiny z tohoto množství (28,4 Mt CO₂eq za rok) produkují hnědouhelné elektrárny.⁷

5 Jedná se o instalovaný výkon v parních elektrárnách (9,47 GW_e podle Zprávy o provozu elektrizační soustavy ČR Energetického regulačního úřadu, str. 6) bez zdrojů spalujících čisté biomasu (795 MW_e podle registru OTE, a. s.) v roce 2023. Nutno dodat, že i některé z uhelných elektráren a tepláren spalují biomasu spolu s uhlím.

6 Zahrnuje země kontinentální Evropy bez Běloruska, Ukrajiny a Moldavska. Zdroj: Yearly electricity data, Ember.
7 Zdroj: <https://faktaoklimatu.cz/infografiky/emise-cr>

2 Modelování odklonu od uhlí

Metodologie, předpoklady a scénáře

Protože se Česko, stejně jako mnoho dalších zemí, zavázalo k dosažení dekarbonizačních cílů, je jeho odklon od uhlí pouze otázkou času. Jasnou a aktuální krátkodobou strategii dekarbonizace energetiky však Česko dosud nemá, a to přesto, že podíl uhlí v jeho energetickém mixu patří mezi evropskými státy k těm nejvyšším. Hrozí tak situace, kdy pod vlivem rostoucí cen povolenky dojde k odklonu od uhlí překotným způsobem a s možnými těžko předvídatelnými sociálními, ekonomickými i technickými dopady.

Tato studie si proto klade za cíl za pomocí modelování vyjasnit několik technických otázek, které jsou spojeny s očekávaným nárůstem cen emisní povolenky, a tedy i odklonem české energetiky od uhlí:

① Jak to změní český energetický mix?

Jak se změní využití uhelných a plynových elektráren?
Dojde skutečně k odklonu od uhlí?

② Jak to pohne s importní bilancí?

Má Česko dost vlastních kapacit na výrobu levné elektřiny,
nebo se z vývozce stane naopak dovozem?

③ Bude elektřiny dostatek?

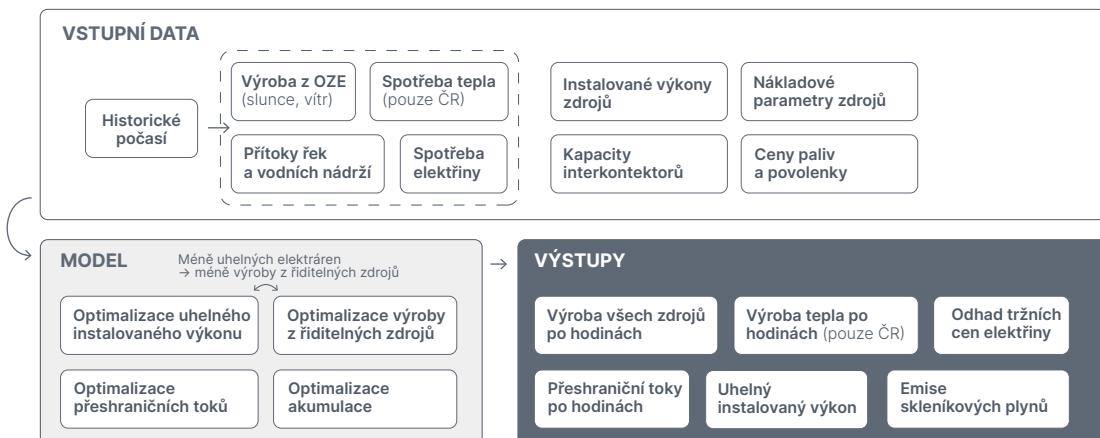
A to i v případě výrazného růstu spotřeby nebo omezení kapacit interkonektorů?
Co když nebude foukat vítr a svítit slunce?

Modelování také ukazuje možnosti, které má Česko v rozvoji do budoucna: **Jak by rychlý rozvoj moderních zdrojů Česku pomohl** při brzkém konci uhlí snížit potenciální negativní dopady?

K zodpovězení těchto otázek využíváme **výpočetní model evropské elektrizační soustavy**, který na základě předpokládané spotřeby elektřiny a výroby z obnovitelných zdrojů (fotovoltaických, větrných a vodních elektráren) a jaderných zdrojů napříč Evropou a na základě dalších parametrů (např. ceny povolenky) počítá, jak pomocí dostupných zdrojů co nejlevněji nasytit poptávku po elektřině. Model **hodinu po hodině optimalizuje výrobu řiditelných zdrojů** (uhelné a plynové elektrárny, elektrárny na bioplyn a biomasu, zčásti i vodní elektrárny), **akumulaci** (přečerpávací vodní elektrárny, akumulační vodní nádrže a baterie), **flexibilitu spotřeby a mezistátní toky** (import a export elektřiny) takovým způsobem, aby náklady na provoz celé evropské sítě byly co nejmenší. Hodinové profily spotřeby elektřiny i výroby z obnovitelných zdrojů jsou založeny na historických datech počasí.

OBRÁZEK 4:

Zjednodušené schéma fungování použitého modelu evropské soustavy



Souběžně s výpočtem nákladů na výrobu elektřiny model též **optimalizuje instalovaný výkon uhelných zdrojů po celé Evropě**. Na základě těchto výstupů lze odhadnout, jak velkou část současného instalovaného výkonu v uhlí v Česku je ekonomické odstavit a také jak v Česku zajistit dodávky elektřiny i bez těchto elektráren.

O jakých scénářích uvažujeme? Pro posouzení položených otázek pracujeme se dvěma sadami hypotetických scénářů, které nám umožňují porovnávat alternativy ve dvou časových horizontech:

TABULKA 1:

Přehled základních parametrů uvažovaných scénářů

sada scénářů pro období okolo roku 2025		sada scénářů pro období okolo roku 2028	
Co způsobí dražší emisní povolenka?		Vyplatí se rozvoj české energetiky urychlit?	
V takto blízkém období nemá energetický sektor prakticky možnost reagovat rychlou výstavbou nových zdrojů, a energetický mix tak určuje cena povolenky a dalších vstupů a současná zazdrojovanost v Evropě.		Během následujících 3–5 let už je možné vhodnými opatřeními a výstavbou ovlivnit mix, importní bilanci i ceny elektřiny v ČR. Tyto scénáře také předpokládají dražší povolenku okolo 100 €/t.	
scénář Levnější povolenka	scénář Dražší povolenka	scénář Pomalejší rozvoj	scénář Rychlejší rozvoj
Za poslední 3 roky byla povolenka za méně než 60 € jen asi měsíc.	Nad 100 € je elektřina z uhlí vždy dražší než z plynu.	Scénář samovolného rozvoje bez velké další snahy vlády.	Scénář ambiciózního rozvoje se soustavným úsilím vlády.
Cena emisní povolenky (€/t CO ₂ eq)		Cena emisní povolenky (€/t CO ₂ eq)	
60	100 (↑40)	100	100
Instalovaný výkon v ČR (GW_e netto)		Instalovaný výkon v ČR (GW_e netto)	
Fotovoltaika	3,50	Fotovoltaika	7,00
Vítr	0,34	Vítr	0,50
Bioenergie	0,55	Bioenergie	0,65
Zemní plyn	2,08	Zemní plyn	2,51
Uhlí (maximum)*	7,22	Uhlí (maximum)	7,22
Čistá spotřeba** (TWh)		Čistá spotřeba** (TWh)	
64	64	64	64

* Odhad čistého výkonu se liší od hodnoty 9,47 GW_e uvedené v první kapitole. Nezahrnuje zdroje, které prokazatelně nespalují uhlí, a je očištěn o vlastní technologickou spotřebu.

** Spotřeba včetně ztrát v sítích (spotřeba elektřiny závisí na počasí, uvedený údaj je průměrem za pět vybraných klimatických roků).

Pro účely analýzy předpokládá studie ve všech scénářích konstantní ceny⁸ zemního plynu 35 €/MWh výhřevnosti⁹ a hnědého uhlí (v závislosti na zemi)¹⁰ 5–11 €/MWh. Další vstupní parametry, tedy instalované výkony jednotlivých typů zdrojů, kapacity interkonektorů, profily spotřeby atd., pocházejí z datasetů PECD a PEMMDB pro celoevropské modelování ENTSO-E ERAA 2023.¹¹ BOX 1 shrnuje základní rysy modelu a některá omezení. Podrobnější popis modelu a dalších parametrů uvádí PŘÍLOHA A.

- 8 Pro zjednodušení předpokládáme dokonale elastickou nabídku energetických paliv, tj. všech paliv je v modelu k dispozici teoreticky neomezené množství za konstantní cenu. Jinými slovy: nabídková křivka paliv je konstantní.
- 9 Ceny paliv jsou uváděny v jednotkách euro na MWh výhřevnosti (angl. *lower heating value*, LHV), tj. kolik takové množství paliva, jehož spálením by se uvolnila 1 MWh (= 3,6 GJ) energie. Množství vyprodukovaného tepla či elektřiny dodané do sítě pak závisí na účinnosti spalování, designu turbín a dalších parametrech elektráren.
- 10 Ceny hnědého uhlí se napříč státy liší (v závislosti na průměrné výhřevnosti, nákladech těžby atd.). Ceny ve studii vycházejí z metodologie TYNDP 2022, viz sekce *Cenové parametry* v Příloze A. Pro Česko se předpokládá cena hnědého uhlí 5,04 €/MWh.
- 11 Toto modelování provádí evropská síť provozovatelů přenosových soustav ENTSO-E. Podklady pro ERAA 2023 byly provozovateli zaslány na konci roku 2022.

BOX 1

Přehled metodologie

Co model zahrnuje?

Výroba elektřiny a tepla a typy zdrojů:

- Různé typy zdrojů mají různé náklady na výrobu elektřiny, v závislosti na jejich průměrné efektivitě, ceně paliv a míře znečišťování (emise skleníkových plynů).
- Výroba z obnovitelných zdrojů (slunce, větru a říčních vodních elektráren) do výpočtu vstupuje jako exogenní časová řada na základě historického počasí z databáze PECD.
- Uhelné elektrárny a teplárny jsou rozděleny do několika kategorií podle druhu uhlí (hnědé nebo černé), efektivity spalování (nadkritické nejefektivnější, střední a starší méně efektivní elektrárny) a možnosti odběru tepla.
- Zdroje spalující zemní plyn jsou rozděleny do čtyř kategorií: na plynové turbíny, paroplynové cykly, paroplynové cykly s odběrem tepla a plynové motory s rekuperací odpadního tepla. Zdroje na biomasu jsou rovněž uvažovány dvojí: s odběrem tepla i bez.
- Koeficient využití fosilních zdrojů je zastropován na 85 % v ročním průměru. U zdrojů na bioplyn a biomasu je povoleno maximálně 80% průměrné využití.
- Teplárenské zdroje jsou děleny na tzv. *must-run* zdroje (protitaké turbíny bez odběru), které mají pevný podíl výroby elektřiny a tepla, a flexibilní zdroje (odběrové turbíny), u kterých je tento podíl proměnlivý dle potřeby.

Přeshraniční přenos elektřiny

- Kapacity interkonektorů odpovídají odhadům evropských provozovatelů přenosových soustav podle *net transfer capacities* z PEMMDB 2023.

Jaká má model omezení?

Vnitrostátní přenos a distribuce elektřiny

- Přenosová soustava je modelována pouze na úrovni států, tj. každému státu odpovídá jeden uzel v síti s hranami mezi uzly, které odpovídají interkonektorům s kapacitním omezením podle *net transfer capacities*. Přenos uvnitř států a distribuce není modelována (jedná se o tzv. *copperplate model*).

Zjednodušená výroba z jaderných zdrojů

- Ta je zafixována podle historických dat v daném roce (včetně odstávek reaktorů).

Spotřeba elektřiny a tepla

- Spotřeba elektřiny (tj. čistá spotřeba se ztrátami v síti) pro cílové roky 2025 a 2028 a její hodinový profil pochází z databáze PECD. Dataset ovšem předpokládá výrazný nárůst roční spotřeby v Česku: na zhruba 71 TWh v roce 2025 a 78 TWh v roce 2028. Pro účely této studie je spotřeba v Česku snížena o 10 % (tedy na 64, resp. 70 TWh za rok), aby lépe odrážela aktuálně očekávaný vývoj.
- Spotřeba tepla je modelována agregovaně, tedy velmi zjednodušeně (a jen v ČR). Model vyžaduje, aby část spotřeby tepla, která je v současnosti dodávána kogeneračními zdroji (v součtu zhruba 100 PJ za rok dle statistik ERÚ), byla nasycena i v uvažovaných scénářích, hodinu po hodině (spotřeba je podle teplotní křivky rozdělena do jednotlivých hodin roku). To mimo jiné vynucuje zachování části současných uheľných tepláren.

Flexibilita a akumulace

- Flexibilita spotřeby je umožněna v omezené míře formou tzv. *peak shaving*, tedy krátkodobého snížení spotřeby, typicky na straně velkých průmyslových podniků. Kapacity vycházejí z podkladů provozovatelů přenosových soustav.¹² Jsou předpokládány konstantní náklady na tuto flexibilitu: 2 000 €/MWh.
- Zahrnutý jsou tři typy akumulace elektřiny na úrovni přenosové soustavy s rozdílnými parametry: přečerpávací vodní elektrárny, akumulační vodní nádrže a baterie.

Zdroje jsou rozlišeny podle typu

- Všechny zdroje stejného typu v rámci jedné země (např. hnědouhelné elektrárny střední efektivity) jsou agregovány do jedné virtuální elektrárny s daným instalovaným výkonem a dodávají elektřinu do společné sítě. Nelze tedy zkoumat využití, efektivitu či spotřebu paliva jednotlivých elektráren a tepláren.

Ceny paliv jsou konstantní

- Model nebere v úvahu vliv zvýšené spotřeby na cenu paliva (např. zemního plynu).

¹² V terminologii ENTSO-E se jedná o tzv. *demand-side response* (DSR). Podle datasetu PEMMDB se v Česku minimálně do roku 2028 s flexibilitou poptávky nepočítá.

3 Jaké by byly dopady povolenky za 100 €?

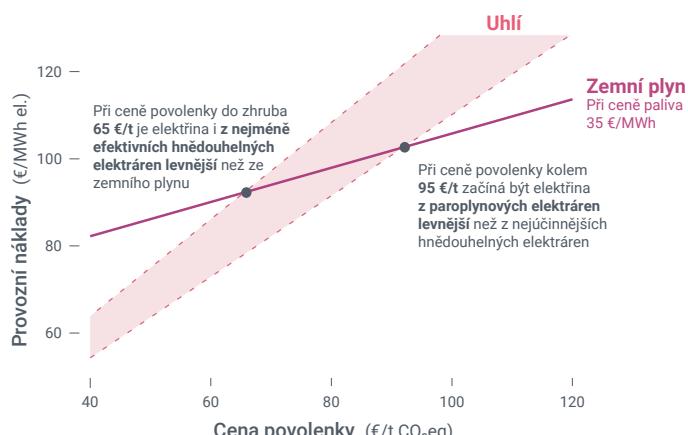
Výroba elektřiny z uhlí by nemohla konkurovat a skončila by

Tato kapitola ukazuje, jaké důsledky pro českou elektroenergetiku by mělo zdražení emisní povolenky z 60 na 100 €/t CO₂eq. Mezi hlavní rozdíly oproti současnému stavu patří posun energetického mixu směrem k levnějším, méně znečišťujícím palivům, dále související pokles emisí a změna čistě exportní přeshraniční bilance na importní.

Zemní plyn a uhlí – dvě fosilní paliva, která ve výrobě elektřiny v Evropě stále hrají významnou roli. Bez emisních povolenek je výroba elektřiny z hnědého uhlí velmi levná a ze zemního plynu naopak relativně drahá kvůli rozdílu v cenách vstupních paliv. Emisní povolenky tento vztah obrací: výrobu z uhlí prodražují znatelně více než výrobu ze zemního plynu. Na jednotku vyrobené elektřiny jsou totiž emise skleníkových plynů ze spalování zemního plynu oproti spalování uhlí méně než poloviční.¹³ Z toho plyne, že srovnání nákladů na výrobu z uhlí a ze zemního plynu závisí na ceně povolenky. Dojde-li k **nárůstu ceny emisní povolenky nad určitou hranicí**, začne být **elektřina z paroplynových elektráren** na evropském trhu **levnější než elektřina z většiny uhelných zdrojů**. V současných podmínkách se tato hranice nachází mezi 70 a 90 €/t CO₂eq.¹⁴

OBRÁZEK 5:

Povolenka zdražuje elektřinu z uhlí rychleji než z plynu



Zdražení elektřiny z uhlí (růstem ceny povolenky) v krátkodobém horizontu způsobí jeho **náhradu levnějšími říditelnými zdroji**, tedy zejména elektrárnami spalujícími zemní plyn. To způsobí, že uhelné elektrárny побěží čím dál menší část roku a dále se tak sníží jejich rentabilita, která na evropské úrovni dlouhodobě klesá v důsledku levné produkce elektřiny z obnovitelných zdrojů.

Modelování dopadů dražší povolenky. Pro podrobnější popis této proměny a srovnání provozu soustavy při různých cenách povolenky je využíván model popsaný v předchozí kapitole. Následující tabulka shrnuje základní parametry scénářů pro analýzy ve zbytku kapitoly. Instalované výkony zdrojů v obou scénářích odpovídají předpokládanému stavu v roce 2025, jediným rozdílem mezi scénáři je cena emisní povolenky.

¹³ Provozovatel elektrárny musí povolenky nakoupit v počtu odpovídajícím vypuštěným emisím skleníkových plynů. Rostoucí cena emisní povolenky tak uhelným elektrárnám zvyšuje náklady rychleji než plynovým.

¹⁴ Platí při ceně zemního plynu 35 €/MWh. Pokud by se tato cena snížila např. na 25 €/MWh, stala by se výroba ze zemního plynu výhodnější než z uhlí už při cenách povolenky 40–55 €. Ve výpočtu se počítá s průměrnou efektivitou paroplynového cyklu 54 % a u uhelných elektráren s účinností 36–43 %.

TABULKA 2:

Klíčové parametry v modelovaných scénářích

Jaké by byly dopady povolenky za 100 €?

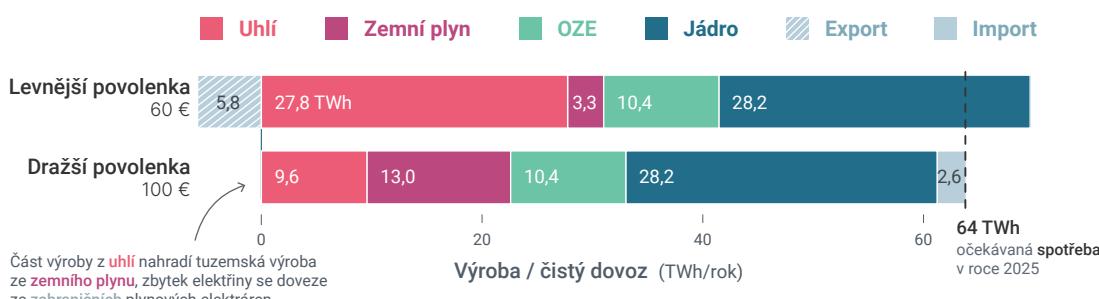
SCÉNAŘE	CENA EMISNÍ POVOLENKY (€/t CO ₂ eq)	INSTALOVANÝ VÝKON V ČR (GW _e , netto)					ČISTÁ SPOTŘEBA včetně ztrát v sítích (TWh)
		FVE	VtE	Biomasa, bioplyn	Zemní plyn	Uhlí (maximum)	
Levnější povolenka	60	3,50	0,34	0,55	2,08	7,22	64
Dražší povolenka	100	3,50	0,34	0,55	2,08	7,22	64

Z modelování je zřejmé, jak výrazně taková změna ceny emisní povolenky promění mix výroby. Následující grafy ukazují tuto proměnu v celoroční bilanci a také na simulované výrobě elektřiny v Česku během tří typických podzimních dnů (hodinu po hodině).

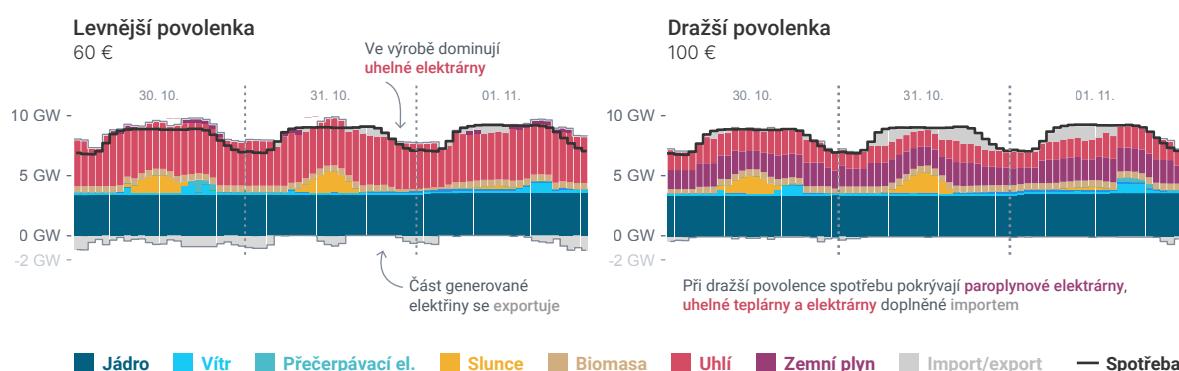
OBRÁZEK 6:

Výroba z uhlí by klesla pod tlakem levného importu a výroby ze zemního plynu

Modelovaný energetický mix podle ceny povolenky



Hodinová výroba elektřiny podle ceny povolenky (ve 3 podzimních dnech)

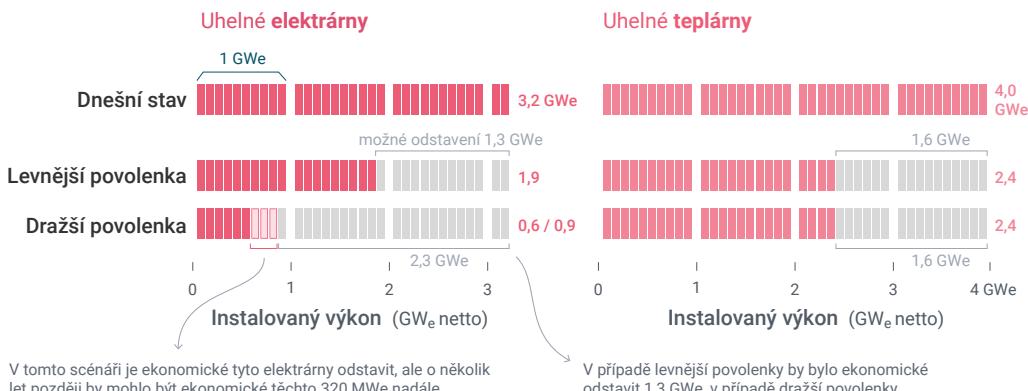


Vysoká cena povolenky významně dopadá také na uhelné teplárny, které v případě zdražení tepla čelí riziku přechodu zákazníků k jinému způsobu vytápění. Jejich provozovatelé proto už nyní provádějí nebo připravují přechod k systémům centrálního zásobování teplem bez využití uhelných zdrojů – například systémy na zemní plyn, biomasu nebo pomocí tepelných čerpadel. Avšak uhlí je v českém teplárenství stále hojně využíváno, a toto odvětví tak bude na dokončení odchodu od tohoto paliva potřebovat více času (viz sekce *Úspěšná transformace teplárenství* v KAPITOLE 5.2).

Hlavní dopady dražší povolenky

OBRÁZEK 7: INSTALOVANÝ VÝKON

Většinu uhlíných elektráren v Česku by bylo ekonomicky výhodné odstavit



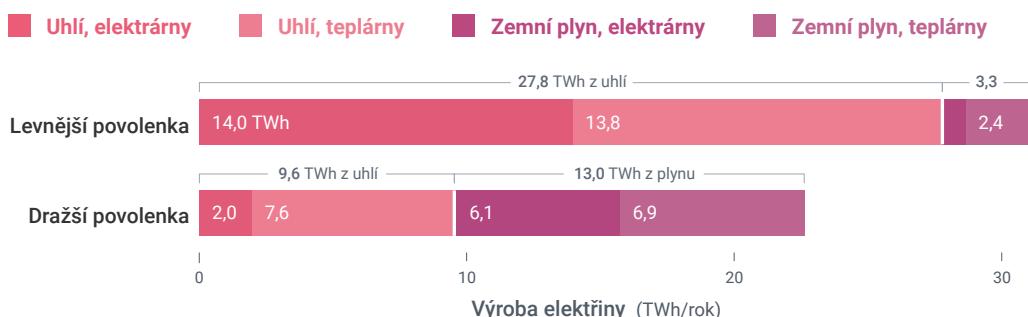
V tomto scénáři je ekonomické tyto elektrárny odstavit, ale o několik let později by mohlo být ekonomické téhoto 320 MW_e nadále provozovat (při vyšší spotřebě a pomalém rozvoji moderních zdrojů, viz KAPITOLA 4).

V případě levnější povolenky by bylo ekonomické odstavit 1,3 GW_e, v případě dražší povolenky až 2,3 GW_e ze současných zdrojů.

Z provedeného modelování vychází, že udržovat v provozu velkou část ze stávajících 7,2 GW_e uhlíných zdrojů není nákladově optimální.¹⁵ I ve scénáři s levnější povolenkou by tak bylo optimální odstavit zhruba 3 GW_e uhlíných zdrojů (1,3 GW_e elektráren a 1,6 GW_e tepláren). Ve scénáři s dražší povolenkou by na základě modelové optimalizace bylo ekonomické odstavit navíc až 1,3 GW_e dalších uhlíných elektráren. V součtu by tak bylo nákladově optimální ponechat jen 3 GW_e instalovaného výkonu v uhlíných zdrojích (580 MW_e elektráren¹⁶ a 2,4 GW_e tepláren). Tyto zbyvající uhlíné zdroje by zatím ještě byly potřeba pro pokrytí poptávky po elektřině a zejména po teple.

OBRÁZEK 8: VÝROBA ELEKTŘINY

Většinu domácí výroby z uhlí by nahradila elektřina ze zemního plynu



Při dražší povolence by levnější elektřina ze zemního plynu nahradila velkou část výroby z uhlí – ta by se snížila o 17 TWh za rok, tedy o více než dvě třetiny. Tato elektřina ze zemního plynu by zčásti byla vyrobena v Česku, zčásti importována ze zahraničí (viz níže).

Povede vyšší výroba elektřiny a tepla ze zemního plynu k **vyšší celkové spotřebě zemního plynu?** Zatímco v období 2018–2022 se v elektrárnách a teplárnách ročně spálilo v průměru 12,6 TWh plynu,¹⁷ při dražší povolence vychází z modelování 25,8 TWh.¹⁸ Tento nárůst roční spotřeby o 13 TWh odpovídá 16 % celkové spotřeby zemního plynu v ČR (průměr za roky 2018–2022) nebo třetině současné kapacity zásobníků plynu.¹⁹ Tento nárůst spotřeby zemního plynu by měl ovšem být v dalších letech zčásti kompenzován renovacemi budov, dalšími úsporami energie a postupným přechodem na obnovitelné zdroje vytápění.

OBRÁZEK 9: IMPORT

Česko by dováželo 4 % spotřeby elektřiny



Protože Česko nemá dostatek vlastních kapacit pro výrobu levnější elektřiny, malou část spotřeby (v průměru 2,6 TWh, tedy 4 % celkové roční spotřeby) by při dražší povolence pokryl dovoz levnější elektřiny ze zahraničí. Zejména by šlo o výrobu z plynových elektráren a také o přebytky ze zahraničních obnovitelných zdrojů. Budoucí bilance Česka závisí na vývoji v okolních zemích – pokud tam bude rozvoj OZE probíhat rychleji, než předpokládají vstupy modelu, může být čistý import ještě vyšší.

OBRÁZEK 10: EMISE SKLENÍKOVÝCH PLYNŮ

Emise z výroby elektřiny by klesly zhruba o 40 %



V případě uzavření nejvíce znečišťujících elektráren a při výrazném omezení provozu ostatních uhelných zdrojů by klesly emise skleníkových plynů z výroby elektřiny v Česku o 12–14 milionů tun CO₂eq, tedy o 38–42 % proti stavu s levnější povolenkou. Část poklesu emisí z uhelných zdrojů bude kompenzována nárůstem emisí z paroplynových elektráren, které však při stejném objemu emisí vyrábí až 2,5× více elektřiny než elektrárny uhlerné.

Nejde jen o přímé emise skleníkových plynů, ale i o další znečištění. Další pokles emisí skleníkových plynů bude spojen s útlumem těžby v hnědouhelných lomech – úniky skleníkových plynů spojených s těžbou uhlí se v posledních letech odhadují na cca 2 miliony tun CO₂eq ročně.²⁰ Navíc s poklesem výroby elektřiny z uhlí klesnou i emise prachových částic a dalších znečišťujících látek, což přispěje k vyšší kvalitě ovzduší v blízkosti současných uhelných elektráren a tepláren.

15 U uhelných zdrojů v této optimalizaci model nepočítá žádné investiční náklady ani fixní náklady lomů. K odstavení těchto zdrojů tedy vede jen ušetření fixních provozních nákladů (údržba, mzdy apod.).

16 Při růstu spotřeby elektřiny a pomalém rozvoji moderních zdrojů v dalších letech by ovšem 580 MW_e uhelných elektráren nemuselo stačit, aby byl provoz nákladově efektivní. V takovém scénáři by bylo ekonomické udržet v provozu asi o 320 MW_e uhelných zdrojů více (viz Kapitola 4).

17 Podle dat z Energetické bilance ČR od Eurostatu. Jednotlivé roky kolísají od 9 TWh po 16,5 TWh podle počasí i podle vývoje cen zemního plynu a emisních povolenek.

18 Jde o celkové množství zemního plynu spláleného v elektrárnách a teplárnách. Z tohoto množství plynu se kromě 13 TWh elektřiny vyrábí asi 3,5 TWh tepla, zbytek jsou ztráty při výrobě elektřiny a tepla.

19 Zdroj: Roční zpráva o provozu plynárenské soustavy ČR za rok 2023.

20 Podle oficiálních emisních statistik Eurostatu.

Důležité otázky



Kterých konkrétních elektráren by se odstavení týkalo?

Na tuto otázku studie nedokáže přesně odpovědět, protože nemodeluje soustavu na tak podrobné úrovni. Odpověď závisí na specifických provozních a ekonomických podmínkách jednotlivých zdrojů. Bez těchto dat nelze jednoduše určit, kterým elektrárnám by se výroba z uhlí přestala vyplácet nejdřív.

Obecně však lze říci, že kvůli rostoucí ceně emisní povolenky se provoz nejspíše přestane nejdříve vyplácet nejméně účinným, a tedy nejvíce znečišťujícím provozům. Model u uhelných elektráren rozlišuje tři úrovně účinnosti (tj. i míry znečišťování skleníkovými plyny),²¹ díky čemuž lze v hrubých obrysech odhadnout, které zdroje mohou být ekonomikou provozu zasaženy dříve a které později. Z výpočtů vyplývá, že už ve scénáři Levnější povolenka je nákladově optimální odstavit všechny elektrárny z třídy nejméně účinných. Ve scénáři Dražší povolenka by pak bylo nákladově optimální navíc odstavit všechny uhelné elektrárny střední třídy účinnosti, avšak v časově navazujícím scénáři (viz Kapitola 4) by podle modelu bylo při pomalejším tempu modernizace energetiky optimální si ponechat přibližně 0,3 GW_e z kategorie střední účinnosti pro pokrytí zimních špiček spotřeby (provoz v řádu stovek hodin ročně).



Byl by dostatek elektřiny i za nepříznivého počasí?

Ano. Analýzy pěti různých roků počasí ukazují, že při tuhé zimě i v obdobích s relativně nízkou výrobou z obnovitelných zdrojů je napříč Evropou dostatek zdrojů i přeshraničních propojení pro nasycení poptávky po elektřině v každou hodinu roku.²²

- **Co když přijde tuhá zima?** Uhelné zdroje o výkonu 3 GW_e by Česku v kombinaci s ostatními zdroji a dovozem stačily pro pokrytí poptávky po elektřině i za počasí podobného tomu v lednu roku 1985, kdy v Evropě byla tuhá zima (což vyžaduje vysokou spotřebu elektřiny a současně nepřeje výrobě z obnovitelných zdrojů). Uhelné elektrárny a teplárny by v tomto období podle modelu dosahovaly maxima kombinovaného hodinového výkonu až 2,98 GW_e. Po velkou část roku by však vyráběly jen málo elektřiny – ve více než polovině hodin v roce by výroba elektřiny nepřesahovala 1 GW_e a i tak by po většinu času elektřinu z uhlí vyráběly pouze teplárny.
- **Co když dlouho nebude foukat vítr a svítit slunce?** Napříč všemi analyzovanými roky počasí je dostatek elektřiny v každou hodinu. V obdobích s nižší výrobou z OZE a vyšší spotřebou však tržní cena elektřiny může krátkodobě narůst a podléhat vyšší volatilitě.



Neohrozilo by odstavení uhelných zdrojů stabilitu sítě?

Otzáka stabilita sítě při určité konfiguraci zdrojů je důležitá, avšak model v této studii na ni nedokáže spolehlivě odpovědět. Stabilitu elektrizační soustavy, zdrojovou přiměřenost a nutný rozsah podpůrných služeb v různých scénářích a časových horizontech podrobnejší modeluje ČEPS, a. s., jako provozovatel české přenosové soustavy. Výsledky svých analýz pravidelně zveřejňuje ve zprávě *Hodnocení zdrojové přiměřenosti elektrizační soustavy ČR* (tzv. analýze MAF).²³

Tato studie nehodnotí stabilitu sítě, protože použitý model explicitně nezahrnuje rezervní kapacity nutné pro stabilizaci.²⁴ Nákladově optimální instalované výkony tak stačí pro pokrytí spotřeby každou hodinu, ale v reálném provozu je potřeba ještě kapacita navíc pro vyrovnávání krátkodobějších výkyvů. Tyto takzvané služby výkonové rovnováhy (SVR) dnes v Česku zčásti zajišťují právě uhelné zdroje, avšak mohou je poskytovat a poskytuje je i jiné typy zdrojů či jiné nástroje (např. paroplynové teplárny, spalovací motory, bateriová

²¹ Jedná se o tyto tři kategorie elektráren s velmi malým (nebo žádným) odběrem tepla: I. nejméně efektivní elektrárny (Chvaletice a Počerady I, dohromady 1,6 GW_e netto), II. nejúčinnější, nadkritické elektrárny (v Česku pouze 6. blok elektrárny Ledvice, 0,58 GW_e netto) a III. zbytek elektráren se střední účinností (1,3 GW_e netto).

²² Jedná se o roky počasí 1985, 1989, 2008, 2009 a 2014. Tento výběr zachycuje poměrně širokou škálu podmínek – tuhou zimu, sucha v částech Evropy i období s malou výrobou z větru. Výroba z fotovoltaiky po celé Evropě v těchto letech počasí je 364–372 TWh za rok, výroba z větru (onshore i offshore) je v rozmezí 788–836 TWh za rok. Roční spotřeba se pohybuje mezi 3,4 a 3,5 PWh. Podrobnejší popis metodologie uvádí Příloha A.

²³ Zatím poslední taková zpráva byla vydána v březnu 2023. Příští verze se očekává na podzim 2024.

²⁴ Jako jistý zjednodušený přístup se při optimalizaci instalovaného výkonu v první fázi modelu plošně sníží dostupný výkon ve vodních elektrárnách v Česku o 300 MW (podrobnosti uvádí Příloha A). Tím se simuluje nutnost rezervovat tento výkon pro stabilizaci sítě a pro případné pokrytí špičkové spotřeby se tak musí uplatnit výkon v ostatních flexibilních zdrojích.

úložiště nebo agregovaná flexibilita spotřeby²⁵). Kromě služeb výkonové rovnováhy je třeba zajišťovat nefrekvenční služby (jako například start ze tmy), které závisejí na topologii sítě, a model použitý pro tuto studii je tedy nemůže zohlednit.

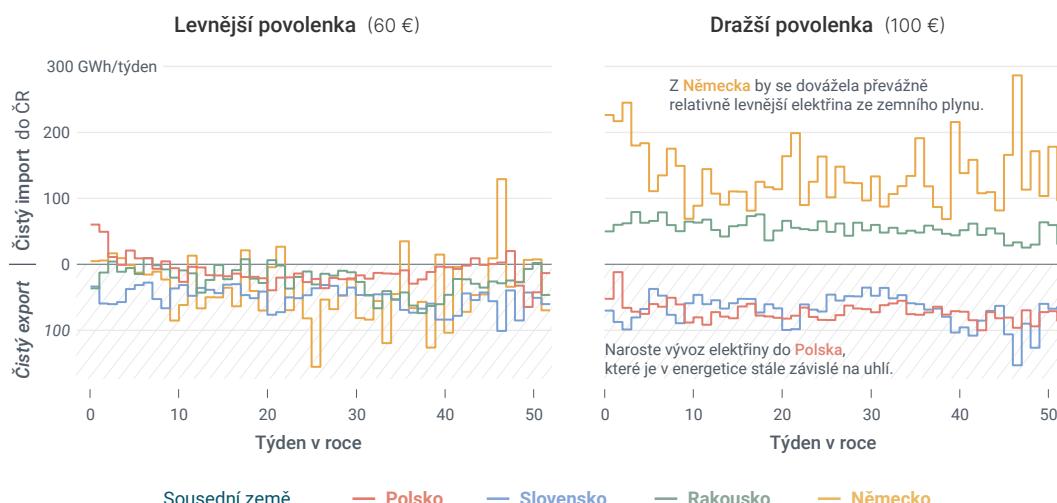


Jak by se proměnily toky elektřiny na českých hranicích během roku?

Následující graf ukazuje proměnu dovozních a vývozních módů na týdenních tocích elektřiny mezi Českom a sousedními státy v průběhu roku (na základě počasí roku 2009). Zřetelný je výrazný nárůst importu přes hranice s Německem a Rakouskem po celý rok. Zároveň naroste i export do Polska, jehož energetika je na uhlí závislá (s levnější povolenkou vyrobí Polsko v uhelných elektrárnách téměř 60 % své spotřeby, zatímco s dražší jen třetinu).

OBRÁZEK 11:

S dražší povolenkou naroste dovoz z Německa a Rakouska a vývoz do Polska



Představuje import elektřiny problém?

Import elektřiny sám o sobě problém není. Problémem by bylo, kdyby Česko nemělo dostatečný řiditelný výkon k zabezpečení dodávek elektřiny. To ovšem podle provedeného modelování v nejbližších letech nehrozí. Do budoucna bude nicméně potřeba nastavit český trh s elektřinou tak, aby zůstala výkonová přiměřenost zachována (viz doporučení v KAPITOLE 5.3).

V této diskuzi je třeba rozlišovat mezi výrobní soběstačností a výkonovou přiměřeností:

- **Výkonová přiměřenost** české elektrizační soustavy spočívá v tom, že je zde dostatečný řiditelný výkon pro pokrytí spotřeby (včetně zahrnutí realistických možností dovozu elektřiny). Tato metrika, důležitá pro energetickou bezpečnost země, se hodnotí na základě četnosti nedodávek elektřiny na území státu, jež vychází z modelování.²⁶
- **Výrobní soběstačnost** (nebo také soběstačnost v dodávkách elektřiny) spočívá v tom, že významnou část české spotřeby pokryje česká výroba. Státní energetická koncepce z roku 2014 požaduje, aby tento podíl byl alespoň na úrovni 90 %. Návrh aktualizace této koncepce z roku 2024 pouze požaduje „dostatečnou úroveň ve vztahu k dostupnosti jejího dovozu“.²⁷

²⁵ Například na konci roku 2023 proběhl úspěšný test, při kterém se do stabilizace české elektrizační soustavy skrze agregátora zapojily i domácnosti. Podle studie Nano Energies z roku 2022 lze v roce 2030 (ve středním scénáři) poskytovat až 4 GW regulační energie prostřednictvím akumulace energie a agregace flexibility v průmyslu a domácnostech.

²⁶ Nedodávky se určují podle výstupů modelování zahrnujících širokou škálu roků počasí (určujících spotřebu elektřiny i výrobu z OZE) a neplánovaných výpadků v soustavě. Střední hodnota počtu hodin v roce s nedodávkou elektřiny (tzv. *loss of load expectation*, LOLE) musí být nízká, typicky maximálně jednotky hodin v roce. Přípustné hodnoty LOLE vypočítává provozovatel přenosové soustavy dle jednotné metodiky.

²⁷ Stát ovšem nemá žádné nástroje, jak výrobní soběstačnost zajistit, kromě podpory výstavby dostatečného množství zdrojů s levnou výrobou, které dokáží na trhu cenově konkurovat importům ze zahraničí.

I při dobré výkonové přiměřenosti může mít země výrazně importní bilanci. Ta je totiž přirozeným důsledkem nastavení trhu a ekonomických podmínek – výhodnější je dovézt levnou elektřinu (např. z OZE nebo zemního plynu), než ji doma drahou vyrábět (např. z uhlí). Proto není důvod považovat samotný import elektřiny za překážku dobře fungující soustavy. Výrazně importní bilanci má už nyní více zemí v EU, např. Maďarsko, Chorvatsko nebo Finsko.²⁸ Pokud by Česko i tak chtělo svou importní bilanci snižovat, nejlepší cesta k tomu vede přes energetické úspory (efektivnější využívání elektřiny a snižování ztrát) a výstavbu moderních zdrojů elektřiny, které dokážou konkurovat na společném trhu – jak obnovitelných (větrné a fotovoltaické elektrárny), tak řiditelných (paroplynové elektrárny a teplárny), což rozebírá KAPITOLA 4.

Potíže by představovala nedostatečná výkonová přiměřenost. Jako provozovatel přenosové soustavy ji primárně sleduje společnost ČEPS v každoroční analýze. Z modelování v této studii vyplývá, že i po odstavení většiny uhelných elektráren ve scénáři Dražší povolenka by nedocházelo k nedodávkám elektřiny a Česko by mělo dostatečný řiditelný výkon. Konkrétně jde o 11,25 GW_e netto (z toho 9,66 GW_e v jaderných, plynových, uhelných a bioplynových zdrojích, zbytek ve vodních elektrárnách a 1,16 GW_e v přečerpávacích vodních elektrárnách, které mohou pomoci pokrýt krátké špičky spotřeby). Roční maximum zatížení (bez technologické vlastní spotřeby) je přitom v tomto scénáři 10,57 GW_e.²⁹



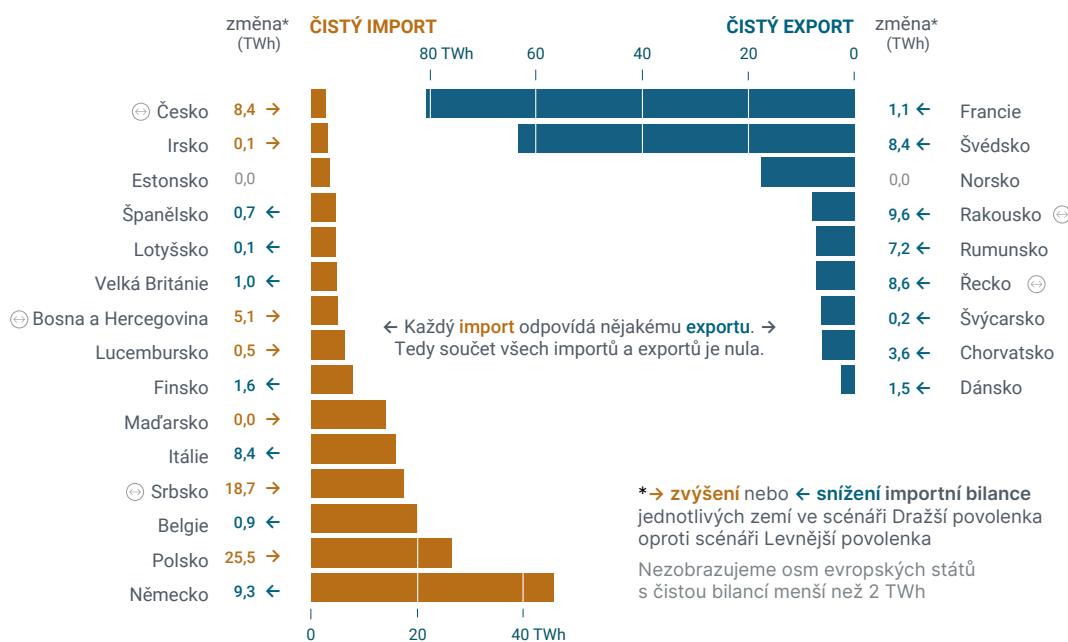
Odkud by dovezená elektřina pocházela? Nechyběla by jinde v Evropě?

V modelovaných scénářích existuje v propojené Evropě dostatečný výrobní výkon pro pokrytí spotřeby každou hodinu v roce.³⁰ A platí to i v situaci, kdy by se při ceně povolenky 100 € uzavřela velká část uhelných zdrojů napříč Evropou.

OBRÁZEK 12:

HLAVNÍMI EXPORTÉRY ELEKTŘINY BY PŘI DRAŽŠÍ POVOLENCE BYLY FRANCIE A ŠVÉDSKO

Dražší povolenka promění toku elektřiny po Evropě: u některých zemí směrem k importu, jinde zase k exportu



Země označené symbolem ☺ se při zdražení povolenky změní z importéra na exportéra nebo naopak.

28 V průběhu posledních dvou dekad to ukazuje infografika Výroba elektřiny na osobu ve státech EU.

29 Nejdelší úseky se zatížením nad 9,66 GW_e v modelu trvají 14 hodin, a to v nejchladnějších obdobích v lednu a únoru klimatických roků 1985 a 2009. V teplejších letech 2008 nebo 2014 tyto úseky trvají nejvýše 10 hodin.

30 Až na nízké nedodávky v řádech nižších jednotek hodin v Polsku, Lucembursku, Německu a Srbsku, které ovšem nejsou v rozporu se standardy spolehlivosti.

Model pracuje s celoevropskou sítí a umožňuje tak přenášet elektřinu napříč evropskými státy (dle omezení propojení přenosových soustav – lze proto tak orientačně posoudit dopady dražší povolenky také na výrobu elektřiny v ostatních zemích). Graf níže ukazuje v modelu vypočítané bilance importu a exportu jednotlivých států ve scénáři Dražší povolenka a také změny této bilance oproti scénáři Levnejší povolenka. Některé státy se při dražší povolence stanou z čistých vývozů dovozci (např. Česko, Bulharsko nebo Srbsko³¹), u jiných tomu bude naopak (např. Rakousko a Řecko, ale i Itálie významně zredukuje svůj dovoz).



A co klima? Dává vůbec smysl nahrazovat uhlí zemním plynem?

Z krátkodobého hlediska taková náhrada, způsobená růstem cen emisní povolenky, vede přibližně k třetinové redukci emisí skleníkových plynů, tedy určitý smysl to dává, ale rozhodně to není dokonalé řešení.³² Jiné řešení však není k dispozici – elektřinu je třeba nějak vyrobit a jiné, čistší zdroje momentálně k dispozici nejsou.

Z dlouhodobého klimatického hlediska dává přechod od uhlí k plynu smysl jen za určitých podmínek:

1. **Zemní plyn musí být využíván pouze pro účely, pro které neexistuje rozumně dostupná bezemisní alternativa.** To znamená, že by měl pouze doplňovat obnovitelné zdroje³³ (rozvíjené maximálním tempem) tak, aby bylo v součtu spáleno výrazně méně fosilních paliv.
2. Je třeba **snižovat úniky metanu při těžbě i transportu** zemního plynu.³⁴
3. Je třeba co nejdříve **přejít od zemního plynu k zeleným plynům** (biometan, vodík) nebo využívat technologii zachytávání uhlíku CCUS a podle toho investice do plynové infrastruktury velmi pečlivě zvažovat.³⁵



Nepovede pokles emisí z uhlí napříč Evropou k nižší ceně povolenky – a tedy k udržení zbylé části výroby z uhlí?

Rychlý pokles emisí z uhlí by mohl snížit cenu povolenky a vrátit tak tento zdroj na čas do hry. Povolenkový systém však tento efekt během několika let zcela kompenzuje a v dlouhodobém horizontu tedy není udržení výroby z uhlí realistické.

Pro pochopení může sloužit velmi zjednodušený výpočet: v roce 2023 se v Evropské unii při výrobě elektřiny z uhlí vypustilo v součtu cca 320 milionů tun CO₂eq.³⁶ Když tuto výrobu v dalších letech nahradí obnovitelné zdroje a částečně také zemní plyn, může to v hrubém odhadu znamenat pokles ze 320 Mt CO₂eq z uhlí na 30–100 Mt CO₂eq z do-dodatečného zemního plynu.³⁷ To je snížení emisí o 220–290 Mt ročně. Množství emisních povolenek uvolňovaných do oběhu každoročně klesá podle lineárního redukčního faktoru (od roku 2021 jde o faktor 2,2 %). V praxi to znamená, že každý rok se objem povolenek na trhu sníží o cca 43 Mt.³⁸ Snížení emisí o 220–290 Mt by tedy tento systém kompenzoval během cca 5–7 let. Povolenky by tak kvůli odchodu od výroby z uhlí mohly přechodně opět zlevnit, ale tento pokles systém ETS snadno vstřebá už okolo roku 2030.

³¹ Jedním ze zjednodušení modelu je jednotná cena uhlíku ve všech státech soustavy. Státy západního Balkánu jako Srbsko ovšem zatím žádné zdánění uhlíku nemají, proto si v nejbližších letech svou exportní bilanci pravděpodobně udrží. Jednotná vysoká cena uhlíku tak vede ke konzervativnímu odhadu možností importu do ČR. Od roku 2026 navíc začne postupně fungovat tzv. uhlíkové clo (CBAM), které zahrnuje i import elektřiny, a postupně tak bude srovnávat ekonomiku fossilní výroby v zemích EU a importu ze zemí mimo EU.

³² Průměrné emise z výroby elektřiny, které zpoplatňuje systém emisních povolenek, jsou v případě zemního plynu zhruba třetinové oproti výrobě z uhlí. Nicméně při započtení nepřímých emisí spojených s využíváním fosilních paliv (zejména úniků při těžbě a transportu) vychází výroba elektřiny ze zemního plynu jen o 30–45 % méně emisně náročná než z uhlí. V tomto srovnání se jedná o tzv. emise celého životního cyklu (angl. lifecycle emissions). Zdroj: IPCC AR5 WG III Annex III, str. 1335.

³³ Plynové turbíny (i paroplynové zdroje) jsou k flexibilnímu doplňování OZE mnohem vhodnější než uhelné elektrárny.

³⁴ Nedávno přijaté nařízení EU směřuje k postupnému snížení úniků metanu a navazuje na strategii EU ke snížení emisí metanu z roku 2020 i na Global Methane Pledge z konference COP26 v Glasgow v roce 2021. Toto nařízení požaduje po všech producentech dovážejících do EU ropu, uhlí a zemní plyn, aby od roku 2027 monitorovali a reportovali úniky metanu při těžbě a aby od roku 2030 plnili emisní limity (které ještě nebyly stanoveny).

³⁵ Evropská pravidla pro udržitelné investice i pro veřejnou podporu v oblasti energetiky a klimatu vyžadují jasné závazky, že nové plynové zdroje přispějí k evropskému cíli klimatické neutrality v roce 2050, a tedy i konkrétní milníky, kdy dané zařízení aplikuje CCUS, přeje na nízkouhlíkové plyny nebo ukončí svou činnost.

³⁶ Zdroj: European Electricity Review 2024.

³⁷ Spodní odhad platí pro náhradu uhlí z 25 % zemním plynem, horní odhad platí pro náhradu ze 75 %. K takovému poklesu emisí ale dojde postupně, protože nebude možné všechnu výrobu z uhlí nahradit hned. V modelovaných scénářích emise z výroby elektřiny napříč Evropou při zdražení povolenky klesnou jen o 106 Mt.

³⁸ Popis celého systému, včetně výpočtu pro lineární redukční faktor, shrnuje text na webu Evropské komise.

4 Přínosy rychlejšího rozvoje energetiky v Česku

Které čistší zdroje mohou nahradit výrobu z uhlí?

Tato kapitola srovnává možné efekty pomalejšího a rychlejšího rozvoje elektroenergetiky v Česku v horizontu 3–5 let při vyšší ceně povolenky – tedy důsledky rychlejší výstavby obnovitelných zdrojů (fotovoltaických a větrných elektráren), výstavby nových teplárenských zdrojů (kogenerace z biomasy a zemního plynu) a akumulace elektřiny.

Rychlejší rozvoj by byl pro Česko v mnoha směrech výhodnější. Sníží se díky němu výroba elektřiny a tepla z uhlí, což povede k nižší ceně elektřiny a tepla a také k rychlejšímu snižování emisí skleníkových plynů. V těchto podmírkách tak bude ekonomické odstavit více uhelných zdrojů. Česko by pak bylo ve výrobě soběstačnější, objem importované elektřiny by byl nižší a soustava jako celek by byla odolnější vůči vnějším vlivům.

Pro výrobu tepla se však v každém případě bude v tomto krátkodobém horizontu uhlí ještě využívat, neboť modernizaci českého teplárenství nelze stihnout v tak krátkém čase a na rozdíl od elektřiny samozřejmě není možné část dodávek tepla zajistit ze zahraničí.

Modelování dopadů tempa rozvoje. Parametry srovnávaných scénářů vyjadřují očekávaný stav české energetiky někdy mezi lety 2027–2029. V takovém časovém horizontu se už může projevit úsilí, které česká vláda a energetické společnosti věnují urychlení modernizace energetiky. Rychlejší rozvoj se vyznačuje zejména vyšším instalovaným výkonem obnovitelných zdrojů a paroplynových tepláren. Kromě toho scénář počítá s mírným rozšířením kogenerace z biomasy a bioplynu a s vyšší kapacitou pro akumulaci v 2h bateriích.³⁹ Všechny tyto parametry shrnuje následující tabulka:

TABULKA 3

Klíčové parametry v modelovaných scénářích

Přínosy rychlejšího rozvoje energetiky v Česku

SCÉNÁŘE	CENA EMISNÍ POVOLENKY ($\text{€/t CO}_2\text{eq}$)	INSTALOVANÝ VÝKON V ČR (GW _e netto)					ČISTÁ SPOTŘEBA včetně ztrát v sítích (TWh)	
		FVE	VtE	Biomasa, bioplyn	Zemní plyn	Uhlí (max.)		
Pomalejší rozvoj	100	7,00	0,50	0,65	2,51	7,22	0,10	70
Rychlejší rozvoj	100	10,10	0,80	0,74	3,03	7,22	0,30	70

Výsledky obou scénářů mají podobné rysy jako u scénáře Dražší povolenka z předchozí kapitoly:

- **K výrobě elektřiny z uhlí dochází jen tehdy, kde je to nutné**, protože výroba elektřiny ze zemního plynu má za těchto podmínek nižší náklady než její výroba z uhlí.
- Po odstavení většiny uhelných elektráren by **Česko stále mělo dostatečnou výkonovou přiměřenost** (i přes vyšší roční spotřebu elektřiny).
- **Česko by stále pokrývalo část roční bilance elektřiny z dovozu.** Výkonová přiměřenost totiž nezaručí neutrální importní bilanci. Skutečnou výrobu a obchodní přeshraniční toky určuje trh s elektřinou podle provozních nákladů jednotlivých elektráren. Česko by stále nemělo dostatek zdrojů s nízkými provozními náklady, a proto by část elektřiny dováželo.

39 Kapacity zdrojů ve scénáři pomalejšího rozvoje byly určeny na základě kvalifikovaného odhadu podle očekávaného tempa rozvoje OZE a aktuálně ohlášených projektů modernizace v teplárenství, jež mají být dokončeny v letech 2027–2029. Dodatečné kapacity ve scénáři Rychlejší rozvoj byly odhadnuty na základě konzultací s ohledem na reálné možnosti výstavby ve stejném období.

Oba porovnávané scénáře se od sebe pochopitelně také podstatně liší. Při rychlejším rozvoji moderní energetiky:

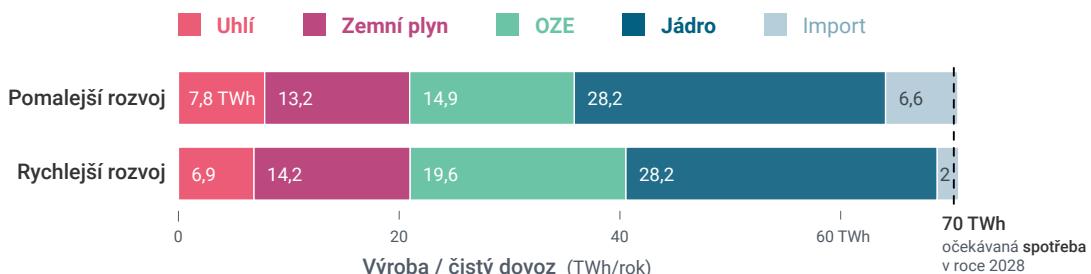
- **Méně dochází k výrobě z uhlí.** Část elektřiny z uhlí nahrazuje elektřina z dalších obnovitelných zdrojů. Ani tak ovšem neplatí, že by v Česku docházelo k celkově nižší výrobě elektřiny z fosilních paliv. Domácí výroba elektřiny ze zemního plynu totiž zčásti nahrazuje dovoz elektřiny z plynu.
- **Méně dochází k importu elektřiny ze zahraničí.** Rychlý rozvoj moderní energetiky je jedinou smysluplnou cestou k vyrovnanější importní bilanci a tedy k větší energetické soběstačnosti v nejbližších letech.
- **Klesá průměrná tržní cena elektřiny.** Při rychlejším rozvoji se v Česku větší část elektřiny vyrábí za nižší provozní náklady, což v průměru sníží i její velkoobchodní cenu. To zároveň české tržní ceny přiblíží k německým a umožní tak udržet českou konkurenceschopnost.

Následující grafy ukazují rozdíly v mixu výroby mezi dvěma modelovanými scénáři, podobně jako v předchozí kapitole. Jednak v celkové české roční bilanci, jednak na dvou úsecích v letní i v zimní polovině roku (hodinu po hodině).

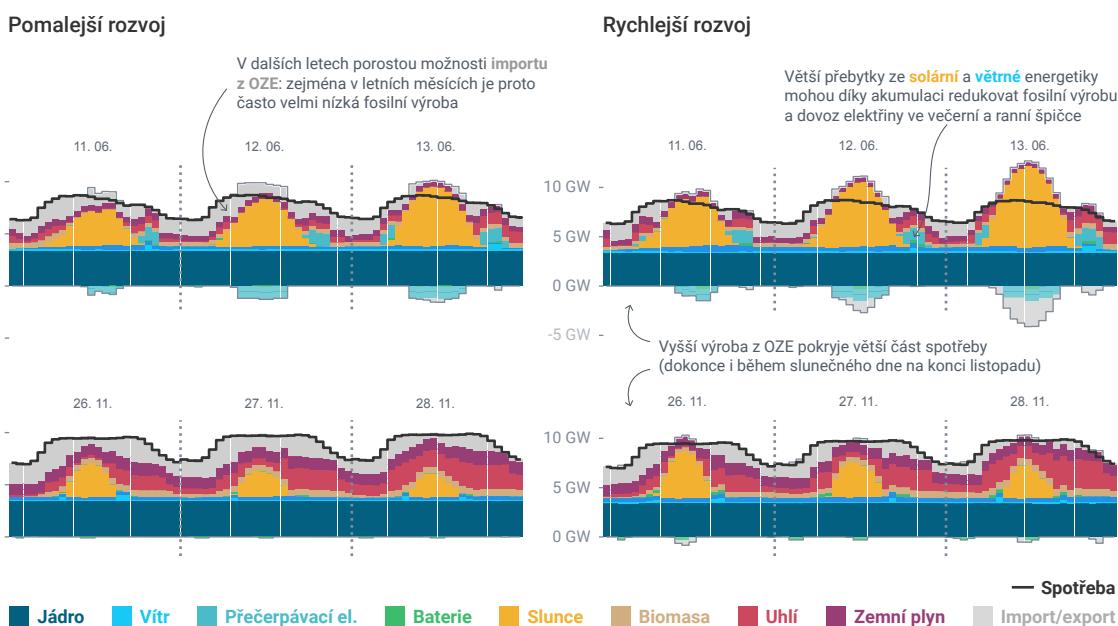
OBRÁZEK 13:

Rychlejší rozvoj obnovitelných zdrojů a kogenerace může snížit import elektřiny i výrobu z uhlí

Modelovaný energetický mix podle tempa rozvoje



Hodinová výroba elektřiny podle ceny povolenky (ve 3 dnech v listopadu a 3 dnech v červnu)



Hlavní přínosy rychlejšího rozvoje

OBRÁZEK 14: IMPORT

Nižší dovoz elektřiny (téměř o tři čtvrtiny)



Ve scénáři Rychlejšího rozvoj by se dovoz ze zahraničí v ročním součtu snížil téměř o tři čtvrtiny, na zhruba 2,0 TWh z 6,6 TWh (tedy 9 % roční spotřeby). Hlavní příčinou je vyšší výkon domácích obnovitelných a plynových zdrojů, které na trhu lépe obstojí proti konkurenci ze zahraničí. I tak by ale Česko zůstalo zemí s mírnou kladnou importní bilancí, na rozdíl od současné (pro Česko tradiční) exportní bilance.

OBRÁZEK 15: CENY ELEKTŘINY

Nižší cena elektřiny na trhu



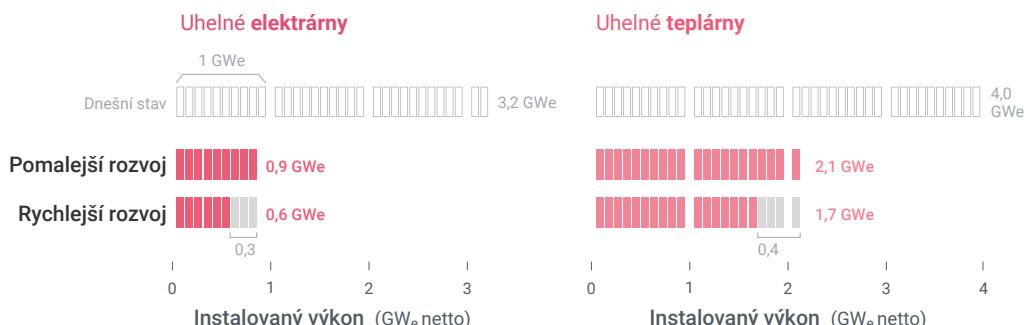
Při rychlejším rozvoji moderní energetiky by tak znatelně klesla průměrná velkoobchodní cena elektřiny, především díky vyšší výrobě českých obnovitelných zdrojů. Podle zjednodušeného odhadu spotových cen na základě výstupů modelování⁴⁰ by ve scénáři Rychlejší rozvoj cena na českém trhu klesla o zhruba 6,5 €/MWh oproti scénáři Pomalejší rozvoj. V nákladech za silovou elektřinu pro českou ekonomiku to dohromady znamená úsporu asi 11 mld. Kč ročně. Oproti hypotetickému scénáři žádného rozvoje nových zdrojů mezi lety 2025–2028 by to byl dokonce rozdíl 11 €/MWh, tedy 19 mld. Kč ročně.

I tato cena by však stále byla o více než 10 € vyšší než v sousedním Německu (bez jakéhokoliv rozvoje moderní energetiky v Česku by tento cenový rozdíl byl více než 20 €/MWh). Pro srovnání: v Polsku, jež je v modelu i v roce 2028 stále závislé na výrobě z uhlí, by cena elektřiny byla v ročním průměru ještě o 6–16 € vyšší než v Česku.

40 Odhad cen je založen na zjednodušeném modelu trhu s elektřinou, a nese s sebou proto několik omezení. Zejména pracuje pouze s jedním scénářem vývoje v okolních zemích, přestože právě tento rozvoj bude nejvíce určovat rozdíl mezi českou a německou cenou. I přes určitá zjednodušení je trend nezpochybnitelný: rozvoj moderní energetiky sníží ceny v ČR. Algoritmus odhadu spotových cen je podrobněji popsán v Příloze A.

OBRÁZEK 18: INSTALOVANÝ VÝKON

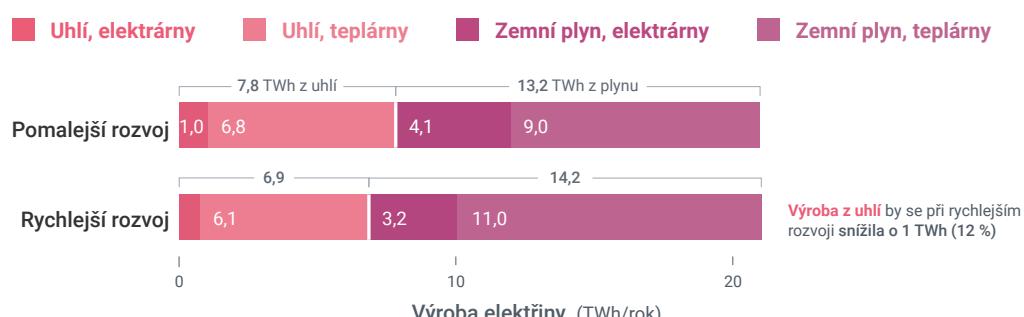
Možnost odstavit další uhelné zdroje



Při rychlejším rozvoji obnovitelných zdrojů a tepláren s paroplynovým cyklem (a také tepláren na biomasu) lze v Česku nahradit dalších 320 MW_e uhelných elektráren⁴¹ a 350 MW_e uhelných tepláren. Takový rozvoj kogeneračních zdrojů může urychlit vhodně nastavená provozní podpora (viz KAPITOLA 5).

OBRÁZEK 17: VÝROBA ELEKTŘINY

Nahrazení další výroby z uhlí (s nižšími emisemi skleníkových plynů)



S uzavřením dalších uhelných zdrojů také souvisí snížení výroby elektřiny z uhlí – dle modelu o 12 % (v průměru o 1 TWh za rok). Ve scénáři Rychlejší rozvoj elektřinu z uhlí nahrazuje – zhruba v poměru 1:1 – elektřina ze zemního plynu, která by také zčásti nahradila dovoz.

Díky tomu by rovněž klesly emise skleníkových plynů z výroby elektřiny v Česku oproti scénáři Pomalejší rozvoj o dalších 600 tisíc tun CO₂eq, tedy přibližně o 3 %. Dalším emisím by se předešlo v zahraničí, protože zvýšená domácí výroba elektřiny by nahradila i část zahraniční výroby. Celkově by se tak rychlejším rozvojem energetiky v Česku předešlo emisím v objemu **2,3 milionů tun ročně** (v Česku i v zahraničí), **což odpovídá 13 % českých emisí z výroby elektřiny**.

Dalšího snížení výroby z fosilních zdrojů a souvisejících emisí může Česko dosáhnout pokračujícím rozvojem obnovitelných zdrojů, akumulace a flexibility spotřeby, příp. úsporami spotřeby elektřiny.

⁴¹ Ve scénáři Dražší povolenka v Kapitole 3 stačilo necelých 600 MW_e uhelných elektráren. Scénář Rychlejší rozvoje tak dokáže držet potřebnou kapacitu uhelných elektráren na stejně úrovni, přes nárůst spotřeby elektřiny.

Důležité otázky



Nebude rychlejší rozvoj vyžadovat velké investice?

Ano, ale vyšší investice jsou vyváženy nižšími náklady na provoz elektráren a import elektřiny. Kromě toho má rychlejší rozvoj nefinanční přínosy jako vyšší soběstačnost a konkurenceschopnost Česka.

Výstavba dodatečných zdrojů ve scénáři Rychlejší rozvoj by oproti scénáři Pomalejší rozvoj vyžadovala investiční náklady ve výši kolem 100 mld. Kč navíc.⁴² Z hlediska celkových nákladů jsou ovšem tyto vyšší investiční náklady vyváženy levnějším provozem soustavy: z modelování pro různé klimatické roky vychází provoz české soustavy s rychlejším rozvojem (včetně nákladů na import elektřiny) ročně konzistentně o 7–8 mld. korun levněji. Oba tyto scénáře jsou tak nákladově srovnatelné, když se do srovnání zahrnou provozní i anualizované investiční náklady.

Z hlediska konkurenceschopnosti české ekonomiky však pro scénář Rychlejší rozvoj mluví nižší cena elektřiny na trhu (o více než 6 €/MWh). Pro veřejné rozpočty je důležité, že se pro rychlý rozvoj energetiky dají dobře využít finance z fondů EU na klimatická opatření.⁴³



Jak v Česku zajistit ještě levnější elektřinu?

Ještě levnější elektřinu by zajistil další rozvoj obnovitelných zdrojů a pak také dokončení transformace teplárenství a s tím související definitivní odchod od výroby elektřiny a tepla z uhlí.

Z modelování plyne, že ceny elektřiny na českém trhu jsou efektivně sníženy rychlejší výstavbou obnovitelných zdrojů a v menší míře také výstavbou plynových kogeneračních zdrojů a rozvojem bateriové akumulace. Efekt je nejvýraznější v letních měsících, kdy výroba z fotovoltaických elektráren stahuje ceny v poledne k nule.⁴⁴ Umělé udržování uhelné energetiky by naopak vedlo k vyšším cenám elektřiny a vyšším celkovým nákladům. Více podrobností a další doporučení podrobněji rozebírá KAPITOLA 5. Výhled české elektroenergetiky a doporučení pro zajištění levné elektřiny v dlouhodobějším horizontu nastiňuje studie ↗Cesty k čisté a levné elektřině v roce 2050.



Není možné uzavřít uhelné teplárny rychleji?

Uhelné teplárny není možné do roku 2028 plně nahradit – vzhledem k dlouhým povolovacím procesům a také napnutému trhu s plynovými turbínamy⁴⁵ to tak rychle stihnout nelze. Pro systémy centrálního zásobování teplem proto bude uhlí pravděpodobně ještě potřeba několik let po roce 2028. Na rozdíl od elektřiny, kterou je možné efektivně přenášet na velkou vzdálenost a tedy s ní také obchodovat na společném trhu, je teplo vždy vázáno na podmínky lokální soustavy – a těch je v Česku několik set. Odchod od uhlí v každé z těchto soustav je tedy omezen tím, dokdy se stihne zajistit náhradní řešení dodávek tepla.

Z dlouhodobého hlediska by pro Česko byl výhodný pestrý mix zdrojů tepla zahrnující jak inovativní řešení s velkými tepelnými čerpadly⁴⁶ a akumulací nadbytků solární elektřiny do tepla, tak konvenční kogenerační zdroje na biomasu, zbytkový odpad a zemní plyn. Časový tlak ovšem může vést k vyšší roli zemního plynu, než jaká by byla pro Česko dlouhodobě ekonomicky výhodná. Proto je transformaci teplárenství potřeba věnovat velkou pozornost – více v KAPITOLE 5.

⁴² Zhruba 90 mld. korun za obnovitelné zdroje (včetně kogenerace z biomasy), 8 mld. korun za paroplynovou kogeneraci a 2,5 mld. za bateriová úložiště. Odhady jednotkových overnight nákladů na výstavbu zdrojů přebíráme od Dánské energetické agentury.

⁴³ Velkou část rozdílu 100 mld. korun v investičních nákladech na nové elektrárny a teplárny mohou pokrýt fondy EU. Podle základního přehledu dostupných fondů na <https://faktaoklimatu.cz/infografiky/fondy-eu> i podle analýzy studie Rozvoj obnovitelných zdrojů v Česku do roku 2030 od firmy Deloitte může Česko na rozvoj moderní energetiky do roku 2030 využít z evropských fondů stovky miliard korun. Přesná hodnota skutečných alokací ovšem záleží na politických prioritách vlády i na vývoji cen emisních povolenek (z jejichž prodeje část fondů získává finanční prostředky).

⁴⁴ Rozvoj akumulace umožňuje přebytky z fotovoltaiky přesunout do pozdnejších hodin s vyšší spotřebou. Tímto akumulací zčásti nahrazuje fosilní zdroje, které by jinak bylo nutné pro pokrytí špiček aktivovat. Podobnou roli může i za několik let plnit flexibilita spotřeby (kterou z opatrnosti v modelu pro rok 2028 ještě nezahrnujeme).

⁴⁵ Tento fenomén dobře ilustruje například článek Clean Energy Wire z německého trhu z února 2024.

⁴⁶ Potenciál velkých tepelných čerpadel podrobně rozebírá nedávná studie od Teplárenského sdružení ČR.

⑤ Jak dlouho je potřeba pokračovat v těžbě uhlí?

V určité těžbě a spalování uhlí bude třeba pokračovat, dokud se nepodaří dokončit transformaci teplárenství.

Většinu tepláren může zásobovat jediný velkolom (Bílina, Severočeské doly, a. s., ze skupiny ČEZ, a. s.), kde jeho provozovatel plánuje pokračovat v těžbě i po roce 2028, přinejmenším do zprovoznění mělnické plynové teplárny, zásobující teplem část Prahy.⁴⁷ Není ale technicky možné spalování uhlí omezit pouze na teplárny. Část uhlí z Bíliny není pro teplárny technicky vhodná, jedná se o tzv. studené uhlí. To by tak bylo nutné i přes možnou provozní ztrátu spalovat v uhelných elektrárnách, např. v relativně moderní elektrárně Ledvice.

⑥ Nestojí výsledky na nerealistických předpokladech rozvoje zdrojů v zahraničí?

Dodatečné analýzy na modelu ukazují, že i při pomalejším rozvoji v zahraničí by byl v Česku dostatek elektřiny i bez většiny uhelných elektráren. Podstatné problémy s dodávkami by nastaly, až kdyby se rozvoj v zahraničí fakticky zastavil, což ovšem není příliš pravděpodobné.

Pro dodatečný kritický scénář vývoje uvažujeme následující hypotetickou situaci:

- rozvoj nových zdrojů v zahraničí bude pokračovat výrazně pomaleji: ze všech předpokládaných nových zdrojů mezi lety 2025–2028 se postaví pouze polovina,⁴⁸
- po celé Evropě dojde k omezení kapacit všech interkonektorů o 20 % (ať už plánovanému nebo neplánovanému) a
- spotřeba v Česku naroste o dodatečných 5 % (tedy zhruba na 74 TWh ročně).

I v takové situaci by v Česku podle modelu byl dostatek elektřiny pro pokrytí spotřeby (za cenu vyšší výroby z uhlí a dražší elektřiny), ačkoliv některým evropským zemím by hrozily nedodávky ve vyšších jednotkách hodin (např. v Polsku 8,6 hodiny a v Německu 5,2 hodiny), což by jistě zvýšilo volatilitu cen na trhu a nejistotu v celém sektoru.

Výkonová rezerva v evropské soustavě pochopitelně není neomezená: při ještě výrazně pesimističtějších předpokladech (mezi lety 2025–2028 se po celé Evropě nepostaví vůbec žádné nové zdroje a spotřeba v ČR naroste o dodatečných 10 %, tedy na 77 TWh ročně) by nedodávky v Česku už mohly narůst přibližně na 40 hodin ročně a v jiných evropských zemích dokonce ještě výš (podle modelu např. 230 hodin v Polsku, 46 h v Maďarsku nebo 24 h v Německu). Takový scénář vývoje je však velmi extrémní a krajně nepravděpodobný.

⑦ Nenaroste s rostoucí spotřebou elektřiny opět výroba z fosilních paliv a emise?

České emise skleníkových plynů z výroby elektřiny podle výstupů modelování mezi lety 2025 a 2028 klesnou, a to i navzdory předpokládanému růstu spotřeby elektřiny o 6 TWh ročně. Konkrétně i ve scénáři Pomalejší rozvoj jsou tyto emise asi o 1,5 Mt CO₂eq nižší než v roce 2025 ve scénáři Dražší povolenka.

Stojí za tím předpokládaný rozvoj obnovitelných zdrojů v Česku, který by pokryl převážnou většinu nárůstu spotřeby. V zahraničí by dokonce mezi těmito lety podle vstupů do modelování rozvoj obnovitelných zdrojů výrazně předčil nárůst spotřeby a došlo by tak k výraznému snížení výroby elektřiny z fosilních paliv – o více než 20 %.

47 Na základě veřejně dostupných informací není ovšem zcela zřejmé, jaké dopady na jednotlivé teplárny by mělo rychlé uzavření všech ostatních lomů.

48 Naopak uzavírání elektráren v tomto scénáři probíhá podle plánu: všechny elektrárny, u kterých se mezi lety 2025–2028 ve vstupním datasetu předpokládá uzavření, se zavřou. Navíc se zavřou další uhelné elektrárny podle naší celoevropské optimalizace, která předpokládá výstavbu podle původních plánů (tedy na 100 %).

5 Doporučení pro další rozvoj elektroenergetiky v Česku

Na základě výsledků modelování uvedených v předchozích kapitolách i na základě dalších studií a analýz jsou v této sekci nastíněny důležité kroky, které mohou v nejbližších letech (do roku 2030) pomoci Česku zajistit stabilní dodávky levnější a čistější elektřiny. Doporučení pro rozvoj elektroenergetiky jsou rozdělena do čtyř hlavních oblastí:



5.1 Rozvoj větrných a solárních elektráren

- ⊕ zlevňuje elektřinu na trhu
- ⊕ zvyšuje podíl čisté elektřiny v mixu a snižuje emisní intenzitu energetiky

Obnovitelné zdroje energie by z hlediska objemu výroby **měly v náhradě uhlí sehrát hlavní roli** – zejména větrné a fotovoltaické elektrárny. Využít potenciál výroby z OZE na našem území naplno je důležité ze tří důvodů:

1. **Snižují cenu silové elektřiny.** Jak ukazují výstupy z modelování, rychlý rozvoj solární a větrné energetiky by také vedl k nižší průměrné ceně silové elektřiny.
2. **Snižují emisní intenzitu české elektřiny.** Jen rychlým rozvojem solární a větrné energetiky může Česko v nejbližších letech výrazně snížit své emise z výroby elektřiny. To je mimo jiné důležité pro konkurenceschopnost českých firem, které budou potřebovat snižovat svou emisní stopu (z dodávek elektřiny).
3. **Přispívají k unijnímu cíli** rozvoje obnovitelných zdrojů pro rok 2030 – minimálně 42,5 % konečné spotřeby energie v EU už má v tomto roce pocházet z obnovitelných zdrojů.⁴⁹ Protože má každý členský stát jiné podmínky, Česko by k tomuto cíli mělo přispět podílem 30,1 % energie z OZE.⁵⁰

Pro transformaci energetiky jsou dostupné finance z fondů EU, z aukcí emisních povolenek a další.⁵¹ Z těchto prostředků by bylo možné do roku 2030 v Česku vybudovat až 15 GW nových fotovoltaických a 2 GW větrných elektráren – což je znatelně více, než (pro rok 2028) uvažuje scénář Rychlejší rozvoj z této studie.⁵²

V oblasti rozvoje OZE je nejzásadnější **nastartovat výstavbu větrných elektráren**, které svým typickým výrobním profilem dobře doplňují fotovoltaiku, a tedy si i málo konkurují ve využívání kapacity sítě. Vyrábějí také více v sezónách vyšší spotřeby elektřiny a jsou schopny pokrýt větší část roku než fotovoltaické elektrárny. K nastartování výstavby větrných elektráren jsou důležité dva kroky:

- **Zjednodušit povolovací procesy.** Pro urychlení výstavby je nutné v souladu s evropskou směrnicí o obnovitelných zdrojích⁵³ rychle a správně nastavit **akcelerační zóny** v oblastech s příznivými podmínkami pro výrobu z větru. V těchto zónách má povolování větrné turbíny trvat maximálně 12 měsíců. Zároveň bude předem vyloučen významný střet se zájmy ochrany přírody a dalšími veřejnými zájmy, což povede k vyšší úspěšnosti konkrétních projektů. Povolování je nicméně nutné zjednodušit a zrychlit i na ostatním území – ani mimo akcelerační zóny by nemělo trvat déle než 24 měsíců.
- **Dlouhodobě podporovat větrnou energetiku.** Stát může dobře nastavenou provozní podporou investorům a developerům snižovat investiční riziko související s výstavbou větrných elektráren (možnost nižší úrokové sazby a tedy nižších výdajů na financování výstavby) a tím znatelně snižovat i celkové náklady na rozvoj těchto zdrojů. Kromě toho dlouhodobá podpora umožní vytvořit stabilní dodavatelské řetězce a efektivní lokální trh pro výstavbu větrných elektráren.⁵⁴

Oba tyto kroky povedou ke snižování nákladů na výstavbu větrných elektráren v Česku.⁵⁵ Elektřina z větru a slunce tak může být nejlevnější elektřinou na trhu.

49 Závazek 42,5 % vychází z evropské směrnice o obnovitelných zdrojích energie.

50 Česko v návrhu Národního klimaticko-energetického plánu ČR (NKEP) z října 2023 cílí na 30% podíl OZE, Evropská komise ve svém hodnocení doporučuje tento cíl zvýšit na 33 %, upravený návrh počítá s cílem 30,1 %.

51 Modernizační fond, Národní plán obnovy, výnosy z domácích aukcí emisních povolenek, fondy EU a další.

52 Dle studie Deloitte Rozvoj obnovitelných zdrojů do roku 2030 (květen 2023). Na důležitost rychlého rozvoje výroby obnovitelné elektřiny poukazuje i předchozí studie Fakt o klimatu a Frank Bold Rozvoj obnovitelné energie v Česku do roku 2030 pro posílení bezpečnosti a plnění klimatických cílů EU (březen 2023). Dlouhodobé souvislosti rozvoje obnovitelných zdrojů zkoumá studie Fakt o klimatu Cesty k čisté a levné elektřině v roce 2050 (červen 2024).

53 Směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2023/2413 ze dne 18. října 2023, kterou se mění směrnice (EU) 2018/2001, nařízení (EU) 2018/1999 a směrnice 98/70/ES, pokud jde o podporu energie z obnovitelných zdrojů, a ruší se směrnice Rady (EU) 2015/652.

54 Je třeba podle narůstajícího zájmu žadatelů postupně zvyšovat rozsah aukcí na podporu pomocí hodinových zelených bonusů, aby uspělo více projektů a současně aby v rámci aukcí fungovalo konkurenční tlak na co nejnižší nabídky. Tato forma podpory odpovídá výrovnávacímu režimu (v angličtině se obvykle nazývá *two-sided contract for difference*), kterým stát plánuje snížit riziko a tím i náklady na rozvoj nového Jaderného zdroje v Dukovanech.

55 Pro rok 2024 je v Německu horní limit aukcí pro provozní podporu nastaven na 73,5 €/MWh. Takové ceny dnes není v Česku možné dosáhnout, když se zde větrné elektrárny téměř nestaví. Pro dlouhodobě udržitelnou (a přibližně rozpočtově neutrální) veřejnou podporu je potřeba, aby aukční ceny v Česku klesly znatelně pod hranici 100 €/MWh.

Kromě systematické podpory rozvoje větrné energetiky je také potřeba **podporovat další rozvoj solární energetiky**. Pro urychlený a nákladově efektivní rozvoj bude potřeba v dalších letech pro velké solární instalace nahradit stávající investiční podporu dobře nastavenou podporou provozní.⁵⁶

Rozvoj fotovoltaiky v konečném důsledku povede k určité **kanibalizaci zisků**, tedy poklesu průměrné ceny, za kterou provozovatel fotovoltaické elektrárny vyrobenu elektřinu prodává. Podporu solární energetiky je tedy nutné dobře koordinovat s rozvojem flexibility a akumulace (viz Kapitola 5.2), které umožní lépe využívat přebytky solární elektřiny a tím opět mírně navýší její průměrné prodejní ceny. Zásadní je udržet provozní podporu pro FVE z dlouhodobého hlediska přibližně rozpočtově neutrální.⁵⁷ Stejně tak bude s dalším rozvojem instalací, technologickým vývojem a např. i upravenou tarifní strukturou třeba přehodnotit strategii a míru podpory pro malé solární zdroje.⁵⁸

REKAPITULACE DOPORUČENÍ:

1. Zjednodušit a **zrychlit povolovací procesy**, především pro větrnou energetiku (zavést akcelerační zóny, ale i zjednodušit povolování mimo ně).
2. Systematicky **podporovat rozvoj obnovitelných zdrojů** (formou s dlouhodobou předvídatelností, zahrnující pravidelný monitoring vývoje na trhu):
 - Nastartovat **rozvoj větrné energetiky** dobře nastavenou a efektivní podporou, která přiblíží náklady na výstavbu západní Evropě.
 - Pokračovat v **rozvoji solární energetiky** vhodně nastavenou provozní podporou místo stávající investiční podpory.

56 Investiční podpora nedokáže eliminovat investiční riziko, které souvisí s nejistým tempem rozvoje fotovoltaiky v rámci investičního horizontu takového projektu a tedy s nejistým vývojem na trhu s elektřinou, což celý projekt prodražuje. Provozní podpora je naprostě nutné nastavit v souladu s reformou trhu s elektřinou tak, aby neposilovala výskyt záporných cen elektřiny v časových úsecích, kdy se elektřiny vyrobí nadbytek.

57 Efekt snižování mezního přínosu FVE ukazuje studie Cesty k čisté a levné elektřině v roce 2050 (str. 28).

58 Malé zdroje jsou na jednotku vyroběné elektřiny ty nejdražší, což znamená, že rozvíjet pouze malé zdroje by bylo pro Česko poměrně drahé. Na druhou stranu ale malá střešní fotovoltaika dobře využívá stávající zástavbu a také posiluje zapojení obyvatelstva do modernizace energetiky a do komunitní energetiky. Je proto potřeba důkladně zvážit formu a cíle podpory, aby byla co nejefektivnější a vedla k celospolečenskému přínosu.

5.2 Rozvoj flexibility, akumulace a sítí

- ⊕ pomáhá integrovat solární a větrnou energii
- ⊕ snižuje výrobu z fosilních paliv a emise skleníkových plynů
- ⊕ posiluje konkurenci na trhu podpůrných služeb a tím snižuje náklady na stabilizaci soustavy

Rozvoj nové energetiky založené na výrazně větším podílu výroby ze slunce a větru neznamená jen urychlěně stavět tyto druhy elektráren. Vyžaduje to i spolupráci aktérů na několika úrovních – mj. poskytovatelů flexibility při využívání proměnlivé výroby z těchto zdrojů nebo provozovatelů elektřizační soustavy při připojování elektráren.

Zapojení akumulace a flexibility do podpory sítě a integrace obnovitelných zdrojů

Probíhající proměna mixu vyžaduje **chytré přístupy pro balancování soustavy**. Bude se totiž zvyšovat podíl větrných a fotovoltaických elektráren (s výrobou závislou na počasí) a současně bude ubývat kapacit ředitelných uhelných zdrojů, které v Česku poskytují část tzv. služeb výkonové rovnováhy.⁵⁹

- Prvním ze současných přístupů je **akumulace energie**, která je již dnes globálně nejrychleji rostoucí technologií v energetice.⁶⁰ Spolu s penetrací OZE roste i počet hodin s přebytkem levné elektřiny, a tedy i počet příležitostí, kdy bude ekonomicky výhodné nabíjet baterie, ohřívat zásobníky s vodou, případně vyrábět zelený vodík. Na druhou stranu při zdražující emisní povolence by rostl i počet hodin, kdy by bylo výhodné elektřinu z baterií prodávat nebo sdílet.
- Druhým vhodným přístupem je **nabízet flexibilitu spotřeby** na trhu. To znamená, že spotřebitelé mohou upravovat svou spotřebu na základě cenových signálů – např. nabíjet elektroauta, ohřívat teplou vodu nebo chladit průmyslová zařízení v době polední špičky, kdy výroba z fotovoltaiky významně snižuje ceny elektřiny. Spotřebitelé tak mohou ušetřit za silovou elektřinu a současně je možné **tuto flexibilitu agregovat** pro poskytování podpůrných služeb pro soustavu, posílit tak konkurenci v tomto segmentu a důsledku snižovat ceny za služby pro stabilizaci soustavy.

A nejde jen o podpůrné služby – **rozvoj akumulace a flexibility také umožní integrovat do sítě větší výkon větrné a solární energetiky**, tedy lépe ekonomicky využít nadbytků jejich výroby (a snižovat tak maření elektřiny a omezovat výskyt záporných cen na trhu).

Pro využití těchto chytrých řešení v praxi je nutné **dokončit legislativní proces lex OZE III** (novela energetického zákona zavádějící pravidla pro akumulaci, flexibilitu a aggregaci flexibility), ale také odstranit některé přetrávající bariéry pro maximální využití potenciálu.⁶¹

Posílení kapacit sítí

Pro spolehlivé připojení potřebného množství větrných a fotovoltaických elektráren do sítě je nutné dále **investovat do optimalizace i fyzického posilování přenosové i distribuční soustavy**. Na rozvoji sítí závisí i další elektrifikace dopravy, vytápění a průmyslu. V Česku jde o rozsáhlé soustavy (zhruba čtvrt milionu kilometrů vedení na různých hladinách napětí), proto by bylo jejich výrazné fyzické posílení v dalších dekádách velmi nákladné. Z tohoto důvodu je nutné hledat efektivní způsoby rozvoje s co nejnižšími náklady.

59 Statistiku aktuálních poskytovatelů služeb výkonové rovnováhy nabízí grafy od ČEPS, a. s. Podle MAF CZ 2022 se v období do roku 2035 počítá s nutným regulačním výkonem o velikosti 1,1 GW. Podle studie Nano Energies z roku 2022 lze v roce 2030 (ve středním scénáři) poskytovat až 4 GW regulační energie skrze akumulaci energie a aggregaci flexibility v průmyslu a domácnostech.

60 Dle reportu IEA, Batteries and Secure Energy Transitions, duben 2024.

61 V praxi to znamená například umožnit sdílení elektřiny ze samostatných baterií, které nesdílejí odběrné místo se zdrojem, či umožnit energetickým společenstvím poskytování podpůrných služeb i agregace flexibility.

V první řadě je třeba zaměřit pozornost na **posilování distribučních soustav**, ke kterým se připojuje většina budovaných obnovitelných zdrojů. Podle Národního akčního plánu pro chytré sítě (NAP SG) vyjdou opatření v oblasti automatizace, regulace napětí a řízení toků jalového výkonu mnohem levněji než fyzické posilování sítí. Softwarové řešení je klíčovým prvkem – distribuční soustavu lze přizpůsobit rychleji a levněji. Investice do fyzického posilování infrastruktury jsou však z dlouhodobého hlediska nevyhnutelné i kvůli postupující elektrifikaci vytápění, průmyslu a dopravy.

Z dlouhodobého hlediska je ovšem také důležité **posilování přenosové soustavy**, která umožňuje efektivně přenášet velké objemy elektřiny na větší vzdálenost, včetně importu a exportu elektřiny. Protože se v Česku i v Evropě proměnuje a bude dále proměňovat geografické rozložení výrobních zdrojů, vzorce v tocích elektřiny i celková spotřeba elektřiny, je třeba těmto proměnám přenosovou soustavu přizpůsobovat. Prvním krokem bude uvést Desetiletý plán rozvoje přenosové soustavy⁶² do souladu s aktualizovaným Národním klimaticko-energetickým plánem⁶³ (NKEP) tak, aby plán kapacity na připojení OZE a dalších nových zdrojů odpovídal cílům jejich rozvoje.

Kromě posílení kapacity sítí bude rovněž třeba zavést **spravedlivý a transparentní systém pro připojování k síti**. Důležité změny zde už přinesla novela energetického zákona (lex OZE II):

- Transparentní systém **bezplatného zobrazování kapacit připojení** (se všemi potřebnými technickými údaji, prostřednictvím webových stránek provozovatelů distribučních soustav).
- Omezení **spekulace s volnou kapacitou** (kdy bude mít provozovatel distribuční soustavy právo zrušit rezervaci, pokud žadatel neplní podmínky a termín připojení).

Kromě toho by bylo dobré zavést další mechanismy, které zvýší spravedlnost a transparentnost:

- Případný nedostatek kapacity či ohrožení spolehlivého a bezpečného provozu by měl provozovatel žadateli o připojení prokázat doložením základních podkladových dat a výpočtů.
- Na malé zdroje (s instalovaným výkonem 5–10 kW) by neměla být aplikována výjimka nedostatku kapacity v distribuční síti a měly by tak mít automatickou možnost připojení.⁶⁴

REKAPITULACE DOPORUČENÍ:

1. Nastavit provozovatelům distribučních soustav podmínky pro **urychlení investic do rozvoje sítí** a pro připojování obnovitelných zdrojů, především pro implementaci „softwarových“ řešení.
2. **Aktualizovat Desetiletý plán rozvoje přenosové soustavy** pro vyšší rozvoj OZE v Česku a v Evropě v souladu s návrhem aktualizace NKEP.
3. Dále posílit spravedlnost a **transparentnost připojování** obnovitelných zdrojů k sítím.
4. Urychlěně **dokončit legislativní proces lex OZE III** a finalizovat tak rámec pro akumulaci elektřiny a flexibilitu.

⁶² Aktuální verze z listopadu 2022 dává plán na roky 2023–2032.

⁶³ Aktualizace tohoto plánu v době zveřejnění této studie (v září 2024) stále nebyla schválena, technicky tedy prvním krokem je, aby česká vláda tento dokument schválila a potvrdila tak zvýšení ambicí Česka ohledně obnovitelných zdrojů energie (v návaznosti na vyšší evropské ambice a rychlý technologický vývoj na tomto poli).

⁶⁴ Nedostatečná kapacita v určité oblasti by mohla opravňovat k plošnému snížení podílu přetoků, což by motivovalo žadatele k optimalizaci spotřeby nebo akumulaci v rámci budovy (podíl přetoků by ale vždy měl být kladný, např. do poloviny instalovaného výkonu zdroje).

5.3 Rozvoj řiditelných zdrojů elektřiny

- ⊕ umožní postupně nahradit všechny české uhelné elektrárny i teplárny a tím snížit ceny elektřiny a tepla
- ⊕ zajistí výkonovou přiměřenost české soustavy i po odstavení uhelných zdrojů

Větrné a solární zdroje k sobě potřebují určitý řiditelný výkon, který je doplní v čase nízké výroby (např. při bezvětrném období v zimě). V současnosti má Česko (i celá Evropa) nadbytek řiditelného výkonu, odstavování uhelných elektráren a tepláren ale může tuto situaci rychle změnit.

Jako náhradu za uhelné zdroje tak Česko potřebuje nejen rozvíjet obnovitelné zdroje, akumulaci a flexibilitu spotřeby, ale také budovat nové řiditelné konvenční zdroje – takové, které dobře zapadají do fungování nové energetiky. V krátkodobém horizontu jde hlavně o vysoko účinné paroplynové teplárny a vysoko flexibilní špičkové plynové elektrárny. Je třeba mít na paměti, že zdroje na zemní plyn s sebou nesou stále poměrně vysoké emise skleníkových plynů, a podle toho k nim strategicky přistupovat (podrobněji viz otázka *A co klima? Dává vůbec smysl nahrazovat uhlí zemním plyнем?* v KAPITOLE 3).

Úspěšná transformace teplárenství

Transformace teplárenství je klíčovým krokem pro odklon české energetiky od uhlí ze dvou důvodů:

- Uhelné teplárny jsou v současné dekádě hlavním faktorem, proč se uhlí v energetice nadále využívá. I v teplárenství s rostoucí cenou povolenky klesá ekonomičnost provozu uhelných zdrojů, což motivuje jejich provozovatele k přechodu na levnější alternativy.
- Čistější teplárny nahradí jednak uhelné teplárny, jednak z části i uhelné elektrárny. Flexibilní kogenerace v teplárenství totiž je a v dalších letech nadále bude důležitá pro elektroenergetiku a pro pokryvání špiček ve spotřebě elektřiny.⁶⁵

Jako náhrada uhelných zdrojů v jednotlivých soustavách může sloužit kombinace následujících technologií: velká tepelná čerpadla, plynové kogenerační zdroje, krátkodobá akumulace tepla⁶⁶ a kogenerační zdroje na další paliva (tuhá biomasa, odpady, tuhá alternativní paliva).⁶⁷ Tepelná čerpadla jsou výhodná především v období přebytků elektřiny z obnovitelných zdrojů,⁶⁸ plynové zdroje jsou naopak výhodné pro zimní špičky spotřeby s nízkou výrobou fotovoltaických elektráren. Dalším zdrojem energie mohou být geotermální teplárny a výtopny.⁶⁹

Obzvláště pro menší teplárenské soustavy může být tato transformace obtížná z hlediska odborných kapacit a nedostatku času na přípravu. Proto by měl stát zajistit a podporovat síť poradenství pro transformaci takových soustav.

Z hlediska zdrojové přiměřenosti v elektroenergetice je klíčová výstavba kogeneračních zdrojů. Provozovatelé tepláren s investicemi do náhrady uhlí počítají a mnohé z projektů

65 Každá z teplárenských soustav totiž musí být mírně naddimenzovaná (pro případ nenadálého výpadku jednoho ze zdrojů tepla v soustavě) a současně mnohé teplárenské zdroje jsou schopny flexibilně upravovat poměr mezi vyráběným teplem a elektřinou. Navíc nové kogenerační zdroje velkých teplárenských soustav mohou být navrženy na větší výrobu elektřiny v poměru k vyrobenému teplu a dále tak nahrazovat uhelné elektrárny. Větší zaměření na výrobu elektřiny dává smysl ze dvou důvodů: (1) poptávka po teple bude v důsledku zlepšování kvality budov a pokračujících klimatických změn klesat a (2) naopak bude růst poptávka po elektřině v důsledku elektrifikace průmyslu, dopravy i chlazení a vytápění budov.

66 Tepelná akumulace je jednak nezbytná pro oddělení provozu kogeneračních zdrojů od poptávky po teple (ne vždy se kryje s poptávkou po elektřině), jednak v kombinaci s elektrokotli může poskytovat i zápornou regulační energii a napomáhat tak stabilitě sítě. Potenciál této kombinace technologií zkoumá zpráva *Potenciál technologie Power-to-Heat v teplárenství* Teplárenského sdružení ČR ze srpna 2021.

67 Dle studie ČVUT z roku 2022: Valentová M., Knápek J., Kubín A.: Dekarbonizace teplárenství: Strategický, regulační a technologicko-ekonomický rámec v České republice. O podobné sadě technologií uvažuje i novější studie Teplárenského sdružení ČR z roku 2024: Hájek M., Vecka J.: Projekt „Potenciál využití nízkoteplotních zdrojů tepla v soustavách zásobování tepelnou energií (SZTE) v ČR“ – Závěrečná zpráva z projektu – modelování využitelnosti nízkoteplotních zdrojů tepla v teplárenství. Podle této studie mohou velká tepelná čerpadla v roce 2030 dodat 6,1 PJ tepla (při spotřebě 0,5 TWh elektřiny).

68 K tomu je ale nutné usilovat o co nejnižší ceny elektřiny, včetně regulované složky ceny. Kromě důležité snahy o co nejnižší celkové náklady může hrát roli propisování spotových cenových signálů i do regulované složky.

69 Z geotermálních zdrojů by podle odhadu Komory OZE bylo možné do roku 2030 vyrábět až 6,5 PJ tepla ročně, v rámci až deseti malých tepláren (s průměrným instalovaným výkonem 40 MWh a 5 MW_e) a dvacetí výtopen (průměrně 10 MWt). Vyžadovalo by to ale podporu státu.

70 Do roku 2030 mají být například dokončeny paroplynové zdroje v Mělníce, Trmicích a Opatovicích, viz rozhovor s generálním ředitellem ČEZ, a. s., Danielem Benešem ze dne 7. listopadu 2023.

pro plynové kogenerační zdroje jsou již v pokročilé fázi příprav.⁷⁰ Výstavbu by navíc měla urychlit veřejná podpora pro vysokoúčinnou kombinovanou výrobu tepla a elektřiny. Po nedávném schválení notifikace u Evropské komise⁷¹ byla vyhlášena aukce, ve které se soutěží o provozní podporu na 15 let až pro 1 280 MW_e nového nebo modernizovaného výkonu. Aukce se uzavírá 20. září 2024 a nové zdroje mají být postaveny do konce roku 2029. Kogenerace bude podporována formou zeleného bonusu, který se každý rok vypočítá podle referenční ceny vydražené v aukci (s horním limitem 4 190 Kč/MWh) a na základě průměrné ceny zemního plynu, emisních povolenek i elektřiny. **Je důležité, aby se v těchto aukcích podařilo rychle vydražit dostatečný instalovaný výkon**, který pomůže posunout transformaci teplárenství vpřed a současně přinese potřebný ředitelný výkon pro elektroenergetiku.

BOX 2

Zajištění dostatku zemního plynu na výrobu elektřiny a tepla: energetické úspory

Česko potřebuje zajistit dostatek zemního plynu na výrobu tepla a na úrovni EU udělat vše proto, aby nemohlo dojít k dalšímu tak výraznému cenovému šoku jako v roce 2022. Kromě další diverzifikace zdrojů zemního plynu a zajištění dostatečné kapacity transportních cest a LNG terminálů jsou důležité také **energetické úspory**.

Podle provedeného modelování může do roku 2028 vzrůst spotřeba plynu na výrobu elektřiny a tepla zhruba o 15–18 TWh ročně. Tento nárůst lze kompenzovat nižším využitím zemního plynu v budovách (na vytápění, ohřev teplé vody a vaření).

V sektoru budov je tedy klíčové urychlit renovace a využívání moderních technologií. Z hlediska stavebních technologií, které jsou aktuálně dostupné, je významné snížení spotřeby energie na vytápění budov možné. Při ambiciozním tempu renovace budov lze do roku 2030 v Česku snížit celkovou spotřebu energie v budovách až o 100 PJ (tedy asi 27 TWh),⁷² což zhruba odpovídá celkové spotřebě zemního plynu v budovách v roce 2022⁷³ a také zmíněnému nárůstu spotřeby na výrobu elektřiny a tepla. Další snížení spotřeby zemního plynu v budovách přinese vyšší využití elektřiny a obnovitelné energie díky nasazení moderních úsporných technologií jako tepelných čerpadel, solárních kolektorů, kotlů na biomasu nebo indukčních vařičů. U tepelných čerpadel (a elektrokotlů) lze navíc využít flexibilitu jejich spotřeby na chytré řízení soustavy.

Zajištění špičkových zdrojů elektřiny

K obnovitelným zdrojům bude kromě vysoké účinné kogenerace potřeba doplnit i **špičkové zdroje elektřiny** s pružnou regulací výkonu. **Jde o důležité záložní zdroje** pro období s největší poptávkou po elektrině a současně s nízkou výrobou ze slunce a větru. Z celkového pohledu se to týká jen malé části roku a mnohdy jen krátkých úseků v délce pouhých několika hodin, nicméně může jít i o úseky dlouhé až týden nebo dva.⁷⁴ Pro vyrovnávání špiček je velmi důležitá **flexibilita spotřeby a krátkodobá akumulace elektřiny** (viz KAPITOLA 5.2), ale nelze na ni výhradně spoléhat.

Do určité míry bude nutné využívat i konvenční **špičkové plynové elektrárny**. Výhoda těchto elektráren spočívá hlavně v relativně nízkých investičních nákladech a nízkých fixních nákladech (např. oproti uhelným elektrárnám není potřeba udržovat těžbu velkolomu). Díky tomu jsou ekonomicky vhodné jako záložní zdroje s nízkým koeficientem využití.⁷⁵ V první, přechodné fázi půjde v případě těchto elektráren o spalování fosilního zemního plynu, později by měly přejít na zelené plyny (jako biometan nebo zelený vodík).

71 Výsledek notifikace shrnuje tisková zpráva na webu Evropské komise.

72 Podle dokumentu *Dlouhodobá strategie renovace budov v České republice*, Šance pro budovy, květen 2021.

73 Energetická bilance ČR, Český statistický úřad, Praha 2024.

74 Pro taková období se vžil německý pojem *Dunkelflaute*, což se dá volně přeložit jako temné bezvětrí.

75 Ani provozní náklady špičkových plynových zdrojů nejsou neúměrně vysoké – mají totiž zhruba poloviční emisní intenzitu oproti uhlí, tedy poloviční náklady na emisní povolenky.

K zajištění dostatečného množství špičkových zdrojů je nutné nastavit prostředí, v němž se investorům vyplatí takové zdroje budovat. Současné nastavení spotového trhu s elektřinou totiž nenahrává investicím do špičkových zdrojů, které jako závěrné zdroje nemohou z tržeb na burze snadno pokrýt své investiční náklady.⁷⁶ Napříč Evropou se proto používá celá škála mechanismů, které pomáhají rozvoj špičkových zdrojů financovat.

Česko by mělo zavést:

- **aukční kapacitní mechanismy** dle evropského nařízení 2019/943 o vnitřním trhu s elektřinou,⁷⁷ nebo
- **nějakou formu mechanismu „scarcity pricing“** (který může mít oproti kapacitním mechanismům řadu výhod),⁷⁸

případně oba přístupy vhodně zkombinovat.

Je důležité, aby byl takový zásah dostatečně **technologicky neutrální** (tedy umožňoval budovat pestrý mix flexibilních „zdrojů“ zahrnujících kromě konvenčních špičkových elektráren také agregaci flexibility a akumulaci) a aby umožňoval **využít budoucí technologický vývoj** (tedy aby na dalších 15 let Česko nezavázal k technologickým řešením z roku 2024). Česko by se při zajištění špičkových zdrojů mělo inspirovat zkušenostmi a odbornými diskuzemi v dalších evropských zemích. Např. Německo nedávno vydalo návrh na reformu vlastního trhu s elektřinou,⁷⁹ ve kterém se přiklánil ke kombinaci několika forem decentralizovaných a centralizovaných kapacitních mechanismů.

Každá taková změna nastavení trhu s elektřinou musí projít notifikací u Evropské komise, která může trvat dlouho, proto je třeba začít jednat včas. Pokud Česko zvolí vyckávací taktiku bez jakéhokoliv zásahu, po ukončení výroby elektřiny z uhlí **mohou hrozit problémy se zdrojovou přiměřeností**.

REKAPITULACE DOPORUČENÍ:

1. Postavit pro Česko nutný výkon **vysoce účinné kogenerace**, ideálně s vyšším poměrem výroby elektřiny oproti výrobě tepla.
2. Systematicky podporovat **co nejvyšší využití OZE a moderních technologií v teplárenství** (konvertovat stávající parní soustavy na využití nízkoteplotních zdrojů tepla, využívat velká tepelná čerpadla, geotermální zdroje i akumulaci přebytků z OZE do tepla).
3. Nastavit systém podporovaného **poradenství pro transformaci menších teplárenských soustav**.
4. Nastavit prostředí pro investice do **technologicky pestré škály špičkových zdrojů elektřiny** (např. kapacitními mechanismy nebo formou *scarcity pricingu*).

76 Závěrné zdroje na burze pokryjí jen své provozní náklady (tedy hlavně náklady na palivo a emisní povolenky). Situace, kdy takový zdroj na burze utříží výrazně více, než kolik jsou jeho provozní náklady, jsou vzácné, značně nepředvídatelné a často v součtu nedostatečné pro pokrytí počátečních investic. V angličtině se tento fenomén nazývá *missing money problem* (viz např. tento článek). Pro motivačí investorů a adekvátní snížení jejich rizika je tak třeba, aby tyto zdroje vydělávaly i dalšími mechanismy. Jedním z těchto (v Česku fungujících) mechanismů je poskytování služeb výkonové rovnováhy, což ale nestačí pro dostatečnou zdrojovou přiměřenost.

77 Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/943 ze dne 5. června 2019 o vnitřním trhu s elektřinou. Evropská pravidla stanovují emisní limit 550 g CO₂eq/kWh. Ten umožňuje podporovat špičkové zdroje na zemní plyn, na rozdíl od spalování uhlí, které fyzikálně nemůže této emisní intenzitě dosáhnout. Zároveň podle tohoto nařízení musí být podmínkou kapacitních mechanismů plná přípravenost zdrojů na postupný přechod ze zemního plynu na plyny dekarbonizované, typicky biometan či zelený vodík.

78 Jde například o *reserve scarcity pricing* nebo *administrative reserve scarcity pricing*. Tento přístup je v nějaké podobě aplikován v Irsku, Velké Británii, Itálii a uvažuje se o něm v Belgii, Švédsku a Polsku (jako požadavek Evropské komise pro schválení kapacitních mechanismů). Kapacitní mechanismy a *scarcity pricing* srovnává např. <https://blueprint.raponline.org/deep-dive/capacity-remuneration-mechanisms/> nebo <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0957178722001527>.

79 Jde o návrh od německého ministerstva pro hospodářství a klima (BMWK) určený k široké odborné konzultaci.

5.4 Dočasné udržení uhelné energetiky v provozu

- ⊕ **zajistí spolehlivá a cenově dostupné dodávky elektřiny a tepla v průběhu odklonu energetiky od uhlí**

Udržení nutných uhelných tepláren v provozu

I při maximálním možném tempu modernizace **není možné uhelné teplárny do roku 2028 plně nahradit**. V Česku je v provozu několik set soustav CZT a termín úplného odchodu od uhlí bude záležet na tom, dokdy se stihne postavit dostatek náhradních zdrojů.⁸⁰ Podle zpráv z médií i odborných studií by úplná náhrada uhlí v teplárenství měla být možná do roku 2030, avšak tento termín by mohlo ještě mnoho faktorů ohrozit (např. geopolitická nestabilita či dostupnost technologií).⁸¹

Do té doby musí potřebné uhelné teplárny zůstat v provozu. Nejde jen o přísně regulovanou a sociálně citlivou dodávku tepla (kde má v případě krizové situace Energetický regulační úřad ze zákona dokonce možnost nařídit pokračování provozu⁸²) – tyto teplárny jsou podle provedeného modelování zatím nutné i pro elektroenergetiku, aby mohly být zajištěny dodávky elektřiny.

Kvůli teplárnám tak musí po přechodnou dobu v omezené míře pokračovat i těžba uhlí. Podle dostupných informací může většinu tepláren zásobovat jediný velkolom Bílina, kde ČEZ, a. s., v tuto chvíli počítá s těžbou do roku 2030.⁸³ U dalších tepláren (včetně těch průmyslových, na nichž závisí průmyslová produkce) ovšem není úplně přehledná situace. Uhlí z různých lomů má různé technické parametry a není tak samozřejmé, zda by všechny teplárny mohly pokračovat v provozu na uhlí z Bíliny (příp. s jakými dodatečnými náklady). Proto stát potřebuje **rychlé a transparentní zmapování**, jaké dopady by mělo uzavření ostatních lomů dříve, např. už před rokem 2028.

BOX 3

Provoz uhelných lomů v době klesající těžby

Provoz uhelného velkolomu je specifický vysokými fixními náklady a relativně nízkými variabilními náklady. Pro nízké celkové náklady na vytěženou tunu uhlí je proto důležité těžit velké množství. V situaci transformace sektoru (a tedy klesajícího odběru uhlí) to znamená, že náklady na tunu uhlí budou stoupat. To ještě více snižuje rentabilitu využití takového uhlí a může vést k dalšímu snížení odběru. Celý tento cyklus nevyhnutelně vede k vysokým ztrátám nebo k uzavření lomu.

Ekonomice těžby by tedy pomohla koncentrace zbývajícího odběru do co nejmenšího počtu lomů. I kdyby se však podařilo zbývající těžbu koncentrovat do jediného velkolomu brzy, efekt klesající těžby v posledních letech útlumu dopadne i na tento zbývající lom.

Ze sociálního hlediska stát potřebuje bezpečný útlum těžby, tedy pokračovat v těžbě i kvůli menšímu zbývajícímu odběru, dokud nebude technicky možné ve zbývajících teplárnách tento odběr uhlí nahradit. Nelze ovšem očekávat, že by soukromý vlastník lomu doplácel na výrazně ztrátovou těžbu jen proto, aby transformace od uhlí byla dokončena sociálně citlivě.

Určitou krizovou možností by tak v případě nutnosti mohl být významný vstup státu do těžby nebo dokonce plné převzetí těžby. Stát by tak řídil závěrečnou fázi útlumu těžby a část souvisejících ztrát kryl na veřejné náklady. Stát totiž může mít jiná kritéria než komerční subjekt – zajistit stabilitu a předvídatelnost transformace, příp. minimalizovat množství vytěženého uhlí. Zatím je s touto finální fází spojeno mnoho rizik a nejasností (včetně celkových nákladů takového státního zásahu a také slučitelnosti s evropským právem), bylo by ale vhodné je prozkoumat předem, ne až v situaci případné náhlé krize.

80 V některých menších soustavách (nebo částech větších soustav) nemusí být CZT v nových podmínkách ekonomicky udržitelné, a může v nich tak dojít k (částečné) decentralizaci. Je ovšem nutné, aby byl takový proces řízený, ohlášený s dostatečným předstihem a probíhal sociálně citlivě a s asistenčními místními samosprávami.

81 Viz např. ČT24 nebo studie Fakulty elektrotechnické ČVUT.

82 Dle zákona č. 458/2000 Sb. (energetický zákon), § 12, odst. 2: „V případě naléhavé potřeby a ve veřejném zájmu vzniká držitel licence na výrobu nebo rozvod tepelné energie povinnost poskytovat dodávky nad rámec licence na základě rozhodnutí Energetického regulačního úřadu.“

83 Např. dle zprávy na ČT24 z června 2024 případně i déle, pokud se transformace napojených tepláren zpozdí.

Nouzová legislativní opatření pro udržení uhelných elektráren nejsou potřeba

Zvláštní nouzová opatření (ve formě veřejné podpory) **pro udržení uhelných elektráren v provozu nejsou nutná**. Potřebný výkon uhelných elektráren se totiž z technických důvodů udrží kvůli těžbě nutné pro uhelné teplárny. Ty je nezbytné dočasně udržet v provozu (viz argumenty výše), což bude nejspíše vyžadovat alespoň těžbu na lomu Bílina. S udržením uhelných tepláren v chodu je spojen také celý problém **krátkodobé výkonové přiměřenosti**. S pokračováním těžby uhlí (nejspíše na lomu Bílina) totiž souvisí i nutnost nadále provozovat elektrárnu, která bude spalovat málo výhřevnou část zde těženého uhlí, jež nelze spalovat ve teplárnách. A to i v případě, že takové spalování povede k provozní ztrátě. Nejhodnější k tomu je u velkolomu umístěná elektrárna Ledvice o výkonu 660 MW_e.⁸⁴

Diskutovaná veřejná podpora uhelných elektráren tak není potřeba (ať už ve formě kapacitních plateb nebo dokonce ve formě provozní podpory). Kromě toho **by byla v rozporu s evropským právem**. Obecně je totiž zakázána podpora narušující hospodářskou soutěž⁸⁵ a konkrétně nařízení o vnitřním trhu s elektřinou⁸⁶ nastavuje pravidla pro zajištění zdrojové přiměřenosti, která musí zachovávat tržní principy a směřovat k větší integraci evropského trhu. Toto nařízení stanovuje horní limit emisní intenzity pro výrobu elektřiny, 550 g CO₂eq/kWh, který uhelné elektrárny bez technologie zachytávání uhlíku nemohou splnit, zato elektrárny na zemní plyn ano.⁸⁷

Jediná přijatelná forma nouzového opatření by tak mohla směřovat k **zajištění** výše uvedeného (příp. jakéhokoliv jiného technicky a ekonomicky přijatelného) **scénáře těžby nutného uhlí pro teplárny**, pokud by se ukázalo, že soukromí vlastníci lomů žádný přijatelný scénář nejsou schopni zajistit.

REKAPITULACE DOPORUČENÍ:

1. Dočasně **udržet v provozu uhelné teplárny** a k tomu nutnou těžbu uhlí, dokud se nepostaví náhradní zdroje.
2. **Zmapovat scénáře** transformace jednotlivých uhelných tepláren a uzavírání jednotlivých uhelných lomů. Vytvořit **koordinační platformu** pro konec uhlí.
3. Nastavit **regulační mechanismy**, které umožní z hlediska celkových nákladů co nejfektivnější alokaci potřebné těžby uhlí.

⁸⁴ V nových podmínkách na trhu může být ekonomicky výhodnější soustředit výrobu do zimní poloviny roku s dražší elektřinou na burze. To by tak mohlo vést k rozložení spalování na více zdrojů (např. využít i jeden blok 250 MW_e elektrárny Prunéřov), což by pak dohromady poskytlo instalovaný výkon dostatečný pro zdrojovou přiměřenost do roku 2030 i pro případ pomalejšího rozvoje energetiky.

⁸⁵ Viz článek 107 Smlouvy o fungování Evropské unie.

⁸⁶ Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/943 ze dne 5. června 2019 o vnitřním trhu s elektřinou, čl. 20 a 22.

⁸⁷ Místo tohoto omezení lze pro existující uhelné zdroje aplikovat omezení nejvýše 350 kg CO₂eq/kW_e/rok. To však silně limituje možný počet provozních hodin, a tedy opět zhoršuje ekonomickou situaci zdroje.

BOX 4

Zajistit výrobní soběstačnost provozní podporou uhlí by bylo neúměrně drahé

Jak ukazuje text výše, kapacitní platby pro uhelné elektrárny nejsou potřeba, protože dostatečný výkon velmi pravděpodobně zůstane v provozu bez jakékoliv podpory.

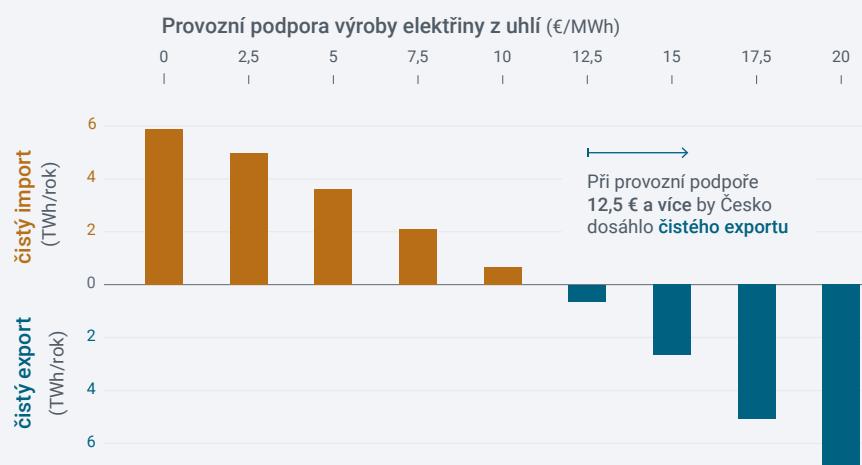
Pro některé účastníky veřejné diskuze je těžko přijatelná představa Česka jako čistého dovozce elektřiny. Proto se občas objevují myšlenky na **provozní podporu, tedy dotování výroby elektřiny z uhlí**, což by zajistilo vyrovnanou dovozní bilanci. Celé to však nedává příliš smysl, protože jde o zvýhodňování výroby z uhlí oproti levnějším (zahraničním) zdrojům elektřiny, které by zaplatili spotřebitelé elektřiny. Navíc by i tato forma podpory byla v rozporu s evropským právem. Přesto je zajímavé prozkoumat, kolik by Česko taková výrobní soběstačnost stála.

Výrobní soběstačnost dosažená podporou uhlí by byla nesmyslně drahá, navíc by vedla ke zbytečným emisím skleníkových plynů, prachových částic a dalších znečišťujících látek. Tato dočasná provozní podpora by musela dosahovat **nejméně 6 mld. Kč ročně.⁸⁸** Pro lepší představu: tato částka odpovídá 600 Kč na každého obyvatele ČR za rok (tedy na čtyřčlennou rodinu je to 2 400 Kč ročně).

OBRÁZEK 18:

Výrobní soběstačnost ČR by vyžadovala provozní podporu uhlí okolo 12 €/MWh

Provozní podpora zvýhodňuje výrobu z uhlí oproti levnějšímu dovozu, čímž čistý import elektřiny snižuje



Dotovaná výroba elektřiny z uhlí

Provozní podpora (€/MWh)	0,0	2,5	5,0	7,5	10,0	12,5	15,0	17,5	20,0
Roční výroba (TWh)	× 8,7	9,9	12,1	15,0	17,1	20,2	23,7	26,5	28,9
Veřejné náklady (mld. Kč ročně)	= 0,0	0,6	1,5	2,8	4,3	6,3	8,9	11,6	14,5

Jak ukazují výstupy z provedeného modelování, **mnohem efektivnější cestou ke snížení dovozu elektřiny je urychlený rozvoj moderních a provozně levnějších zdrojů elektřiny** (větrných a solárních elektráren) a vysoce účinné plynové kogenerace v teplárenství.

⁸⁸ Tento odhad je založen na analýze vycházející ze scénáře Pomalejší rozvoj, kde jsou pro různé úrovně provozní podpory sníženy náklady na výrobu elektřiny v každém typu uhelného zdroje o takovou provozní podporu. Importní nezávislosti Česko dosahuje okolo úrovně podpory 12 €/MWh, při roční výrobě 20 TWh elektřiny z uhelných zdrojů. To znamená roční podporu ve výši 240 mil. €, tedy zhruba 6 mld. Kč.

Příloha A

Metodologie a technické parametry

Následující sekce podrobněji popisuje použitý model a jeho vstupní parametry:

- Instalované výkony jednotlivých typů zdrojů v Česku v modelovaných scénářích
- Topologii sítě, včetně kapacit interkonektorů
- Cenové parametry jednotlivých typů zdrojů a paliv
- Proces optimalizace instalovaného výkonu a výroby
- Algoritmus pro odhad spotových cen
- Seznam zdrojů, ze kterých studie čerpá vstupní data a parametry

Instalované výkony

TABULKA 4

Předpokládané instalované výkony (v MW_e netto) jednotlivých typů zdrojů elektřiny v české soustavě v modelovaných scénářích

Instalované výkony uhlínských zdrojů podléhají optimalizaci a udávané kapacity jsou maximální povolené.

Scénář →	Levnější/Dražší povolenka 2025	Pomalejší rozvoj 2028	Rychlejší rozvoj 2028			
Intermitentní obnovitelné zdroje						
Fotovoltaické elektrárny	3 500 ⁸⁹	7 000	10 100			
Větrné elektrárny	340	500	800			
Jádro						
Jaderné elektrárny	4 047	4 047	4 047			
Flexibilní zdroje						
Černé uhlí, elektrárny (max.)	528	528	528			
Černé uhlí, teplárny (max.)	327	327	327			
Hnědé uhlí, elektrárny (max.)	3 476	3 476	3 476			
Hnědé uhlí, teplárny (max.)	2 886	2 886	2 886			
Paroplynové elektrárny	823	823	823			
Paroplynové teplárny	760	1 005	1 250			
Plynové elektrárny (OCGT)	128	128	128			
Spalovací motory, teplárny	367	553	832			
Bioplyn, elektrárny	372	372	372			
Biomasa, teplárny	177	279	372			
Vodní elektrárny	432	432	432			
Akumulace a flexibilita poptávky kapacita v GWh						
Přečerpávací vodní elektrárny	6, 0 GWh	1 158	6, 6 GWh	1 250	6, 6 GWh	1 250
Akumulační vodní nádrže	2, 5 GWh	698	1, 9 GWh	518	1, 9 GWh	518
Baterie ⁹⁰	0, 05 GWh	43	0, 2 GWh	100	0, 6 GWh	300
Flexibilita poptávky (DSR)		0		0		0

89 Jedná se o poměrně konzervativní odhad. Podle poslední Zprávy o provozu elektrizační soustavy dosahoval už na konci roku 2023 instalovaný výkon ve fotovoltaice 3,27 GW_e. V červenci roku 2024 podle Seznam Zpráv dokonce dosáhl 3,9 GW_e.

90 Jedná se o odhad kapacity velkých grid-scale baterií, které se chovají tržně (tj. reagují na spotové ceny elektřiny) nebo poskytují služby výkonové rovnováhy. Uvedená kapacita a model tedy nezahrnuje domácí baterie, které jsou typicky napojeny na střešní fotovoltaiku a které běžně neobchodusí na spotovém trhu. Kapacita domácích instalací v Česku podle zprávy asociace SolarPower Europe v roce 2024 přesáhne 1 GWh.

Instalované výkony jednotlivých typů zdrojů ve studii pocházejí ze tří pramenů:

- Instalované výkony v Česku jsou definovány na základě kvalifikovaného odhadu a veřejně dostupných informací (např. ERÚ, ČEPS, tiskové zprávy pro ohlášené projekty apod.) dle konkrétního scénáře, viz **TABULKA 4** níže.
- Instalované výkony v ostatních evropských státech vycházejí z veřejného datasetu [PEMMDB pro ERAA 2023](#) pro cílové roky 2025 (scénáře Levnější a Dražší povolenka) a 2028 (scénáře Pomalejší a Rychlejší rozvoj). Jedná se o odhady budoucího stavu dodané provozovateli dotčených přenosových soustav ke konci roku 2022 – reálné kapacity se mohou vyvíjet značně odlišně. Nejistotu v budoucím vývoji nebude model v potaz, proto mohou kvantitativní souhrnné výsledky pro Českou soustavu uvedené ve studii být v realitě odlišné.
- Veřejná část datasetu PEMMDB nerozlišuje účinnost uhelných elektráren, proto jsou pro zpřesnění modelu uhelné kapacity v blízkých zemích (Německo, Nizozemsko a Polsko) rozdeleny na středně (40 %, zpravidla podkritické) a více (43 %, zpravidla nadkritické) efektivní – přibližně v poměru, který by měl odpovídat faktickému stavu k roku 2023 (podle databáze [Global Coal Plant Tracker](#)).

Úprava na čistý instalovaný výkon

Pro účely modelování byl maximální instalovaný výkon ředitelných zdrojů v Česku snížen oproti běžně udávanému hrubému výkonu, a to ve dvou krocích:

- Na základě veřejně dostupných informací a zpráv o provozním stavu některých uhelných elektráren a tepláren, případně o jejich nahradě jinými zdroji nebo změně paliv, byl snížen instalovaný výkon uhelných zdrojů z 8,68 GW_e na 8,20 GW_e.
- Dále byl instalovaný výkon všech ředitelných zdrojů očištěn přibližně o technologickou vlastní spotřebu na čistý výkon, který by elektrárna či teplárna měla být reálně schopna dodat do sítě. Na základě statistik ERÚ (o technologické vlastní spotřebě na výrobu elektřiny a tepla) je hrubý elektrický výkon parních elektráren snížen o 12 %, v případě plynových a spalovacích o 7 %, u paroplynových o 2 %. Pro uhelné zdroje to znamená snížení celkového výkonu na 7,22 GW_e a u zdrojů na zemní plyn na 2,08 GW_e (ve scénářích Levnější a Dražší povolenka).

Topologie sítě

Interkonektory jsou modelovány zjednodušeně metodou *net transfer capacities* (NTC) a jejich kapacity pocházejí opět z datasetu PEMMDB pro cílové roky 2025 a 2028. Celá soustava obsahuje 32 uzelů a 67 hran odpovídajících 32 evropským zemím a propojením mezi nimi. Ztráty na interkonektorech jsou vypočítány zjednodušeně a zvyšují se úměrně vzdálenosti hlavních měst sousedních států.

Cenové parametry

TABULKA 5 na další straně shrnuje předpokládané ceny paliv a emisní povolenky v uvažovaných scénářích. Cena emisní povolenky ve scénáři Levnější povolenka přibližně odpovídá průměrné ceně za rok 2023. Ceny paliv jsou udávány v jednotkách euro na MWh výhřevnosti (angl. *lower heating value*, LHV), tj. kolik stojí takové množství paliva, jehož spálením by se uvolnila 1 MWh (= 3,6 GJ) energie.

Odhad cen černého uhlí a zemního plynu je založen na průměrných cenách futures s doáním v roce 2025 v průběhu června 2024. (U černého uhlí se jedná o futures produktu *API2 Rotterdam*, u zemního plynu *Dutch TTF*.) Ceny hnědého uhlí model uvažuje podle metodologie ENTSO-E [TYNDP 2022 Scenario Building Guidelines](#):

- 5,04 €/MWh pro Bulharsko, Česko a Severní Makedonii
- 6,48 €/MWh pro Bosnu a Hercegovinu, Černou Horu, Irsko, Německo, Polsko, Slovensko, Srbsko a Velkou Británii
- 8,53 €/MWh pro Maďarsko, Rumunsko a Slovinsko
- 11,16 €/MWh pro Řecko

TABULKA 5
Předpokládané ceny vstupů pro výrobu elektřiny a tepla

Scénář → Vstup ↓	Jednotka	Levnější povolenka	Dražší povolenka	Pomalejší/ Rychlejší rozvoj
Emisní povolenka	€/t CO ₂ eq	60	100	100
Biomasa a bioplyn	€/MWh	18	18	18
Černé uhlí	€/MWh	14,7	14,7	14,7
Hnědé uhlí	€/MWh	viz výše	viz výše	viz výše
Jaderné palivo	€/MWh	9	9	9
Zemní plyn	€/MWh	35	35	35

TABULKA 6 shrnuje další provozní náklady a emisní intenzity jednotlivých typů zdrojů. Tyto parametry jsou stejné napříč všemi scénáři.

TABULKA 6
Předpokládané náklady a měrné emise pro výrobu elektřiny

Zdroj	Fixní O & M (€/kW _e)	Variabilní O & M (€/MWhe)	Měrné emise (kg CO ₂ eq/MWhe)	Omezení
Intermitentní obnovitelné zdroje				
Fotovoltaické elektrárny	12	0	0	
Větrné elektrárny, onshore	35	0	0	
Větrné elektrárny, offshore	65	0	0	
Jádro				
Jaderné elektrárny	100	10	0	Fixní profil výroby podle historických dat, vč. odstávek
Flexibilní zdroje				
Černé uhlí, el. i teplárny	80	5	787 / 846 / 940 ⁹¹	Max. 85% využití
Hnědé uhlí, el. i teplárny	80	5	930 / 1 000 / 1 111 ⁹²	Max. 85% využití
Paroplynové elektrárny	15	4	393	Max. 85% využití
Paroplynové teplárny	30	4	393	Max. 85% využití
Plynové elektrárny (OCGT)	20	4	550	Max. 85% využití
Spalovací motory, teplárny	9,8	5,4	550	Max. 85% využití
Bioplyn, elektrárny	40	10	0	Max. 80% využití
Biomasa, teplárny	40	10	0	Max. 80% využití
Vodní elektrárny	15	4	0	Výroba omezena přítoky podle PECD
Akumulace a flexibilita				
Přečerpávací vodní elektrárny a akumulační vodní nádrže	15	4	0	
Baterie	8	2	0	
DSR	0	2 000	0	

91,92 Emisní intenzita výroby elektřiny závisí na účinnosti elektrárny. Uvedené hodnoty platí pro méně účinné (elektrická efektivita 36 %), středně účinné (40 %), resp. nejúčinnější (43 %) uhelné zdroje.

Investiční náklady zde z povahy modelu nejsou uvedeny (kromě uhelných zdrojů jsou pevně stanoveny a nepodléhají optimalizaci). Pro účely optimalizace instalovaného výkonu v první fázi modelu (viz níže) jsou investiční náklady u uhelných elektráren nastaveny na nulu (neboť se nepředpokládají významné investice do prodlužování jejich provozu) a u uhelných tepláren na 300 €/kW_e (předpokládají se minimální investice nutné na udržení provozu). Toto kritérium zároveň zajišťuje, že uhelné elektrárny, jež jsou jinak v porovnání s některými jinými ředitelnými zdroji kapitálově náročnější, nejsou oproti ostatním zdrojům znevýhodněny, a nejsou tak modelem uzavírány pouze v důsledku vyšších kapitálových nákladů.

Optimalizace

Optimalizace probíhá ve dvou fázích:

1. **Stanovení instalovaného výkonu uhelných zdrojů.** Výsledkem první fáze jsou instalované výkony jednotlivých typů uhelných elektráren. Jinými slovy: v první fázi model určuje, kolik uhelných zdrojů je možné odstavit (při započtení potřebné výkonové rezervy a při pesimistickém počasí, tj. v roce s tuhou zimou a nižší potenciálem OZE).
2. **Optimalizace provozu soustavy s omezenými uhelnými zdroji** napříč pěti vybranými roky počasí. Pro druhou fázi jsou instalované výkony uhelných zdrojů fixovány dle výsledků první fáze a nejsou už dále optimalizovány. V této fázi tedy model pouze optimalizuje řízení soustavy (minimalizuje provozní náklady). Pro tuto fázi už není použito ani plošné navýšení spotřeby, omezení výkonu vodních elektráren, ani pesimistický rok počasí.

Pro optimalizaci sestaveného lineárního problému byl použit solver ↗Mosek (verze 10. 2).

Následující podsekce podrobněji popisují další tři aspekty modelu: modelování rezervních kapacit, modelování teplárenství a výběr klimatických roků.

Rezervní kapacity

Model bere v úvahu pouze tržní část výroby a spotřeby elektřiny, podpůrné služby (zejména SVR) tedy explicitně nezahrnuje. V první fázi modelu (při optimalizaci uhelného instalovaného výkonu) se ovšem vyrovávací rezervy modelují implicitně: Dle metodologie ERAA se na základě dat v PEMMDB plošně navýší zatížení a/nebo omezí dostupný výkon vodních elektráren. (Konkrétně v Česku jde o snížení dostupného výkonu vodních elektráren o 300 MW.)

Tento přístup má své omezení v tom, že při optimalizaci ve druhé fázi je pro pokrytí spotřeby elektřiny dostupný celý výkon i těch zdrojů, které by jinak mohly být potřeba pro stabilizaci soustavy.

Teplárenství

Studie modeluje spotřebu tepla zjednodušeně a pouze v Česku. Flexibilní zdroje jsou rozděleny do tří kategorií podle své schopnosti dodávat teplo:

1. zdroje bez odběru tepla vyrábějící pouze elektřinu,
2. *must-run* zdroje, jejichž výroba elektřiny je přímo úměrná dodávkám tepla (zjednodušeně protitlaká odběrová turbína),
3. zdroje s flexibilní výrobou elektřiny (zjednodušeně odběrová kondenzační turbína nebo rekuperace odpadního tepla u spalovacích motorů).

Profil spotřeby tepla je určen následujícím způsobem: během topné sezóny je spotřeba nepřímo úměrná teplotě vzduchu v danou hodinu, mimo topnou sezónu je spotřeba v každou hodinu konstantní. Úroveň spotřeby je přepočítána na základě historických dat ERÚ.

Klimatické roky

Pro zvýšení robustnosti analýz zachycujících nejrůznější podmínky bylo zvoleno pět různých klimatických let z databáze PECD, které určují hodinovou výrobu z obnovitelných zdrojů (z větrných a fotovoltaických elektráren, přítoky vodních elektráren) a spotřebu elektřiny:

- 1985 (tuhá zima na začátku roku, tento rok se používá i pro optimalizaci instalovaného výkonu)
- 1989 (sucha v částech Evropy a snížená možnost výroby z vodních elektráren)
- 2008 (rok s dobrými podmínkami pro výrobu z OZE)
- 2009 (relativně „průměrný“ rok z hlediska výroby i spotřeby)
- 2014 (rok, který má v datasetu nejnižší spotřebu elektřiny)

Odhad spotových cen

Algoritmus pro odhad spotových cen pracuje se zjednodušeným modelem propojení trhů a je založen na výpočtu mezních nákladů závěrného zdroje. Odhad cen probíhá ve dvou krocích, pro každou hodinu roku zvlášť, na základě dat vypočítaných optimalizací:

1. Podle výroby v danou hodinu v dané zemi se sestaví seznam zdrojů (tzv. *merit order*, včetně importu), které jsou potřeba pro pokrytí spotřeby (včetně exportu). Za spotovou cenu se určí mezní náklady nejdražšího zdroje (případně maximum cen v zemích, ze kterých se importuje, pokud je toto maximum vyšší). U větrných, fotovoltaických a říčních vodních (*run-of-river*) elektráren se předpokládá nulová nabídková cena. Pokud tedy dochází k maření elektřiny z těchto zdrojů, je spotová cena rovna 0 €/MWh. (Algoritmus nedokáže odhadnout náklady maření.)
2. Ve druhém kroku se odhad spotové ceny navýší, pokud dochází k nabíjení akumulace (přečerpávacích vodních elektráren, akumulačních nádrží či baterií).

Tento algoritmus zjednodušuje komplexní tržní procesy, a má tak několik zjevných nedostatků, mimo jiné:

1. Model nemá k dispozici podrobné parametry jednotlivých elektráren, a simulovaný merit order je tak velmi zjednodušený.
2. Algoritmus nedokáže simulovat záporné ceny elektřiny. Odhady průměrných cen jsou tak pravděpodobně vyšší, než by mohly být v realitě nebo ve složitějším modelu.
3. Algoritmus nezachycuje elasticitu v poptávce (kromě zjednodušené DSR, viz výše). Také nezachycuje poptávku ze strany akumulace. (Nabíjení a vybíjení akumulace se optimalizuje tak, aby se minimalizovaly celkové systémové náklady, nikoliv aby se maximalizovaly zisky provozovatelů. V případě ideálního, efektivního trhu jsou si však tato dvě kritéria blízko.)

Zdroje dat a zdrojový kód

Vstupní parametry, časové řady a další data jsou čerpány z veřejně dostupných zdrojů:

- Instalované výkony napříč Evropou, kapacity rezerv, topologie soustavy a kapacity interkonektorů vycházejí z datasetů *PEMMDB Generation a Net Transfer Capacities* pro ERAA 2023 z webu ENTSO-E.
- Instalované výkony a souhrnná výroba elektriny a tepla v Česku vycházejí ze zpráv ERAA 2023 z *Energetického regulačního úřadu*.
- Profily spotřeby, výroby z obnovitelných zdrojů (fotovoltaických a větrných elektráren) a přítoky vodních nádrží a elektráren v jednotlivých státech vycházejí z datasetu PECD 2023.2, taktéž ve verzi pro ERAA 2023.
- Hodnoty pro denní teploty ve stanici Brno-Tuřany (pro odhad spotřeby tepla) vycházejí z *historických časových řad od ČHMÚ*.
- Nákladové parametry většiny zdrojů jsou z *katalogu Dánské energetické agentury* a reportu *World Energy Outlook 2023* Mezinárodní energetické agentury (IEA).
- Parametry teplárenských zdrojů (typ paliva, typ turbíny, instalovaný výkon apod.) a plánované budoucí kapacity zdrojů v české soustavě pocházejí z veřejně dostupných tiskových zpráv.

Zdrojový kód použitého modelu je pod podmínkami open-source licence *Apache 2.0* veřejně k dispozici v *repozitáři na webu GitHub*. Repozitář obsahuje i podkladová data a vybrané výstupy modelu.

