



Cesty k čisté a levné elektřině v roce 2050

Jakou roli v dlouhodobém rozvoji
elektroenergetiky hraje
rozvoj jaderné energetiky?



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.

Cesty k čisté a levné elektřině v roce 2050

Jakou roli v dlouhodobém rozvoji
elektroenergetiky hraje
rozvoj jaderné energetiky?

Autoři

Jan Krčál
Matěj Kolouch Grabovský
Ondráš Přibyla

Sazba a grafická úprava

Marcel Otruba

Editace a korektura

Jiří Lněnička

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

červen 2024
(verze s drobnými opravami textu ze srpna 2024)

Obsah

Manažerské shrnutí	5
1 Česká elektroenergetika na rozcestí	9
2 Kolik stojí výstavba jaderné elektrárny?	12
2.1 Cena výstavby	13
2.2 Celková cena provozu elektrárny a cena vyrobené elektřiny	14
2.3 Sazba WACC a možnosti financování jádra v ČR	16
3 Referenční scénář pro rok 2050	19
4 Kroky k levné elektřině v roce 2050	25
4.1 Vítr a slunce	26
4.2 Úspory energie	30
4.3 Propojená Evropa	32
4.4 Jádro	35
5 Rozvoj jádra jako určité snížení rizika?	39
6 Metodika a tabulky výsledků	44
6.1 Investiční náklady	45
6.2 Provoz soustavy	47
6.3 Přehled využitých datasetů a reportů	50
6.4 Tabulky výsledků	51
Zdroje	53

Manažerské shrnutí

Tato studie přináší:

- ⇒ **Analýzu kroků, které směřují k nízkým nákladům na výrobu elektřiny v Česku.**
- ⇒ **Detailní analýzu k nákladům jednotlivých variant rozvoje jaderné energetiky,**
mezi nimiž si Česko potřebuje vybrat ještě letos.

Tyto analýzy vycházejí z **široké škály scénářů pro českou elektroenergetiku**, které jsou zpracovaných vlastním optimalizačním modelem evropské elektroenergetiky v hodinovém rozlišení.

Důležitá rozhodnutí na dlouho dopředu, která Česko musí udělat dnes

Stejně jako téměř všechny země světa se i Česko zavázalo k dekarbonizaci, tedy postupné eliminaci veškerých emisí skleníkových plynů. To vyžaduje zásadní proměnu hospodářství. Mimo jiné je třeba zastavit spalování uhlí, ropy a zemního plynu.

Pákovým bodem celé dekarbonizace je **bezemisní výroba elektřiny**. Z hlediska cennové konkurenceschopnosti i z hlediska mezinárodních závazků v ochraně klimatu to znamená, že Česko potřebuje v dalších 10 letech zásadně snížit výrobu elektřiny z uhlí a zemního plynu a nahradit je bezemisními zdroji (a to zcela bez přispění nových jaderných bloků, protože ty není možné tak rychle uvést do provozu, i kdyby se s jejich výstavbou začalo co nejdříve). Hlavní roli v následujících deseti letech budou hrát energetické úspory, rozvoj flexibility a rozvoj obnovitelných zdrojů, z hlediska celoroční domácí výroby je obzvláště důležitý **urychlěný rozvoj větrné energetiky**. Kromě toho je potřeba také úspěšně zvládnout konec výroby elektřiny z uhlí a související transformaci teplárenství.

To všechno ale Česko nezbavuje těžkého rozhodnutí, jakým směrem rozvíjet energetiku po roce 2035. Mezi roky 2035 a 2050 bude s pokračující dekarbonizací nadále významně narůstat spotřeba elektřiny a do roku 2050 se navíc očekává odstavení stávajících bloků v elektrárně v Dukovanech. Tento rozdíl v bilanci mohou částečně pokrýt domácí obnovitelné zdroje, částečně pak dovoz obnovitelné elektřiny ze zahraničí a částečně pokračující úspory energie. Potenciál domácích obnovitelných zdrojů je ale omezený a na dovoz levné elektřiny se také nedá zcela spoléhat. Jednou z dalších možností je **rozvoj jaderné energetiky**. Kvůli velmi dlouhé době přípravy a výstavby velkých jaderných bloků je ovšem třeba o tomto případném rozvoji rozhodnout co nejdříve.

Klíčovým kritériem pro rozvoj bezemisní energetiky jsou náklady, a tedy výsledná cena elektřiny pro odběratele, která ovlivňuje konkurenceschopnost české ekonomiky a tím i budoucí prosperitu země. To je pro Česko obzvláště palčivé téma, neboť energetická náročnost jeho současné ekonomiky patří v rámci EU k těm nejvyšším. Každých 10 € rozdílu v nákladech na výrobu MWh elektřiny oproti Německu a dalším zemím EU by tak pro český průmysl znamenalo zásadní problém.

Hlavní otázky této studie jsou:

- ⇒ **Jaké kroky vedou k dlouhodobě nízkým nákladům na výrobu elektřiny v Česku?**
- ⇒ **Jaký dopad na tyto náklady může mít zvažovaný rozvoj jaderné energetiky?**

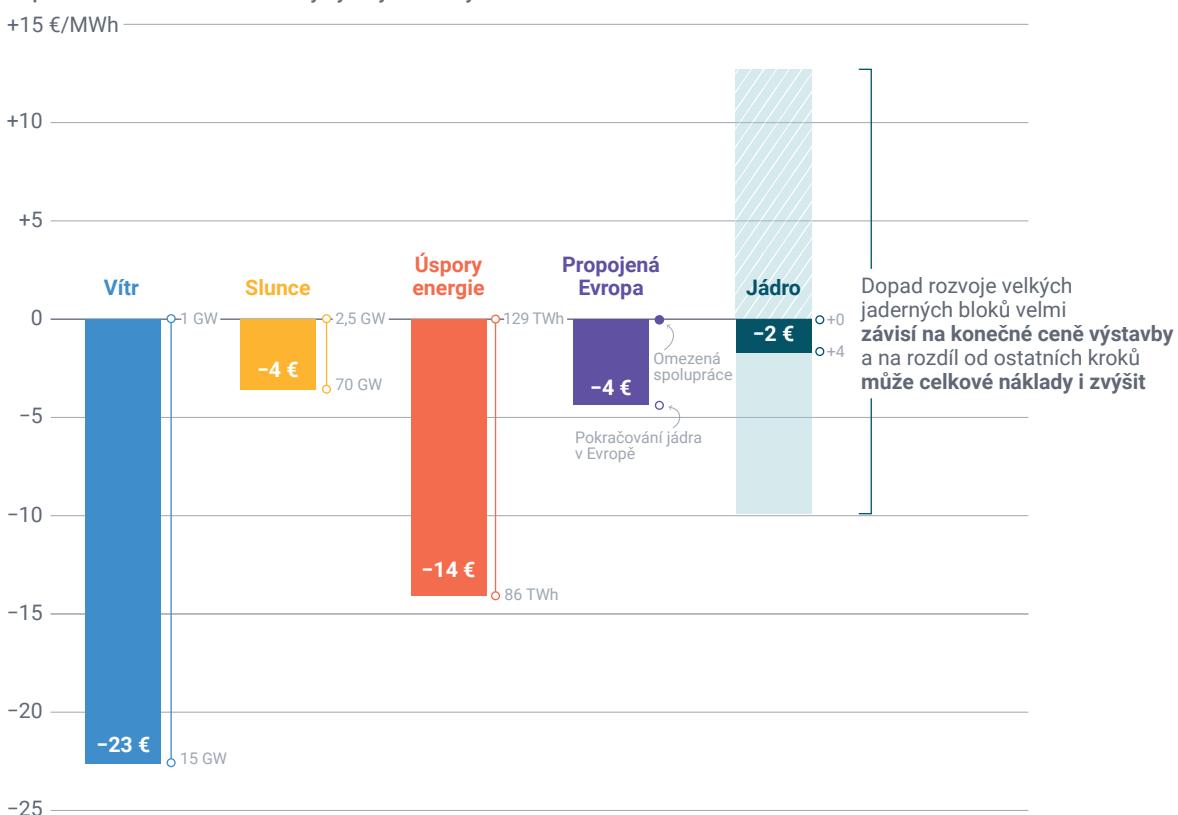
Při hledání odpovědí na tyto otázky používá studie optimalizační model evropské elektrizační soustavy, který umožňuje hledat nejlevnější mix zdrojů. Výstupy z modelování jsou ovšem závislé na volbě vstupních parametrů, což je spojeno s významnou nejistotou. Proto jako podklad pro zodpovědné rozhodování:

- Jsou **parametry zvoleny konzervativně** (aneb „jak vyřešit problém roku 2050 technologiemi roku 2030“). Už za 10 let může vše vypadat jinak, ale úplně na to dnes spoléhat nelze.
- Jsou **provedeny detailní citlivostní analýzy** vzhledem ke klíčovým parametrům, jejichž hodnoty jsou zatím neznámé. To ukazuje, které z těchto parametrů jsou pákové a na kterých naopak příliš nezáleží.

Kroky vedoucí k nízkým nákladům na výrobu elektřiny v Česku v roce 2050

Analýza ukazuje, že pro dosažení nízkých nákladů na výrobu elektřiny jsou významné zejména tyto tři kroky: **rozvoj větrné energetiky, energetické úspory a propojování Evropy**. Tyto kroky budou pro Česko znamenat přínos v každém případě, naproti tomu efekt rozvoje jaderné energetiky není jednoznačný. Velmi totiž záleží na tom, zda se podaří udržet výstavbu pod kontrolou. Při nízké ceně výstavby by nové jaderné elektrárny ke snížení celkových nákladů přispěly, vysoká cena výstavby by naopak tyto náklady výrazně zvýšila.

Dopad na celkové měrné náklady výroby elektřiny v Česku



Maximální rozvoj větrné energetiky (a dalších obnovitelných zdrojů)



Větrná energetika je ekonomicky výhodný zdroj hlavně pro pokrytí vysoké zimní spotřeby elektřiny. Ve všech scénářích se i v českých podmínkách ukázalo jako výhodné **rozvíjet větrnou energetiku až k hornímu limitu dostupného potenciálu** – nezávisle na tom, kolik nových jaderných bloků Česko postaví. Dostupný potenciál větru bude záležet na dalších politických krocích a legislativních změnách – na územním plánování, povolovacích procesech, stabilní podpoře – a také na komunikaci politiků s občany. Pro rozvoj větrné energetiky bude zásadní najít odvahu k těmto krokům.



Důležitou roli bude hrát i **solární energetika** – v dalších letech by mělo Česko dospět alespoň k 15–20 GW instalovaného výkonu, které přispějí k nižším nákladům na výrobu elektřiny.

Snaha o co největší energetické úspory



Úspory elektřiny mají zásadní dopad na náklady na výrobu elektřiny. To platí obzvláště pro úspory v zimní části roku, kdy bývá spotřeba nejvyšší a kdy bude zároveň nejdražší ji pokrýt. Proto je pro Česko klíčové co nejvíce urychlit renovace budov a dosáhnout dalších úspor energie v průmyslu.

Posilování propojení přenosových soustav napříč Evropou



Při dobře **propojené Evropě** a vysokém rozvoji obnovitelných zdrojů vychází celkové náklady na výrobu elektřiny vždy nižší než ve scénářích, kde je Evropa propojena málo. Rozvoj propojení přenosových soustav není příliš nákladný a naopak snižuje náklady tím, že umožňuje lépe využívat elektřinu ze slunce a větru napříč Evropou (není pak potřeba tolik dražší elektřiny z ředitelných zdrojů).

To platí i pro Česko, a proto bude v dalších dekádách rozhodující, zda se z rozvoje přenosových soustav napříč Evropou stane priorita (a zda bude v zahraničí úspěšný rozvoj větrné energetiky).

Rozvoj jaderné energetiky pravděpodobně náklady na výrobu elektřiny příliš nesníží



Velké jaderné bloky na rozdíl od kroků výše přináší riziko, že jejich výstavba naopak celkové náklady zvýší.

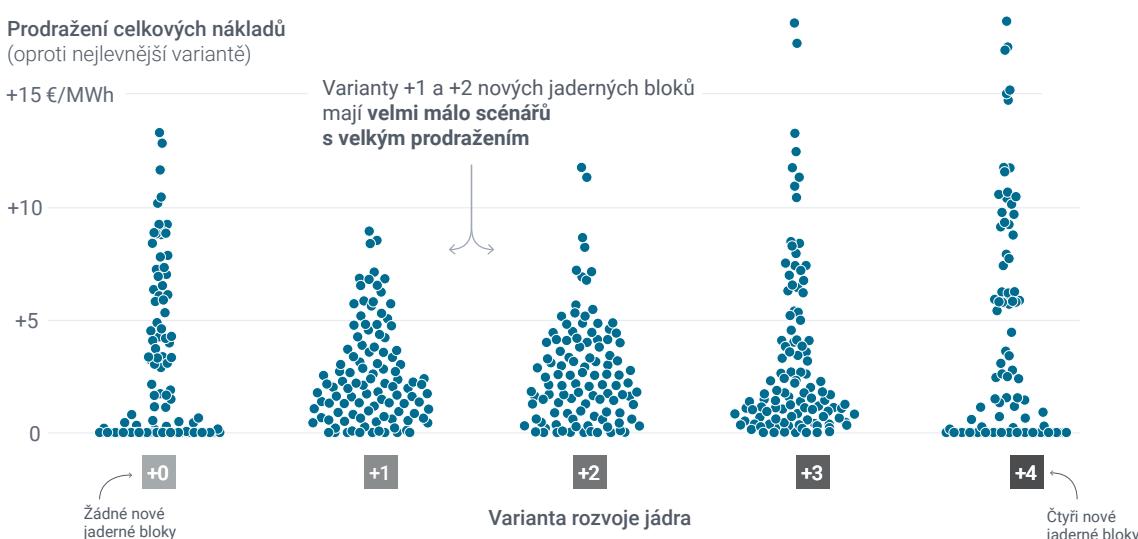


Stavba 1–2 velkých jaderných bloků jako určité snížení rizika

Rozvoj jaderné energetiky sám o sobě náklady na výrobu elektřiny podstatně snížit nemůže (ledaže by se v Česku podařilo postavit čtyři velké bloky mimořádně levně). Po zvážení široké škály scénářů se ale ukazuje, že stavba 1 nebo nejvýše 2 nových jaderných bloků může částečně snížit riziko spojené s neúspěchem v oblasti rozvoje větrné energetiky, energetických úspor a propojení Evropy. Jeden až dva nové jaderné bloky by v případě neúspěchu v těchto klíčových směrech rozvoje stačily k mírnému snížení negativních dopadů.

Stavba 1–2 jaderných bloků má nejnižší riziko velkého prodražení celkových nákladů na výrobu elektřiny

Rozložení hodnot prodražení celkových nákladů napříč 540 modelovanými scénáři



Rozhodnutí o případných dalších blocích je vhodnější odložit až na období po roce 2030 – více ukáže rozvoj větrné energetiky a propojování Evropy, technologický vývoj a průběh stavby prvních bloků.

V celkových nákladech výroby elektřiny v Česku hraje také zásadní roli **způsob financování** jaderných projektů. Český model státní podpory pro první nový blok v Dukovanech představuje v mezinárodním srovnání mimořádně výhodné financování – bez této podpory by nové jaderné bloky nemohly ani zdaleka cenově konkurovat jiným zdrojům čisté elektřiny. **Velkorysá podpora jaderné výstavby ovšem přenáší velkou část rizika na stát** a není vůbec jasné, zda by český státní dluh tak velkorysou podporu unesl, pokud by se výstavba rozšířila na čtyři nové velké bloky. Za velký nárůst zadlužení státu by pak zaplatili všichni obyvatelé Česka.

Z více hledisek ovšem může být užitečné, aby se Česko po letech diskuzí konečně rozhodlo a pustilo se do výstavby 1–2 nových bloků. Takové rozhodnutí může být mírně ekonomicky prospěšné, ale současně umožní v dalších letech soustředit více pozornosti k těm krokům, které mají na snižování emisí i na cenu elektřiny významnější dopad: rozvoji větru, úspor a propojení soustav. Je nicméně klíčové, aby chystaná smlouva Česku umožnila snadno odstoupit od výstavby případných dalších bloků.

Česká elektroenergetika na rozcestí

Stejně jako jiné země se bude i Česko v nejbližších dekádách postupně dekarbonizovat. Pákovým bodem celé této transformace je **dekarbonizace výroby elektřiny**:

- Na dalších 10 let má Česko jasné úkoly, které povedou k dalšímu snižování emisí i nižší ceně elektřiny. **Otázka, jakým směrem rozvíjet energetiku po roce 2035, nicméně zůstává.**
- Jednou z možností je rozvoj jaderné energetiky. V Česku právě probíhá tendr na nový blok v JE Dukovany, který může částečně nahradit dosluhující bloky. Zvažuje se ovšem závazná opce až na čtyři nové velké jaderné bloky.
- **Jaké kroky povedou k dlouhodobě nízkým nákladům na výrobu elektřiny v Česku?** Které z nich jsou klíčové a které naopak vedlejší? A jakou roli ve snižování celkových nákladů na výrobu elektřiny v Česku, zejména v období po roce 2035, může hrát rozvoj jaderné energetiky?

Českou elektroenergetiku čeká v následujících dekádách podstatná proměna. Stejně jako většina zemí světa i Česko usiluje v souladu s Pařížskou dohodou z roku 2015 o rychlé snížení emisí skleníkových plynů. Evropská unie podniká kroky k razantnímu snížení těchto emisí do roku 2030, další prudký pokles¹ se předpokládá do roku 2040 (až k pouhé desetině emisí ve srovnání s rokem 1990). V roce 2050 pak má Unie dosáhnout klimatické neutrality. **To mimo jiné vyžaduje, aby do roku 2030 emise v energetice výrazně klesly a v roce 2040 byl sektor energetiky už téměř bezemisní.**

¹ Emisní cíle pro rok 2040 zatím nejsou schváleny. Vycházejí z návrhu Evropské komise [EUR-Lex 2024].

Přechod k bezemisní výrobě elektřiny hraje v celém procesu dekarbonizace zásadní roli. Zaprvé má tento sektor stále významné emise, které je možné rychle snižovat – většina potřebných technologií je už dnes dostupná. A zadruhé je tento přechod důležitý pro další sektory jako doprava, průmysl nebo vytápění a chlazení budov, u nichž podstatná část procesu dekarbonizace závisí na elektrifikaci a tedy na dostupnosti velkého množství levné a bezemisní elektřiny. V souvislosti s tím se očekává, že do roku 2050 vzroste v Česku konečná spotřeba elektřiny o 50–75 %.² Tento nárůst bude potřeba pokryt čistou elektřinou, jejíž výroba zároveň nebude spojena s vysokými náklady.

Tato studie se zaměřuje právě na cenu elektřiny, která odráží celkové náklady na její výrobu. Cena elektřiny je naprostě zásadní pro konkurenčeschopnost ekonomiky a tedy i pro budoucí prosperitu Česka. Proto je důležité, abychom dekarbonizaci jako společnost prošli co nejfektivněji a abychom v Česku neměli významně dražší elektřinu než sousední a další evropské země. Studie si tedy klade otázku, jaké kroky má Česko podnikat, aby zde byla výroba elektřiny co nejlevnější.

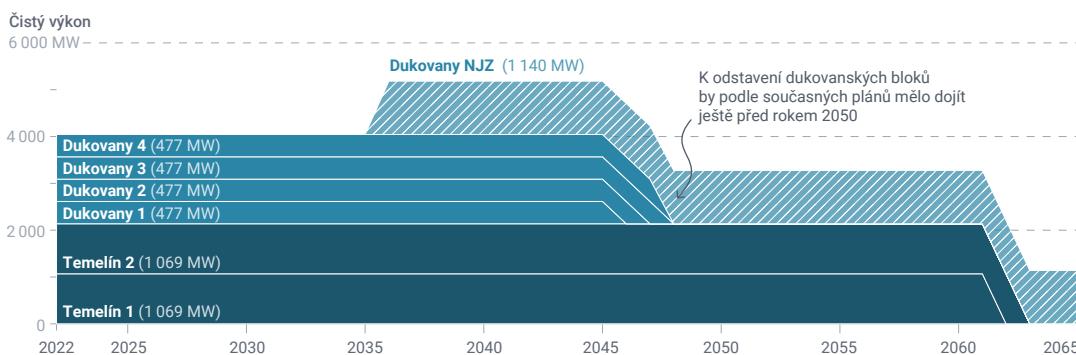
Na dalších zhruba 10 let (do roku 2035) má Česko v energetice k dispozici zcela jasné *no-regret strategie*, které sníží celkové náklady a zároveň povedou k podstatnému snížení emisí v tomto sektoru:

- **významný rozvoj větrné a solární energetiky** a dalších obnovitelných zdrojů energie,³
- **výrazné energetické úspory** (renovace budov, úspory v průmyslu apod.), které jsou nutné pro úspěšnou a nákladově přijatelnou dekarbonizaci,
- **transformace teplárenství**, aby se tento sektor obešel bez uhlí a současně do budoucna příliš nespoléhal na stále emisně náročný fosilní plyn.⁴

Tyto kroky v nejbližších letech budou přínosné bez ohledu na další vývoj. Nezbaví však Česko nelehkého rozhodování, jakým směrem rozvíjet energetiku pro období po roce 2035, jak zajistit dostatek⁵ co nejlevnější elektřiny a jakou roli v tom může sehrát zmíněný rozvoj jaderné energetiky.

OBRÁZEK 1

Nový jaderný zdroj v Dukovanech by jen zčásti nahradil 4 stávající bloky



2 Podle modelování z roku 2023 pro aktualizaci národního klimaticko-energetického plánu [MPO 2023] (provedeného v rámci Centra socio-ekonomického výzkumu dopadů environmentálních politik – SEEPIA) jde o nárůst zhruba o 75 %, podle studie Energetická revoluce od Greenpeace a Hnutí Duha [Greenpeace 2021] o nárůst o 50 až 65 %, podle studie New Generation od britského think-tanku Ember Climate [Ember 2022a] o nárůst o 45 až 60 %.

3 S nárůstem u obnovitelných zdrojů do roku 2030 počítá návrh aktualizace českého národního klimaticko-energetického plánu [MPO 2023], Evropská komise požaduje ještě vyšší tempo růstu [EK 2023] (shodně se studií Fakt o klimatu z roku 2023).

4 Pro transformaci teplárenství je především potřeba diverzifikovat palivovou základnu (velká tepelná čerpadla, zemní plyn, biomasa, odpad) a dosáhnout dalších energetických úspor (rekonstrukce starých parovođů, renovace nejhorších budov, aby bylo možné snížit teploty v soustavě). Dobrý přehled nabízí např. studie Teplárenského sdružení České republiky [TS 2024].

5 Spotřeba elektřiny neporoste jen do roku 2035, ale i dále mezi lety 2035 a 2050 (mj. v souvislosti s elektrifikací dalších odvětví). Např. dle modelování pro aktualizaci národního klimaticko-energetického plánu může mezi lety 2035 a 2050 spotřeba elektřiny stoupnout o 35 %. O něco starší dekarbonizační scénáře Energetické revoluce 2 očekávají mírně menší nárůst v rozmezí 20–25 % [Greenpeace 2021].

Státní jaderné plány

Jaderná energetika dnes tvoří v Česku necelých 40 % hrubé výroby elektřiny. Zároveň obě jaderné elektrárny stárnou – u starších dukovanských bloků se předpokládá 60 let provozu, podle tohoto předpokladu by tedy k jejich odstavení došlo ještě před rokem 2050.⁶

V současnosti probíhá tendr na nový jaderný zdroj v Dukovanech, konkrétně na jeden blok o výkonu do 1200 MWe, jak ukazuje OBRÁZEK 1. Stát si ovšem v dalším kole vyjednávání od dvou uchazečů (od francouzské EdF a korejské KHN) vyžádal závazné cenové nabídky pro až čtyři takto velké bloky (dva v Dukovanech, dva v Temelíně). Na základě těchto cenových nabídek má vláda rozhodnout o počtu bloků a dodavatelské firmě, která je v Česku bude stavět. Do konce roku pak má být podepsána smlouva s dodavatelem.

Aktuálně platná Státní energetická koncepce (SEK) z roku 2014 měla za cíl do roku 2040 dosáhnout podílu jaderné energetiky na hrubé výrobě elektřiny v rozmezí 46–58 %. Nově navržená aktualizace SEK z roku 2024 tento cíl pro rok 2040 zvyšuje na 47–65 %, ovšem pro rok 2050 (po odstavení současných bloků v Dukovanech a dalším nárůstu spotřeby) dává za cíl podíl v rozmezí 36–50 %. K takovému podílu by bylo potřeba postavit 2–4 nové velké jaderné bloky a navíc další malé modulární reaktory (neboli SMRs z anglického *small modular reactors*).⁷

Klíčové otázky této studie

Pomocí modelování budoucí české a evropské energetiky se tato studie snaží přispět k vyjasnění následujících otázek:

- ⇒ **Jak si může Česko zajistit dostatek levné elektřiny v roce 2050?**
- ⇒ Které dlouhodobé kroky jsou z hlediska levné elektřiny zásadní a které jsou vedlejší?
- ⇒ Jakou roli hraje jaderná energetika? Za jakých okolností je její rozvoj pro Česko **ekonomicky výhodný** a kdy naopak výhodný není?
- ⇒ Jak je vůbec nákladné postavit jadernou elektrárnu a na čem to nejvíce závisí?
- ⇒ Jaká strategie může **minimalizovat ekonomická rizika** spojená s dalším rozvojem jádra, když kolem celkového vývoje energetiky v Česku i v Evropě do roku 2050 zatím panuje řada nejistot?

Studie se naopak nezabývá některými dalšími aspekty rozvoje energetiky v Česku. V oblasti jaderné energetiky se nevěnuje personálním kapacitám pro zajištění jaderných staveb, budování trvalého úložiště jaderného odpadu, jaderné bezpečnosti ani geopolitickým dopadům rozvoje jaderné energetiky. Podobně neřeší ani otázky jako dostupnost kovů potřebných pro nová přenosová vedení, dostupnost vzácných kovů potřebných pro technologie obnovitelných zdrojů nebo téma recyklace starých solárních panelů a lopatek větrných turbín.

Studie se také v rámci modelování nezabývá provázaností investic do energetiky s širší ekonomikou (tedy neřeší, jaké investice mají vyšší multiplikativní efekt) a s udržitelností veřejných financí (tedy neřeší možné dopady státního financování rozvoje jaderné energetiky na změnu ratingu České republiky na trhu státních dluhopisů). I když jsou to relevantní otázky, zvolený optimalizační model na ně odpověď dát nemůže.

⁶ V poslední době se ovšem otevírá diskuze o možném prodloužení provozu těchto bloků na 70 let nebo ještě déle, jak ukazuje např. článek z Ekonomického deníku [Tramba 2024]. Tato možnost bude záviset na budoucím technickém stavu bloků.

⁷ V této studii jsou jako velké bloky označovány ty o výkonu nad 1000 MWe. Tím jsou odlišeny od SMRs, které by nejspíš mohly mít instalovaný výkon v nižších stovkách MWe.

Kolik stojí výstavba jaderné elektrárny?

Cena výstavby jako klíčový parametr budoucí energetiky

Kromě **ceny technologií** (tzv. *overnight cost*) bude hrát zásadní roli **financování projektu**:

- Bude-li financování výhodné, nebude zpoždění nebo prodražení projektu představovat významné riziko. Naopak při drahé variantě financování budou dopady zpoždění a prodražení pro Česko obrovské.
- Ještě větší vliv má způsob financování na celkovou cenu provozu (LCOE).
- Výhodné financování může jadernému projektu zajistit hlavně stát.
- Český model podpory zajišťuje pro Dukovany 5 mimořádně výhodné financování. Není ale vůbec jasné, zda bude možné tento model rozšířit na případné další jaderné bloky.

Tato kapitola shrnuje hlavní parametry, které ovlivňují cenu výstavby jaderné elektrárny. Jde o téma, které je veřejně opakovaně diskutováno, výsledkem jsou však často zcela protichůdné závěry. Cílem této kapitoly je tedy přinést základní rámování, které je zároveň důležité pro další části této studie.

2.1 Cena výstavby

V médiích a různých diskuzích se lze setkat s velmi rozdílnou cenou za jeden nový velký blok: částka se pohybuje od 160 mld. Kč až po 750 mld. Kč.⁸ Jak je to možné?

Rozdíl v odhadu nákladů je dán tím, že se mluví o různých pojmech:

- **Cena stavby bez nákladů na financování** vyjadřuje jen náklady na samotné technologie a stavební práce. Pro tuto cenu je ve studii používán anglický pojem **overnight cost** (tedy jako by daná stavba „vyrostla přes noc“ a žádnou roli nehrály úrokové sazby apod.).
- **Cena stavby včetně financování** naopak do nákladů zahrnuje i cenu za kapitál (tedy zjednodušeně řečeno do celkové částky zahrnuje úroky během výstavby). Tato cena se pro každou konkrétní investici liší a její výše velmi záleží na zvoleném modelu financování.

Celé to ještě komplikuje fakt, že náklady mohou být vyjádřeny v **běžných cenách** (tedy včetně inflace během doby přípravy a výstavby projektu) nebo ve **stálých cenách** (tj. očištěné o vliv inflace). Kromě toho se uváděné stálé ceny ještě vztahují k různým rokům, což se do uváděné celkové částky rovněž významně promítá. Jedné miliardě korun za stavbu jaderné elektrárny ve stálých cenách roku 2012 odpovídá téměř 1,4 miliardy korun ve stálých cenách roku 2023.⁹

V této studii jsou částky uvedeny ve stálých cenách roku 2022 (tedy v jednotce €₂₀₂₂, očištěné o budoucí inflaci) a v souladu s tím jsou uváděny také reálné úrokové sazby (tj. také snížené o očekávanou budoucí inflaci). Výpočet celkových nákladů bude pochopitelně zahrnovat i cenu za kapitál, protože ta hraje klíčovou roli. Cena za kapitál se typicky vyjadřuje pomocí hodnoty **WACC** (*weighted average cost of capital*, tedy **vážený průměr nákladů kapitálu**), která kombinuje cenu cizího úročeného kapitálu s cenou vlastního kapitálu a zahrnuje i přiměřený zisk investora. Pro projekty v energetice se reálná sazba WACC může zhruba pohybovat na škále 4–10 % p. a.

Celkovou cenu při dokončení jaderné stavby výrazně ovlivňuje jak hodnota *overnight cost* (a délka výstavby), tak sazba WACC – viz obrázek:

OBRÁZEK 2

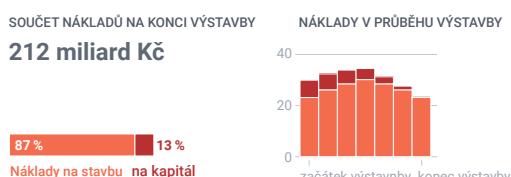
Celkové náklady na konci výstavby určuje sazba WACC i prodražení projektu

Náklady na výstavbu jednoho bloku o výkonu 1 200 MWe ve stálých cenách 2022

0 % WACC, RYCHLE A VELMI LEVNĚ (7 let, 6 300 €/kWe)



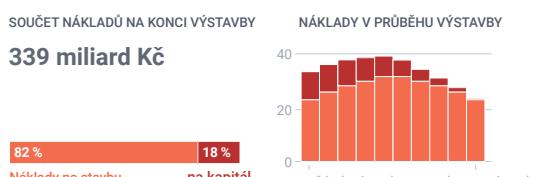
4 % WACC, RYCHLE A VELMI LEVNĚ (7 let, 6 300 €/kWe)



0 % WACC, MÍRNÉ ZPOŽDĚNÍ A PRODRAŽENÍ (10 let, 9 400 €/kWe)



4 % WACC, MÍRNÉ ZPOŽDĚNÍ A PRODRAŽENÍ (10 let, 9 400 €/kWe)



8 Spodní odhad je od české vlády (viz článek na iDnes.cz [iDnes 2019]), horní např. od Michala Šnobra (viz [vlátko](#) na soc. síti X [Šnobr 2024]).

9 Pro přepočet investičních nákladů je používán index cen průmyslových výrobců z [Eurostatu](#) [Eurostat 2024].

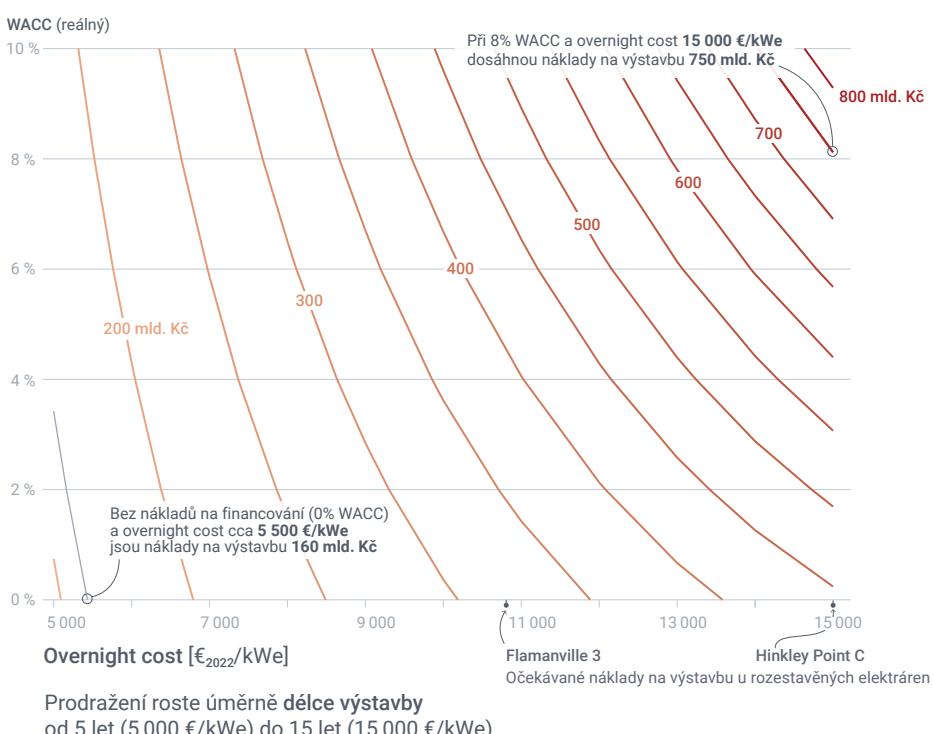
Mezinárodní energetická agentura (IEA) odhaduje pro evropské opakovány jaderné projekty (tedy tzv. NOAK projekty, *n-th of a kind*) hodnotu *overnight cost* okolo 6 300 €₂₀₂₂/kWe s výstavbou za 7 let.¹⁰

Současné odhady pro reaktor EPR1600 od francouzského EdF jsou pro téměř dokončený blok Flamanville 3 (po 16 letech stavby) ve výši 10 900 €₂₀₂₂/kWe. Pro rozestavěný blok v britském Hinkley Point C je to okolo 15 000 €₂₀₂₂/kWe (délka výstavby se nyní odhaduje zhruba na 13 let).¹¹ S reaktory APR1400 od korejského KHN nejsou v Evropě žádné zkušenosti.

OBRÁZEK 3

Jaké mohou být celkové náklady na výstavbu bloku o výkonu 1200 MWe?

Náklady se prudce zvyšují při rostoucí sazbě WACC a při prodražení a zpoždění projektu



Odhad 160 miliard korun je tedy bez nákladů na financování a znamená výši overnight cost 5 500 €₂₀₂₂/kWe (dnes těžko realizovatelnou). Odhad 750 miliard naopak počítá s plně komerčním financováním (8% WACC) a výrazným prodražením projektu, podobně jako u elektrárny Hinkley Point C.

2.2 Celková cena provozu elektrárny a cena vyrobené elektřiny

Náklady na výstavbu jaderných elektráren jsou vysoké, ale to samo o sobě neumožňuje srovnání s náklady na výrobu elektřiny z jiných zdrojů. Součástí takové kalkulace musí být i životnost elektrárny, náklady na její provoz a následnou likvidaci, a hlavně pak celkové množství vyrobené elektřiny. Cenu vyrobené elektřiny zachycuje hodnota LCOE (*levelized cost of electricity*, česky *sdružené náklady na výrobu elektřiny*) – tj. stálá cena vyráběné elektřiny, při které je projekt finančně vyrovnaný.

10 Hodnota overnight cost vychází ze studie [World Energy Outlook 2023](#) [IEA 2023], délka výstavby pak ze studie [Projected Costs of Generating Electricity](#) [IEA 2020].

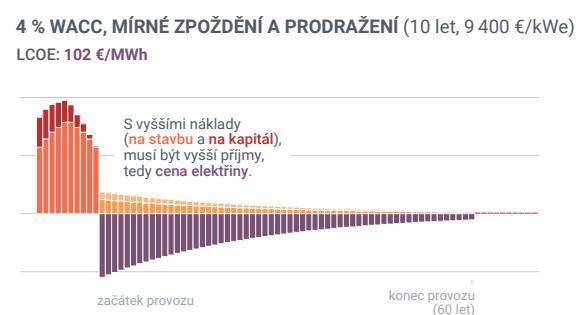
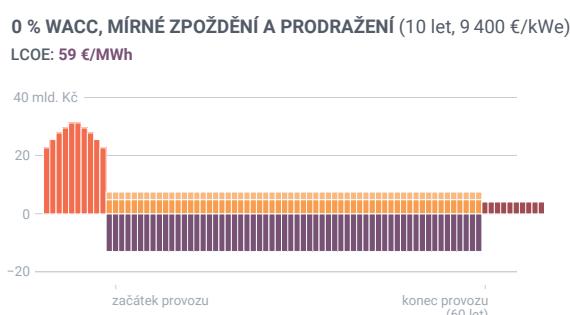
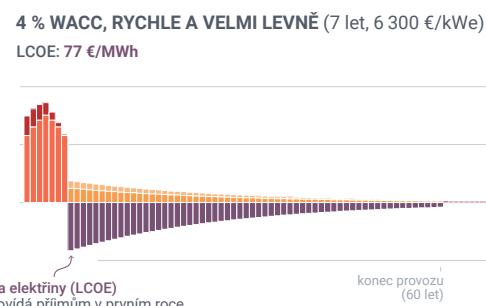
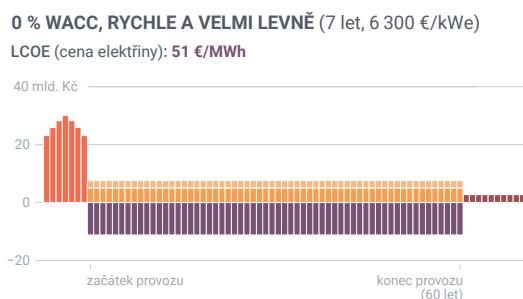
11 Údaje dle nejnovějších tiskových zpráv od EdF pro Flamanville [EDF 2022] a Hinkley Point C [EDF 2024], přeypočítané na €₂₀₂₂ dle inflace průmyslových výrobců (Francie, dle [Eurostatu](#) [Eurostat 2024]) a průměrného kurzu pro rok 2022.

OBRÁZEK 4

Bilance nákladů celého projektu silně závisí na sazbě WACC

Zjednodušená bilance nákladů a příjmů jednoho bloku o výkonu 1 200 MWe ve stálých cenách roku 2022

NÁKLADY ■ Stavba ■ Kapitál ■ Provoz ■ Palivo ■ Likvidace PŘÍJMY ■ Prodej elektřiny

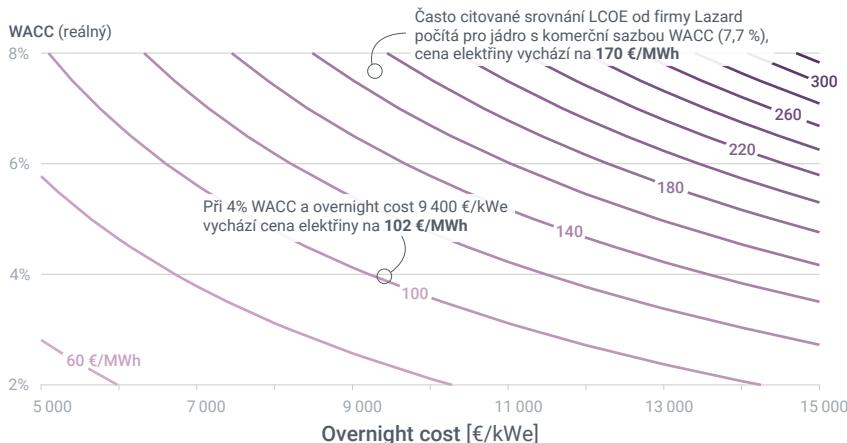


Stejně jako na obrázku výše se musí součet veškerých nákladů rovnat součtu veškerých příjmů (jsou-li náklady i příjmy diskontovány sazbou WACC). V závislosti na hodnotě *overnight cost* a WACC lze proto dojít k velkému rozpětí nákladových cen elektřiny z nových jaderných elektráren:

OBRÁZEK 5

Cenu elektřiny určuje WACC a prodražení

LCOE (cenu elektřiny v €/MWh) z nového jaderného zdroje zvedá vysoká sazba WACC i prodražení projektu



Z předcházejících grafů vyplývá, že pro jaderný projekt je **záasadní financování s co nejnižší sazbou WACC**. Důležité je ovšem i to, aby se projekt příliš nezpozdil a neprodražil, což je – na rozdíl od nižší sazby WACC – těžší zajistit před zahájením projektu.

BOX 1

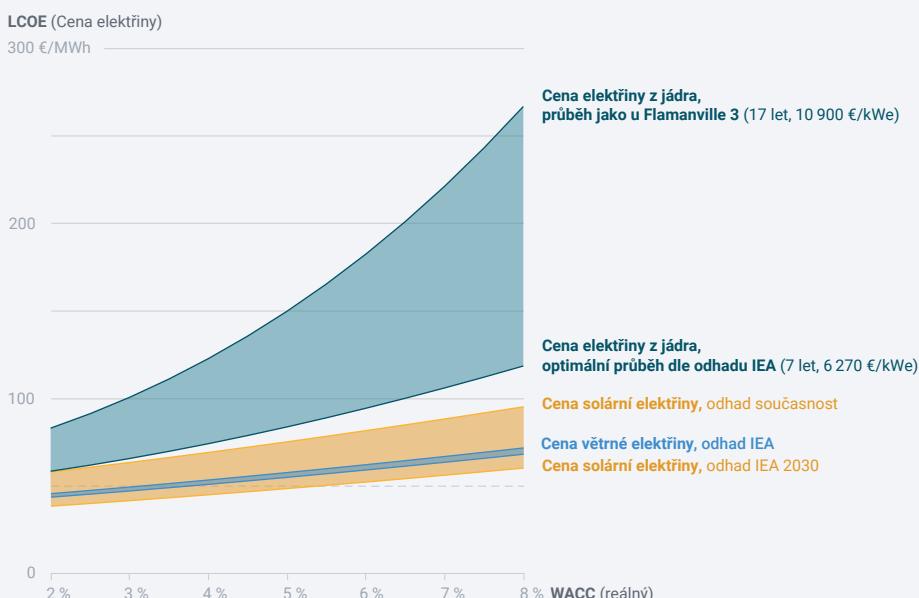
Je možné snížením sazby WACC snížit i náklady elektřiny vyrobené z větru a slunce?

Ano a běžně se to děje – zejména díky dlouhodobým komerčním smlouvám o výkupu elektřiny či různým formám státní podpory nebo garantováním ceny elektřiny ze strany státu. Všechny tyto mechanismy snižují u takových projektů investiční riziko a tedy i WACC. Nicméně zde sazba WACC nemá tak zásadní vliv jako u jaderných projektů:

OBRÁZEK 6

LCOE elektřiny z nového solárního i větrného zdroje v ČR nezávisí tolík na WACC

Navýšení WACC má u jaderných projektů mnohem větší dopad, zejména v případě velkého zpoždění.



Výrazně menší dopad výše WACC u projektů obnovitelných zdrojů je dán podstatně kratší výstavbou a celkově kratší životností těchto projektů.

2.3 Sazba WACC a možnosti financování jádra v ČR

Zjednodušeně řečeno, cena peněz pro určitou investici závisí na míře investičního rizika, které je s touto investicí spojeno. **Výstavba jaderné elektrárny v sobě obsahuje řadu obrovských investičních rizik**, neboť jde o mimořádně komplexní projekty se značně nejistou finální cenou výstavby. Investiční rozhodnutí se dělá desítky let před zahájením provozu, což znamená, že jsou při probíhající transformaci energetiky velmi nejisté také budoucí příjmy z prodeje elektřiny. Hodnoty WACC u investičních projektů typicky nejsou veřejné, na základě různých studií je ale možné udávat jejich hrubé odhady.

Reálná sazba WACC pro projekt na čistě tržní bázi, který je vystaven celé šíři těchto rizik, se v Evropě odhaduje okolo 8–9 % p. a.¹² Sazbu WACC pro jaderný projekt snižuje rozložení těchto rizik z provozovatele budoucí elektrárny na více subjektů. Část rizik může převzít stát, část dodavatel stavby a část spotřebitelé elektřiny, příp. další energetické firmy.

12 Dobré vhledy k sazbám WACC poskytuje např. [auditní zpráva](#) k britské elektrárně Hinkley Point C [NAO 2017] nebo [studie](#) k financování jaderných staveb od francouzské jaderné asociace Sfen [SFEN 2022]. Kromě těchto zdrojů je uvedený odhad založen na parametrech ve studii [World Energy Outlook 2023](#) od IEA [IEA 2023].

V zahraničí se používá celá sada mechanismů pro **převzetí rizika ze strany státu** (=nesou je pak daňoví poplatníci a občané tohoto státu). V českém prostředí je důležité zmínit tyto dva:

- Státem **garantovaná ceny elektřiny** pro tento zdroj sniže riziko nejasných budoucích příjmů¹³, a může tak sazbu **WACC snížit do rozmezí 6–7 %**. Takovou garanci na prvních 35 let provozu dala britská vláda pro budovanou elektrárnu Hinkley Point C.¹⁴ Podobnou funkci má tzv. **RAB model (Regulated Asset Base)**, jen v tomto případě stát formou regulace přenese riziko přímo na spotřebitele. Ti pak v ceně elektriny investorovi platí přiměřený zisk vzhledem k výši investice, včetně části možného prodražení.¹⁵
- Státní **půjčka na výstavbu** je ještě silnější forma státní podpory, protože zajišťuje velmi levné financování výstavby. Státní půjčka může mít reálnou úrokovou sazbu v pásmu 0–3 %, protože běžný vyspělý stát je velmi spolehlivý dlužník a riziko tohoto projektu je rozpuštěno v mnohem větším portfoliu státních dluhů. Na provozovatele nicméně stále leží velká část investičního rizika (hlavně z hlediska prodražení projektu), tedy výsledná **reálná sazba WACC může být v pásmu 3–6 %**. Například maďarskou jadernou elektrárnu Paks 2 má financovat ruská státní půjčka.

K nižší hodnotě WACC může kromě státu přispět také **dodavatel stavby**, pokud přistoupí na smlouvou na klíč a převeze tak část investičních rizik. Zkušenosť s takovou smlouvou u finské elektrárny Olkiluoto 3 je ovšem varováním jak pro objednatele, že smlouva na klíč stejně nezaručuje pevnou, předem domluvenou cenu, tak pro dodavatele, aby lépe zvažovali svou cenovou nabídku.¹⁶

Do projektu se mohou zapojit jako spoluúčastníci i **další velké firmy** a převzít tak část rizika prodražení projektu, získají za to ale určitou část produkované elektřiny. Mohou to být velcí průmysloví spotřebitelé elektřiny (jako např. u Olkiluoto 3) nebo další energetické firmy (jako např. italský Enel u elektrárny Flamanville 3).¹⁷

Z textu výše plyne, že žádným modelem financování není možné odstranit investiční rizika, která jsou s jaderným projektem vždy spojená. Tato rizika lze pouze rozdělit mezi více aktérů, tím **snižit sazbu WACC a tedy snížit viditelné investiční náklady celého projektu**. Zbylé náklady zůstávají skryté (např. ve formě rizika budoucích vyšších státních dluhů nebo vyšších poplatků za elektřinu).

Možnosti financování nových jaderných projektů v Česku

Státní podporu pro financování nových jaderných bloků popisuje zákon č. 367/2021 Sb. o opatřeních k přechodu České republiky k nízkouhlíkové energetice [Česko 2023], přijatý kvůli tendru na chystaný nový jaderný zdroj v Dukovanech. Tato podpora je v evropském kontextu bezprecedentní a stojí na 2 mechanismech zmíněných výše:

- **státní půjčka**, zde nazvaná **nízkoúročená návratná finanční výpomoc** (při výstavbě reaktoru dokonce bezúročná), ČEZ by ji měl splácat 30 let od spuštění reaktoru,
- **garance ceny elektřiny** na 40 let provozu: formou **smlouvy o vyrovávacím režimu** (výše ceny bude stanovena později).

Kromě toho stát poskytuje **mechanismus ochrany**, který firmu ČEZ kompenzuje v případě, že by se změnila česká legislativa ohledně jádra a projekt byl z toho důvodu pozastaven apod.

13 Podobný mechanismus se používá pro snížení investičního rizika u projektů obnovitelné elektřiny.

14 Garance byla uzavřena ve výši 92,5 GBP₂₀₁₂/MWh, což zhruba odpovídá ceně 140 €₂₀₂₂/MWh. Jde o odhad na základě **inflace průmyslových výrobců** ve Velké Británii [OFNS 2024] a směnném kurzu roku 2022. Ve skutečnosti je zvyšování ceny o inflaci složitější – jen smlouva k CfD má přes 450 stran [LCCC 2016]. **Auditní zpráva** k Hinkley Point C ve své analýze [NAO 2017] uvádí snížení reálné sazby WACC na úroveň 6,5 % (viz např. Obrázek 20 ve zprávě). Zpráva udává nominální sazby (s předpokládanou inflací 2,5 %).

15 Spotřebitel v ceně elektriny dokonce platí investorovi zisk už během výstavby nového zdroje, což redukuje potřebu komerčních půjček. Tento model se běžně se používá při financování regulovaných oblastí s nízkým rizikem, např. pro rozvoj a údržbu přenosové a distribuční soustavy elektřiny. Podobný model se ovšem zvažuje také u plánované britské jaderné elektrárny Sizewell C. Více informací k financování modelem RAB je v **metodice britské vlády** [DBEIS 2022] či ve shrnutí na **Wikipedii** [Wikipedia 2024].

16 Smluvně stanovená fixní cena byla 3 miliardy eur. Objednatel nakonec po soudních sporech zaplatil 5,5 miliardy eur. Dodavatel (francouzská Areva) měl na projektu ztrátu dalších 5,5 miliardy eur a před úpadkem ho musel zachránit francouzský stát.

17 Enel měl původně 12,5% podíl, než se z projektu v roce 2012 stáhl, viz např. článek na **Reuters** [Reuters 2012].

Na základě odhadů autorů této studie **kombinace těchto mechanismů zajistí pro nové jaderné zdroje v Česku reálnou sazbu WACC okolo 4 %.¹⁸**

Členské státy EU musí také před zahájením státní podpory projektu informovat Evropskou komisi (EK), aby potvrdila, že tato podpora neohrožuje vnitřní trh EU a konkurenčeschopnost a obchod v Unii. V případě nového bloku v Dukovanech probíhalo od roku 2022 vyšetřování EK, zda státní podpora není vyšší, než je třeba.¹⁹ Ke konci dubna 2024 Komise tento model státní podpory pro jeden nový blok v Dukovanech schválila.²⁰

Z tohoto souhlasu EK ovšem neplyne, že bude možné takto financovat i další tři zvažované velké bloky. Jednak není vůbec jasné, zda by u EK prošlo i rozšíření tohoto modelu financování,²¹ a jednak není zřejmé, zda by takový model pro všechny čtyři bloky unesl český státní dluh.²² **Kolem financování vyššího počtu bloků tedy stále panuje velká nejasnost.**

BOX 2

Na kolik let je vhodné rozpočítat investici do jaderného bloku v Česku?

Na základě dosavadních zkušeností s provozem jaderných elektráren se moderní reaktory projektují na 60 provozu (s možným prodloužením na 80 let). Proto se také tyto projekty při výpočtu LCOE a při nákladové optimalizaci běžně rozpočítávají na 60 let.

Pro Dukovany 5 je v současnosti plánována státní půjčka na 30 let provozu. To znamená, že z příjmů z provozu tohoto jaderného bloku by během prvních 30 let mělo být možné tuto půjčku na celou výstavbu splatit (také s možným přispěním státu ve formě garantované ceny elektřiny). Provoz splaceného bloku po dobu dalších 30–50 let ovšem může být pro jeho provozovatele výrazně ziskový, protože provozní náklady jaderné elektrárny jsou nízké. Jinými slovy: v tomto modelu financování se stát podílí na nákladech projektu a nese rizika s ním spojená, tak aby provozovatel mohl nový blok splatit během 30 let, nicméně na pravděpodobných ziscích z provozu v dalších desetiletích se podle aktuálně platného zákona nijak podílet nebude.

Z tohoto důvodu by bylo právě tak legitimní rozpočítávat náklady na výstavbu nové jaderné elektrárny jen na prvních 30 let provozu. To by zvýšilo LCOE jádra (při 4% WACC a 9400 €/kWe) zhruba o čtvrtinu: ze 102 €/MWh na 125 €/MWh.

K tomuto aspektu metodika studie nepřihlíží a v souladu s běžnou praxí je investice rozpočítána na celých 60 let provozu. Stát by ovšem měl (i podle Evropské komise²³) zavést mechanismus, při kterém bude mít z levného provozu v dalších desetiletích také nějaký zisk.

- 18 Nominální úroková sazba je v každém roce splácení navázána na aktuální náklady na financování státního dluhu, reálná úroková sazba této půjčky by se mohla pohybovat okolo 2 % p. a. Skutečná hodnota ovšem závisí na budoucím vývoji ekonomiky a budoucím ratingu ČR.
- 19 Otázkou zejména bylo, zda je délka garantované ceny elektřiny s ohledem na další opatření odůvodněná. Viz [reakce Evropské komise \[EK 2022\]](#).
- 20 Komise požadovala zkrácení vyrovnanáčího režimu na 40 let, výraznou účast výroby z nového bloku na trhu s elektřinou a další mechanismy pro zajištění, že veřejná podpora nebude příliš vysoká. Viz například [tisková zpráva Ministerstva financí ČR](#), další detaily jsou v [tiskové zprávě Evropské komise \[EK 2024\]](#).
- 21 Při probíhající notifikaci bylo argumentováno zdrojovou přiměřeností v souvislosti s odchodem od uhlí, tento argument ovšem nepůjde opakovat pro libovolné množství velkých jaderných bloků.
- 22 Uniklá analýza ministerstva financí (např. dle [článku](#) na Seznam Zprávy [Koutník 2023]) konstatuje, že takovou výstavbu 4 velkých bloků by státní dluh unesl, ale přidává k tomu řadu podmínek, které nebude snadné splnit.
- 23 Dle [rozhodnutí](#) o notifikaci pro nový jaderný blok v Dukovanech [EK 2024].

3

Referenční scénář pro rok 2050

Základní rámec pro modelování
v této studii

V této studii slouží **referenční scénář jako výchozí bod** pro srovnání, které kroky vedou k levnější či dražší elektřině v Česku.

- Referenční scénář je ovlivněn celou sadou parametrů, které představuje tato kapitola (např. roční spotřeba elektřiny, počet nových jaderných bloků nebo limity pro rozvoj obnovitelných zdrojů).
- Následující KAPITOLA 4 pak pro vybrané parametry ukazuje **citolivostní analýzy**, tedy jaká změna těchto parametrů by vedla k **levnější elektřině (přesněji řečeno k nižším celkovým nákladům na výrobu elektřiny** v roce 2050 – ty zahrnují hlavně náklady na výstavbu a provoz elektráren v Česku a dále náklady na import elektřiny a příjmy z jejího exportu).

Tato studie je založena na **celoevropském optimalizačním modelu** elektrizační soustavy. Všechny zde prezentované výsledky tedy vycházejí z nákladové optimalizace – ta pro sadu vstupních parametrů hledá co nejlevnější řešení pro výrobu elektřiny v Česku v roce 2050 (viz BOX 3).

Také referenční scénář vychází z nákladové optimalizace, se zvolenými **středovými hodnotami** vstupních parametrů. V tomto scénáři 50 % elektřiny vyrábí obnovitelné zdroje, 30 % jaderné zdroje a 10 % se vyrábí z plynu v kombinaci s technologií CCUS. Dalších 10 % elektřiny dodává krátkodobá akumulace a zelený vodík.

Tato kapitola se nejprve věnuje klíčovým vstupním parametry a poté představuje výsledný referenční scénář. Pro rok 2050 zvažujeme různé:

- Scénáře vývoje spotřeby elektřiny** v Česku: jako středovou hodnotu volíme 107,5 TWh ročně²⁴ (zhruba v souladu s modelováním prováděným pro aktualizaci českého národního klimaticko-energetického plánu), přičemž zvažujeme rozsah ± 20 % od této středové hodnoty.
- Limity rozvoje obnovitelných zdrojů** v Česku (a ceny těchto technologií): pro větrné zdroje volíme limit 10 GW, protože jsou reálně omezené rozsahem větrného území, hustotou zástavby, chráněnými oblastmi a také mírou přijetí ze strany místních obyvatel. Solární zdroje téměř neomezujeme (je zvolen vysoký limit 70 GW), ale zvažujeme škálu nižších limitů.
- Varianty výstavby velkých jaderných bloků** v Česku (při různých cenových parametrech): jako středovou variantu 2 nových bloků (se 4% sazbou WACC a střední úrovní *overnight cost*) s celým rozsahem 0–4 bloků. Malé modulární reaktory modelujeme zvlášť (viz následující bod).
- Limity a ceny pro další technologie** (malé modulární reaktory, CCUS, biomasa, importovaný vodík), u kterých volíme středové hodnoty konzervativně, protože mají omezený potenciál nebo zatím nejsou dostatečně zralé – zvažujeme ale široký rozsah hodnot.
- Scénáře rozvoje energetiky v Evropě** (tedy rozvoje zdrojů na výrobu elektřiny, spotřeby a interkonektorů), založené na studii *New Generation* [Ember 2022a] od britského nezávislého think-tanku Ember. Ze čtyř scénářů konzervativně jako středový vybíráme scénář *Omezená spolupráce*, při kterém Česko nemůže spoléhat na velký import levné obnovitelné elektřiny.

Celkový přehled vstupních parametrů je uveden v KAPITOLE 6.

OBRÁZEK 7

Sada parametrů, která ovlivňuje výsledky nákladové optimalizace

PARAMETRY	SPODNÍ LIMIT	REFERENČNÍ SCÉNÁŘ	HORNÍ LIMIT
SPOTŘEBA ELEKTŘINY			
Roční spotřeba	86 TWh - 20 %	107 TWh	129 TWh + 20 %
VÍTR A SLUNCE			
Limit pro vítr	1 GW	10 GW	15 GW
Limit pro slunce	2,5 GW	70 GW	70 GW je téměř stejně jako bez jakéhokoli omezení
Ceny pro OZE a akumulaci	nízké mezi odhadem IEA pro roky 2030 a 2050	střední dle odhadu IEA pro rok 2030	vysoké mezi odhadem IEA pro roky 2022 a 2030
JÁDRO: VELKÉ BLOKY			
Varianta rozvoje	+0	+2	+4
Overnight cost (Náklady na výstavbu)	6 300 €/kWe	9 400 €/kWe	13 600 €/kWe
Reálný WACC (Náklady na kapitál)	méně než 4 % není pro ČR realistické	4 %	8 %
DALŠÍ TECHNOLOGIE			
SMRs: overnight cost	5 000 €/kWe	10 100 €/kWe	
Limit pro výrobu s CCUS	0 TWh	10 TWh	30 TWh
Limit pro výrobu z biomasy		15 TWh	
Cena importovaného vodíku	1,5 €/kg	3 €/kg	4 €/kg
SCÉNÁŘ ROZVOJE V EVROPĚ			
Míra propojení a rozvoje OZE napříč Evropou		Omezená spolupráce (preferenční národních řešení)	Odpor k OZE Pokračování jádra v Evropě Optimální vývoj

24 Uvažujeme čistou spotřebu (bez technologické vlastní spotřeby v elektrárnách), ale včetně ztrát v sítích.

NÁKLADOVÁ OPTIMALIZACE

dle celkových nákladů na výrobu elektřiny

- **Investice do nových elektráren**, včetně nutných záložních zdrojů
- **Provoz všech elektráren**, včetně paliva a povolenek
- **Import elektřiny**
a příjmy z exportu elektřiny,
+ **výstavba interkonektorů**

VÝSTUP

- **Instalované výkony**
dle typu zdroje
- **Hodinový provoz soustavy**
(výroba dle typu zdroje, import, export)
- **Celkové náklady**
na výrobu elektřiny

BOX 3

Jak funguje nákladová optimalizace?

Použitý optimalizační model evropské elektrizační soustavy hledá pro rok 2050²⁵ pro každou sadu vstupních parametrů:

- **nákladově optimální sadu zdrojů elektřiny v Česku**, která respektuje vstupní parametry – od větrných a solárních až po zelený vodík, plynové zdroje s CCUS a malé modulární reaktory,
- **nákladově optimální provoz** takto zazdrojované evropské soustavy²⁶ během celého roku v hodinovém rozlišení (tedy hodinová výroba obnovitelných zdrojů podle modelového počasí, hodinového zapojení ředitelných zdrojů, akumulace, flexibility apod.).

Obojí dohromady určuje celkové náklady výroby elektřiny v Česku.

Co je započítáno do celkových českých nákladů na výrobu elektřiny?

- anualizované investiční náklady nových elektráren, včetně nutných záložních zdrojů a akumulace nutné pro integraci do sítě,
- anualizované investiční náklady na rozvoj interkonektorů,
- provozní náklady elektráren (včetně paliva a emisních povolenek),
- náklady na import a příjmy z exportu elektřiny,
- případné příjmy z prodeje domácího zeleného vodíku k použití v dalších sektorech.

Jde tedy o náklady spojené s výrobou elektřiny, a to včetně přiměřeného zisku z jejího prodeje. Tyto náklady musí někdo zaplatit. Obvykle se promítají přímo do ceny elektřiny – do její ceny na burze i do regulované složky ceny. Část nákladů může platit přímo stát (formou dotací či provozní podpory).

Co naopak do těchto nákladů započítáno není?

- rozvoj české přenosové a distribuční soustavy: zde bude nutné výrazně investovat ve všech scénářích, také kvůli elektrifikaci dopravy a vytápění,
- možné dopady na státní dluh a rating České republiky na trhu státních dluhopisů,
- multiplikační efekt investic v energetice (tj. dopady různých investic na růst HDP, a tedy i na daňové příjmy do státního rozpočtu),
- další náklady jaderné energetiky: odpovědnost za potenciální jaderné škody, nutné investice do dopravní infrastruktury, policejní a vojenská ostraha apod.

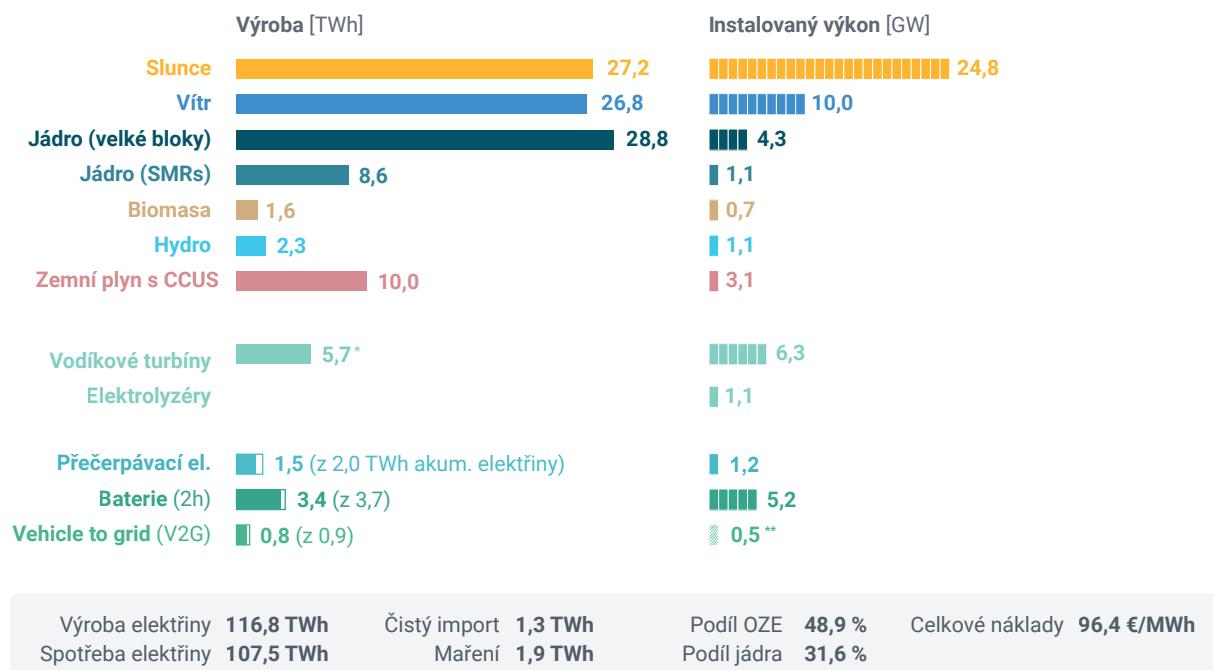
Vyčíslení a zvažování těchto typů nákladů vyžaduje další detailní analýzy, příp. jiný typ modelu.

25 Pro zjednodušení problému neuvažujeme celou trajektorii mezi lety 2025 a 2050, ale pouze rok 2050

26 Tato optimalizace odpovídá skutečnému chování výrobců na spotovém trhu s elektřinou.

Referenční scénář tedy ve výsledku staví jak na obnovitelných, tak na jaderných zdrojích. Kromě toho jsou samozřejmě potřeba i výrazné kapacity akumulace a záložních řiditelných zdrojů.

OBRÁZEK 8

Většinu spotřeby v referenčním scénáři pokryjí obnovitelné a jaderné zdroje

* vyrobeno z importovaného vodíku a také z domácí výroby (2,1 TWh elektřiny)

** část elektroaut připojená k pomalému obousměrnému dobíjení

Obnovitelné zdroje v tomto scénáři tvoří zhruba polovinu výroby, tedy asi 60 TWh. Dále se částečně podílí na dalších zhruba 10 TWh z krátkodobé a dlouhodobé akumulace. Zhruba třetinový podíl na výrobě (asi 40 TWh) má **jaderná energetika**, jak ve formě velkých jaderných bloků (se 2 novými bloky pevně zadánými na vstupu), tak ve formě malých modulárních reaktorů (které jsou výsledkem nákladové optimalizace).

Kromě těchto zdrojů jsou k dispozici také velké kapacity **flexibilních řiditelných zdrojů**, které slouží jako záloha při nedostatku výroby z obnovitelných zdrojů, případně při neplánovaně nižší výrobě z velkých jaderných bloků. Jde jednak o 3 GW paroplynových zdrojů s technologií CCUS, jednak o zhruba 7 GW vodíkových turbín (zčásti v efektivním paroplynovém cyklu, zčásti jako levnější a méně efektivní turbíny s otevřeným cyklem, které se používají jen velmi zřídka).

Přebytky výroby obnovitelné elektřiny se z větší části využívají na **flexibilní spotřebu a akumulaci**. Zbytek přebytků se zčásti exportuje²⁷, zčásti dochází k maření (asi 4 % výroby ze slunce a větru).

Ve výsledku má Česko mírně kladnou exportní bilanci, což je do velké míry dánno evropským scénářem *Omezená spolupráce*, při němž nejsou pro import k dispozici výrazné nadbytky levné elektřiny ze zahraničí. Fungování výroby, spotřeby a akumulace elektřiny v referenčním scénáři více přibližuje BOX 4.

27 Export letních přebytků ze solární výroby (z Česka a mnoha dalších zemí) směruje primárně do států, které spoléhají výrazně více na větrnou než na solární energetiku a v nichž v danou chvíli právě málo fouká. Zde se pak tato nadbytečná elektřina buď spotřebuje přímo, nebo mají tyto země alespoň volnou kapacitu pro akumulaci.

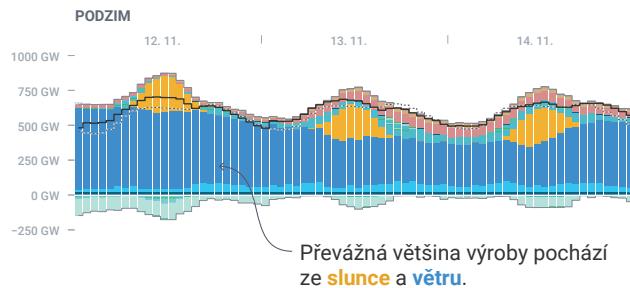
BOX 4

Jak v modelu funguje výroba elektřiny v různých ročních obdobích?

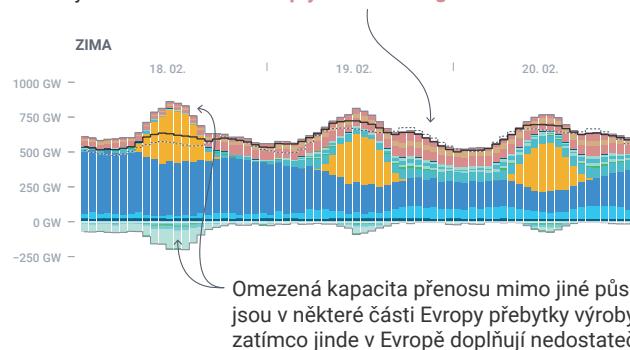
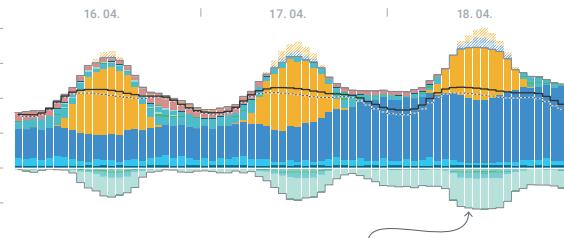
Fungování výroby, spotřeby a akumulace elektřiny v referenčním scénáři

**Celá Evropa**

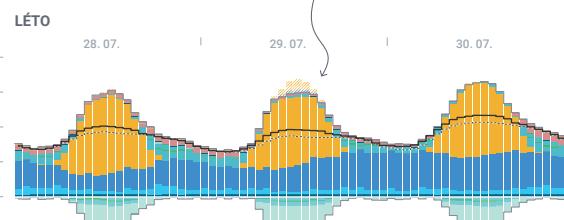
Grafy ukazují součet výroby a — spotřeby napříč Evropou, který respektuje kapacitu přenosu mezi jednotlivými zeměmi.



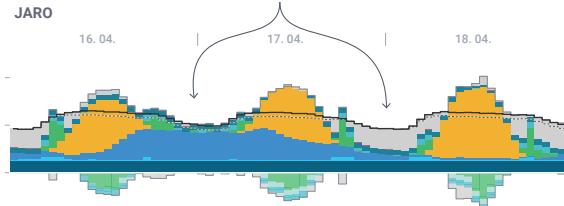
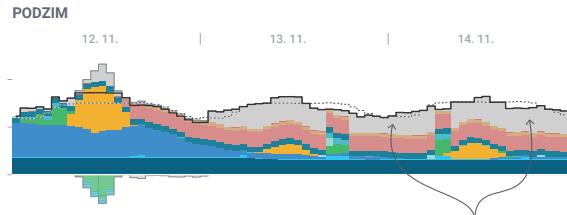
V době nedostatečné výroby ze slunce a větru nastupuje akumulace a flexibilní zdroje jako biomasa a zemní plyn s technologií CCUS

**JARO**

Malá zbývající část nadbytků výroby ze slunce a větru je mařena (asi 2 % výroby)

**Česko**

Na malém území Česka se více projeví variabilita výroby ze slunce a větru.



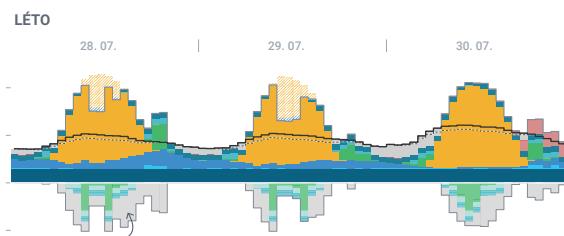
ZIMNA

18. 02. | 19. 02. | 20. 02.

20 GW | 10 GW | 0 GW | -10 GW

Podíl výroby z větru v Česku je nižší než v celé Evropě, kvůli omezenému potenciálu větrné energetiky.

Z části to kompenzuje větší podíl výroby ze slunce, dále Jaderná energetika a flexibilní zdroje.



4

Kroky k levné elektřině v roce 2050

Z hlediska nízkých nákladů na výrobu elektřiny v roce 2050 je nejdůležitější:

- rozvoj domácí **větrné energetiky**,
- **úspory energie** (zejména pak v zimních špičkách) a
- rozvoj **evropské spolupráce** a propojení soustav (pro levný import elektřiny z větru).

Rozvoj jaderné energetiky může náklady snížit jen málo, podstatnější snížení nákladů by přinesl, jen kdyby se podařilo udržet cenu výstavby nových jaderných bloků velmi nízko.

Tato kapitola zkoumá různé směry možného dalšího rozvoje české elektroenergetiky a jejich potenciální dopad na snížení celkových nákladů na výrobu elektřiny. Cílem analýzy je přinést jasné pochopení, které směry jsou pro prosperující a konkurenco-schopné Česko klíčové (a které naopak vedlejší) a jaký rozvoj by měla státní správa a samospráva co nejvíce urychlit potřebnou legislativou, zjednodušením procesů, veřejnou podporou a strategickou komunikací.



-23 €

4.1 Vítr a slunce

Pro **větrnou energetiku** je zkoumán rozsah 1–15 GW instalovaného výkonu. Spodní hranice není příliš daleko od současného stavu (0,35 GW), horní hranice 15 GW odpovídá velmi vysokému (45násobnému) nárůstu oproti dnešku. Střední odhad 10 GW odpovídá „hustotě“ větrných elektráren jen o něco vyšší, než je dnes v jižním Německu, které je z hlediska větrného potenciálu i charakteru krajiny podobné Česku.²⁸

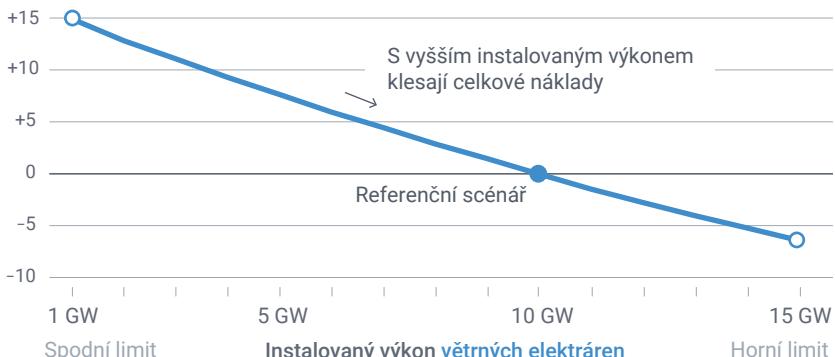
Z dnešního pohledu je těžké odhadovat, jakého instalovaného výkonu může Česko do roku 2050 dosáhnout. Co ovšem platí jednoznačně, že **každý přidaný GW větrného výkonu znatelně snižuje celkové české náklady na výrobu elektřiny**.²⁹ Rozdíl na celé uvažované škále je 23 €/MWh.

OBRÁZEK 9

Bez větrné energetiky by se referenční scénář prodražil o 15 €/MWh

Dopad na celkové měrné náklady (oproti referenčnímu scénáři)

+20 €/MWh



Referenční scénář má náklady nižší o **15 €/MWh** oproti scénáři bez rozvoje větrné energetiky (1 GW)

Vyšší rozvoj větrné energetiky (15 GW) by celkové náklady snížil o dalších **7 €/MWh**

Celkový dopad výroby z větru na zvažovaném rozsahu: **-23 €**

Nešlo by nahradit domácí vítr importem ze zahraničí? Možnost importu levné obnovitelné energie ze zahraničí má na celkové náklady vliv (jak ukazuje KAPITOLA 4.3). Ekonomický přínos rozvoje domácího větru to ale prakticky nemění. Při evropském scénáři *Optimální vývoj* by prvních 12 GW instalovaného výkonu snížilo náklady o 17 €/MWh, tedy stejně jako v referenčním scénáři. Jen přínos dalších 3 GW instalací by v tom případě byl o něco nižší, protože by bylo méně výhodné exportovat přebytky z větrné energetiky do jiných zemí.

Nešlo by rozvoj větrné energetiky nahradit rozvojem jádra? Z hlediska bilance výroby elektřiny určitě ano (pokud by se podařilo postavit více než dva nové bloky). Jak ukazuje OBRÁZEK 10, z hlediska celkových nákladů ale taková náhrada nefunguje, vyšší rozvoj jádra totiž může stáhnout celkové náklady jen mírně (viz KAPITOLA 4.4). Větrná a jaderná energetika si konkuruje jen málo – i při výstavbě čtyř nových jaderných bloků by měl rozvoj větrné energetiky na snižování celkových nákladů podobný efekt.

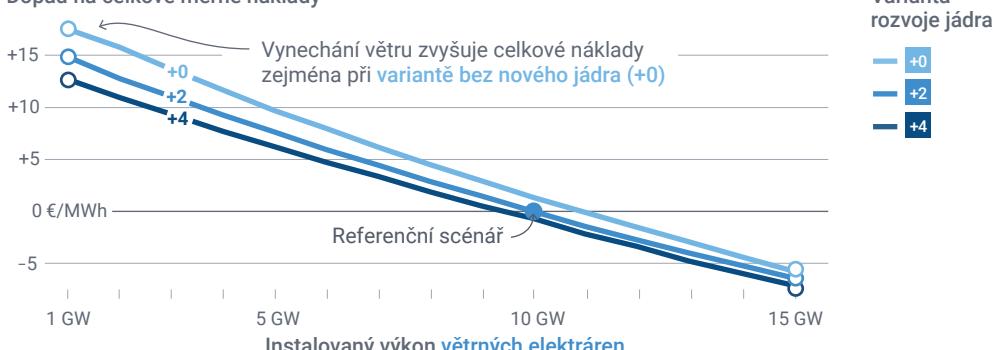
Úspěšný rozvoj větrné energetiky vyžaduje ze strany státu dlouhodobou a systematickou podporu. V první fázi jde nejvíce o legislativu, územní plánování a povolovací procesy.

28 Je ovšem třeba dodat, že v Německu je rozvoj větrné energetiky dlouhodobě a systematicky podporován. Uvedený údaj je za spolkové země Bádensko-Württembersko, Porýní-Falc, Sársko, Hesensko a Durynsko; není zde započteno Bavorsko, kde je rozvoj větrné energetiky zpomalován politicky. Konkrétně bylo v této spolkových zemích ke konci roku 2023 instalováno v průměru 112 kW/km² (dle reportu Deutsche WindGuard [DW 2023]), což by na území ČR odpovídalo výkonu 8830 MW. V severní části Německa (tedy ve zbylých spolkových zemích) jsou pro větrnou energetiku mnohem příznivější podmínky, čemuž odpovídá i mnohem vyšší „hustota“ větrných instalací (252 kW/km²).
29 Toto tvrzení se přitom neopírá o optimistický předpoklad snižování cen technologií – vychází z odhadu IEA [IEA 2023], ve kterých cena na výstavbu kW větrného výkonu na pevnině do roku 2030 a 2050 klesá jen velmi mírně.

OBRÁZEK 10

I s jadernou variantou +4 by vynechání rozvoje větru bylo pro Česko drahé

Dopad na celkové měrné náklady



BOX 5

Možný konflikt mezi plným rozvojem jádra a větrné energetiky

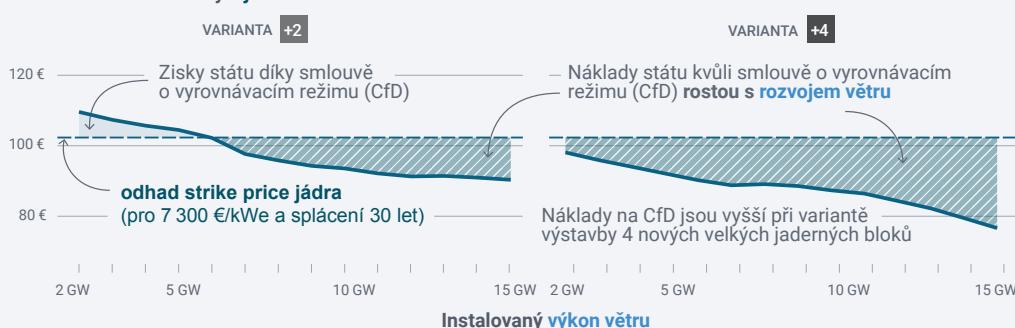
Přestože je významný rozvoj větrné energetiky z hlediska celkových nákladů značně výhodný i při plném rozvoji jaderné energetiky, detailní pohled ukazuje možný konflikt mezi větrem a jádrem. Souvisí to se **smlouvou o vyrovnávacím režimu** (CfD), na základě níž by stát v případě nízké ceny elektřiny na trhu dorovnával jaderné energetice nedostatečné tržby až k cenové hladině stanovené v této smlouvě. Například při smluvně stanovené ceně (*strike price*) ve výši 100 €/MWh a průměrné prodejní ceně jaderné elektřiny 80 €/MWh by stát za každou MWh elektřiny vyrobené v nových blocích doplácel 20 €.³⁰

Při velkém rozvoji jaderné energetiky nemusí být v zájmu politických představitelů a státní správy, aby byla průměrná cena elektřiny na pražské burze nízká, protože by to také způsobilo nízkou prodejní cenu jaderné elektřiny a tedy velké náklady pro stát v rámci vyrovnávacího režimu. Rozvoj větrné energetiky by cenu elektřiny na burze snižoval a tím zvyšoval možné náklady na vyrovnávací režim pro jádro.

OBRÁZEK 11

Rozvoj větru by snižoval cenu elektřiny na trhu a zvyšoval náklady za vyrovnávací režim (CfD) pro jádro, zejména při výstavbě 4 nových velkých jaderných bloků

Průměrná cena elektřiny z jádra na trhu*



* Cena elektřiny z větra a jádra na trhu v roce 2050 může být jiná (pravidla trhu mohou být jiná, simulace ceny v modelu je navíc citlivá na vstupní parametry). Obecně ale platí: při výrazném rozvoji jádra i větru tato cena bude klesat.

Z ekonomického hlediska nicméně celý tento konflikt nedává smysl. Při dobře nastavených smlouvách o vyrovnávacím režimu pro jadernou, solární a větrnou energetiku je pro zákazníky nízká cena na burze výhodná, i když na ně stát v rámci regulované složky ceny elektřiny přenese veškeré náklady na vyrovnávací režim. Jinými slovy: cena elektřiny na burze zvýšena o náklady na vyrovnávací režim dobře odpovídá celkovým nákladům na výrobu elektřiny. Dokud tyto náklady klesají (jak ukazuje naše analýza), zákazník ušetří.

Z politického hlediska mohou ovšem obavy z možných poplatků na podporu jaderné energetiky, které by byly uvedeny na fakturách za elektřinu, mít snadno větší váhu než snaha o nízké celkové náklady na výrobu elektřiny. Na základě těchto obav může centrální politika a administrativa chtít rozvoj větrné energetiky (částečně) blokovat, což bude mít negativní důsledky pro českou ekonomiku a český průmysl.

³⁰ Je třeba dodat, že tato smlouva má být symetrická: při průměrné ceně elektřiny 110 €/MWh by naopak provozovatelé jaderných elektráren státu vraceli nadbytečné tržby, tedy 10 € za každou prodanou MWh.



Stavět **solární elektrárny** v Česku je dnes výrazně snazší a rychlejší (zejména na střechách domů) než ty větrné. Tento rozvoj navíc v současnosti podporují i investiční dotace z Modernizačního fondu a z programu Nová zelená úsporám. Také proto zaznamenala fotovoltaika v roce 2023 výrazný boom, srovnatelný s rekordním rokem 2010.³¹ Odhadovaný celkový instalovaný výkon fotovoltaiky v Česku (včetně té na střechách) ke konci roku 2023 byl přibližně 3,5 GW.

Dává rozvoj fotovoltaiky ekonomický smysl? Jednoznačně ano, ale situace je přece jen o něco komplikovanější než v případě větrné energetiky. Největší přínos má prvních 10 GW instalovaného výkonu, protože tento výkon je snazší využít, méně často vede k přebytkům a maření výroby a nevyžaduje také poměrně drahé akumulace (např. do vodíku). Stejně tak z klimatického hlediska prvních 10 GW nejsnadněji nahrazení výrobu z emisně náročného uhlí nebo zemního plynu. Proto potřebuje rozvoj fotovoltaiky dlouhodobou, systematickou a předvídatelnou podporu, která Česku umožní dosáhnout zmíněných ekonomických úspor.

OBRÁZEK 12

Bez solární energetiky by se referenční scénář prodražil asi o 4 €/MWh

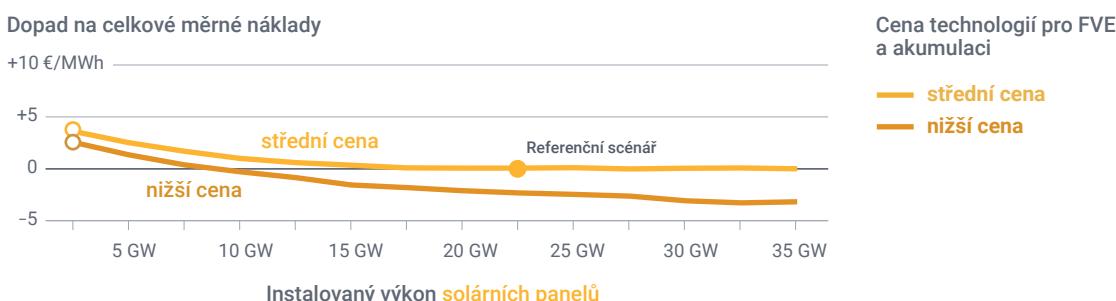


Jaký je optimální cíl pro rozvoj fotovoltaiky v Česku? Odpověď na tuto otázku není z dnešního pohledu jednoznačná. Z grafu výše je zřejmé, že ekonomický přínos rozvoje fotovoltaiky se postupně snižuje a od určitého bodu už tento rozvoj další úspory nepřináší. V referenčním scénáři tento moment nastává okolo 25 GW, velmi ovšem záleží na dalších okolnostech: na rozvoji větru a jádra, na míře úspor energie, na možnostech importu, na rozvoji flexibility spotřeby, na dostupnosti dalších technologií i na zlevňování solárních panelů a akumulace. Dobře lze tento efekt ilustrovat na zlevňování solárních panelů a technologií pro akumulaci:³²

OBRÁZEK 13

Levnější panely a akumulace by zvýšily dopad fotovoltaiky

Optimální cíl pro rozvoj fotovoltaiky by se pak posunul nad 30 GW



31 Podle Solární asociace přibylo v roce 2023 téměř 1 GW nových instalací [SA 2024], zejména na střechách rodinných domů. Do budoucna se očekává větší podíl středních a velkých elektráren.

32 Zlevňování dle cenových parametrů v Tabulce 2 v Kapitole 6.

Ještě více tento optimální cíl pro rozvoj fotovoltaiky posouvá absence větrného nebo jaderného výkonu: např. při 5 GW větrného výkonu a žádné nové jaderné výstavbě by byl optimální solární výkon okolo 45 GW. Opačným směrem naopak působí absence flexibility spotřeby, která je klíčová pro efektivní využití přebytků obnovitelné energie. Proto je třeba vývoj nadále sledovat a veřejnou podporu postupně a předvídatelně upravovat, aby Česko směřovalo do blízkosti zmíněného ekonomického optima.

Poznámka: v optimalizačním modelu jsou do instalovaného výkonu zahrnutý velké solární parky stejně jako domácí střešní fotovoltaika³³ (obě technologie mají velmi podobný průběh výroby v čase). V souladu s tím je do celkové křivky spotřeby elektřiny započítána i spotřeba, kterou si zákazník pokryje vlastní výrobou „za elektroměrem“.

Co podpoří další rozvoj v této oblasti:

- ④ **Strategická komunikace** k veřejnosti ohledně rozvoje solární a především větrné energetiky.
- ④ **Zjednodušení povolovacích procesů** pro solární a zejména větrnou energetiku (např. dokončením přípravy akceleračních zón).
- ④ **Vytvoření transparentního prostředí pro připojování** obnovitelné výroby do sítě a nastavení motivující k urychlenému rozvoji distribučních soustav.
- ④ **Vpuštění akumulace a agregace flexibility na trh** (např. dokončením Lex OZE 3), aby bylo možné lépe absorbovat větrnou a solární elektřinu.
- ④ **Pokračování předvídatelné a systematické podpory** rozvoje větrné a solární energetiky. V současné fázi je investiční podpora funkční model, v budoucnu bude ale potřeba rozšířit provozní podporu (úplně stejně jako u jaderné energetiky).³⁴

33 Jako cena výstavby je nicméně v modelu použita ta pro velké solární parky – významný podíl domácí fotovoltaiky by celkové řešení oproti grafům výše do určité míry prodražil.

34 Provozní podpora ve formě vyrovnávacího režimu (angl. 2-sided contract for difference) dává investorovi jistotu budoucích příjmů, čímž snižuje investiční riziko a celý projekt zlevňuje. V důsledku toho umožňuje hlavně vhodně nastavená provozní podpora dosáhnout vyššího instalovaného výkonu a tím snížit celkové náklady na výrobu elektřiny v Česku. Taková podpora je výhodná jak pro spotřebitele (elektřina v Česku bude levnější i při započtení plateb na vyrovnávací režim), tak pro stát (ten tím získá možnost zajistit pro Česko levné bezemisní zdroje elektřiny) a stejně tak pro investora (zajistí to rentabilitu výstavby snížením investičního rizika).



4.2 Úspory energie

Pro **spotřebu elektřiny** je v referenčním scénáři exogenně zvolena hodnota 107,5 TWh ročně.³⁵ Tento údaj je v souladu s výsledky modelování pro aktualizaci českého národního klimaticko-energetického plánu a také zhruba odpovídá scénářům Ember, jež jsou v této studii použity pro další evropské země. Tyto scénáře počítají s **výrazným snížením energetické náročnosti** (ve srovnání s rokem 2019 je v roce 2050 konečná spotřeba napříč Evropou nižší o 43 %) a s výraznou elektrifikací (ve srovnání s rokem 2019 je konečná spotřeba elektřiny o 50 % vyšší).

Výše budoucí spotřoby elektřiny je nicméně velmi nejistá, závisí totiž na mnoha faktorech: na tempu renovací budov, na elektrifikaci dopravy, na technologickém mixu pro dekarbonizaci průmyslu (a na případném růstu výroby nebo naopak odlivu energeticky náročného průmyslu do zahraničí), na proměně chování spotřebitelů atd. V konečném důsledku tak **může být výrazně vyšší nebo naopak nižší, než očekává referenční scénář**.

V každém případě mají úspory spotřoby elektřiny podstatný dopad na snížení celkových nákladů na její výrobu. Naopak vyšší spotřeba elektřiny za všech okolností celkové náklady prodražuje.

OBRÁZEK 14

Další úspory ve spotřebě elektřiny mohou snížit měrné náklady až o 6 €/MWh

Dopad na celkové měrné náklady



Důvod velkého vlivu úspor na celkové náklady je jednoduchý: nižší spotřeba se nejvíce projeví v zimě (kdy lépe dostačuje omezená výroba z větru), vyšší spotřeba také (k omezenému větru je pak třeba získat více elektřiny z dražších zdrojů). V tomto srovnání nejsou zahrnuté náklady na samotná úsporná opatření na straně spotřeby, protože model zahrnuje jen výrobu elektřiny.

Tento význam úspor ovšem představuje **silný ekonomický argument pro veřejnou podporu energetických úspor**: podle této analýzy by každá uspořená TWh elektřiny snížila náklady veškeré elektřiny o 0,33 €/MWh, tedy snížila **každoročně** náklady pro celou ekonomiku o 35 mil. €. Každá uspořená MWh elektřiny by tak přinesla celé ekonomice úspory 35 €, tedy asi 860 Kč (ve stálých cenách roku 2022). Náklady na úsporu MWh elektřiny se u mnoha opatření pohybují od 500 do 2000 korun³⁶ – přímé přínosy pro celou ekonomiku tedy mohou vyvážit část potřebných veřejných nákladů. Kromě tohoto celospolečenského přínosu na úsporách elektřiny samozřejmě navíc ušetří ten, kdo snižuje svou vlastní spotřebu, a má tak nižší faktury za elektřinu.

35 Uvažovaná je přitom čistá spotřeba (bez technologické vlastní spotřeby v elektrárnách), ale včetně ztrát v sítích a včetně spotřeby elektřiny vyrobené střešní fotovoltaikou „za elektroměrem“.

36 Např. využití tepelného čerpadla pro vytápění nebo ohrev TUV místo elektrického bojleru, instalace LED osvětlení nebo přechod elektrické trakce ze stejnosměrného na střídavé napájení. Detailní rozbor přináší studie [Energetické úspory do roku 2030 dle cílů EU](#) od poradenské firmy Envirois [Envirois 2017], přehledné shrnutí nákladů opatření je v Tabulce 27.

Sníží energetické úspory Česku náklady v případě, že budou postaveny 4 velké jaderné bloky? Jak velký dopad bude nižší spotřeba elektřiny mít, je pochopitelně ovlivněno tím, jakou variantu rozvoje jádra Česko zvolí.

OBRÁZEK 15
Se 4 novými bloky by byl dopad nízké spotřeby minimální



Z grafu výše je zřejmé, že sklon křivky je tím menší, čím více nových bloků je postaveno. Jinými slovy: snížení spotřeby by se Česku nejvíce vyplatilo bez nových bloků, naopak na vysokou spotřebu elektřiny by Česko doplácelo nejméně při čtyřech nových blocích.

Co podpoří další rozvoj v této oblasti:

- ④ **maximálně podporovat** nákladově efektivní opatření na úspory energie, zejména pak opatření na úspory elektřiny,
- ④ **snižovat bariéry pro realizaci** opatření (např. službou *one stop shop* poskytovanou pro renovace budov³⁷ nebo vyjasněním metodiky pro renovace památkově chráněných budov),
- ④ také je třeba **vést diskuzi**, jak dobře nastavit veřejnou podporu, aby byla jednak skutečně efektivní (a pouze nezvýšovala ceny za realizace opatření) a jednak sociálně citlivá (aby pomohla snižovat spotřebu energie a tím i životní náklady lidem s nižšími příjmy, kteří jsou více ohroženi energetickou chudobou).

37 Jde o komplexní poradenství a služby poskytované na jednom místě: od úvodní konzultace až po samotnou rekonstrukci.



-4 €

4.3 Propojená Evropa

Evropský energetický systém i trhy jsou do velké míry propojené. O budoucnosti české energetiky proto nelze rozhodovat, jako by byla izolovaným ostrovem: pokračující rozvoj obnovitelných zdrojů za našimi hranicemi a také rozvoj přenosové soustavy může umožnit výrazné importy obnovitelné elektřiny, snižovat cenu elektřiny na českém trhu a ovlivňovat jednotlivé české strategické volby, včetně rozvoje domácích OZE a jaderné energetiky. A naopak – při méně úspěšném rozvoji obnovitelných zdrojů v Evropě může narůstat důležitost mít dostatek domácích zdrojů.

Tato studie zvažuje **čtyři možné scénáře rozvoje energetiky v Evropě**, založené na studii New Generation od britského nezávislého think-tanku Ember [Ember 2022a].

Spíše optimistické scénáře:

Optimální vývoj (původním názvem *Technology Driven*)

Tento scénář hledá nákladově optimální cestu, založenou čistě na předvídaných cenách a potenciálu technologií v jednotlivých zemích. Nevstupují do toho žádná politická omezení ve formě pomalejšího rozvoje nebo politicky předepsaného rozvoje nákladnějších technologií.

Pokračování jádra v Evropě (*Nuclear Plus*)

Vychází ze scénáře Optimální vývoj, ale počítá s rozvojem jaderné energetiky podle plánů jednotlivých evropských zemí z konce roku 2021,³⁸ s určitým rozvojem malých modulárních reaktorů a také s prodlužováním doby provozu většiny stávajících reaktorů až na 60 let.

Spíše pesimistické scénáře:

Omezená spolupráce (*Delayed Interconnection*)

Vychází ze scénáře Optimální vývoj, počítá však s omezeným či pomalejším rozvojem umožňujícím propojení přenosových soustav (bere v úvahu možné byrokratické bariéry, malou připravenost projektů a také odpor veřejnosti).

Odpor k OZE (*Resistance to RES*)

Vychází ze scénáře Optimální vývoj, počítá ale s menší dostupností území pro velké fotovoltaické instalace a pro vítr na pevnině (také na základě odporu veřejnosti). Nižší dostupnost těchto technologií zčásti kompenzuje vítr na moři a střešní fotovoltaika, zčásti pak konvenční zdroje.

Všechny čtyři scénáře směřují k dekarbonizované energetice, hodnoty základních parametrů těchto scénářů jsou uvedeny v KAPITOLE 6.4.

Vývoj v Evropě bude mít na celkové náklady výroby elektřiny v Česku podstatný dopad: omezený rozvoj OZE za našimi hranicemi a omezený rozvoj interkonektorů citelně prodraží řešení v Česku. Konkrétně tento dopad ilustruje BOX 6.

OBRÁZEK 16

Lepší propojení a lepší možnost importu elektřiny může snížit náklady o 4 €/MWh

Dopad na celkové měrné náklady



Lepší propojení a lepší možnost importu elektřiny může snížit náklady o 4 €/MWh

-4 €

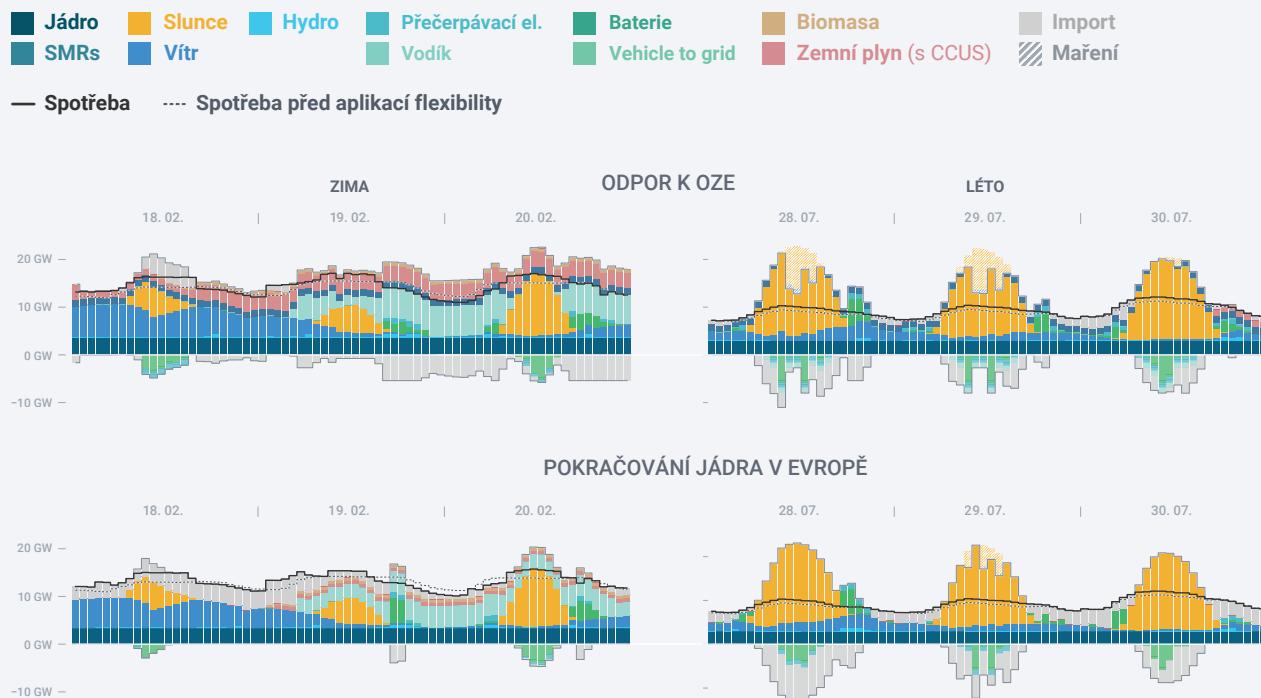
Celkový dopad propojení Evropy napříč zvažovanými scénáři: **-4 €**

³⁸ Tyto scénáře byly sestaveny před ruskou invazí na Ukrajinu v únoru 2022, a neberou tak v potaz geopolitický dopad konfliktu a související plynové krize, a tedy ani posílení plánů jaderného rozvoje mezi lety 2022 a 2024.

BOX 6

Jaký konkrétní dopad mají evropské scénáře na českou výrobu v létě a v zimě?

- Rozdíl v nákladech mezi scénáři je prostý: v levnějších scénářích je více hodin v roce možné nedostačující výrobu z domácích OZE doplnit levnějším importem ze zahraničí.
- Stejně tak lze větší část českých přebytků z OZE exportovat do zemí, které více staví na větrné energetice (a kde zrovna tolik nefouká).



Další snížení nákladů by mohl přinést ještě výraznější rozvoj větrné energetiky na moři a přenosových soustavách přímo pro účely české spotřeby, financovaný z Česka dlouhodobými kontrakty (PPA). Ke zkoumání možností a limitů takového rozvoje by ovšem byla potřeba další, podrobnější analýza.

Doplňení: pro tyto vybrané scénáře a pro každou z evropských zemí je pro rok 2050 z uvedené studie převzata roční spotřeba elektřiny,³⁹ poptávka po zeleném vodíku, dále hodnoty instalovaných výkonů jednotlivých zdrojů elektřiny, instalovaných výkonů zařízení pro ukládání elektřiny, zdrojů flexibility spotřeby a také kapacity interkonektorů mezi jednotlivými evropskými zeměmi.

Co podpoří další rozvoj v této oblasti:

- ④ Konstruktivně přispívat k **energetické spolupráci v Evropě** (např. aktivní účastí na formování funkčního společného trhu s elektřinou a na dalších revizích pravidel trhu).
- ④ **Posilovat kapacitu přenosové soustavy a přeshraničních spojení**, včetně plynové soustavy pro přenos vodíku (jak ukazuje Box 7).
- ④ Vést **bilaterální vyjednávání**, aby do Česka mohl proudit dostatek levné obnovitelné elektřiny, zejména pak elektřiny z větru (které zde nedokážeme vyrobit dostatek).

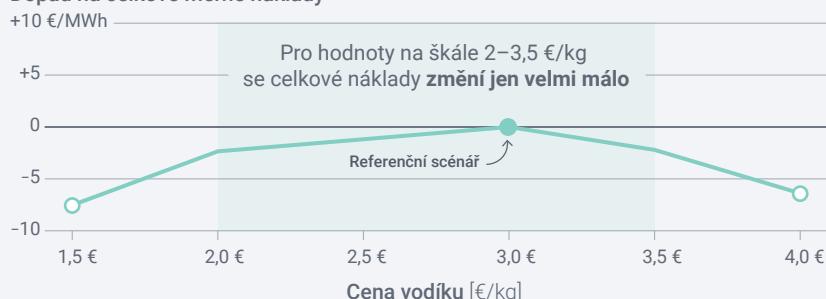
³⁹ Všechny scénáře počítají se snižováním energetické náročnosti a s výraznou elektrifikací (do roku 2050 se v evropském průměru oproti roku 2019 snižuje konečná spotřeba energie o 43 %, spotřeba elektřiny je o 50 % vyšší).

BOX 7

Jakou roli hraje možnost importu zeleného vodíku?

Další rozměr propojování Evropy představuje plynová přenosová soustava, pomocí níž by šlo v budoucnu napříč kontinentem efektivně přepravovat zelený vodík. Model umožňuje využití importovaného vodíku na výrobu elektřiny v Česku, v referenčním scénáři je z vodíku v záložních zdrojích vyrobeno 5,7 TWh elektřiny ročně.⁴⁰ Je uvažována poměrně konzervativní cena vodíku na úrovni 3 €/kg,⁴¹ nicméně celkové náklady na výrobu elektřiny v Česku nejsou na tento předpoklad příliš citlivé – pro hodnoty na škále 2–3,5 €/kg změní celkové náklady jen velmi málo (zhruba o 2 €/MWh).

OBRÁZEK 17

Celkové náklady jsou v širokém rozsahu na cenu importovaného vodíku málo citlivé**Dopad na celkové měrné náklady**

Co by se dělo při velmi vysoké ceně importovaného vodíku? Už při ceně 3,5 €/kg by se (na rozdíl od ceny 3 €/kg) začala vyplácet domácí výroba zeleného vodíku, primárně ze solární elektřiny. Při ceně 4 €/kg by do výroby vodíku už směřovalo téměř 45 TWh obnovitelné elektřiny a výnosy z prodeje vodíku by podstatně snížily celkové české náklady na výrobu elektřiny.

Co by se naopak dělo při velmi nízké ceně importovaného vodíku? Při klesající ceně začíná výroba elektřiny z vodíku vytlačovat další flexibilní zdroje (jako zemní plyn s CCUS nebo SMR) a také zčásti solární energetiku. Už při ceně 2 €/kg byla výroba z vodíku okolo 15 TWh ročně a instalovaný výkon solární energetiky pod úrovní 20 GW, tyto změny by ale ještě nevedly k zásadním úsporám nákladů. K těm dochází (při roční výrobě z vodíku přes 35 TWh) až při ceně 1,5 €/kg.

Obě krajní varianty (jak cena 1,5 €/kg, tak 4 €/kg) nepovažujeme za příliš realistické. Celkové náklady na výrobu elektřiny tedy cena vodíku (z importu) podle této analýzy významně neovlivňuje a **na možnosti levného importu vodíku tak mnohem více než elektroenergetika bude záviset český průmysl a doprava.**

40 Obdobnou roli jako vodík by pro výrobu elektřiny v nízkém objemu mohl hrát i biometan nebo nějaká jiná vhodná forma dlouhodobé akumulace.

41 Tato cena je vyšší než předpokládá např. aktuálně platná Vodíková strategie ČR [MPO 2021].



4.4 Jádro

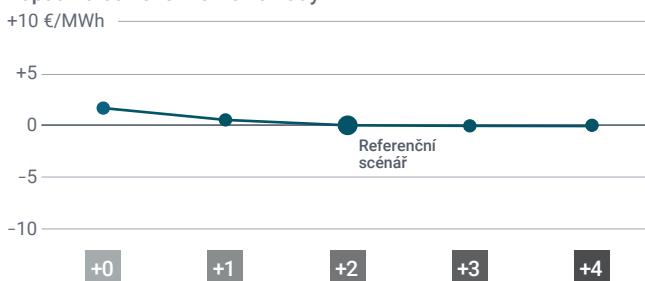
Pokud jde o rozvoj jaderné energetiky, je situace mnohem nepřehlednější – výhodnost rozvoje **velkých jaderných bloků** totiž do velké míry závisí na cenových parametrech a podstatně více je závislá také na parametrech ostatních (tedy na tom, jaký referenční scénář pro srovnání zvolíme). KAPITOLA 5 se proto věnuje tomuto tématu podrobněji.

Zjednodušeně řečeno platí, že **přínos rozvoje jaderné energetiky je oproti ostatním krokům nízký, zato je zatížen vysokou mírou nejistoty**. Dopad -2 €/MWh v referenčním scénáři například může být ještě menší, pokud vzroste dostupnost importu levné elektřiny ze zahraničí (např. při evropském scénáři Optimální vývoj).

OBRÁZEK 18

Dopad varianty rozvoje jádra na náklady je nízký

Dopad na celkové měrné náklady



-2 €

Bez nových velkých bloků by byly náklady vyšší o 2 €/MWh

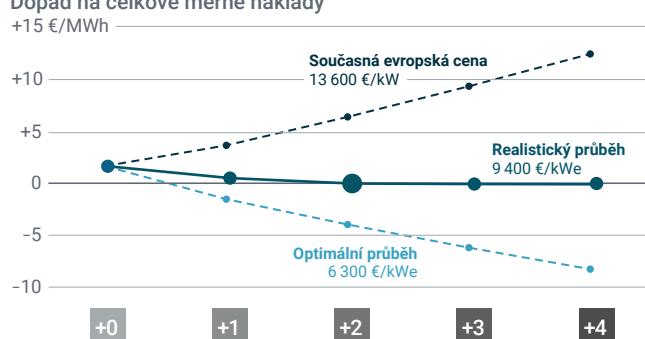
Celkový dopad rozvoje jádra na zvažovaném rozsahu: **-2 €**

Mnohem větším zdrojem nejistoty je ale skutečná cena výstavby nových bloků. Při velmi nízké ceně výstavby by měl rozvoj jádra dopad -10 €/MWh, naopak pokud bude cena výstavby vysoká (odpovídající nákladům jaderných bloků, které se v současnosti v Evropě staví), bude mít rozvoj jádra dopad +12 €/MWh, tj. celkové náklady na výrobu elektřiny by v tom případě výrazně zvýšil.

OBRÁZEK 19

Dopad varianty rozvoje jádra na náklady velmi závisí na skutečné ceně výstavby

Dopad na celkové měrné náklady



Při současné evropské ceně výstavby by čtyři velké bloky zvýšily celkové náklady o 12 €/MWh

-2 €

-10 €

Při optimálním průběhu výstavby by čtyři velké bloky snížily celkové náklady o 10 €/MWh

BOX 8

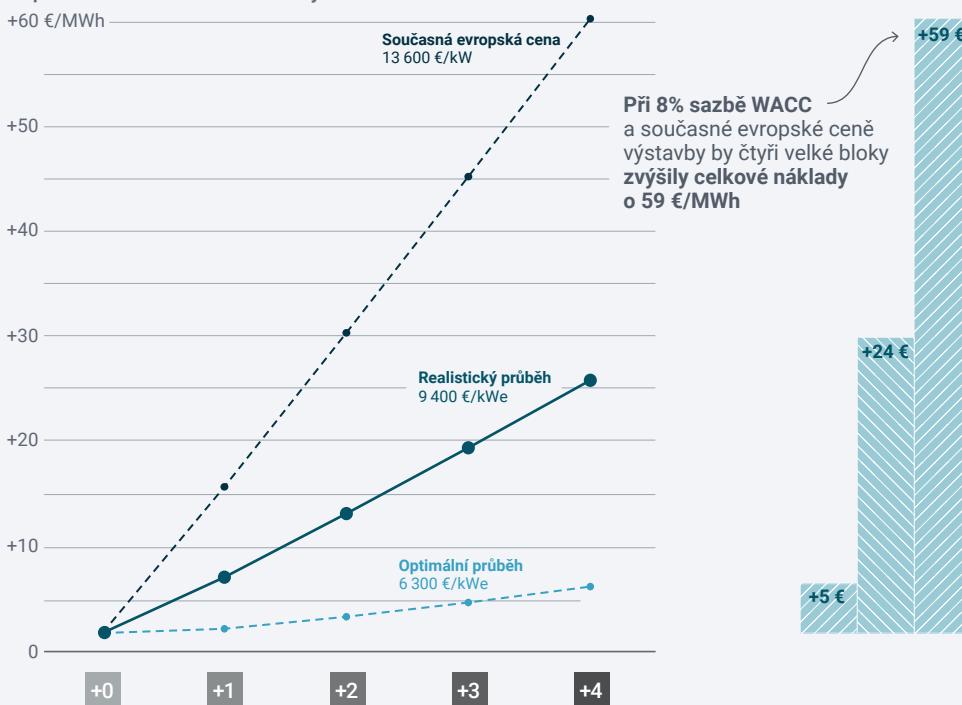
Je možné rozvíjet jadernou energetiku bez účasti státu?

Je možné rozvíjet jadernou energetiku bez účasti státu? Bez veřejné podpory by byla jaderná energetika plně vystavena tržním rizikům. Financování by pak bylo významně ovlivněno reálnou komerční sazbou WACC ve výši 8 %. Výstavba jaderných bloků by potom za všech okolností vedla ke zvýšení celkových nákladů na výrobu elektřiny. Při nízké ceně výstavby (dodržení harmonogramu realizace a dodržení rozpočtu) by toto zvýšení nákladů bylo do 5 €/MWh, při vysoké ceně výstavby (zpoždění a navýšení rozpočtu) by prodražení oproti referenčnímu scénáři mohlo dosáhnout až závratných 60 €/MWh. **Jaderná energetika tedy může přispět k dostupné elektřině je v případě, že stát převeze většinu ekonomických rizik souvisejících s jejím rozvojem.**

OBRÁZEK 20

S 8% komerční sazbou WACC by rozvoj jádra výrazně zvýšil náklady
(zejm. při vysoké ceně výstavby)

Dopad na celkové měrné náklady





-11 €

Malé modulární reaktory (SMRs) mohou být do budoucna potenciální alternativou velkých jaderných bloků. Jde o širokou škálu designů reaktorů, které jsou dnes v různých fázích vývoje. Tyto reaktory se snaží docílit nízkých jednotkových nákladů tím, že by se klíčové části elektrárny vyráběly sériově. Menší instalovaný výkon těchto bloků a jejich rychlejší výstavba ve srovnání s velkými bloky by současně měly snížit investiční rizika popsaná v KAPITOLE 2.3. V tuto chvíli ovšem malé modulární reaktory existují jen v několika demonstračních jednotkách a o jejich ceně schází hodnověrné informace. Přesto je možné, že se tato situace v dalších 10 letech podstatně promění.

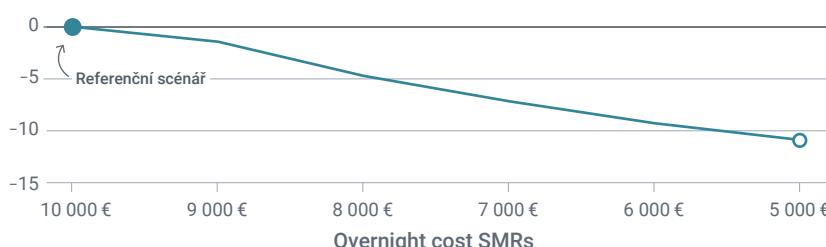
Možné zlevnění technologie SMR by se tedy mohlo v budoucnu ukázat jako lepší varianta – namísto dnes zvažovaných velkých jaderných bloků.

OBRÁZEK 21

Zlevnění a rozšíření technologie SMR by mohlo snížit náklady až o 11 €/MWh

Dopad na celkové měrné náklady

+5 €/MWh



-11 €

Potenciální výrazné rozšíření a zlevnění technologie SMR oproti velkým jaderným blokům by snížilo náklady o 11 €/MWh

Celkový dopad rozvoje SMRs na zvažovaném rozsahu zlevnění technologie: **-11 €**

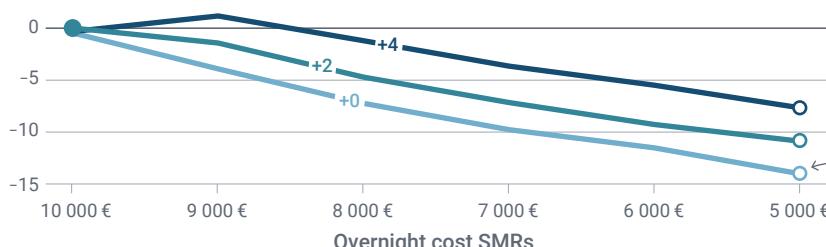
Pro účely této sekce je v modelu zvýšen limit pro rozvoj SMRs až na úroveň 2 800 MWe (8×350 MWe). Zlevnění až k hranici 5000 €/kWe nemusí být snadno dosažitelné, ale i při zlevnění např. k hranici 7000 € by tato technologie mohla přinést podstatné úspory. Největší úspory by ovšem potenciální zlevnění a rozšíření technologie SMR přineslo namísto výstavby velkých jaderných bloků, tedy pokud nebude postaveno více než 2 nové velké jaderné bloky (jak ukazuje následující graf).

OBRÁZEK 22

Při výstavbě 4 nových velkých bloků by Česko na zlevnění SMRs ušetřilo méně

Dopad na celkové měrné náklady

+5 €/MWh



Varianta rozvoje jádra
+0
+2
+4

Průlom technologie SMRs by přinesl nejvyšší snížení nákladů při variantě +0

Možné úspory nákladů pomocí technologie SMR jsou tak dalším argumentem pro to, aby se dnes Česko rovnou nezavázalo k výstavbě 4 nových velkých jaderných bloků. Vývoj v dalších 5–10 letech by měl jasně ukázat, nakolik bude (nebo nebude) možné na SMR v budoucnu spoléhat.

Co podpoří další rozvoj v této oblasti:

- ④ Uzavřít dlouhotrvající diskuse o jaderné energetice a na základě kvalitní smlouvy **začít s výstavbou jednoho či nejvýše dvou velkých jaderných bloků** (více viz KAPITOLA 5).
- ④ Aktivně připravovat podmínky pro případnou výstavbu **malých modulárních reaktorů** (ovšem s ohledem na to, že zlevnění této technologie zatím nenastalo).

Celá KAPITOLA 4 ukazuje, že klíčovými kroky k dosažení levné elektřiny jsou hlavně rozvoj domácí větrné energetiky a úspory energie. Podstatnou, ale menší roli ve snižování nákladů má rozvoj solární energetiky a rozvoj evropské spolupráce a propojení soustav.⁴²

Plný rozvoj velkých jaderných bloků může ke snížení nákladů značně přispět jen v případě optimálního průběhu výstavby. Stejně tak ale výstavba velkých jaderných bloků může celkové náklady na výrobu elektřiny v Česku podstatně zvýšit, pokud se výrazně zpozdí a prodraží, jak je dnes v Evropě běžné. Malé modulární reaktory by mohly ke snížení nákladů přispět, jen pokud se jejich výstavbu podaří oproti velkým blokům značně zlevnit (a hlavně pokud Česko postaví méně než 4 velké bloky).

OBRÁZEK 23

Nejvyšší dopad na snížení celkových nákladů má rozvoj větrné energetiky a úspory energie

Dopad na celkové měrné náklady

+15 €/MWh

Při současné evropské ceně výstavby by čtyři velké bloky zvýšily celkové náklady o 12 €/MWh

+10

+5

0

-5

-10

-15

-20

-25

Vítr

Slunce

Úspory energie

Propojená Evropa

Jádro

Potenciální průlom technologie SMR

10 GW

15 GW

-4 €

25 GW
70 GW

-14 €
107 GW
86 TWh

-4 €

Omezená spolupráce
Pokračování jádra v Evropě

Při optimálním průběhu výstavby by čtyři velké bloky snížily celkové náklady o 10 €/MWh

Při současné evropské ceně výstavby by čtyři velké bloky zvýšily celkové náklady o 12 €/MWh

42 Širší sada scénářů v následující Kapitole 5 ovšem ukazuje, že propojená Evropa může mít na Česko příznivý dopad až ve výši 10 €/MWh. To platí zejména ve scénářích méně úspěšné transformace v Česku, například v případě malého rozvoje větrné energetiky nebo vysoké spotřeby elektřiny.

5

Rozvoj jádra jako určité snížení rizika?

Výstavba 1–2 bloků může pomoci
v nepříznivých scénářích

O variante výstavby velkých jaderných bloků je třeba zodpovědně rozhodnout co nejdříve. Široká škála alternativních scénářů ukazuje, že výstavba 1 nebo nejvýše 2 jaderných bloků může mírně snížit dopady nepříznivých scénářů, jako je malý rozvoj větrné energetiky, vyšší spotřeba apod.

Tato kapitola přináší detailnější podklady pro rozhodování ohledně rozvoje jaderné energetiky. Politické a ekonomické rozhodnutí o variantě rozsahu jaderné výstavby, které v Česku nyní probíhá, je spojeno s obrovskou mírou nejistoty, neboť zatím nikdo nezná budoucí vývoj v Evropě, prodražení jaderných projektů, reálný potenciál větrné energetiky v Česku ani další vývoj klíčových technologií.

Kromě referenčního scénáře přináší tato kapitola širokou škálu scénářů alternativních. Na základě těchto dat pak přichází s argumentem, že uvážený rozvoj jaderné energetiky může částečně snížit riziko spojené s nepříznivými scénáři budoucího vývoje. Současně ukazuje, že stavba čtyř jaderných bloků by mohla při zpoždění a prodražení výstavby mít na Česko a jeho státní rozpočet významný dopad.

V této kapitole se (na rozdíl od předchozí) pracuje s mnohem systematičtějším průzkumem celého prostoru parametrů – s celými **sadami scénářů**. Sada scénářů je 20 podobných scénářů, které se od sebe liší jen ve variantě rozvoje jaderné energetiky a konkrétním evropském scénáři. Protože variant rozvoje jádra je 5 (od +0 po +4 bloky) a uvažované evropské scénáře jsou 4, všechny kombinace těchto dvou parametrů určují 20 obdobných scénářů. Tato kapitola se dívá na více takových sad scénářů, které se od sebe navzájem liší jen ve vybraných dalších klíčových parametrech.

OBRÁZEK 24

Systematický průzkum prostoru parametrů pomocí více sad scénářů

9 sad scénářů

Parametry, ve kterých se liší

REFERENČNÍ SADA	NÍZKÁ SPOTŘEBA	VYSOKÁ SPOTŘEBA
Roční spotřeba	107 TWh Roční spotřeba 86 TWh -20 % oproti referenční sadě	Roční spotřeba 129 TWh +20 % oproti referenční sadě
Limit pro vítr	10 GW	Limit pro vítr 12 GW +2 GW oproti referenční sadě
Ceny OZE a akumuluace	střední dle odhadu IEA pro rok 2030	Nízké ceny OZE a akumuluace mezi odhadem IEA pro roky 2030 a 2050
SMRs: Overnight cost	10 100 €/kWe	LEVNÉ SMRs Overnight cost 7 000 €/kWe Vyšší limit pro SMRs 8× 350 MWe
Limit pro CCUS	10 TWh	MÁLO VĚTRU Limit pro vítr 3 GW -7 GW oproti referenční sadě
		VYŠŠÍ CENY OZE Vysoké ceny OZE a akumuluace mezi odhadem IEA pro roky 2022 a 2030
		KRITICKÁ SADA Vysoká spotřeba (129 TWh), bez CCUS, bez SMRs

20 scénářů pro každou sadu

4 evropské scénáře s nákladovými křivkami o 5 variantách rozvoje

Varianty rozvoje velkých jaderných bloků v ČR



Scénáře rozvoje v Evropě



OMEZENÁ SPOLUPRÁCE

ODPOR K OZE

OPTIMÁLNÍ VÝVOJ

POKRAČOVÁNÍ JÁDRA V EVROPĚ

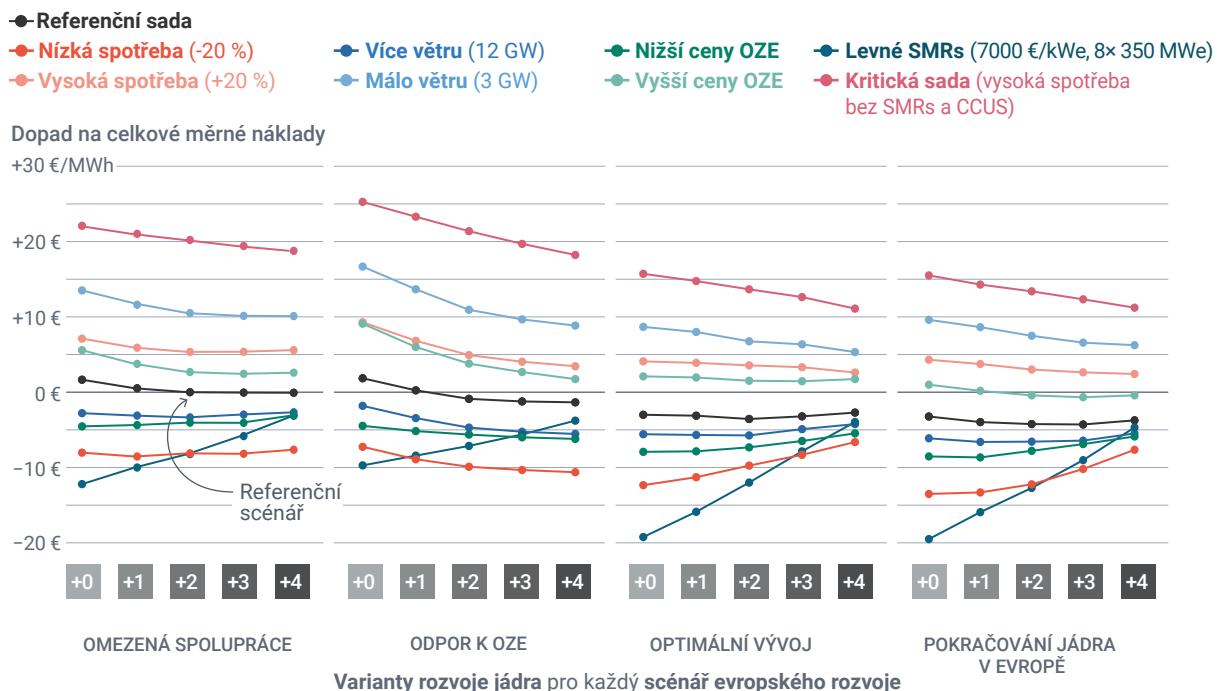
Na OBRÁZKU 25 jsou výsledky pro celkem 9 sad scénářů, které postihují širokou škálu možností budoucího vývoje: jedna je referenční (odvozená od referenčního scénáře) a dále je zde 8 alternativních sad, které se liší barvou a důležitými parametry (viz OBRÁZEK 24). Tento graf opět ukazuje dopad na celkové náklady oproti referenčnímu scénáři z KAPITOLE 3.

Jediné, o čem Česko rozhoduje teď, je varianta dalšího rozvoje jaderné energetiky.

Z toho důvodu je potřeba mezi sebou porovnávat jen těchto 5 zvažovaných variant rozvoje jádra. K tomu je třeba také vhodně normalizovat data z OBRÁZKU 25. Každá sada scénářů je zde složena ze 4 **nákladových křivek** stejně barvy. Každá z těchto křivek srovnává (pro jeden evropský scénář) náklady pěti variant rozvoje jaderné energetiky. **Na čem při rozhodování záleží, je sklon této nákladové křivky.** Ten totiž určuje, o kolik €/MWh jsou jednotlivé varianty dražší než ta nejlevnější varianta v dané nákladové křivce. Tento rozdíl v nákladech (v €/MWh) pro danou nákladovou křivku je v této studii nazýván jako **příplatek za tuto variantu**, ukazuje ho OBRÁZEK 26.

OBRÁZEK 25

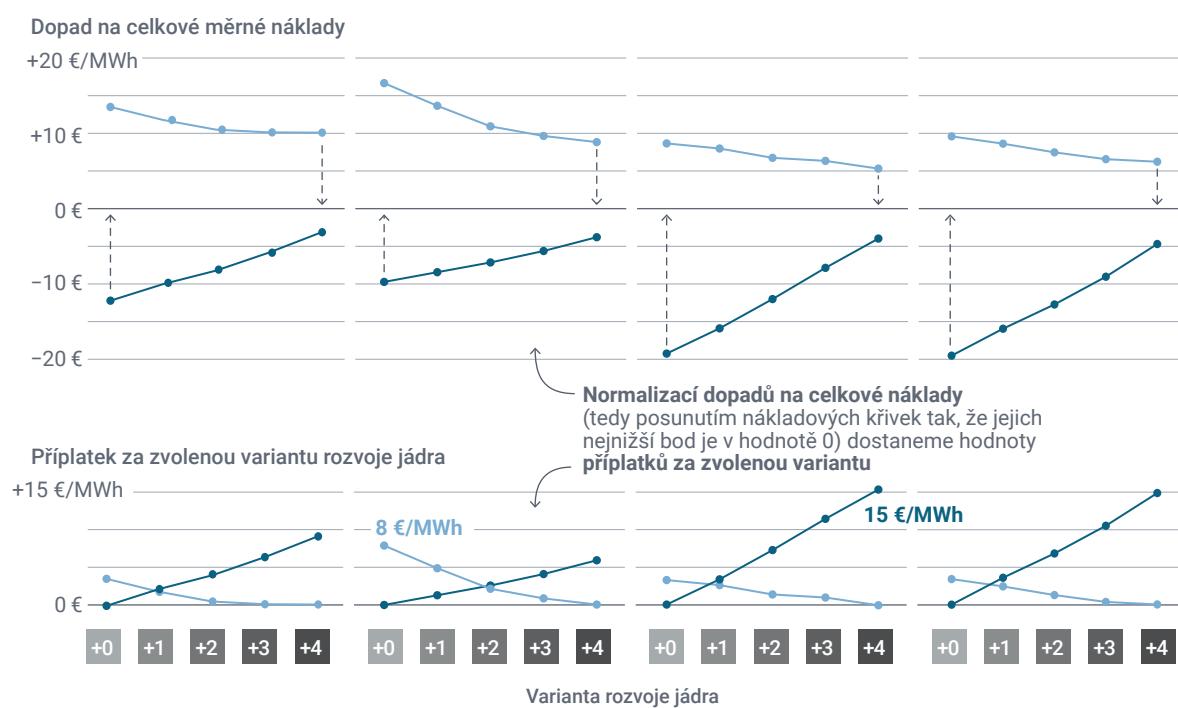
Různé sady uvažovaných scénářů vedou k velkému rozsahu dopadů na náklady



Tato normalizace se dá popsat také vizuálně: všech 36 nákladových křivek z OBRÁZEK 25 je posunuto nahoru nebo dolů tak, aby se v nejnižším bodě (což je ta nejlevnější varianta dané nákladové křivky) dotýkaly hodnoty 0; sklon křivek zůstává stejný. Každá takto posunutá křivka pak určuje příplatky za jednotlivé varianty. OBRÁZEK 26 tuto operaci ilustruje na dvou sadách scénářů (obdobně je to ale provedeno pro všechny sady scénářů).

OBRÁZEK 26

Nejvyšší příplatek může přinést varianta +4 při levnějších SMRs (až 15 €/MWh) a varianta +0 při málo větru (až 8 €/MWh)



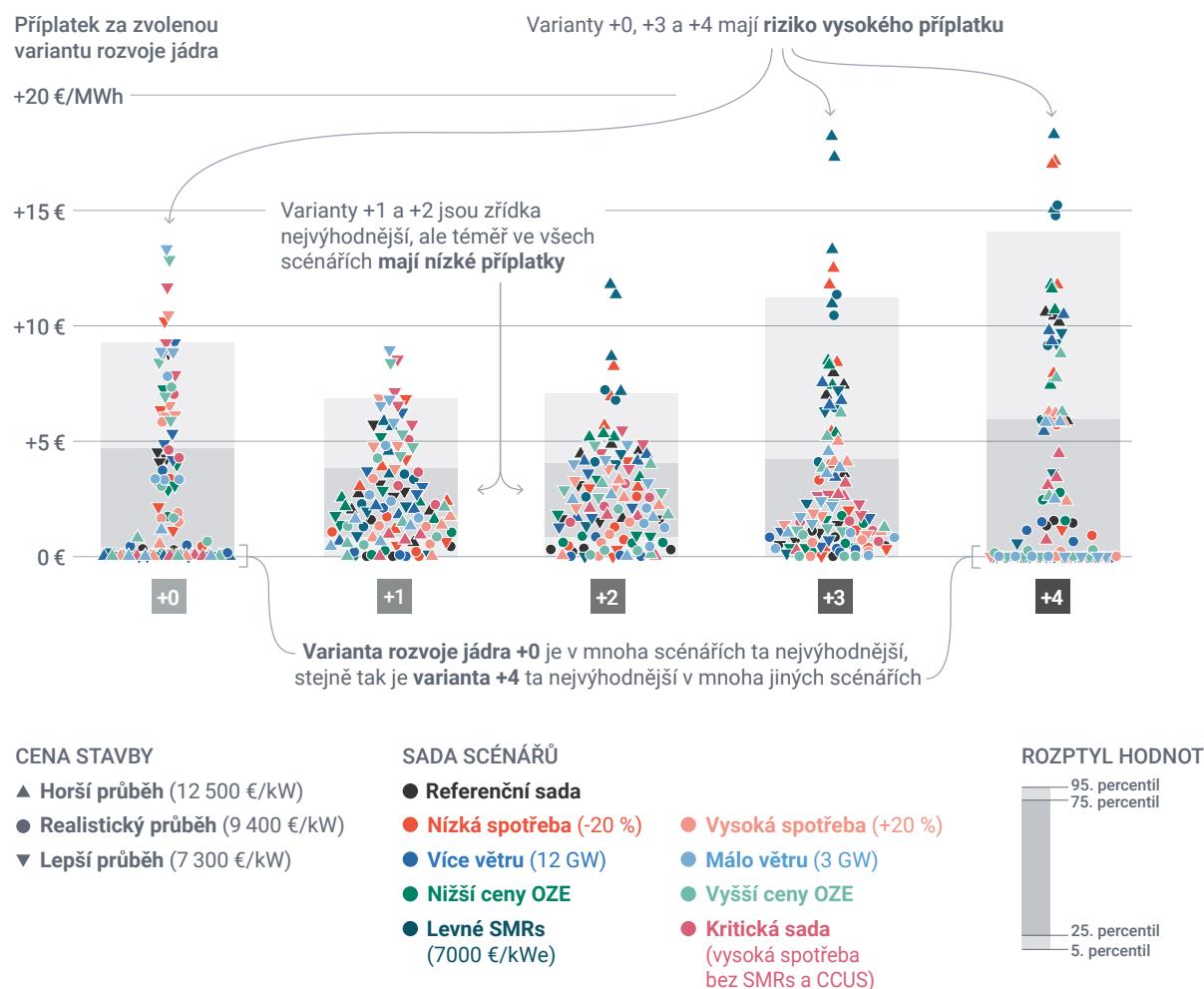
Předchozí graf na OBRÁZKU 26 ukazuje, kolik by Česko volbou určité varianty rozvoje jádra nakonec prodělalo (v situaci určené danou nákladovou křivkou). Dobrá volba je taková, se kterou Česko skoro ve všech situacích prodělá velmi málo.⁴³

V závěrečném kroku této analýzy je třeba porovnat příplatky napříč všemi nákladovými křivkami. Pro současné rozhodování totiž pochopitelně není známo, jaký budoucí vývoj nastane v Česku (1), ani v Evropě (2). Proto je všech 36 nákladových křivek sloučeno v jednom grafu.

Navíc není známo ani to, jaká bude skutečná cena výstavby velkých jaderných bloků (3), proto jsou ještě zváženy tři možné úrovně ceny výstavby velkých jaderných bloků, což počet nákladových křivek ztrojnásobí.⁴⁴ Z výsledných 108 křivek jsou už pro přehlednost v následujícím grafu ukázány jen hodnoty příplatků pro jednotlivé varianty (tj. tyto hodnoty nejsou propojeny spojnicemi). Každý ze zobrazených 540 bodů odpovídá v našem modelu evropské elektrizační soustavy jedné spočítané optimalizaci.

OBRÁZEK 27

Nejmenší riziko vysokého příplatku přináší výstavba 1–2 velkých bloků



43 Podobně se chová například penzijní fond, který volí rozložení portfolia pro své klienty: dobrá volba je taková, při které dosáhne ve většině situací rozumné návratnosti a minimalizuje ztráty v těch nejhorších situacích (tedy napříč situacemi málo prodělá oproti nejlepší možné volbě).

44 Pro zachycení těch nejpravděpodobnějších možností zde uvažujeme mírně menší rozsah cen jaderných staveb než v KAPITOLE 4.4. Je třeba dodat, že vyšší rozvoj jaderné energetiky (například ve variantě +4) by nejspíše vedl k nižší průměrné ceně výstavby než při menším rozvoji (např. +2). Vyšší rozvoj jaderné energetiky by ale stejně tak pravděpodobně vedl k vyšší průměrné sazbě WACC, protože pro stát by nebylo snadné 100% financovat 4 bloky. Tyto dva efekty se priblížně vyrovnají, proto pro jednoduchost nezařizujeme ani jeden z nich.

Jak je vidět na OBRÁZKU 27:

- **Varianta +0 zcela bez nových jaderných bloků s sebou nese velké riziko příplatku**, zejména při slabém rozvoji větrné energetiky, při vyšší spotřebě elektřiny nebo při absenci technologií SMR a CCS (a v porovnání s jadernou výstavbou za nízké ceny).
- **Varianta +4 také obsahuje velké riziko příplatku** při zlevnění technologie SMR, při nižší spotřebě elektřiny nebo při možnosti většího rozvoje větrné energetiky (zejména při vysoké ceně jaderné výstavby). Současně ale platí, že pro většinu scénářů je varianta +4 velmi výhodná, tj. má v grafu příplatek velmi blízko nule. Znepokojivý na této variantě je tedy hlavně vysoký rozptyl hodnot, který souvisí s rizikem zpoždění a prodražení jaderných staveb.
- **Varianty +1 až +3** s sebou nesou mírně nižší riziko (se stoupajícím rozptylem hodnot).

Co z toho plyne?

- ④ **Stavba 1 nebo nejvýše 2 velkých jaderných bloků může částečně snížit riziko spojené s nepříznivým rozvojem** ostatních bezemisních technologií a nedostatečným propojováním evropské sítě. Stavba 4 velkých bloků sama o sobě však už přináší vysoké riziko. Ze současného pohledu se tedy nezdá být pro Česko výhodné se nyní zavázat k tak vysoké míře rozvoje jaderné energetiky. U připravovaných smluv na nové jaderné bloky bude zásadní:
 - ④ zajistit, že Česko bude moci od stavby dalších bloků (od opce) snadno odstoupit, bez velkých finančních sankcí;
 - ④ nastavit dobré mechanismus, který zajistí, že nové jaderné bloky nedostanou nadměrnou státní podporu (tedy že se po splacení půjčky stát bude podílet také na ziscích z dalšího provozu);
 - ④ dobře naplánovat výstavbu v lokalitě Dukovany, aby nebránila případnému prodloužení provozu stávajících bloků za horizont roku 2050 (protože takové prodloužení je výrazně levnější než výstavba nových bloků).
- ④ **Stavba 1–2 velkých bloků ovšem nemůže náklady na výrobu elektřiny podstatně snížit.** Z tohoto hlediska je strategické v následujících 10 letech **upřít pozornost na maximální rozvoj domácí větrné energetiky, na energetické úspory a na posilování evropské spolupráce v oblasti energetiky.** Během tohoto období potřebuje Česko průběžně využívat priority daří naplňovat. Pokud přes veškerou snahu zde úspěch nebude dostatečný (a současně bude úspěšně postupovat stavba prvních nových bloků), může dávat smysl využít opci na další velké bloky.

6

Metodika a tabulky výsledků

Analýza elektroenergetiky v této studii je založena na **bilančním modelu evropské soustavy** (zahrnujícím 31 států) vyvinutém autory studie, který optimalizuje celkové náklady výroby elektřiny. Model, na kterém studie staví (i výsledky pro referenční scénář v hodinovém rozlišení), je zveřejněn pod open-source licencí Apache 2.0 [FoK 2024].

Matematicky jde o standardní lineární optimalizační model,⁴⁵ kde sada proměnných zachycuje rozvoj jednotlivých typů elektráren v jednotlivých zemích a další stovky proměnných zachycují provoz sítě v každé z 8760 hodin roku, např. výrobu jednotlivých typů ředitelných zdrojů v jednotlivých zemích nebo přenos elektřiny mezi jednotlivými zeměmi v této hodině.

Tento model **minimalizuje celkové náklady výroby elektřiny** ve dvou rovinách:

- Nejvýhodnějším **rozvojem instalovaných výkonů** jednotlivých typů nových zdrojů (v rámci zadaných omezení) pro cílový rok 2050 v Česku.
- Nejvýhodnějším **provozem soustavy** během celého roku (v hodinovém rozlišení), po celé Evropě, tedy ovládáním ředitelných zdrojů, akumulace a flexibility spotřeby. Takový nejvýhodnější provoz v principu odpovídá chování spotového trhu s elektřinou, kde poptávku po elektřině nasytí nejlevnější možné zdroje.⁴⁶

Mezi **celkové náklady výroby elektřiny v Česku** jsou zařazeny tyto složky:

1. **anualizované investiční náklady nových elektráren**⁴⁷ (což velmi zjednodušeně odpovídá roční výši splátek z úvěru, ze kterého se elektrárna na začátku postaví),
2. **anualizované investiční náklady na rozvoj interkonektorů**,
3. **provozní náklady elektráren**, včetně paliva, emisních povolenek, údržby, licencí, platů zaměstnanců apod.,
4. **náklady na import elektřiny do Česka**, příp. naopak příjmy z exportu elektřiny do zahraničí (podle simulované tržní ceny).

Celkové náklady naopak **nezahrnují investice do rozvoje vnitrostátní přenosové a distribuční soustavy**. Takové investice budou ovšem nutné ve všech scénářích kvůli elektrifikaci dopravy a vytápění. Stejně tak celkové náklady nezahrnují **multiplikační efekt investic v energetice** (tj. dopady různých investic na růst HDP, a tedy i na daňové příjmy do státního rozpočtu), **možné dopady rozvoje jádra na státní dluh** a rating České republiky na trhu státních dluhopisů, stejně jako potenciální **jaderné škody**, investice do dopravní infrastruktury pro stavby reaktorů, náklady na policejní ostrahu apod. Tyto faktory nejsou modelem zohledněny, proto nemohou být zahrnuty do celkových nákladů.

6.1 Investiční náklady

Model zvažuje technologie uvedené v **TABULCE 1. V Česku jsou instalované výkony následující:**

- Instalovaný výkon velkých jaderných zdrojů je pevně dán příslušnou variantou rozvoje jaderné energetiky (a tedy vyjmut z optimalizace).
- U vodních a přečerpávacích elektráren studie nepředpokládá znatelný rozvoj, a tak je instalovaný výkon pevně určen podle dat z datasetu PECD od ENTSO-E pro rok 2030.
- Instalovaný výkon všech dalších typů zdrojů v Česku (včetně SMRs) je výsledkem optimalizace – podle cenových parametrů v **TABULCE 1**.
- K témtoto středovým cenovým parametrům jsou v dalších analýzách v **KAPITOLE 5** doplněny výsledky pro alternativní nižší nebo vyšší ceny. Jejich přehled dává **TABULKA 2**.

Základní hodnota **instalovaných výkonů** jednotlivých typů zdrojů v **ostatních zemích** je určena vybranými scénáři modelu Ember New Generation [Ember 2022a]. V rámci optimalizace mohou být v modelu tyto hodnoty mírně upravovány.⁴⁸

45 Použitý optimalizační model je matematicky velmi blízko akademickému modelu PyPSA [Brown 2018].

46 Model optimalizuje celý rok najednou, tedy má úplnou informaci (o budoucím počasí a poptávce pro celý rok). To je v těchto typech modelů běžně používané zjednodušení.

47 Pro stávající elektrárny, u kterých se předpokládá provoz v roce 2050 (vodní a přečerpávací vodní elektrárny a jaderná elektrárna Temelín) do celkových nákladů mírně zjednodušen nepočítáme žádné investiční náklady.

48 Důvodem je sladěná optimalizace v zahraničí a v Česku. Jde o to, aby se mírná nerovnováha v zazdrojování ostatních států v modelu nekompenzovala výrazně nadměrnou nebo nedostatečnou výstavbou na území ČR.

Přenosová kapacita interkonektorů mezi jednotlivými evropskými zeměmi je rovněž určena vybranými scénáři modelu *Ember New Generation* [Ember 2022a], a jejich výše je tedy z optimalizace také vyjmuta. Tyto výhledy kapacity interkonektorů jsou zhru- ba konzistentní s rozvojem předvídáným v plánech *TYNDP 2022* od ENTSO-E. Pro možnost srovnání nákladů napříč scénáři rozvoje v Evropě je zde k českým celkovým nákladům přidán hrubý odhad nákladů na rozvoj interkonektorů na českých hrani- cích.⁴⁹ Tyto náklady ovšem tvoří v celkových nákladech zanedbatelně malou část.

TABULKA 1

Středové parametry pro optimalizaci jednotlivých zdrojů v ČR pro rok 2050

Typ zdroje	Omezení optimalizace		Náklady [€ ₂₀₂₂ /kWe]				
	Omezení	Poznámka	Investice ⁵⁰	Provoz (fixní náklady)	WACC (reálný)	Roky provozu	Zdroje
Hlavní typy zdrojů							
Fotovoltaika	maximálně 70 GW	není rozšířena domácí fotovoltaika od velkých parků (oba typy mají podobný profil výroby)	570	11	5 %	25	[IEA 2023] ⁵¹
Větrné elektrárny (na pevnině)	maximálně 10 GW		1 565	33	5 %	25	[IEA 2023]
Velké jaderné bloky	neoptimalizováno (stanovenno dle varianty rozvoje jádra)		9 405	95	4 %	60	[IEA 2023]
Malé modulární reaktory (SMRs)	maximálně 0–1,4 GWe	dle varianty rozvoje konvenčního jádra (max. 0 GWe pro variantu +0, max. 0,7 GWe pro +1, max. 1,4 GWe pro +2 a více)	10 095	95	6 %	60	[IEA 2023] ⁵²
Doplňkové flexibilní zdroje							
Biomasa KVET	ročně maximálně 15 TWh	omezení vychází z dostupnosti biomasy, hrubý odhad pro případ rozšíření cíleně pěstované biomasy	3 000	40	8 %	40	[ens.dk 2024]
Paroplyn s CCUS (90 %)	ročně maximálně 10 TWh	konzervativní omezení kvůli nejisté kapacitě pro ukládání CO ₂	1 900	40	8 %	30	[Lazard 2023] ⁵³
Vodíkové paroplyno- vě elektrárny	–	omezeno dostupností vodíku (z vlastní výroby nebo z dovozu za 3 €/kg)	1 100	15	8 %	30	– ⁵⁴
Špičkovací vodíkové elektrárny	–	omezeno dostupností vodíku (z vlastní výroby nebo z dovozu za 3 €/kg)	570	8	8 %	30	–
Špičkovací plynové zdroje (bez CCUS)	ročně maximálně 3 TWh	zde pro technologickou úplnost, vysoko zpoplatněno systémem EU ETS	470	8	8 %	30	[ens.dk 2024]
Ukládání energie							
Přečerpávací elektrárny	neoptimalizováno (stanovenno dle výhledu PECD pro rok 2030)						
Elektrolyzery	–		590	13	8 %	25	[IEA 2023]
Lithiové baterie (2h)	min. 15 % výkonu FVE+VtE	vynuceno z hlediska omezení rozvoje distribuční soustavy	400	8	8 %	15	[IEA 2023] ⁵⁵ , [Ember 2022a]

49 Předpokládáme průměrné investiční náklady ve výši 3 mil. € na km vedení s net transfer capacity 1 GW (předpokládáme nadzemní vedení střídavého proudu na ¼ vzdálenosti a pro zbylou ¼ výrazně dražší podzemní kabely).

50 Jde o overnight cost, tedy náklady bez ohledně délky výstavby a započtení úrokových sazeb. Z různých zdrojů je vybrán odhad nákladů v letech 2030 nebo 2035. Největší objem investičních prostředků bude totiž potřeba vynaložit nejdříve ve 30. letech. Výjimkou je jádro, kde bude potřeba smlouvy uzavřít už nejbližších letech – tam se vychází z odhadu současných nákladů. Pro velké jaderné bloky používáme průměr dvou čísel: (1) odhadu IEA pro Evropu a rok 2023 pro opakování stavby (NOAK), který činí 6 270 €/kWe a (2) skutečných nákladů u současně budovaných reaktorů v Evropě, které jsou v průměru 13 600 €/kWe.

51 Ceny na základě středového scénáře Announced Pledges, hodnoty WACC jsou taktéž podle odhadů IEA.

52 Zde je převzat základní odhad od americké Energy Information Administration, nicméně s ohledem na nedávné přerušení výstavby prvního reaktoru NuScale [Reuters 2024] a s ohledem na literaturu [Steigerwald 2023] i obecně opatrný přístup je zde uvažován vyšší (140%) Technological optimism factor.

53 Oproti střednímu odhadu agentury Lazard pro rok 2023 očekávají autoři této studie mírné snížení cen v důsledku learning effect, do roku 2030 však razantní snížení neocíkají.

54 Pro nedostatek dat je zvolena podobná cena jako pro turbíny na zemní plyn (cena je zvýšena konzervativně – zhruba o 10 %), stejně jako pro špičkovací turbíny s otevřeným cyklem.

55 IEA poskytuje cenu pro 4h baterie. Zde je uvažován průměr poloviny odhadu IEA a odhadem Ember (pro 2h).

Optimalizační model tak mimo jiné nezvažuje následující technologie:

- **biomasu s CCUS** (protože v modelu nejsou dostatečně zachycené zdroje biomasy, její doprava a cena, nebyly by výsledky pro tento typ zdroje dostatečně vypořádající),
- **ukládání přebytků elektřiny do tepla v CZT** (protože model nezachycuje teplárenství),
- **další technologie pro ukládání elektřiny** (toto je konzervativní předpoklad; je těžké určit zodpovědně cenové a technické parametry takových technologií, protože jsou v rané fázi škálování).

TABULKA 2

Rozsah parametrů pro optimalizaci jednotlivých zdrojů v ČR

Technologie	Cena na jednotku instalovaného výkonu [€ ₂₀₂₂ /kWe]		
	nižší ceny	střed	vyšší ceny
Možný rozsah cen v Kapitole 4.4			
velké jaderné bloky ⁵⁶	6 270	9 405	13 600
levnější panely a akumulace	stejné jako níže (pro sady s nižšími cenami technologií)		
Zvažovaný rozsah cen v Kapitole 5			
velké jaderné bloky	7 315	9 405	12 540
Sada s levnějšími SMRs			
malé modulární reaktory	7 000	10 095	–
Sady s nižšími/vyššími cenami technologií pro akumulaci a výrobu ze slunce a větru⁵⁷			
solární panely	480	570	755
větrné turbíny na pevnině	1 530	1 565	1 615
větrné turbíny na moři	1 775	2 090	2 670
elektrolyzéry	505	595	940
baterie (2h)	300	400	500
cena importovaného zeleného vodíku	2,5 €/kg	3 €/kg	3,5 €/kg

56 Spodní odhad je NOAK cena pro rok 2022 dle IEA. Horní odhad je dle průměrných nákladů reaktorů generace III+ v Evropě, které se v současnosti v Evropě staví.

57 Tyto ceny také vycházejí z odhadů pro Evropu ze studie IEA. Vyšší cena je průměr jejich odhadu pro rok 2022 a odhadu pro rok 2030, nižší cena je průměr jejich odhadu pro rok 2030 a odhadu pro rok 2050.

6.2 Provoz soustavy

Výroba a přenos elektřiny po Evropě v hodinovém rozlišení a napříč několika roky počasí je výsledkem nákladové optimalizace, která zahrnuje **variabilní náklady výroby** (cena paliva, emisních povolenek, provozu a údržby). Nejdůležitější vstupní náklady ukazuje TABULKA 3.

Spotřeba elektřiny:

- Roční spotřeba elektřiny jednotlivých zemí je zadána exogenně a vychází ze scénářů Ember New Generation [Ember 2022a]. Česká spotřeba je mírně upravena na 107,5 TWh ročně (aby byla v souladu s modelováním pro český NKEP [MPO 2023]). Zkoumáme také alternativní vyšší a nižší hodnoty spotřeby.
- Spotřeba zahrnuje ztráty v sítích a naopak nezahrnuje vlastní technologickou spotřebu na výrobu elektřiny, protože ta je závislá na výsledném mixu.
- Spotřeba rovněž zahrnuje samospotřebu elektřiny vyrobené z vlastní solární instalace „za elektroměrem“.
- Spotřeba nezahrnuje elektřinu použitou na výrobu vodíku. Výroba vodíku je výsledkem modelu (a probíhá jen do té míry, do jaké dokáže cenově konkurovat vodíku z dovozu).
- Hodinové rozložení spotřeby vychází z datasetu ERAA pro rok 2030 pro jednotlivé roky počasí. Tato hodinová spotřeba je dále upravena, aby lépe odpovídala roku 2050. Konkrétně je zvýšena spotřeba pro vytápění a chlazení podle celkových hodnot ze studie Ember New Generation [Ember 2022a] a podle vstupních parametrů pro modelování TYNDP 2024 a dále je úměrně zvýšena spotřeba ve všech hodinách roku tak, aby bylo dosaženo cílové hodnoty.

Výroba elektřiny:

- Výroba ze všech zdrojů je uvažována netto (tedy po odečtení vlastní technologickej spotřeby).
- Výroba elektřiny ze slunce, větru a vody je modelována v hodinovém rozlišení na úrovni jednotlivých států na základě databáze PECD [ENTSOE 2023], používané v mnoha Evropské síti provozovatelů přenosových soustav elektřiny (ENTSO-E). Výroba ze slunce a větru je uvažována jako fixní (s výjimkou maření), výroba ve vodních elektrárnách je uvažována jako částečně flexibilní (dle omezení v databázi PECD).
 - Pro referenční sadu scénářů jsou uvažovány tři historické roky počasí (v souladu s metodikou ENTSO-E jsou zvoleny roky 2008, 1995 a 2009).
 - Vzhledem k výpočetním nárokům je pro další sady scénářů v KAPITOLE 4 a KAPITOLE 5 uvažován pouze rok počasí 2008.⁵⁸
- U tepelných elektráren je zavažována omezená rychlosť náběhu výkonu a do optimalizace jsou také zahrnuty (s náběhem související) zvýšené náklady na palivo a zvýšené náklady na opotřebení elektrárny, dle hodnot v datasetu PEMMDB [ENTSOE 2023].
- Pro zjednodušení je výroba v jaderných elektrárnách určena fixním (historickým) rozvrhem odstávek. I když v realitě může výroba obzvláště u moderních jaderných bloků reagovat na výrobu z OZE a snižovat výkon v případě nadbytků elektřiny (*load following*), není to významné zjednodušení:
 - Při nízké míře maření elektřiny by měl load following minimální dopad na celkové náklady na výrobu elektřiny, protože variabilní náklady na výrobu z jaderných zdrojů jsou velmi nízké.
 - Na efektivně fungujícím trhu⁵⁹ s minimem záporných cen by stejně tak load following nijak podstatně nevylepšil ekonomickou bilanci provozu jaderných zdrojů.

Model nezahrnuje služby výkonové rovnováhy ani výrobu tepla v rámci systémů centrálního zásobování teplem.

58 Tento rok je používán jako dobrý rok pro výrobu z OZE. Zahrnutí méně příznivých roků 1995 a 2009 hlavně zvedá míru potřebných záložních řídítelých zdrojů (tedy velmi podobně prodražuje všechny scénáře). Na prezentovaná čísla (relativní dopad na celkové náklady) má toto zjednodušení malý vliv.

59 Efektivně fungující trh je samozřejmě mimo jiné podmíněn tím, aby CfD kontrakty pro obnovitelné i pro jaderné zdroje nemotivovaly k výrobě a prodeji elektřiny za záporné ceny, jak ostatně požaduje článek 44 nedávno přijaté reformy evropského trhu s elektřinou [EP 2024]. Český zákon č. 367/2021 Sb. [Česko 2023] tyto podstatné detaily ke smlouvám o využívání režimu (CfD) pro jaderné zdroje nespecifikuje.

TABULKA 3

Vstupní variabilní náklady pro rok 2050

Parametr	Cena [€ ₂₀₂₂]	Poznámka
EU ETS 1	500 €/tCO ₂	Zhruba odpovídá ceně uhlíku pro rok 2050 dle pokynů Evropské komise pro modelování dekarbonizačních scénářů, které dosahují klimatické neutrality (upraveno dle indexu cen průmyslových výrobců)
zemní plyn	30 €/MWh plynu	Konzervativní odhad, který nepředpokládá žádné snížení ceny oproti současné ceně plynu z LNG.
nízkoemisní vodík	3 €/kg	Spíše konzervativní odhad podle technologických výhledů nákladů výroby po světě, včetně ceny dopravy na území ČR
Další náklady za palivo [€₂₀₂₂/MWh elektřiny]		
jaderné palivo	12 €/MWh	[IEA 2020] (upraveno na € 2022 dle indexu cen průmyslových výrobců)
biomasa pro KVET	100 €/MWh	Hrubý odhad dle akademického článku [Lauer 2023]

Přenos elektřiny:

- Přenos mezi jednotlivými státy je omezen předpokládanými kapacitami interkonektorů. Vzhledem k výpočetním nárokům jsou zde sloučeny některé (z českého pohledu vzdálenější) státy do jednoho uzlu, celý model má 15 uzlů.⁶⁰
- Omezení přenosu a distribuce elektřiny uvnitř jednotlivých uzlů nejsou modelována.

Flexibilita spotřeby do velké míry ovlivňuje optimální provoz soustavy v roce 2050.

V souladu se studií New Generation jsou i v této studii uvažovány 3 hlavní typy flexibility spotřeby:

- **flexibilita vytápění a chlazení:** modeluje flexibilitu na straně koncových spotřebitelů (tepelná kapacita samotných obytných a kancelářských budov, skladů apod.), umožňuje omezené posuny spotřeby elektřiny na vytápění a chlazení v rámci jednoho dne;
- **smart charging:** flexibilní nabíjení elektromobilů; menší část provozu elektroaut je uvažována v plně flexibilním režimu, tedy počítá se s tím, že se nabíjejí v době, kdy je to pro elektrizační soustavu nejvýhodnější (což je zprostředkováno nejvýhodnější i pro majitele aut díky nižší spotové ceně elektřiny);
- **vehicle-to-grid:** využití menší části elektroaut pro nabíjení ze sítě i vybíjení zpět do sítě (za drobný poplatek pro majitele aut).

Parametry flexibility spotřeby byly odhadnuty na základě částečných informací ze studie New Generation, na základě dalších datasetů, dostupné literatury a expertních odhadů. Model byl kalibrován, aby dosahoval podobných ročních výsledků jako ve studii New Generation.

Kromě těchto nejvýznamnějších typů flexibility se dá předpokládat celá škála dalších využití (flexibilita v průmyslových procesech, skladování tepelné energie v systémech centrálního zásobování teplem), které pro zjednodušení a také s ohledem na nejistoty budoucího vývoje nejsou modelovány.

Simulovaná cena elektřiny. České celkové náklady jsou navýšeny o cenu elektřiny importované ze zahraničí a naopak sníženy o příjmy z vývozu elektřiny do zahraničí, obě podle simulované ceny elektřiny na spotovém trhu. Tato cena elektřiny v každé hodině roku je zjednodušeně určena následujícím způsobem:

- cena určuje výše variabilních nákladů závěrného typu zdroje (tedy cena paliva, povolenek a variabilních nákladů na provoz a údržbu),
- v případě kladného čistého dovodu a vyšší ceny v některé ze zemí, z nichž se elektřina dováží, se cena navýší na úroveň v této zemi (plus nízký poplatek za interkonektory⁶¹),
- v případě nadbytku elektřiny určuje její cenu poptávka po ukládání elektřiny,⁶²
- v případě maření elektřiny je cena elektřiny nulová.⁶³

60 Na základě podrobné kalibrace a testování má toto zjednodušení jen velmi malý dopad na výsledky pro Česko.

61 Stejně tak tato simulace do ceny elektřiny promítá část nákladů spojených se ztrátami na přenosu mezi zeměmi. Takové zpoplatnění interkonektorů a přenosu neodpovídá současnemu fungování trhu s elektřinou, ale pro scénáře propojenější Evropy s většími toky elektřiny mezi státy to spravedlivější přenáší náklady na státy, které jsou čistými importéry elektřiny. Tímto tak studie simuluje horní odhad nákladů na import elektřiny do Česka.

62 Cenu určuje nejnižší poptávková cena napříč v dané hodině nasazenými technologiemi pro ukládání. Poptávková cena každé z technologií je taková, při které je mezní zisk nulový a je odvozena z provozních nákladů technologie, průměrné prodejní ceny uložené elektřiny a účinnosti technologie.

63 To předpokládá efektivní tržní mechanismy, flexibilní řízení sítě a formy provozní podpory, které brání záporným cenám elektřiny na burze, a dostatečně flexibilní jaderné zdroje. To vše je pro rok 2050 realistické.

6.3 Přehled využitých datasetů a reportů

TABULKA 4

Využité datasety a reporty

Zdroj	Odkaz	Využití
Scénáře rozvoje v Evropě		
<u>New Generation</u>	[Ember 2022a]	Využíváme jako hlavní scénáře rozvoje v Evropě. Konkrétně přebíráme: → instalované výkony typů zdrojů mimo ČR → základní parametry poptávky ve všech zemích (výše roční spotřeby elektřiny a její rozpad na vytápění a chlazení, elektromobilitu a ostatní poptávku)
<u>Ten Years Network Development Plan (TYNDP)</u>	[ENTSOE 2024a]	Vstupní data pro modelování dlouhodobého výhledu od ENTSO-E. Využíváme pro podíl spotřeby elektřiny na chlazení a vytápění v jednotlivých zemích.
Hodinová data pro modelování		
<u>Pan-European Climate Database (PECD)</u>	[ENTSOE 2023]	Hlavní zdroj pro hodinová data: → hodinové koeficienty využití pro solární a větrnou energetiku v jednotlivých zemích a jednotlivých historických letech počasí → týdenní přítoky pro vodní energetiku v jednotlivých historických letech počasí → hodinové profily poptávky v jednotlivých historických letech počasí (ty dále upravujeme dle parametrů New Generation a TYNDP zmíněných výše)
<u>Transparency Platform</u>	[ENTSOE 2024b]	Hodinová historická data výroby v jednotlivých zemích podle typů zdrojů (a také podle jednotlivých velkých elektráren). Využíváme pro realistický kalendář odstávek jaderných elektráren.
Cenové parametry pro modelování		
<u>World Energy Outlook</u>	[IEA 2023]	Hlavní vstup pro cenové predikce u nejvýznamnějších typů zdrojů (solární, větrné, jaderné)
<u>Projected Cost of Generating Electricity</u>	[IEA 2020]	Metodika výpočtu anualizovaných nákladů a mnoha doplňkových cenových údajů (provozní náklady, cena jaderného paliva apod.)
<u>New Generation – Technical Report</u>	[Ember 2022b]	Další doplňkové cenové údaje (2h lion baterie, další fixní provozní náklady apod.)
<u>PEMMDB</u>	[ENTSOE 2023]	Další doplňkové cenové údaje (náklady související s náběhem tepelných elektráren)
<u>Technology Data for Generation of Electricity and District Heating</u>	[ens.dk 2024]	Predikce cen některých konvenčních zdrojů (bioplyn, biomasa, OCGT) od Danish Energy Agency
<u>Annual Energy Outlook</u>	[EIA 2023]	Predikce cen SMRs od U.S. Energy Information Administration
<u>Levelized Cost of Energy+</u>	[Lazard 2023]	Predikce cen plynových elektráren s CCUS
Příklady a inspirace pro modelování		
<u>PyPSA</u>	[PyPSA 2024]	Open-source modelovací nástroj pro energetiku vyuvinutý na TU Berlin, významný zdroj inspirace pro metodiku modelování. Veřejné modely nad PyPSA jsou popsány v řadě akademických publikací.
<u>New Generation</u>	[Ember 2022]	Hlavní zdroj dat pro kalibraci našeho modelu. Samotný model není veřejný, byl vytvořen v komerčním nástroji Artelys Crystal Super Grid.
<u>In It Together</u>	[Ember 2023]	Model střední a východní Evropy postavený nad PyPSA a zdroj inspirace pro parametry do našeho modelování
<u>PyPSA-PL</u>	[Instrat 2023]	Model polské soustavy postavený nad PyPSA a zdroj inspirace pro parametry do našeho modelování

6.4 Tabulky výsledků

Vybrané evropské scénáře

Všechny čtyři scénáře směřují k plně dekarbonizované energetice. Dva z nich (*Optimální vývoj* a *Pokračování jádra v Evropě*) přinášejí spíše optimistický pohled na budoucí vývoj v Evropě, další dva (*Odpor k OZE* a *Omezená spolupráce*) pak pohled spíše pesimistický.⁶⁴

TABULKA 5

Přehled klíčových parametrů evropského energetického systému

Konečná spotřeba elektřiny [TWh]	celkem (bez elektrolýzy)	Optimální vývoj	Pokračování jádra v Evropě	Omezená spolupráce ⁶⁵	Odpor k OZE
Výroba netto [TWh]	celkem	4889	4888	4647	4646
	slunce	1156	1070	1082	1252
	vítr na pevnině	2838	2738	2072	1536
	vítr na moři	1387	1208	1025	1252
	hydro	540	540	540	540
	jádro	121	472	199	205
	SMR	0	64	0	0
	plyn bez CCUS	0	0	189	195
	plyn s CCUS	320	213	369	459
	nízkoemisní vodík	99	89	17	0
Maření elektřiny [TWh]	celkem	50	34	77	32
	Výroba vodíku [TWh vodíku]	1236	1198	678	674
Propojení přenosových soustav [GW]	celkem (součet importních kapacit)	597	575	372	466
	import do CZ	10,3	8,2	5,5	4,3

Zdroj: Ember

64 Pro posílení rozdílu mezi scénáři zde byly pro pesimističtější scénáře převzaty údaje pro rok 2040, které odrážejí méně pokročilou transformaci v Evropě.

65 Nižší spotřeba elektřiny, výroba elektřiny a vodíku a nižší míra propojení soustav u dvou pesimistických scénářů souvisí s převzetím údajů k roku 2040. Tato volba podtrhuje pomalejší průběh celkové transformace.

Referenční sada scénářů rozvoje elektroenergetiky v Česku

TABULKA 6

Klíčové výsledky scénářů pro Česko (z referenční sady)

	Omezená spolupráce		Odpor k OZE		Optimální vývoj		Pokračování jádra v Evropě	
	Výkon [GW]	Výroba [TWh]	Výkon [GW]	Výroba [TWh]	Výkon [GW]	Výroba [TWh]	Výkon [GW]	Výroba [TWh]
Varianta +0: scénáře bez nových velkých jaderných bloků (a bez SMR)								
Výroba netto [TWh]	108,8		113,8		96,9		93,2	
slunce	34,9	38,2	36,1	39,6	30,6	33,6	29,8	32,7
vítr	10,0	26,8	10,0	26,8	10,0	26,8	10,0	26,8
jádro	2,1	14,0	2,1	14,0	2,1	14,0	2,1	14,0
SMR	–	–	–	–	–	–	–	–
biomasa	0,7	2,2	0,7	2,6	0,7	1,5	0,7	1,5
hydro	1,1	2,3	1,1	2,3	1,1	2,3	1,1	2,3
plyn s CCUS	3,1	10,0	3,0	10,0	3,6	9,4	2,5	6,3
nízkoemisní vodík	8,4	8,8	9,3	12	3,5	3,6	4,6	4,2
krátkodobá úložiště ⁶⁶	8,4	6,5	8,6	6,6	7,8	5,8	7,6	5,5
Čistý import [TWh]	12,6		8,2		19		22,4	
Maření elektřiny [TWh]	3,5		4,1		1,7		1,7	
Varianta +2: scénáře se 2 novými velkými jadernými bloky								
Výroba netto [TWh]	116,8		120,9		102,4		98,8	
slunce	24,8	27,2	25,3	27,7	26,5	29,0	25,8	28,3
vítr	10,0	26,8	10,0	26,8	10,0	26,8	10,0	26,8
jádro	4,3	28,8	4,3	28,8	4,3	28,8	4,3	28,8
SMR	1,1	8,6	1,4	11	0	0	0	0
biomasa	0,7	1,6	0,7	1,7	0,7	1,4	0,7	1,4
hydro	1,1	2,3	1,1	2,3	1,1	2,3	1,1	2,3
plyn s CCUS	3,1	10,0	3,2	10,0	2	5,1	0,8	1,9
nízkoemisní vodík	6,3	5,7	6,3	6,8	3,6	3,6	4,9	4,4
krátkodobá úložiště	6,9	5,6	7,0	5,7	7,1	5,3	7,0	4,9
Čistý import [TWh]	1,3		-2,8		12,8		15,9	
Maření elektřiny [TWh]	1,9		2,1		1,5		1,6	
Varianta +4: scénáře se 4 novými velkými jadernými bloky								
Výroba netto [TWh]	120,4		125,9		110,6		105,5	
slunce	23,3	25,5	22,1	24,2	24,2	26,6	21,7	23,8
vítr	10,0	26,8	10,0	26,8	10,0	26,8	10,0	26,8
jádro	6,5	43,7	6,5	43,7	6,5	43,7	6,5	43,7
SMR	0	0	0,8	6,5	0	0	0	0
biomasa	0,7	1,6	0,7	1,5	0,7	1,4	0,7	1,2
hydro	1,1	2,3	1,1	2,3	1,1	2,3	1,1	2,3
plyn s CCUS	3,1	10,0	3,1	10,0	0,4	1,1	0	0
nízkoemisní vodík	5,8	5,0	5,5	5,5	4,0	3,7	4,2	3,3
krátkodobá úložiště	6,7	5,5	6,5	5,4	6,8	5	6,4	4,4
Čistý import [TWh]	-1,4		-7,7		7,1		10,2	
Maření elektřiny [TWh]	2,1		2,0		1,4		1,2	

66 Přečerpávací vodní elektrárny, baterie, vehicle-to-grid.

Zdroje

Brown 2018	BROWN, Tom; HÖRSCH, Jonas a SCHLACHTBERGER, David. PyPSA: Python for Power System Analysis. Online. 2018. Dostupné také z: https://arxiv.org/pdf/1707.09913 .
Česko 2023	Česko. Zákon č. 367/2021 Sb., o opatřeních k přechodu České republiky k nízkouhlíkové energetice a o změně zákona č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie, ve znění pozdějších předpisů ve znění zákona č. 465/2023 Sb. Dostupné také z: https://www.e-sbirka.cz/sb/2021/367
DBEIS 2022	DEPARTMENT FOR BUSINESS, ENERGY & INDUSTRIAL STRATEGY. Guidance on development costs and the nuclear Regulated Asset Base model. Online. 2022. Dostupné také z: https://www.gov.uk/government/publications/development-costs-and-the-nuclear-regulated-asset-base-rab-model .
DW 2023	DEUTSCHE WINGUARD. Status of Onshore Wind Energy Development in Germany. Online. 2023. Dostupné také z: Status%20of%20Onshore%20Wind%20Energy%20Development%20in%20Germany_Year%202023.pdf">https://www.windguard.com/year-2023.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/windenergiestatistik/2023>Status%20of%20Onshore%20Wind%20Energy%20Development%20in%20Germany_Year%202023.pdf .
EDF 2022	EDF. Update on the Flamanville EPR. Online. 2022. Dostupné z: https://www.edf.fr/en/the-edf-group/dedicated-sections/journalists/all-press-releases/update-on-the-flamanville-epr-0 .
EDF 2024	EDF. Hinkley Point C Update. Online. 2024. Dostupné z: https://www.edf.fr/en/the-edf-group/dedicated-sections/journalists/all-press-releases/hinkley-point-c-update-1 .
EIA 2023	U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2023. Online. 2023. Dostupné také z: https://www.eia.gov/outlooks/aoe/assumptions/pdf/elec_cost_perf.pdf .
EK 2022	EVROPSKÁ KOMISE. Státní podpora SA.58207 (2021/N) – Podpora na výstavbu a provoz nové jaderné elektrárny v lokalitě Dukovany. Online. EUR-Lex. 2022. Dostupné také z: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/?uri=CELEX:52022XC0805(04) .
EK 2023	EVROPSKÁ KOMISE. CZECHIA'S DRAFT UPDATED NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLAN. Online. 2023. Dostupné z: https://commission.europa.eu/document/download/1548d947-a887-48c0-bd32-0727c23757d4_en?filename=Factsheet_Commissions_assessment_NECP_Czechia_2023_1.pdf .
EK 2024	EVROPSKÁ KOMISE. Komise schvaluje státní podporu na výstavbu jaderné elektrárny v Česku. Online. 2024. Dostupné také z: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/cs/ip_24_2366 .
Ember 2022a	EMBER CLIMATE. New Generation: Building a clean European electricity system by 2035. Online. 2022. Dostupné z: https://ember-climate.org/insights/research/new-generation/ .
Ember 2022b	EMBER CLIMATE. New Generation - Technical Report. Online. 2022. Dostupné také z: https://ember-climate.org/app/uploads/2022/06/Technical-Report-New-Generation.pdf .
Ember 2023	EMBER CLIMATE. In it together: the road to a cleaner, cheaper CEE power system. Online. 2023. Dostupné také z: https://ember-climate.org/app/uploads/2022/06/Technical-Report-New-Generation.pdf .
ens.dk 2024	DANISH ENERGY AGENCY. Technology Data for Generation of Electricity and District Heating. Online. 2024. Dostupné z: https://ens.dk/en/our-services/technology-catalogues/technology-data-generation-electricity-and-district-heating . [cit. 2024-02-01].
ENTSOE 2023	ENTSO-E. ERAA 2023 Input Data. Online. 2023. Dostupné také z: https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/eraa-downloads/ .
ENTSOE 2024a	ENTSO-E. TYNDP 2024. Online. 2024. Dostupné z: https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/ . [cit. 2024-02-01].
ENTSOE 2024b	ENTSO-E. Transparency Platform. Online. 2024. Dostupné také z: https://transparency.entsoe.eu/ .
Enviros 2017	ENVIROS. ENERGETICKÉ ÚSPORY DO ROKU 2030 DLE CÍLŮ EU: POTENCIÁL, NÁKLADY A DOPADY NA EKONOMIKU, ZAMĚSTNANOST A VEŘEJNÉ ROZPOČTY. Online. 2017. Dostupné také z: https://www.spcr.cz/images/Eneregetické_uspory_studie.pdf .
EP 2024	THE EUROPEAN PARLIAMENT. REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Regulations (EU) 2019/942 and (EU) 2019/943 as regards improving the Union's electricity market design. Online. 2024. Dostupné také z: https://data.consilium.europa.eu/doc/document/PE-1-2024-INIT/en/pdf .
EUR-Lex 2024	SDĚLENÍ KOMISE EVROPSKÉMU PARLAMENTU, RADĚ, EVROPSKÉMU HOSPODÁŘSKÉMU A SOCIÁLNÍMU VÝBORU A VÝBORU REGIONŮ Zajištění naší budoucnosti Klimatický cíl pro Evropu na rok 2040 a cesta ke klimatické neutralitě do roku 2050 vybudováním udržitelné, spravedlivé a prosperující společnosti. Online. EUR-Lex. 2024. Dostupné z: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2024%3A63%3AFIN .
Eurostat 2024	EUROSTAT. Producer prices in industry, total – annual data. Online. 2024. Dostupné z: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/sts_inpp_a/default/table?lang=en .
FoK 2023	FAKTA O KLIMATU. Rozvoj obnovitelné energie v Česku do roku 2030. Online. 2023. Dostupné z: https://faktaoklimatu.cz/studie/2023-rozvoj-obnovitelne-energie-v-cesku-do-2030 .
FoK 2024	FAKTA O KLIMATU. Model pro publikaci "Cesty k čisté a levné elektřině v roce 2050". Online. 2024. Dostupné také z: https://github.com/faktaoklimatu/grid-model/tree/2024-clean-and-affordable-electricity-2050 .
Greenpeace 2021	GREENPEACE ČESKÁ REPUBLIKA A HNUTÍ DUHA. Energetická revoluce: jak zajistit elektřinu, teplo a dopravu bez fosilních paliv. Online. 2021.

- iDnes 2019 Nový blok Dukovan bude stát až 160 miliard, dokončit se má do roku 2036. Online. IDNES.cz. 2019. Dostupné z: https://www.idnes.cz/ekonomika/domaci/cez-dukovany-jaderne-bloky-dostavba-ekologie-jadro-energetika.A191113_174721_ekonomika_rts.
- IEA 2020 INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Projected Costs of Generating Electricity. Online. 2020. Dostupné z: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf>.
- IEA 2022 INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Nuclear Power and Secure Energy Transitions. Online. 2022. Dostupné také z: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/016228e1-42bd-4ca7-bad9-a227c4a40b04/Nuclear-PowerandSecureEnergyTransitions.pdf>.
- IEA 2023 INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. World Energy Outlook 2023. Online. 2023. Dostupné z: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>.
- Instrat 2023 INSTRAT. PyPSA-PL: Modelling decarbonisation pathways for the Polish energy system. Online. 2023. Dostupné také z: <https://instrat.pl/en/projekty/en-pypsa-pl/>.
- Koutník 2023 KOUTNÍK, Ondřej. Utajovaná analýza spočítala obří náklady na český jaderný megaplán. Online. Seznam Zprávy. 2023. Dostupné také z: <https://www.seznamzpravy.cz/clanek/domaci-kauzy-vlada-zna-cenu-jaderneho-megaplanu-ctyri-reaktory-za-175-billionu-236101>.
- Laurer 2023 LAUER, Markus; DOTZAUER, Martin; MILLINGER, Markus; OEHMICHEN, Katja; JORDAN, Matthias et al. The Crucial Role of Bioenergy in a Climate-Neutral Energy System in Germany: A model-based analysis of small modular reactors. Online. Energy. 2023, roč. 46, č. 3, s. 501-510. ISSN 0930-7516. Dostupné z: <https://doi.org/10.1002/ceat.202100263>. [cit. 2024-06-05].
- Lazard 2023 LAZARD. 2023 Levelized Cost Of Energy+. Online. 2023. Dostupné také z: <https://www.lazard.com/research-insights/2023-levelized-cost-of-energyplus/>.
- LCCC 2016 LOW CARBON CONTRACTS COMPANY. CONTRACT FOR DIFFERENCE FOR HINKLEY POINT C. Online. 2016. Dostupné z: <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6385d8d6e90e07789ae12720/hinkley-point-c-contract-for-difference-november-2022.pdf>.
- MPO 2021 MINISTERSTVO PRŮMYSLU A OBCHODU. Vodíková strategie České republiky. Online. 2021. Dostupné také z: https://www.mpo.gov.cz/assets/cz/prumysl/strategicke-projekty/2021/8/Vodikova-strategie_CZ_G_2021-26-07.pdf.
- MPO 2023 MINISTERSTVO PRŮMYSLU A OBCHODU. Aktualizace Vnitrostátního plánu České republiky v oblasti energetiky a klimatu. Online. 2023. Dostupné z: https://www.mpo.gov.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/2023/10/Aktualizace_NKEP_10_2023_final.pdf.
- NAO 2017 NATIONAL AUDIT OFFICE. Hinkley Point C Report. Online. 2017. Dostupné z: <https://www.nao.org.uk/wp-content/uploads/2017/06/Hinkley-Point-C.pdf>.
- OFNS 2024 OFFICE FOR NATIONAL STATISTICS. Producer price inflation, UK: January 2024. Online. 2024. Dostupné z: <https://www.ons.gov.uk/economy/inflationandpriceindices/bulletins/producerpriceinflation/january2024>.
- PyPSA 2024 PyPSA Website. Online. 2024. Dostupné také z: <https://pypsa.org/>.
- Reuters 2012 REUTERS. Enel pulls out from French EPR nuclear project. Online. 2012. Dostupné také z: <https://www.reuters.com/article/enel-edf/update-2-enel-pulls-out-from-french-epr-nuclear-project-idUKL5E8N-4DIJ20121004/>.
- Reuters 2024 REUTERS. Cancelled NuScale contract weighs heavy on new nuclear. Online. 2024. Dostupné také z: <https://www.reuters.com/business/energy/cancelled-nuscale-contract-weighs-heavy-new-nuclear-2024-01-10/>.
- SA 2024 SOLÁRNÍ ASOCIACE. Solární rok 2023: Česko se opět řadí mezi „gigawattové“ země, na významu nabývají střední a velké elektrárny. Online. 2024. Dostupné také z: <https://www.solarniasociace.cz/solarni-rok-2023-cesko-se-opet-radi-mezi-gigawattove-zeme-na-vyznamu-nabyvaji-stredni-a-velke-elektrarny-2/>.
- SFEN 2022 SFEN. FINANCING FRANCE'S NEW NUCLEAR BUILD. Online. 2022. Dostupné z: <https://www.sfen.org/wp-content/uploads/2022/02/Nuclear-Designing-a-financing-model-that-guarantees-competitively-Sfen.pdf>.
- Steigerwald 2023 STEIGERWALD, Björn; WEIBEZAHN, Jens; SLOWIK, Martin a VON HIRSCHHAUSEN, Christian. Uncertainties in estimating production costs of future nuclear technologies: A model-based analysis of small modular reactors. Online. Energy. 2023, roč. 281. ISSN 03605442. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128204>.
- Šnobr 2024 ŠNOBR, Michal. Nerozumím české diskuzi o jaderném tendru a ochotě některých médií dělat hlásnou troubu brutální jaderné dezinformační kampani vlády @P_Fiala. Online. X. 2024. Dostupné z: <https://x.com/michal-snabr/status/1753010884295696891>.
- Tramba 2024 TRAMBA, David. Vydrží Dukovany 70 let, nebo ještě déle? ČEZ posuzuje delší provoz jaderných bloků. Online. Ekonomický deník. 2024. Dostupné z: <https://ekonomickydenik.cz/dukovany-vydrzi-70-let-mozna-jeste-dele-cez-posuzuje-delsti-provoz-jadernych-bloku/>.
- TS 2024 TEPLÁRENSKÉ SDRUŽENÍ ČESKÉ REPUBLIKY. Závěrečná zpráva z projektu – modelování využitelnosti nízkoteplotních zdrojů tepla v teplárenství. Online. 2024. Dostupné z: <https://tscr.cz/wp-content/uploads/2024/04/potencial-vyuuziti-nizkoteplotnich-zdroju-tepla-v-SZTE-v-CR.pdf>.
- Wikipedia 2024 Sizewell C nuclear power station. Online. Wikipedia. 2024. Dostupné také z: https://en.wikipedia.org/wiki/Sizewell_C_nuclear_power_station#Financing.

