České vysoké učení technické v Praze, Fakulta strojní,
Katedra Energetiky

Odborná analýza pro MF ČR
Ověření návrhu aktualizace SEK 2024

Odborné posouzení vyžádal: **Česká republika – Ministerstvo financí**
IČ 00006947
Mgr. Filip Benda
Letenská 15
118 10 Praha 1

Odborné posouzení zpracoval: **ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ**
Fakulta strojní
Technická 4
166 07 Praha 6

Vypracoval:
Odborní garanti

Prof. Ing. František Hrdlička, CSc., FS ČVUT
Doc. Ing. Lubomír Lízal, PhD., FEL ČVUT

Spolupracovníci:

Mgr. Jan Horáček, Res.Prof. dr. es sc.Bc., app.energy-mix
Ing. Jakub Maščuch, PhD., FS ČVUT
Ing. František Pazdera, CSc. bývalý ředitel UJV Řež
Bc. Václav Sedmidubský, app.energy-mix

Analýza obsahuje 54 stran textu a obrázků plus dalších 5 příloh a je vypracována ve 4 vyhotoveních (2 x pro zadavatele, 1 x pro ČVUT – Fakulta strojní, 1 x pro autora).

Obsah

1. Úvod - zadání ... 4

2. Exekutivní shrnutí ... 5

Rámcové shrnutí rizik ... 5

Doporučení ... 7

2.1. Odborné shrnutí rizik z oblasti energetické bilance ... 8

2.2. Odborné shrnutí problémů z ekonomického modelování ... 10

3. Elektroenergetika a energetická bilance ... 11

Zásady pro tvorbu Státní energetické koncepce ... 11

Dopady nesouladu vstupních hodnot za rok 2019 do SEK ... 14

Výroba elektrické energie dle skladby výroben ... 16

Hodnověrnost dat uváděných v modelování SEEPIA ... 22

Import elektrické energie ... 24

Zajištění potřebného výkonu výroben elektrické energie pro bezpečný provoz energetické soustavy a LOLE ... 25

Disponibilní výkon zdrojů ... 29

Vliv vysokého podílu FVE na provoz elektrické soustavy ČR ... 30

Literatura sekce elektroenergetika ... 33

4. Ekonomické modely SEK ... 34

Celkový model a princip ... 34

Nerealistické předpoklady neomezené kapacity bez efektu vytěsnění ... 35

Absence kontroly dosažení přirozené míry nezaměstnanosti ... 37

Chybné určení regionalizace vstupního vektoru a jeho korektní modelace ... 39

Shrnutí užití post-Keynesovských I-O modelů ... 42

Náklady přizpůsobení jako regulatorní selhání: Investorský vs. národohospodářský pohled ... 43

Vliv tarifní struktury ... 45

Vliv cen ... 46

LOLE a vývoj ve světě ... 51

Příklad dobré praxe ekonomického hodnocení ... 51

Literatura ekonomické sekce ... 54

Příloha 1 – Zobecněný celkový popis I-O metodologie ... 56

INPUT-OUTPUT metodologie 56
Základní popis 56
Definice základních pojmů 56
Symetrická meziodvětvová tabulka pro ČR 58
Příloha 2 – Popis metodologie modelu App.Energy-Mix 59
Model výroby a spotřeby 59
Řídící algoritmus 59
Uhelné elektrárny a škálované zdroje 59
Akumulace 59
Plynové elektrárny 60
Předpoklady modelu 60
Příloha 3 – Okrajové podmínky využití fotovoltaické elektřiny v ČR pohledem bottom-up .. 61
Příloha 4 – Rizikovost předpokladů pro jaderné zdroje 66

1. Úvod - zadání

Na základě objednávky MF ČR čj. MF-4768/2025/76 jsme zpracovali odbornou analýzu návrhu aktualizované textace Státní energetické koncepce (SEK)

Objednatel zadal následující okruhy témat:

Analýza bude zejména obsahovat následující:

a. identifikaci a rozpracování hlavních rizik předložené aktualizace SEK:

   i. např. prověření dopadů zvýšené importní závislosti v oblasti energií na veřejné rozpočty a dostupnost finančních zdrojů pro financování (veřejné i soukromé),

   ii. např. chybějící citlivostní analýzy na klíčové proměnné vstupující do modelů, na kterých staví SEK,

   iii. dopad na konkurenceschopnost průmyslu v ČR a podíl průmyslu (soukromého kapitálu) na transformaci na vybraná průmyslová odvětví,

   iv. sociálně-ekonomické dopady na obyvatele z hlediska dostupnosti energie, případně energetické chudoby a náklady s tím spojené,

b. posouzení souladu klíčových parametrů modelů, na kterých staví SEK, i klíčových parametrů SEK a reálných okolností,

c. definování hlavních možných alternativních scénářů a základní rozpracování dopadů těchto scénářů do el. soustavy, teplárenství, průmyslu i ekonomiky ČR, včetně dopadů na veřejné rozpočty i rozpočty domácností i firem:

   i. např. prověření možného dřívějšího zavírání uhelných dolů a jejich dopadů na teplárenství i elektroenergetiku,

   ii. např. riziko výrazně zvýšených cen el. energie při zvýšené importní závislosti, prověření, odkud a za jakých finančních podmínek by bylo možné očekávat schopnost dodat potřebnou energii ze zahraničí v problematických zimních měsících,

d. návrh vhodných opatření na úrovni především ČR, ale i EU, která pomohou k mitigaci identifikovaných rizik a řešení problematických oblastí,

e. identifikace a doporučení konkrétních navazujících aktivit a úkolů, které by měly navázat na tuto analýzu, a to za účelem dopracování aktualizace SEK, odpovídající co nejlépe reálnému stavu,

2. Exekutivní shrnutí

Analýza vychází z navržené textace SEK a též ze souvisejících dokumentů, na kterých je přímo postavena nebo se kterými je provázána, tedy zejména NEKP, POK, a především modelace centrem SEEPIA (v textu zkráceně referováno jako tzv. model SEEPIA), jehož výsledky jsou bez revize vstupů a kontrol užity v SEK. Též je využit tzv. MAF report 2022 a 2023. Cílem analýzy je identifikace a rozpracování hlavních rizik předložené aktualizace SEK jak v oblasti energetické (výroba a bilance) tak v oblasti ekonomické. Jako zásadní rizika byly identifikovány následující skutečnosti pro elektroenergetiku v oblasti bilanční a ekonomické.

Rámcové shrnutí rizik

- SEEPIA pro SEK používá data, která nelze bez náročných přepočtů porovnat se standardními definicemi v elektroenergetice dle ERÚ
- SEEPIA vydává za netto tuzemskou spotřebu hodnotu včetně ztrát v sítích; skutečná netto spotřeba ČR je tímto o ztráty v sítích snížena, což je v rozporu s vykazovanou hodnotou netto tuzemské spotřeby dle ČSÚ i ERÚ pro rok 2019 a tato systémová chyba ve výši 7 % se táhne celým dalším modelováním
- Výchozí bod pro rok 2019 tak nesouhlasí s daty ERÚ, chyba 4,5TWh, tedy cca 7 % (dle ČSÚ dokonce téměř 10 %), která vede po odstavení uhlí až k 30 % nímu zvýšení importu elektřiny oproti údajům uváděným v SEEPIA pro scénáře WEM a WAM použité v SEK
- Výchozí brutto výroba pro rok 2019 se též liší od ERÚ a ČSÚ, tentokrát o 3,6TWh
- SEK/SEEPIA má nulovou výpočtovou rezervu instalovaného výkonu pro modelování (!), přitom obvyklá rezerva je typicky okolo 20%
- Akumulace (baterie, PVE) je brána jako netto výroba
- Faktory OZE berou typizované evropské hodnoty využití instalovaného výkonu nikoli reálně dosahované pro ČR
- V důsledku předchozích chyb je LOLE zásadně podhodnoceno a zcela nevěrohodné
- Modelování nerespektuje ani typické nespojitosti:
    - při poklesu rentability dolů do záporných hodnot jsou zavřeny a surovina není dostupná pro žádný sektor ekonomiky, tedy ani pro teplárny ani jako neenergetický vstup
    - jaderné zdroje nelze ekonomicky škálovat po 1MW výkonu, smysl dává změna jen po celých blocích
- Ekonomický model bere peníze z povolenek jako externí zdroj financí a nikoli jako přerozdělení uvnitř ekonomiky přes dotace financované formou specifické daně
- Ekonomický model ignoruje rostoucí sezónní rozdíly, tedy rozdílné vývozní a dovozní ceny a vyvolané dopady do obchodní bilance
- Jednotková investiční cena na 1 MW výkonu je stejná u velkých jaderných bloků i u SMR, což je v rozporu s fakty, zásadním problémem SMR je dnes vlastně jen vyšší jednotková cena
- Jsou ignorovány vyvolané náklady přizpůsobení sítí, přitom tyto náklady jsou dnes odhadovány jako vyšší než samotné investiční náklady na straně výrobních zdrojů

- Nezaměstnanost může modelově klesnout nejen pod minimální přirozenou míru nezaměstnanosti, ale i do záporných hodnot
- Vývoj dle SEEPIA/SEK je nejblíže nejdražším variantám z výsledků francouzských modelů různých koncepcí energetiky, kdy z ekonomických důvodů nedoporučují kombinaci jádra a vysokého podílu OZE. Proč máme v SEK pro ČR opačný závěr?

V textu jsme se drželi, pokud to bylo možné, grafické podoby původních materiálů. Tento přístup sice působí poněkud graficky nejednotně, na druhou stranu však velmi zjednodušuje hledání a orientaci v původních odkazovaných materiálech. Tento fakt považujeme za rozhodující kritérium pro snazší další užití, práci s původními zdroji a při ověřování původního kontextu použitých informací.

V neposlední řadě bychom rádi připomenuli, že SEK/SEEPIA řeší pouze statickou přiměřenost zdrojů. ERAA pro rok 2028 uvádí pro ČR LOLE ve výši 20 hodin, zatímco v ověřovacím slide pro SEEPIA se pohybujeme mezi 0 v roce 2025 a 1 hodinou v roce 2030. Rozdíl v této kritické míře minimálně o řád (z max hodiny na téměř celý den) poukazuje na rizika pro bezpečnost elektroenergetiky ukrytá ve vnitřních kalkulacích modelu SEEPIA (a jeho vstupech do PLEXOS) pro SEK.

Nad rámec studie je vhodné uvést, že vyhovující statická přiměřenost zdrojů v elektroenergetice se může ukázat s ohledem na události na Iberijském polostrově jako nedostatečné kritérium. Prvotní poznatky ukazují na dynamickou nestabilitu sítě po technickém selhání, což by znamenalo buď více zrychlující růst nákladů přizpůsobení a/nebo horní přípustné limity netočivých zdrojů. Ačkoli nelze předjímat jaká doporučení poplynou vzhledem ke zdrojům a sítím z tohoto incidentu a je nutné počkat, až budou alespoň předběžné výsledky šetření, vnímáme tento fakt jako možné významné riziko pro SEK v elektroenergetice.

Doporučení

Vzhledem k naprosto zásadním a neodstranitelným problémům v SEK/SEEPIA, a to jak na straně struktury, která neumožňuje srovnání různých řešení a rizik, tak elektroenergetických predikcí stejně jako ekonomických analýz, není dokument vlastně jakkoli přímo použitelný. Jediným řešením je dokument zcela znovu vypracovat a vyvarovat se současných zásadních chyb. Vzhledem k problémům definičním a chybám v užití dat by dokument při korektním oponentním řízení vlastně neobstál ani jako kvalifikační (magisterská či bakalářská) práce na veřejné vysoké škole, protože nerespektuje zavedené oborové přístupy a definice.

Doporučujeme SEK od základů znovu vypracovat. Je nutné, aby SEK umožnil státu provádět informovaná rozhodnutí, tedy zejména zvolit strategii minimalizující společenské náklady k dosažení definovaných cílů v oblasti energetiky, její bezpečnosti a konkurenceschopnosti průmyslu (tedy celkových nákladů). Volba v oblasti energetiky však nikdy není ani jednodimenzionální ani hierarchická, nýbrž jde o simultánní volbu kompromisu mezi třemi konkurenčními pohledy: energetické bezpečnosti, udržitelnosti životního prostředí a sociální přiměřeností (tedy schopností společnosti unést náklady volby v prvních dvou dimenzích). Dobře vypracovaný SEK musí umožnit výběr z různých kompromisních alternativ při řešení tohoto tzv. energetického trilematu definovaného WEC (World Energy Council). Právě s ohledem na tuto multidimenzionální volbu musí být dokument koncipován a strukturován; což současný SEK není a vlastně ani neumožňuje tento přístup.

Jako vhodný přístup se jeví analýza *Futurs énergétiques 2050* francouzské obdoby ČEPS – *RTE-Paris,* která právě postupuje uvedeným způsobem. Ekonomické kalkulace by měly být snadno pochopitelné, aby byly využitelné státní správou a v společenské debatě a nákladech a rizicích. To parciální akademický model SEEPIA nesplňuje, proto tento model nemůže být ani jakýmsi doplňkem pro tuto debatu, natož primárním zdrojem pro rozhodování o státní politice, která má definovat ekonomicky dosažitelnou a reálně dostupnou úroveň energetické bezpečnosti.

Domníváme se, že ČEPS disponuje jak dostatečným know-how tak lidským kapitálem k tomu, aby každoroční analýzu MAF výrazně rozšířil námi doporučovaným způsobem do separátního dokumentu nahrazujícím, alespoň dočasně, SEK. Vzhledem k tomu, že SEK/SEEPIA mají zásadní problémy, jak v samotném přístupu, tak práci s daty, nepovažujeme za reálné dokument v dostupném čase opravit jeho zpracovateli. Bude proto vhodnější vytvořit nový dokument jiným týmem, respektující standardní postupy a poskytujícím relevantní informace pro rozhodování a posouzení rizik jednotlivých rozhodnutí i reálnosti předpokladů. Nutnou podmínkou je však požadavek, aby SEK i další dokumenty v dané oblasti používaly jednotná, ověřitelná a pokud možno veřejně dostupná data, např. z veřejné databáze ERÚ, ČSÚ apod.

Pro snadnou veřejnou a odbornou kontrolu musí být všechny předpoklady jasně uvedeny, a následně interpretovány právě v dimenzích energetického trilematu spolu s kritickým zhodnocením jejich realističnosti a s citlivostní analýzou výsledků.

2.1. Odborné shrnutí rizik z oblasti energetické bilance

1.1. V ověřovacím modelu SEEPIA jsou do konečné netto potřeby elektřiny v ČR zahrnuty ztráty rozvodné sítě; tedy výsledky skutečné netto spotřeby ČR dle SEEPIA jsou vychýleny o cca 7 % ve prospěch menší požadované výroby. Konečná spotřeba ČR pro rok 2019 uvedená ve výsledcích modelu SEEPIA (výchozí bod celého modelování, použitý bez korekce i v SEK) je o 4,5 TWh nižší než skutečná (dle ČSÚ a ERÚ). Tato zdánlivě minoritní hodnota odchylky od skutečné hodnoty dle ERÚ se táhne celým modelováním energetiky a po roce 2030 (ukončení výroby elektřiny z uhlí) znamená 30 % ní zvýšení předpokládaného importu elektřiny.

1.2. Následná verifikace LOLE v PLEXOS je nevěrohodná, neboť jde o vysoce nelineární závislost (viz text).

1.3. SEK/SEEPIA nenavazuje na historická data, výchozí základna hrubé výroby spotřeby je snížena o dalších cca 3,6 TWh z 87,0 TWh na 83,4 TWh v roce 2019.

1.4. Model SEEPIA je dle autorů komplexní socioekonomický model, včetně sektorové analýzy. Jelikož modelování sektorové analýzy začíná chybou 4,5 TWh (7,1 %), tak není srozumitelné, zda vůbec či jak byly hodnoty pro jednotlivé sektory NH upraveny.

1.5. SEK uvádí pouze tzv. trajektorie hrubé výroby elektřiny a nepredikuje budoucí konečnou spotřebu elektřiny ČR. Rozdíl mezi tuzemskou netto spotřebou a podílem této elektřiny uvádí jako import, a to bez specifikace finanční náročnosti tohoto importu.

1.6. SEK uvádí pouze sumární produkci uhelných zdrojů, plynových zdrojů, jaderných zdrojů a OZE. Výkonové pokrytí je uvedeno pouze u FVE a VTE. SEK neřeší do detailu adekvátní výkonovou bilanci v kritickém zimním období a spoléhá na zajištění výkonu pro elektrickou soustavu ČR pomocí bilančních importů.

1.7. SEK (dle podkladů SEEPIE) uvažuje s velmi nízkým využitím výkonu plynových zdrojů. Za takovýchto předpokladů je nepravděpodobné, že by jakýkoliv investor nový plynový zdroj postavil bez zajištěné nutné finanční podpory neefektivně využívaného zdroje (notifikace pro kapacitní platby a/nebo investiční podporu).

1.8. Nesoulad v datech, akumulace (baterie a PVE) jsou zahrnuty do bilance jako netto výroba, přitom tuto energii je nutné napřed jinde vyrobit či dovézt a slouží k řešení časového nesouladu výroby a poptávky. Pokud by baterie měly při vysokém podílu intermitentních zdrojů řešit kolize, nemohou sloužit jako klasické produkční zdroje, ale musí být uvažovány ve stejném záložním pohotovostní režimu (= nabité, jako přečerpávací elektrárny) a v tzv. obchodním režimu pracují pouze parciálně.

1.9. Nesoulad MAF 2023 a SEK, SEK nenavazuje na historická data, v MAF není použit poslední známý rok jako srovnávací základna, ale jen predikce pro rok 2025.

1.10. Jsou využívány nekonzistentně různé datové zdroje v různých letech a odlišné či vlastní definice dat, to pak prakticky znemožňuje jednoduché přímé srovnání mezi jednotlivými dokumenty.

1.11. Běžná rezerva elektroenergetiky na straně výroby je historicky cca 20% kapacity, tedy průměrná disponibilita zdrojů reflektuje plánované i neplánované odstávky (u FVE a VTE i výkyvy počasí), SEK/SEEPIA uvažují v budoucnosti zcela nerealistickou 100% disponibilitu (bez rezervy), to má přímý dopad též do zásadního podhodnocení LOLE.

1.12. Pro střešní (neorientované) instalace FV je koeficient využití v SEK/SEEPIA shodný jako s ideálně orientovanými průmyslovými FV a je proto nereálně vysoký. Koeficient využití pro VTE je používán dle metodiky ENTSO E, který je oproti hodnotám dosahovaným dle průměrné rychlosti větru v ČR nadsazený.
1.13. Pro zateplení rodinných domů jsou použity historické nákladové a účinnostní odhady založené převážně na panelových a částečně bytových domech, jde o podobně nerealistický předpoklad jako ideální koeficient využití v případě střešních FVE.
1.14. SEK/SEEPIA ignoruje nespojitosti v nasazování technologií, zejména kritický je předpoklad, že uhelné doly lze ekonomicky provozovat pro libovolně malou těžbu, přitom při poklesu rentability pod nulu (tedy provozní ztráta, negativní cash-flow) bude důl zavřen a produkce skokově klesne na nulu.
1.15. V tabulce 2 „předpoklady modelu SEEPIA“ je uvedeno modelování výkonu modulárních jaderných bloků s algoritmem 1 MW, což je v případě jaderné energetiky nepřijatelné zjednodušení. Velké bloky jsou s výkonem 1000 MW, SMR jsou dnes brány v rozmezí 300 - 400MW.
1.16. SEK neuvažuje s reálnou disponibilitou a manévrovací schopností jaderných bloků v případě velmi vysokého podílu OZE (10,1 GW FVE a 1,5 GW VTE) pro letní období, kdy by se musely jaderné bloky ve slunečných dnech odstavovat (nereálné) nebo většina vyrobené elektřiny OZE mařit (naprosto neekonomické).
1.17. SEEPIA dle textu SEK MPO provedla řadu modelování, ale pouze se standardními podmínkami ENTSO E. Na rozdíl od MAF 23 neprovedla žádnou citlivostní analýzu, nelze proto reálně ekonomicky porovnat náklady různých cest.
1.18. ERAA pro rok 2028 uvádí pro ČR LOLE ve výši 20 hodin, zatímco v ověřovacím slide pro SEEPIA se pohybujeme mezi 0 v roce 2025 a 1 hodinou v roce 2030. Rozdíl v této kritické míře minimálně o řád (z max hodiny na téměř celý den) poukazuje na rizika pro bezpečnost elektroenergetiky ukrytá ve vnitřních kalkulacích modelu SEEPIA (a jeho vstupech do PLEXOS) pro SEK.

2.2. Odborné shrnutí problémů z ekonomického modelování

2.1. Model E3ME využitý SEEPIA je nevhodný pro ověření trajektorie, vlastností modelu E3ME je indukovaný růst HDP pomocí multiplikátorů (post-Keynes) a model předpokládá dostatek volných kapacit, neexistuje problém vytěsnění či limitu výroby a jiných omezení v ekonomice.

2.2. Predikce vedou k poklesu nezaměstnanosti i pod přirozenou míru nezaměstnanosti, to vede k nadhodnocení jak disponibilních příjmů domácností i daňových výnosů, proto jsou odhady o míře energetické chudoby a sociálních nákladech vychýleny směrem dolů, a naopak jsou nadhodnoceny daňové příjmy použitelné pro sociální výdaje.

2.3. Model ignoruje, že domácí výnosy z povolenek jsou ekonomicky redistribucí v domácí ekonomice, nikoli novými penězi získanými vně ekonomiky. Chybí jasná kvantifikace podílu domácích a zahraničních povolenek.

2.4. V modelu SEK/SEEPIA je zcela ignorována volatilita cen během dne a sezónní vlivy, rozdílné vývozní a dovozní ceny znamenají, že vyrovnaná energetická bilance nevede k vyrovnané obchodní bilanci, to má zásadní negativní dopad na bilanci zahraničního obchodu a i HDP.

2.5. Jsou ignorovány vyvolané nelineární náklady přizpůsobení (nejen sítí), přitom tyto náklady mají zrychlující charakter růstu s vyšším podílem intermitentních zdrojů, rostou s cenou povolenky kvůli záložním zdrojům, a jsou odhadovány jako vyšší než samotné investiční náklady na výrobní straně LCOE.

2.6. Dovoz elektřiny sice není technicky dovoz primárních energetických zdrojů, ale nelze ho vyloučit ani z posuzování energetické bezpečnosti, ani z vnější energetické závislosti a ani z ekonomických dopadů na HDP, zejména pokud okolní státy mají podobný produkční mix.

2.7. Chybí celospolečenská nákladová optimalizace, model SEEPIA vede k automatickému růstu HDP, což však vzhledem k vlastnostem modelu bez reálných finančních a kapacitních omezení ekonomiky znamená maximalizaci investičních výdajů.

2.8. Nespojitosti v odstavování technologií (zejména kritický je předpoklad, že uhelné doly lze ekonomicky provozovat pro libovolně malou těžbu) či naopak v minimální velikosti reaktorů nejsou korektně ekonomicky zachyceny, endogenní modelování technologických změn není schopno tyto reálné „nespojitostní“ limity zachytit.

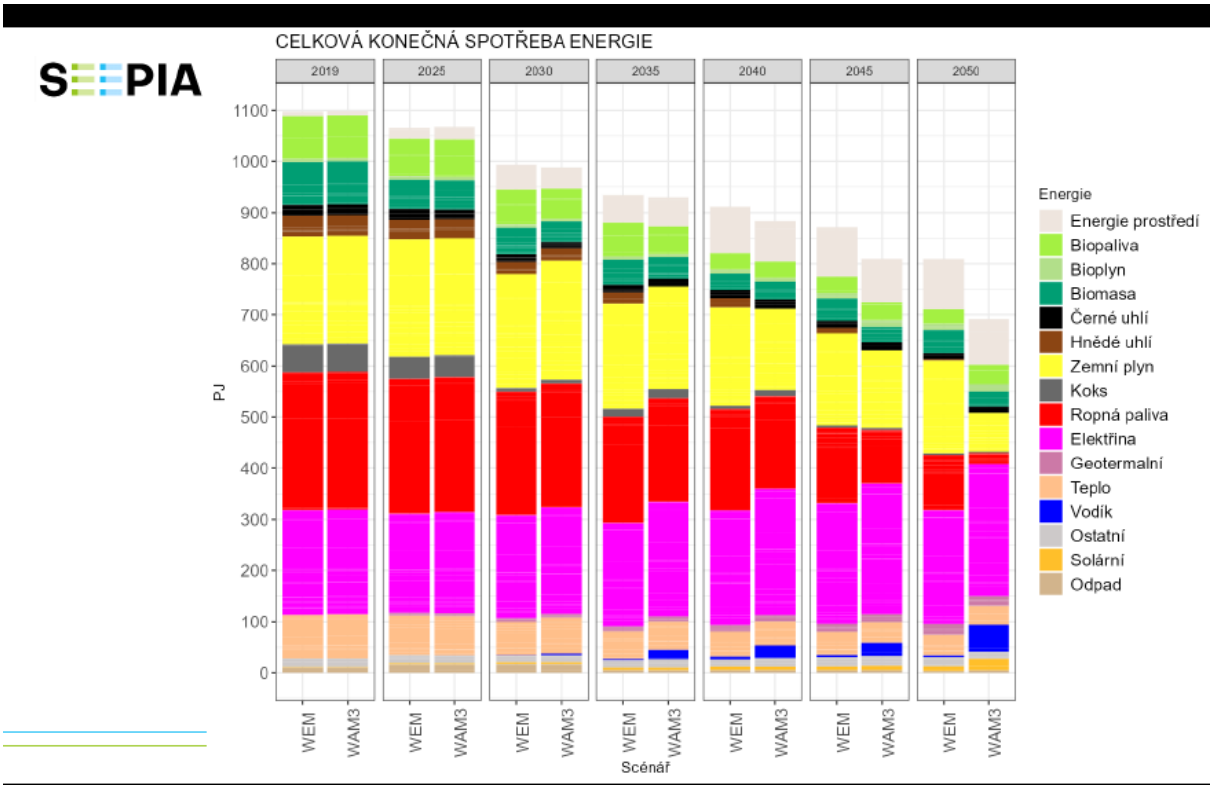
3. Elektroenergetika a energetická bilance

Zásady pro tvorbu Státní energetické koncepce

Kvalifikovaný rozbor předpokládaného vývoje konečné spotřeby (primární energetické zdroje jsou výsledkem analýzy konečné spotřeby a jejího zajištění zdroji a technologiemi) **je základním východiskem.** Musí vycházet z dlouhodobého vývoje spotřeby jednotlivých změn a analýzy pro kvalifikovanou predikci budoucího vývoje – nikoliv ze zbožných přání nebo směrnic, které nerespektují reálná existující fyzikální omezení a skutečný současný stav energetiky ČR.

Pro vstupní analýzu uvádíme závěry modelu SEEPIA, který byl, jak bude dále ukázáno, využit pro námi analyzovaný „Návrh aktualizované textace Státní energetické koncepce (dále „SEK“) vydaný jako předfinální verze MPO ČR. Srovnávání údajů a trendů obsažených v SEK provádíme právě vzhledem k modelu SEEPIA a konfrontujeme s daty uváděnými v závazných statistikách elektroenergetiky ERÚ ČR a daty uváděnými v MAF 23 ČEPS, s.p.

Obr. 1 Konečné spotřeby dle SEEPIA:



Celková konečná spotřeba energie dle SEEPIA (cca 1090 PJ) je v rozporu s údajem ČSÚ. který pro rok 2019 uvádí hodnotu 1014 PJ.

Konečná spotřeba energie dle SEPPIA obsahuje všechny relevantní položky, ale s vysokou pravděpodobností se nejedná o reálné hodnoty. Zejména **růst konečné spotřeby elektřiny mezi roky 2025 až 2050 je dle uvedeného grafu s trendem 2 % ročně**, což je vzhledem k předpokládané elektrifikaci dopravy a průmyslu (a současném poklesu konečné spotřeby energie 12 až 25 % - bez energie prostředí TČ) zcela nepřiměřeně nízká hodnota.

Pouze v modelování SEEPIA jsou uvedeny základní výsledky, které byly použity jako podklad pro SEK (modely WEM a WAM – progresivní), který uveřejnilo jako předfinální verzi MPO. Proto jsou primárně **podrobeny analýze výsledky uvedené ve veřejném semináři autorů SEEPIA** a též podklady poskytnuté (na základě dohody s náměstkem MŽP) hlavním řešitelem SEEPIA panem Ing. Milanem Ščasným, PhD., formou excelů výsledků modelů „WEM“ a „WAM“, na které se SEK přímo odvolává.

K dispozici jsme měli výsledky modelování konečné spotřeby, sektorové spotřeby elektrické energie a dovozu elektřiny a vodíku a brutto výrobu elektrické energie pro výše uvedené modely WEM a WAM. Scénář WEM je dle MPO jako základní, scénář WAM s tzv. dodatečnými opatřením. Takto označené scénáře formálně korespondují se scénáři, které použil ČEPS s.p. ve své Analýze zdrojové přiměřenosti MAF 23 jako respondentní a progresivní scénář.

TNS (tuzemská netto spotřeba) je v modelu **SEPPIA o 7,1 % nižší než skutečná** hodnota uváděná ve statistice ERÚ, potažmo v údajích Českého statistického úřadu (oproti tomuto údaji je téměř o 10 % nižší), viz následující tabulky Tab 1, Tab 2 a Tab 3. Tato skutečnost činí celé modelování SEEPIA nevěrohodným.

Indikátor LOLE je ze své podstaty nelineární, citlivostní analýza na nutné dozdrojování vzhledem k LOLE je uvedena dále v sekci a převzata z MAF 2023, kde jsou korektní postupy.

Tab. 1 Celkové konečné spotřeby paliv a energie dle SEEPIA:

Scénář	Energie	Jednotka	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
wem_rev	Energie pro	PJ	8,6	19,4	34,9	37,4	50,4	59,4	68,4
wem_rev	Bioplyn	PJ	5,4	5,4	15,1	17,6	29,5	29,9	29,9
wem_rev	Pevná bior	PJ	123,1	124,6	130,0	120,2	124,6	129,6	140,0
wem_rev	Černé uhlí	PJ	16,6	16,6	13,7	5,8	10,8	10,1	8,6
wem_rev	Hnědé uhlí	PJ	45,7	25,9	23,0	17,3	11,5	13,7	3,2
wem_rev	Zemní plyn	PJ	216,7	238,0	221,0	207,4	194,8	204,8	235,8
wem_rev	Koks	PJ	6,5	6,1	2,9	2,2	2,2	1,4	1,1
wem_rev	Ropná pali	PJ	295,9	280,8	266,0	236,2	189,7	116,3	67,7
wem_rev	Elektřina	PJ	205,9	209,2	225,7	227,2	258,8	278,3	307,4
wem_rev	Teplo	PJ	83,2	72,0	66,2	64,4	58,0	56,5	58,7
wem_rev	Ostatní	PJ	10,4	12,6	11,5	11,2	10,1	8,6	6,5
wem_rev	Solární	PJ	0,7	2,2	4,0	5,8	6,8	8,3	9,7
wem_rev	Odpad	PJ	10,8	11,5	12,2	5,8	0,0	0,0	0,0
wem_rev	Vodík	PJ	0,0	0,0	0,7	2,9	18,0	16,2	18,0
									955,0
wam3rev	Energie pro	PJ	8,6	21,2	46,4	43,2	52,2	51,5	55,4
wam3rev	Bioplyn	PJ	5,4	6,8	16,6	18,4	31,0	31,0	32,8
wam3rev	Pevná bior	PJ	123,1	124,9	135,0	137,2	139,3	131,4	122,4
wam3rev	Černé uhlí	PJ	16,6	9,0	7,2	5,8	9,0	8,3	7,9
wam3rev	Hnědé uhlí	PJ	45,7	26,3	11,2	0,0	0,0	0,0	0,0
wam3rev	Zemní plyn	PJ	216,7	233,6	200,5	146,5	91,8	64,1	46,4
wam3rev	Koks	PJ	6,5	6,1	2,9	7,6	1,4	0,7	0,7
wam3rev	Ropná pali	PJ	295,9	278,3	260,6	216,7	182,9	44,3	16,2
wam3rev	Elektřina	PJ	205,9	205,9	225,7	233,3	264,6	294,1	310,0
wam3rev	Teplo	PJ	83,2	68,8	65,9	73,1	74,5	69,5	61,6
wam3rev	Ostatní	PJ	10,4	12,6	11,5	11,2	9,4	5,0	4,7
wam3rev	Solární	PJ	0,7	2,2	3,6	6,1	17,3	23,0	23,4
wam3rev	Odpad	PJ	10,8	11,2	12,2	2,2	0,0	0,0	0,0
wam3rev	Vodík	PJ	0,0	0,4	2,5	20,9	25,9	70,2	70,9
									752,4

Tab. 2: Konečná spotřeba dle SEEPIA je doplněna sektorovou spotřebou elektřiny:

Scénář	sektor	Jednotka	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
wem_rev	Zemědělství	TWh	1,0	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9
wem_rev	Komerční a Veřejný	TWh	16,1	14,3	14,0	13,5	13,4	13,8	13,5
wem_rev	Průmysl	TWh	24,3	26,1	27,8	25,0	28,9	27,9	28,2
wem_rev	Domácnosti	TWh	15,3	15,5	16,0	16,1	16,8	17,5	20,4
wem_rev	Doprava	TWh	1,1	1,9	4,3	7,9	12,1	17,3	22,5
wam3rev	Zemědělství	TWh	1,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	2,2
wam3rev	Komerční a Veřejný	TWh	16,1	14,2	13,6	12,2	12,0	12,1	12,2
wam3rev	Průmysl	TWh	24,3	26,1	27,8	27,4	32,1	33,3	34,1
wam3rev	Domácnosti	TWh	15,3	14,7	16,2	15,9	16,1	16,0	15,9
wam3rev	Doprava	TWh	1,1	2,1	4,5	8,6	12,6	19,5	21,7
			57,8	57,9	62,9	64,9	73,6	81,8	86,1
			62,3						

Červená hodnota pro rok 2019 je doplněna **dle zprávy ERÚ, zjevný zásadní nesoulad. (Dle ČSÚ je správná hodnota dokonce 63,79 TWh, neboť korigované saldo export import je dle ČSÚ nižší – 13,1 TWh).**

Tab. 3: Čisté dovozy elektřiny a vodíku a brutto výroba elektřiny dle SEEPIA

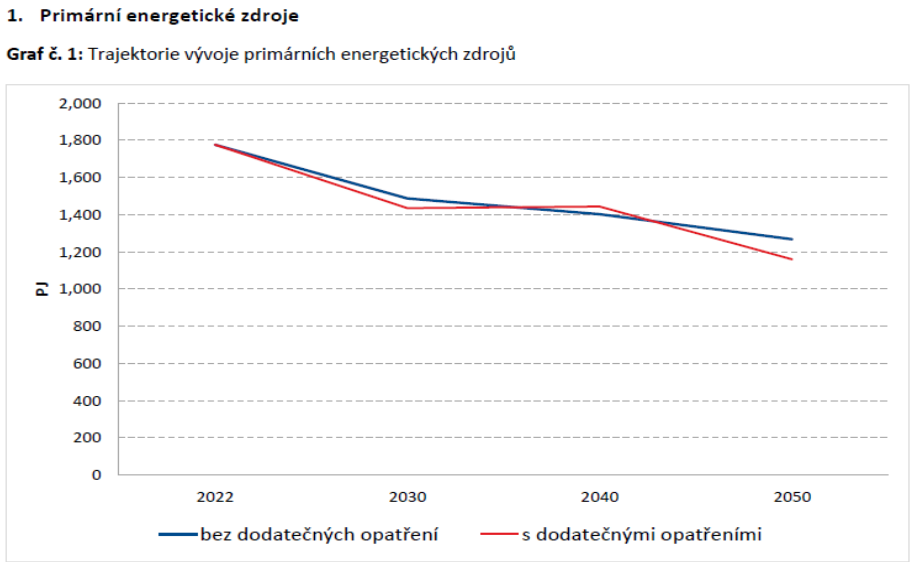
Čisté dovozy energií elekřiny a vodíku									
Scénář	**PEZ**	**Jednotka**	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**	**2050**	
wam3rev	Elektřina	TWh	-0,3	3,2	3,8	-0,8	-2,8	7,2	
wam3rev	Hydrogen - net import	TWh	0,0	0,0	5,3	7,5	20,0	21,0	
wem_rev	Elektřina	TWh	-0,6	4,1	3,2	12,8	13,1	11,3	
Brutto výroba elektřiny									
Scénář	**Tok**	**Jednotka**	**2019**	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**	**2050**
wem_rev	Výroba	TWh	83,4	68,2	68,1	70,8	77,7	82,3	93,0
wam3rev	Výroba	TWh	83,4	66,8	69,9	73,9	90,2	102,0	95,5
			86,99						

Červená hodnota pro rok 2019 je doplněna **dle zprávy ERÚ (správná hodnota dle ČSÚ je prakticky shodná s údajem ERÚ - 87,03 TWh), zjevný zásadní nesoulad.**

Dopady nesouladu vstupních hodnot za rok 2019 do SEK

V SEKu není konečná spotřeba (ani její struktura) uvedena. Jsou uvedeny pouze tzv. trajektorie vývoje, kde označení WEM je tzv. respondentní scénář a WAM tzv. progresivní scénář dle SEEPIA (označovaný pravděpodobně v SEK jako scénář s dodatečnými opatřeními). Primární energetické zdroje dle SEK jsou uvedeny na obr.2

Trajektorie vývoje energetiky dle NSEK:



Obr. 2 Primární energetické zdroje dle SEK

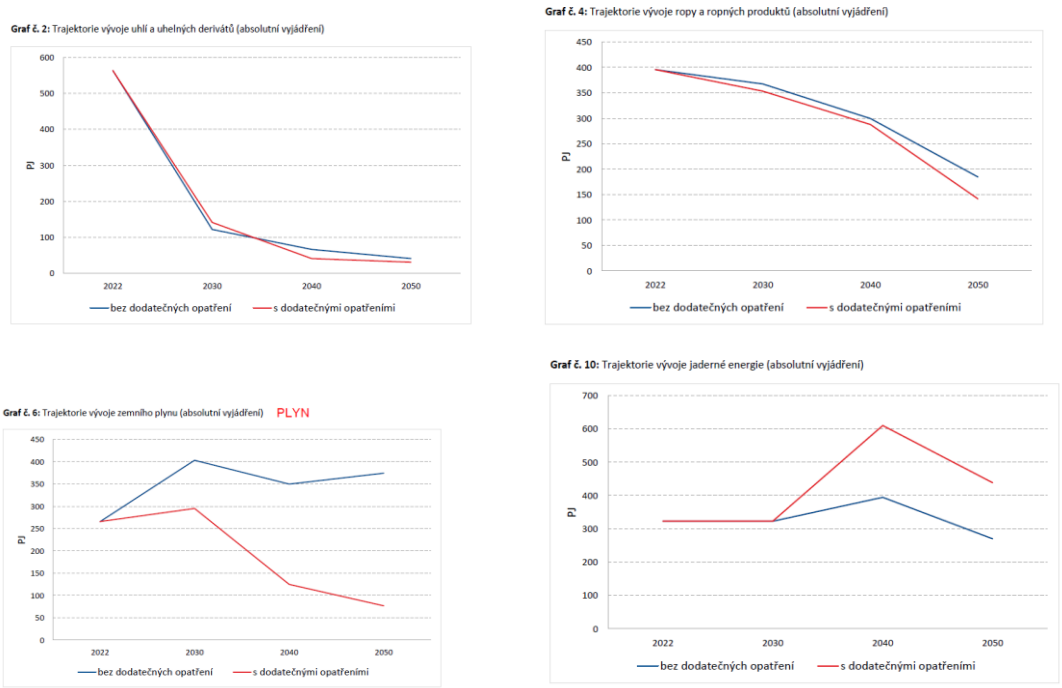
Významný pokles primárních energetických zdrojů je popsán v modelu SEEPA třemi procesy:

a) úspory energie (především teplo pro budovy včetně technologického) a zvýšení účinnosti technologických procesů

b) náhradou fosilních paliv OZE s nulovou spotřebou (**dle metodiky EU**) na transformaci primární energie – elektřina

c) dovozem primárního energetického nosiče = **elektřina** v rozsahu specifikovaném zadáním NKEP– tedy až do **úrovně 23 až 26 TWh ročně dle údajů o schopnosti ČR přenosové soustavy podle ČEPS, s.p.**

Naprostou neujasněnost vývoje primárních energetických zdrojů nejlépe charakterizují trajektorie potřeby uhlí, ropných produktů, zemního plynu a jaderné energie na obr.3. Zásadní roli hraje otázka vývoje OZE (dle SEEPIA s dovozem vodíku) nebo nárůst spotřeby plynu a současně alternativní přístup k jaderným zdrojům.



Obr.3 Trajektorie „uhlí“, „ropa“, „zemní plyn“ a „jádro“ v SEK

Zásadní vliv na neurčitost primárních zdrojů má **substituce zemního plynu mírou OZE a jaderné energie**, která je v progresivním scénáři WEM představována **vysokým počtem SMR** (modulárních reaktorů s elektrickým výkonem cca 400 MWe), které jsou popisovány jako lokální (nikoliv systémové) zdroje. Struktura OZE není upřesněna, v komentáři jsou pouze cílové hodnoty FVE a VTE k rokům 2030 a 2050.

Z hlediska **vlivu na státní rozpočet** jsou zásadní:

a) míra dovozu elektrické energie, která bude v měsících topné sezóny

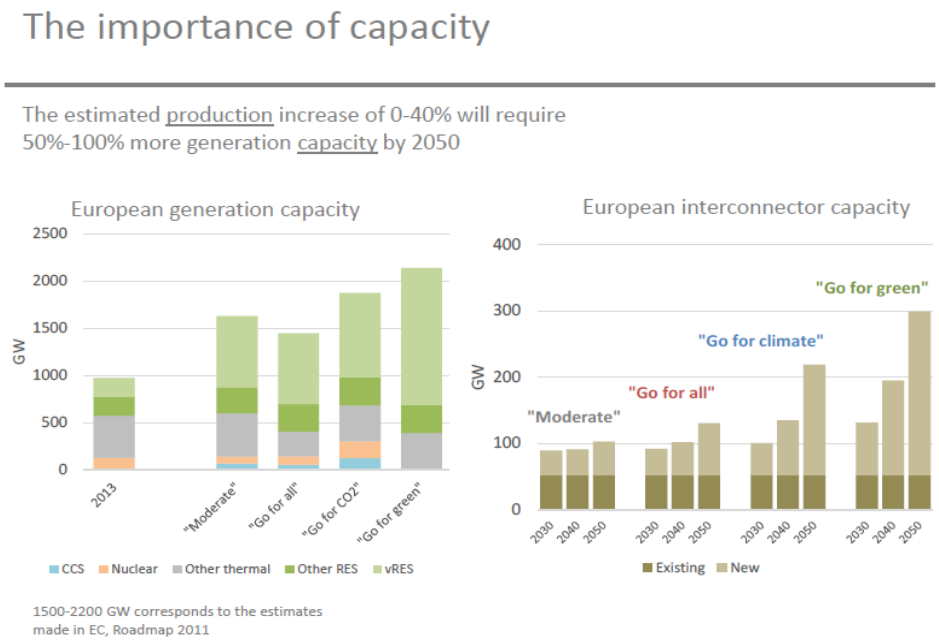
b) závislost na dovozu zemního plynu – nižší rozvoj OZE

c) investiční a provozní náročnost distribučních sítí – vyšší rozvoj OZE

d) dovoz a distribuce zeleného vodíku

Pro ilustraci uvádíme propočet náročnosti investic do mezistátních a páteřních distribučních sítí dle scénářů (od **klasického se všemi primárními zdroji**, přes dekarbonizační s jadernými zdroji a CCS až po **zelený scénář** bez fosilních a jaderných paliv) na obr.4 dle **OECD scenarios of electricity generation until 2050** z roku 2009.

Relativní vyjádření náročnosti zvýšených nároků na síťové interkonektory pro modrý scénář (OZE + plyn + Jaderné zdroje) a zelený scénář (pouze plyn + OZE) je stále platné. Tato náročnost nezahrnuje nárůst nákladů na distribuční sítě.



Obr.4 Potřeba energetických zdrojů a nároky na mezinárodní propojení soustav (bez nákladů na národní a lokální sítě) dle předpokládaného vývoje spotřeby elektřiny dle „IEA Roadmap 2011“

Výroba elektrické energie dle skladby výroben

Standardní statistická data o energetice jsou data uváděná Energetickým regulačním úřadem. Jeho statistiky pro energetiku přebírá i Český statistický úřad. Aby proto bylo možno relevantně porovnávat výsledky a hodnoty uváděné různými zdroji, je nezbytné dodržovat terminologii i její smysl dle ERÚ:

TVB = Výroba elektřiny brutto =

= Celková výroba elektřiny na svorkách generátorů (zdrojů)

TVSe = vlastní spotřeba na výrobu elektřiny

TVSt = vlastní spotřeba elektřina na výrobu tepla

TBS = tuzemská brutto spotřeba =

= TNS + spotřeba na přečerpání PVE+ celkové ztráty v sítích + TVSe

TNS = tuzemská netto spotřeba =

=VO z vvn + VO z vn + MOO + MOP + spotřeba PPS a PDS + lokální spotřeba + TVS_t.

Již první zásadní rozdíl vykazuje evropské výkaznictví podle ENTSO E, které povinně používá ČEPS:

TNS = TNS $_{ENTSO\ E}$ - celkové ztráty v sítích (PÁTEŘNÍ + DISTRIBUCE až po NN)

Rozdíl není zanedbatelný, činí 4 až 5 TWh, tj. cca 7 % konečné netto spotřeby.

Dalším, zcela zásadním pojmem je „**konečná spotřeba“**, což je z logiky použití pojmů dle ERÚ hodnota rovná **TNS, tedy tuzemské netto spotřebě.**

Výše uvedený výklad statistických pojmů je zcela zásadní pro **korektní stanovení energetické bilance**. Jelikož však každá ze tří institucí, které se podílí na formulování budoucího vývoje energetiky (MPO, ČEPS, SEEPIA) používají tyto definované statistické pojmy buď nestandardně (MPO) nebo pro neodborníka netransparentním způsobem vysvětlivek v textu (ČEPS) nebo dokonce zcela chybně (SEEPIA), tak **nestandardní a nejednotné použití základních pojmů** vede pak **k neporovnatelným výsledkům** (ČEPS a MPO) nebo zcela chybným (respektive nedůvěryhodným – SEEPIA), jak ukáže následující rozbor dostupných podkladů.

SEK (který má dle údajů v textu základ ve scénářích **SEEPIA**) uvádí pouze tzv. **hrubou výrobu elektrické** energie v České republice. Z dikce textu se lze důvodně domnívat, že se jedná (z hlediska **standardních českých statistik ERÚ**) o BRUTTO výrobu elektrické energie v ČR.

Dále jsou v prologu k SEK uvedeny tzv. „**hlavní předpoklady jednotlivých scénářů**“, kde jsou uvedeny předpokládané instalované výkony FVE a VTE pro oba scénáře (trajektorie vývoj WEM a WAM. Jsou také jediným upřesněním, jak pohlížet na trajektorie pokrytí produkce elektrické energie OZE (obnovitelnými zdroji – ve kterých je explicitně zahrnuta i produkce elektrické energie z biomasy a derivátů – bioplyn a biometan,

pravděpodobně z odpadů a tzv. ostatních minoritních zdrojů). Z této tabulky (uvedena dále jako Tab. 4) vyjímáme předpokládané hodnoty pro trajektorie vývoje OZE, tedy pro FVE (s rozdělením na střechy a solární parky) a VTE – viz Tab.4:

Tab. 4: Instalované výkony FVE a VTE pro roky 2030 a 2050

	WAM FVE střechy	WAM FVE celkem	WEM FVE celkem	WAM VTE	WEM VTE
	GWe	GWe	GWe	GWe	GWe
2022			2,09	0,339	0,339
2030	1	10,1	6	1,5	0,7
2050		26,1	21	5,5	3,5

FVE na střechách byla dotační politikou překonána již v roce 2023 a nárůst s vysokým podílem střešních instalací trvá. Důsledkem je **nižší roční využití instalovaného výkonu**, neboť střechy obecně a instalace na nich nejsou optimálně orientovány ke slunci.

SEK uvádí dále uvedenou tabulku předpokladů obou scénářů WAM a WEM:

Tabulka: Hlavní předpoklady jednotlivých scénářů

	WAM32	WAM3rev	WEMrev
Stávající JE Dukovany _ 2040MW	EDU1 (510MW do 2045) EDU2 (510MW do 2046) EDU3 (510MW do 2046) EDU4 (510MW do 2047)	EDU1 (510MW do 2045) EDU2 (510MW do 2046) EDU3 (510MW do 2046) EDU4 (510MW do 2047)	EDU1 (510MW do 2045) EDU2 (510MW do 2046) EDU3 (510MW do 2046) EDU4 (510MW do 2047)
Stávající JE Temelín_2200MW	ETE1 (1100MW do 2060) ETE2 (1100MW do 2062)	ETE1 (1100MW do 2060) ETE2 (1100MW do 2062)	ETE1 (1100MW do 2060) ETE2 (1100MW do 2062)
Nové jaderné zdroje_1100 MW	**NJZ1 EDU5 COD 2036** **NJZ2 ETE3 COD 2039** **NJZ3 ETE4 COD 2041**	**NJZ1 EDU5 COD 2036** **NJZ2 ETE3 COD 2039** **NJZ3 ETE4 COD 2041**	NJZ1 EDU5 COD 2040 + další výsledek modelu (po 1 MW)
Malý modulární reaktor_SMR 350MW	**SMR1 COD 2035** + další výsledek modelu (po 1 MW)	**SMR1 COD 2035** + další výsledek modelu (po 1 MW)	NA
CAPEX 1100MWe (ceny 2015)	CapEx 5400 €2015/kWe	CapEx 5400 €2015/kWe	CapEx 5400 €2015/kWe
WACC 1100MWe	4%	4%	4% (+ další jaderná kapacita v optimalizaci)
CAPEX SMR 350MW	CapEx 5400 €2015/kWe	CapEx 5400 €2015/kWe	NA
WACC SMR 350MW	5% (+ další jaderná kapacita v optimalizaci)	5% (+ další jaderná kapacita v optimalizaci)	NA
horkovod JEDU - Brno	ano	ano	ne
FVE [PVs] 2030 *(celkově); 2022: 2,09 GWe*	**max 12,6 GWe** (SOZER Realistic)	**max 10,1 GWe**	**max 6 GWe**

FVE [PVs] 2050 *(celkové)*	**max 26,1 GWe**	**max 26,1 GWe**	**max 21 GWe**
FVE min (střechy-průmysl-parky)	15:15:(100-x1-x2)	5:5:(100-x1-x2)	5:5:(100-x1-x2)
FVE podíl na výrobu vodíku (mimo síť)	NA	NA	NA
FVE samospotřeba elektřiny (mimo síť)	5%	NA	NA
VTE [WIND] 2030 *(celkové)*; 2022: 0,339 GWe	**max 1,7 GWe** (SOZER Max)	**max 1,5 GWe**	**max 0,7 Gwe**
VTE [WIND] 2050 *(celkové)*	**max 5,5 GWe**	**max 5,5 GWe**	**max 3,5 GWe**
Biometan, potenciál 2050	770 mil.m3 (konverze) + 150 mil.m3 (nové) 2030 podle textu návrhu NKEP	770 mil.m3 (konverze) + 150 mil.m3 (nové) 2030 podle textu návrhu NKEP	500 mil.m3 ve 2030 podle NKEP2019
Biomasa	prioritně vytápění (domácnosti, výtopny, teplárenství), sekundárně elektřina (od toho spíš ustupovat)	prioritně vytápění (domácnosti, výtopny, teplárenství), sekundárně elektřina (od toho spíš ustupovat)	prioritně vytápění (domácnosti, výtopny, teplárenství), sekundárně elektřina (od toho spíš ustupovat)
zelený vodík, RFNBO (vynucený cíl)	**8 000 tun v průmyslu +1% v dopravě (celkem cca 20 000 tun)**	**8 000 tun v průmyslu +1% v dopravě (celkem cca 20 000 tun)**	NA

Kontrolní bodem pro následující analýzy je rok 2019 a rok 2050 s dodatečnými opatřeními (progresivní), které jsou výchozími a konečnými roky modelování energetiky a potřeb primárních energetických zdrojů ČR v analýze SEEPIA. Využitím podkladových materiálů SEEPIA (obr. 1 až 3 + „vsázka na výrobu elektřiny“) získáme hodnoty pro roky 2019 a 2050:

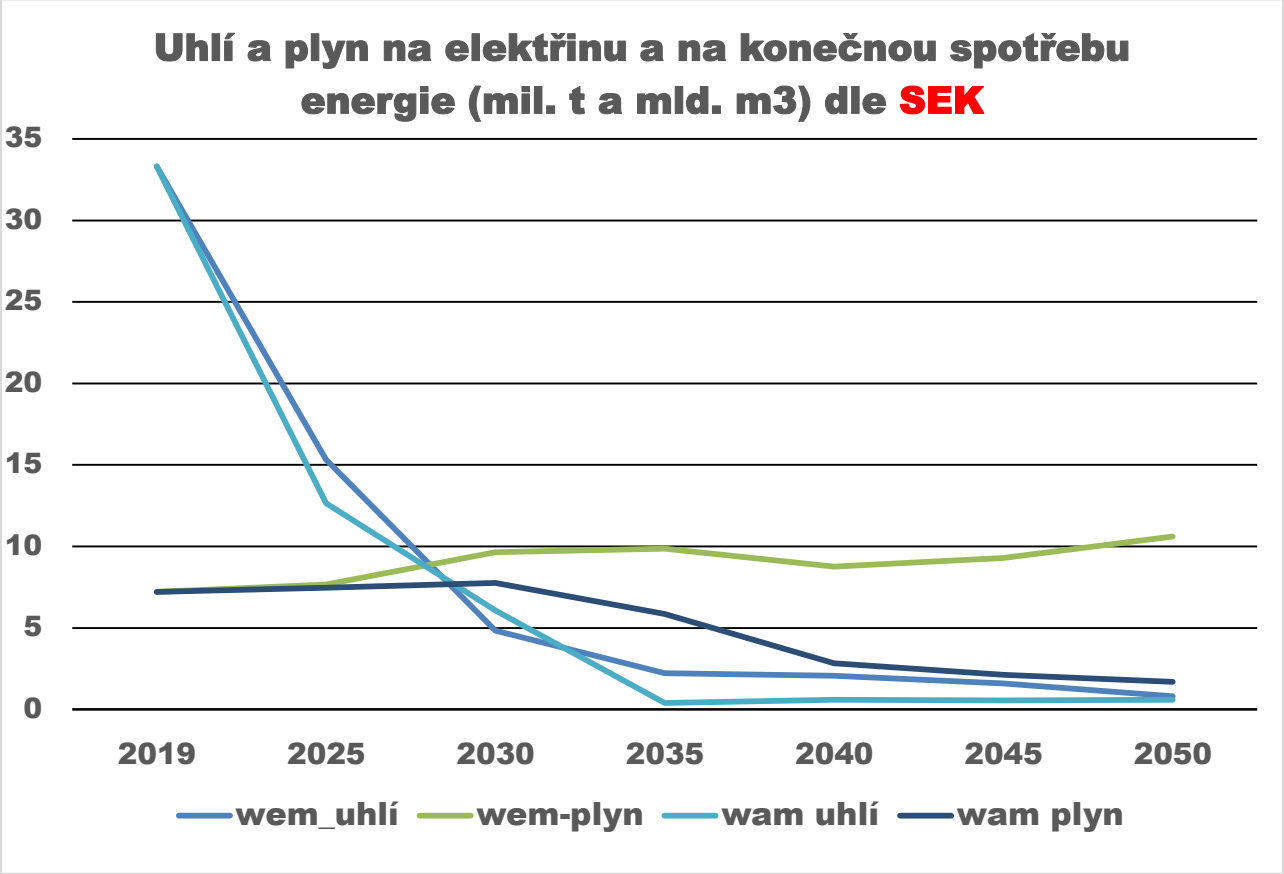
ROK		2019			…			2050
primární zdroje		1 739,6			…			1 181,4

Takto získané hodnoty jsou **plně ve shodě** s trajektoriemi uvedenými pro vývoj primárních energetických zdrojů na obr.2 (MPO – SEK). Z tohoto ověření lze vyvodit, že pro oba krajní scénáře uvedené v SEK pro nároky ČR na spotřebu plynu (import) a spotřebu uhlí (domácí spotřeba) jsou v souladu s podklady uvedenými v modelování SEEPIA.

Pro konečnou spotřebu energie a vsázky na produkci elektřiny a tepla lze dovodit předpoklady importu zemního (nebo zkapalněného) plynu a produkci domácího uhlí podle NSEK v následné tabulce Tab.5:

Tab. 5: Potřeba produkce uhlí a importu plynu (včetně vodíku) dle SEK (SEEPIA)

	Uhlí a plyn na výrobu elektřiny a vyrobeného tepla+konečná spotřeba									
Scénař	palivo	Jednotka		2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
wem_rev	uhlí celkem	PJ								
	15 GJ/t	mil.tun	wem_uhlí	33	15	4,8	2,2	2,1	1,6	0,807
wem_rev	plyn celkem	PJ								
	spal t. 40MJ/m3	mld. m3	wem-plyn	7,2	7,7	9,7	9,9	8,8	9,3	10,6
wam_rev	uhlí celkem	PJ								
	15 GJ/t	mil.tun	wam uhlí	33	13	6,1	0,4	0,6	0,6	0,6
wam_rev	plyn celkem	PJ								
	spal t. 40MJ/m3	mld m3	wam plyn	7,2	7,5	7,8	5,9	2,8	2,1	1,693
pozn.	import vodíku	TWh			*0*	*0*	*5,3*	*7,5*	*20*	*21*
		mld m3plyn					1,2	1,5	4	4,1



Úspory importu plynu mezi oběma trajektoriemi SEK jsou především v předpokládané vysoké úspoře energie v domácnostech a terciálním sektoru v teple, v inovaci technologií v průmyslu, vyšším podílu OZE a především **v dovozu vodíku, který není zahrnut do primárních energetických zdrojů**.

SEK uvádí pouze trajektorie tzv. brutto výroby elektrické energie v ČR, které jsou ve shodě s hodnotami uváděnými v modelování SEEPIA. Tyto hodnoty jsou uvedeny v níže uvedené tabulce Tab. 6:

Tab. 6 Brutto výroba elektřiny v ČR

Brutto výroba elektřiny									
Scénář	Tok	Jednotk	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
wem_re	Výroba	TWh	83,4	68,2	68,1	70,8	77,7	82,3	93,0
wam3re	Výroba	TWh	83,4	66,8	69,9	73,9	90,2	102,0	95,5
			86,99						

Počátečním bodem modelování SEEPIA (a trajektorie NSEK) je v hrubé spotřebě elektřiny **hodnota 83,4 TWh,** kdežto **skutečnost roku 2019 dle ERÚ byla 86,99 TWh**. Chybu SEEPIA (záměna netto spotřeby dle ERÚ a netto spotřeby ENTSO E rovná **ztrátám elektrické energie v sítích**) SEK bohužel opakuje. Zde je vidět **nekritičnost přejímání vstupních podkladů**.

V SEK není uveden předpokládaný vývoj celkové konečné spotřeby elektrické energie v ČR. Zjevně SEK vychází z předpokladu uvedeného na počátku analýzy, že **„co nevyrobíme, to dovezeme“** vzhledem k **výchozímu předpokladu SEK**:

- dovoz primárního energetického nosiče = **elektřina** v rozsahu specifikovaném zadáním NKEP – tedy až do úrovně **23 až 26 TWh ročně dle údajů o schopnosti ČR přenosové soustavy podle ČEPS s.p.**

Další údaje uvedené v SEK však již neumožňují podrobně kontrolovat hodnověrnost údajů (kromě spotřeby uhlí a zemního plynu, jak již bylo provedeno výše), neboť údaje pro obnovitelné a jaderné zdroje jsou uváděny pouze souhrnně (jaderné zdroje jsou uváděny bez rozlišení velikosti budoucích jaderných bloků a OZE bez rozdělení na jednotlivé typy – voda, FVE a VTE).

Vzhledem k prověření **shody dat uváděných v trajektoriích SEK** pro primární potřebu energetických zdrojů i pro tzv. hrubou výrobu elektrické energie v ČR s hodnotami uvedenými v modelování SEEPIA, **můžeme hodnověrnost dat kontrolovat na datech modelování SEEPIA**.

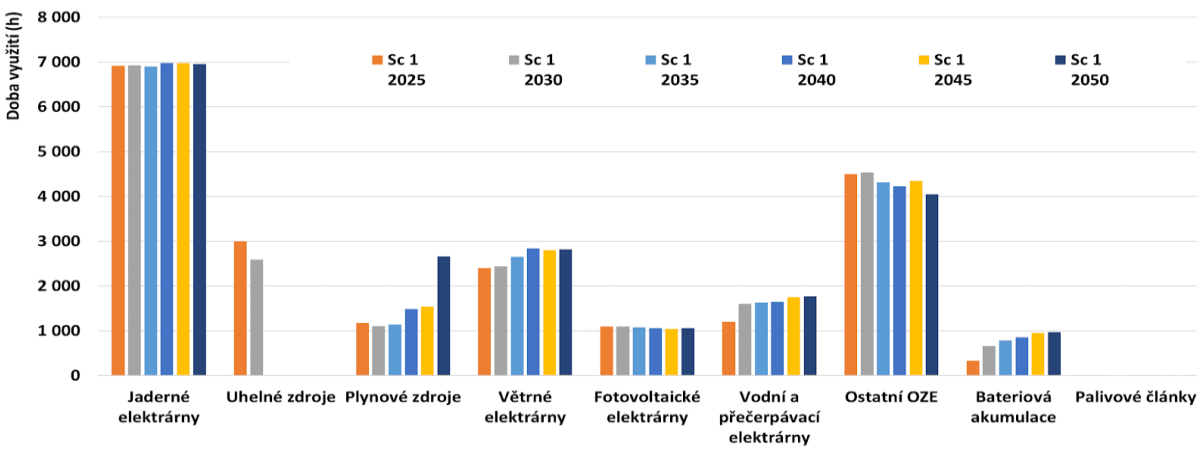
Hodnověrnost dat uváděných v modelování SEEPIA

Již na počátku analýzy jsme uvedli neshodu v hodnotách počátečního bodu modelování, která se týká netto spotřeby elektřiny v ČR. V kontrolním bodě (rok 2019) uvádí SEEPIA hodnotu konečné spotřeby **57,8 TWh**. **Skutečná netto spotřeba dle ERÚ** (zpráva o provozu ES 2019) ovšem **byla 62,3 TWh**. Rozdíl obou hodnot je snadno dohledatelný – **4,5 TWh** jsou celkové ztráty v přenosové a distribuční soustavě, jak jsou uvedené v zákonem uznávané statistice ERÚ, kterou cituje i Český statistický úřad. Chybný počátek modelování zjevně musel ovlivnit celé modelování SEEPIA a **činí proto jeho výsledky nevěrohodné**.

Ačkoliv nemáme k dispozici konkrétní verifikaci modelových výpočtových hodnot modelem PLEXOS, můžeme zcela zodpovědně z prezentace tohoto modelování Ing. Kubečkou (Kubeček V.: Validace NKEP z hlediska zdrojové přiměřenosti a sítí, Praha 2024) konstatovat:

a) Konečná spotřeba je zatížena chybou v průměrné hodnotě **4,5 TWh, kdy TNS je o tuto hodnotu vyšší** a o tuto hodnotu by musel být vyšší import elektřiny.
b) **Hodnoty LOLE i importních potřeb proto neodpovídají skutečnosti** a jsou nerealisticky podhodnocené.
c) **Hodnoty využití instalovaného výkonu pro FVE a pro VTE** jsou použity z Evropské metodiky ENSO E a tedy pro lokální poměry ČR významně nadnesené a to minimálně o 10 až 12 % - viz. následující obr.5:

Obr.5 Hodnoty využití instalovaného výkonu zdrojů dle SEEPIA



FVE 1090 hodin (skutečnost se střechami do 950), VTE 2300 hodin (skutečnost cca 2000)

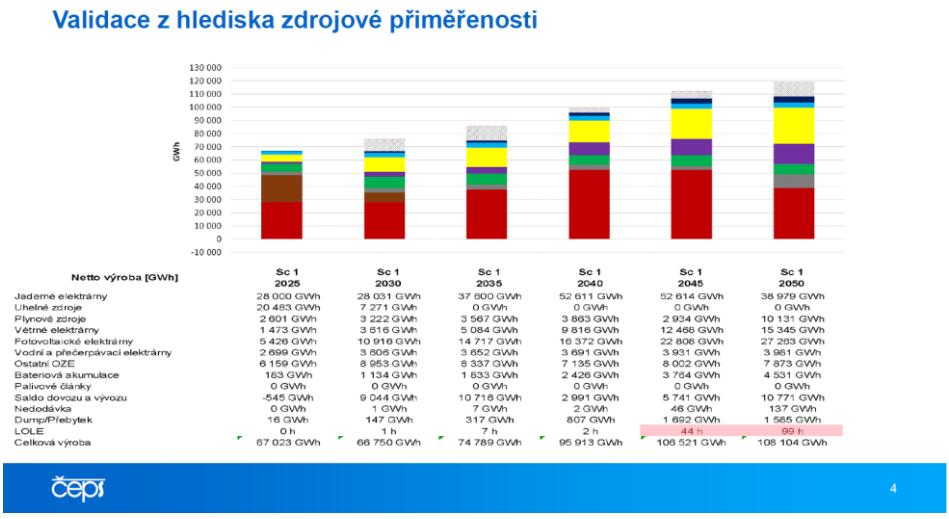
Toto snížení brutto výroby v ČR je sice v roce 2025 marginální, ale s předpokládaným výrazným nárůstem instalovaných výkonů FVE a VTE se stává zásadní položkou snížení reálné výroby z těchto zdrojů.

Roční využití plynových zdrojů je až do roku 2035 extrémně nízké a odpovídá tak nízké dovozní závislosti ČR na plynu. Takto nízké využití plynových zdrojů z nich činí zcela neekonomicky provozované zdroje, které investoři bez extrémní podpory investiční nebudou stavět a provozovatelé bez provozní podpory provozovat (kapacitní platby).

Z výše uvedeného se jeví využití plynových zdrojů jako významně podhodnocené (a podhodnocená i dovozní závislost na plynu). A naopak výsledky tzv. „dodatečných opatření, kterými jsou vyšší instalované výkony FVE (10,1 GWp) VTE (1,5 GW) k roku 2030, jako významně přeceněné.

d) Do bilancí SEEPIA započítává model **veškerou produkci OZE (FVE a VTE)** – bez maření produkované energie, které při předpokládaných instalacích FVE 12 GWe může dosahovat i více než 2 TWh ročně. Předpokládaný výkon bateriových úložišť 1,8 GW problém mařené energie nevyřeší, speciálně v jarních a letních měsících s vysokým slunečním svitem.
e) V bilancích pravděpodobně není uvažována **energie na spotřebou významné přečerpání** u přečerpávacích elektráren nebo v nedostatečné úrovni (nároky na přečerpání Orlík Slapy.
f) **Do bilancí je uvedena výroba z bateriových úložišť, která může být reálně jenom časovým posunem „výroba – spotřeba“ nebo čistým importem.**[1]

[1] Považujeme za nutné toto riziko zmínit a důsledně prověřit. Pro názornost detailněji rozvedeme zjištěný nesoulad: Netto spotřeba v roce 2025 je v SEEPIA uváděna jako 57,9 GWh. Nicméně doprovázející analýza zdrojové přiměřenosti podčásti modelu SEEPIA, vstupující do ověření v PLEXOS ČEPS, slide 4:



uvádí celkovou netto výrobu 67GWh. Jak lze ověřit, jde o součet všech výrob, včetně baterií a PVE, ale bez započtení exportu i zmařené výroby (a případně nedodávky). Zmíněný nesoulad nás vede k poukázání na rizika takto rozdílných údajů v ověřovacím modelování. V této souvislosti bychom též rádi připomenuli, že ERAA pro

g) **Konečná spotřeba** je v modelování SEEPIA **je významně snížena úsporami energie dle obou modelů o 12 až 25 %.**

Úspory energie jsou dosahovány:

- úsporami domácností a terciální sféry. Pravděpodobně jsou podceněny **náklady** na efektivní snížení spotřeby individuálního bydlení, zejména náklady zateplení, ve srovnání s obytnými domy,
- úsporami v průmyslu, které nejsou specifikovány a není uveden možný nárůst vyšší elektrifikací.

Pro porovnání uvádíme předpokládanou konečnou spotřebu dle MAF 23 a dle SEEPIA (SEK) – Tab.7:

Tab.7: Konečná spotřeba elektřiny dle ČEPS MAF 23 a SEEPIA a ERÚ skutečnost

		2019	2025	2030	2035	2040
MAF 23 progres	**TWh**		**59,6**	**70,2**	**78,5**	**87,1**
SEEPIA wam3	**TWh**	**57,8**	**57,9**	**62,9**	**64,9**	**73,6**
ERÚ ČR	**TWh**	**62,3**				

V tab.7 je opět zřejmý rozpor mezi výchozím bodem modelování SEEPIA a skutečností roku 2019, a to **4,5 TWh**.

Uvedený chybný počátek modelování vede k názoru, že další výpočty modelem SEEPIA (verifikace PLEXOS na LOLE) provedeným nárokům dle tab.7 jsou nevěrohodné.

Import elektrické energie

V SEK je import uveden zcela vágně, a to maximální hranicí dovozu 23 až 26 TWh/rok. Uvedeme proto požadavky na import dle SEEPIA a porovnáme s MAF 23 progresivní scénář. Výsledky jsou zřejmé z následující tabulky Tab.8.

Tab.8 Porovnání dovozní náročnosti elektřiny pro roky 2025, 2030, 2035 a 2040 (pro SEEPIA i roky 2045 a 2050)

rok 2028 uvádí pro ČR LOLE ve výši 20hodin, zde mezi 0 v roce 2025 a 1 hodinou v roce 2030. Rozdíl v této kritické míře statické přiměřenosti minimálně o řád (z max hodiny na téměř celý den) poukazuje na rizika ukrytá ve vnitřních kalkulacích modelu SEEPIA (a jeho vstupech do PLEXOS) pro SEK.

wam3rev celkem	Elektřina	TWh	-0,3	3,2	6,4	3,0	7,2	17,7
wem_rev	Elektřina	TWh	-0,6	4,1	3,2	12,8	13,1	11,3
MAF 23 progres (WEM)	Elektřina	TWh	-0,4	15	18,7	15,2		

Uvedené hodnoty jsou **bez potenciálních korekcí směrem k vyšší dovozní náročnosti dle kapitoly „Hodnověrnost dat“**. Vyšší náročnost výroby je možné pokrýt dalšími plynovými zdroji a zvýšeným dovozem plynu (až o 1 až 2 mld m^3 oproti hodnotám v Tab. 5) nebo zvýšeným dovozem elektřiny, pokud bude reálný.

Zajištění potřebného výkonu výroben elektrické energie pro bezpečný provoz energetické soustavy a LOLE

Vyrovnanou bilanci výroby a spotřeby je nutné mít k dispozici potřebný výkon dosažitelný instalovanými výrobnami elektrické energie, které zajišťují výkon průběžně a umožňují v energetické soustavě ČR pokrýt okamžitý potřebný výkon. V případě stavů „dunkelflaute“ je možné využít pouze stabilní (řiditelné) zdroje a uloženou energii (baterie, přečerpávací elektrárny, jejichž záloha je však závislá na stavu „nabití“ a využitelný výkon je k dispozici, u baterií maximálně jednotky hodin, typicky jen 1-4 hodiny).

Výkon, který nejsou výrobní zdroje schopny pokrýt, je nutno zajistit dovozem nebo snížit spotřebu řízeným **odstavováním spotřebičů v soustavě** (v MAF 23 vedeno jako tzv. DSR = demand side response). V případě přetrvávající potřeby snížení spotřeby však pak nastupuje krizový scénář odpojování segmentů sítě, též tzv. rolling-blackout, aby se předešlo neřízenému rozpadu sítě.

Možnosti pokrýt průměrný měsíční výkon v nejzatíženějším měsíci roku jsou uvedeny v následující tabulce Tab.9. Pro skladbu zdrojů je použito progresivního scénáře MAF 23, který je výrazně méně ambiciózní než scénář SEEPIA WEM 3 (FVE 14,3 GW – SEEPIA 16 GW, VTE 2,9 GW oproti SEEPIA 3,5 GW), který uvažuje s vyšším podílem stabilních zdrojů než SEEPIA.

Pro scénář MAF je k dispozici navrhovaná skladba zdrojů, která však v SEK zcela chybí a pro SEEPIA a konečné scénáře WEM a WAM, které jsou podkladem pro SEK, jsou k dispozici pouze neověřené podklady z prezentace modelování zdrojové přiměřenosti programem PLEXOS Ing. Kubečky.

Tab.9: Pokrytí maximálního požadovaného výkonu stabilními zdroji (MAF 23 s doplněním, zdroje v MW)

Scénář a Instalovaný výkon	Progresivní 2025	Progresivní 2030	Progresivní 2035	Progresivní 2040
Palivové články	0	5	13	29
Bateriová akumulace	1 315	2 871	3 418	3 792
Fotovoltaické elektrárny	5 933	12 516	13 749	14 297
Větrné elektrárny	477	1 515	2 352	2 931
Ostatní OZE	616	635	504	515
Vodní a přečerpávací elektrárny	2 225	2 228	2 231	2 231
Plynové zdroje	2 112	3 290	3 888	3 765
Uhelné zdroje	6 983	932	0	0
Jaderné elektrárny	4 099	4 099	4 384	6 379
Stabilní zdroje	**13 810**	**8 956**	**8 776**	**10 659**
Průměrný nutný výkon v maximálním měsíci v	9 500 dle ERÚ 2023	11 400 lineární nárůst	13 100 lineární nárůst	14 250 lineární nárůst
Pozn. Rok 2025 dle skutečnosti 2023, plyn bez dozdrojování	S REZERVOU	BEZ REZERVY	BEZ REZERVY	BEZ REZERVY
Podíl istal. %	145	78,6	67	74,8
Chybějící výkon (včetně oprav výkonu zdrojů)	0	2500	5000	4500

Ve výše uvedeném propočtu jsou uvedeny všechny instalované zdroje s jejich jmenovitými výkony. Pravděpodobnost, že všechny instalované stabilní zdroje budou plně k dispozici a se jmenovitým výkonem je prakticky nulová. Z tohoto důvodu je nezbytné mít k dispozici v soustavě vyšší výkon (**cca o 20 %**), který případné výpadky výroben pokryje se zpožděním, které pokryje z tzv. výkonové regulace ČEPS.

Z tohoto pohledu by mohlo bez uhelných elektráren již v roce 2030 (při déle trvajícím „dunkelflaute“) chybět 3 až 4,5 GW oproti průměru v nejzatíženějším měsíci, tedy až 2 jaderné Temelíny. Tento chybějící výkon se projeví zásadně i na hodnotě LOLE (viz dále). Závislost parametru LOLE na chybějícím výkonu není lineární a nelze změnu jednoduše odvodit ze znalosti chyby výroby v původních odhadech SEK a SEEPIA. Významnost nelinearity zřetelně ukazuje tabulka porovnání základních scénářů a citlivostní analýzy (klimaticky nepříznivý rok) uvedená v citovaném materiálu MAF 23 ČEPS, číslování tabulek odpovídá číslování v MAF 2023:

MAF 2023 Tab. 7.1 Hodnoty ukazatelů LOLE a EENS pro oba scénáře a citlivostní analýzu provedenou na klimatickém roce 1985

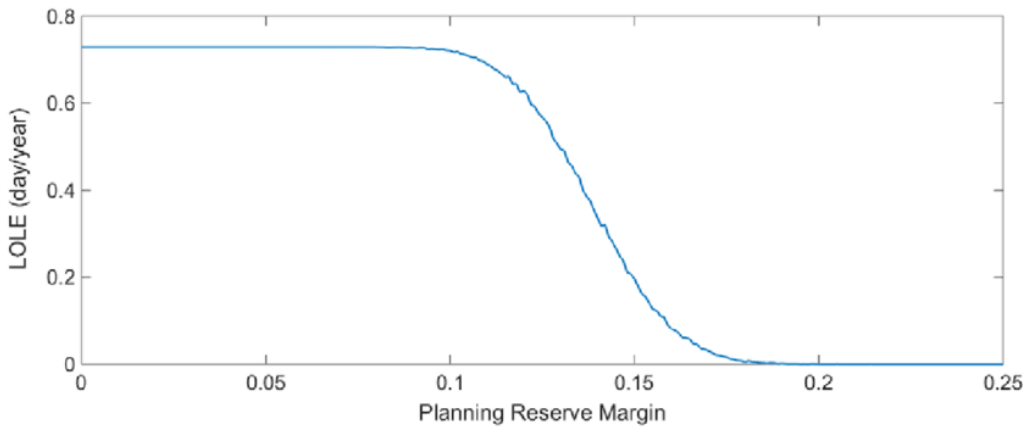
		2025	2030	2035	2040
LOLE	Respondentní	0 h	0 h	10,3 h	7,0 h
	Respondentní – citlivost	0 h	14 h	65 h	32 h
	Progresivní	0 h	2,0 h	8,7 h	13,7 h
	Progresivní – citlivost	0 h	41 h	63 h	74 h
EENS	Respondentní	0 GWh	0 GWh	27,2 GWh	10,6 GWh
	Respondentní – citlivost	0 GWh	7,7 GWh	142,3 GWh	50,8 GWh
	Progresivní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

Této analýze odpovídá i ČEPSem v MAF 23 uváděném „dozdrojování“:

MAF 2023 Tab. 7.2 Instalovaný výkon pro dozdrojování na normu spolehlivosti

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

Toto dozdrojování je k roku 2035 obdobné jako výše uvedený rozbor chybějícího výkonu. Typický průběh LOLE vzhledem k úrovni rezervy (reserve margin) v síti je následující:



Zdroj: Yuan, Chen. (2016).

Směrem vpravo na vodorovné ose roste rezerva systému, tedy nadbytek celkové kapacity (měřeno relativně, v %, či absolutně). Z uvedeného grafu konstruovaném pro jednu konkrétní síť je mimochodem vidět empirické pravidlo (viz výše nerealistický předpoklad

SEEPIA o 100% využití zdrojů bez rezervy), že zdrojová přiměřenost má mít cca 20% rezervu, aby se LOLE pohybovalo v přijatelně nízkých hodnotách blízko vodorovné osy. Při nižší rezervě již začíná ohyb křivky spojený s nelineárním rychlým nárůstem LOLE, jak ukazují grafy. Z pohledu optimálního (ekonomického) nastavení zdrojů se proto soustavy v reálných podmínkách pohybují těsně nad počátkem tohoto ohybu. Smyslem ekonomické optimalizace spolehlivosti soustavy je tedy nalezení minimální (nejlevnější) rezervy, která ještě nevede k prudkému nárůstu LOLE. V našich podmínkách je jako hraniční bráno LOLE 6,7 hodin za rok (MAF 2023).

Jak ukazují Choi et al. (2018) pro Korejskou republiku, LOLE je závislé nejen na charakteristice zdrojů, ale též na předpokladech o charakteru zatížení. Na tomto grafu z reálné národní sítě, který je nestandardně počítán i pro oblast zcela nepřijatelných hodnot LOLE, kam se běžná distribuční sít nesmí dostat, je též vidět, že pokles rezervy o cca 8 % vede k nárůstu LOLE prakticky z nuly (nebo nule blízkých bezpečných hodnot) na 1000 hodin. Korektní posouzení bezpečnosti a stability soustavy proto musí brát do úvahy realistické, nikoli nejlepší teoretické, vstupní předpoklady, což je principiální problém SEK/SEEPIA. Proto i relativně malá chyba v řádu jednotek procent, pokud se nacházíme blízko ohybu křivky LOLE, může vést k rapidnímu zhoršení bezpečnosti dodávek i stability soustavy.

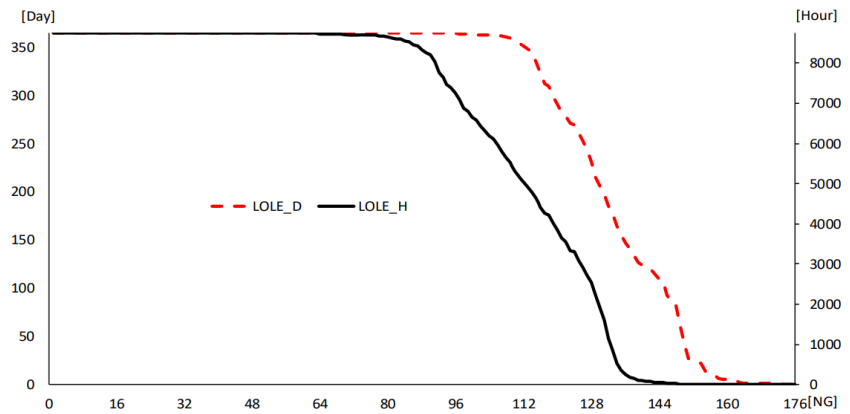


Fig. 7. Comparison of ELDCs of Daily Peak Load and Hourly Load of Korea Power System in 2015

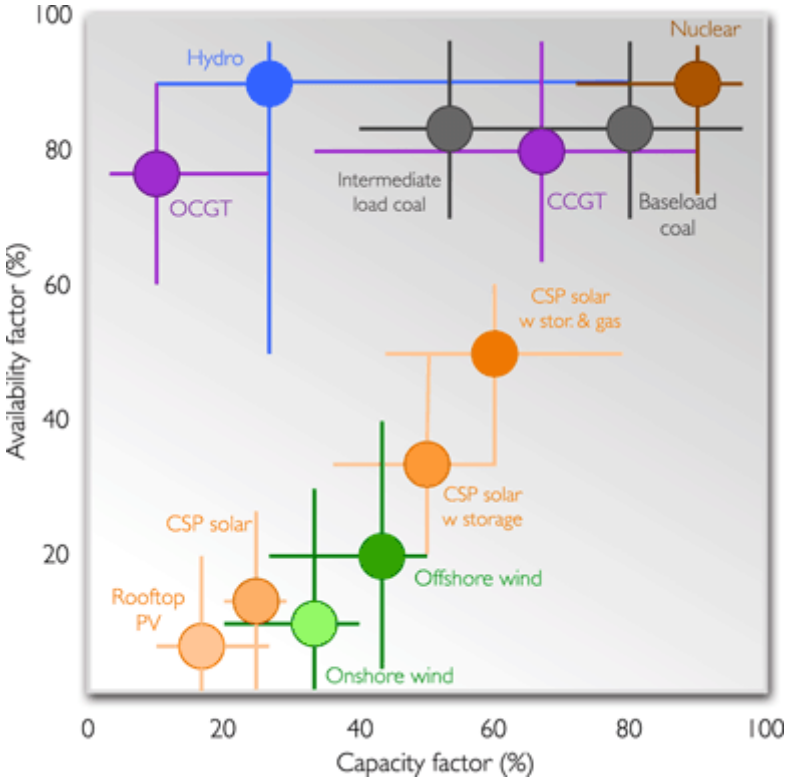
Disponibilní výkon zdrojů

Disponibilitou zdrojů rozumíme schopnost zdrojů elektřiny v energetické soustavě ČR pokrýt okamžitý potřebný výkon. Tato disponibilita je rozdílná pro každý druh výrobny elektrické energie.

- ***Disponibilita jaderných zdrojů, které musí plánovat relativně dlouhé odstávky na výměnu paliva, je pojednána v samostatné kapitole rozboru, uvedené jako Příloha.***

Pro názornost uvádíme obecnou závislost mezi dlouhodobou dostupností a dosažitelností jmenovitého výkonu pro různé výrobna elektrické energie.

Obr. 5 Závislost dlouhodobé dostupnosti a dosažitelnosti jmenovitého výkonu (Technical and Economic Aspects of Load Following with Nuclear Power Plants. OECD NEA Nuclear Development, June 2011)



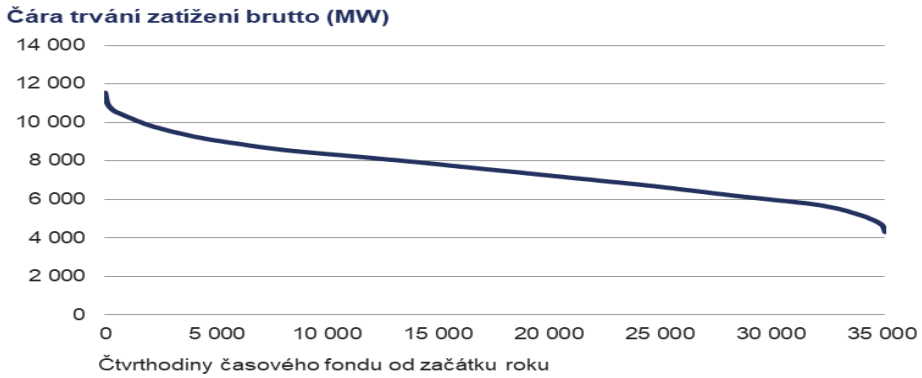
POZN: CSP jsou koncentrační solární elektrárny vhodné např. do pouštních oblastí.

Reálnou disponibilitu zdrojů model SEEPIA neuvažuje vůbec, 100 % je nerealistický předpoklad pro jakoukoli technologii.

Vliv vysokého podílu FVE na provoz elektrické soustavy ČR

Z hlediska provozování ES ČR je nezbytné uvažovat běžné mezní stavy soustavy. Tyto mezní stavy jsou standardní součástí statistik poskytovaných ve zprávě ERÚ o ES.

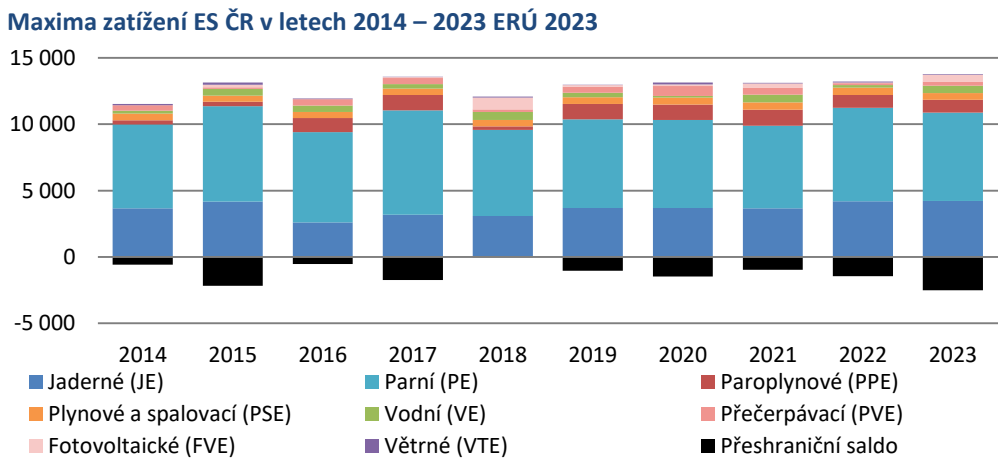
Současné trvání tzv. čtvrthodinových hodnot zatížení elektrické soustavy je dle ERÚ pro rok 2023 následující:



Pokud budeme aplikovat tento skutečný diagram trvání na průměrný výkon v nejnáročnějším měsíci roku 2023 (tab.9), který je 9,5 GW, je zřejmé **překročení této průměrné potřeby výkonu v trvání 600 hodin a krátkodobým maximem až 11,3 GW (viz. Příklad dále)!**

Krajními stavy jsou denní minimum spotřeby brutto a denní maximum spotřeby brutto, což jsou nutné disponibilní výkony zdrojů v takovém dni. Na takové stavy musí být soustava připravena. Optimalizační a bezpečnostní otázkou pak je, s jakou rezervou a za jakou cenu.

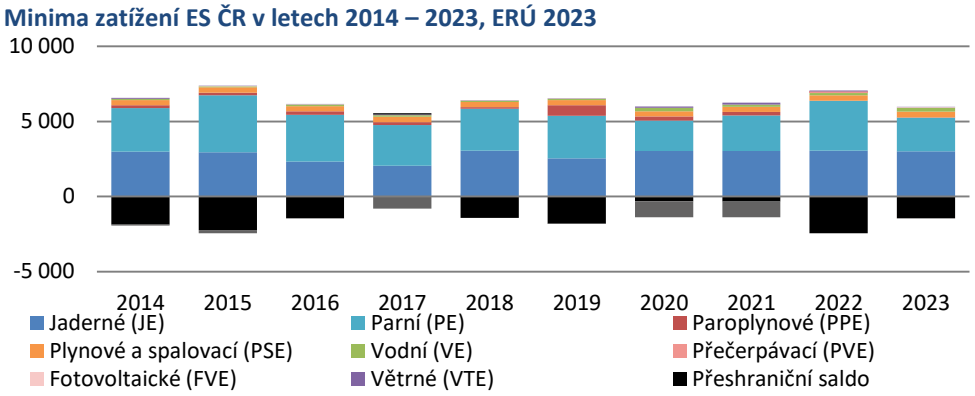
Příklad:



Odpovídající hodnota pro rok 2023 **bez exportu elektřiny**:

Pokrytí denního maxima zatížení (7. 2. 2023 08:45)	[MW]
Zatížení brutto	11 277,8

Pro rok 2030 by odpovídající hodnota měla být 13 500 MW (dle předpokládaného nárůstu lineární extrapolací). Stabilní zdroje dle NSEK (tab.9) jsou 9 000 MW. Při „dunkelflautu“ bude chybět bez tzv. dozdrojování (plynové a paroplynové elektrárny nad již předpokládaný zvýšený výkon 3 100 MW), a to i bez uvažování rezervy nejméně **4 500 MW** disponibilního výkonu, což je však přibližně třetina potřebného celkového výkonu zdrojů.

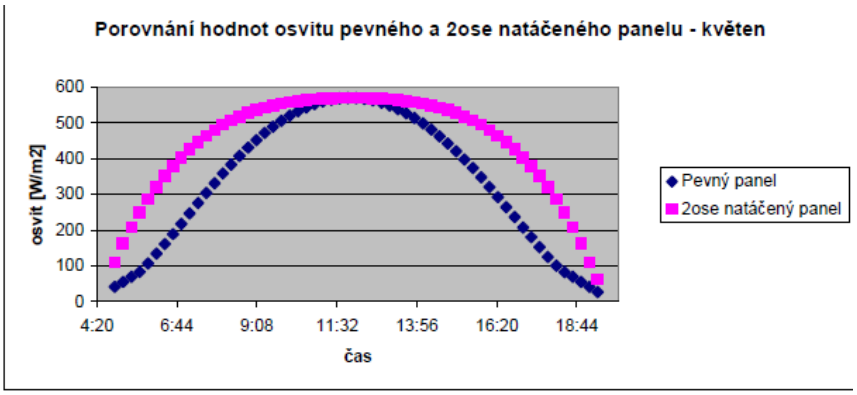


Odpovídající hodnota minima pro rok 2023 **bez exportu elektřiny**:

Pokrytí denního minima zatížení (7. 5. 2023 05:45)	[MW]
Zatížení brutto	4 521,6

Pro rok 2030 bude odpovídající hodnota denního minima (dle lineární regrese) 5 400 MW.

Předpokládejme vcelku obvyklý stav týden bez oblačnosti, tedy dobré klimatické podmínky pro OZE. Pak je v květnu průběh výkonu FV panelu ve slunečném dnu následující:



Z průběhu lze odvodit, že i pro ne zcela výhodně orientovaný panel (bez natáčení) je při slunečném květnovém dni dosažený výkon panelů mezi 9. až 15. hodinou cca 80 % instalovaných W_{peak} .

Pak v roce **2030** bude průměrný výkon FVE mezi 9.až 15. hodinou při slunečném dni **8 GW**, tedy cca o polovinu vyšší než zatížení dané minimem výše. Při splnění záměru 10 % výkonu FVE v bateriových úložištích (viz. Tab. 4) by mohl být asi **1** GW ukládán. Úložiště však budou naplněna již do 1,5 hodiny (i pokud budou vskutku zcela prázdná).

Výsledek je nepřekvapující, pokud nebude kam elektřinu prodat, protože v takovýchto situacích se často vyskytují negativní ceny elektřiny, budou muset být odstaveny všechny ostatní zdroje nebo bude **nutnost ¼ FVE** vypínat – se všemi právními a finančními důsledky dle dnešní energetické legislativy.

Přednostní přístup elektřiny z FVE a OZE obecně do sítí znamená, že ve slunečném dnu budou přes den vypínány prakticky všechny stabilní zdroje – včetně jaderných – rozbor flexibility jaderných zdrojů je uveden v Příloze. Tento stav je jak technicky, tak ekonomicky zcela nežádoucí.

Literatura sekce elektroenergetika

SEK, Státní energetická koncepce ČR, prefinal version, MPO ČR, Praha 2024

Kubeček V. Validace NKEP z hlediska zdrojové přiměřenosti a sítí, Praha 2024

Ščasný M., Rečka, Máca V., Laxton D., Lenz P., Novák L., Veruete I., Modelování scénářů dekarbonizace, SEEPIA, UK, Praha 2024

Ščasný M., Rečka, excelové výsledky podkladů energetických bilancí pro SEK MPO, Praha 2025

Bláha Tomáš, Česká republika bez energie z uhlí, BC. práce ČVUT FS, Energetika, 2022

ERÚ Zprávy o provozu elektrizační soustavy 2019 až IV. 2024

MAF CZ 2022, a MAF CZ 2023: Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040, Praha, ČEPS.

Metodika hodnocení zdrojové přiměřenosti (MAF CZ 2022), Praha, ČEPS

Hrdlička F., Bláha T. Possibilities of covering elektricity o consumption with renewable sources in Czech Republic, World Engineers Convention2023, Prague, 2023

Photovoltaic Geographical Information System [online], 2008, [cit. 2010-05-15], http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps3/pvest.php

Beckman M, Hurtado A., Kraftwekstechnik, Deutsche bibliothek, 2010

Eastop T.D., Groft D.R. Energy Efficiency, Longman Scientific and Technical, New York, 1990

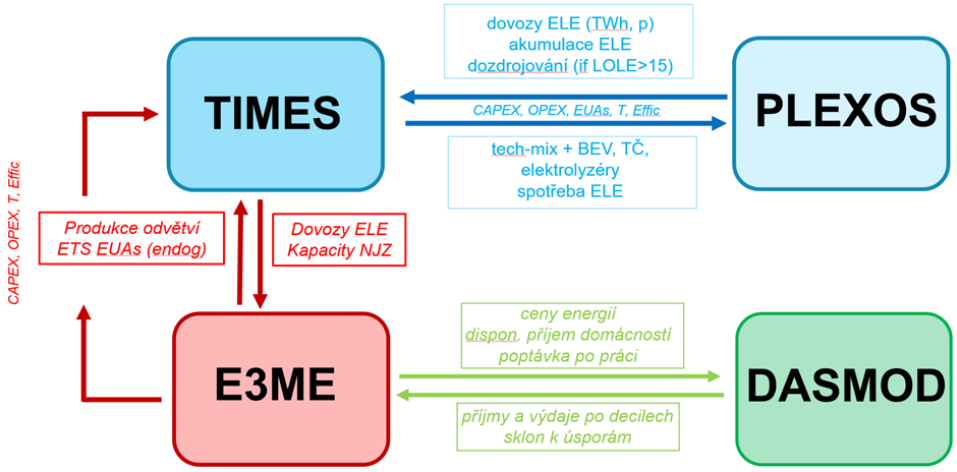
Hrdlička F., Dlouhý T., Kolovratník M., Průmyslová energetika, ČVUT, FS, Praha, 2000

Technical and Economic Aspects of Load Following with Nuclear Power Plants. OECD NEA Nuclear Development, June 2011

4. Ekonomické modely SEK

Celkový model a princip

Popis vazeb ekonomických a dalších částí je v Příloze 2 SEK, tedy jen pro připomenutí propojení modelů:



Zdroj: SEEPIA

Z hlediska identifikace hlavních ekonomický rizik předložené aktualizace SEK jsou tak důležité nejen rizika vstupních energetických předpokladů, které jsou popsány v sekci posouzení energetických vstupních veličin, a která se pak přenáší do ekonomických modelací, ale též pochopení způsobu funkce samotného ekonomického modelu. Vzhledem k tomu, že model E3ME je proprietární model konzultační společnosti[2], nelze dost dobře posoudit jednotlivosti uvnitř systému, které však nejsou podstatné z hlediska identifikace parciálních rizik, ale je vhodné se zaměřit na vlastnosti užitého modelu: tedy odlišit vlastnost modelu samotného od výstupu modelace změn na jeho vstupu.

Jelikož jde o dlouhodobou modelaci, jakýkoli model bude trpět tzv. Lucasovou kritikou. Jde o obecný problém, který je nutné mít na paměti. Přestože jde o zásadní a principiální problém, nelze se mu jakkoli modelově vyhnout při modelování s cílem získat predikce budoucího vývoje. Proto lze jakékoli dlouhodobé výsledky modelování brát spíše jen jako ilustrativní a sloužící ke srovnání mezi principiálně různými modely, ale hlavně mezi výsledky stejného typu modelu pro různé vstupní zadání.

[2] Cambridge Econometrica Ltd. je registrovaná obchodní společnost, jejímž rozhodujícím vlastníkem je Cambridge Trust For New Thinking In Economics, Charitable Trust, Registration number 1111552. Cílem této nadace je podpora „nové ekonomie“, tedy odklon od hlavního proudu neoklasické ekonomie ve prospěch alternativních přístupů, zahrnutí socio-ekonomických, ekologických a etických pohledů. Výstupy konzultační společnosti proto nelze a priori považovat za nezávislé a splňující požadavky standardních ekonomických postupů. Viz https://neweconomicthinking.org.uk/ a https://neweconomicthinking.org.uk/resources/ .

Nerealistické předpoklady neomezené kapacity bez efektu vytěsnění

Nicméně základním stavebním kamenem E3ME je historická I-O matice, popisující existující vazby mezi sektory. Zdrojem dat pro input-output analýzu a tabulku pro ČR je Český statistický úřad[3]. Základním použitým blokem dat je symetrická input-output tabulka (SIOT), která popisuje základní vazby technologicko-ekonomických vazeb v hospodářství ČR nebo jiné země na zpravidla na úrovni dvoučíselné klasifikace. SIOT pro ČR tedy odpovídá obecné struktuře meziodvětvové tabulky pro I-O modely. Jádrem tabulky je matice mezispotřeby, kde sloupce i řádky reprezentují jednotlivé produkty. SIOT pro ČR je sestrojena z tabulek produkce a užití za předpokladu, že každý výrobek se vyrábí pouze jednou „agregátní“ technologií s konstantními koeficienty. Tabulka produkce popisuje složení nabídky jednotlivých produktů dle odvětví a zahrnuje i dovoz.

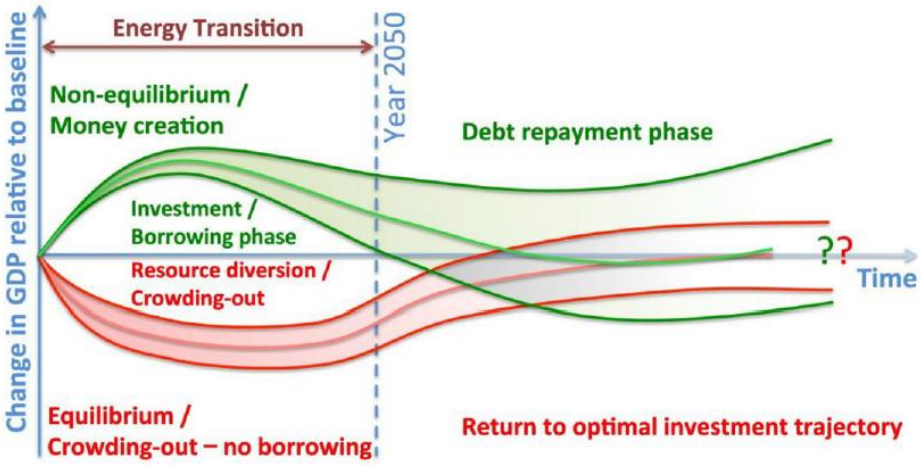
Pro analýzu dohodových efektů by bylo nutné znát, jakým způsobem se vazby, tedy celá matice nebo tzv. technické koeficienty, viz teorie dále, změní. Krátkodobou predikci je možné vytvořit, viz Jurajda et al. (2005), nicméně čím delší bude horizont a čím větší investice do změny charakteru ekonomiky proběhnou (protože cílem ekonomické transformace je změnit charakter ekonomiky, tedy vazby mezi sektory), tím méně spolehlivý výsledek. Z tohoto důvodu mají výsledky pro horizont 2040 a delší přes zahrnuté endogenní technologické posuny v modelu naprosto nulovou vypovídací schopnost z hlediska možnosti ověření existence daného vývoje. Tento fakt však platí pro všechny dlouhodobé modely a není proto nutně zásadní.

Zásadní kvalitativní rozdíl mezi Post-Keynesiánskými modely, kam E3ME patří, a neoklasickými modely či modely všeobecné rovnováhy spočívá nejen v modelu samotném, ale i v jeho obecných předpokladech, které však určují výslednou odezvu. Následující graf ukazuje rozdílnost vlastností Post-Keynesiánských a dalších modelů.

Srovnání výstupu modelu E3ME konzultační firmy Cambridge Econometrics s jinými makromodely, typicky obecné makroekonomické modely všeobecné rovnováhy:

[3] Nejnovější data jsou pro rok 2020, https://apl.czso.cz/pll/rocenka/rocenkaout.dod_uziti?mylang=CZ

Figure 1.1: Equilibrium and non-equilibrium approaches



Zdroj: Cambridge Econometrics, https://www.e3me.com/wp-content/uploads/sites/3/2022/12/E3MEManual2022-1.pdf

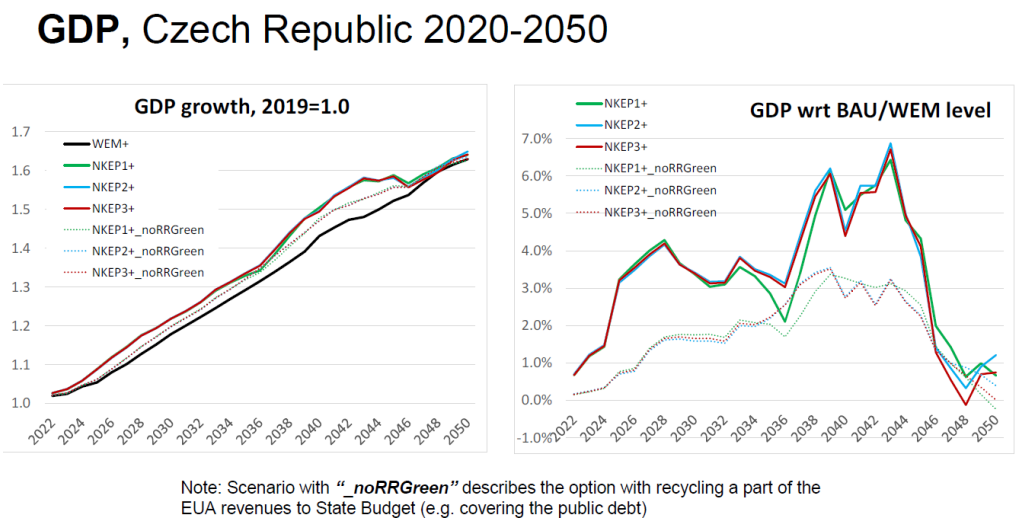
Pro posouzení rizik zvolené modelace jsou zásadní dva rozdíly E3ME proti ostatním modelům:

- Vlastností modelu E3ME je indukovaný růst HDP pomocí multiplikátorů (post-Keynes typ)
- Model předpokládá dostatek volných kapacit, neexistuje problém vytěsnění či limitu výroby

Tyto dva předpoklady způsobují, že libovolně velká nová investice je ekonomikou vstřebána bez vytváření frikcí či nedostatku kapacit nebo nárůstu dovozní náročnosti v souvislosti s nedostatkem domácích kapacit či změnou struktury výroby a plně se propisuje v dodavatelsko-odběratelských řetězcích v nezměněných proporcích ekonomky. To též vede k jednoznačně pozitivním dopadům do HDP. Dále platí, že čím je prvotní impuls vetší, tím větší je i odezva, nejsou zde přítomny prvky klesajících výnosů charakteristické pro většinu modelů hledajících nákladově optimální trajektorii. Tento prvek je nutný modelovat jiným způsobem, zpravidla tedy vně jádra modelu jako takového, jako vstupní vektor politiky (viz dále).

Ostatní modelové přístupy neoklasické a moderní ekonomie naopak předpokládají, že existují omezení v ekonomice, a to buď na straně zdrojů nebo alokací (efekt vytěsnění). Tedy z pohledu vytěsnění na straně finančních zdrojů to v případě energetiky například znamená, že pokud stavím jadernou elektrárnu, již nemám finance na přehradu. Z hlediska výrobních kapacit však mohou být omezení podobná, ekonomika nemůže rychle navýšit kapacity, i když budou finanční zdroje a nemám dostatek dodavatelů pro obě investiční akce. Navíc v reálné otevřené ekonomice, jako je ta naše, pak roste investiční dovozní náročnost a cenová hladina, podle toho, jakým způsobem a jak moc jsou chybějící kapacity nahrazeny dovozy.

Pokud srovnáme výsledky modelu jako odchylky od „základního referenčního vývoje“, odpovídá průběh výsledků modelování teoretickým vlastnostem, tedy ihned dochází k růstu HDP a neexistuje efekt vytěsnění:

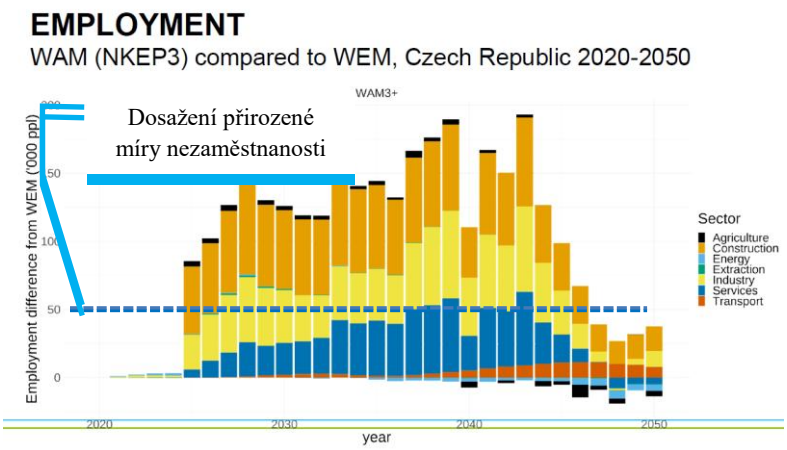


Zdroj: SEEPIA, https://seepia.cz/wp-content/uploads/2024/01/SEEPIA_Seminar_Modely-MakroEkon.pdf

Na grafu vpravo je též vidět efekt modelového předpokladu, kdy část výnosů povolenek nebude utracena, ale použije se na úhradu veřejného dluhu. Tedy situace, kdy vláda výnosy z povolenek nerecykluje do ekonomiky, tak se dodatečný růst nekoná. Tento srovnávací scénář pak ukazuje vnitřní modelační nekonzistenci v přístupu: pokud je část výnosů z povolenek alokována na úhradu dluhů, nemají stimulační efekt. Jenže z hlediska modelu je vybírání výnosů povolenek podniků de facto výnos nové daně, která v logice modelace SEEPIA nemá multiplikační efekt při výběru na pokles schopnosti podniků poptávat další služby, ale má schopnost vyvolat novou poptávku, pokud se vrací jako dotace. V ideálním modelovém světě je efekt vybrané daně, která se tomu samému poplatníkovi vrátí jako dotace nulový, jelikož se jeho čistá pozice nezměnila. Zde je vidět, že je nutné dívat se nikoli jen na efekt alokace výnosů, ale též na prvotní efekt samotné povolenky. Tento efekt bude v následující kapitole pospán podrobněji v rámci zjednodušeného modelu typu jako se SEEPIA.

Absence kontroly dosažení přirozené míry nezaměstnanosti

Jiným typem modelové nekonzistence je i vývoj (ne)zaměstnanosti a též disponibilního příjmu domácností – vyšší příjmy znamenají nižší omezení (energetickou) chudobou i vyšší daňové výnosy pro případnou kompenzaci postižení části obyvatelstva:



Zdroj: SEEPIA, https://seepia.cz/wp-content/uploads/2024/01/SEEPIA_Seminar_Modely-MakroEkon.pdf

Nicméně model ignoruje reálné limity trhu práce: sezónně očištěný absolutní počet nezaměstnaných se v loňském roce 2024 pohyboval mezi 130-150 tis. osob.[4] Historicky minimální absolutní počty nezaměstnaných oscilují jsou okolo 100tis., což lze proto brát jako limit poklesu nezaměstnaných osob, tedy maximální pokles nezaměstnanosti bude za současného stavu do 50 tisíc. Jelikož modelace předpokládá dlouhodobě vyšší růst HDP oproti současnému stavu, je nelogické, aby byl vyšší rezervoár nezaměstnaných, který by se snižoval. Tedy reálně lze předpokládat spíše stagnaci počtu zaměstnaných, neboť se již dnes pochybujeme v oblasti maximální zaměstnanosti. Pokud tedy nedojde k vyšší zaměstnanosti (protože již byly dávno dosažena hranice možné maximální zaměstnanosti), bude i nižší relativní zvýšení disponibilního příjmu domácností a pak není jasné, jak se s tímto faktem vypořádá část v modelu DASMOD. Reálný je tedy pokles nezaměstnanosti pouze k limitu 100tis. osob, za současného stavu tak hrubým odhadem bude efekt na nezaměstnanost pouze poloviční. Rizikem je zde nadhodnocení disponibilních příjmů domácností, a tedy podhodnocení nákladů na kompenzaci dopadů energetické chudoby.

Na vlivu na počet nezaměstnaných je vidět, že samotný model E3ME není schopen řešit dosažení stavu plné zaměstnanosti (to je právě rozpor s modelovými předpoklady post-keynesiánského modelu, kde nejsou limity volné poptávky a je nutné mimo jádro modelu řešit reálná omezení v ekonomice).

Druhý související efekt, který je zanedbaný, je pak v oblasti cen práce samotné. Po dosažení limitní míry nezaměstnanosti bude vyšší tlak na mzdy, který se často pak přelévá do inflace, kdy standardní odpovědí je růst úrokových sazeb centrální banky tak, aby byla nastolena nová rovnováha přibrzděním ekonomiky. I z těchto důvodů je otázka, zda v situaci, kdy je dosažena plná zaměstnanost je možný vyšší reálný růst ekonomiky v důsledku investiční simulace tak, jako když ekonomika má volné kapacity. Zde se opět naráží na limit modelu, který předpokládá neomezeně volné kapacity, tentokrát v oblasti dostupné pracovní síly.

[4] https://csu.gov.cz/docs/107532/7aeef0f5-1391-b55c-bf54-f1d9c6e3b0ef/nez030325_2.xlsx?version=1.0

Indikovaný růst HDP, který umožňuje dostatečné dotace proti energetické chudobě je vlastnost modelu, nikoliv ověření, že růst i finance budou, navíc je odhad (viz předchozí bod) vychýlen směrem k vyšší zaměstnanosti v důsledku ignorování přirozené míry nezaměstnanosti a minimální reálně dosažitelné úrovně zaměstnatelných osob.

Chybné určení regionalizace vstupního vektoru a jeho korektní modelace

Dopad exogenního investičního či jiného šoku (impulsu) lze v zásadě modelovat dvěma způsoby. Při prvním způsobu energetický šok modelujeme jako změnu produkce ve všech sektorech ekonomiky a pomocí input-output tabulky vypočteme následný kumulativní dopad na celou ekonomiku. Tento způsob zachycuje dopad energetického šoku ve dvou fázích; v první fázi se šok projeví změnou produkce ve všech sektorech (prvotní efekt), jak lze očekávat z například z nových investičních dotací nebo třeba důvodu náhlého nedostatku energetické suroviny, která je jedním z hlavních faktorů produkce; ve druhé fázi se šok projeví další indukovanou změnou produkce v důsledku změny dodávek surovin a materiálů. Pro ilustraci uveďme příklad dvou sektorů: zpracování kamene a stavebnictví a energetický cenový či nedostatkový šok. Následkem energetického šoku oba sektory čelí nedostatku energie, což v první fázi způsobí, že oba sektory jsou nuceny snížit svou produkci. Ve druhé fázi ovšem sektor stavebnictví čelí kromě nedostatku energie také nedostatku surovin (kamene), což způsobí další pokles produkce. Energetický šok má tak za následek nejen pokles produkce v důsledku nedostatku energie, ale také pokles produkce v důsledku následného dopadu dodávek surovin a materiálů. Tento přístup vyžaduje znalost dopadu energetického šoku na jednotlivá odvětví.

Druhý způsob modelování je ten, že se energetický šok přenáší na ekonomiku prostřednictvím snížení dodávek energie z energetického sektoru, což má za následek snížení produkce jednak v důsledku snížení dodávek energie i snížení dodávek surovin a materiálů, jak bylo popsáno v předcházejícím odstavci. Rozdíl mezi prvním a druhým způsobem modelování je ten, že při prvním způsobu je třeba odhadnout dopady první fáze energetického šoku na snížení produkce ve všech sektorech ekonomiky a poté se pro druhou fázi dopadů využívá metodologie input-output tabulky, zatímco druhý způsob využívá input-output tabulku pro zachycení poklesu produkce již v první fázi.

Oba způsoby jsou legitimní. První vyžaduje úsudek a správný odhad poklesu produkce v jednotlivých sektorech v první fázi, zase na druhou stranu není tolik citlivý na nepřesnosti v input-output tabulce. Druhý způsob vyžaduje správné zachycení vztahů mezi energetickým sektorem a ostatními sektory v ekonomice uvnitř input-output tabulky. Pro co nejsprávnější analýzu energetických šoků je proto možné analyzovat ekonomické šoky oběma způsoby a porovnat výsledky různých přístupů.

Princip vyplývá z následujícího obrázku a pak je detailněji popsán dále.

- **Povolenky jsou de facto energetická daň**, která financuje investice, nikoli nové peníze v ekonomice. **Jde o redistribuci**, která je, z definice, méně

efektivní (jinak by nebylo nutné ji provádět a trh by ji provedl sám): přerozdělováním nevzniká ani bohatství ani dodatečný růst HDP.

Modelování investic či dotací je jednodušší v tom, že primární alokace je dána dotačním schématem. Z koncepčního pohledu lze obecně provést tzv. regionalizaci finančních toků tak, aby byl zachycen efekt zdroje i určení konkrétního finančního toku:

Regionalizace finančních toků

		Cíl peněz	
		Region (R)	Import (I)
Původ peněz	Externí (a)	Zisk (a·R)	Neutrální (a·I)
	Region (r)	Redistribuce (r·R)	Ztráta (r·I)

Pokud chceme zjisti, jaký je dopad investičních programů, je nutné každý tok peněz spojený s investičními programy zařadit z hlediska jeho vlivu na ekonomiku do jedné z následujících kategorií:

- Zisk: Zdroje, které pocházejí zvenku a zůstanou zde, např. Evropské strukturální fondy.
- Ztráta: Zdroje pocházející z programu, které skončí mimo ČR – český podnik platí zahraniční entitě (to je například importní část investic).
- Redistribuce: Zdroje pocházející z regionu, které skončí v regionu. Obchod mezi českými podniky, kofinancování z místních veřejných zdrojů nebo realokace výnosů emisních povolenek. Redistribuce může také nepřímo způsobit zisky nebo ztráty – záleží na tom, jestli je původní alokace blízko rovnovážného stavu nebo zda jsou nutné značné přesuny mezi odvětvími, které mohou mít i cenové efekty z důvodů změny kapacit. Pokud předpokládáme stabilní strukturu vládních výdajů, můžeme uvažovat alokaci blízkou rovnovážnému stavu.
- Neutrální: Obchodování ve světě, pro nás vlastně jen mechanismus stanovení vnější rovnováhy nebo cenové hladiny (viz eskalace cenových hladin).

Celkový efekt můžeme spočítat buď jako bilanci ČR vůči světu nebo jako souhrn jednotlivých sektorových efektů.[5] Když označíme jako *r* podíl domácích zdrojů a *a* podíl

[5] Toto sektorové saldo se pak též mění v závislosti na změně nominálního kurzu.

zdrojů pocházejících zvenku regionu, přínos části projektu ve výši E_i pro ČR pak můžeme spočítat jako

$$P_i = E_i \cdot (a \cdot R_i - r \cdot I_i),$$

kde R_i je podíl těch výdajů této části projektu které skončí doma a I_i podíl těch které se použijí na import. Všechny finanční toky jsou v konstantních reálných peněžních jednotkách, tedy případně diskontujeme, pokud je vektor investic dlouhodobější, abychom počítali se současnou hodnotou ekonomického dopadu. Celkový vliv projektu pak spočítáme jako sumu všech P_i.

Jelikož je program financován z výnosů povolenek, modelujeme vlastně primárně situaci, kdy dochází k redistribuci a importu, tedy výlučně dolní část tabulky výše.

Základní prvek E3ME modelu, který využívá podobný přístup s I-O tabulkou je na následujícím zobrazení. Jediný principiální rozdíl v popsaném přístupu výše a SEEPIA je, že se nemodeluje zdroj financí. Tedy pak dochází k tomu paradoxnímu jevu, že koruna sebraná firmě a vrácená dotací té samé entitě má multiplikační efekt jako koruna daná zvnějšku. Tedy není rozdíl mezi strukturálními fondy a domácími dotacemi z hlediska zdroje financí. To též pak vede k nadhodnocení pozitivních dopadů investic.

Figure 4.2: Determination of supply and demand

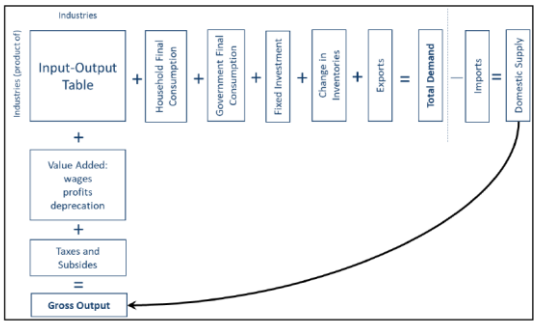
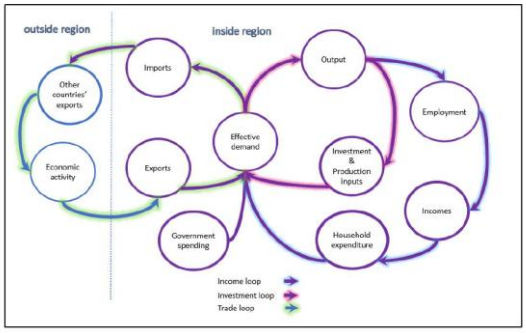


Figure 4.1: E3ME basic economic structure



Zdroj: Cambridge Econometrics, https://www.e3me.com/wp-content/uploads/sites/3/2022/12/E3MEManual2022-1.pdf

Nicméně celý model ignoruje původ peněz a s tím svázané správné určení finančních toků. V této části se zaměříme na srovnání SEEPIA modelování s modelováním s využitím regionalizace finančních toků, tak jak je např. v Jurajda et al (2005) či přímá aplikace na povolenky v případě ČR, jak popisuje Lízal (2012). Vzhledem k tomu, že dopadová studie Lízal (2012) je přímo srovnatelná se SEEPIA a jediný rozdíl je právě ve formalizaci a užití regionalizace finančních toků z povolenek, můžeme též kvantifikovat dopad ignorování faktu, že povolenky jsou podniky napřed zaplaceny. Z hlediska celkového vlivu na zaměstnanost Lízal (2012) odhaduje přechod od povolenek zdarma k tržně alokovaným povolenkám při ceně 60EUR/povolenka[6] jako hrubý pokles o 107tis zaměstnanců v celé ekonomice při

[6] Odhadován je efekt pro povolenku za 1 tunu CO2 za 30EUR, vzhledem k linearitě I-O modelu je efekt pro 60EUR prostým dvojnásobkem efektu v původním zdroji.

struktuře ekonomiky v roce 2005. Naopak užití výnosů pro běžné vládní výdaje pak vede k nárůstu zaměstnanosti ve vládní sféře (včetně školství a zdravotnictví) o 140 tisíc při poklesu zejména v průmyslových sektorech asi o 40tisíc. Celkový pozitivní efekt je pak v tomto případě dán předpokladem, že vláda nemění struktury svých výdajů a jen je slepě proporcionálně navyšuje, což pak vede k růstu celkové zaměstnanosti v důsledku rostoucích vládních výdajů zejména přes běžné výdaje. Modelově je vlastně jeden pracovník s vyšší generovanou přidanou hodnotou nahrazen dvěma levnějšími, neproduktivními, proto roste zaměstnanost i při mírném poklesu ekonomiky.

Z uvedeného je zřejmé, že pokud je redistribuce ve formě dotací zpět do sektorů, ze kterých byla primárně financována, tak čistý efekt na zaměstnanost bude blízký nule, jak lze i modelově dovodit. Proto je modelace SEEPIA s nárůstem zaměstnanosti hlavně v sektorech stavebnictví a průmyslu důsledek pozitivního vlivu dotací, avšak není korektně vyvážena započtením obdobného, avšak negativního, dopadu zdanění ve formě povolenek: tedy jde o změnu bez modelace poklesu zaměstnanosti v energetických a uhlíkově intenzivních a na ně navázaných sektorech v důsledku odčerpání peněz z těchto sektorů.

Shrnutí užití post-Keynesovských I-O modelů

V prvé řadě je vhodné poukázat na fakt, že využití výsledků modelu SEEPIA (pře výše uvedené problémy) postrádá hlavní prvek pro který se modely používají: robustní citlivostní analýzu a analýzu rizik. Tedy i kdyby modelování pomocí E3ME nevykazovalo problémy dříve uvedené, není jasné, které parametry jsou z hlediska dosažení energetické transformace (udržení v pásmech SEK) kritické, tedy drobná odchylka povede ke zcela jiné trajektorii nebo kolapsu, a pro které naopak variabilita nepředstavuje kritický faktor.

Z hlediska primární alokace dotací na energetickou transformaci rozvoj (tj. dotace jsou účelově vázané na investiční akce, a tedy tvoří poptávku v sektoru stavebnictví a průmysl) se lze opřít o podobné studie, jako je CETA (2024) či Jurajda et al. (2005) nebo Lízal (2012). Rozdíly ve výsledcích různých modelací vektoru vstupu (rozložení přes odvětví) nejsou zásadní faktor a vnesená chyba není zpravidla kritická, podstatný vliv má pouze rozdělení vstupů z hlediska importní náročnosti, jak je naznačeno výše.

Naopak, zcela zásadní je vždy rozdíl vnesený zdrojem financování, tedy pokud leží mimo ČR, pak je multiplikativní efekt, přes relativní otevřenost ekonomiky, důležitý (Jurajda et. al, 2005). Dále pokud je zdroj financování uvnitř ekonomiky, jde tedy fakticky o přerozdělení (tj., je kvůli efektu přerozdělení dominantně přítomen prvek vytěsnění původního řetězce poptávky), jako například Lízal (2012), tak pak by výsledný efekt měl být (lehce či výrazně, dle konkrétní situace) záporný, neboť se investuje méně efektivně, tj. tzv. „proti trhu“. Zde je metodický problém výstupu modelů SEEPIA (2023) a CETA (2023), které modelují pouze indukovanou novou poptávku jako by měla zdroj mimo Českou ekonomiku a zároveň ignorují, že stejně velká poptávka byla napřed prvotním zdaněním vytěsněna z privátního sektoru.

SEEPIA zcela postrádá regionalizaci financí, tedy rozdělení výnosů povolenek dle zdroje.

Náklady přizpůsobení jako regulatorní selhání: Investorský vs. národohospodářský pohled

Obvyklý argument, že OZE šetří konvenční paliva, a proto jejich rostoucí podíl povede ke zlevnění elektřiny má omezenou platnost jak vzhledem k velikosti podílu OZE v energetickém mixu, tak samotném složení mixu, jak vyplyne z následující analýzy. Benefit „láce“ totiž platí pouze pro malý podíl OZE do jednotek procent. S rostoucím podílem OZE již vytěsňují jiné levné zdroje, jako jádro či voda, nebo pak dokonce sebe sama. Je daleko těžší udržet stabilitu sítě, a proto roste koncová celková cena elektřiny z důvodu rychlého růstu její regulované složky.

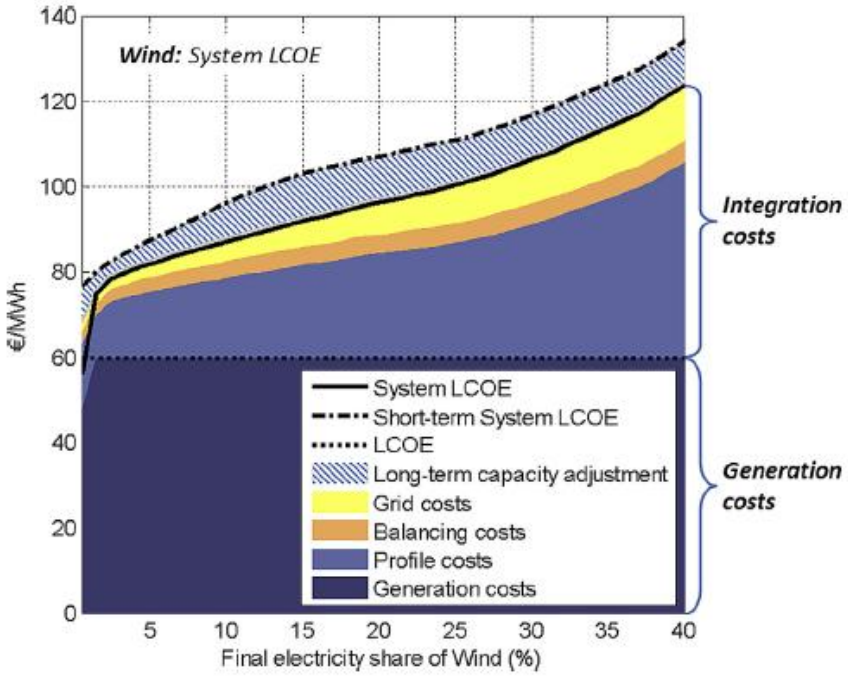
Argument výrobní lácí elektřiny z větru a Slunce prostě není ani pro spotřebitele ani národohospodářsky korektní. Jde o pohled investora přes jeho **investiční náklady** (tzv. LCOE, viz např. EIA, 2022), což je průměrná cena prodeje elektřiny, jež zajišťuje investorovi zisk. Jenže to je cena, která odběratele – tedy člověka u zásuvky či podnik – nezajímá. On platí koncovou cenu a ta je jiná a vyšší, protože zahrnuje všechny náklady na udržení stability sítě, její rozvoj i pokrytí rizik nedodávky. Národohospodářský pohled proto zahrnuje nejen přímé (jako LCOE), ale i vyvolané náklady všech dalších účastníků, které musí společnost uhradit.

Rozdíl mezi investičními (LCOE) a **spotřebitelskými náklady** na elektřinu (tzv. Systémové LCOE, též System LCOE) v čase narůstá. Roste podle toho, jak přibývá OZE a jak roste cena emisní povolenky, protože ta se též přímo promítá do cen služeb stability sítě. Proto cena silové elektřiny může klesat, ale celkové náklady rostou, neboť vynucené dodatečné náklady (jak kapitálové, tak variabilní) rostou rychleji. **Národohospodářský pohled** je tedy stejný jako spotřebitelský, protože reflektuje celkové společenské náklady dodávky v ekonomice.

Jinými slovy, argumentace nízkými LCOE je stejná, jako když se z ceny sýra bude prezentovat jen cena mléka potřebného k jeho výrobě. Žádné jiné výrobní náklady, žádné mzdy, žádné obaly, žádná doprava sýra do obchodu, žádná reklama ani skladování či ztráty neprodaných prošlých výrobků.

Nejlépe je problém a jeho dopady vidět právě na německé soustavě, kde se jednoznačně potvrzují jejich 10 let staré vlastní teoretické výpočty (Ueckerdt et al., 2013). Už tehdy – a to se počítalo s „vysokou“ cenou povolenky 20 eur za tunu CO_2 – byly při podílu větrné OZE na energetickém mixu kolem 33 procent (což je dnes vnímáno jako neambiciózní minimum) související vynucené náklady sítě vyšší než (přímé) investiční náklady na technologii OZE (LCOE). A to tehdy investičně stály OZE dvoj až trojnásobek toho, co stojí dnes, a ještě se počítalo s existencí jaderných zdrojů. Jenže dnes je cena povolenky více než trojnásobná, takže ty vedlejší vyvolané náklady (zohledněné v System LCOE) už jasně dominují investičním (LCOE). Mimochodem, současné odhady lokální distribuční společnosti pro Bavorsko uvádí potřebu zdvojnásobit investice[7], tedy de facto avizují zdvojnásobení cen distribuce v blízké budoucnosti. Proto celková cena elektřiny neklesá a klesat nemůže.

[7] https://videoarchiv.psp.cz/playa.php?cast=3447&tmo=18.09.2023%2013:21:18



Graf: Ueckert et al (2013), rostoucí odhadované celkové systémové náklady s konvexním zakřivením pro vyšší podíl

V současné době se objevují čím dál častěji záporné ceny. Záporná cena však značí nikoli zlepšení, ale další, **nový, ekonomický problém: kanibalizaci**. Situace, kdy nadvýroba určité technologie znemožňuje návratnost právě těch investic, o kterých se politicky korektně stále říká, že do nich málo nainvestováno. Jde o nový, regulatorně vzniklý typ tržního selhání. Kanibalizace de facto znamená, že v důsledku nadvýroby se zdroj nevyplácí provozovat v období nízkých cen, tedy prakticky dochází z ekonomických důvodů ke snížení doby využití daného zdroje oproti teoretickým (klimaticky daným) hodnotám. Kanibalizace je též předvídaným a popsaným důsledkem ve zmíněných německých výpočtech, kdy křivka společenských nákladů při vyšším podílu neřiditelných zdrojů v důsledku kanibalizace roste čím dál strměji (viz Ueckerdt et al., 2013). Limitní případ ceny, kdy je téměř veškerá energie (95%) poskytována jedním typem zdroje (tzv. LFSCOE, Levelized Full System Costs of Electricity), závisí zásadním způsobem na klimatických podmínkách a je ukázán ve studii Idel (2022, 2023). V tomto okamžiku tak náklady kanibalizace již dominují všem ostatním. Důsledkem i důkazem, že jde o reálný systémový problém je, že investoři dnes chtějí nejen investiční podporu, ale opět i podporu provozní, protože již na ně začíná dopadat efekt kanibalizace.

Technology	LCOE [USD/MWh]	LFSCOE Germany [USD/MWh]	LFSCOE Texas [USD/MWh]
Biomass	90	109	126
Coal (USC)	83	110	124
Natural Gas CC	40	41	46
Nuclear	88	114	134
Solar PV	36	1465	456
Wind	40	587	358

Zdroj: Idel (2022, 2023).

Rozdíl mezi potřebou silové a regulační elektřiny též hodně závisí na klimatických podmínkách, zejména do jaké míry je výroba nestálých zdrojů korelována s odběry. Ve střední Evropě je to jasné. Největší spotřeba je v této oblasti v ráno a večer a v zimě. Což jsou všechno období, jež OZE a zejména dominantní fotovoltaika vykrýt nedokážou. Oproti tomu například v Kalifornii a Texasu mají špičky spotřeby v poledne a večer a v létě. Ale ani tento, pro OZE daleko příznivější scénář, nevychází pro masivní nasazení OZE levněji než klasické bezemisní zdroje, jako je jádro.

SEEPIA/SEK se nelineární nákladové stránce explicite nevěnuje (s odkazem na endogenní technologické změny). Zejména nejsou nijak vysvětleny druhotné náklady, zmiňují se pouze celkové náklady, nicméně právě vzhledem k nákladovým nelinearitám nákladové (společenské) optimum se může nacházet mimo uvažované koridory (střední cestu). Za modelově nekonzistentní je pak možné považovat modelový konec období: mezí náklad na snižování každé další CO2 roste, proto musí růst jak jednotkové investice na tunu odstraněného CO2, stejně tak musí být investice nenulové, avšak na konci se náhle vytrácí multiplikační efekt těchto investic a HDP de facto stagnuje po jednu dekádu.

Vliv tarifní struktury

Kromě v předchozí sekci pospaného čistě nákladového efektu existuje ještě efekt účetní, tedy jakým způsobem se náklady soustavy rozpočítávají na jednotlivé účastníky. Jak ukazuje Lízal (2024) současný **tarifní systém motivuje k socializaci nákladů distribuce**. Bez tarifní reformy tak bude přechod OZE dopadat výrazně disproporčně na chudší obyvatelstvo (to, které nemá možnost se zapojit do schémat komunitní energetiky a sdílení).

Tento nežádoucí jev není v SEK/SEEPIA nijak řešen, pouze se na základě modelu přepokládá, že indukovaný růst v důsledku multiplikátorů HDP umožní dostatečné kompenzace. Nicméně právě disproporční dopad na nízkopříjmové skupiny obyvatelstva (a zejména pak socializace nákladů směrem od majetných k nemajetným) představuje riziko

zvýšených finančních kompenzací v důsledku vyšší než modelem předpovídané míry energetické chudoby.

Vliv cen

Ve standardní ekonomii je cena určena podstatou statku, místem a časem dodání. Cena se mění tak, aby se vyrovnala poptávka a nabídka. V elektroenergetice se musí nyní více projevit specifika elektřiny, tedy že ji (zatím) nelze (ekonomicky smysluplně) skladovat v dostatečném množství a dodat lze jen tam, kam vede distribuční síť. Navíc se v daný čas výroba (nabídka) přizpůsobuje spotřebě (poptávce) při dané ceně. Změna paradigmatu od centrálního schématu s řiditelnými zdroji k distribuované výrobě tak znamená přesun od důrazu ceny z podstaty (komodity) na atributy samotné dodávky, tedy **čas** a **místo**. Proto nelze očekávat, že se koncové ceny pro odběratele budou odvíjet od klesajících investičních nákladů OZE (LCOE), ale budou reflektovat rostoucí náklady systému (Systémové LCOE), popsané v sekci výše.

Nad rámec uvedených obecných efektů výše bude Česká republika čelit dalším výzvám. Bohužel všechny jsou ve prospěch dalšího cenového šoku v regulační energii. V prvé řadě všechny základní scénáře zdrojové přiměřenosti (MAF CZ 2022) ukazují v roce 2030 roční celkový deficit 14-15GWh, v roce 2035 pak 20GWh, tedy **růst importní závislosti**. Nicméně jak ukazují modelace Horáček a Sedmidubský (2024) i samotné heatmapy bilance v následném MAF (MAF CZ 2023), je **rozložení deficitů v čase zcela nerovnoměrné během roku**, domácí soustava má výrazné deficity v zimním období a exportní schopnost v letním, podobně jako je tomu v okolních zemích. To znamená další možný tlak na cenu a její volatilitu – **vývoz bude v létě za ceny minimální, naopak dovoz v dobách nedostatku, v zimě, prodraží**. Proto cenové odhady nákladnosti dovozní závislosti v MAF CZ 2022, str.98, postavené na průměrných ročních cenách, mohou být vychýleny optimisticky směrem dolů. Realisticky konstruovaný vážený součet ekonomického salda, který by respektoval rozdílnost exportních a importních cen v důsledku rozdílných stavů na trhu (deficity vs. přebytky), by vypadal výrazně pesimističtěji, jak ukážeme ve zjednodušeném modelu dále.

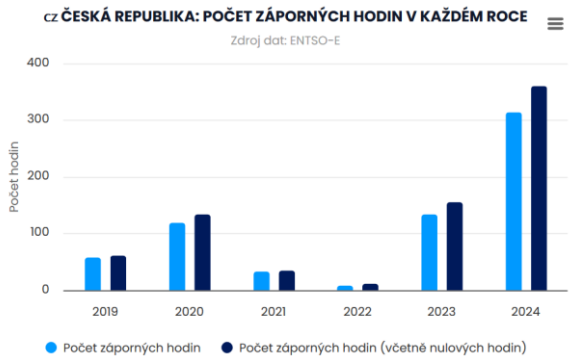
Zatímco novější MAF 2023 již pracuje s rozdílnými cenami během roku a rozdílnými importními potřebami během roku, stejný typ problému, tedy aplikace průměrné roční ceny na různé stavy sítě z hlediska dostupnosti energie se objevuje zejména v modelech SEEPIA a tedy i SEK. Základním problémem, který SEK a též SEEPIA tedy nebere v potaz, jsou **rostoucí divergence jak v sezonních cenách elektrické energie**, tak rozdělení ceny energie v baseload a regulační energie.

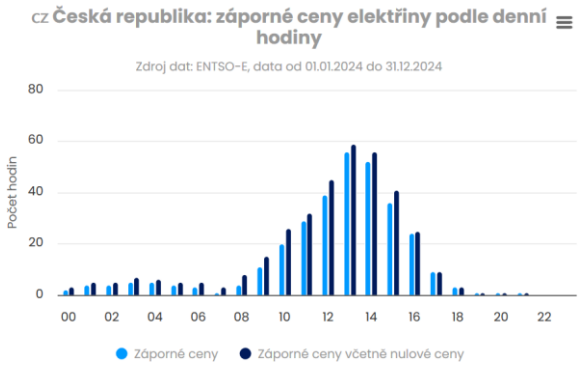
Jeden z nejproblematičtějších aspektů SEK i MAF 2023 spočívá v optimismu ohledně dostupnosti dodávek elektřiny ze zahraničí v kritickém zimním období. Bohužel nikde není provedeno zhodnocení ekonomických a bezpečnostních rizik vzhledem k tomuto předpokladu. Teoretická dostatečnost dovozních přenosových kapacit nezaručuje dostupnost

elektřiny za rozumnou cenu. Viz počátek listopadu 2024 a ceny elektřiny dosahující 800EUR/MWh a zapnutí i zdrojů spalujících mazut.

Ekonomické modelace SEK a SEEPIA však pracují pouze s roční bilancí. Matematicky (a logicky) je definice vyrovnané elektrické soustavy, že v každém okamžiku je spotřeba srovnaná s výrobou. Z toho pak přímo plyne i roční vyrovnanost výroby (plus přeshraniční bilance) a spotřeby. Jde ovšem o implikaci, nikoliv ekvivalenci. Proto **roční vyrovnaná bilance neznamená vyrovnanou denní či sezónní bilanci**. Denní bilanci je možné řešit krátkodobou akumulací. (Nicméně zatím nelze ekonomicky akumulovat elektrickou energii mezi ročními obdobími – proto existují plynové zásobníky na zimu, aby bylo možné navýšit výrobu v tomto období). Soustava bude mít výrazné přebytky v létě (kdy budou mít přebytky i okolní státy a pak jsou exportní ceny nízké až nulové) a deficity v zimě (kdy jsou ceny vyšší než roční průměr), viz HeatMapa v MAF ČEPSu (MAF CZ 2023). Rozdíl mezi maximy a minimy v čase roste, jak je vidět na grafu Německého denního spreadu pro měsíc září ve čtyřech posledních letech. Vzhledem k provázanosti trhů je situace v ČR obdobná.

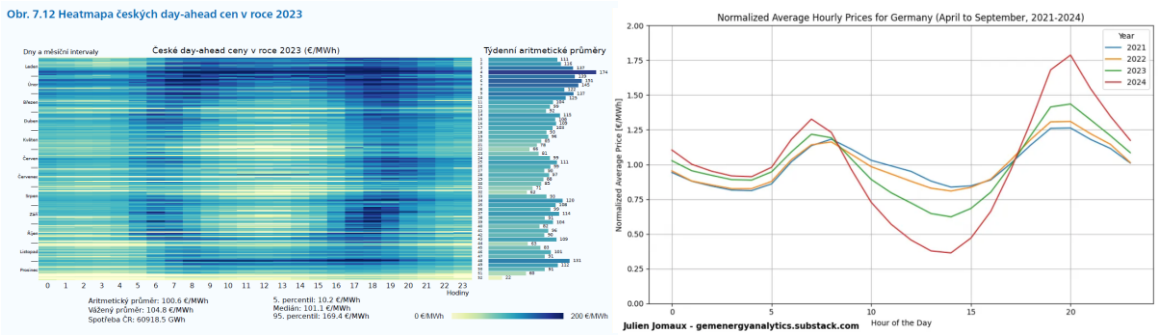
Tento stav sezónně a průběhově rozdílných cen i při vyrovnané (!) roční energetické bilanci, kdy v létě předpokládá SEEPIA přebytky pro export a v zimě naopak bilanční dovozy, vede k negativnímu finančnímu saldu zahraničního obchodu. Celkové finanční saldo tak přímo roste s cenovým sezónním rozdílem a přebytkem (deficitem) v létě (zimě), což je zachyceno též rostoucí volatilitou ceny energie i rostoucím počtem výskytů negativní ceny.





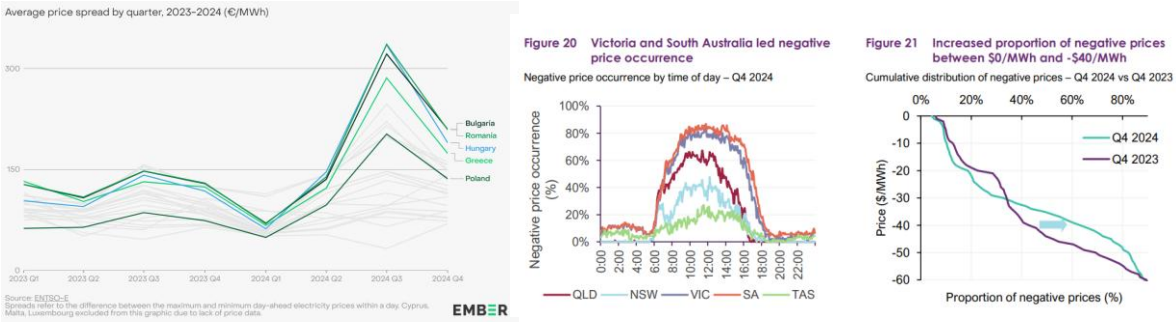
Zdroj: oenergetice.cz z dat ENTSO-E.

Jelikož se sezonní cyklus rozdílu mezi výrobou a spotřebou prohlubuje s vyšší instalací OZE, tak i vzniklé nevyhnutelné cenové rozdíly povedou k výrazné změně finančního salda zahraničního obchodu, a tedy i dalšímu poklesu HDP. Tento trend bude v čase pokračovat.



Zdroj: MAF 2023 a gemenergyanalytics.substack.com.

Rostoucí rozptyl (spread) cen během dne rok od roku není jen problémem v EU (EMBER, 2024), ale jak dokumentuje nárůst pravděpodobnosti negativních cen během dne AEMO (2024) i v Austrálii, je ve skutečnosti typickým projevem vyšších objemů instalací FVE. Proto nelze provést ekonomické hodnocení SEK na bázi průměrných cen, jak činí SEEPIA, ale je nutné pracovat s proměnlivými cenami během dne.



Zdroj: EMBER (2024) a AEMO (2024).

Scénáře SEEPIA navíc pracují nerealisticky jak s libovolným množství těženého uhlí, tak škálovatelnou dimenzí jaderných elektráren (viz předcházející sekce). Nicméně existuje hranice rentability dolů, tedy od jisté úrovně již není možný pokles, ale přichází skoková změna uzavření dolů. To je nutné vždy modelovat jako nespojitý přechod v modelu do jiného stavu s nespojitými změnami.

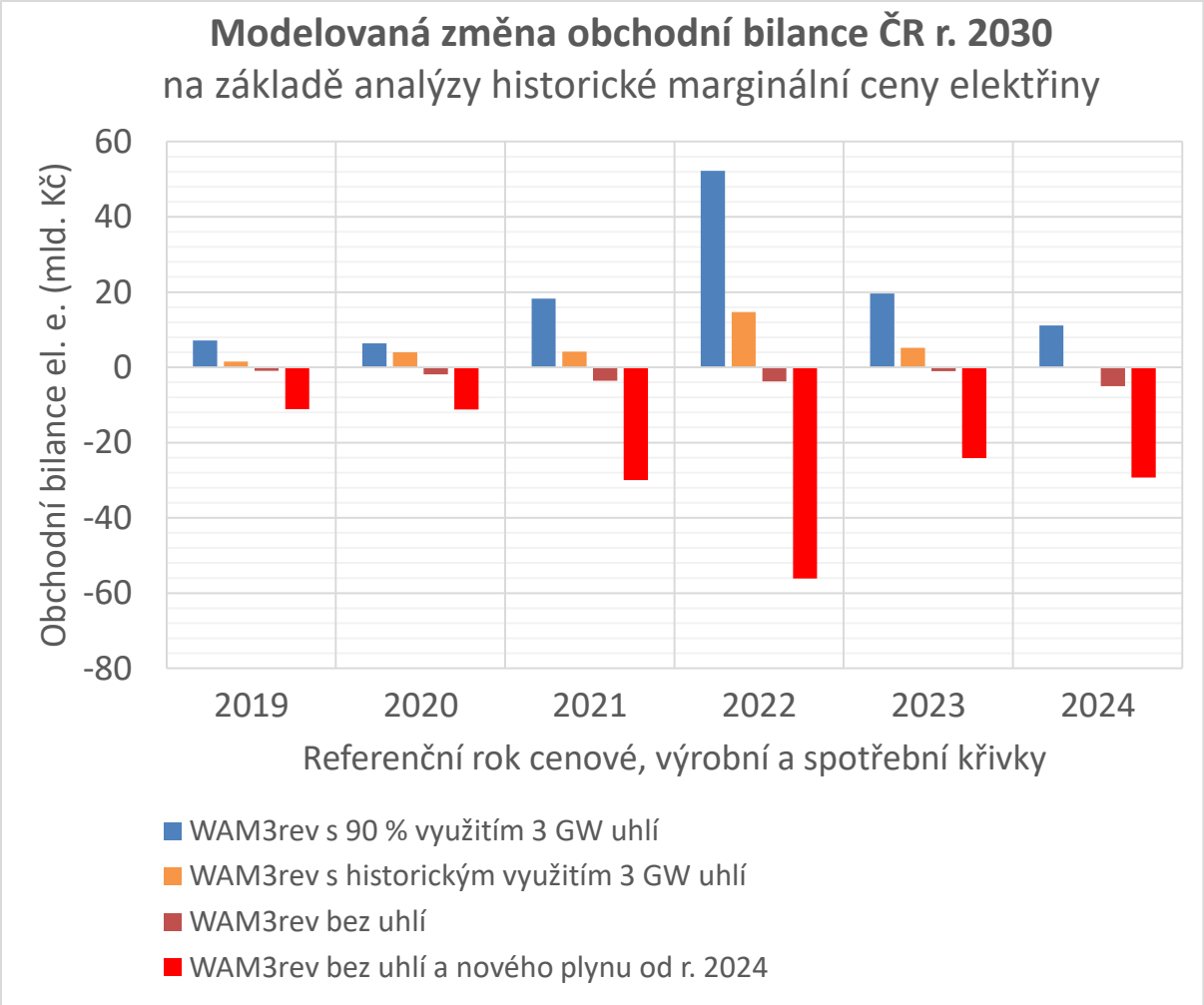
V následné zjednodušené modelaci ukážeme právě vliv rostoucí divergence sezónních cen a denních cen na výsledky zahraničního obchodu s využitím produkčního modelu[8] Horáček a Sedmidubský (2024). Ukážeme, jak s rostoucími rozdíly během roku a dne narůstá změna ceny čistého salda elektřiny. Tato změna ukazuje modelovou změnu obchodní bilance, a tedy i HDP. Jde tedy o základní odhad chyby způsobené použitím průměrných ročních cen v modelu SEEPIA a ignorováním sezónní výrobní a cenové dynamiky. Též ukážeme

[8] Fyzikální bilančně-výrobní model app.energy-mix.com je popsán v příloze a na stránkách modelu.

modelově situaci blízko minimální ekonomické těžby, po kterém pak přichází skokový zlom k nulové těžbě a výrobě elektřiny z hnědého uhlí, jako hranici bereme kapacitu uhelných elektráren v roce 2030 z WAM3, tedy 3GW.

Na výrobní model app.energy-mix v daném WAM3 scénáři aplikujeme ceny následujícím způsobem. Abychom eliminovali vliv svátků a jiné nestálé kalendářní vlivy, v každém měsíci spočteme průměrnou cenu pro každou hodinu dne. Tyto průměrné měsíční ceny, které zachycují jak denní, tak roční změny (volatilitu), jsou pak aplikovány na přebytky/nedostatky soustavy v jednotlivých hodinách dne a sumarizovány za celý rok. Předpokládáme, že ČR je standardně price-taker, tedy regionálně jsme natolik malý trh, že poptávka či nabídka neovlivní průměrné ceny dosahované na celém regionálním trhu. Přebytek znamená vývoz a kladný příspěvek k obchodní bilanci, nedostatek dovoz a platby směrem ven. Eliminujeme však vývoz za negativní ceny, přepokládáme, že v těchto situacích dochází k odpojování OZE, aby negenerovaly další ztráty[9]. Dle předpokladu MAF 2023, který uvažuje 16 % vzrůst celkové spotřeby mezi 2025 a 2030 požíváme toto množství jako „cílové“, které je nutné pokrýt. Dále ukazujeme citlivost scénářů na různý stupeň odstavení domácích uhelných zdrojů a předpokladech jejich využití (historické průměry vs. nerealistická vysoká disponibilita). Zvolená hodnota 3GW (předpoklad kapacity uhelných elektráren v roce 2030 dle WAM3) s vysokým využitím nepochybně splňuje podmínku minimální nutné velikosti sektoru, aniž by došlo k uzavření dolů kvůli poklesu rentability do záporných hodnot. Výsledek je pak na následujícím grafu.

[9] V reálu tomu tak však nemusí být, odpojování je možné jen z důvodů stability soustavy. Navíc v případě feed-in dotací se vyplatí vyrábět i za negativní ceny doku je negativní cena (v absolutní hodnotě) nižší než garantovaná feed-in dotace.



Zdroj: Simulace na rozšířeném modelu app.energy-mix

Z hlediska celkové změny je vhodné si uvědomit, že **poslední scénář „bez nového plynu“ platí de facto i s novým plynem, jen změna obchodního deficitu nebude vidět v oblasti elektřiny, ale projeví se v podobné výši ve zvýšeném dovozu plynu** (což však není v grafu zachyceno, nicméně vzhledem ke svázání ceny elektrické energie s plynem v důsledku toho, že plynové zdroje jsou v okamžiku nedostatku závěrné, tak pro první hrubou aproximaci efektu postačující). Jde o stejný problém jako v předchozí sekci diskutovaný pokles o dovozu primárních energetických surovin v důsledku záměny dovozu plynu za dovoz elektřiny.

Tyto dva podscénáře jsou tedy z hlediska celkových dopadů na změnu obchodní bilance HDP vlastně finančně obdobné, a de facto platí poslední, červený sloupec, jen s novým plynem má soustava lepší pozici z hlediska domácího regulačního potenciálu (nemusíme tedy regulační energii dovážet).

Přepínání ekonomiky do bezuhelné závisí na ekonomice dolů, jak je zmíněno v jiné části této zprávy. Zde uvedený zjednodušený model elektroenergetiky neřeší dopady

v teplárenství, proto ho lze brát spíše jako odhad dolní hranice změny, celkový efekt pak bude součtem efektu v energetice, teplárenství a dalších odvětvích.

Pokud vynecháme rok akutní energetické krize 2022, tak tato jednoduchá simulace ukazuje zhoršení roční obchodní bilance pro scénář WEM3 bez uhlí o 50mld. CZK; tedy z přebytku 20mld. na deficit 30mld. Vzhledem k tomu, že MAF 2023 obsahuje jak heatmapu cenovou, tak bilanční, neměl by být problém z těchto dvou vstupů zkonstruovat přesnější ekonomické srovnání scénářů dle metodologie a předpokladů ČEPS též s výpočtem dopadů nejen na elektroenergetickou bilanci ale též s ohledem na vliv na bilanci zahraničního obchodu.

LOLE a vývoj ve světě

Současný vývoj analýz spolehlivosti a rizika nedodávek (LOLE) se zaobírá modifikací modelů LOLE tak, aby reflektovaly korelovanost disponibility zdrojů v důsledku provázanosti počasí na velkých částech kontinentu. Motivem je poučení z rolling blackoutu v Texasu v 2021. Např. Wolak (2022) dokumentuje, že „**mechanismus**, který byl navržen **pro odvětví založené na dispečersky řízených tepelných** výrobních jednotkách**, je nevhodný pro** odvětví s významným podílem energie pocházející z nestálých výrobních **kapacit obnovitelných zdrojů**." Připomeňme, že Texas má vzhledem ke klimatickým podmínkám profil poptávky pozitivně korelovaný s produkcí FVE, na rozdíl od ČR, kde je korelace negativní, a tedy i dopady nesouladu poptávky a nabídky kvůli změnám v počasí budou významnější.

Vyhovující statická přiměřenost zdrojů se však může ukázat s ohledem na události na Iberijském polostrově jako nedostatečné kritérium. Prvotní poznatky z incidentu ukazují na dynamickou nestabilitu sítě po technickém selhání, což by znamenalo buď více zrychlující růst nákladů přizpůsobení a/nebo horní přípustné limity netočivých zdrojů. Jelikož nelze předjímat jaká doporučení poplynou vzhledem ke zdrojům a sítím z tohoto incidentu a je nutné počkat, až budou alespoň předběžné výsledky šetření, jde o možné významné riziko.

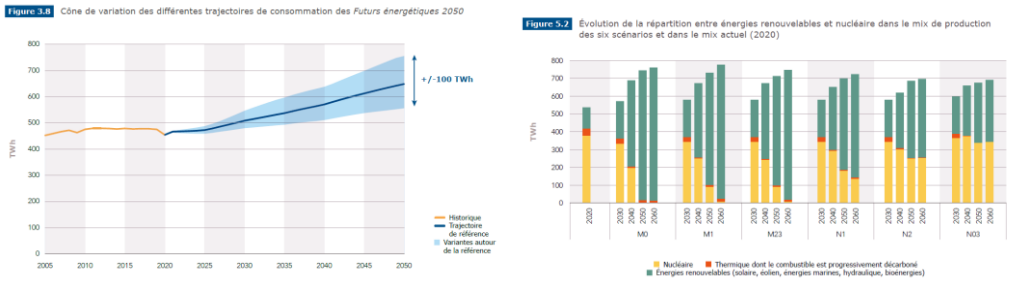
Příklad dobré praxe ekonomického hodnocení

Z národohospodářského pohledu je tedy nutné provést nikoli validaci SEK, jakožto možného řešení (přípustného z pohledu matematické terminologie) v SEEPIA, ale použít opačný přístup, tedy mezi přípustnými řešeními nalézt takové, které **minimalizuje společenské náklad**y a zmapovat bezpečnostní, nákladová i materiálová rizika jednotlivých variant. Ideální pak je nalezení co největší společné podmnožiny jednotlivých scénářů transformace. Tím je definována minimální nutná základna, která zůstává pro všechny varianty vývoje.

Jako ilustraci lze použít materiál francouzské RTE (obdoba našeho ČEPS) Futurs énergétiques 2050, který má de facto charakter státní energetické koncepce pro Francii. Napřed si stanoví možný vývoj a krajní hodnoty požadované elektrické energie s ohledem na možné reálné scénáře vývoje poptávky i elektrifikace průmyslu, včetně úspor a potenciálně

možné vodíkové strategie. Celkový vývoj poptávky je pak promítnut do očekávaných sezónních a denních požadavků, tedy zde přístup odpovídá našemu MAF.

K tomu pak přiřadí možné scénáře, jak docílit pokrytí této poptávky. Povšimněte si, že požadovaná kapacita vpravo reflektuje očekávanou využitelnost zdrojů vzhledem k charakteru výroby a poptávkovým sezónním cyklům.

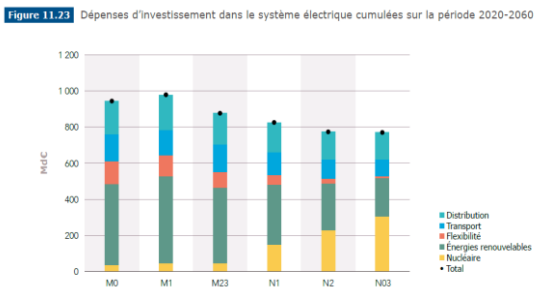


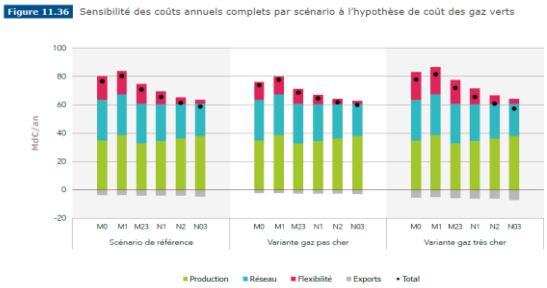
Zdroj: Futurs énergétiques 2050

V dalším kroku se pak věnují očekávaným investičním a provozním nákladům pro každý ze základních scénářů v přenosu, distribuci i ve výrobě i možnostem různých přístupů (zda se preferují provozní či investiční náklady).

Zdroj: Futurs énergétiques 2050

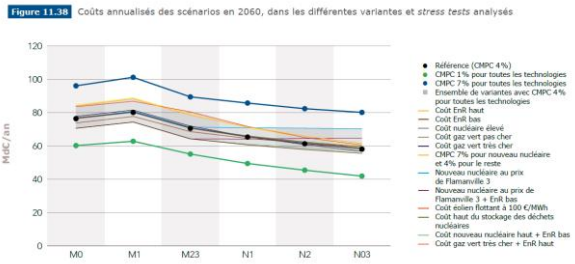
Výsledkem jsou pak kumulované celkové náklady každého scénáře. Na ně je pak aplikována citlivostní cenová analýza dostupnosti „zeleného plynu“, tedy de facto nákladová rizika spojená s (ne)úspěchem vodíkové strategie a další možné nejistoty, jako cena financování a podobně.

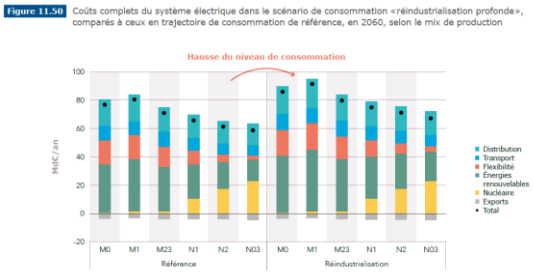




Zdroj: Futurs énergétiques 2050

V závěru pak jsou srovnány výsledky citlivostních analýz a prověřena robustnost vzhledem k možnostem vyšších požadavků na výrobu (scénář zvýšené reindustrializace).





Zdroj: Futurs énergétiques 2050

Výsledkem je tedy informovaná volba scénáře (konkrétně N03), který minimalizuje společenské náklady. Mimochodem, scénáře jsou též srovnány z hlediska druhotných požadavků, například zábor zemědělské půdy, kde N03 vychází taktéž nejlépe. Nechybí ani posouzení materiálové náročnosti na kovy a vzácné kovy. Také jim z analýzy vyšlo, že je **neekonomické kombinovat ve velké míře jaderné zdroje s OZE**. Tedy pravý opak toho, kam směřuje náš SEK. Domníváme se, že právě tento zcela opačný výsledek je dán **chybnou metodologií a přístupem SEK/SEEPIA**, která zahrnuje hypotetické multiplikační efekty aniž by naopak správně posoudila vliv nákladovosti povolenek na straně plátců a souvisejících vícenákladů zvolené cesty energetické transformace či rozvoje.

Literatura ekonomické sekce

AEMO 2024. Quarterly Energy Dynamics – Q4 2024. Australian Energy Market Operator. Available at https://aemo.com.au/energy-systems/major-publications/quarterly-energy-dynamics-qed .

Casler, S. D., Afrasiabi, A., a McCauley, M., 1991. Decomposing Change in Energy Input-Output Coefficients. Resources and Energy 13, 95-109.

CETA 2023. Nová energie pro národní ekonomiku i místní rozvoj analýza socioekonomických dopadů spojených s výstavbou nových bloků v jaderné elektrárně Dukovany. Dostupné online https://eceta.cz/wp-content/uploads/2023/10/Studie_FINAL.pdf

Choi W., Y. Lee, Y. Kim, a J. Choi. Dissimilarities of Physical Meaning between Loss of Load Indices on Load Curve Types. International Federation Automatic Control (IFAC), Vol. 51, Issue 28, (2018), pp. 546–551.

EIA (2022): Annual Energy Outlook 2022, United States Energy Information Administration.

Futurs énergétiques 2050, Rapport complet, Février 2022, RTE-Paris. Available at https://assets.rte-france.com/prod/2022-06/Futurs%20%C3%A9nerg%C3%A9tiques%202050%20_%20rapport%20complet.zip

Goldthau A. C., Youngs, R., 2023. The EU Energy Crisis and a New Geopolitics of Climate Transition, JCMS: Journal of Common Market Studies, Volume 61. Annual Review pp. 115–124

Horáček, J. a Sedmidubský V. (2024): On-line fyzikální model energetického mixu elektrické soustavy ČR, dostupné na https://app.energy-mix.cz .

Idel R. (2022, 2023): Levelized Full System Costs of Electricity - 2023 Updates, k původnímu textu: Levelized Full System Costs of Electricity, *Energy*, 2022, s. 259 a násl.

Jurajda, Š., Lízal, L., Munich, D., a Zemčík, P., 2005. Hlavní ekonomické důsledky pořádání letních olympijských her v Praze v roce 2016. Politická Ekonomie 54, 490-508.

Keynes, J. M., 1936. *The General Theory of Employment, Interest, and Money*. London: Macmillan.

Lízal, L. 2012. Auctioning CO2 Permits In The Czech Republic: Expected Sectoral And Overall Economic Effect. In: Yábar A. et al. (eds.) *Market Instruments And Sustainable Economy*, Madrid: Instituto de Estudios Fiscales, Ministerio de Hacienda y Administrationes Públicas, 529-545.

Lizal L. (2000): Koordinace ekonomické politiky ČR v síťových odvětvích s praxí EU, *Finance a úvěr*, 9, s. 488-502.

Lizal, L. (2024): Vliv FVE a samospotřeby na regulované příjmy distributorů, *Energetika*, 2024, vol. 74(2), pp. 62-66.

Lucas, R. E. Jr., 1976. Econometrics Policy Evaluation: A Critique. Carnegie-Rochester Conference Series on Public Policy 1, 19-46.

MAF CZ 2022, a MAF CZ 2023: Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040, Praha, ČEPS.

Miller, R. E., 1998., Regional and Interregional Input-output Analysis. In: *Methods of Interregional and Regional Analysis*, Vermont: Ashgate Publishing Company.

Seepia (2023). dostupné on-line https://seepia.cz/novinka/modelovani-dekarbonizace-ceske-ekonomiky-scenare-pro-nkep-a-jak-dale/.

Ueckerdt, F., L. Hirth, G. Luderer, a O. Edenhofer (2013): System LCOE: What are the costs of variable renewables?, *Energy*, 63, s. 61-75.

Wolak, F. (2022): Long-Term Resource Adequacy in Wholesale Electricity Markets with Significant Intermient Renewables, *Environmental and Energy Policy and the Economy*, 3:155–220.

Yuan, Chen. (2016). Resilient Distribution Systems With Community Microgrids. The Ohio State University.

Příloha 1 – Zobecněný celkový popis I-O metodologie

INPUT-OUTPUT metodologie

Základní popis

Input-output tabulka je soubor účtů, který bere zřetel na vztahy mezi výrobou jednotlivých produktů (popř. odvětví). Její výhodou je přirozená přeměna výdajů souvisejících s externími šoky (např. energetickými cenami nebo vstupy, velkými investičními projekty) na důchod a zaměstnanost v jednotlivých odvětvích produkce. Tato přeměna je způsobena prvotními přímými dopady a je dále znásobena v multiplikačním procesu. Např. nedostatek energetické suroviny – například ropy – se projeví ve snížení produkce nejen v energetickém sektoru, ale také v odvětvích, které jsou energeticky velice náročné nebo navazující, jako např. kovozpracující průmysl a silniční doprava. Naopak odvětví, která mají substituční charakter, jako je například těžba uhlí nebo železniční přeprava, budou mít patrně nárůst objemu výkonů. Tyto primární změny se pak přenáší do dalších odvětví jako druhotný efekt atd. Input-output tabulka tedy explicite zachycuje vztahy mezi jednotlivými odvětvími a poskytuje detailní statistický obraz ekonomiky v daném roce. Tak ji lze použít k předpovědi důsledků, které bude mít změna v jednom odvětví na zbytek ekonomiky.[10]

Definice základních pojmů

Terminologie, kterou používáme v této části, je postavena na Miller (1998) a byla též nedávno použita v Jurajda et al. (2006) pro ČR a přímo pro analýzu vlivu emisních povolenek pak v Lízal (2012); kde Lízal (2012) vychází ze zakázky analýzy zpoplatnění povolenek v ČR pro MPO číslo #42400/2008. Předpokládejme, že daná ekonomika má n odvětví a každé odvětví vyrábí pouze jeden homogenní produkt. Toky mezi těmito n odvětvími se dělí na mezispotřebu a konečnou spotřebu. Prodej výrobků je výstupem prodávajícího odvětví a zároveň vstupem kupujícího odvětví.

Definujme z hlediska dodávajícího odvětví:

z_{ij} = hodnotu prodeje produktu odvětví i odvětví j v daném období,

f_i = hodnotu prodeje produktu odvětví i koncovému spotřebiteli (spotřeba domácností, investice, vládní výdaje, export atd.),

x_i = celková hodnota zboží vyrobeného odvětvím i.

Pro každé odvětví $i = 1, \ldots, n$ platí, že

$$x_i = z_{i1} + z_{i2} + \ldots + z_{in} + f_i$$

[10] Důležitým efektem je v této souvislosti tedy tzv. efekt nepřímé poptávky; tj. např. nárůst produkce kovových výrobků (třeba na různé konstrukce u nové elektrárny) vyvolá potřebu vyrobit nové automobily na přepravu těchto výrobků. Na výrobu těchto aut jsou potřeba další kovy atd.

Vstupy do odvětví se dělí na dodávky z jednotlivých odvětví, přidanou hodnotu a dovoz. Definujme:

l_j = platby odvětví j za práci, přičemž celkové platby za práci v ekonomice jsou

$L = l_1 + l_2 + ... + l_n$,

ov_j = platby odvětví j ostatním odvětvím, celkové platby v ekonomice jsou

$OV = ov_1 + ov_2 + ... + ov_n$,

m_j = import odvětví j, celkový import je roven

$M = m_1 + m_2 + ... + m_n$.

Pak pro každé odvětví $j = 1, ..., n$ platí

$x_j = z_{1j} + z_{2j} + \ldots + z_{nj} + l_i + ov_j + m_j$.

Dvojí pohled na transakce mezi odvětvími zachycuje následující tabulka.

Input-Output tabulka

	Odvětví podle SKP	Výdaje na konečnou spotřebu (f)	Celkem (x)
Odvětví podle SKP	$z_{11}\ z_{12} \ldots z_{1n}$ $z_{21}\ z_{22} \ldots z_{2n}$ $\vdots\ \vdots\ \vdots$ $z_{n1}\ z_{n2} \ldots z_{nn}$	$c_1\ i_1\ g_1\ e_1$ $c_2\ i_2\ g_2\ e_2$ $\vdots\ \vdots\ \vdots\ \vdots$ $c_n\ i_n\ g_n\ e_n$	x_1 x_2 $\vdots$ x_n
Složky přidané hodnoty Importy	$l_1\ l_2 \ldots l_n$ $ov_1\ ov_2 \ldots ov_n$ $m_1\ m_2 \ldots m_n$	*Transakce mezi složkami přidané hodnoty (včetně importů) a konečnou spotřebou*	L OV M
Celkem (x)	$x_1\ x_2 \ldots x_n$	$C\ I\ G\ E$	

Prodeje odvětví i na finální spotřebu zachycené v řádcích tabulky se dělí na:

c_i = výdaje domácností na spotřebu produktu i, přičemž celková spotřeba je

$C = c_1 + c_2 + \ldots + c_n$,

i_i = nákupy produktu odvětví *i* určené na investice, celkové investice jsou

$I = i_1 + i_2 + \ldots + i_n$,

g_i = vládní nákupy produktu *i*, celkové vládní nákupy se rovnají

$G = g_1 + g_2 + \ldots + g_n$,

e_i = exporty produktu *i*, celkový dovoz je

$E = e_1 + e_2 + \ldots + e_n$.

Nyní můžeme psát:

$$\sum_{i=1}^{n} x_i + C + I + G + E = \sum_{j=1}^{n} x_j + L + OV + M ,$$

kde obě strany vyjadřují souhrnnou ekonomickou aktivitu v daném období. Jelikož $\sum_{i=1}^{n} x_i = \sum_{j=1}^{n} x_j$, rovnici lze zjednodušit na

$$C + I + G + (E - M) = L + OV .$$

Levá strana vyjadřuje hrubý domácí produkt, který je z definice roven pravé straně, tedy souhrnu plateb za výrobní faktory (celkové přidané hodnotě).

Symetrická meziodvětvová tabulka pro ČR

Zdrojem dat pro input-output analýzu je Český statistický úřad. Základním použitým blokem dat je symetrická input-output tabulka (SIOT), která popisuje základní vazby technologicko-ekonomických vazeb v hospodářství ČR na zpravidla na úrovni dvoučíselné klasifikace. SIOT pro ČR tedy odpovídá obecné struktuře meziodvětvové tabulky uvedené výše. Jádrem tabulky je tedy opět matice mezispotřeby, kde sloupce i řádky reprezentují jednotlivé produkty. SIOT pro ČR je sestrojena z tabulek produkce a užití za předpokladu, že každý výrobek se vyrábí pouze jednou „agregátní“ technologií s konstantními koeficienty. Tabulka produkce popisuje složení nabídky jednotlivých produktů dle odvětví a zahrnuje i dovoz. Tabulka užití charakterizuje užití výrobků v různých odvětvích a užití pro finální spotřebu, včetně vývozu.

Příloha 2 – Popis metodologie modelu App.Energy-Mix

Model výroby a spotřeby

V tomto modelu použitá hodinová data výroby a spotřeby pochází z veřejného zdroje, ENTSO-E. Stejně tak pochází z tohoto zdroje i údaje o instalovaných výkonech zdrojů v historických letech. Z porovnání dat z ENTSO-E se zprávou ERU vyplývá následující definice výrobní a spotřební křivky elektřiny použité v modelu https://app.energy-mix.cz :

1. Hodinové výrobní křivky reprezentují tzv. netto výrobu elektrických zdrojů.
2. Hodinová spotřební křivka reprezentuje spotřebu ČR včetně celkových ztrát, tj. ztrát v přenosové soustavě a v distribučních soustavách.

Řídící algoritmus

V řídícím algoritmu jsou do elektrické sítě vždy prioritně zapojeny tzv. škálované a částečně řízené zdroje. Mezi škálované zdroje patří jádro, vodní elektrárny (vyjma přečerpávacích), biomasa + ostatní OZE, vítr, slunce. Částečně řízený zdroj je pouze uhlí, u kterého je škálování historické výrobní křivky doplněno o nastavitelný koeficient ročního využití. Průběžný nedostatek elektřiny po zapojení těchto zdrojů je dorovnáván tzv. řízenými zdroji, tj. nejprve akumulací a následně plynem. Průběžný přebytek elektřiny pak slouží k nabíjení akumulačních kapacit a exportu. Akumulační zdroj reprezentuje akumulační kapacity ČR s účinností nabíjecího a vybíjecího cyklu 90 %. Spojuje tak přečerpávací vodní elektrárny a bateriové systémy do jednoho modelovaného zdroje.

Uhelné elektrárny a škálované zdroje

V modelovaném scénáři „WAM3rev s historickým využitím 3 GW uhlí“ se uhelný zdroj chová stejně jako ostatní tzv. škálované zdroje. To znamená, že výrobní křivka elektřiny je přeškálována násobícím faktorem tak, aby nastavený instalovaný výkon zdroje byl odpovídajícím násobkem instalovaného výkonu v referenčním roce. Tento škálovací princip je aplikován také např. u výrobních křivek OZE. V modelovaném scénáři „WAM3rev s 90 % využitím 3 GW uhlí“ vychází výrobní křivka uhlí sice také z historických dat, ale je transformována směrem ke konstantní funkci tak, aby výsledný koeficient ročního využití (průměrný výkon zdroje) byl 90 %. To odpovídá zhruba 95 % využití v zimě a 85 % vyžití v létě.

Akumulace

Akumulační zdroje se nabíjí pouze v období přebytku elektřiny, a to s maximálním nabíjecím výkonem 2172 MW až do maximální kapacity 7500 MWh. K vybíjení dochází pouze v období průběžného nedostatku elektřiny z prioritních zdrojů, a to s maximálním vybíjecím výkonem 2172 MW. Při vzniku nedostatku elektřiny algoritmus nejprve zhodnotí

délku trvání nedostatkového období. V případě jeho trvání kratším než 24 hodin je počáteční disponibilní akumulovaná kapacita alokována rovnoměrně do nedostatkového období. V případě trvání delším než 24 hodin je počáteční akumulovaná kapacita rovnoměrně alokována do následujících 24 hodin. Vybíjecí výkon každou hodinu nedostatkového období je pak dán jako minimum z: alokované energie na danou hodinu, výkonu potřebného k dorovnání aktuální spotřeby a maximálního vybíjecího výkonu.

Plynové elektrárny

V případě nedostatku elektřiny i po zapojení akumulačních kapacit jsou zapojeny plynové elektrárny (všechny druhy spojeny do jedné kategorie). Pro jednoduchost uvažujeme možnost okamžitého náběhu až do instalovaného výkonu, předpokládáme neomezenou dostupnost plynu a nulovou poruchovost zdroje. Algoritmus se snaží dorovnat aktuální spotřebu elektřiny a je omezen pouze instalovaným výkonem. Neslouží k výrobě přebytku elektřiny.

Předpoklady modelu

Model app.energy-mix.cz je postaven na jednoduchých předpokladech, které umožňují testovat soběstačnost libovolného elektro-energetického mixu v ČR. Jelikož k nedostatkům a přebytkům elektřiny dochází převážně v jiných ročních obdobích, navzájem se nekompenzují. Z tohoto důvodů je zrnitost modelu hodinová, aby byla soběstačnost ČR testována každou hodinu v roce. Následující předpoklady jsou optimistické – podceňují výsledné nedostatky elektřiny, což dělá tento model konzervativním. Reálné nedostatky produkce elektřiny budou tedy horší, než vychází ze simulace.

Předpoklady:

- ideální přenosová síť – modelujeme pouze výrobu a spotřebu elektřiny;
- okamžitý náběh plynových zdrojů a neomezené dodávky plynu;
- žádné mimořádné odstávky algoritmem řízených zdrojů – tj. plyn a akumulace jsou bezporuchové,
- tzv. škálované zdroje kopírují odstávky ve zvoleném referenčním roce; pro modelovaný rok 2030 je předpokládána celoroční spotřeba elektřiny 70,7 TWh, což odpovídá 16% navýšení spotřeby od roku 2024 (analogicky k předpokladům MAF);
- modelovaná spotřební křivka ve zvoleném referenčním roce je škálována vhodným násobícím faktorem tak, aby celoroční spotřeba tvořila 70,7 TWh. Takto definovaná spotřební křivka však nezahrnuje očekávaný relativní nárůst zimní spotřeby elektřiny vlivem postupného přechodu vytápění k tepelným čerpadlům.

V zimě bude proto reálná spotřební křivka pravděpodobně vyšší, než model předpokládá. Z těchto důvodů jsou odhadnuté deficity optimistické, tedy menší, než kolik by vyplývalo z plně zakomponovaného přechodu k tepelným čerpadlům.

Příloha 3 – Okrajové podmínky využití fotovoltaické elektřiny v ČR pohledem bottom-up

Pro modelování elektroenergetiky se využívá celá řada přístupů a matematických modelů. Pro řešení komplexní optimalizace je nutné při jejich sestavování přijímat celou řadu předpokladů, které mohou být v teoretické rovině správné, nemusejí však vždy respektovat rozhodující faktory (main drivery) rozhodování investorů v energetice a provozu zařízení. Toto rozhodování má však rozhodující vliv na ceny energií, podobu energetického mixu a náklady celého systému.

Pokud na základě nevhodné interpretace výsledků takových modelů přijmou politická rozhodnutí se závažnými hospodářskými důsledky, výsledkem může být situace, kdy se nepodaří dosáhnout plánovaných cílů a s tím spojené náklady přerostou předpokládané meze.

Problémem využití některých modelů je nekorektní extrapolace. Řada předpokladů použitých při sestavování modelů nemusí mít absolutní platnost a nemusí dobře popisovat vlastnosti systému mimo specifickou oblast, pro kterou byly „nafitovány“.

V návrhu Státní energetické koncepce se počítá v horizontu roku 2030 ve scénáři WEM+ s instalací maximálně 6 GW, WAM1 plus 14,1 GW, WAM2 plus 8,1 GW a WAM3 10,1 GW fotovoltaických elektráren. Studie společnosti Fakta o klimatu ve svých scénářích pracuje ve stejném časovém horizontu s hodnotami 12,5 GW (realistický scénář) a 20,5 GW (solární a větrný boom). Zejména údaje společnosti Fakta o klimatu přinášejí velmi zajímavé informace, které jsou prezentovány koláčovými grafy s názvem Solar market price. Kategorie high price reflektuje množství vyrobené elektřiny v situacích, kdy jsou zapotřebí řiditelné zdroje spolu s FVE a jádrem. Cenu na trhu pak určují tzv. závěrné elektrárny a je relativně vysoká. Kategorie low price popisuje situace, kdy nejsou řiditelné zdroje potřeba a přebytky FVE se zužitkují pomocí akumulace nebo jiným užitečným způsobem. Zero price předpokládá přebytky, které by vyžadovaly dokonce maření části elektřiny. Cena je tedy „téměř nulová“. Hodnoty podle příslušných scénářů pro rok 2030 ukazuje následující tabulka.

Solar market price - scénáře 2030 podle modelu FoK	realistic with load 75,8 TWh, 12,3 GW instalovaného výkonu FVE	wind and solar boom with load 78,5 TWh, 20,5 GW instalovaného výkonu FVE
High	13%	20%
Low	17%	0%
Zero	70%	80%
Summer		
High	9%	13%
Low	15%	0%
Zero	76%	87%
Winter		
High	25%	38%
Low	22%	0%
Zero	53%	62%

Velmi zajímavou informaci mohou tyto výstupy poskytnou potenciálnímu investorovi do fotovoltaické elektrárny viz dále. Úvaha vychází z předpokladu, že investici do instalace FVE zvažuje v roce 2025 modelový investor, jehož pohled na investici je určen parametricky.

Pro aktuální pohled bottom-up nejsou až tak podstatné úvahy za horizont roku 2030, protože cílem úvahy je vyčíslit orientační pohled investora a případně odhadnout určité požadavky směrem k nastavení podpor, aby bylo možné investice v letech 2025 – 2030 realizovat.

Metodologie hodnocení je velmi jednoduchá a přímočará, na základě stanovení minimálních požadovaných WACC pro dobu hodnocení 20 let je možné odhadnout požadavek na free cash flow investice. Hodnocení je provedeno s předpokladem záruky na životnost panelů 30 let a zejména s ohledem na ještě přijatelný horizont využití kapitálu na tento typ investice.

Pro modelovou investici do fotovoltaické elektrárny o instalovaném výkonu 10 MWp v lokalitě Dolní Věstonice (48,878N, 16,617E). Pro odhad výroby byla využita data z databáze PVGIS-SARAH3 pro rok 2023 (PVGIS nemá zpřístupněná data pro rok 2024). Z hlediska osvitu šlo o rok mírně nadprůměrný, zejména v červenci a srpnu. Odhad výroby je tedy spíše vyšší. Pro odhad skutečných výnosů z prodané elektřiny byla využita hodinová data z vnitrodenního trhu pro rok 2024 z OTE (rok 2023 byl ovlivněn energetickou krizí a mohl by tak výnosy z provozu FVE poněkud nadhodnocovat). Data z vnitrodenního trhu byla využita z následujících důvodů:

- Výrobu z FVE není principiálně jednoduché prodat na dlouhodobém trhu bez účasti v nějaké bilanční/agregační skupině, která by v praxi vypořádala tzv. odchylky. Na platbu za odchylky je nutné vytvořit rezervu. Hodnotu není v praxi možné dobře odhadovat v dlouhodobém horizontu.
- Pokud má dodavatel elektřiny nabídnout producentovi fotovoltaické elektřiny konstantní výkupní cenu, musí ji stanovit dostatečně nízkou, aby z rozdílu mezi skutečnou tržní cenou a kontraktem pokryl odchylky a své riziko. V praxi je v dnešní době problematické určit minimální ceny na trhu v obdobích, kdy je výroba FVE vysoká, protože trh značně ovlivňují provozní podpory. Záporné ceny vznikají tak, že se elektrárnám s přiznanými vysokými výkupními cenami elektřiny vyplatí nabídnout na trhu zápornou cenu, protože feed in tarify jsou vyšší a pro investora tak instalace stále generuje pozitivní cash-flow (CF).
- V praxi je možné s dodavatelem elektřiny uzavřít smlouvu na odkup elektřiny, zpravidla jde o kontrakt konstruovaný z vývoje cen na denním trhu, kdy se od ceny MWh odečítá marže obchodníka. Marže kryje výnos obchodníka a riziko vypořádání odchylky. S ohledem na velmi dobrou přesnost předpovědních modelů výroby lze odchylky v praxi velmi výrazně omezit.
- Lze předpokládat, že s rostoucím podílem instalací FVE budou dodavatelé nuceni stále více pracovat na krátkodobých trzích. Určitý prostor se vytvoří díky akumulaci a flexibilitě, které ovšem také vyžadují investiční a provozní náklady. Není pak možné efektivitu akumulace počítat prostým rozdílem například vážením denních vysokých

cen při prodeji a nízkých cen elektřiny při nákupu, protože by FVE potřebovala své výsledky zlepšit prodejem za vyšší ceny.

- Na krátkodobých trzích organizovaných OTE a.s. se v roce 2024 zobchodovalo 31,6 GWh elektřiny při netto spotřebě ČR na úrovni 57,9 GWh/rok, tedy 55 % v ČR spotřebované elektřiny.

Problémem k řešení zůstává otázka fundamentu ceny elektřiny při výrobě fotovoltaických a jaderných elektráren v obdobích, kdy FVE vyrábějí blízko svých maxim a jaderné elektrárny neumožňují významnou flexibilitu. V tuto chvíli zanedbáme vliv záporných cen elektřiny, i když v roce 2024 činily 361 hodin.

Úvahu lze odvíjet od OPEX nákladů jaderných zdrojů, které lze v podmínkách ČR odhadnout na 20 – 25 EUR/MWh. Tento typ zdrojů ovšem může převažující objem produkce umístit na dlouhodobých trzích, měsíční baseload ceny elektřiny byly na EEX dne 24. 3. 2025 pro červen 2025 74,25 EUR/MWh, pro červenec 79,69 EUR/MWh a srpen 87,19 EUR/MWh.

Z výše uvedených skutečností lze předpokládat, že při zanedbání záporných cen způsobených feed in tarify a objemu cca 50 % elektřiny zobchodované na krátkodobých trzích v ČR budou do ceny elektřiny v době vysoké výroby FVE a jaderných elektráren vstupovat především úvahy investorů a provozovatelů fotovoltaických elektráren. Ceny na dlouhodobých trzích teoreticky umožní provozovatelům jaderných zařízení udržet provoz i v létě na potřebných výkonech, pokud nebudou z jiných, například legislativních důvodů nuceni provoz omezovat. Je třeba si uvědomit, že omezení výroby jaderných zařízení se negativně promítne do ekonomiky jejich provozu.

Pro další úvahy vyjděme z předpokladu, že investor/provozovatel FVE musí z pohledu životaschopnosti své investice hradit ročně minimálně náklady na poskytnutý úvěr, tedy mít každý rok minimálně nulové, spíše poněkud pozitivní cash-flow. Situaci se komplikuje úvaha výše prezentovaných solar prices market. S rostoucím podílem FVE tyto zdroje soutěží v časech výroby o efektivní nabídku a musejí být připraveny s cenami klesat (v našem případě až na úrovně udržení alespoň pozitivního CF).

Následující tabulka rekapituluje výchozí údaje o investicích a provozu výše popsané zvažované investice. Investice je hodnocena parametricky pro rozptyl hodnot výše investice a požadovaného WACC. Pro tyto hodnoty bylo určeno minimální požadované free cash-flow.

Jak bylo uvedeno, výroba elektřiny v hodinovém rozlišení vychází z roku 2023 (který byl z pohledu osvitu mírně nadprůměrný) a ceny z roku 2024 v hodinovém rozlišení. Výnosy elektrárny pak byly určeny násobením hodinové výroby a příslušné ceny tepla. Elektrárna by při vážené ceně elektřiny 1 671,54 Kč/MWh a výrobě 14 213,4 MWh ročně utržila 23 758,3 tis. Kč, ovšem bez marže obchodníka, která se bude pohybovat v nižších stovkách Kč/MWh, předpokládejme 250 Kč/MWh. Tržby za prodej elektřiny tak bude o 14 213,4 x 250 = 3 553,35 tis. Kč nižší, tedy 20 204,96 tis. Kč. Při pohledu na požadované CF tak je možné k investici přistoupit pro situace v blízkosti minimálních parametrů bez dotací. Úvaha zanedbává další provozní náklady.

instalovaný výkon	10 000	kWp	Požadovaný WACC a FCF		min	střed	max
IN min	18 000	Kč/kW	r_E – vlastní kapitál	%	10	12	14
IN střed	21 500	Kč/kW	r_D – cizí kapitál	%	5	6	7
IN max	25 000	Kč/kW	podíl vlastního kap.	%	40	50	60
IN min	180 000	tis. Kč	daň z příjmů	%	21		
IN střed	215 000	tis. Kč	požadovaný WACC	%	6,37	8,37	10,61
IN max	250 000	tis. Kč	požadované FCF	tis. Kč/r	16 168	22 505	30 601
doba hodnocení	20	let	požadovaná cena elektřiny	Kč/MWh	1 138	1 583	2 153
délka úvěru (cizí kapitál)	15	let		EUR/MWh	45,5	63,3	86,1
výroba elektřiny	14 213,4	MWh/r	vážená cena elektřiny 2024	Kč/MWh	1671,54		
roční provozní hodiny	4 110	h/r	(bez marže obchodníka)	EUR/MWh	67		
doba využití inst. výkonu	1 421	h/r	objem cizího kapitálu	tis. Kč	108 000	107 500	100 000
kapacitní faktor	16,2	%	roční anuitní splátka	tis. Kč/r	10 405	11 068	10 979
průměrný kap. faktor 2024	12,6	%	minimální cena elektřiny	Kč/MWh	761		
			(z pohledu CF), průměr	EUR/MWh	30		

Uvedené hodnocení je velmi zjednodušené a neodpovídá realitě, nicméně je postačující pro další úvahy. Pokud v praxi dojde k výstavbě dostatečně velkého počtu elektráren, které budou na trhu soutěžit o poptávku, dojde k poklesům prodejních cen, jak předpokládá výše uvedené úvaha společnosti fakta o klimatu. Pokud jde o dále uvažované ceny, oblast zero je uvažována 750 Kč/MWh (průměr 500 a 1000 Kč/MWh) v souladu s úvahou, že investor do FVE nebude prodávat elektřinu za podmínek, kdy by měl záporné cash-flow. Minimální cena elektřiny z pohledu CF je pro všechny úvahy 761 Kč/MWh, tedy velmi blízko předpokládané hodnotě. Oblasti low a high jsou potom tržní.

cena elektřiny	objem elektřiny			cash-flow z prodeje elektřiny		
bez marže	model	realistic	boom	2024	2030 realistic	2030 boom
Kč/MWh	%	%	%	mil. Kč	mil. Kč	mil. Kč
500	14,17	36,41	62,57	1 012,4	2 587,8	4 446,9
1 000	17,24	32,16	16,75	2 451,0	4 571,1	2 380,6
1 500	27,16	16,83	9,16	5 790,6	3 588,0	1 951,9
2 000	19,83	9,16	6,09	5 636,7	2 602,5	1 729,8
2 500	12,16	2,75	2,75	4 319,2	978,5	978,5
3 000	5,75	0,86	0,86	2 453,5	365,4	365,4
3 500	1,86	0,73	0,73	923,8	363,4	363,4
4 000	0,73	0,70	0,70	415,3	398,0	398,0
4 500	0,37	0,20	0,20	238,4	127,9	127,9
5 000	0,73	0,20	0,20	517,4	142,1	142,1
CELKEM	100,00	100,00	100,00	23 758,30	15 724,72	12 884,61
CF po marži obchodníka				20 204,96	12 171,38	9 331,27

Pro další úvahy vyjdeme z uvedených CF pro rok 2024 jako výchozí pro první období investice s tím, že do roku 2030 bude CF rovnoměrně klesat v jednom případě na úroveň realistic, v druhém na úroveň boom. Dále pro zjednodušení předpokládejme, že se růst instalovaného výkonu FVE na těchto hodnotách zastaví a nominální CF bude po celou zbylou dobu hodnocení na úrovni roku 2030. Dále předpokládáme, že investice nemá další provozní náklady a uvedené CF tak považujeme za tzv. free cash-flow (FCF) projektu, v letech je uvedeno v následující tabulce.

FCF projektu [tis. Kč]										
rok	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
realistic	20 204,96	18 196,57	16 188,17	14 179,78	12 171,38	12 171,38	12 171,38	12 171,38	12 171,38	12 171,38
boom	20 204,96	17 486,54	14 768,12	12 049,69	9 331,27	9 331,27	9 331,27	9 331,27	9 331,27	9 331,27
rok	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
realistic	12 171,38	12 171,38	12 171,38	12 171,38	12 171,38	12 171,38	12 171,38	12 171,38	12 171,38	12 171,38
boom	9 331,27	9 331,27	9 331,27	9 331,27	9 331,27	9 331,27	9 331,27	9 331,27	9 331,27	9 331,27
CELKEM FCF projektu [tis. Kč]										
realistic	263 511,60									
boom	213 809,64									

Máme-li odhad CF a známe požadavky investora, lze provést hodnocení s využitím IRR vlastních prostředků. Pro investora nedává dobrý smysl hodnotit IRR celého projektu, protože primárně musí sledovat své FCF a efektivitu investice vlastního kapitálu. Výsledky hodnocení IRR jsou v následující tabulce. Nejprve hodnocení bez dotací, dále nutný minimální objem dotačních prostředků, aby IRR splňovalo stanovenou hodnotu.

IRR vlastník bez dotací		min	střed	max
realistic	%	3,49	-0,74	-3,01
boom	%	-1,59	-4,99	-6,71
požadované IRR vlastník	%	10,00	12,00	14,00
výše investice	tis. Kč	180 000	215 000	250 000
cizí prostředky	tis. Kč	108 000	107 500	100 000
vlastní prostředky	tis. Kč	72 000	107 500	150 000
Potřebná výše dotace pro dosažení požadovaného IRR				
realistic	tis. Kč	30 846,78	75 861,05	121 241,51
boom	tis. Kč	49 132,07	91 379,21	134 542,70
realistic	%	17,1	35,3	48,5
boom	%	27,3	42,5	53,8

Uvedené hodnocení lze velmi hrubě extrapolovat na potřebné dotace pro instalaci aditivního výkonu oproti roku 2024 pro dosažení předpokladů v roce 2023.

Výkon FVE	2024	2030	aditivní výkon
	GWp	GWp	GWp
realistic	4,43	12,50	8,07
boom	4,43	20,50	16,07
Nutný objem dotačních prostředků pro dosažení stanovaných cílů			
mld. Kč	min	střed	max
realistic	24,89	61,22	97,84
boom	78,96	146,85	216,21

Příloha 4 – Rizikovost předpokladů pro jaderné zdroje

Dílčí příspěvek k prověrce rizikovosti východisek, modelových předpokladů využití jaderných zdrojů a jejich provázanosti pro SEK

1. Pravděpodobná výkonová disponibilita jaderných zdrojů v měsících listopad až únor v závislosti na počtu instalovaných jednotek (bloků) v soustavě

Obr. 1 Palivové cykly

12 měsiční cyklus			18 měsiční cyklus			24 měsiční cyklus		
Počet cyklů	Délka cyklu	Doba pobytu	Počet cyklů	Délka cyklu	Doba pobytu PE	Počet cyklů	Délka cyklu	Doba pobytu PE
3	12	36	2	18	36	1,5	24	36
4	12	48	2,7	18	48	2	24	48
5	12	60	3,3	18	60	2,5	24	60
6	12	72	4	18	72	3	24	72

Obr. 2 Možné disponibilní výkony v roce (několik příkladů), výkon bloku 1 GWe, počet bloků 8

Měsíc	Disponibilní výkon, GWe																
Délka cyklu [měsíc]	12	12	12	18	18	18	24	24	12	12	12	18	18	18	24	24	24
Délka odstávky [měsíc	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
leden	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
únor	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
březen	7	8	8	7	6,5	8	8	8	7	7	8	5	6	5,5	7	8	8
duben	7	7	8	6,5	7	5,5	8	8	7	6	6	6	5	5,5	7	7	8
květen	7	7	6	8	8	8	7	8	6	6	5	8	8	8	7	7	7
červen	7	6	6	8	8	8	7	6	4	5	5	8	8	8	7	6	6
červenec	7	6	6	8	8	8	7	6	4	5	5	8	8	8	7	6	5
srpen	7	7	6	8	8	8	7	8	6	6	5	8	8	8	7	7	6
září	7	7	8	7	6,5	8	8	8	7	6	6	5	6	5,5	7	7	8
říjen	7	8	8	6,5	7	5,5	8	8	7	7	8	6	5	5,5	7	8	8
listopad	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
prosinec	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Load faktor	0,917			0,948			0,958		0,833			0,896			0,917		

Definice disponibility:
Doba na odstávku (výměna paliva, údržba a opravy)
Neplánované odstávky (jodová jáma)
Palivový cyklus (12, 18 nebo 24 měsíců, případně jiné)
Zajištěnost paliva

		Dukovany	VVER 440					Temelin	VVER 1000	
		1	2	3	4	**Total**		1	2	**Total**
Load facor	%	83,9%	82,5%	82,8%	84,6%	**83,4%**		83,9%	82,5%	**83,2%**
	dny	306,2	301,2	302,1	308,7	**304,6**		306,2	301,2	**303,7**
Load factor, min	%	64,5%	57,1%	56,8%	62,5%	**60,2%**		64,5%	57,1%	**60,8%**
	dny	235,3	208,3	207,4	228,0	**219,7**		235,3	208,3	**221,8**
Load factor, max	%	95,5%	94,5%	96,0%	97,2%	**95,8%**		95,5%	94,5%	**95,0%**
	dny	348,7	345,0	350,5	354,7	**349,7**		348,7	345,0	**346,9**
Operation factor	%	85,4%	84,2%	84,7%	86,0%	**85,1%**		85,4%	84,2%	**84,8%**
	dny	311,7	307,2	309,0	313,8	**310,4**		311,7	307,2	**309,5**
Operation facto, min	%	65,7%	59,1%	57,2%	63,3%	**61,3%**		65,7%	59,1%	**62,4%**
	dny	239,7	215,8	208,6	230,9	**223,8**		239,7	215,8	**227,8**
Operation facto, max	%	94,3%	96,7%	98,6%	98,4%	**97,0%**		94,3%	96,7%	**95,5%**
	dny	344,0	352,8	359,9	359,3	**354,0**		344,0	352,8	**348,4**
Unplanned capability loss factor	%	2,2%	3,0%	3,1%	1,8%	**2,6%**		2,2%	3,0%	**2,6%**
	dny	8,1	11,1	11,4	6,7	**9,3**		8,1	11,1	**9,6**
Unplanned capability loss factor, min	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	**0,0%**		0,0%	0,0%	**0,0%**
	dny	0,0	0,0	0,0	0,0	**0,0**		0,0	0,0	**0,0**
Unplanned capability loss factor, max	%	17,8%	32,6%	27,7%	16,9%	**23,7%**		17,8%	32,6%	**25,2%**
	dny	65,0	118,9	100,9	61,7	**86,6**		65,0	118,9	**92,0**
Planned unavailability factor	%	13,8%	14,2%	13,6%	13,6%	**13,8%**		13,8%	14,2%	**14,0%**
	dny	50,3	51,7	49,5	49,6	**50,3**		50,3	51,7	**51,0**
Planned unavailability factor, min	%	0,1%	5,5%	0,1%	0,0%	**1,4%**		0,1%	5,5%	**2,8%**
	dny	0,3	20,1	0,2	0,0	**5,1**		0,3	20,1	**10,2**
Planned unavailability factor, max	%	34,4%	29,1%	43,2%	33,0%	**34,9%**		34,4%	29,1%	**31,7%**
	dny	125,4	106,3	157,8	120,4	**127,5**		125,4	106,3	**115,8**
Unplanned un. Fact. due to ext. causes	%	0,9%	1,0%	1,5%	0,9%	**1,1%**		0,9%	1,0%	**0,9%**
	dny	3,3	3,6	5,5	3,5	**4,0**		3,3	3,6	**3,5**
Unplanned un. Fact. due to ext. Causes, min	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	**0,0%**		0,0%	0,0%	**0,0%**
	dny	0,0	0,0	0,0	0,0	**0,0**		0,0	0,0	**0,0**
Unplanned un. Fact. due to ext. Causes, max	%	4,0%	5,0%	17,4%	2,8%	**7,3%**		4,0%	5,0%	**4,5%**
	dny	14,6	18,3	63,4	10,2	**26,6**		14,6	18,3	**16,4**

		BARAKAH	ATR 1400			SAEUL	ATR 1400		ATR 1400
		1	2	3	**Total**	1	2	**Total**	Avg
Load facor	%	81,7%	92,9%	97,7%	**90,8%**	75,7%	86,1%	**80,9%**	**85,8%**
	dny	298,1	339,2	356,5	**331,3**	276,5	314,3	**295,4**	**313,3**
Load factor, min	%	70,0%	87,7%	97,7%	**85,1%**	48,6%	74,5%	**61,5%**	**73,3%**
	dny	255,5	320,2	356,5	**310,7**	177,4	271,9	**224,6**	**267,7**
Load factor, max	%	89,6%	98,1%	97,7%	**95,1%**	99,4%	100,3%	**99,9%**	**97,5%**
	dny	326,9	358,1	356,5	**347,2**	362,8	366,2	**364,5**	**355,8**
Operation factor	%	84,5%	94,1%	97,7%	**92,1%**	76,6%	86,9%	**81,8%**	**86,9%**
	dny	308,5	343,4	356,6	**336,2**	279,7	317,1	**298,4**	**317,3**
Operation facto, min	%	71,6%	88,2%	97,7%	**85,8%**	49,8%	75,7%	**62,8%**	**74,3%**
	dny	261,2	321,8	356,6	**313,2**	181,7	276,5	**229,1**	**271,1**
Operation facto, max	%	91,8%	100,0%	97,7%	**96,5%**	100,0%	100,0%	**100,0%**	**98,2%**
	dny	335,0	365,0	356,6	**352,2**	365,0	365,0	**365,0**	**358,6**
Unplanned capability loss factor	%	7,3%	0,3%	0,0%	**2,5%**	**2,8%**	**3,1%**	**3,0%**	**2,7%**
	dny	26,5	1,1	0,0	**9,2**	**10,2**	**11,3**	**10,8**	**10,0**
Unplanned capability loss factor, min	%	0,1%	0,0%	0,0%	**0,0%**	**0,0%**	**0,0%**	**0,0%**	**0,0%**
	dny	0,2	0,1	0,0	**0,1**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**
Unplanned capability loss factor, max	%	13,5%	0,6%	0,0%	**4,7%**	**9,4%**	**14,7%**	**12,0%**	**8,4%**
	dny	49,2	2,2	0,0	**17,1**	**34,4**	**53,5**	**44,0**	**30,5**
Planned unavailability factor	%	10,8%	6,3%	0,0%	**5,7%**	**21,3%**	**10,5%**	**15,9%**	**10,8%**
	dny	39,4	23,1	0,0	**20,8**	**77,7**	**38,4**	**58,1**	**39,5**
Planned unavailability factor, min	%	0,6%	0,3%	0,0%	**0,3%**	0,0%	0,0%	**0,0%**	**0,1%**
	dny	2,0	1,0	0,0	**1,0**	0,1	0,0	**0,1**	**0,5**
Planned unavailability factor, max	%	21,6%	12,4%	0,0%	**11,3%**	44,6%	23,2%	**33,9%**	**22,6%**
	dny	78,7	45,2	0,0	**41,3**	162,9	84,8	**123,8**	**82,6**
Unplanned un. Fact. due to ext. causes	%	0,5%	0,6%	0,0%	**0,4%**	0,1%	0,1%	**0,1%**	**0,3%**
	dny	2,0	2,1	0,0	**1,4**	0,4	0,5	**0,5**	**0,9**
Unplanned un. Fact. due to ext. Causes, min	%	0,3%	0,5%	0,0%	**0,3%**	0,0%	0,0%	**0,0%**	**0,1%**
	dny	1,1	1,8	0,0	**0,9**	0,1	0,1	**0,1**	**0,5**
Unplanned un. Fact. due to ext. Causes, max	%	0,8%	0,7%	0,0%	**0,5%**	0,4%	0,3%	**0,3%**	**0,4%**
	dny	2,9	2,4	0,0	**1,8**	1,3	0,0	**0,6**	**1,2**

		HANBIT	OPR 1000			HANUL	OPR 1000			SHIN-KOR	OPR 1000	SHIN-WOL	OPR 1000	**OPR 1000**
		3	4	5	6	3	4	5	6	1	2	1	2	**Avg**
Load facor	%	80,0%	72,7%	79,7%	81,2%	84,5%	81,0%	80,5%	76,7%	45,1%	46,1%	45,5%	35,3%	**67,4%**
	dny	292,2	265,2	290,8	296,4	308,5	295,8	293,8	280,0	164,8	168,1	166,1	129,0	**245,9**
Load factor, min	%	0,0%	0,0%	15,9%	0,0%	41,3%	0,0%	74,0%	74,0%	5,8%	40,6%	38,0%	71,7%	**30,1%**
	dny	0,0	0,0	58,1	0,0	150,9	0,0	270,0	270,2	21,2	148,3	138,6	261,6	**109,9**
Load factor, max	%	104,3%	103,1%	102,6%	99,9%	100,4%	102,3%	101,4%	102,7%	100,2%	99,9%	99,9%	100,1%	**101,4%**
	dny	380,5	376,2	374,5	364,6	366,4	373,2	370,2	374,7	365,6	364,6	364,7	365,3	**370,0**
Operation factor	%	79,4%	72,0%	79,7%	81,6%	85,6%	81,5%	80,7%	77,0%	45,5%	46,6%	46,0%	35,5%	**67,6%**
	dny	289,7	262,6	290,8	297,9	312,4	297,6	294,7	281,1	166,0	170,3	167,8	129,7	**246,7**
Operation facto, min	%	0,0%	0,0%	16,5%	0,0%	42,7%	0,0%	75,1%	74,7%	6,1%	40,7%	38,3%	71,9%	**30,5%**
	dny	0,0	0,0	60,1	0,0	155,8	0,0	274,0	272,7	22,4	148,7	139,7	262,4	**111,3**
Operation facto, max	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	**100,0%**
	dny	365,0	365,0	365,0	365,0	365,0	365,0	365,0	365,0	365,0	365,0	365,0	365,0	**365,0**
Unplanned capability loss factor	%	0,8%	0,3%	5,7%	0,3%	0,4%	1,2%	2,4%	0,6%	4,9%	0,1%	0,3%	0,6%	**1,5%**
	dny	3,0	1,1	20,9	1,0	1,6	4,5	8,8	2,1	18,1	0,4	1,2	2,2	**5,4**
Unplanned capability loss factor, min	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	**0,0%**
	dny	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**0,0**
Unplanned capability loss factor, max	%	14,1%	2,7%	81,0%	1,8%	3,4%	12,5%	17,6%	7,1%	80,6%	0,9%	3,5%	9,2%	**19,5%**
	dny	51,5	9,8	295,8	6,6	12,3	45,4	64,2	25,9	294,2	3,4	12,9	33,7	**71,3**
Planned unavailability factor	%	20,2%	28,2%	15,2%	14,0%	14,5%	18,3%	7,9%	9,1%	7,9%	7,7%	8,6%	5,0%	**13,0%**
	dny	**73,8**	**102,9**	**55,5**	**51,2**	**52,9**	**66,6**	**28,7**	**33,2**	**28,7**	**28,3**	**31,3**	**18,1**	**47,6**
Planned unavailability factor, min	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	**0,0%**
	dny	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Planned unavailability factor, max	%	100,0%	100,0%	84,1%	47,2%	58,2%	100,0%	25,5%	25,8%	73,5%	59,4%	59,4%	28,3%	63,5%
	dny	365,0	365,0	306,9	172,2	212,5	365,0	93,1	94,3	268,3	216,9	216,9	103,3	231,6
Unplanned un. Fact. due to ext. causes	%	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%	0,2%	0,1%	0,6%	0,5%	0,2%	0,1%	0,2%
	dny	0,5	0,5	0,7	0,9	0,5	0,5	0,7	0,5	2,2	1,9	0,6	0,3	0,8
Unplanned un. Fact. due to ext. Causes, min	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	dny	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
Unplanned un. Fact. due to ext. Causes, max	%	0,6%	1,6%	0,7%	0,6%	0,5%	0,6%	0,8%	0,7%	9,7%	7,9%	0,7%	0,7%	2,1%
	dny	2,3	5,7	2,5	2,0	1,7	2,3	2,8	2,6	35,3	28,8	2,6	2,7	7,6

	VVER 440	VVER 1000	ATR 1400	OPR 1000		Průměr
Load facor, %	83,4%	83,2%	85,8%	67,4%		**75,6%**
Operation factor, %	85,1%	84,8%	86,9%	67,6%		**76,3%**
Unplanned capability loss factor, %	2,6%	2,6%	2,7%	1,5%		**2,0%**
dny	9,3	9,6	10,0	5,4		**7,4**
Unplanned capability loss factor, max	23,7%	25,2%	8,4%	19,5%		**18,3%**
dny	86,6	92,0	30,5	71,3		**66,9**
Planned unavailability factor	13,8%	14,0%	10,8%	13,0%		**12,8%**
dny	**50,3**	**51,0**	**39,5**	**47,6**		**46,6**

Délka výpadku bloku	den/rok	10	10
Pravděpodobnost	%/rok/blok	100%	100%
Doba na překládku v kalendářním roce	den	45	45
Disponibilita v období 1.11. - 28.2. následujícího roku	den	120	120
Doba provozu bez odstávky	den	320	320
Pravděpodobnost na dnů 10 za	320	100%	100%
Pravděpodobnost na dnů 10 za	120	37,5%	37,5%

Ztráta disponibility výkonu mezi 1. listopadem a 28. únorem

Instalovaný výkon	MWe	2 000		2 000		1 000		1 000		1 000		1 000	
Počet bloků	1	2		4		1		2		3		4	
Výkon bloku	MWe	1 000		500		1 000		500		333		250	
Ztráta disponibility, výkon, MWe		Ztráta disponibility											
		10 dnů,%	dny	10 dnů,%	dny	10 dnů,%	dny	10 dnů,%	dny	10 dnů,%	dny	10 dnů,%	dny
2 000		9,38%	0,94	0,59%	0,06	37,50%	3,75	9,38%	0,94	2,34%	0,23	0,59%	0,06
1 000		56,25%	5,63	7,32%	0,73			56,25%	5,63	21,09%	2,11	7,32%	0,73
500				31,93%	3,19					63,28%	6,33	31,93%	3,19
333				61,82%	6,18							61,82%	6,18
250													
Celkem		65,63%	6,56	101,66%	10,17	37,50%	3,75	65,63%	6,56	86,72%	8,67	101,66%	10,17
Nevyrobená energie	GWh	180		180		90		90		90		90	
Nevyrobená energie	%	3,13%		3,13%		3,13%		3,13%		3,13%		3,13%	

Defince pojmů [1]:

Reference unit power, RUP [MW(e)]

The maximum (electrical) power that could be maintained continuously throughout a prolonged period of operation under reference ambient conditions. It is specified that this value must remain constant for a given unit unless, following permanent modification, or a new permanent authorization, the management decides to amend the original value.

The reference unit power may be gross or net:

- The gross RUP (Pg, MW(e)) is deemed to be measured at the output terminals of all generator sets in the station.
- The net RUP (Pn, MW(e)), indicating the maximum power that can be supplied, is measured at the station outlet terminals, i.e. after deducting the power taken by station auxiliaries and the losses in the transformers that are considered integral parts of the station.

Load factor, LF [%]

$$LF = \frac{EG}{REG} \times 100$$

EG = energy generated (net), [MW(e)h]
REG = reference energy generation [MW(e)h]

Load factor is the ratio of the energy that the power unit has produced over a given period to the energy it would have produced at its reference power capacity over that period.

Operation factor, OF [%]

$$OF = \frac{t}{T} \times 100$$

t = number of hours on-line [h]
T = number of hours in the reference period

Operation factor is the ratio of the number of hours the unit was on-line to the total number of hours in the reference period, expressed as a percentage. It is a measure of the unit time availability on the grid and does not depend on the operating power level.

Available capacity, P [$MW_{(e)}$]

Maximum net capacity at a given moment at which the unit or station is able or is authorized to be operated at a continuous rating under the prevailing conditions assuming unlimited transmission facilities.

Energy loss, EL [$MW_{(e)}h$]

Energy that could have been produced during the reference period by using the unavailable capacity; it is categorized into three types:

- PEL: planned energy loss
- UEL: unplanned energy loss
- XEL: energy loss due to causes external to the plant

UEL comprises shutdowns, unplanned load reductions or outage extensions.

Unavailability

A status when the plant is not able to operate at its maximum capacity (reference power). This condition, which may be under or beyond plant management control, should only reflect lack of availability of the plant itself, regardless of energy demand, transmission grid condition or political situation in the country.

Unavailability is classified as planned if it is foreseen at least four weeks in advance, generally at the time when the annual overhaul programme is established, and if the beginning of the unavailability period can be largely controlled and deferred by management. Unavailability is classified as unplanned if not scheduled at least four weeks in advance. Power plant operation at lower than maximum capacity because of lower demand from the grid but occurring while the plant is available to operate at the maximum capacity does not constitute unavailability, either planned or unplanned.

Energy availability factor, EAF [%]

$$EAF = \frac{REG - PEL - UEL - XEL}{REG} \times 100$$

The energy availability factor is the ratio of the energy that the available capacity could have produced over a specified period to the energy that the reference unit power could have produced during the same period.

Energy unavailability factor, EUF [%]

$$EUF = \frac{EL}{REG} \times 100$$

The unavailability factor is the ratio of the energy losses, EL, that have not been produced during a specified period due to the unavailable capacity, to the energy that the reference unit power could have produced during the same period.
The energy unavailability factor EUF over a specified period can be divided into:
PUF = planned unavailability factor
UUF = unplanned unavailability factor due to causes in the plant
XUF = unplanned unavailability factor due to causes external to the plant.
The unavailability factor can be expressed as: EUF = 100 – EAF
Unit capability factor, UCF [%]

$$UCF = \frac{REG - PEL - UEL}{REG} \times 100$$

Unit capability factor is defined as the ratio of the energy that the unit was capable of generating over a given time period considering only limitation under the plant management control to the reference energy generation over the same time period, expressed as a percentage. Both of these energy generation terms are determined relative to reference ambient conditions.
Unplanned capability loss factor, UCL [%]

$$UCF = \frac{UEL}{REG} \times 100$$

Unplanned capability loss factor is defined as the ratio of the unplanned energy losses during a given period of time to the reference energy generation, expressed as a percentage. Unplanned energy loss is energy that was not produced during the period because of unplanned shutdowns, outage extensions or unplanned load reductions due to causes under plant management control. Causes of energy losses are considered to be unplanned if they are not scheduled at least four weeks in advance.

Fuel management limitation (including high flux tilt, stretch out or coastdown operation)

stretch out operation	prodlužování provozu
coastdown operation	dojíždění provozu

Stretch-Out (SO) operation of nuclear power plants refers to an operation mode in which positive reactivity is introduced by reducing primary coolant temperature and reactor power at the end of fuel cycle life when all control rods are at the top of the reactor and boron concentration in the primary loop is close to 0
Toward the very end of a fuel cycle, the reactor core may reach a point at which it no longer has sufficient nuclear fuel to allow full power operation under normal operating conditions. Operation beyond that point is called coastdown operation. During coastdown operation, the reactor thermal power gradually decreases.

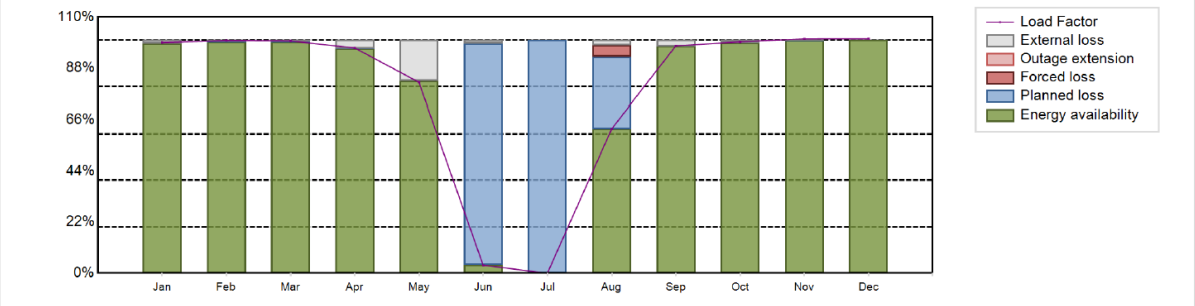
Personál potřebný během plánované odstávky
Dojíždění výkonu

Vliv chladicí vody na tlak v kondenzátoru

- Equipment availability is the ratio of available time (operating and standby time) to the calendar **period**. Equipment availability characterizes the reliability of a plant.
- **Energy** availability is the ratio of available **energy** to theoretically possible **energy** in the **period** under report. Characterizes the reliability of a plant in general considering all complete and partial outages.

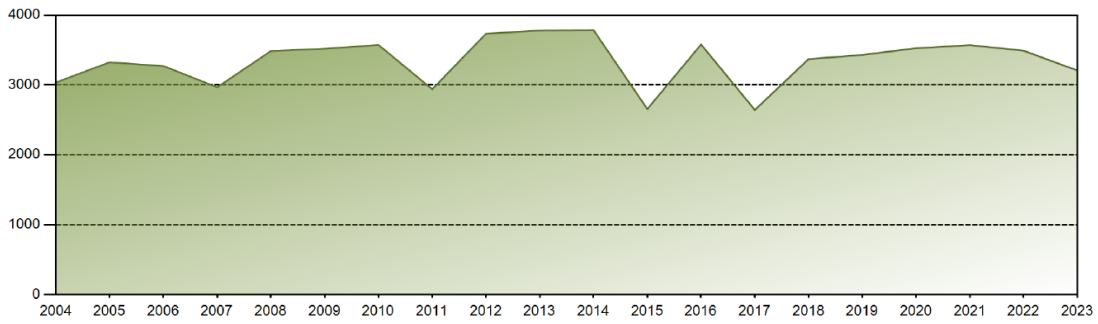
EDU 1

Annual Summary

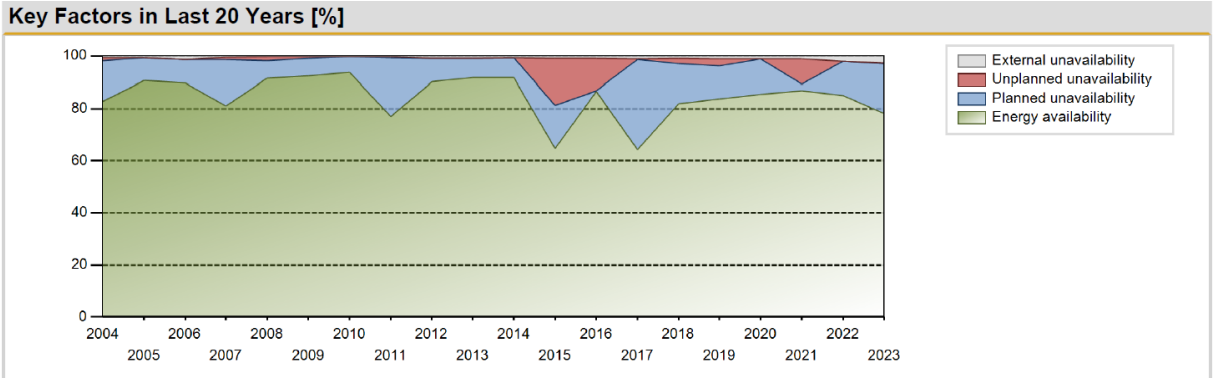


	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
GW(e)-h	344.60	313.91	347.03	325.61	285.07	11.41	0.00	216.15	328.70	345.68	338.79	350.33	3207.28
EAF [%]	98.53	99.36	99.35	96.31	82.38	3.48	0.00	62.25	97.47	98.89	99.87	100.00	78.03
UCF [%]	100.00	99.97	99.97	99.83	100.00	4.77	0.00	64.49	100.00	100.00	99.99	100.00	80.64
LF [%]	98.97	99.81	99.67	96.63	81.87	3.39	0.00	62.08	97.55	99.28	100.54	100.62	78.23
OF [%]	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	5.42	0.00	69.09	100.00	100.00	100.00	100.00	81.11
FLR [%]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.52
UCL [%]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.95	0.00	0.00	0.00	0.00	0.42
PUF [%]	0.00	0.03	0.03	0.17	0.00	95.23	100.00	30.56	0.00	0.00	0.01	0.00	18.94
XUF [%]	1.47	0.61	0.62	3.52	17.62	1.29	0.00	2.24	2.53	1.11	0.12	0.00	2.62

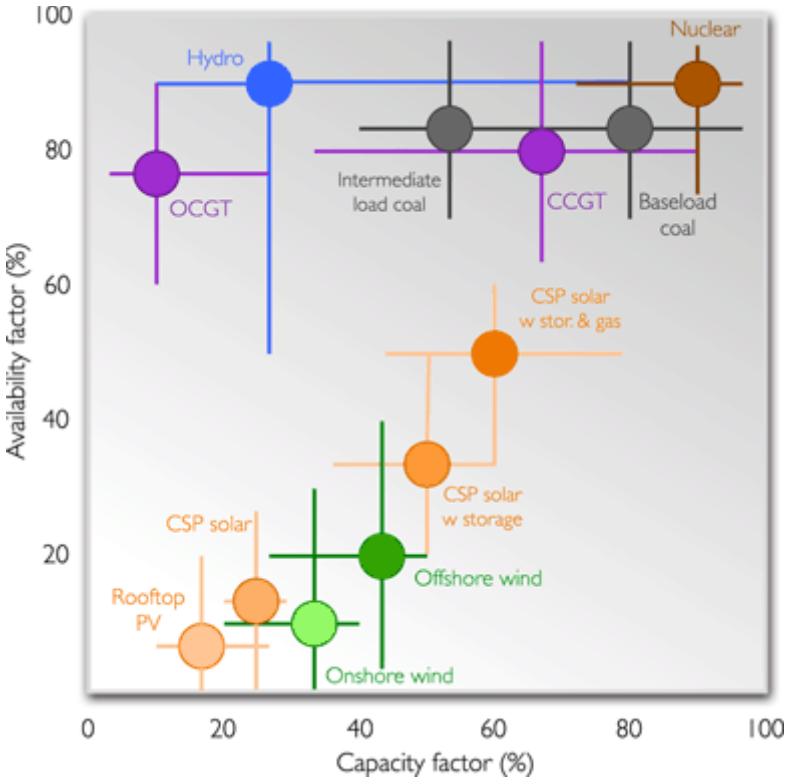
Electricity Production (net) [GWh]



Year	Energy	Time Online	Reference Unit Power	Performance for Years of Commercial Operation							
				EAF	UCF	LF	OF	FLR	UCL	PUF	XUF
	[GW-h]	[Hours]	[MW]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
1985	1993.92	5418	396	88.11	88.11	86.73	88.06	2.36	2.13	9.77	0.00
1986	2658.35	7094	403	76.12	76.15	75.30	80.98	1.22	0.94	22.91	0.03
1987	2575.95	6867	408	70.74	74.73	72.07	78.39	0.79	0.60	24.68	3.99
1988	2523.99	6996	408	71.53	74.17	70.43	79.64	1.48	1.11	24.72	2.64
1989	2940.57	7579	408	82.01	82.60	82.27	86.52	2.05	1.72	15.68	0.59
1990	2965.55	7658	408	82.49	84.34	82.97	87.42	3.02	2.62	13.04	1.85
1991	2581.09	6751	408	70.50	70.68	72.22	77.07	9.25	7.20	22.12	0.18
1992	3172.77	7537	408	80.45	80.90	88.53	85.80	3.16	2.64	16.46	0.44
1993	3239.65	7649	442	83.67	83.67	83.67	87.32	2.87	2.47	13.86	0.00
1994	3278.54	7656	442	84.64	84.64	84.67	87.40	3.15	2.76	12.60	0.00
1995	2966.06	7022	442	76.78	76.78	76.60	80.16	4.40	3.53	19.69	0.00
1996	3144.62	7592	412	85.36	86.01	86.89	86.43	2.73	2.42	11.57	0.65
1997	3295.57	7678	440	85.26	86.76	85.50	87.65	1.01	0.88	12.36	1.50
1998	2973.35	7518	412	82.62	85.44	82.38	85.82	3.29	2.91	11.65	2.82
1999	2901.08	7034	412	79.23	79.75	80.38	80.30	0.46	0.37	19.88	0.52
2000	3327.93	7934	412	89.73	89.84	91.96	90.32	0.48	0.44	9.72	0.11
2001	3328.90	7996	412	90.16	90.57	92.24	91.28	0.77	0.70	8.73	0.42
2002	3267.45	7926	412	88.92	89.63	90.53	90.48	1.03	0.94	9.43	0.71
2003	3032.00	7261	412	82.63	82.89	84.01	82.89	0.06	0.05	17.06	0.25
2004	3035.50	7349	412	82.91	83.65	83.88	83.66	0.01	1.17	15.18	0.73
2005	3324.55	8015	412	90.62	91.26	92.12	91.50	0.00	0.00	8.74	0.64
2006	3271.63	8014	412	89.73	91.20	90.65	91.48	0.01	0.01	8.79	1.46
2007	2967.32	7198	427	80.92	81.36	81.72	82.17	1.23	1.01	17.63	0.45
2008	3485.30	8090	427	91.59	91.80	92.92	92.10	1.66	1.55	6.65	0.21
2009	3518.64	8186	427	92.48	92.68	94.07	93.45	0.49	0.68	6.65	0.20
2010	3573.83	8256	427	93.76	93.98	95.54	94.25	0.06	0.06	5.96	0.21
2011	2939.01	6877	468	76.93	77.28	77.94	78.50	0.43	0.33	22.39	0.35
2012	3733.44	8049	468	90.24	91.13	90.82	91.63	0.06	0.06	8.82	0.89
2013	3778.58	8142	468	91.72	92.63	92.17	92.95	0.12	0.11	7.27	0.91
2014	3785.47	8141	468	91.74	92.55	92.34	92.93	0.00	0.00	7.45	0.80
2015	2655.64	5753	468	64.66	65.63	64.78	65.67	0.00	17.81	16.56	0.97
2016	3579.05	7721	468	86.69	87.58	87.07	87.91	0.00	12.35	0.07	0.89
2017	2642.46	5780	468	64.32	65.46	64.46	65.98	0.30	0.19	34.35	1.13
2018	3370.83	7305	468	81.91	82.82	82.22	83.39	2.36	2.00	15.18	0.91
2019	3430.94	7462	468	83.62	84.83	83.69	85.18	0.18	2.68	12.50	1.21
2020	3526.21	7620	468	85.48	86.67	85.78	86.75	0.00	0.00	13.33	1.19
2021	3571.79	7761	468	86.90	88.15	87.12	88.60	0.10	9.57	2.28	1.25
2022	3490.34	7673	468	85.11	87.12	85.14	87.59	0.15	0.13	12.75	2.01
2023	3207.28	7105	468	78.03	80.64	78.23	81.11	0.52	0.42	18.94	2.62



EDU 2



Nasazení SMR jako centrálního zdroje tepla a elektřiny ve velké lokalitě (např. záměna za současný Prunéřov 2).

Důležitá je spolehlivost dodávky, ze které plynou jen dvě možnosti – dva bloky nebo cca 70 % záloha v plynu (dle metodiky pro spolehlivost dodávky)

4. Jaké je skutečná možnost denní změny výkonu jaderného bloku v režimu „den – noc

Generating unit type	Maximum power (MW)	Minimum power (MW)	Ramp rate	Ramp rate	Frequency control for a 50 mHz deviation (MW)
	%		(MW/min)	(% Pn/min)	%
Nuclear 900	900	300	30		25
	100%	33%		3,3%	2,8%
Nuclear 1300	1300	400	30		34
	100%	31%		2,3%	2,6%
Coal	600	280	7		15
	100%	47%		1,2%	2,5%
Combined cycle gas turbine	400	200	22		40
	100%	50%		5,5%	10,0%
Open cycle gas turbine	70	40	7		0
	100%	57%		10,0%	0,0%
Hydro	250	0	25		5
	100%	0%		10,0%	2,0%

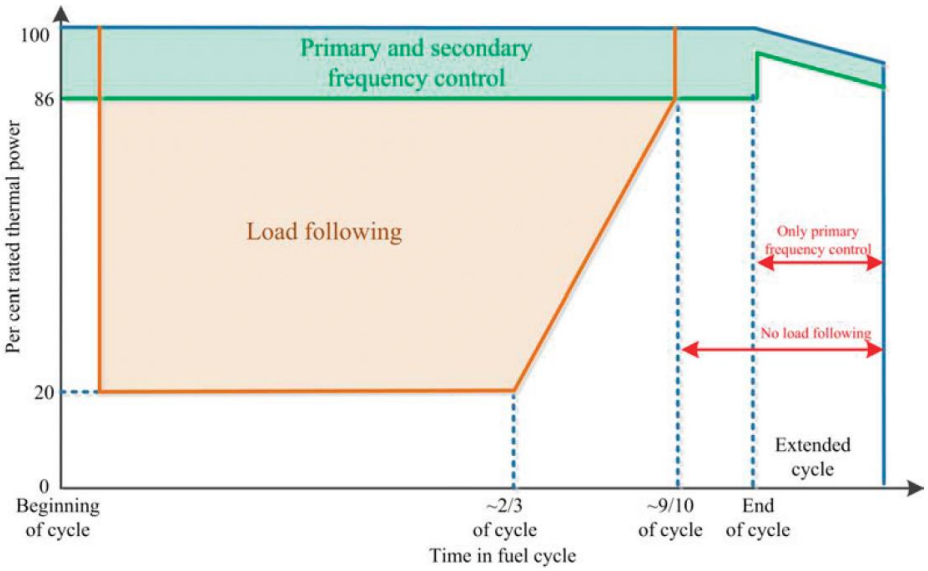


FIG. 23. Flexible operation limits during a fuel cycle in a French pressurized water reactor (courtesy of S. Feutry, Électricité de France, reproduced from Ref. [28]).

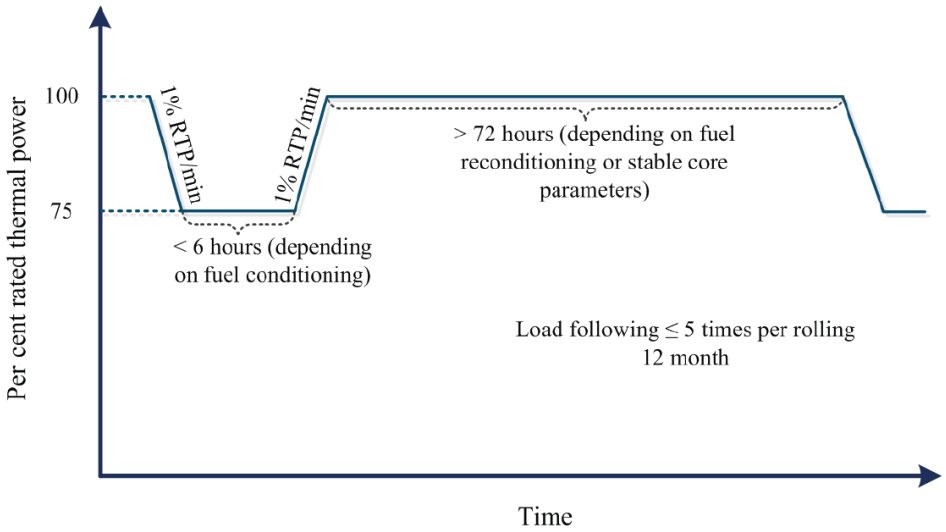


FIG. 24. Limited load following practised by Belgian nuclear power plants (courtesy of F. Flachet, Electrabel, reproduced from Ref. [30]). RTP — rated thermal power.

5. Několik poznámek k jaderné energetice v návrhu SEK

Jaderná energetika hraje ve stávajícím návrhu SEK dominantní roli, proto by bylo vhodné zamyslet se nad některými předpoklady a jejich zdůvodněním:

- Co jsou SMR, a jaké jsou mezi nimi rozdíly?
- Proč SMR v některých lokalitách?
-

Některým důležitým aspektům jaderné energetiky není věnována dostatečná pozornost ale určité úkoly by měly směřovat do aktualizace NAP JE:

- Vnější palivový cyklus