



NÁZEV MATERIÁLU	Připomínky Svazu průmyslu a dopravy České republiky k prvním výsledkům modelování SEEPIA pro aktualizaci Vnitrostátního plánu v oblasti energetiky a klimatu a Státní energetické koncepce
DATUM ZPRACOVÁNÍ	30. 6. 2023
KONTAKTNÍ OSOBA	Zuzana Sádlová
TELEFON	225 279 204
E-MAIL	zsadlova@spcr.cz

Svaz průmyslu a dopravy ČR (SP ČR) níže předkládá své připomínky k prvním výsledkům modelování SEEPIA pro aktualizaci Vnitrostátního plánu v oblasti energetiky a klimatu a Státní energetické koncepce, jak byly představeny na jednání Platformy pro SEK 9. června 2023 a na navazujících jednáních.

OBECNÉ PŘIPOMÍNKY

Předpokládáme, že vzhledem k omezením modelování (viz i níže) představuje SEEPIA jeden ze vstupů pro stanovení konečných cílů. Myslíme si, že je potřeba verifikovat zejména dostupnost technologií, legislativní nástroje k implementaci i reálnost realizace navrhovaných výstupů. Verifikovaná data musí pak být opětně zpracována v modelu, přičemž jde o iterační proces, který bude potřebovat provedení více takovýchto cyklů.

Obecně bychom ocenili podkladovou studii / vyjasnění vstupů, které byly použity v modelování. Zadání v podobě východisek SEK rozhodně není postačující. Chybí předpoklady ve smyslu cen technologií, na prezentacích byla zmíněna studie SOZER, není jasné, jaký to je vstup. Chápeme, že se některé vstupy budou měnit před druhým kolem modelování v srpnu, proto by bylo vhodné je ještě prodiskutovat se zástupci průmyslu – bez vstupů je navíc těžké objektivně hodnotit výsledky modelování. Navíc, ve většině případů jsou k dispozici pouze grafy bez čísel. Na této úrovni je velmi obtížné se nějak blíže k výstupům vyjadřovat. Bylo by vhodné, kdyby byly vstupy i výsledky k dispozici i v číselné podobě, například v tabulkách v excelu. Bez čísel totiž není jasné:

- Jaké jsou základní nákladové vstupy. Jaké jsou CAPEX a LCOE výroby tepla, CCUS, výroby vodíku, výroby biometanu vs. výroby elektřiny z vodíku, dopravy, včetně uvedení relevantních zdrojů pro tyto vstupy.
- Cenové předpoklady fosilních paliv etc. – souvisí s předchozím dotazem.
- Importní kapacita elektřiny a paliv, cena a profil importované energie, zohlednění cenotvorby na evropském velkoobchodním trhu.

Rozumíme, že v prvním kole modelování se jednalo o ekonomickou optimalizaci bez toho, aby byly plně zohledněny cíle (např. cíl pro účinnost jak je vymezen v EED, je dle modelu dosažen až někdy kolem roku 2045, protože to není realistické). Je toto naše chápání modelování správné? Nebo byly použity některé předpoklady cílů z EU legislativy (OZE?) a jiné nikoliv (účinnost?)? Na slidu č. 2 je totiž uvedeno, že se počítá s analýzou dopadů regulace FF55. Je podle nás potřebné zohlednit všechny cíle a subcíle plynoucí z klimatické

legislativy (povinné úspory dle EED, minimální podíl OZE v sektorech, podíl RFBNO, emise v ne-ETS sektorech a další). Povinné závazky musejí vstupovat jako omezující podmínka modelování. Cílem modelování je ukázat optimální směry pro splnění závazků z hlediska dalších kritérií (bezpečnost, ekonomika).

Co se týče podílu energie z OZE, výstupy z modelu ukazují pouze podíl OZE na výrobě elektřiny (slide 17). V rámci směrnice OZE však existují kromě celkového cíle podílu OZE na hrubé konečné spotřebě energie také cíle pro teplo a dopravu (a nově i průmysl). Bylo by vhodné doplnit vyčíslení podílu OZE alespoň v těchto hlavních segmentech. RED III pak zavádí ještě další cíle např. podíl OZE v budovách.

Další problém vidíme v tom, že model zřejmě nebere v úvahu možné přesuny primární energie z OZE mezi sektory. Například ČR počítá s omezením kondenzační výroby elektřiny z biomasy a jejím přesunem do tepláren a výtopen do roku 2030. Výsledkem bude do roku 2030 jen velmi malý nárůst výroby elektřiny z biomasy oproti roku 2021, ale výrazný nárůst výroby tepla o cca 12 PJ. Významný podíl stávajících výroben elektřiny z bioplynu má být zase konvertován na výrobu biometanu.

V modelu je potřeba brát v úvahu ekonomickou realitu těžby hnědého uhlí. Na žádné z existujících těžebních lokalit není možné těžít pouze malý zlomek současné roční těžby, protože taková těžba by byla neekonomická. Současně platí, že pokud skončí spotřeba uhlí pro výrobu elektřiny v kondenzačních elektrárnách, tak s největší pravděpodobností dojde s ohledem na ekonomiku těžby k uzavření všech těžebních lokalit a nebude ani uhlí pro teplárny nebo domácnosti.

Další dotazy ke struktuře modelu:

1. Je endogenní volba ukládání energie a volba vytápění? Je ve vytápění reflektována specifičnost a struktura jednotlivých typů budov a průmyslu, rychlosti obnovy portfolia budov, a výsledná cena tepla dle různých technických řešení? Ve finálním modelování je toto vhodné upřesnit (nebo ve vysvětlujícím dokumentu, apod.).
2. Jak je nakládáno s CCUS, jak je rozvíjena síť CO₂? Ve finálním modelování vhodné upřesnit (nebo ve vysvětlujícím dokumentu, apod.). Doporučujeme také objasnit způsoby přepravy mezi zdroji CO₂ a jeho uložistěm nebo místem dalšího zpracování.
3. Jakým způsobem je modelována cenová soutěž mezi jednotlivými palivy pro sledované produkty (např. cena tepla pro různé způsoby jeho výroby)? Ve finálním modelování vhodné upřesnit (nebo ve vysvětlujícím dokumentu, apod.).
4. Jaký je sezónní profil výroby a spotřeby v jednotlivých segmentech? Ve finálním modelování vhodné upřesnit (nebo ve vysvětlujícím dokumentu, apod.). Viz i komentáře k OZE níže, sezónnost je velmi důležitá např. pro teplárenství.
5. Doporučujeme vytvořit transparentní přehled předpokládaných úspor ve spotřebě (které pak vstupují do vývoje primárních zdrojů) v TWh.

Komentáře k výstupům – obecné

1. Z výstupů není zřejmé, jaká je instalovaná kapacita výroby a spotřeby a jakým způsobem lze přenést letní výrobu energie do zimní spotřeby.

2. V současnosti je FLH větru lehce přes 2000h (předpokládáme, že je na velmi dobrých místech), v modelu je cca 3000h – čím je významně vyšší využití způsobeno?
3. Využití ropy a ropných produktů je stále vysoké. Pokud se jedná o mobilitu, jak si vysvětlit podíl ropy ještě v roce 2050, pokud bude po roce 2035 prodej nových osobních aut se spalovacími motory zakázán? Doporučujeme rozšířit informace o segmentech využití ropných produktů.
4. Oblast vodíku – předpokládáme, že bude celá remodelována, dle dosavadních diskusí – aby bylo možné zohlednit vývoj infrastruktury již v 30. letech, cíle OZE, modelovat bez vazby na výrobu v reálném čase, atd. Současné modelování nebere v potaz ani nastavené EU cíle. Je zapotřebí zdůvodnit, proč se ve scénářích vodík využívá přednostně v dopravě a až následně v průmyslu. Uplatnění vodíku má být výsledkem optimalizace, ne předpokladem, pokud není regulatorně dáno (což je jenom v některých oblastech – právě doprava a průmysl, ale ne ve všech).

KONKRÉTNÍ PŘIPOMÍNKY K JEDNOTLIVÝM SLIDŮM

Slide 4, 5 – Scénáře a omezení modelu

K omezením modelu: do NKEP a SEK je určitě nutné uvést omezení modelu (nebo tato omezení adresovat), z toho, co nám je známo:

- Jaké jsou důvody pro omezení dovozu vodíku na 36,7 TWh, když se historicky do ČR dováželo 80 TWh zemního plynu.
- Cíl na PV 25,9 GW v roce 2050 ve světle v současnosti podaných žádostí o připojení – přes 20 GW žádostí o připojení PV.
- Úspory by neměly vycházet jen z historického materiálu Strategie renovace budov, ale aspoň v některých scénářích by měly být na úrovni požadované v příslušné směrnici EU.
- Nejsou v modelu nijak zohledněny náklady infrastruktury, a to v žádném odvětví (v energetice, plynárenství, teplárenství). Dle informací, které máme k dispozici, zohledňuje model Plexos pouze náklady přenosových sítí, tj. není dostatečně vypovídající.
- Všechny scénáře předpokládají cenu importů elektřiny dle MAF 2022, které se ale v rámci scénářů liší. Ceny jsou v některých případech zcela hodně vysoké (dekarbonizační scénář 300-500 EUR/MWh), což ovlivňuje výsledky modelování, ekonomiku nových zdrojů a objem dovozů. Z čeho jsou předpoklady cen importů převzaty, když ČEPS na jednání avizovala, že data od ostatních zemí má jen do roku 2030? (v modelu Plexos po roce 2030 jsou možnosti importu elektřiny stanoveny odhadem, ne na základě dat ze sousedních zemí – tj. existuje relativně velká nejistota v tom, kolik importu v elektroenergetice je a není možných. Přitom se ale předpokládá, že bude ČR v letech 2028-2037 čistým dovozcem elektřiny.). Kromě vysvětlení a úpravy předpokladů na cenu importu elektřiny po další diskusi v rámci Platformy je vhodné rozlišit i čas a důvod dovozů (atraktivnější cena v zahraničí, nebo nemožnost uspokojit poptávku ze zdrojů dostupných výroby v ČR?) a zjistit citlivost modelu na podmínky „vnějšího světa“ (např. více či méně kapacit obnovitelných zdrojů v sousedních státech,

než je plánováno). Pro tyto účely mohou sloužit scénáře ENTSO-E jako vstup do modelování – ale viz výše, je nutné jasně říci, že tyto mají omezené časové pokrytí.

- Ceny EU ETS v rámci scénářů je vhodné brát ze stejného zdroje, kvůli porovnatelnosti výsledků. Zároveň je vhodné otestovat citlivost výsledků na cenu CO₂.

Je vhodné uvést jaké technické, ekonomické a legislativní bariéry pro jednotlivé scénáře existují a je třeba je pak v rámci samotného NKEP, SEK řešit, včetně přepravní kapacity vodíku, infrastruktury na ukládání CO₂ a povolování nových jaderných zdrojů. Například růst obnovitelných zdrojů může být rychlejší, než uvádí scénáře MAF 2022. Podmínkou je příznivé regulační prostředí, odblokování flexibility na straně spotřeby a veřejná podpora.

Dle současných předpokladů vychází CCS lépe než jádro nebo vodík, a proto je v závěrech tato cesta považována za lepší. V energetické realitě je CCS mimo hru, snad bude jednou použitelné pro cementárny apod. Proto by stávající přístup měl být nahrazen citlivostním výpočtem na to, v jakém rozsahu nákladů se vyplatí CCS, v jakém jádro a v jakém vodík.

Slide 6 – Total Energy Supply

Autoři uvádí v předpokladech všech scénářů s výjimkou WEM konec uhlí (zřejmě míněno hnědého) do roku 2033, přesto se v grafu hnědé uhlí vyskytuje i v roce 2035 a dalších letech.

Slide 7 – Total Final Consumption of Energy

Autoři tvrdí, že scénáře WAM zajišťují splnění požadavku na snížení emisí v sektorech mimo ETS do roku 2030 o 26 % ve srovnání s rokem 2005. Konečná spotřeba energie v roce 2030 ve všech scénářích však zcela evidentně splnění tohoto cíle nezajišťuje – spotřeba ropných paliv zůstává stejná jako v roce 2019, spotřeba plynu roste, spotřeba uhlí mírně klesá, ale objem je velmi malý. Není tedy vůbec jasné, kde se vzala úspora emisí v sektorech mimo ETS. Přesto závazný cíl EED v čl. 8 vyžaduje realizaci 145 PJ nových úsporných opatření. Takto navržený scénář nemůže zajistit splnění závazných cílů pro ČR.

Autoři uvádí v předpokladech všech scénářů s výjimkou WEM konec uhlí (zřejmě míněno hnědého) do roku 2033, přesto se v konečné spotřebě hnědé uhlí vyskytuje i v roce 2035 a dalších letech.

Slide 8 Primární energetické zdroje a konečná spotřeba

Upozorňujeme na chybu, jde zde uvedeno „pokles energetické účinnosti“ – má být zřejmě energetické náročnosti nebo spotřeby.

Slide 10 Emise GHG z ETS1

Snížení emisí z energetiky v ETS1 do roku 2035 prakticky na nulu je z našeho pohledu nereálné – s jakým mixem model počítá? Předpokládáme, že ČR bude v roce 2035 minimálně vyrábět z fosilního plynu část elektřiny a větší část dálkového tepla.

Obecně, model předpokládá, že ve všech scénářích se splní emisní cíl pro rok 2030 – na základě jakých předpokladů, opatření (z grafů je viditelné např. snížení v energetice na polovinu již v letech 2025-2030)?

Slide 11 Emise GHG z ESR sektorů

Snížení emisí z odpadů v roce 2030 i 2035 je velmi nízké. Většina emisí z odpadů je metan unikající ze skládek. V ČR platí zákaz skládkování využitelných odpadů včetně směsného komunálního odpadu do konce roku 2030. Neprojeví se tohle ve snížení?

Dále, ad zemědělství, chápeme, že není modelováno – ale není předpoklad žádného snížení emisí? Avizované snížení o 3,5 mt není v grafu zohledněno (respektive data jsou stejná za celé období).

Slide 12 Greenhouse gas emissions by sector without LULUCF

Viz i slide 10: snížení emisí z energetiky v ETS1 do roku 2035 prakticky na nulu je z našeho pohledu nereálné – s jakým mixem model počítá? Předpokládáme, že ČR bude v roce 2035 minimálně vyrábět z fosilního plynu část elektřiny a větší část dálkového tepla.

Slide 13 Zachycování emisí CO2

Zachycení více než 6 milionů tun CO2 v roce 2035 s nárůstem na 11,5 milionu tun CO2 v roce 2040 je z našeho pohledu v podmínkách ČR stěží realizovatelné. V současné době není uspokojivě technologicky dořešena ani separace CO2 ze spalin. V ČR zatím nebyla ani identifikována a spolehlivě prozkoumána horninová struktura, kde by bylo možné CO2 ukládat, natož aby byla získána potřebná povolení a byla vybudována odpovídající infrastruktura. Případné ukládání CO2 je tak stále v rovině teoretické možnosti. Z tohoto důvodu nelze z našeho pohledu nasazení v průmyslovém měřítku v roce 2035 očekávat.

Slide 14 Brutto výroba a čistý import elektřiny

Viz i obecný komentář k importům elektřiny. Je potřebné tuto oblast vyjasnit a minimálně zohlednit sezónnost, ukázat import a export elektřiny po měsících (rozdíl zima-léto).

Slide 15

Viz i obecné komentáře, odkud (z jakých dat) byl brán technický potenciál OZE? (max 26 GW fotovoltaiky a 6 GW větru do roku 2050 vs. avizovaná možnost připojitelnosti k soustavě o výkonu 18 GW do roku 2030, tj. předpokládá se možnost dodatečné připojitelnosti k soustavě o výkonu 12 GW v celém zbývajícím 20letém období?)

Slide 16 Instalované kapacity výroby elektřiny nových zdrojů v 2050

Očekávanou instalaci více než 1 GWe v biomase s CCS a bioplynu pokládáme za nerealistickou. Veškerá biomasa pro velké zdroje dostupná v ČR bude plně využita v roce 2030 a to téměř výhradně pro výrobu tepla v teplárnách. Vybavení těchto menších zařízení technologií CCS pokládáme za nerealistické. Bioplyn je zase výhodnější použít k výrobě biometanu, než z něj vyrábět elektřinu s nízkou účinností. NKEP počítá s masivní konverzí bioplynových stanic na výrobní biometanu do roku 2030. Tyto výrobní tak budou v roce 2050 stále v provozu. Není vůbec jasné, kde by se vzal vstupní materiál na další více než 1 GWe bioplynových stanic.

Slide 17 Podíl OZE na hrubé konečné spotřebě elektřiny

U podílu OZE v roce 2030 (30 % na výrobě elektřiny) upozorňujeme na následující: Autoři zřejmě nevzali v úvahu očekávaný vývoj výroby elektřiny z biomasy a bioplynu. Výroba elektřiny z biomasy v roce 2030 bude

přibližně stejná jako v roce 2021. Důvodem je postupný přesun biomasy z kondenzačních elektráren do tepláren a vytopen. Primární surovina tak bude využita s podstatně vyšší účinností. V případě bioplynu NKEP do roku 2030 počítá s konverzí podstatné části bioplynových stanic na výrobní biometanu. To opět povede k podstatně lepšímu zhodnocení vstupní suroviny, protože při výrobě samotné elektřiny účinnost bioplynových stanic příliš nepřesahuje 30 %. Také je nutné vyjasnit předpoklady pro využití větrné a solární energie v roce 2030.

Slide 19 Validace scénáře WAM_opt modelem PLEXOS

Ohledně výroby elektřiny z OZE viz připomínka ke slidu 17.

Výroba elektřiny 1,7 TWh z uhlí nedává ekonomický smysl. Výroba 1,7 TWh elektřiny z hnědého uhlí by nebyla schopná ekonomicky saturovat žádnou z existujících těžebních lokalit.

Obecně pak předpokládáme, že výpočty v modelu Plexos ještě budou dopřesněny, dle informací z jednání.

Slide 20

Slide uvádí nové instalované kapacity výroby elektřiny do roku 2030 cca 5-6 GWe – vhodné uvést předpoklady, viz i obecné komentáře výše.

Slide 23 – Energy usage in the industry

Autoři uvádí v předpokladech všech scénářů s výjimkou WEM konec uhlí (zřejmě míněno hnědého) do roku 2033, přesto se v mixu pro průmysl hnědé uhlí vyskytuje i v roce 2035 a dalších letech.

Velmi těžko pochopitelný je nárůst spotřeby koksu v roce 2035 oproti roku 2030. Záměrem tuzemských hutí je částečný přechod na výrobu ze šrotu v obloukových elektrických pecích, což povede k redukci spotřeby koksu do roku 2030.

Stejně tak nám není jasný nárůst petrolejářských produktů? Co se skrývá pod označením „other“?

Slide 24 – Náklady

Není jasné, kde autoři vzali data o veřejné podpoře z výnosu EUA 5-7 mld. Euro ročně. Dle našich propočtů nebude realita při ceně povolenky 80 – 100 Euro ani poloviční. I dle informací ze SFŽP nebude možné zatím do roku 2030 zazávazkovat (využít) více, než 300 mld. CZK (celkově), jelikož cena povolenky kolísá. Po roce 2030 navíc patrně dále klesne, protože dle současně známých informací nebude pokračovat Modernizační fond.

Objem soutěžených povolenek se bude dlouhodobě snižovat a s ním i výnos z prodeje povolenek. Po roce 2039 už v ETS 1 při dnešních pravidlech nebudou žádné nové povolenky. Výnosy z prodeje emisních povolenek je proto třeba revidovat.

Slide 27 – BAU Baseline recycling

Proč zde není uveden EU ETS 2, když už je schválen a počítá se s ním? Je pro toto nějaký důvod?

Slide 35: energy consumption steel production

Závěry poukazují na velký propad mezi 2025 a 2030 – Není jasné, zda je to způsobené tím, že u přechodu na elektrické pece dojde k takovému navýšení účinnosti nebo je počítáno s poklesem produkce oceli. Nutné vyjasnit.