

SHRNUTÍ ZÁVĚREČNÉ ZPRÁVY RIA

1. Základní identifikační údaje	
Název návrhu: Návrh zákona o opatřeních k přechodu České republiky k nízkouhlíkové energetice a o změně zákona č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), ve znění pozdějších předpisů	
Zpracovatel / zástupce předkladatele: Ministerstvo průmyslu a obchodu	Předpokládaný termín nabytí účinnosti, v případě dělené účinnosti rozveďte 1. leden 2021
Implementace práva EU: Ne; (pokud zvolíte Ano): - uveďte termín stanovený pro implementaci: - uveďte, zda jde návrh nad rámec požadavků stanovených předpisem EU?:	
2. Cíl návrhu zákona	
<p>Cílový stav, jehož dosažení je podmíněno řešením problémů uvedených v kapitole 1.2, je od obecné úrovně po konkrétní hodnoty definován v následujících dokumentech.</p> <p>Státní energetická politika (SEK)</p> <ul style="list-style-type: none">– Bezpečnost– Konkurenceschopnost– Udržitelnost <p>SEK dále stanovuje koridory pro primární energetické zdroje a hrubou výrobu elektřiny. Jaderná energie by se tak měla podílet na celkových primárních energetických zdrojích v roce 2040 25 - 33 %, na hrubé výrobě elektřiny pak 46 - 58 %. Cíle v oblasti ochrany klimatu stanovuje Politika ochrany klimatu v ČR, která požaduje snížit emise ČR do roku 2030 alespoň o 44 Mt CO₂ekv. v porovnání s rokem 2005, což odpovídá snížení emisí o 30 % oproti roku 2005.</p> <p>Na schválenou SEK navazuje v oblasti jaderné energetiky NAP JE. V mezích koridorů a konkrétních strategických vizí a cílů k jejich dosažení ze SEK, pro které obdrželo MPO závěrečné stanovisko MŽP z procesu posuzování vlivů koncepce na životní prostředí (SEA), NAP JE mimo jiné navrhuje podporovat rozvoj jaderné energetiky jako jednoho z pilířů výroby elektřiny či podpořit a urychlit proces projednávání, přípravy a realizace nových jaderných bloků ve stávajících lokalitách jaderných elektráren o celkovém výkonu do 2 500 MW.</p>	
3. Agregované dopady návrhu zákona	
3.1 Dopady na státní rozpočet a ostatní veřejné rozpočty:	
Návrh nebude mít cca do roku 2030 dopad na státní rozpočet ani na ostatní veřejné rozpočty. Následné dopady budou spočívat v podobě zřízení právnické osoby se 100% majetkovou účastí státu (ta bude mít své výdaje hrazené dle § 8 návrhu zákona) a plněním smlouvy uzavřené s oprávněným investorem (její parametry budou vyjednány v návaznosti na tento zákon. Jednorázové náklady a implementační aspekty vytvoření pověřené právnické osoby, která bude plnit povinnosti vyplývající ze smlouvy s investorem, tzn. zejm. realizovat výkup elektřiny a prodávat ji dále na trhu – tyto náklady vzhledem k výši ostatních nákladů a přínosů jsou však marginální.	

Z důvodu konstrukce samotného instrumentu nebude mít návrh v principu další dopad na státní rozpočet ani ostatní veřejné rozpočty. Za určitých okolností však může nastat situace, kdy dopad na státní rozpočet bude negativní v souvislosti se zavedením stropu předmětné části regulované složky ceny elektřiny pro spotřebitele podle § 13 odst. 4 (nařízením vlády do r. 2035). (viz RIA v závěru kap. 3.2).

3.2 Dopady na mezinárodní konkurenceschopnost ČR: Ano

V souladu s cíli SEK se očekává pozitivní dopad na konkurenceschopnost díky zajištění stabilních a spolehlivých dodávek elektrické energie v prostředí formovaném závazky ČR vůči EU a snahou o udržitelnost energetiky v dlouhém časovém horizontu a diverzifikaci energetického mixu.

Potenciálním negativním dopadem na konkurenceschopnost může plynout z rizika, že cena silové elektřiny bude pod cenou realizační.

3.3 Dopady na podnikatelské prostředí: Ano

Financování návrhu je zajištěno prostřednictvím plateb hrazených zákazníky v síťových tarifech v rámci plateb za dodávku elektrické energie. Pro ilustraci v případě, že se cena silové elektřiny bude rovnat cca 45 EUR/MWh a realizační/výkupní cena bude stanovena na 55 EUR/MWh, se dopad může pohybovat okolo 0,0241 Kč/kWh v roce 2040 (tj. při spotřebě predikované SEK na rok 2040). Je však třeba dodat, že pokud bude cena silové elektřiny nad realizační/výkupní cenou, dopady na zákazníky budou opačné, neboť základní vlastností instrumentu je jeho symetričnost.

V porovnání s jinými variantami zvolený scénář minimalizuje dopady na podnikatelské prostředí, neboť se předpokládá, že velká část podpory bude hrazena z příjmů z obchodování na energetických trzích.

Návrh potvrzuje směr vlády, který je v souladu se SEK a evropskou vizí prosperující, moderní, konkurenceschopné a klimaticky neutrální ekonomiky, čímž dává zřejmý signál o žádoucí transformaci výroby elektřiny a zvyšuje tak transparentnost a právní jistotu.

3.4 Dopady na územní samosprávné celky (obce, kraje): Ne

3.5 Sociální dopady: Ano

Návrh a priori nezakládá žádné negativní sociální dopady na specifické skupiny obyvatel, zejména osoby sociálně slabé, osoby se zdravotním postižením nebo národnostní menšiny. Výkupní cena může být jak pod tržní cenou silové elektřiny, tak nad ní. Finální dopad v době aplikovatelnosti pravidla tak může být jak negativní, tak pozitivní. Dopad se rozloží mezi zákazníky dle velikosti jističe (při nižší spotřebě) či dle spotřeby elektřiny (při vyšší spotřebě elektřiny). Dle výpočtu výše by při rozdílu výkupní ceny a tržní ceny silové elektřiny ve výši 10 EUR mohl činit doplatek průměrné domácnosti se spotřebou 3,3 MWh ročně (může odpovídat čtyřčlenné domácnosti, standardně vybavené elektrickými spotřebiči včetně elektrické varné desky a trouby, která však nepoužívá elektřinu na vytápění a ohřev teplé vody) necelých 100 Kč/rok.

Navíc podíl jaderného průmyslu a infrastruktury na zaměstnanosti (dosavadní výstavba a provoz jaderných zdrojů na území ČR byly dle NAP JE zajišťovány převážně domácím průmyslem a současně mu poskytovaly možnost dodávek na zahraniční trhy) je cca 15 000 osob a podíl na HDP je cca 2 %. V případě dalšího rozvoje jaderné energetiky lze uvažovat s výrazným navýšením tohoto podílu s pozitivními dopady i v sociální oblasti.

3.6 Dopady na spotřebitele: Ano
<p>Financování návrhu je zajištěno prostřednictvím plateb hrazených zákazníky v síťových tarifech v rámci plateb za dodávku elektrické energie. Pro ilustraci v případě, že se cena silové elektřiny bude rovnat cca 45 EUR/MWh a realizační/výkupní cena bude stanovena na 55 EUR/MWh, se dopad může pohybovat okolo 0,0241 Kč/kWh v roce 2040 (tj. při spotřebě predikované SEK na rok 2040). Je třeba dodat, že pokud bude cena silové elektřiny nad realizační/výkupní cenou, dopady na spotřebitele budou opačné, neboť základní vlastností doporučeného řešení je jeho symetričnost.</p> <p>V porovnání s jinými variantami zvolený scénář minimalizuje dopady na spotřebitele obecně, neboť se předpokládá, že velká část podpory bude hrazena z příjmů z obchodování na energetických trzích.</p>
3.7 Dopady na životní prostředí: Ano
<p>Návrh sleduje ochranu životního prostředí jako jeden z významných cílů. Zároveň je v souladu s koncepčními materiály nejen MPO, ale i MŽP aj. Návrh je klíčovým předpokladem pro dekarbonizaci energetického mixu ČR.</p> <p>Potenciální negativní dopady mohou být spojeny s provozem jaderných bloků – zejm. otázka ukládání radioaktivního odpadu a dále průběžně řešená otázka spotřeby vody nutné pro chlazení v souvislosti se suchem.</p>
3.8 Dopady ve vztahu k zákazu diskriminace a ve vztahu k rovnosti žen a mužů: Ne
-
3.9 Dopady na výkon státní statistické služby: Ne
-
3.10 Korupční rizika: Ne
Návrh nepředpokládá zvýšení korupčních rizik. Podmínky pro režim smlouvy o výkupu elektřiny z nízkouhlíkové výroby, kritéria pro udělení souhlasu vlády i samotné oznámení o uzavření smlouvy budou veřejné a transparentní.
3.11 Dopady na bezpečnost nebo obranu státu: Ne
Návrh má pozitivní dopady ve vztahu k bezpečnosti státu ve formě vyšší bezpečnosti dodávek elektrické energie a větší diverzifikace energetického mixu.

**ZÁVĚREČNÁ ZPRÁVA Z HODNOCENÍ DOPADŮ
REGULACE (RIA) K NÁVRHU ZÁKONA O OPATŘENÍCH
K PŘECHODU ČESKÉ REPUBLIKY K NÍZKOUHLÍKOVÉ
ENERGETICE A O ZMĚNĚ ZÁKONA Č. 458/2000 SB.,
O PODMÍNKÁCH PODNIKÁNÍ A O VÝKONU STÁTNÍ
SPRÁVY V ENERGETICKÝCH ODVĚTVÍCH A O ZMĚNĚ
NĚKTERÝCH ZÁKONŮ (ENERGETICKÝ ZÁKON), VE ZNĚNÍ
POZDĚJŠÍCH PŘEDPISŮ
BŘEZEN 2020
ČERVEN 2020 – VYPOŘÁDÁNÍ PŘIPOMÍNEK**

Poznámka zpracovatelů:

Společnost EEIP, a.s. vypracovala hodnocení dopadů regulace na základě dat poskytnutých zástupci dotčených stran a v souladu s obecnými principy hodnocení dopadů regulace, metodickými pokyny k oceňování administrativní zátěže veřejné správy a podnikatelských subjektů a dalšími závaznými dokumenty k hodnocení dopadů regulace. Výběr řešení je proveden na základě kvalitativního a kvantitativního vyhodnocení návrhů, analýz a dat poskytnutých toutéž stranou a získanými v rámci konzultací. Hodnocení dopadů se nezabývá a nevyčísľuje absolutní výši aktuálních a budoucích nákladů a přínosů, ale kvantifikuje jejich změnu (tj. nárůst či pokles) po zavedení vybraných variant. RIA kalkuluje s nejvýznamnějšími dopady na veškeré dotčené strany, marginální náklady a přínosy jsou hodnoceny jako zanedbatelné a nejsou pro jejich nepodstatnost detailně rozebírány.

Obsah

ZKRATKY	7
1 DŮVOD PŘEDLOŽENÍ A CÍLE	9
1.1 NÁZEV	9
1.2 DEFINICE PROBLÉMU	9
1.2.1 <i>Obecná fakta</i>	9
1.2.2 <i>Česká republika</i>	19
1.2.2.1 Ekonomické zdůvodnění intervence.....	24
1.3 POPIS EXISTUJÍCÍHO PRÁVNÍHO STAVU V DANÉ OBLASTI.....	29
1.3.1 <i>Česká legislativa</i>	29
1.3.2 <i>Evropská legislativa</i>	29
1.4 IDENTIFIKACE DOTČENÝCH SUBJEKTŮ.....	30
1.5 POPIS CÍLOVÉHO STAVU.....	32
1.6 ZHODNOCENÍ RIZIK.....	34
2 NÁVRH VARIANT PODPORY REALIZACE NJZ	35
3 VYHODNOCENÍ NÁKLADŮ A PŘÍNOSŮ.....	36
3.1 IDENTIFIKACE NÁKLADŮ A PŘÍNOSŮ.....	36
3.2 NÁKLADY NA VÝSTAVBU A PROVOZ.....	36
3.3 PŘÍNOSY	46
3.4 VYHODNOCENÍ VARIANT.....	46
3.5 SHRNUÍ VARIANT	63
4 STANOVENÍ POŘADÍ VARIANT A VÝBĚR NEJVHODNĚJŠÍHO ŘEŠENÍ.....	65
5 IMPLEMENTACE DOPORUČENÉ VARIANTY A VYNUCOVÁNÍ	65
6 PŘEZKUM ÚČINNOSTI REGULACE	66
7 KONZULTACE.....	66
7.1 ZDROJE DAT	66

Zkratky

ABLAV	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbare Lasten; nařízení o ujednáních o přerušitelnosti zátěží
BAT	Best Available Techniques; nejlepší dostupné techniky
BECCS	Bioenergy with carbon capture and storage; bioenergetika se zachytáváním a uchováním uhlíku
CAPEX	Capital Expenditure; kapitálové náklady
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine; paroplynový cyklus
CCUS	Carbon Capture Utilization and Storage; tj. zachycování a skladování CO ₂ a jeho následné využití
CfD	Contract for Difference; rozdílový kontrakt
CO ₂	Oxid uhličitý
CPI	Consumer Price Index; index spotřebitelských cen
CRM	Capacity Remuneration Mechanism; kapacitní mechanismy
ČR	Česká republika
EDU	Elektrárna Dukovany
EEX	FIDEX Exchange
EIA	Environmental Impact Assessment; Posuzování vlivů na životní prostředí
EIB	European Investment Bank; Evropská investiční banka
EK	Evropská komise
ENTSOE-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity; Evropská síť provozovatelů elektroenergetických přenosových soustav
EP	Evropský parlament
EPR	European Pressurised Reactor/Evolutionary Power Reactor
ERÚ	Energetický regulační úřad
ES	Evropské společenství
ESA	European system of national and regional accounts; Evropský systém národních a regionálních účtů
ETE	Jaderná elektrárna Temelín
EU	Evropská unie
EUA	EU Allowance; emisní povolenka
EU ETS	European Union Greenhouse Gas Emission Trading Scheme; Evropský systém obchodování s emisemi skleníkových plynů.
EUR	Euro
FOAK	First of a Kind; první svého druhu
GBP	Britská libra
GWh	Gigawatthodina
HDP	Hrubý domácí produkt
HPH	Hrubá přidaná hodnota
IAEA	International Atomic Energy Agency; Mezinárodní agentura pro atomovou energii
IET	International Emission Trading; Mezinárodní emisní obchodování
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change; Mezivládní panel o změnách klimatu
ISO	Independent System Operator, nezávislý provozovatel soustavy
JE	Jaderná elektrárna
KVET	Kombinovaná výroba elektřiny a tepla

kWh	kilowatthodina
LCOE	Levelized Cost of Energy, dlouhodobé měrné náklady
LNG	Liquefied Natural Gas; zkapalněný zemní plyn
MAF ČR	Mid-term Adequacy Forecast; Hodnocení zdrojové přiměřenosti elektrizační soustavy ČR
MF	Ministerstvo financí ČR
MJ	Megajoule
MPO	Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR
MSR	Market Stability Reserve; rezerva tržní stability
Mt	Megatuna
MW	Megawatt
MWh	Megawatthodina
MŽP	Ministerstvo životního prostředí ČR
NAP JE	Národní akční plán rozvoje jaderné energetiky
NEA	Nuclear Energy Agency; Agentura pro jadernou energii
NJZ	Nový jaderný zdroj
OCGT	Open Cycle Gas Turbines
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development; Organizace pro hospodářskou spolupráci a rozvoj
OZE	Obnovitelné zdroje energie
OTE	Operátor trhu
PJ	Petajoule
PSP ČR	Poslanecká sněmovna Parlamentu České republiky
RAB	Regulatory Asset Base; regulační báze aktiv
RIA	Regulatory Impact Assessment; Hodnocení dopadů regulace
ROI	Return on Investment; návratnost investic
SEA	Strategic Environmental Assessment; Posuzování vlivů koncepcí na životní prostředí
SEK	Státní energetická koncepce
SIDC	Single Intraday Coupling; integrace vnitrodenních trhů
SPV	Special Purpose Vehicle
SR	Slovenská republika
TUV	Teplá užitková voda
TWh	Terawatthodina
USA	Spojené státy americké
USD	Americký dolar
VB	Velká Británie
WACC	Weighted Average Cost of Capital; vážený průměr nákladů na kapitál
XBID	Cross-border Intraday Coupling; přeshraniční vnitrodenní kontinuální obchodování
ŽP	Životní prostředí

1 Důvod předložení a cíle

1.1 Název

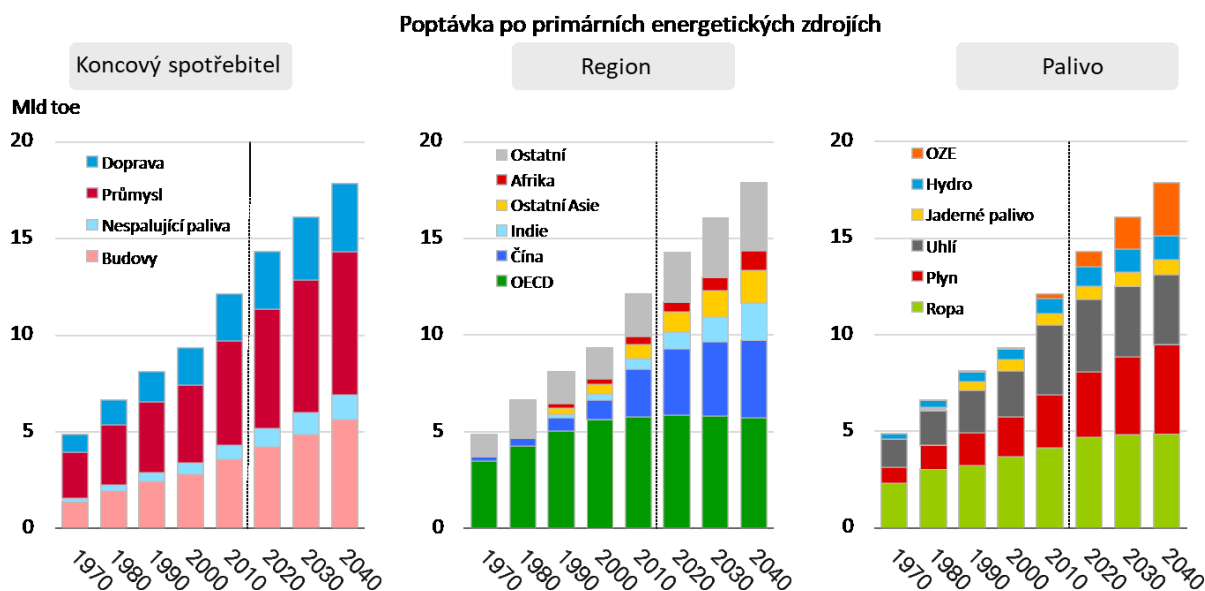
Hodnocení dopadů regulace (RIA) týkající se připravovaného návrhu zákona o opatřeních k přechodu České republiky k nízkouhlíkové energetice a o změně zákona č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), ve znění pozdějších předpisů (dále jen „Návrh“).

1.2 Definice problému

1.2.1 Obecná fakta

Následující fakta uvádíme z toho důvodu, abychom vývoj v ČR zasadili do kontextu světového vývoje, který ČR bezpochybně ovlivňuje.

- 1/ Tři pohledy na transformaci energetiky a radikální změna: Energetická spotřeba poroste mimo OECD s vážnými ekologickými dopady



Zdroj: 2019 BP Energy Outlook

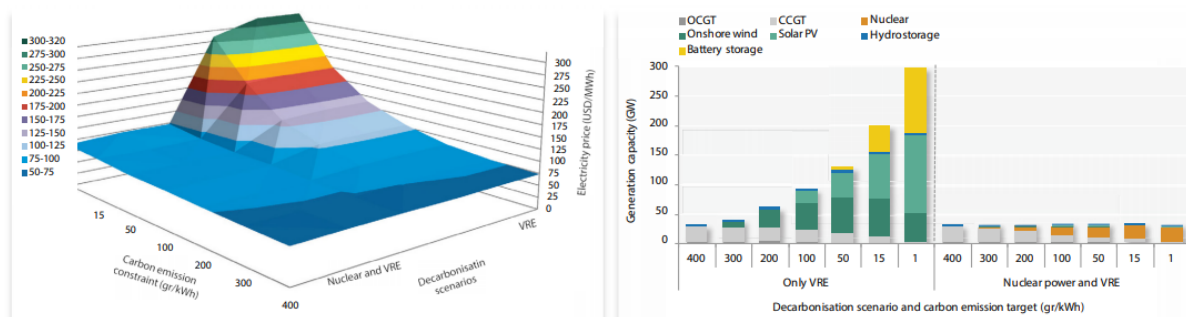
BP Energy Outlook (2019) hodnotí transformaci energetiky ze tří různých perspektiv, z nichž každá vysvětluje jiné aspekty přechodu. Těmito perspektivami jsou i/ odvětví, ve kterých jsou energetické zdroje využívány; ii/regiony, ve kterých jsou energetické zdroje spotřebovávány; iii/ a spotřeba jednotlivých paliv. Ve scénáři postupného přechodu (ET, Evolving transition) celosvětová poptávka po energii roste přibližně o třetinu do roku 2040 - výrazně pomaleji než v předchozích 20 letech. Růst spotřeby energetických zdrojů zaznamenávají všechna hlavní odvětví hospodářství, přičemž za třemi čtvrtinami růstu poptávky stojí průmysl a budovy. Co se týče regionů, lze veškerý růst poptávky připsat rychle rostoucím rozvojovým ekonomikám, v čele s Indií a Čínou. Odlišné regionální trendy ve výrobě energie vedou k výrazným změnám v energetických tocích. OZE jsou nejrychleji rostoucími zdroji energie a představují přibližně polovinu celkového nárůstu spotřeby primárních energetických zdrojů. Zemní plyn roste mnohem rychleji než ropa či uhlí. Rostoucí objem dodávek hraje stále významnější roli při formování globálních trhů s energií.

Podrobnější scénáře výhledu efektivní dekarbonizace energetiky lze nalézt ve zprávě OECD a Nuclear Energy Agency (NEA)(2020). Nuclear power and the cost-effective decarbonisation of electricity systems

Odolný energetický systém, který zajišťuje zabezpečení dodávek, bere v úvahu systémové účinky (projektové náklady, náklady na vyrovnávání a náklady na přenos a distribuci), které se výrazně zvyšují se zvyšujícím se podílem variabilních zdrojů (VRE). V současné době jsou tyto náklady sotva zohledněny v plánech přeměny energie – hlavně proto, že jsou nedílnou součástí provozu sítě a nelze je snadno přidělit konkrétnímu zařízení na výrobu obnovitelné energie. Jedná se však o hmatatelné náklady, které bude nakonec muset zaplatit konečný spotřebitel nebo daňový poplatník.

Nedávná studie MIT analyzuje rozsah možných scénářů dekarbonizace ve Spojených státech v závislosti na různých sadách dostupných technologií výroby energie s nízkými emisemi uhlíku a různých cílových hodnot emisí uhlíku: od 400 do 1 g CO₂ / kWh. Tato studie zdůrazňuje, že pokud je jaderná energie vyloučena ze seznamu dostupných nízkouhlíkových technologických řešení, průměrné náklady na elektřinu se zvyšují se zvyšováním uhlíkových omezení.

Figure 2: Summary of electricity prices (left graph) and generation capacity (right graph) as a function of carbon intensity and share of nuclear and variable renewable energy (VRE)

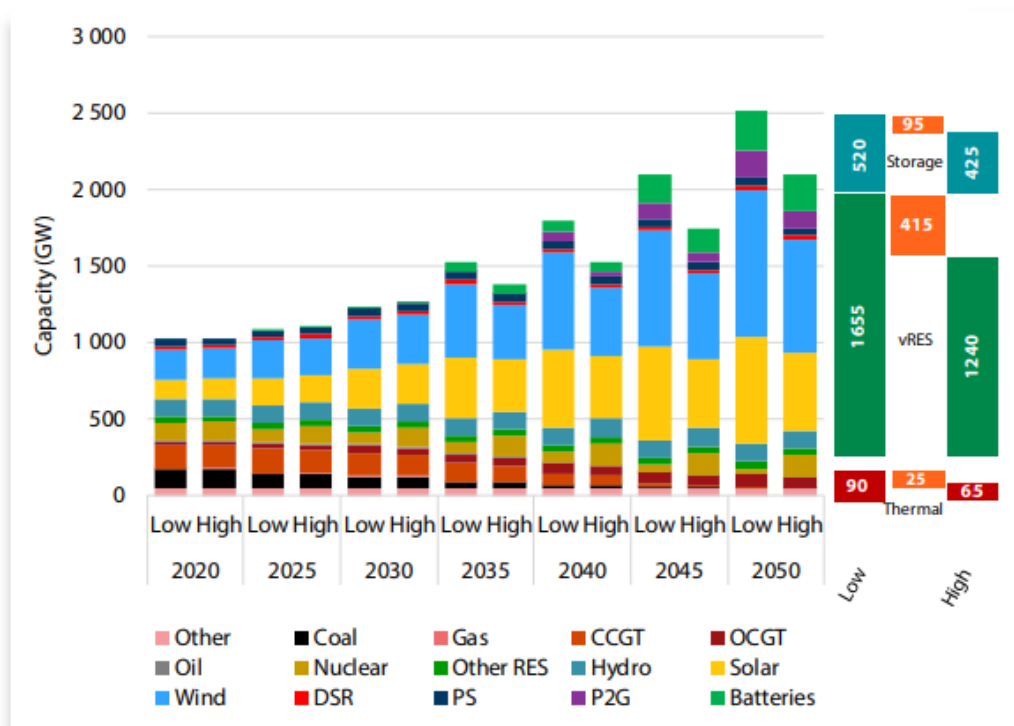


Source: Sepulveda, N.A., 2016.

Zatímco relativní podíl jaderné energie a obnovitelných zdrojů v takových mixech nízkouhlíkové elektřiny bude určitě specifický pro systém, klíčovým zjištěním studií MIT i NEA je, že z ekonomického hlediska budou mít systémové náklady tendenci rychle stoupat, když podíl výroby VRE vzroste nad 30%.

Tyto výsledky lze pozorovat také na evropské úrovni, kde i přes vysokou úroveň integrace elektrické rozvodné sítě, scénáře, ve kterých jsou cíle 2050 uhlíkové neutrality dosaženy primárně prostřednictvím podpory růstu VRE, otevírají významné výzvy z hlediska bezpečnosti dodávek elektřiny. Jak bylo zdůrazněno v nedávné studii FTI-FORATOM, splnění dlouhodobých energetických a klimatických cílů Evropské unie s nízkým podílem jaderné energie na energetickém mixu (jako je 36 GW instalované kapacity) výrazně zvýší závislost energetické soustavy na rozsáhlé, ale zatím nezralé, technologii skladování s nejistými náklady. Naproti tomu v případě vysokého jaderného scénáře (150 GW jaderné kapacity) podporuje funkce jaderného základního zatížení integraci VRE, a proto snižuje potřebu další skladovací kapacity a souvisejících investic.

Figure 3: Low and High nuclear scenario capacity outlook to 2050



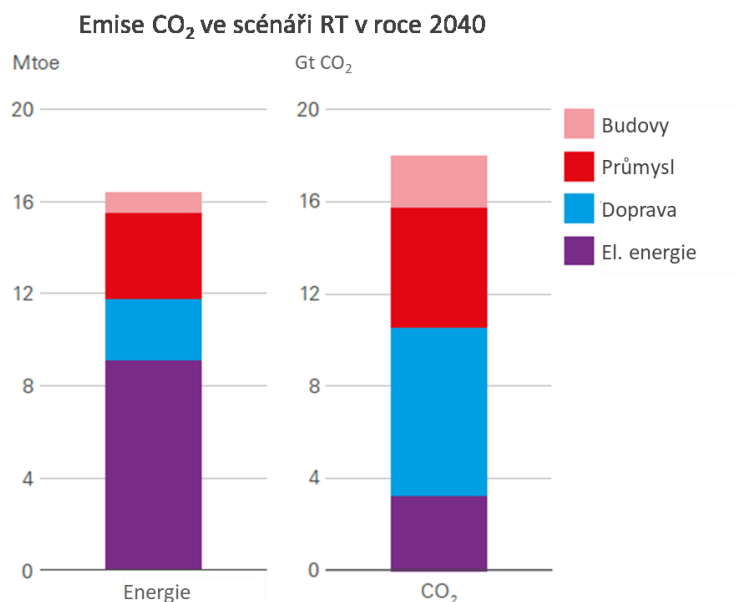
Uvedená studie OECD-NEA z roku 2019 došla k závěru, že dekarbonizace odvětví elektřiny nákladově efektivním způsobem při zachování vysoké úrovně zabezpečení elektřiny vyžaduje pět doplňujících politických opatření. Tyto strukturální reformy by měly být upřednostňovány na podporu nákladově efektivních investic do energetického systému v rámci obnovy po zavedení systému postCOVID-19:

1. Zkalkulovat a individuálně rozdělit systémové náklady podle technologií, které je způsobují: Aby země učinily co nejekonomičtější rozhodnutí ohledně svého budoucího zásobování elektřinou, musí dosáhnout kalkulaci plných nákladů na každou variantu. Zveřejnění plných cen elektřiny by internalizovalo náklady na projekty a ocenilo by každou jednotku vyrobené elektřiny její skutečnou hodnotou pro systém.
2. Implementace politiky „carbon pricing“ faktickým zdaněním uhlíkových emisí jako nejúčinnějšího přístupu k dekarbonizaci dodávek elektřiny: Pro země s politikou snižování emisí uhlíku by tento přístup zvýšil náklady na technologie výroby s vysokými emisemi uhlíku, snížil skleníkové plyny a zvýšil konkurenceschopnost nízkouhlíkových zdrojů technologie, jako je jaderná energie a VRE.
3. Podporovat nové investice do všech nízkouhlíkových technologií zajištěním stability pro investory: Při vytváření udržitelných nízkouhlíkových energetických systémů budou muset hrát roli všechny nízkouhlíkové technologie. Jejich vysoká kapitálová náročnost však vyžaduje konkrétní řešení financování, protože nebudou nasazeny pouze na základě stanovení mezních nákladů na konkurenčních trzích. Tvůrci politik musí najít vhodnou rovnováhu mezi netržní podporou a expozicí vůči velkoobchodním tržním cenám nízkouhlíkových technologií s vysokými fixními náklady, jakými jsou jaderná energie a VRE.
4. Sladit přiměřenou úroveň kapacity a flexibility, jakož i přenosovou a distribuční infrastrukturu: Výroba je jádrem každé elektrické soustavy, ale energetická soustava vyžaduje adekvátní rámec pro

poskytování kapacity, flexibility, systémových služeb a odpovídající fyzickou infrastrukturu pro přenos, distribuci a propojení. Variabilita VRE a nový technologický vývoj zvyšují význam těchto doplňkových služeb. Je také důležité uznat pozitivní příspěvek ke stabilitě systému a odolnosti, který poskytují velké centralizované jednotky, jako jsou jaderné elektrárny nebo vodní elektrárny, a náležitě tento příspěvek ocenit.

5. Rozvíjet skutečně konkurenceschopné krátkodobé trhy pro nákladově efektivní řízení zdrojů: Stanovení mezních nákladů na základě krátkodobých variabilních nákladů je vhodným mechanismem k zajištění optimálního využití stávajících zdrojů. Nestačí však stimulovat požadované investice do nízkouhlíkových technologií a do přenosové infrastruktury. Mechanismy, jako je odměňování za záložní kapacitu, by mohly přispět k ocenění říditelnosti výroby a výroben elektřiny. V zemích OECD bylo nasazení velkého množství VRE úspěšné částečně proto, že bylo provedeno prostřednictvím amortizovaného, relativně robustního a nadměrně dimenzovaného přenosového systému. Ale ani za těchto podmínek není velkoobchodní cena elektřiny dostatečná k pokrytí nákladů na výrobu elektřiny. Současné dotacemi deformované trhy samozřejmě nemají cenové signály, které by mohly stimulovat investice do obnovy této stárnoucí infrastruktury elektrické sítě.

2/ Cesty snižování emisí CO₂ v energeticky intenzivních sektorech



Zdroj: 2019 BP Energy Outlook

Pozn.: RT = Rapid transition (rychlý přechod). Ve scénáři RT klesnou emise CO₂ do roku 2040 přibližně o 45 % v porovnání se současnými úrovněmi. Tento pokles je zhruba uprostřed intervalu dalších externích projekcí, které jsou v souladu s pařížskými klimatickými cíli, a zhruba odpovídá poklesu emisí uhlíku ve scénáři udržitelného rozvoje IEA.

Ve scénáři RT emise CO₂ z využití energií do roku 2040 klesnou přibližně o 45 % ve srovnání se současnými úrovněmi. I přesto, že takové snížení představuje značný pokrok, objem emisí CO₂ by i nadále zůstal významný (cca 18 Gt). Aby byly splněny pařížské klimatické cíle, bylo by nutné po roce 2040 zbývající objem vykompenzovat zápornými emisemi v jiných odvětvích. Tyto emise budou koncentrovány v dopravě (7 Gt) a průmyslu (5 Gt), výrobě elektrické energie (3 Gt) a spotřebě budov (2 Gt).

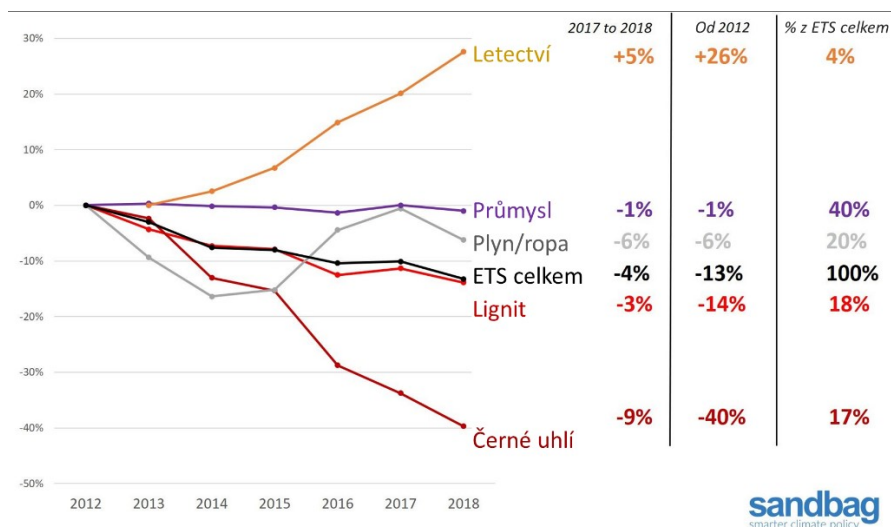
Podstatné snížení emisí tedy bude pravděpodobně vyžadovat širokou škálu inovací a změn:

- Dekarbonizaci energetického sektoru
 - Využití OZE

- Využití plynu (uhlí) s technologiemi CCUS (carbon capture utilization and storage, tj. zachycování a skladování CO₂ a jeho následné využití)
- Využití technologií pro skladování energie, technologií umožňujících reagovat na vývoj poptávky
- Využití jiných nízkouhlíkových energetických zdrojů a nosičů
 - Vodík
 - Bioenergie
 - Jaderná energie
- Změny v oblasti efektivnosti
 - Podpora cirkulární ekonomiky
 - Zvyšování energetické účinnosti
- Využití technologií pro zachycování a skladování uhlíku
 - CCUS
 - Využití technologií se zápornými emisemi, podzemní skladování, přímé zachycování, bioenergetika s CCUS (BECCS – Bioenergy with carbon capture and storage, bioenergetika se zachytáváním a uchováním uhlíku)

3/ Radikální změna – populární plyn: Producenti (Blízký východ, USA, Rusko, Norsko aj.) jsou mnohdy teritoriálně vzdáleni od spotřebitelů plynu (Asie, Evropa, USA). Plyn je sice uvažován jako stále významnější zdroj energie, ale jak již před časem jasně rozhodla politická i energetická komunita jde o fosilní zdroj energie s cca 60 % uhlíkových emisí oproti uhlí. Navíc mnozí ekologové považují samotnou těžbu břidlicového plynu v USA navíc s nekontrolovanými výrony metanu za neekologickou.

4/ Emise v EU v roce 2018 klesly o 3,5 % na 1 754 Mt CO₂ včetně letectví (či o 3,9 % na 1 686 Mt bez letectví). V roce 2017 emise vzrostly o 0,3 %. Vzhledem k vynakládaným prostředkům nejsou tato čísla nijak ohromující. Emise klesly zejména díky poklesu výroby v černouhelných elektrárnách (zejména ve Velké Británii). Hnědouhelné elektrárny produkují stále vysoké emise (polovinu v Německu), průmyslové emise jsou od roku 2012 téměř beze změny, emise v letectví dále rostou.

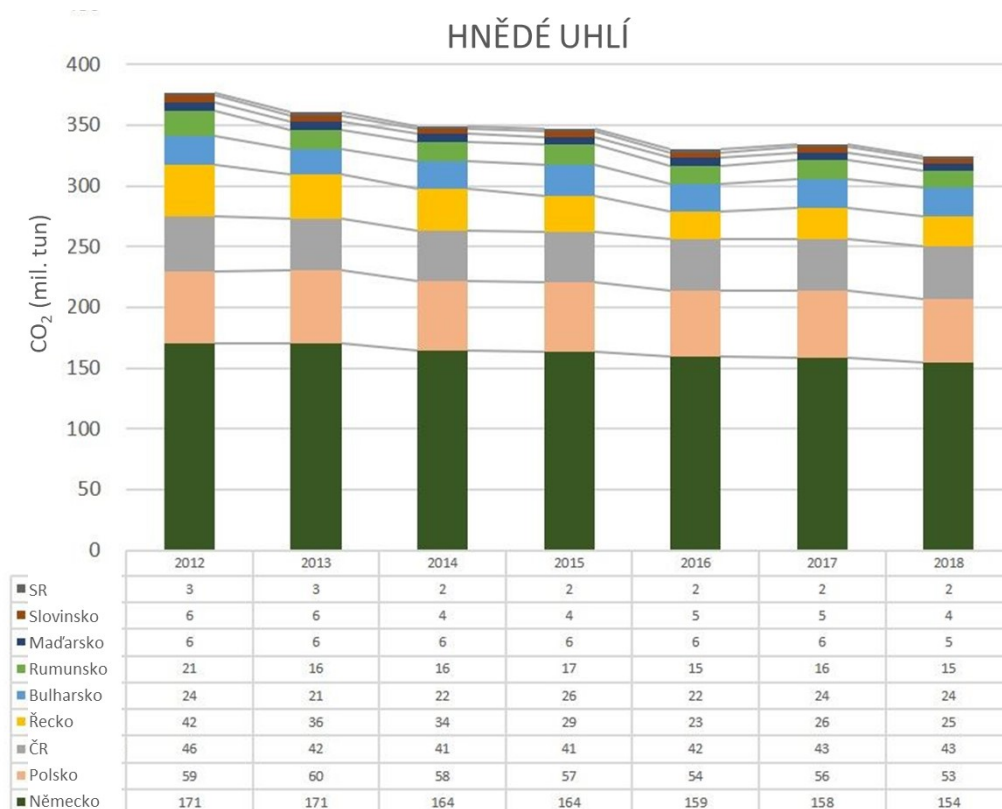


Zdroj: <https://ember-climate.org/project/ets-emissions-2018/>

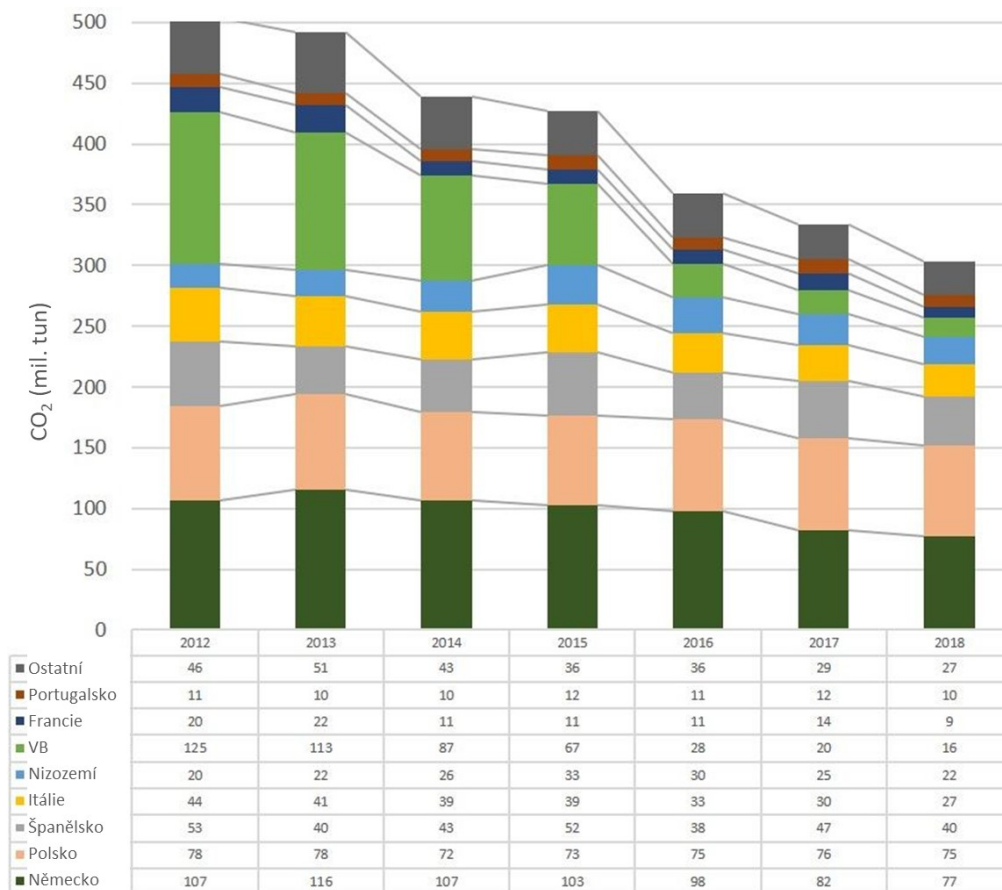
5/ Devět z deseti největších emitentů CO₂ v EU jsou hnědouhelné elektrárny, z nichž sedm je v Německu – ta největší, Neurath, meziročně zvýšila své emise o 8 %. Jedinou změnou v žebříčku od roku 2017 bylo zařazení Ryanairu do top 10, neboť jeho emise vzrostly v roce 2018 meziročně o 7 % na 9,9 Mt emisí CO₂. Jedná se o vůbec první subjekt v top 10, který není elektrárnou na uhlí.

Emise z výroby elektřiny z černého uhlí v EU klesly v roce 2018 o 9 % a jsou nyní o 40% nižší než v roce 2012. Za více než polovinou poklesu emisí stojí Velká Británie. Protože černé uhlí bylo nahrazeno převážně větrnou a solární energií, nedošlo ke zvýšení emisí z výroby z plynu.

Emise z výroby elektřiny z hnědého uhlí klesly v roce 2018 pouze o 3 % a od roku 2012 klesly pouze o 14 %. Za přibližně polovinou emisí stojí Německo. Zbývající emise jsou produkovány pěti zeměmi: Polskem, ČR, Řeckem, Bulharskem a Rumunskem.

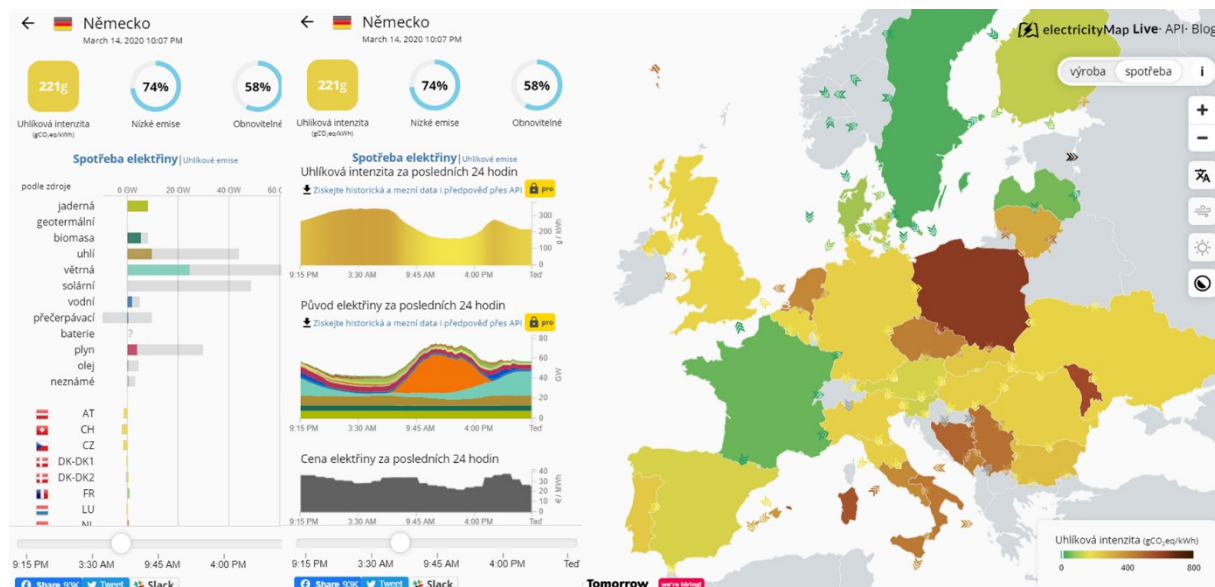


ČERNÉ UHLÍ



Zdroj: <https://ember-climate.org/project/ets-emissions-2018/>

6/ Dopad energetické politiky EU a okolních států z hlediska snížení intenzity uhlíku spotřeba elektriny a emise gCO₂eq/kWh data 14. 3. 2020 ve 22:07

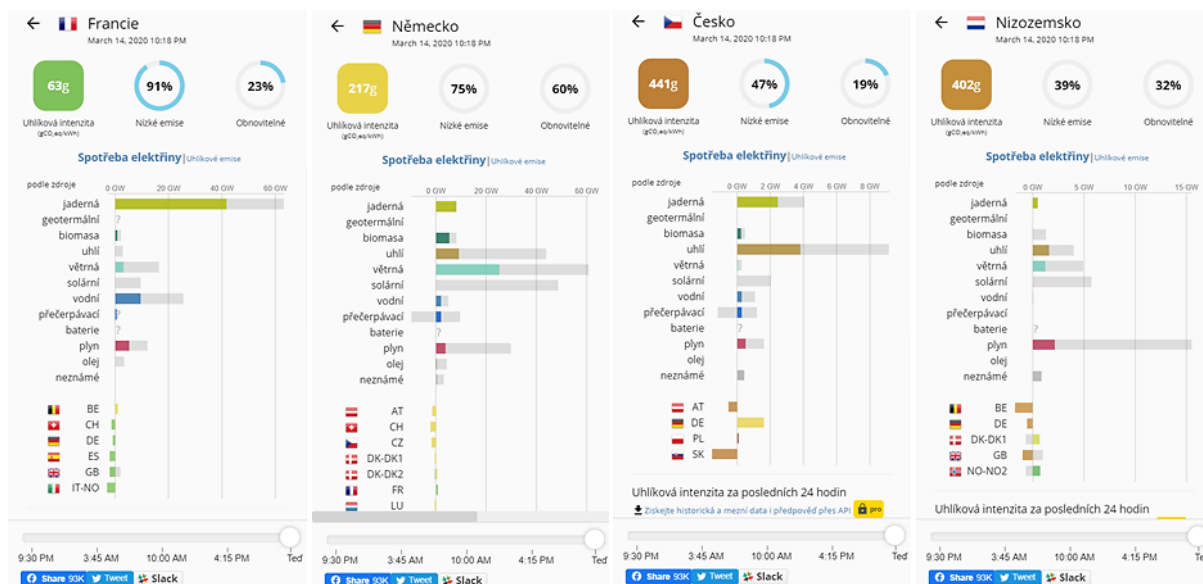


Zdroj: <https://www.electricitymap.org/?wind=false&solar=false&page=country&remote=true&countryCode=DE>

Jakkoliv autoři RIA pravidelně komunikují s týmem, který designuje www.electricitymap.org, stávající verze modelu **zatím neobsahuje emisní dopady „kapacitních“ záložních tepelných elektráren** spalujících uhlí, které se ohledem na svoji technologii pomalého startu musí udržovat poměrně dlouho v „horkém“ stavu, aniž by v turbínách vyráběly proud. Tyto paralelní, modelem neevidované emise, mohou při významnějším využití volatelných obnovitelných zdrojů (např.

v Německu nebo ve Velké Británii) nezanedbatelně zvyšovat modelem uváděnou intenzitu uhlíku. Zároveň zvýšené emise neprodukují jen v době, kdy jsou v horké záloze, ale hlavně poté, při najetí, kdy poskytují záložní výkon. Plynové zdroje mají výhodu rychlejšího startu, ale při provozu je jejich produkce emisí také nezanedbatelná (asi o 40 % nižší ve srovnání s uhlím – viz další bod 7).

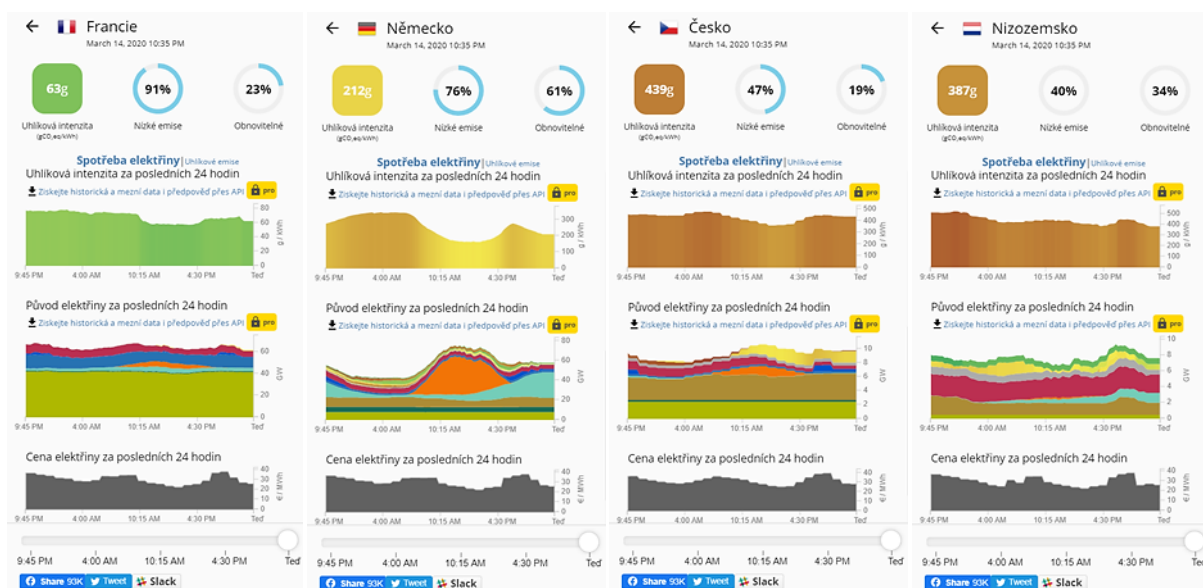
7/ Dopad politiky EU a okolních států ze dne 14. 3. 2020 – přednosti mixu jaderných elektráren a obnovitelných zdrojů energie (dále jen „OZE“) bez uhlí a s malým podílem plynu



Zdroj: <https://www.electricitymap.org/?wind=false&solar=false&page=country&remote=true&countryCode=CZ>

Jakkoliv v dřívějších, výše uvedených prognózách např. BP 2019, vystupuje rostoucí **úloha plynu**, příklad Nizozemska, ukazuje na jeho zjevné klimatické limity. Nizozemsko se po desetiletí opírá o klíčovou roli plynu při výrobě energie. Donedávna to bylo ovlivněno dostatkem vlastních domácích zdrojů plynu a snahou poskytnout domácnostem a podnikům komfort. Jelikož se uhlíková intenzita plynu uvádí dle IPCC 2014 ve výši 490 gCO₂eq/kWh, tedy jen o cca 40 % méně než u uhlí, pohybuje se celková uhlíková intenzita Nizozemska trvale mezi 400-500 gCO₂eq/kWh (např. dne 16. 3. 2020 ve 12:25 to bylo 492 gCO₂eq/kWh i díky příspěvku uhelných zdrojů). To významně oslabuje snahu Nizozemska o splnění klimatických cílů EU, neboť se řadí mezi země s nejvyšší klimatickou intenzitou v EU. **Plyn se nyní v EU řadí mezi fosilní zdroje, které by v budoucnu neměly být financovány ze zdrojů EU a EIB.** Německo si v souvislosti s dodávkami LNG z USA vyjednalo dočasné výjimky povolující financování plynových zařízení nahrazujících po roce 2022 Německem odstavované téměř bezemisní jaderné elektrárny a případně i další „kapacitní“ záložní špičkové zdroje.

8/ Dopad politiky EU a okolních států ze dne 14. 3. 2020 – přednosti mixu jaderných elektráren & OZE bez uhlí a málo plynu



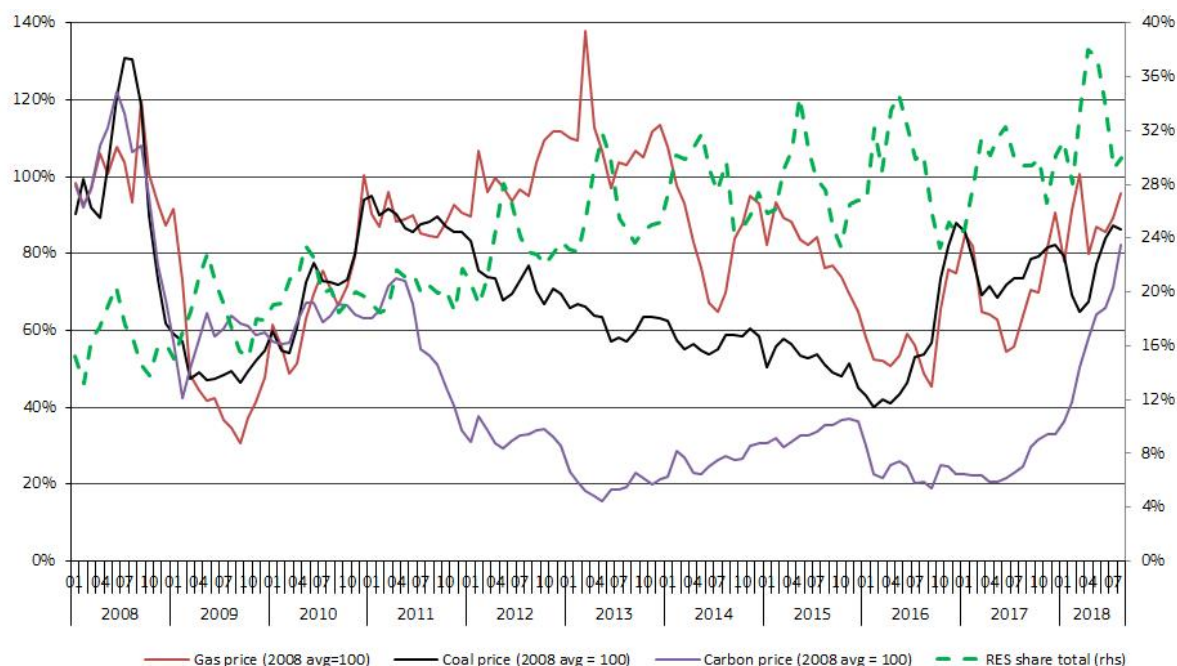
Zdroj: <https://www.electricitymap.org/?wind=false&solar=false&page=country&remote=true&countryCode=CZ>

Pozn.: olivová = jádro/bnědá = uhlí/tyrkysová = větrná energie/oranžová = solární/modrá = vodní/vínová = plyn/šedá = neznámé/žlutá aj. = import

Výše uvedené srovnání (jakkoliv neúplných – viz diskuse výše) emisních dopadů za celý den tj. 24 hodin, fakticky potvrzuje smyslnost **přednosti mixu jaderných elektráren a OZE**. Je uveden profil dne s vysokou aktivitou větru slunce, kdy OZE byly aktivní. Není však uvedena uhlíková stopa „horkých“ záložních zdrojů, převážně uhelných elektráren (např. v Německu). Problematická úroveň emisí Nizozemska s jeho převážně fosilními zdroji (plyn a uhlí) je doložena vyšší úrovní intenzity uhlíku v některých periodách dne, která přesahuje hodnoty za Českou republiku. Jakkoliv neexistuje jednotný trh s elektřinou, kolísání denních cen elektřiny má obdobný profil, k čemuž nepochybně přispělo evropské propojení domácích vnitrodenních trhů, které od listopadu 2019 po připojení k mezinárodnímu přeshraničnímu vnitrodenního trhu s elektřinou (SIDC, dříve XBID) významně navýšilo i objemy vnitrodenních obchodů organizovaných v ČR společností OTE (viz https://www.ote-cr.cz/cs/o-spolecnosti/zpravy_ote/objemy-energi-obchodovanych-na-kratkodobych-trzich-s-elektřinou-a-plynem-ote-trvale-rostou).

9/ Dopad energetické politiky EU a okolních států z hlediska volatility ceny elektřiny, plynu a uhlí

Obrázek 1: Vývoj cen vybraných paliv



Zdroj: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52019SC0001&from=en>

Výše uvedený graf dokládá vysokou volatilitu základních cenových parametrů energetických fosilních zdrojů (plynu a uhlí), zejména však ceny emisních povolenek. Národní koncepce v oblasti energetiky či klimatu a návazné akční plány či finálně znění legislativních předpisů, stejně jako strategie účastníků energetického trhu, musí tuto cenovou volatilitu, ale i volatilitu dodávek OZE a jejich úplné ceny včetně systémových nákladů brát při svém rozhodování plně v úvahu.

10/ Ukončení provozu jaderných elektráren v Německu k roku 2022

- Německo nastoupilo cestu maximalizace kapacit a výkonu obnovitelných alternativních zdrojů podpořených od roku 2022 systémem cenových a výkonových aukcí (garantované výkupní dotace na 20 let typu feed-in tarif postupně skončí). Kdo bude po státu požadovat nejmenší podporu na provoz svého zařízení, ten dostane povolení k jeho uvedení do provozu.
- V německé vládní koalici se přes dlíci spíše dočasné kompromisy vedou spory o mixu ve výrobě elektřiny včetně osudu uhelných zdrojů emisí. Ač Německo ujistěovalo o opaku, výkon odpojovaných jaderných elektráren už teď kompenzuje uhelnými zdroji, z nichž mnohé jsou již odstavené zastaralé uhelné elektrárny s výrazně emisním provozem. Jsou však provozně nákladově úsporné díky relativně nízké ceně uhlí ovlivněné globálně nízkou cenou břidlicového plynu v USA.
- Očekává se vznik poměrně složité situace na trhu s elektřinou, ovlivněné slabou severojižní vysokonapěťovou přenosovou sítí, která je se zpožděním pomalu a nákladně budována. Občané by preferovali náhradu tradičních přenosových sítí dražšími podzemními kabely, ale k tomu jsou nezbytná stavební povolení narážející na neochotu vlastníků prodat relevantní pozemky. Ostatně na obdobný ambivalentní problém narazila i náhrada dosluhujících a stavba nových pozemních větrných elektráren, o jejichž výstavbu se v posledních aukcích hlásí minimum zájemců.
- Slabá místa v elektrorozvodné síti na jihu Německa a výpadky dodávek z OZE mají být postupně vykrývány novými záložními plynovými zdroji o celkovém výkonu 2 GW. Elektrárny s kombinovaným cyklem (CCGT, Combined Cycle Gas Turbine, zvané též paroplynové elektrárny) jsou vysoce efektivní a poměrně flexibilní zdroje, které mohou být připojeny do sítě za cca 25 - 30 min. a vykrývat tak špičkovou spotřebu elektřiny. Spalovací turbína nové

elektrárny v düsseldorfském přístavu spolu s parní turbínou má ojedinělý výkon 603,8 MW a k dosažení 100% výkonu ji stačí necelých 25 min. V součtu elektřiny a tepla je pak celková účinnost spalovaného zemního plynu celých 85 %, zatímco emise CO₂ jsou sníženy na pouhých 230 gCO₂eq/kWh. Problémem CCGT však zůstává odběr tepla, neboť v mnoha oblastech Německa není po centrálních dodávkách tepla poptávka. Někdy však mohou O&M a počáteční kapitálové náklady technologie CCGT přesáhnout v porovnání s OCGT úspory realizované díky její vyšší efektivitě. Účinnost plynových elektráren pro regulaci výkonu a v případě OCGT (Open Cycle Gas Turbines), bude mnohem nižší - německý standard je pod 40% účinností (řádově 20 startů denně do dvou min. neumožňuje ekonomický provoz). Při současné ceně plynu (ceny na burze EEX) jsou tyto zdroje ekonomicky výhodné jen jako špičkový zdroj. Doba realizace je nezdědká také poměrně dlouhá.

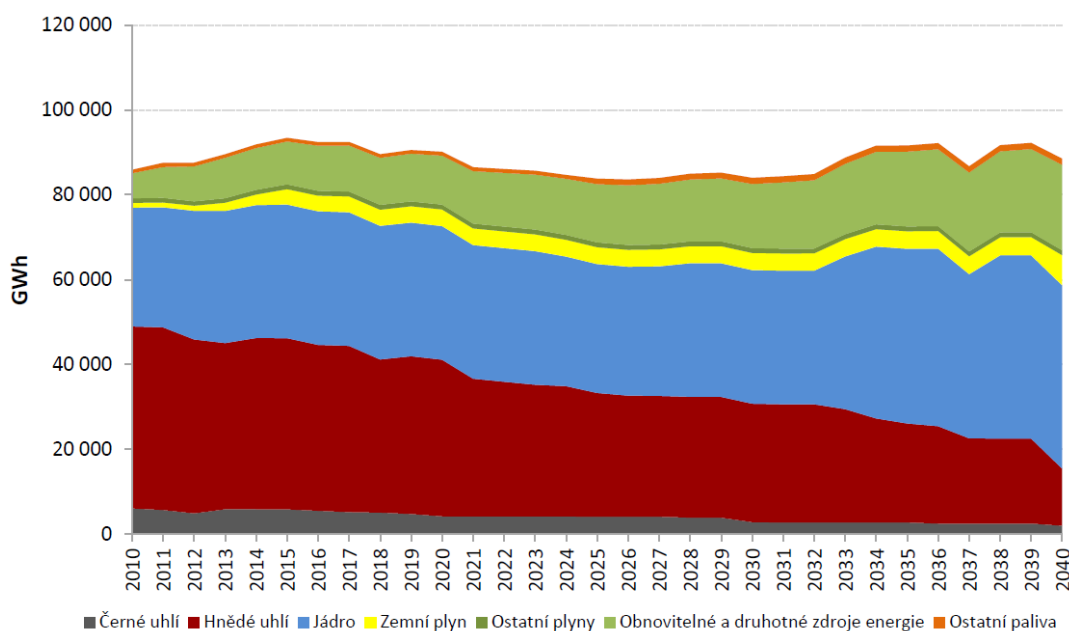
- Jak ukazují nedávno publikované analýzy (např. listopadová 2019 <https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/germanys-energy-transition-at-a-crossroads>), Německo zřejmě nesplní většinu cílů své Energiewende pro rok 2020. Nicméně německá energetická transformace je v procesu a její další diskuse a módy implementace nepochybně zasáhnou i českou energetiku.

1.2.2 Česká republika

ČR se v závěrech Evropské rady z prosince 2019 zavázala přispět k cíli klimaticky neutrální Evropy do roku 2050. Tímto závazkem se snaží uchovat planetu pro další generace, ale i udržet hospodářský růst v perspektivních odvětvích. ČR patří mezi průmyslově vyspělé a exportně orientované ekonomiky. Pro udržení a další rozvoj tohoto klíčového sektoru ekonomiky je důležitý dostatek spolehlivé, stabilní a dostupné energie.

V rámci Národního investičního plánu ČR 2020-2050 byl jako prostředek k dosažení těchto cílů zvolen rozvoj bezemisní energie – OZE a jaderné energie. Národní investiční plán tímto navazuje na dlouhodobou vizi vlády ČR vymezenou ve Státní energetické koncepci (dále jen „SEK“) a Národním akčním plánem rozvoje jaderné energetiky v ČR (dále jen „NAP JE“), dle kterých by jaderná energetika měla mít 48 až 58% podíl na výrobě elektřiny. Cílem SEK je také udržení zbývajících kapacity v soustavě (Remaining Capacity dle metodiky ENTSOE-E) trvale v koridoru od -5% do +15% velikosti zatížení, se zohledněním řízení na straně spotřeby.

Obrázek 2: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny



Zdroj: SEK

SEK z 05/2015

Podpořit a urychlit proces projednávání, přípravy a realizace nových jaderných bloků ve stávajících lokalitách jaderných elektráren o celkovém výkonu do 2 500 MW, respektive roční výrobě ve výši cca 20 TWh v horizontu let 2030 – 2035 včetně nezbytných kroků mezinárodního projednávání a případnou výstavbu dalšího nového bloku ve stávajících lokalitách jaderných elektráren cílit kolem předpokládaného odstavení EDU

NAP JE z 06/2015

Doporučuje se připravovat oba projekty ve variantě výstavby dvou bloků (ve všech krocích, tj. EIA, výběr dodavatele, povolení k umístění, územní povolení, povolení k výstavbě) s tím, že bude zatím plánovaná realizace pouze 1 bloku v dané lokalitě, s možností rozšíření na dva bloky

Vnitrostátní plán v oblasti energetiky a klimatu České republiky

Výroba z jaderné elektrárny (JE) (aktuální výroba z JE cca. 30 TWh):

- Rok 2030 31 145,4 GWh – navýšení výroby ze stávajících bloků JE
- Rok 2035 36 179,7 GWh – tj. 1 nový blok ke stávajícím JE (1 blok nového jaderného zdroje (dále jen „NJZ“) = cca. 9 000 GWh)
- Rok 2040 42 529,5 GWh - tj.:
 - nové bloky (min. 1 na ETE) za předpokladu provozu EDU do roku 2045-47 (následně 1-2 nové bloky jako náhrada EDU)
 - nové bloky za předpokladu provozu EDU do roku 2035-37

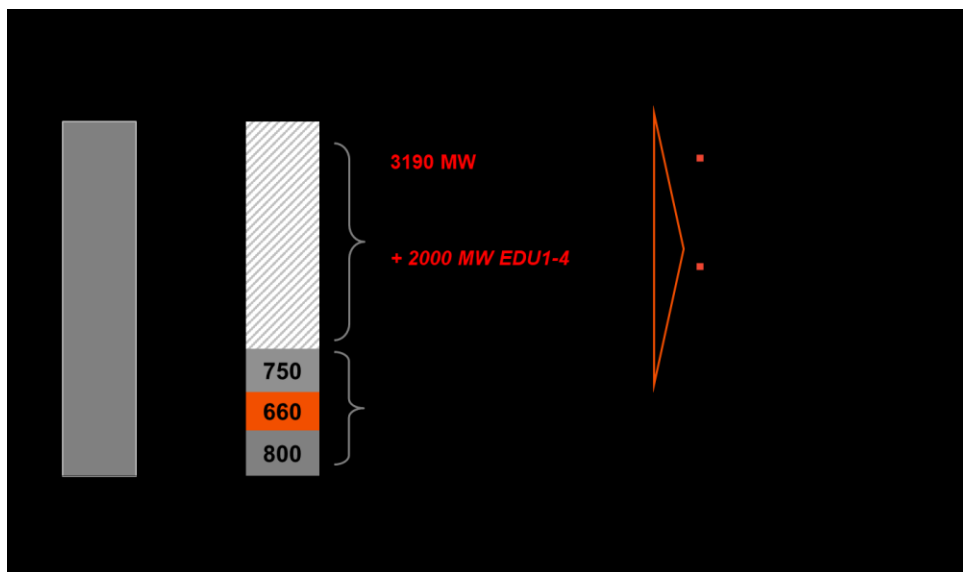
Rozvoj jaderné energetiky také naplňuje strategický zájem nadefinovaný Bezpečnostní strategií ČR. Ta konstatuje, že ČR je svou mimořádnou otevřeností ekonomiky vystavena vlivům vnějšího prostředí, a to zejména v souvislosti s přístupem na trhy a zajištěním energetických zdrojů. Energetika je v jejím pojetím jednou z oblastí, jež je postižena nevojenskými hrozbami. Proto musí stát zajistit stabilitu ze zdrojového i přenosového hlediska s důrazem na dostatečnou a udržitelnou domácí výrobu s přebytkovým saldem, dostatečnou výší regulačního výkonu a schopností ostrovních provozů. Národní audit bezpečnosti, naposledy proveden v roce 2016, identifikoval ukončení nebo nepokračování provozu v jaderné elektrárně Dukovany jako jednu z hrozeb. Jako další hrozbu identifikoval výrazné navýšení dovozu zemního plynu i pro účely výroby elektrické energie.

Hlavním energetickým zdrojem ČR je hnědé uhlí. To dominuje i ve výrobě elektrické energie. Instalovaný výkon celé elektrizační soustavy ČR je 22 398 MWe, přičemž instalovaný výkon ve výrobních elektrárnách využívajících jako palivo černé a hnědé uhlí je 10 351 MWe. Brutto spotřeba elektřiny v ČR v roce 2018 byla na úrovni 74 TWh, vývoz elektřiny na úrovni 13,9 TWh. Český elektroenergetický systém je dnes exportní, tato situace se však v nejbližších letech výrazně mění.

Pokračující dekarbonizace a tvorba strategického rámce pro postupný útlum využívání uhlí pro energetické účely je mimo jiné předmětem aktivní činnosti Uhlé komise, jež je poradním orgánem vlády České republiky.¹

¹ Viz např. web MPO: <https://www.mpo.cz/cz/energetika/uhelna-komise/uhelna-komise--248771/>.

Obrázek 3: Plán odstavení řady uhelných kapacit a EDU1-4 v ČR



Zdroj: ČEZ

Jak vyplývá z hodnocení zdrojové přiměřenosti elektrizační soustavy ČR do roku 2040 (MAF ČR), již v roce 2025 by se v základním scénáři měl export snížit na 5,4 TWh, s celkovým saldem 1,8 TWh ve prospěch ČR. V roce 2030 již saldo dosahuje negativních hodnot – základní scénář počítá s dovozem 8,2 TWh elektřiny a celkovým záporným saldem 5,4 TWh. Současné s tím zhoršují spolehlivostní indikátory.

K roku 2040 pak MAF ČR avizuje snížení celkového instalovaného výkonu elektrizační soustavy o cca 26 – 33 % v porovnání se současnou situací. K tomuto přispěje i předpokládané odstavení jaderné elektrárny Dukovany s instalovaným výkonem 2040 MWe, která byla uvedena do provozu v letech 1985 – 1987.

Výše uvedené hodnoty se zhoršují v nízkouhlíkovém scénáři. Pokud by v roce 2025 bylo nad rámec základního scénáře utlumeny dodatečných 2,7 GW kapacity uhelných elektráren, musela by ČR importovat 7,2 TWh elektřiny a saldo by dosahovalo 5,8 TWh v neprospěch ČR. V roce 2030 se saldo zhoršuje až na -9,2 TWh.

S očekávaným poklesem ve výrobě elektřiny je zároveň předpokládán kontinuální růst spotřeby elektřiny vzhledem k posilování trendů elektrifikace, digitalizace a sector couplingu. Konzervativní výhled růstu spotřeby založený na predikci vývoje HDP poukazuje na fakt, že čistá spotřeba mírně naroste ze současných cca 67 TWh až na cca 77,5 TWh v roce 2040, a to navzdory opatřením pro zvyšování energetické účinnosti dle Směrnice EP a Rady 2018/2002 ze dne 11. prosince 2018, kterou se mění směrnice 2012/27/EU o energetické účinnosti.

ČR má několik možností, jak prostřednictvím stimulace investorské aktivity modifikovat energetický mix výroben elektřiny, aby i v budoucnu zajistila bezpečnou a dostupnou energii.

Teoreticky lze očekávanému poklesu ve výrobě elektřiny předejít:

- a) investicemi do výroben elektřiny využívajících OZE
- b) výstavbou výroben elektřiny využívajících jako palivo plyn
- c) zvýšeným dovozem elektřiny ze zahraničí
- d) posílením zapojení se strany spotřeby do trhu a rozvojem akumulace
- e) rozvojem výroben elektřiny využívajících jadernou energii.

Ve výše uvedeném seznamu již není uvažováno o dlouhodobém prodloužení provozu zdrojů využívajících hnědé a černé uhlí. Rozvoj těchto výroben elektřiny by byl v rozporu s prosazováním základním cílů aktualizované SEK a dalších strategických vládních dokumentů, jako je postupný

přechod od uhlí k jiným primárním zdrojům a zlepšení ekologických podmínek snížením emisí, včetně mezinárodních závazků ČR vyplývajících zejména z Pařížské dohody. Efektivita provozu stávajících uhelných zdrojů je také ohrožena nejistotou ohledně budoucí podoby revize směrnice o průmyslových emisích včetně jejich prováděcích rozhodnutí o nejlepších dostupných technikách (BAT a BREF). Vzhledem k masivnímu odklonu jednotlivých členských států od uhlí lze očekávat nastavení takových limitů pro stacionární zdroje emisí v EU, jejichž přizpůsobení se bude zcela jistě neslučitelné s požadavky provozovatelů na návratnost takových investic.

a) Investice do výroben elektřiny využívajících OZE

ČR se v rámci svých závazků vůči EU zavázala navýšit svůj podíl v OZE na minimálně 22 % do roku 2030. Ve výrobě elektřiny by měl podíl OZE vzrůst k 17 %, důvodem jsou zejména přírodní podmínky ČR v kombinaci s cenou dostupných technologií. Maximální potenciál větrné energie v ČR je dle referenčního scénáře SEK odhadován na 2 300 MW, sluneční energie na 5 800 MW. Maximální faktor využití fotovoltaických elektráren v podmínkách ČR je 1 000 hod./rok (tj. 11,4 %), u větrných elektráren je to kolem 2 000 hod./rok (22,8 %). Potenciál biomasy je omezen s ohledem na potravinovou bezpečnost ČR a skutečnost, že se nejedná o nízkouhlíkový zdroj. Vzhledem k výše uvedeným faktorům, zejména pak nízké roční využitelnosti OZE, o nich není možné uvažovat jako o plnohodnotné náhradě vyřazovaných uhelných (a posléze i jaderných) elektráren.

b) Výstavba výroben elektřiny využívajících jako palivo plyn

SEK stanovil jako cíl rozvoj kogeneračních jednotek a případně i vysokoúčinných paroplynových elektráren využívajících jako palivo zemní plyn v maximálním podílu 15 % celkového instalovaného výkonu elektrizační soustavy ČR do roku 2040. Důvodů je několik, mezi nejdůležitější ale patří fakt, že ČR je plně závislá na dovozu zemního plynu ze zahraničí, a vzhledem k její vnitrozemské poloze jsou možnosti diverzifikace dovozu této suroviny omezeny stávajícími plynovody. Plynový scénář byl SEK kvalifikován jako scénář s „omezenou energetickou soběstačností“. Soběstačnost je ale jedním z tří vrcholových cílů české energetické strategie. Zemní plyn vzhledem ke své emisní náročnosti také není vhodným palivem pro dosažení cíle klimaticky neutrální Evropy do roku 2050. Z těchto důvodů o něm není uvažováno jako o možné náhradě odstavované kapacity.

c) Zvýšený dovoz elektřiny ze zahraničí

Soběstačnost SEK pro oblast dodávek elektřiny definuje jako udržení zbývajících výrobní kapacity trvale v koridoru -5 % do +15 % velikosti zatížení soustavy. Tento cíl tak ze své podstaty omezuje možnosti navýšení exportu nad 5 % maximálního zatížení (hrubé spotřeby) elektřiny v ČR. Odstavované uhelné elektrárny ale představují přibližně 40 % spotřeby elektřiny, EDU dalších přibližně 15 %. Dle výpočtu modelu sítě k roku 2030² je technicky možný import z hlediska přenosové soustavy přibližně 20 TWh. Toto představuje kolem 25-30 % čisté energetické spotřeby ČR. I kdyby byla využita maximální kapacita přenosové soustavy (která je dnes jednou z nejvíce propojených soustav v Evropě), není schopny pokrýt očekávaný deficit. Nadto se odstavování zdrojové základny předpokládá i v okolních zemích (SR, Polsko, Německo), čímž se riziko spojené se spoléháním se na dovoz elektřiny zvyšuje.

d) Posílení zapojení se strany spotřeby do trhu a rozvojem akumulace

Studie provedené v rámci Národního akčního plánu pro chytré sítě a hodnocení zdrojové přiměřenosti do roku 2040 poukazují na nárůst potenciálu akumulace a zapojení se strany spotřeby pro účely řízení elektrizační soustavy ČR. V roce 2030 může dosahovat až 4 000 MW (maximální potenciál 15minutové flexibility), jeho reálná využitelnost je ale odhadována na hodnoty 1 000 – 1 200 MW. Vzhledem k objemu odstavených zdrojů tyto hodnoty neposkytují dostatečnou jistotu,

² Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040 (MAF CZ) (2019). ČEPS. Dostupné z <https://www.ceps.cz/cs/tiskove-zpravy/novinka/maf-cz-prinasi-hodnoceni-zdrojove-primerenosti-cr-do-roku-2040>

že dokážou zajistit bezpečný provoz elektrizační soustavy v každém okamžiku, v souladu s nastavenými cíli.

e) Rozvoj výroben elektřiny využívajících jadernou energii

Rozvoj jaderné energetiky je deklarován jako jeden z hlavních cílů strategických dokumentů vlády ČR. Důvodem jsou geografické podmínky a poloha ČR, kvůli které jsou možnosti rozsáhlého využívání energie z OZE omezené, a zároveň snaha o energetickou nezávislost, která je důležitá z bezpečnostního hlediska. Hlavními přednostmi jaderných elektráren jsou dlouhá životnost, nulové emise CO₂ při výrobě elektřiny, vysoký faktor využití instalovaného výkonu, spolehlivý, levný a předvídatelný provoz, jakož i vysoká koncentrace paliva, která umožňuje zajištění bezpečnosti dodávek po dobu několika let, i když samozřejmě i výstavba jaderných elektráren má svá rizika (i/ výstavbu jako takovou bude pravděpodobně provádět taktéž zahraniční subjekt, z čehož plyne určitá míra závislosti na poskytování technologií, která je ovšem ošetřena možností státu vstupovat do procesu výběru dodavatele na základě zabezpečení svých základních bezpečnostních zájmů, a dalším servisu při provozu elektrárny; toto riziko se stát snaží zmírnit předpokládaným zapojením českého průmyslu; ii/ zpracovaná surovina bude též pocházet od zahraničních subjektů). Optimalizovaný scénář v SEK nicméně indukuje nižší dovozní závislost než scénář plynový či zelený.

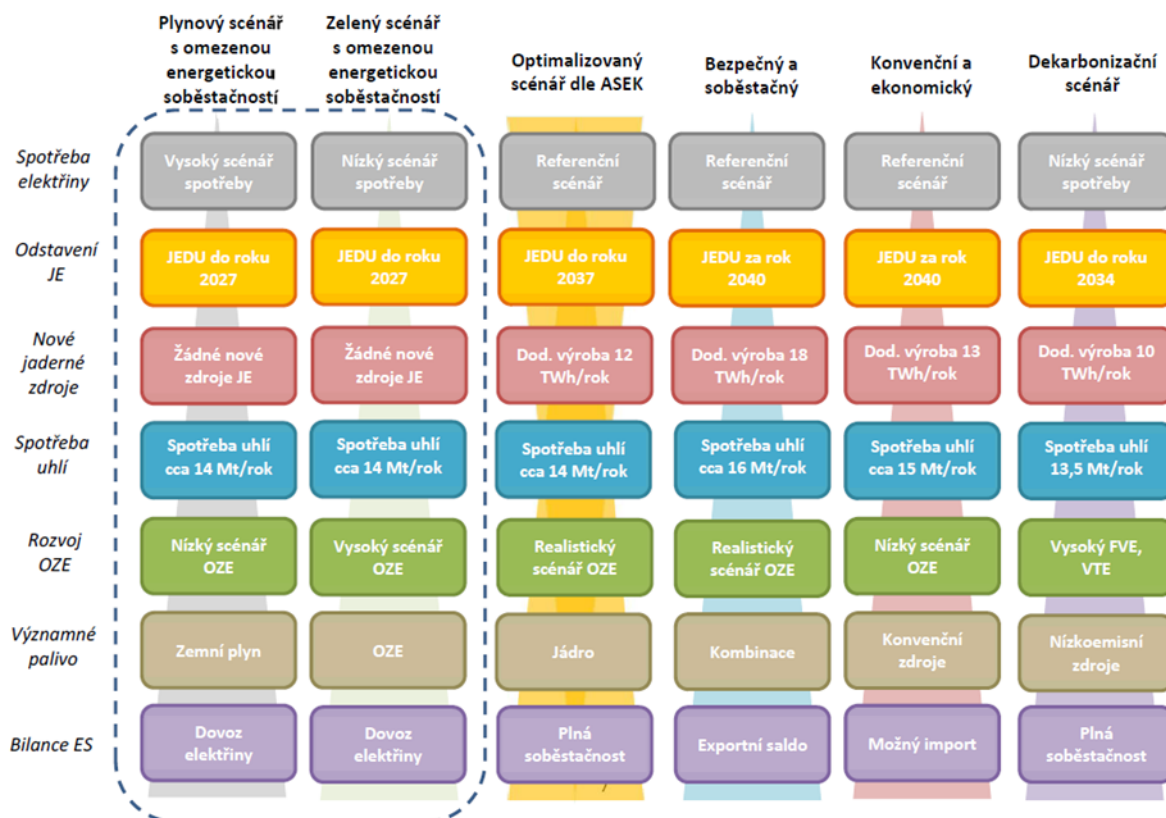
Jaderné elektrárny umožňují kromě stabilních dodávek elektřiny poskytovat i stabilní dodávky tepla pro vytápění a výrobu teplé užitkové vody (TUV), což je další výhodou vzhledem k rozsáhlému systému centrálního zásobování teplem v ČR. V ČR jsou v současnosti provozovány dvě jaderné elektrárny EDU a ETE, na které je napojený průmysl a systém vzdělávání. Další rozvoj tohoto odvětví tak skýtá příležitost dále rozvíjet tento významný segment ekonomiky.

Jaderná energetika byla vzhledem ke své schopnosti zabezpečit nízkouhlíkové, stabilní a levné dodávky elektrické energie identifikována jako primární prostředek zajištění energetické bezpečnosti ČR v kontextu dosažení cíle klimaticky neutrální Evropy do roku 2050. Vzhledem k očekávanému zhoršení bilance výroby elektřiny v ČR po roce 2025 a v dalších letech je její další rozvoj nezbytný. Vzhledem k míře závislosti ČR na spalování uhlí přitom není možné plně nahradit kapacitu odstavovaných zdrojů OZE, rozvojem zapojení ze strany spotřeby a akumulace do trhu s elektřinou, plynovými zdroji, dovozem elektřiny nebo jejich vzájemnou kombinací.

Zároveň zapojení JE do energetického mixu umožňuje kombinaci JE a OZE (zdůvodnění dále v kapitole 3, např. u hodnocení Varianty 4).

Z tohoto důvodu byla výstavba nových bloků jaderných elektráren zařazena jako strategická priorita také v Národním investičním plánu 2020 – 2050.

Obrázek 4: SEK ČR



1.2.2.1 Ekonomické zdůvodnění intervence

V sektoru se objevuje několik tržních selhání, příp. dalších překážek, které ovlivňují výši investic do nízkouhlíkové výroby. Selháním trhu se rozumí situace, kdy tržní alokace statků není efektivní, tj. pozici některých účastníků lze zlepšit, aniž by se zhoršila pozice ostatních. Výsledek tržní alokace tedy neodpovídá Paretovu optimu. Pokud připustíme existenci tržních selhání, je jednou z možných úloh státu intervenovat do alokační funkce trhu a tím napravit tržní selhání nebo zavést opatření, která budou kompenzovat jeho účinky. Tržní selhání v sektoru výroby elektrické energie se projevuje v nedostatečné výši investic do výroby s nízkými emisemi uhlíku.

Tržní selhání obecně zahrnují:

a) Nedostatečná reflexe externalit, tj. nákladů, které neoprávněně vznikají jiným například v důsledku poškození životního prostředí – podněty trhu by samy o sobě nevedly k poklesu produkce skleníkových plynů ze spalování fosilních paliv.

I když byl problém negativních externalit řešen zavedením systému pro obchodování s emisními povolenkami, cena emisí uhlíku není ani vysoká, ani dost jistá³, aby odrážela jejich plné náklady pro společnost. Protože jsou tato opatření vystavena politickému riziku a riziku zadržení investic, mají dvě jasná omezení, která mají za následek „selhání trhu se zbytkovými emisemi uhlíku“. Několik států nyní připravuje systém stanovení „minimální ceny emisních povolenek“ v podobě dodanění v případě, kdy je jejich tržní cena příliš nízká.

Zároveň lze aspekt negativních externalit řešit odstupňováním spotřebních energetických daní (tzv. uhlíková nebo ekologická daň), pro úplnost – momentálně se připravuje revize rámcové směrnice

³ Někteří odborníci vidí selhání trhu s emisními povolenkami ani ne tak v nízké či vysoké ceně povolenky, ale v nepředvídatelnosti zásahů do trhu. Jestliže se nechá nějakou dobu působit volně tržní mechanismus, a poté se stáhne určité množství povolenek se zdůvodněním, že trh funguje špatně, a jejich cena vystřelí na dvojnásobek během roku, nemohou subjekty reagovat investiční výstavbou stejně rychle. Kromě toho systém emisního obchodování nezahrnuje malé zdroje, a vytváří tak umělou diskriminaci (Zdroj: doc. Ing. Jiří Vašíček, CSc, ČVUT).

o zdanění energií, kde se očekává zohlednění environmentální škodlivosti v sazbách daně dle druhu paliva.

Obrázek 5: Vývoj cen emisních povolenek (EUR/tCO₂)



Zdroj: Evropská energetická burza v německém Lipsku, eex.com; <https://www.cenyenergie.cz/teplarny-v-roce-2020-ceny/#/promo-eliminini>

Emisní obchodování je nástroj motivující ke snižování emisí skleníkových plynů co nejefektivnějším způsobem. Subjekty, které mají možnost redukovat emise s nižšími náklady, mohou uspořené emisní povolenky nebo jiné emisní kredity prodat těm, u nichž by taková redukce byla nákladnější. Obchodovat mezi sebou mohou státy Dodatku 1 Kjótského protokolu v rámci flexibilního mechanismu Mezinárodní emisní obchodování (International Emission Trading, IET); největším systémem emisního obchodování je European Union Emission Trading Scheme (EU ETS), kterého se jako členský stát EU účastní i Česká republika (MŽP).

Systém EU ETS byl spuštěn v roce 2005 s jasným cílem: ekonomicky a efektivně snižovat emise skleníkových plynů. Evropská unie zastupuje počet emisních povolenek na určité úrovni principem „cap and trade“. To znamená, že stanovuje celkové množství skleníkových plynů, které mohou být instalacemi spadajícími pod tento systém emitovány. V rámci tohoto systému producenti obdrží stanovené množství volných povolenek produkovat konkrétní množství skleníkových plynů, další povolenky je potom nutné dokupovat. Celkové množství povolenek je postupně snižováno tak, aby docházelo ke snížení produkováných emisí.

Tyto povolenky jsou však zároveň obchodovatelné mezi jednotlivými společnostmi, takže ve výsledku ta, která ušetří emise výrobou například obnovitelné energie, může prodat povolenky větším znečišťovatelům. Proto tento systém, dokud se v něm vyskytovalo nadměrné množství povolenek, nebyl úplně efektivní. (<https://biom.cz/cz/odborne-clanky/vyvoj-ceny-emisni-povolenky-v-letosnim-roce>)

Vzhledem k nefunkčnosti trhu bylo v minulosti přistoupeno k regulacím množství povolenek na trhu a rezerva tržní stability (MSR) je další z nich. MSR začala fungovat teprve na začátku roku 2019. Jejím cílem je podpořit cenu emisních povolenek tím, že bude udržovat přebytek povolenek na trhu v rozmezí 400 až 833 mil. povolenek. Pokud je přebytek na trhu vyšší než 833 mil. povolenek, je v období 2019 až 2023 do MSR staženo 24 % přebytku, respektive 12 % přebytku po roce 2023. Jeli počet povolenek v oběhu nižší než 400 mil., je z MSR do primárních aukcí uvolněno o 100 mil. povolenek více. (Zdroj: <https://oenergetice.cz/emise-co2/revizi-rezervy-trzni-stability-neni-podle-analytiky-prozatim-dostatek-dat>)

Tj. MRS usiluje o nastolení rovnováhy v množství emisních povolenek vydávaných v rámci EU. Tato nerovnováha vznikla i v důsledku ekonomické krize v letech 2008 až 2009 kvůli uzavírání některých výrobních závodů, což v kombinaci se špatně odhadnutým množstvím přidělovaných povolenek vedlo k nadbytku povolenek na trhu. Nadbytek povolenek postupně vedl k pádu ceny emisní povolenky (EUA) až pod hranici 3 EUR. Odborníci se přitom shodují, že aby byl systém EU ETS efektivní a dostatečně motivoval provozovatele dotčených zařízení ke snižování emisí, musela by se cena povolenky pohybovat mezi 20 – 30 EUR. (<https://oenergetice.cz/evropska-unie/rezerva-trzni-stability-byla-oficialne-prijata-radou-eu>)

Nová data o bilanci EU ETS budou zveřejněna v květnu 2020. Na základě dat zveřejněných v květnu 2019, která ukázala na přebytek povolenek na trhu ve výši 1,7 mld. povolenek, bylo rozhodnuto o stažení 397 mil. povolenek (24 % přebytku) z primárních aukcí v období září 2019 až srpen 2020 a jejich umístění do MSR. Byl uzavřen rámec pro čtvrté obchodovací období 2021–2030⁴. Momentálně na evropské úrovni probíhá debata o zpřísnění cílů redukce skleníkových plynů do roku 2030, zároveň se debatuje o zavedení mechanismu pro přeshraniční vyrovnání ceny uhlíku (tzv. carbon border tax adjustment), které by představovalo alternativní nástroj pro zamezení úniku uhlíku. V tomto ohledu může být součástí tohoto návrhu zrušení nebo změna přidělování bezplatných povolenek v rámci EU ETS, aby nedocházelo k překompenzaci.

Z výše uvedeného plyne, že trh s emisemi uhlíku, vzhledem k vysoké volatilitě a stále nízké hodnotě cen emisní povolenky v systému EU ETS, které neodráží celkové náklady pro společnost, není schopen poskytnout dostatečnou jistotu pro investice do bezemisních technologií.

Tato opatření jsou též předmětem politického rizika (potřebná shoda mezi EK, EP a Radou EU; do vývoje cen EU ETS též vstupují národní rozhodnutí, např. o ukončení provozu uhelných elektráren atp.).

Současné vlády tak nemohou zaručit to, jak budou tato opatření vypadat v budoucnu, což je na překážku efektivním dlouhodobým soukromým investicím do nízkouhlíkových výroben elektrické energie. Navíc pokud by se tato opatření používala izolovaně jako reakce na existenci negativních externalit, cena emisních povolenek by musela být nastavena velmi vysoko, čímž by se stala předmětem politického tlaku. Výrobci elektřiny z fosilních paliv tak nenesou veškeré náklady spojené s emisemi uhlíku a investoři nejsou motivováni k investicím do nízkouhlíkových výroben, tj. i pak do jaderných zdrojů. (Zdroj: *Hinkley Point C: Value for Money Assessment*; https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/621400/Detailed_value_for_money_assessment.pdf).

b) Potřeba zajistit energetickou diverzitu a bezpečnost dodávek - investoři do jaderných zdrojů nedostávají plnou cenu zohledňující benefity pro společnost plynoucí z diverzifikovaného energetického mixu. Obdobně je tomu v oblasti energetické bezpečnosti.

Diverzifikace energetických zdrojů je žádoucí z hlediska robustnosti systému dodávek energie. Cílem je snížení rizika přílišné závislosti na konkrétní technologii. Vyšší diverzita obecně snižuje senzitivitu systému dodávek elektrické energie na skokové změny v oblasti dodávek fosilních paliv. Při ponechání trhu bez zásahů státu by byla investory pravděpodobně upřednostňována jedna konkrétní technologie bez odražení hodnoty diverzity energetických zdrojů v ceně elektřiny.

c) Nedostatečné pobídky k investování a vývoji nevyspělých technologií - investoři do jaderných zdrojů nedostávají trhem plně zaplacenou za benefity ve formě snižování nákladů výroby elektřiny z jaderných zdrojů v budoucnu.

⁴ Směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2018/410, kterou se mění směrnice 2003/87/ES za účelem posílení nákladově efektivních způsobů snižování emisí a investic do nízkouhlíkových technologií a rozhodnutí (EU) 2015/1814, v ČR implementováno zákonem č. 1/2020 Sb., kterým se mění zákon č. 383/2012 Sb., o podmínkách obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů, ve znění pozdějších předpisů, a zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), ve znění pozdějších předpisů

V ceně elektřiny nejsou odraženy pozitivní inovační externality a efekty učení se spojené s FOAK projekty (First of a Kind, první svého druhu) či s vývojem nových „nevyspělých“ technologií, které vedou k výrazné redukci nákladů u dalších projektů v budoucnosti.

d) Omezení na finančním trhu – tato omezení ztěžují získávání velmi vysokých částek na kapitálové investice, jakým je např. projekt jaderného zdroje. Trh financování investic do nízkouhlíkových výroben je ovlivněn kapacitními omezeními a následným nedostatkem dostupného financování.

Vzhledem k tomu, že jaderné projekty se nerealizují příliš často a pokud ano, mají jedinečné charakteristiky, je téměř nemožné, aby poskytovatelé kapitálu plně porozuměli detailům těchto projektů a rizik, a tam, kde budou schopni porozumět, si získání této znalosti vyžádá značné transakční náklady.

Omezená dostupnost finančních prostředků pro výstavbu nových jaderných zdrojů může plynout i z přístupu některých evropských států a připravované evropské regulace v oblasti udržitelnosti financí. V závěru roku 2019 došlo k dosažení dohody o návrhu nařízení Evropského parlamentu a Rady EU o zřízení rámce pro usnadnění udržitelného investování. Jde o takzvané nařízení o taxonomii. Toto nařízení představuje rámec pro vymezení klasifikačního systému ekonomických činností. Jeho cílem je určit, zda je daná ekonomická činnost environmentálně udržitelná. Zavedením nové klasifikace se má zvýšit transparentnost na trhu finančních produktů označovaných jako "udržitelné" či "zelené", a to zejména prostřednictvím jejich snadnější identifikace a komparace.

Pro účely nařízení se za environmentální cíle považují:

- 1/ zmírňování změny klimatu;
- 2/ přizpůsobování se změně klimatu;
- 3/ udržitelné využívání a ochrana vodních a mořských zdrojů;
- 4/ přechod k oběhovému hospodářství, předcházení vzniku odpadů a jejich recyklace;
- 5/ prevence a omezování znečištění;
- 6/ ochrana zdravých ekosystémů.

Ač jaderné projekty prozatím z jednotného klasifikačního systému udržitelných investic vyřazeny nebyly, čelil tento návrh nesouhlasným reakcím ze strany Německa, Rakouska, Lucemburska a také Evropského parlamentu. Tyto státy vyjádřily „vážné obavy, že navrhovaný rámec by v případě pozdějšího přijetí ponechal prostor pro přetahování finančních zdrojů od environmentálně udržitelných aktivit k technologiím, které nelze považovat za bezpečné a ani udržitelné“ s tím, že „jaderná energie není bezpečná, udržitelná a ani nákladově efektivní“.⁵

Jaderná energie byla dříve považována za špinavý zdroj. Situace je však v současné době již jiná, EU čelí problému, jak redukovat emise skleníkových plynů. Postoj ČR je tak na příslušných jednáních na evropské úrovni jasně deklarován. Zmínit lze zasedání Evropské rady z 12. prosince 2019, jehož výsledkem byly uzavřené závěry o klimatu v Evropě, které přijímaly jadernou energii v článku 6 na podnět předsedy vlády ČR A. Babiše⁶. Závěry jednání jsou dostupné z <https://www.consilium.europa.eu/media/41768/12-euco-final-conclusions-en.pdf>. Předseda vlády A. Babiš byl také aktivní na setkání v Madridu v oblasti klimatu a přijal odpovědnost za emise, které by nebylo možné dosáhnout bez jaderné energie.

Aktuální návrh Rady nastavuje všeobecný rámec prioritních cílů udržitelnosti, vypracování konkrétních technických parametrů má na starosti EK. Návrh pracuje s koncem roku 2021 jako

⁵ <https://euractiv.cz/section/energeticka-ucinnost/news/rada-eu-dal-povazuje-jadernou-energii-za-udrzitelnou/>

⁶ European Council meeting (12 December 2019) – Conclusions, Brussels, 12 December 2019 (OR. En). EUCO 29/19, CO EUR 31, CONCL 9. Dostupné z <https://www.consilium.europa.eu/media/41768/12-euco-final-conclusions-en.pdf>

s termínem dokončení klasifikačního systému, který by měl být plně implementován na konci roku 2022.⁷

Výše uvedená selhání trhu jsou v případě projektů jaderných zdrojů ještě prohloubena dalšími investičními překážkami:

- a) Expozice politickému riziku - investoři čelí riziku, že po uskutečnění projektu jim kroky budoucích vlád znemožní realizovat přiměřený zisk. Toto riziko je jednou z klíčových překážek projektů s dlouhodobým investičním horizontem, jako je výstavba jaderných zdrojů energie.
- b) Expozice riziku nepříznivého vývoje cen elektřiny - nízkouhlíkové technologie a zejména jaderné zdroje vyžadují vysokou počáteční investici, mezní provozní náklady jsou pak nízké. Výrobci elektřiny z nízkouhlíkových zdrojů bývají navíc příjemci cen, vývoj velkoobchodních cen elektřiny nekoreluje s jejich provozními náklady (na rozdíl od výrobců elektřiny z fosilních paliv, kteří mohou těžit z přirozeného zajištění (příjmy a náklady jsou pozitivně korelovány))⁸.

Nutné je zde i zmínit velkou distorzi trhu z důvodu vysokých subvencí OZE. Pokud budeme čerpat z objektivních zdrojů, lze ze zprávy NKÚ uvést následující. NKÚ se ve svém šetření v roce 2015 k podpoře zelené energie v ČR zaměřil na to, jak stát poskytoval prostředky na podporu výroby energie z obnovitelných zdrojů. Dle NKÚ bude „*finanční podpora pro zařízení k výrobě elektrické energie z biomasy, větru, vody, slunečního záření a bioplynu ještě dlouho extrémně zatěžovat ekonomiku České republiky*“. Odhad NKÚ je, že do roku 2030 celkové náklady na podporované zdroje elektřiny převýší bilion korun. Jen v letech 2011 až 2014 činily téměř 157 miliard korun. Podstatnou část této sumy zaplatí samotní odběratelé jako příplatek ke spotřebované elektřině. Důvodem velké zátěže ekonomiky je dle závěru NKÚ především poskytování plošné finanční podpory všem zařízením určeným k výrobě elektřiny z obnovitelných zdrojů. „*Z této podpory nejvíce čerpaly fotovoltaické elektrárny, které patří k nejdražším z těchto zdrojů. Například v roce 2013 podpora zelené elektřiny byla celkem 44 miliard korun a fotovoltaické elektrárny získaly dvě třetiny této částky, přestože vyrobily pouze 22 % zelené elektřiny. Celkové náklady pro stát budou ještě vyšší, protože provozovatelé „zelených“ elektráren mají právo na úlevu na daních.*“

Dle NKÚ zlomové období představoval začátek roku 2011, odkdy začaly „provozní podpory pro nově vybudované zdroje klesat. Snaha dostat fotovoltaické elektrárny za starých, a tedy výhodnějších podmínek vyvrcholila koncem roku 2010 solárním boomem. Mezi lety 2009 až 2012 množství elektřiny vyrobené fotovoltaickými elektrárnami vzrostlo více než třicetkrát, což nemá v porovnání s ostatními státy EU obdoby. Návrh investic do fotovoltaických elektráren byla zhruba sedm let po zahájení jejich provozu, přestože podle zákona mohla být až 15 let. Ke kratší návratnosti výrazně přispěla vedle provozní podpory i tzv. investiční podpora poskytovaná Ministerstvem průmyslu a obchodu. To přitom tyto investiční podpory provozovatelům vyplácelo i v době, kdy už samo pracovalo na útlumu solárního boomu. Kumulací investičních a provozních podpor se už tak krátká doba návratnosti ještě výrazně zkrátila.“

Plošná podpora byla sice pozastavena, nicméně pro dříve vybudované elektrárny platí podmínky, které byly nastaveny v době jejich uvedení do provozu. Tuto podporu bude stát – v závislosti na druhu energie – vyplácet ještě dalších 20 či 30 let. Vzhledem k tomu, že výše této podpory je ze zákona valorizována, budou náklady každým rokem ještě stoupat.⁹ Pro vyrovnání části nákladů na fotovoltaiku byl od roku 2011 zaveden zákonem odvod ze solárních zdrojů výroby elektřiny, který se vztahuje na elektřinu vyrobenou v období od 1. ledna 2014 po dobu trvání práva na podporu elektřiny v zařízení uvedeném do provozu v roce 2010...

Z těchto důvodů jsou investoři do nízkouhlíkových technologií, a především do jaderných zdrojů kvůli rozsahu těchto projektů, vystaveni značnému riziku ve formě volatilních cen. Toto riziko

⁷ <https://euractiv.cz/section/energeticka-ucinnost/news/rada-eu-dal-povazuje-jadernou-energii-za-udrzitelnou/>

⁸ OECD a Nuclear Energy Agency (NEA)(2020). Nuclear power and the cost-effective decarbonisation of electricity systems.

⁹ <https://www.nku.cz/cz/pro-media/tiskove-zpravy/podpora-zelene-energie-vyjde-ceskou-republiku-na-bilion-korun--dve-tretiny-teto-castky-odcerpaji-provozovatele-fotovoltaickych-elektraren-id5288/>

nelze efektivně převádět, sdílet či rozložit, protože neexistují trhy pro převod takovýchto dlouhodobých obchodních rizik. V případě neúplných trhů nejsou investoři schopni převést nebo redukovat riziko, a proto budou investovat méně, než by bylo žádoucí z hlediska sociálního blahobytu.

Dosavadní diskuse o selhání trhu zdůvodňuje potřebu podpory jaderných zdrojů. **Čtyři testy¹⁰ uvedené v kapitole 2 - 3 hodnotí, zda může být případná podpora přiměřená a vhodný prostředek pro cenově dostupné, bezpečné a nízkouhlíkové dodávky ve světle alternativních technologií.**

1.3 Popis existujícího právního stavu v dané oblasti

1.3.1 Česká legislativa

Práv a povinností stakeholderů se v oblasti nízkouhlíkové (potažmo jaderné) energetiky ve větší či menší míře dotýkají zejména následující zákony (ve znění pozdějších předpisů, včetně příslušných prováděcích předpisů):

- zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích,
- zákon č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie,
- zákon č. 406/2000 Sb., o hospodaření energií,
- zákon č. 263/2016 Sb., atomový zákon,
- zákon č. 18/1997 Sb., o mírovém využívání jaderné energie a ionizujícího záření (atomový zákon),
- zákon č. 201/2012 Sb., o ochraně ovzduší,
- zákon č. 183/2006 Sb., o územním plánování a stavebním řádu,
- zákon č. 100/2001 Sb., o posuzování vlivů na životní prostředí,
- zákon č. 185/2001 Sb., o odpadech aj.

1.3.2 Evropská legislativa

Navrhovaná právní úprava navazuje na Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2018/1999 ze dne 11. prosince 2018 o správě energetické unie a opatření v oblasti klimatu, kterým se mění nařízení Evropského parlamentu a Rady (ES) č. 663/2009 a (ES) č. 715/2009, směrnice Evropského parlamentu a Rady 94/22/ES, 98/70/ES, 2009/31/ES, 2009/73/ES, 2010/31/EU, 2012/27/EU a 2013/30/EU, směrnice Rady 2009/119/ES a (EU) 2015/652 a zrušuje nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) č. 525/2013

Je v souladu s právem EU, neboť dle Smlouvy o fungování EU je členský stát oprávněn si vybrat mezi různými zdroji energie, pokud zvolený mix respektuje legislativu platnou unijní v oblasti ochrany klimatu atp. Mantinely jsou obsažené v rámci pro oblast klimatu a energetiky do roku 2030, správě energetické unie a cíli dosáhnout do roku 2050 klimaticky neutrální EU v souladu s Pařížskou dohodou. Výstavba jaderného zdroje je v souladu se scénáři EK v Evropské dlouhodobé strategické vizi prosperující, moderní, konkurenceschopné a klimaticky neutrální

¹⁰ Detailed value for money assessment, Hinkley Point C

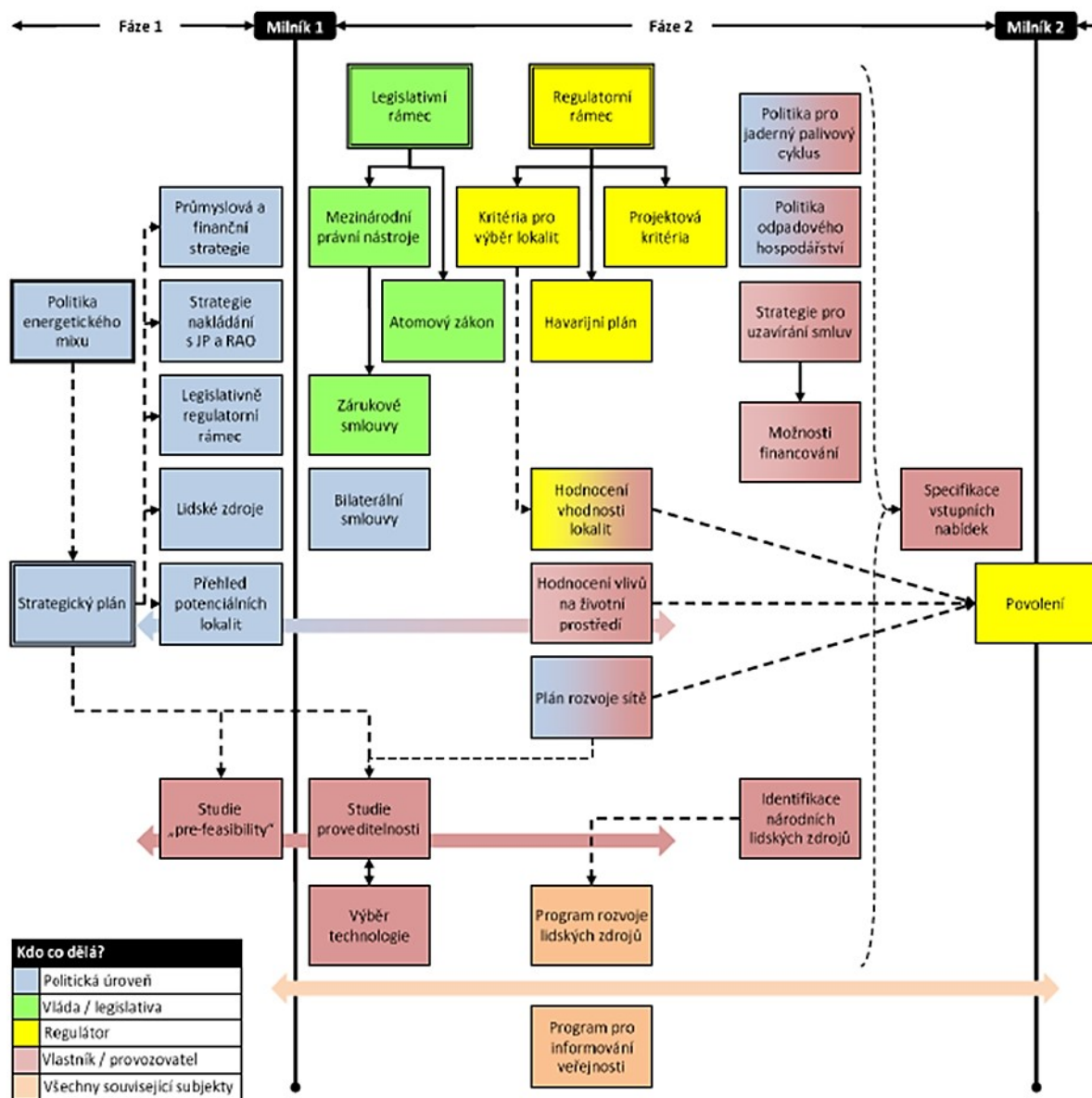
Evropy.

Dle čl. 107 Smlouvy o fungování EU mohou být za slučitelné s vnitřním trhem považovány podpory, které mají usnadnit rozvoj určitých hospodářských činností nebo hospodářských oblastí, pokud nemění podmínky obchodu v takové míře, jež by byla v rozporu se společným zájmem. Pokud předpokládáme, že podporu jaderné energie lze chápat jako cíl veřejného zájmu v souladu s cílem Společenství Euroatom, bude návrh variant pracovat s takovým rozsahem podpory, která bude potenciálně slučitelná s vnitřním trhem (viz kapitola 2 – 3 navrhuje a hodnotí možné varianty).

1.4 Identifikace dotčených subjektů

Přehled možných subjektů dotčených novou právní úpravou je schematicky zachycen na následujícím obrázku. Z pohledu IAEA (Mezinárodní agentury pro atomovou energii) existují tři hlavní subjekty, které mohou zajistit infrastrukturu a na ní kladené požadavky (v souladu s dostupnými finančními zdroji a vynucovacími nástroji): vláda, majitel/provozovatel jaderných elektráren a dostatečně nezávislý dozor nad jadernou bezpečností. K těmto je pak třeba přidat na opačné straně spotřebitele.

Obrázek 6: Role jednotlivých subjektů



Zdroj: NAP JE (2015). Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR, Ministerstvo financí ČR

1.5 Popis cílového stavu

Cílový stav, jehož dosažení je podmíněno řešením problémů uvedených v kapitole 1.2, je od obecné úrovně po konkrétní hodnoty definován v následujících dokumentech.

Státní energetická politika

Tabulka 1: Strategické cíle SEK

Bezpečnost	Konkurenceschopnost	Udržitelnost
Udržet či zvýšit pohotovostní rezervy	Udržet přenosovou kapacitu pro export i import na úrovni nejméně 30 % zatížení ES	Snížit energetickou náročnost tvorby hrubé přidané hodnoty na průměr EU28
Snížit a dlouhodobě udržet diverzifikaci PEZ pod hodnotou 0,25	Optimalizovat diskontované náklady na zajištění energie	Dlouhodobě a trvale snižovat sumární zátěž životního prostředí ve všech složkách
Snížit a dlouhodobě udržet diverzifikaci hrubé výroby elektřiny pod hodnotou 0,35	Udržet hladinu cen energie nejvýše do 120 % úrovně OECD	Optimalizovat energetické využití půdy při zachování plné potravinové bezpečnosti
Snížit a dlouhodobě udržet diverzifikaci importu pod hodnotou 0,30	Dosáhnout a udržet hladiny konečných cen elektřiny a plynu pod úrovní EU28	Trvale snížit podíl fosilních paliv na spotřebě primární energie
Dlouhodobě udržet dovozní závislost na úrovni, nebo pod úrovní EU28	Dosáhnout a udržet podíl výdajů na energie na celkových výdajích domácností co nejnižší pod úrovní 10 %	Snížovat elektroenergetickou náročnost tvorby HPH a udržet ji pod úrovní EU28
Zajistit plnění kritéria N-1 v provozu elektrizační soustavy	Optimalizovat podíl sektoru energetiky na hrubé přidané hodnotě	Dosáhnout plného využití ekonomicky efektivního potenciálu OZE v ČR
Zajistit soběstačnost v dodávkách elektřiny trvale na úrovni nejméně 90 %	Snížit podíl dovozu energie na hrubé přidané hodnotě pod úroveň roku 2010	Udržet spotřebu elektřiny na obyvatele trvale pod úrovní průměru EU28
Zajistit výkonovou přiměřenost v rozsahu -5 % až +15 % maximálního zatížení ES	Udržet kladnou sumární ekonomickou přidanou hodnotu sektoru energetiky	Dosáhnout 60% krytí dodávky tepla ze SZT výrobou z KVET a 20% krytí výrobou z OZE
	Stabilizovat vliv dovozu energie na platební bilanci	

Zdroj: SEK (2015)

SEK dále stanovuje koridory pro primární energetické zdroje a hrubou výrobu elektřiny.

Tabulka 2: Podíl jednotlivých paliv na celkových primárních energetických zdrojích (bez započtení elektřiny)

	Stav v roce 2016	Cílový stav v roce 2040
Uhlí a ostatní tuhá neobnovitelná paliva	40 %	11-17 %
Ropa a ropné produkty	20 %	14-17 %
Plynná paliva	16 %	18-25 %
Jaderná energie	15 %	25-33 %
Obnovitelné a druhotné zdroje energie	10 %	17-22 %

Zdroj: SEK (2015)

Tabulka 3: Podíl jednotlivých paliv na hrubé výrobě elektřiny

	Stav v roce 2016	Cílový stav v roce 2040
Uhlí a ostatní tuhá neobnovitelná paliva	50 %	11-21 %
Jaderná energie	29 %	46-58 %
Zemní plyn	8 %	5-15 %
Obnovitelné a druhotné zdroje energie	13 %	18-25 %

Zdroj: SEK (2015)

Cíle v oblasti ochrany klimatu stanovuje Politika ochrany klimatu v ČR.

Tabulka 4: Shrnutí cílů Politiky ochrany klimatu v ČR

Horizont cíle	Popis cíle
Hlavní cíl do roku 2020	Snížit emise ČR do roku 2020 alespoň o 32 Mt CO₂ekv. v porovnání s rokem 2005 (odpovídá snížení emisí o 20 % oproti roku 2005).
Hlavní cíl do roku 2030	Snížit emise ČR do roku 2030 alespoň o 44 Mt CO₂ekv. v porovnání s rokem 2005 (odpovídá snížení emisí o 30 % oproti roku 2005).
Indikativní cíl do roku 2040	Směřovat k indikativní úrovni 70 Mt CO₂ekv. vypouštěných emisí v roce 2040.
Indikativní cíl do roku 2050	Směřovat k indikativní úrovni 39 Mt CO₂ekv. vypouštěných emisí v roce 2050 (odpovídá snížení o 80 % oproti roku 1990).

Zdroj: Politika ochrany klimatu v ČR

Na schválenou SEK navazuje v oblasti jaderné energetiky NAP JE. V mezích koridorů a konkrétních strategických vizí a cílů k jejich dosažení ze SEK, pro které obdrželo Ministerstvo průmyslu a obchodu (MPO) závěrečné stanovisko Ministerstva životního prostředí (MŽP) z procesu posuzování vlivů koncepce na životní prostředí (SEA), a v souladu s jednotlivými strategickými cíli obsaženými v SEK, cílí NAP JE mimo jiné:

- bezpečný provoz stávajících a nových bloků jaderných elektráren (JE),
- zajištění celého palivového cyklu, včetně nakládání s vyhořelým jaderným palivem,
- dostatek a vhodnou vzdělanostní strukturu lidského kapitálu,
- vědu, výzkum a jejich aplikaci do praxe,
- průmyslovou základnu ČR pro potřeby jaderné energetiky atd.

Konkrétně pak navrhuje:

- Podporovat rozvoj jaderné energetiky jako jednoho z pilířů výroby elektřiny. S cílovým podílem jaderné energetiky na výrobě elektřiny okolo 50 % a s maximalizací dodávek tepla z jaderných elektráren.
- Podpořit a urychlit proces projednávání, přípravy a realizace nových jaderných bloků ve stávajících lokalitách jaderných elektráren o celkovém výkonu do 2 500 MW, respektive roční výrobě ve výši cca 20 TWh v horizontu let 2030 – 2035 včetně nezbytných kroků mezinárodního projednávání.
- Vytvořit podmínky pro prodloužení životnosti elektrárny Dukovany na 50 let a bude-li to možné, až na 60 let (s ohledem na technologii, bezpečnost, ekonomiku a pravidla EU).
- Případnou výstavbu dalšího nového bloku ve stávajících lokalitách jaderných elektráren cílit kolem možného odstavení EDU, tj. po roce 2035, v závislosti na predikci bilance výroby a spotřeby.

- Zajistit legislativní, administrativní a společenské podmínky pro vybudování a bezpečný a dlouhodobý provoz úložišť radioaktivního odpadu a pravidla pro nakládání s vyhořelým palivem jako s potenciálně cennou druhotnou surovinou.
- Vyhledat a zajistit územní ochranu další vhodné lokality pro rozvoj jaderné energetiky.
- Rozhodnout o úložišti radioaktivního odpadu do roku 2025.

Dalším relevantním dokumentem je Vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu, který byl zpracován na základě požadavku nařízení Evropského parlamentu a Rady 2018/1999 o správě energetické unie a opatření v oblasti klimatu a obsahuje cíle a politiky ve všech pěti rozměrech energetické unie na období 2021-2030 s výhledem do roku 2050. Stěžejní část Vnitrostátního plánu tvoří nastavení příspěvku ČR k tzv. evropským klimaticko-energetickým cílům EU v oblasti snižování emisí, zvyšování podílu OZE a zvyšování energetické účinnosti. Vnitrostátní plán vychází SEK, schválené v roce 2015 a Politiky ochrany klimatu v ČR schválené v roce 2017.

Cílem ČR je mimo jiné

- snížit celkové emise skleníkových plynů do roku 2030 o 30 % v porovnání s rokem 2005
- dosáhnout podílu OZE na hrubé konečné spotřebě energie na úrovni 22 % do roku 2030
- v roce 2030 dosáhnout primárních energetických zdrojů na úrovni 1 735 PJ, konečné spotřeby na úrovni 990 PJ a energetické intenzity HDP na úrovni 0,157 MJ/Kč.
- udržet importní, respektive exportní kapacity přenosové soustavy mimo jiné pro rok 2030 v poměru k maximálnímu zatížení na úrovni alespoň 30 %, respektive 35 %, což ve vyjádření k instalovanému výkonu odpovídá cíli na úrovni 15 %.

Tabulka 5: Hrubá výroba elektřiny dle paliv

GWh	2020	2025	2030	2035	2040
Uhlí a uhelné produkty	41 090,9	32 510,3	32 444,6	25 966,1	13 859,0
Technologické plyny	2 854,3	2 914,9	2 890,7	2 832,5	761,0
Ropa a ropné produkty	85,4	82,4	81,7	79,9	78,1
Zemní plyn	3 950,3	3 977,6	3 803,6	3 730,0	8 469,7
OZE	11 025,8	12 425,5	13 888,2	15 988,3	17 997,3
Neob. složka odpadu	94,9	266,8	313,0	313,0	313,0
Jaderné zdroje	31 102,5	31 124,0	31 145,4	36 179,7	42 529,5
Teplo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Elektřina	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Celkem	90 204,0	83 301,4	84 567,2	85 089,5	84 007,5

Zdroj: Vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu, listopad 2019

1.6 Zhodnocení rizik

V této části uvádíme rizika spojená se zachováním současného stavu. Rizika variant ve formě nákladů s odhadovanou pravděpodobností, že konkrétní stav vyvolávající náklady nastane, jsou popsány u hodnocení těchto variant.

Hlavním rizikem neřešení problému je nesplnění výše uvedených cílů, plynoucích jak z národních strategických dokumentů, tak i ze závazků ČR vůči EU. Podle smluv EU může Komise proti zemi Unie, jež neprovádí unijní právo, podniknout právní kroky (tzv. řízení o nesplnění povinnosti). Komise se ve věci nesplnění povinností může obrátit na Soudní dvůr, který může v některých případech uložit finanční sankce.

I když se u JE uvádí jako riziko jejich nízká flexibilita, u současných moderních JE tomu je již jinak. Zároveň zapojení JE do energetického mixu umožňuje kombinaci JE a OZE (zdůvodnění dále v kapitole 3, např. u hodnocení Varianty 4).

Návrh nepředpokládá zvýšení korupčních rizik. Podmínky pro režim smlouvy o výkupu elektřiny z nízkouhlíkové výroby, kritéria pro udělení souhlasu vlády i samotné oznámení o uzavření smlouvy budou veřejné a transparentní.

2 Návrh variant podpory realizace NJZ

Základní předpoklady pro návrh variant (co bylo prozatím rozhodnuto):

- Investorský model pro výstavbu NJZ a způsob financování.
 - Investorem bude 100% dceřiná společnost ČEZ¹¹ (tedy stávající stav) + bude uzavřena „Smlouva“ mezi státem a ČEZ (bude definovat podmínky pro přípravu a výstavbu NJZ).
 - Struktura „Smlouvy“:
 - Základní rámcová smlouva + prováděcí smlouvy pro jednotlivé fáze projektu.
 - Financování bude zajištěno investorem s tím, že „Smlouva“ zajistí podmínky pro získání úvěru pro výstavbu NJZ za výhodných podmínek, stabilitu legislativního prostředí a kompenzace při jeho změně.
 - Prováděcí smlouvy pro každou fázi (celkem 5 fází projektu) rozdělí odpovědnost mezi stát a ČEZ a budou definovat práva a odpovědnosti obou stran, rozhodovací pravomoci, podmínky případného odkupu SPV¹² (tj. výše uvedená 100% dceřiná společnost ČEZ), kontrolní pravomoci a další detailní podmínky vztahů mezi státem a ČEZ.
- Lokality EDU a ETE:
 - Maximální kapacity a potřebné zdroje budou soustředěny na přípravu realizace NJZ v lokalitě EDU, maximálním jednotkovým výkonem do 1200 MW, s možností rozšíření na 2400 MW.
 - Činnosti v lokalitě ETE budou řízeny takovým způsobem, aby byla udržována možnost rychlé aktivace výstavby v případě potřeby. (Zdroj: ČEZ)

Při těchto předpokladech pak budou hodnoceny následující varianty.

Varianta 0: *Zachování současného stavu*

Varianta 1: *Podpora rozvoje jaderné energetiky formou daňových úlev*

Varianta 2: *Podpora prostřednictvím kapacitních mechanismů*

Varianta 3: *Přímá investiční podpora (dotace)*

Varianta 4: *Stanovení regulované ceny na vynaloženou investici (model vycházející z RAB)*

Varianta 5: *Contract for Difference – dle modelu známého např. z V. Británie*

Varianta 6: *Hybridní varianta včetně uzavření smlouvy o výkupu elektřiny z nízkouhlíkové výroby uzavřené mezi státem a oprávněným investorem (Smlouva o výkupu)*

¹¹ V současné podobě se vzhledem k objemu nutné investice počítá se společností ČEZ, a. s., provozovatelem stávajících jaderných elektráren. Do budoucna je však možné, že se např. projekt menšího reaktoru rozhodne realizovat někdo jiný, dokonce více subjektů. V současné době se návrh týká zejm. nového jaderného zdroje EDU II, jehož investor a investorský model již byly určeny vládou ČR, resp. Stálým výborem pro výstavbu nových jaderných zdrojů v ČR. Principy Návrhu byly projednány výše zmíněným Výborem i vládou ČR (UV č. 478/2020).

¹² Special Purpose Vehicle je společnost zvláštního určení, která se zakládá účelově kvůli uskutečnění konkrétního projektu.

3 Vyhodnocení nákladů a přínosů

Ještě je třeba zmínit, že hodnocení dopadů se nezabývá a nevyčísľuje absolutní výši aktuálních a budoucích nákladů a přínosů, ale kvantifikuje jejich změnu (tj. nárůst či pokles) po zavedení vybraných variant. RIA kalkuluje s nejvýznamnějšími dopady na veškeré dotčené strany, marginální náklady a přínosy jsou hodnoceny jako zanedbatelné a nejsou pro jejich nepodstatnost detailně rozebírány.

3.1 Identifikace nákladů a přínosů

Tabulka 6: Identifikace nákladů a přínosů

Náklady
<ul style="list-style-type: none">– Jednorázové<ul style="list-style-type: none">○ Dopad na státní rozpočet – legislativní příprava aj.;○ Jednorázové náklady a implementační aspekty vytvoření pověřené právnické osoby, která bude plnit povinnosti vyplývající ze smlouvy s investorem, tzn. zejm. realizovat výkup elektřiny a prodávat ji dále na trhu – tyto náklady vzhledem k výši ostatních nákladů a přínosů považujeme za marginální;○ Potenciální dopad na státní rozpočet např. v případě platební neschopnosti investora– Pravidelné<ul style="list-style-type: none">○ Dopad na spotřebitele v případě, že tzv. strike price (výkupní cena) je vyšší než cena na trzích s elektřinou; nicméně tento dopad bude omezený, pokud bude stanovena maximální částka, kterou bude zákazník platit tak, jako je to dnes v modelu POZE○ Provozní náklady právnické osoby, která bude plnit povinnosti vyplývající ze smlouvy s investorem, tzn. zejm. realizovat výkup elektřiny a prodávat ji dále na trhu○ Potenciální náklady plynoucí z negativních dopadů spojených s provozem jaderných bloků – zejm. otázka ukládání radioaktivního odpadu a dále průběžně řešená otázka spotřeby vody nutné pro chlazení v souvislosti se suchem○ Potenciální negativní dopady na konkurenceschopnost plynoucí z rizika, že cena silové elektřiny bude pod cenou realizační (konkrétní hodnoty budou uvedeny v tabulce v závěru kapitoly vyhodnocení variant)
Přínosy
<ul style="list-style-type: none">– Investor do NJZ – snížení nejistoty, garance základních podmínek provozu nového zdroje– Celospolečenské přínosy – dosažení cílů stanovených SEK<ul style="list-style-type: none">○ Bezpečnost dodávek energie – zajištění nezbytných dodávek energie pro spotřebitele v běžném provozu i při skokové změně vnějších podmínek (výpadky dodávek primárních zdrojů, cenové výkyvy na trzích, poruchy a útoky) v kontextu EU;○ Konkurenceschopnost (energetiky a sociální přijatelnost) – konečné ceny elektrické energie pro průmyslové spotřebitele i pro domácnosti srovnatelné v porovnání se zeměmi regionu a dalšími přímými konkurenty + energetické podniky schopné dlouhodobě vytvářet ekonomickou přidanou hodnotu;○ Udržitelnost (udržitelný rozvoj) – struktura energetiky, která je dlouhodobě udržitelná z pohledu životního prostředí (nezhoršování kvality ŽP), finančně-ekonomického (finanční stabilita energetických podniků a schopnost zajistit potřebné investice do obnovy a rozvoje), lidských zdrojů (vzdělanost) a sociálních dopadů (zaměstnanost) a primárních zdrojů (dostupnost).

3.2 Náklady na výstavbu a provoz

Kromě ceny paliva¹³ je mezi náklady jaderné elektrárny nutné započítat ještě cenu kapitálu a investiční výdaje, provoz a údržbu postavené elektrárny, náklady na záložní backup kapacitu, systémové náklady a náklady na likvidaci jaderné elektrárny a uložení radioaktivního odpadu.

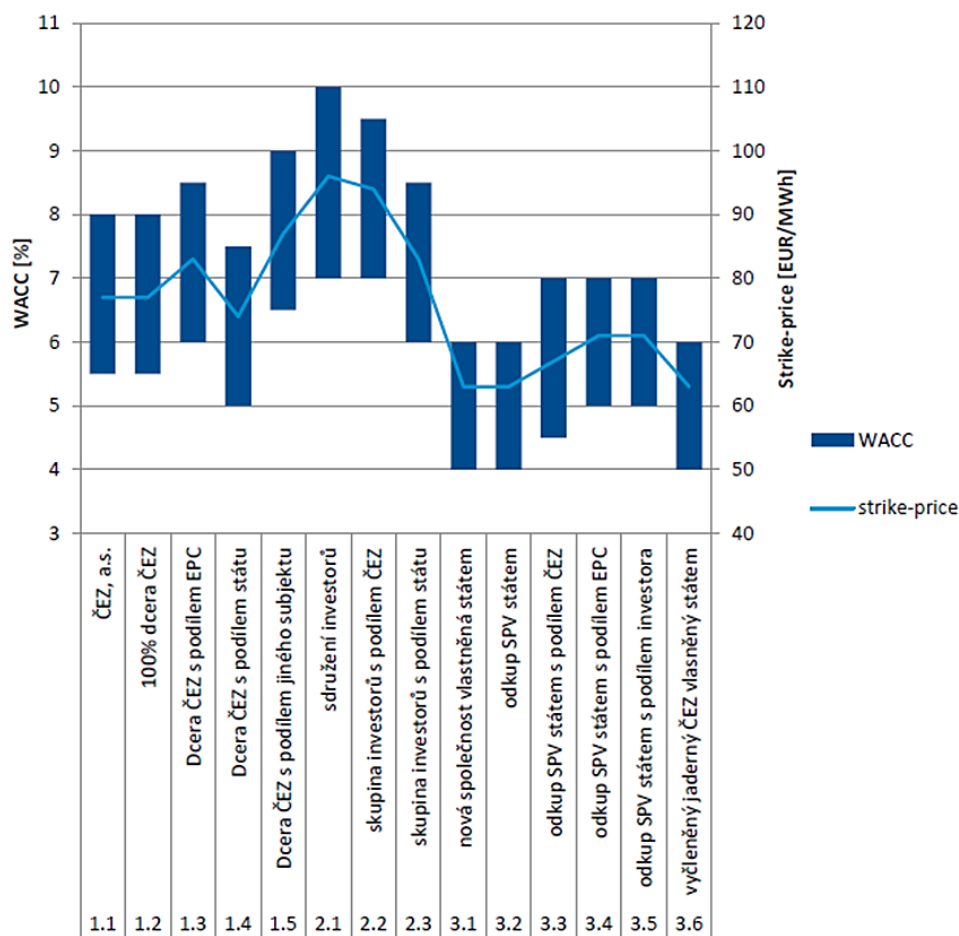
¹³ Cena paliva tvoří jen malou část z celkové ceny 1 kWh a navýšení ceny uranu má na finální cenu elektrické energie vyrobené v jaderné elektrárně poměrně malý vliv. Ostatní části procesu, jako je obohacování a výroba, zůstávají přibližně stejně nákladné (WNA 2011). WNA. 2011. The Economics of Nuclear Power. (<http://www.world-nuclear.org/info/inf02.html>)

Jestliže jsou v případě jaderné elektrárny poměrně nízké náklady variabilní, o to vyšší jsou náklady fixní (kapitál a investiční výdaje).

1/ Náklady financování

Vážené náklady na kapitál veřejného sektoru jsou náklady na financování v případě infrastrukturních projektů z pohledu státu primárně odvozeny od vážené hodnoty nákladů na státní dluh (v případě prostředků poskytnutých státem včetně vlastního kapitálu státem vlastněné společnosti) a nákladů na pořízení cizího kapitálu. Nižší vážené náklady na financování se přímo promítají do nižší požadované výrobní ceny zajišťující požadovanou návratnost (v porovnání se soukromým sektorem). Tento aspekt je velmi důležitý s ohledem na velikost kapitálových výdajů a očekávanou dobu návratnosti investice. V případě velkých infrastrukturních projektů proto stát, resp. veřejný sektor dosahuje stejné délky návratnosti investice při nižší prodejní ceně výstupního produktu, a to především díky nižším finančním nákladům na výrobu jednotky produktu.

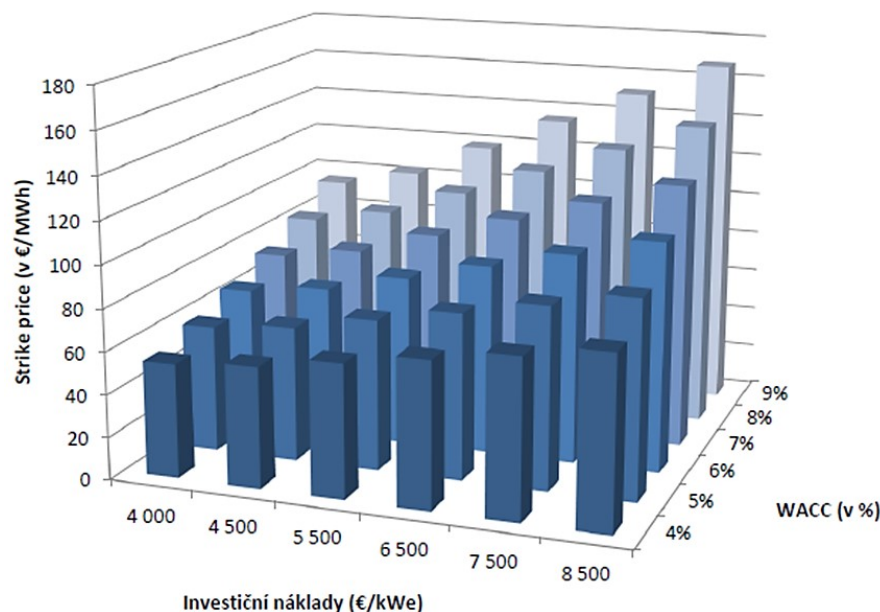
Obrázek 7: Vliv zvoleného investorského modelu na hodnotu WACC, návratnost 35 let¹⁴



Zdroj: Analýza vhodného investorského modelu pro výstavbu nového jaderného zdroje a návrh možných modelů financování pro zajištění návratnosti investic, Pracovní skupina zaměřená na financování výstavby, obchodně-investiční model a ekonomiku výstavby nového jaderného zdroje, 05/2017. Dostupné z <https://hlidacipes.org/wp-content/uploads/2017/11/Anal%C3%BDza-vhodn%C3%A9ho-investorsk%C3%A9ho-modelu-pro-v%C3%BDstavbu.pdf>

¹⁴ V případě JE může být pro někoho problémem dlouhá doba prosté návratnosti této investice. Při životnosti JE 60 let totiž může vyjít prostá návratnost v desítkách let, ačkoliv míra výnosnosti, průměrný zisk mohou být docela v rozumné výši. Dlouhá návratnost budí dojem o neefektivnosti investice a jistě bude srovnávána např. s investicemi do menších zdrojů a s kratším horizontem (*doc. Ing. Jiří Vašíček, CSc.*). Pak je nutno vzít v úvahu také volatilitu výkonu, vlastní emise, emise záloh, systémové náklady atd.

Obrázek 8: Vztah WACC, investičních nákladů a strike price



Zdroj: Analýza vhodného investorského modelu pro výstavbu nového jaderného zdroje a návrh možných modelů financování pro zajištění návratnosti investic, Pracovní skupina zaměřená na financování výstavby, obchodně-investiční model a ekonomiku výstavby nového jaderného zdroje, 05/2017. Dostupné z <https://hlidacipes.org/wp-content/uploads/2017/11/Anal%C3%BDza-vhodn%C3%A9ho-investorsk%C3%A9ho-modelu-pro-v%C3%BDstavbu.pdf>

2/ Investiční náklady (výdaje)

Níže uvedené údaje z veřejných zdrojů o investičních nákladech (terminologicky česky správněji výdajích) bez financování („overnight costs“) jsou zkresleny kursovými rozdíly a nízkými místními náklady (zejména v případě Ruska a Pakistánu-Číny), dlouhou dobou výstavby s odstávkami a změnami projektu (Olkiluoto 3, Flamanville, Vogtle 3), neobvyklým konsorciem (Hinkley Point C).

Obrázek 9: Porovnání nákladů na výstavbu NJZ, z přednášky Nové jaderné zdroje ČR, P. Závodský, 20. 2. 2020, v rámci cyklu Fyzikální čtvrtky

Projekt	Země výstavby / Dodavatel	Náklady bez financování / instalovaný výkon (Overnight cost)	Náklady investora na MW inst. výkonu
JE Temelín 3, 4	ČR / Westinghouse-Rosatom	130 mld. Kč / 1200MW	4.300. € / kW
Leningrad II-2	Rusko / Rosatom	67 mld. Kč / 1200MW	2.200 € / kW
Shin Kori 4	Jižní Korea / KHNP	88 mld. Kč / 1400MW	2.500 € / kW
Barakah 1	UAE / KHNP	118 mld. Kč / 1400MW	3.400 € / kW
Olkiluoto 3	Finsko / AREVA-Siemens	218 mld. Kč celk; investor 141 mld. Kč / 1600MW	5.500 € / kW
Flamanville 3	Francie / EDF	317 mld. Kč / 1750MW	7.200 € / kW
Karachi 2	Pákistán / CGN	105 mld. Kč / 1200 MW	3.500 € / kW
Vogtle 3	USA / Westinghouse	311 mld. celk; investor 206-269 mld. Kč / 1200MW	10.400 € / kW
Akkuyu 1	Turecko / Rosatom	144 mld. Kč / 1200MW	4.800 € / kW
Hinkley Point C	UK / EDF	337 mld. Kč / 1720MW	7.800 € / kW
Paks 3	Maďarsko / Rosatom	150 mld. Kč / 1200MW	5.000 € / kW
Hanhikivi	Finsko / Rosatom	166 mld. Kč / 1200 MW	5.500 € / kW
6 nových bloků JE Francie	Francie / EDF	46 mld. € / 6 bloků (1750 MW / blok) neoficiální informace dle tisku	4.400 € / kW
Sizewell C	UK / EDF	Zatím nezveřejněno, jen údaj, že opakování projektu Hinkley Point C má ušetřit 20 % nákladů	

Zdroj: Závodský (2020)

Jako benchmark uveďme ještě následující tabulku z jiného, akademického zdroje, a sice od specialisty na jadernou energii RNDr. Vladimíra Wagnera, CSc., z Ústavu jaderné fyziky AV ČR.

Blok Elektrárna	Výkon [GW]	Počet bloků	Celková cena [miliardy EUR]	Celková cena [miliardy Kč]	Cena za blok [miliardy Kč]	Cena na GW [miliardy Kč]	Cena za 60 let GW·rok [miliardy Kč]
APR1400	1,4						
Barakah		4	21,7	556	139	99	117
EPR	1,66						
Olkiluoto		1	8,5	218	218	131	154
Flamanville		1	10,9	279	279	168	198
Hinkley Point C		2	20,3	520	260	157	184
Thaj-šan		2	10	256	128	77	90
AP1000	1,12						
Vogtle		2	15,9 – 17,2	407 - 440	203 - 220	182 -197	214-232
San-men		2	6,3	162	81	73	85
Chaj-jang		2	6,3	162	81	73	85
VVER1200	1,2						
Hanhikivi		1	6,7	172	172	143	168
Paks		2	12,5	320	160	133	157
Ostrovec		2	9,5	244	122	102	120
Akkuyu		4	17,3	444	111	93	109
Rooppur		2	10,8	278	139	116	136
El Dabaa		4	18,2	467	117	97	114
Větrné farmy	1,0		1,1 - 1,9	29 - 49		29 - 49	190 - 330
PV farmy	1,0		0,87	22		22	400

Zdroj: <https://oenergetice.cz/jaderne-elektrarny/jake-jsou-ceny-za-jaderne-reaktory-iii-generace/>, publikováno 13. 8. 2018

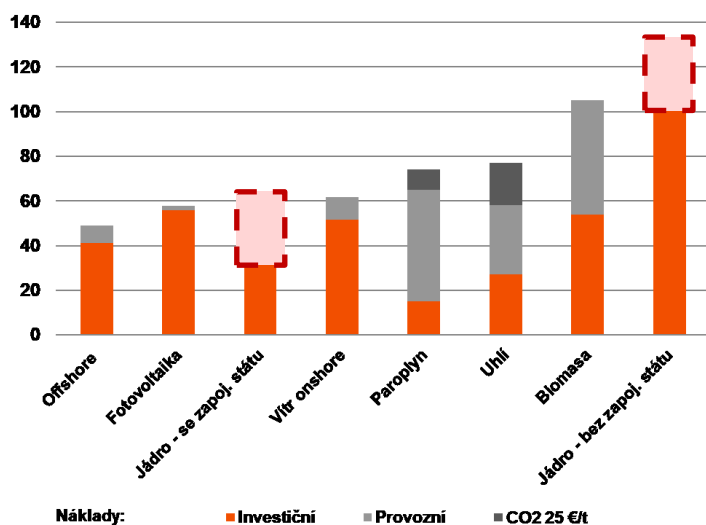
Na tomto místě je vhodné zmínit skutečnost, že pokud se realizační cena odvíjí od nákladů a přiměřeného zisku vzhledem k objemu kapitálu, může na straně regulovaného subjektu vzniknout motivace k tzv. přeinvestování, a tím k následnému zvyšování celkového zisku.

Na druhou stranu platí, že:

- v ČR proběhne výběr dodavatele – soutěž snižuje nabízené ceny (není však cílem projekt vysoutěžít za podnákladovou cenu s tím, že zhotovitel se bude snažit dohnat rozdíl na vícepracích); a
- výstavbová rizika ponese investor (obdobně v první fázi projektu je dána cena a vyjma oprávněných důvodů jdou vícenáklady za investorem), tj. je tak ultimativním zájmem investora řídit projekt tak, aby k navýšení rozpočtu a prodlužování termínů nedocházelo.

3/ Provozní náklady

Obrázek 10: Porovnání provozních nákladů jednotlivých technologií pro výrobu elektřiny v Evropě, EUR/MWh, z přednášky Nové jaderné zdroje ČR, P. Závodský, 20. 2. 2020, v rámci cyklu Fyzikální čtvrtky



Zdroj: Závodský (2020)

OZE jsou levným, ale intermitentním zdrojem. Zemní plyn je přechodové palivo s nižší produkcí CO₂, v delším časovém horizontu by měl být nahrazen zeleným vodíkem a metanem. Uhlí energetika postupně skončí v důsledku politických rozhodnutí o odstavování, rostoucí ceny emisní povolenky a zvyšování emisních standardů (BAT). Provozní náklady zahrnují i náklady na postupně vytvářený fond likvidace.

4/ LCOE dle jednotlivých zdrojů

Pro srovnání s jinými technologiemi připomeňme definice dvou pojmů:

Overnight cost je cena, kterou bychom zaplatili, kdybychom elektrárnu postavili „přes noc“. Tato kalkulace nezahrnuje úrok, inflaci ani eskalaci ceny kvůli zvýšeným nákladům na práci, materiál apod. Jedná se tedy o ryze stavebně-technické pořizovací náklady, tzv. engineering-procurement-construction costs a náklady vlastníka (pozemek, administrace, stavba souvisejících budov, řízení projektu, licence apod.). Celkové konstrukční náklady, někdy také „all-in-all costs“, pak již zahrnují úplně všechno (WNA 2011).

Levelized cost of electricity (LCOE) je hodnota, která zahrnuje všechny náklady výroby elektrické energie po celou dobu životnosti elektrárny, vč. investovaného kapitálu, paliva, provozních nákladů, nákladů na údržbu atd. Obvykle nezahrnuje systémové náklady a externality (u jaderných elektráren někdy neuvažuje náklady na likvidaci, nebo je považuje za standardně dané).

Tzv. overnight cost na 1 kW instalovaného výkonu se v různých studiích pohybuje mezi 4 000 a 6 000 USD/kW či 5 000 – 7 000 USD/kW v případě Evropy a Severní Ameriky, v závislosti na použitých zdrojích dat a detailech výpočtu. Určité rozdíly ve výpočtech jednotlivých institucí jsou dány také uvažovanou úrokovou sazbou (obvykle mezi 5 – 10 %), typem reaktoru či očekávanou délkou stavby a životnosti. Některé studie hovoří o postupném snižování nákladů na další bloky díky learning by doing. Nicméně **vždy existuje určité finanční rozpětí** overnight costs dle jednotlivých dodavatelů podobných technologií pro všechny energetické zdroje. Technologický rozvoj i náročnost technologií se současně odráží v časových řadách vývoje cen.

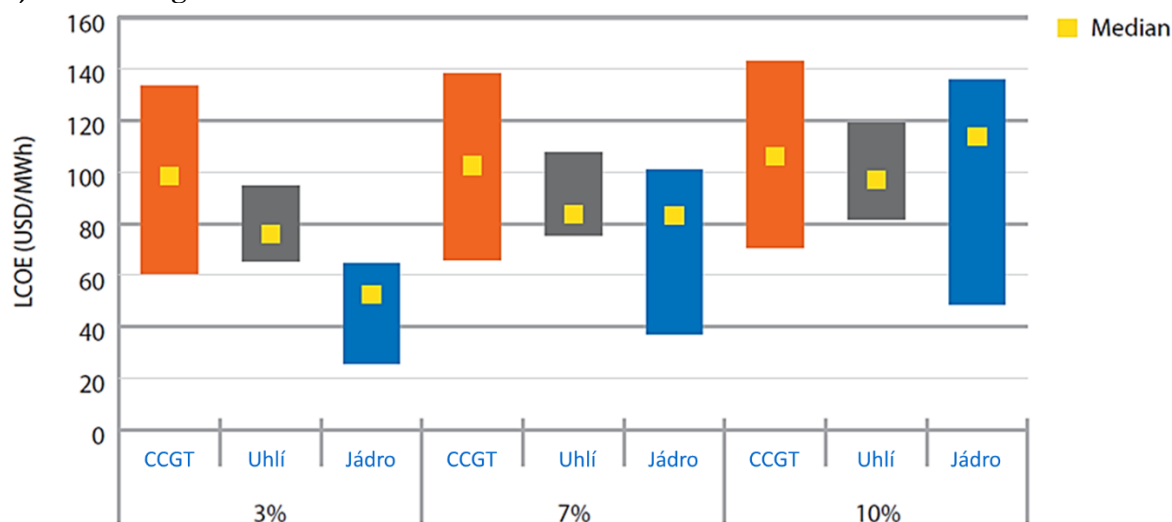
Tabulka 7: Souhrn ukazatelů pro různé technologie

Technologie	Počet zdrojů	Čistá kapacita (MWe)				Overnight costs (USD/kWe)			
		Min	Průměr	Medián	Max	Min	Průměr	Medián	Max
Zemní plyn CCGT	13	350	551	475	900	627	1 021	1 014	1 289
Zemní plyn OCGT	4	50	274	240	565	500	708	699	933
Uhlí	14	605	1 131	772	4 693	813	2 080	2 264	3 067
Jádro	11	535	1 434	1 300	3 300	1 807	4 249	4 896	6 215
Solár. fotovolta. systémy domácí	12	0,003	0,007	0,005	0,02	1 867	2 379	2 297	3 366
Solár. fotovolta. systémy komerč.	14	0,05	0,34	0,22	1,0	728	1 583	1 696	1 977
Solár. fotovolta. systémy velké	12	1	19,3	2,5	200	937	1 555	1 436	2 563
Solární tepelné(CSP)	4	50	135	146	200	3 571	5 964	6 072	8 142
Pobřežní větrné zdroje	21	2	38	20	200	1 200	1 911	1 804	2 999
Mořské větrné zdroje	12	2	275	223	833	3 703	4 985	4 998	5 933
Vodní - malé	12	0,4	3,1	2	10	1 369	5 127	5 281	9 400
Vodní - velké	16	11	1 093	50	13 050	598	3 492	2 493	8 687
Geotermální	6	6,8	62	27	250	1 493	4 898	5 823	6 625
Biomasa a bioplyn	11	0,2	154	10	900	587	4 447	4 060	8 667
Kogenerace (všechny druhy)	19	0,2	5,3	1,1	62	926	4 526	2 926	15 988

Zdroj: *Projected costs of generating electricity. International Energy Agency. 2015 Edition.* <https://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2015/7057-proj-costs-electricity-2015.pdf>

Overnight costs nezapočítávají náklady na financování/úrokové sazby, které jsou při úvahách o stavbě jaderné elektrárny klíčové. Zároveň neříkají nic o konkurenceschopnosti jaderné energie v porovnání s jinými zdroji elektrické energie. Pokud je třeba srovnat investici do jaderné elektrárny s dostupnými alternativami, je používán ukazatel LCOE. Konkrétní ekonomická výhodnost jednotlivých způsobů výroby závisí na geografických, přírodních a tržních podmínkách konkrétní země či regionu a také na technologických možnostech a socio-politických okolnostech. Několik odhadů uvádí následující obrázek.

Obrázek 11: LCOE pro technologie pro zajištění základního zatížení - srovnání CCGT, uhlí a jaderné energie



Zdroj: *Projected Costs of Generating Electricity, 2015 Edition, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, NUCLEAR ENERGY AGENCY, ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT*

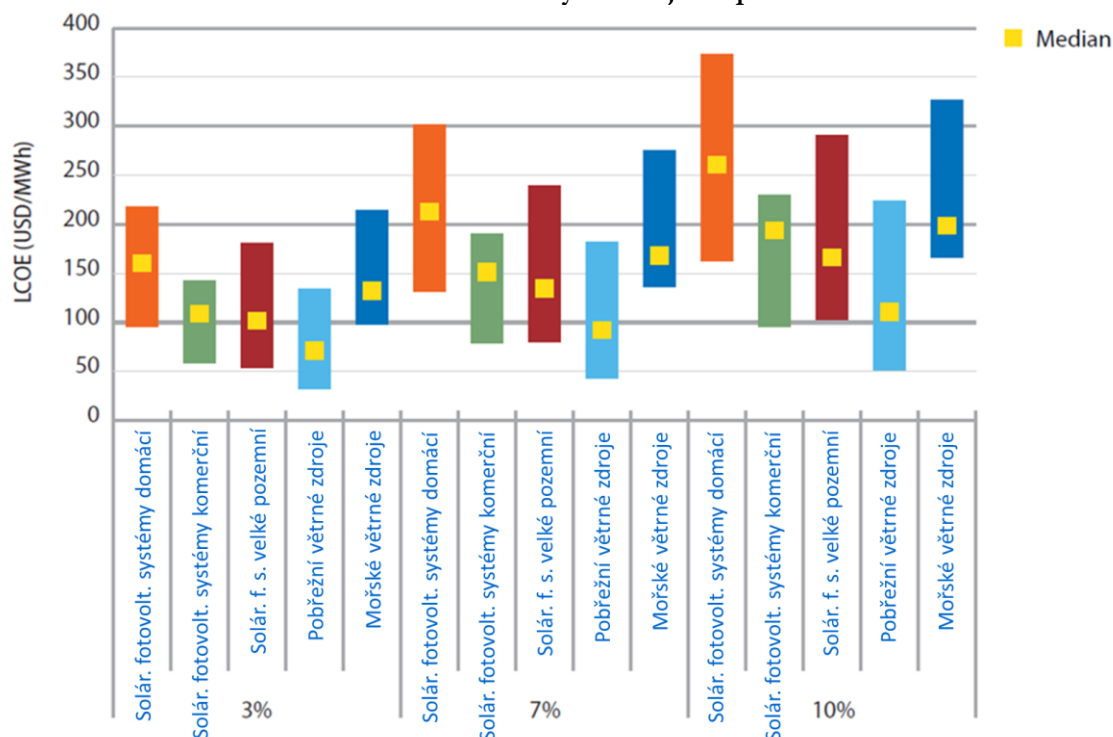
Z uvedeného srovnání LCOE pro zdroje elektřiny v režimu základního zatížení s ohledem na rozdílné investiční a provozní náklady a dobu výstavby a provozu, (diskontované třemi variantami hodnot¹⁵ 3, 7 a 10 %), vychází pro 3% a 7% diskontní sazbu nejlevnější jaderné zdroje, pak uhelné a nejdražší jsou paroplynové zdroje CCGT závislé na ceně plynu a materiálu. Při 10% úrokové sazbě se nejvíce prodražují JE, ale podstatné je si všimnout minimálních veličin - opět tu vystupují dva noví spolehliví mezinárodní dodavatelé JE – firmy z Jižní Koreje a čínské firmy. Naopak

¹⁵ WACC jako (celkové, průměrné) náklady financování investora, v citované komparativní studii pro jednoduchost mezinárodního srovnávání WACC před zdaněním (str. 137 “pre-tax weighted WACC”). „LCOE se snaží změřit veškeré náklady výroby elektřiny, počínaje stavebními a finančními náklady přes provozní náklady celého životního cyklu včetně fondu na náklady likvidace a náklady uhlíkových emisí.“ Viz Malaguzzi (2019) nebo IAEE (2017).

pomalejší výstavba konkurenčních firem je prodražuje 2-3krát, což zvyšuje LCOE vysoko k 120 USD/MWh.

Diskontní sazby na úrovni 3 % jsou dosažitelné při státem garantovaném financování.

Obrázek 12: Srovnání variant solárních a větrných zdrojů na pevnině a v moři

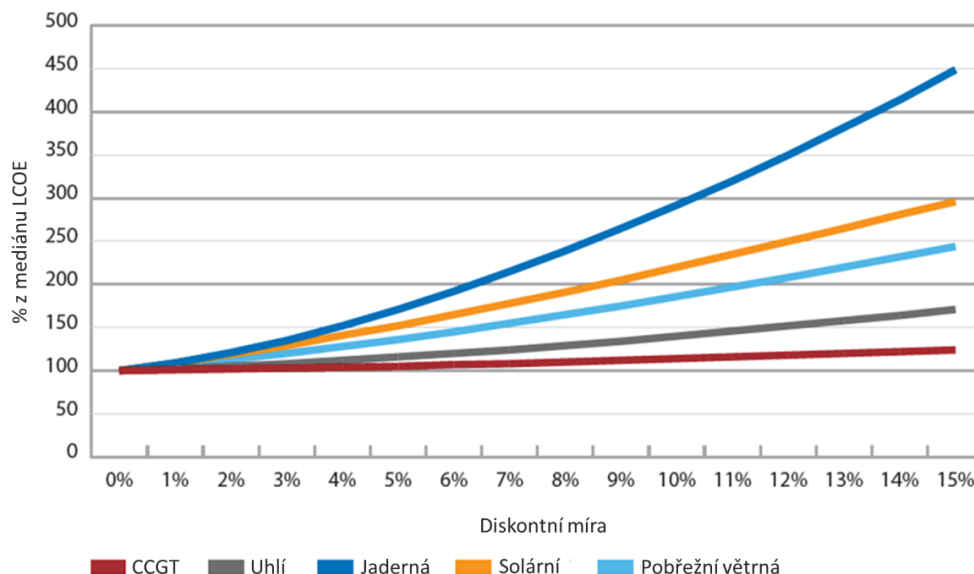


Zdroj: *Projected Costs of Generating Electricity, 2015 Edition*, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, NUCLEAR ENERGY AGENCY, ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT

Z uvedeného srovnání LCOE pro OZE (solární PV a větrná energie) s ohledem na rozdílné investiční a provozní náklady a dobu výstavby a provozu, (diskontované třemi variantami sazeb 3, 7 a 10 %), vychází pro 3%, 7% i 10% sazbu nejlevnější větrné zdroje na pevnině, naopak offshore parky v moři jsou dražší. Solární PV je nejlevnější ve velkých parcích, pak na komerčních stavbách, nejdražší je na residenčních budovách. Aukce s dodáním po roce 2022 tlačí v Německu a obecně na pokles cen a další technologický rozvoj zaměřený tímto směrem.

Jak již bylo uvedeno výše, úrokové sazby na úrovni 3 % jsou dosažitelné při státem garantovaném financování.

Obrázek 13: LCOE – senzitivita na diskontní míru

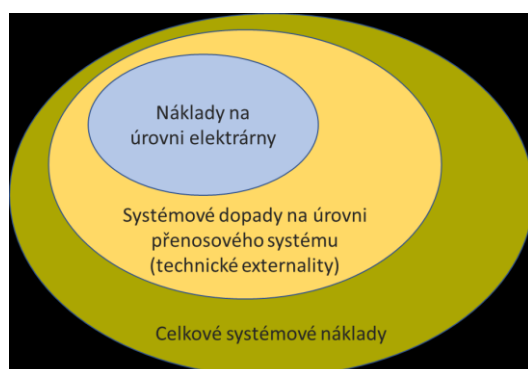


Zdroj: *Projected Costs of Generating Electricity, 2015 Edition*, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, NUCLEAR ENERGY AGENCY, ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT

Změny diskontních sazeb ovlivňují každou technologii prostřednictvím celé řadě dimenzí, jako jsou overnight cost, dodací lhůty a životnost. Obecně řečeno, čím je technologie kapitálově náročnější, tím citlivější je na změnu sazby. To je jasně znázorněno na obrázku výše, kde sazba probíhá od 0 % na nejvyšších 15 %. Technologie nejméně citlivá na výši sazby jsou plynové zdroje s CCGT, u kterých dochází s růstem sazby k nárůstu LCOE pouze o 24 %, následuje výroba z uhlí. Obě tyto technologie se vyznačují relativně nízkými počátečními náklady v porovnání k jejich variabilním nákladům, zejména nákladům na palivo. Jaderné zdroje jsou naopak nejcitlivější na výši sazby, LCOE rostou o 349 % při zvyšování sazby k 15 %.

Je zřejmé, že financování JE na spodním okraji intervalu umožňuje dosáhnout přijatelnějších výsledných cen elektřiny než na horním konci intervalu. Nízkou diskontní sazbu lze podpořit státem garantovaným dlouhodobým financováním, které může dále významně snížit výsledné ceny elektřiny.

5/ Systémové náklady



- Náklady na úrovni elektrárny
- Systémové dopady na úrovni přenosového systému (technické externality)
 - Připojení k přenosové síti
 - Rozšíření a posílení přenosové sítě
 - Krátkodobé náklady na vybilancování energetické soustavy

- Dlouhodobé náklady pro zajištění adekvátní záložní kapacity a spolehlivosti dodávek
Ač Německo ujišťovalo o opaku, výkon jaderných elektráren, jejichž provoz byl/bude ukončen, už teď kompenzuje uhelnými zdroji, z nichž mnohé jsou již odstavené zastaralé uhelné elektrárny s výrazně nečistým provozem, ale provozně nákladově úsporné díky poměrně nízké ceně uhlí ovlivněné globálně nízkou cenou břidlicového plynu v USA. Negativní externality z toho plynoucí nejsou reflektovány v ceně a trh tak dává nesprávné impulzy, co se týče investic do jednotlivých technologií. Více viz kapitola 1.2.
- Dopady na jiné výrobce elektřiny (finanční externality)
 - Snížení cen a nižší využití kapacit konvenčních elektráren v krátkém časovém horizontu
 - Re-konfigurace energetického systému v dlouhém časovém horizontu
- Celkové systémové náklady
 - Je třeba uvažovat nejenom náklady ale také přínosy začlenění nové kapacity (variabilní a fixní náklady nové kapacity, která mohla být vytlačena - nerealizována)
 - Jiné externality (environmentální, bezpečnost a spolehlivost dodávek, náklady nehod, ...)

Česká republika bez jaderné energetiky může mít dle zkušeností sousedního Německa (ale i VB) vysoké systémové náklady.

Obrazek 14: Systémové náklady dle jednotlivých zdrojů, porovnání Německa a VB

Německo												
	Jádro		Uhlí		Plyn		Pobřežní větrné zdroje		Mořské větrné zdroje		Solární	
	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %
Náklady na udržování adekvátních záložních kapacit	0,00	0,00	0,04	0,04	0,00	0,00	7,96	8,84	7,96	8,84	19,22	19,71
Náklady na vyrovnávání	0,52	0,35	0,00	0,00	0,00	0,00	3,30	6,41	3,30	6,41	3,30	6,41
Připojení k síti	1,90	1,90	0,93	0,93	0,54	0,54	6,37	6,37	15,71	15,71	9,44	9,44
Posílení a rozšíření sítí	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,73	22,23	0,92	11,89	3,69	47,40
Celkové síťové systémové náklady	2,42	2,25	0,97	0,97	0,54	0,54	19,36	43,85	27,90	42,85	35,64	82,95

Velká Británie												
	Jádro		Uhlí		Plyn		Pobřežní větrné zdroje		Mořské větrné zdroje		Solární	
	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %
Náklady na udržování adekvátních záložních kapacit	0,00	0,00	0,06	0,06	0,00	0,00	4,05	6,92	4,05	6,92	26,08	26,82
Náklady na vyrovnávání	0,88	0,53	0,00	0,00	0,00	0,00	7,63	14,15	7,63	14,15	7,63	14,15
Připojení k síti	2,23	2,23	1,27	1,27	0,56	0,56	3,96	3,96	19,81	19,81	15,55	15,55
Posílení a rozšíření sítí	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,95	5,20	2,57	4,52	8,62	15,18
Celkové síťové systémové náklady	3,10	2,76	1,34	1,34	0,56	0,56	18,60	30,23	34,05	45,39	57,89	71,71

Zdroj: Závodský (2020)

Zpráva OECD NEA z ledna 2019, 'The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables, upozorňuje, že ačkoliv se mnoho států zavázalo k ambiciózním cílům při snižování emisí, nedaří se jim tyto cíle plnit (včetně Německa) a navíc státy své cíle neprosazují hospodárně.

Jakkoliv je mix jaderných a OZE rozumný, zpráva upozorňuje na skutečnost, že zvýšený podíl nestabilních energetických zdrojů vyústil ve velkou ne hospodárnost v celém energetickém systému.

Tyto systémové náklady nebyly a nejsou v současných tržních strukturách náležitě reflektovány a výsledkem je, že v celkovém energetickém systému je obtížné – ne-li nemožné – činit dobře zdůvodněná rozhodnutí a investice. (Zdroj: <http://www.oecd-neo.org/news/2019/2019-01.html>)

Je proto třeba zdůraznit, že jakékoliv porovnání nákladů pouze na výrobu elektřiny na prahu zdroje je matoucí. Teprve součet nákladů výroby na úrovni zdroje + nákladů na podpůrné služby + nákladů na přenos + nákladů na distribuci by se měl promítat do cen, které v součtu platí zákazníci.

Ještě jednu poznámku energie je komodita ale jak lze seznat i ze zprávy níže, **trh je segmentovaný a deformovaný dotacemi**. Již pohled na zprávu EC je zajímavý

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/quarterly_report_on_european_electricity_markets_q_4_2019_final.pdf

A ochota zákazníků platit různé ceny je také nesmírně odlišná viz nejvyšší ceny v Německu obr 53 na straně 42., což je důsledkem obrovských dotací na Energiewende, navíc se doplácí také ze státního rozpočtu. V Německu občané platí k VOC (řekněme cca 30 Euro/MWh) příspěvek 62 Euro, který má být zvýšen na 80 Euro/MWh, aby se pokryly plné, tedy také systémové náklady volatilitních OZE.

Ochota zákazníků platit v ČR je nižší včetně možných sociálních dopadů.

Trh na straně nabídky zdrojů je ještě méně dokonalý.

Proto záleží na efektivnosti nabídky a při vlastní výrobě v mixu „appropriate“ technologií JZ, OZE a plynu se jeví projekt lépe jako bezpečná pojistka za **ODVRACENÍ RIZIKA blackoutu a ztráty kontroly nad eskalací cen, tedy jde o bezpečí dodávek elektřiny za předvídatelné ceny pro celý stát. Tyto dopady nelze zamlčovat**. Lépe než spoléhat na import

Co se týče modelů financování NJZ, byly komplexně analyzovány v rámci pracovních skupin Stálého výboru v letech a nejnověji na základě usnesení vlády č. 478 z 27. 4. 2020 MPO ve spolupráci s MF a vládním zmocněncem pro jadernou energetiku. Vláda 20. července 2020 projednala informaci o financování nových jaderných zdrojů v ČR obsaženou v části III materiálu č. j. 815/20 a schválila model financování pro nové jaderné zdroje prostřednictvím poskytnutí návratné finanční výpomoci podle zákona č. 218/2000 Sb., o rozpočtových pravidlech a o změně některých souvisejících zákonů (rozpočtová pravidla). Vláda rovněž uložila zapracovat navrhovaný mechanismus do Návrhu zákona o opatřeních k přechodu České republiky k nízkouhlíkové energetice.

6/ Další potenciální náklady

V souvislosti se stanovením povinnosti předložit ze strany státu investorovi návrh na smlouvu o výkupu, a následně zajistit výkup elektřiny po tak dlouhou dobu, aby byl schopen získat vložené prostředky či splatit výpůjčky, je možné, že tato varianta bude mít dopad na státní rozpočet, příp. na ostatní veřejné rozpočty. Mezi investorem a státem vznikne právní vztah, kdy stát deklaruje svou povinnost výkupu elektřiny od investora za danou cenu. Primárním nositelem finančního dopadu tedy bude stát, resp. státní rozpočet. Předpokládá se, že se vláda rozhodne část nákladů souvisejících s přechodem na nízkouhlíkovou ekonomiku, přenést na spotřebitele elektrické energie. Zcela vyloučit negativní dopad na státní rozpočet tak nelze.

3.3 Přínosy

Zde se bude jednat především o celospolečenské, obtížně kvantifikovatelné, přínosy plynoucí z dosažení cílů stanovených SEK:

- Bezpečnost dodávek energie – zajištění nezbytných dodávek energie pro spotřebitele v běžném provozu i při skokové změně vnějších podmínek (výpadky dodávek primárních zdrojů, cenové výkyvy na trzích, poruchy a útoky) v kontextu EU;
- Konkurenceschopnost (energetiky a sociální přijatelnost) – konečné ceny elektrické energie pro průmyslové spotřebitele i pro domácnosti srovnatelné v porovnání se zeměmi regionu a dalšími přímými konkurenty + energetické podniky schopné dlouhodobě vytvářet ekonomickou přidanou hodnotu;
- Udržitelnost (udržitelný rozvoj) – struktura energetiky, která je dlouhodobě udržitelná z pohledu životního prostředí (nezhoršování kvality ŽP), finančně-ekonomického (finanční stabilita energetických podniků a schopnost zajistit potřebné investice do obnovy a rozvoje), lidských zdrojů (vzdělanost) a sociálních dopadů (zaměstnanost) a primárních zdrojů (dostupnost).
 - Jádrem je též zdrojem vhodným zejména pro dodávky stabilní elektřiny, ale umožňuje i provádět změny výkonu, k čemuž bude NJZ certifikován podobně jako stávající JE (viz níže).

3.4 Vyhodnocení variant

Varianta 1: Podpora rozvoje jaderné energetiky formou daňových úlev

Daňové úlevy jsou často využívaným nástrojem států pro motivaci subjektů investovat do žádoucích oblastí. Úleva musí být konstruována tak, aby buďto umožnila přiměřený zisk nedosažitelný na trhu, nebo umožnila poměrně vyšší výnos, než jaký lze na trhu alternativně získat. V praxi se tedy musí jednat o poskytnutí nižší daňové sazby, určité daňové slevy nebo celkového osvobození od daně u daňových položek, které na subjekt skutečně dopadají. Daňové úlevy musí významně ovlivnit ekonomický propočet investice. V tomto případě je možné uvažovat především o dani z příjmu právnických osob nebo dani z přidané hodnoty, a na tyto položky pak aplikovat úpravu podmínek. Daňová úleva pro výstavbu výroben elektřiny byla již v ČR v minulosti zavedena, a to pro OZE. Tento typ podpory byl ale z důvodu značných dopadů do státního rozpočtu zrušen.

Výrazné dopady do státního rozpočtu v případě tak velkého projektu, jakým je investice do nových jaderných zdrojů, jsou hlavní nevýhodou využití daňových úlev pro podporu výstavby nových jaderných zdrojů. Pro investora představují nestabilní rámec, jelikož předem ani přibližně neví, za jaké ceny bude elektřinu na trhu schopen prodat. Daňové záruky tak neposkytují investorovi žádnou záruku. Změny podmínek na trhu, vysoká volatilita cen elektřiny či regulační zásahy státu (které jsou zrovna v daňové oblasti velmi časté) mohou způsobit, že investice tak rozsáhlého charakteru bude ztrátová. Navíc daňové úlevy jsou vhodné spíše pro podporu celého vybraného segmentu ekonomiky než pro podporu konkrétního projektu.

Závěr: varianta 1 je pro ČR nevhodná.

Varianta 2: Podpora prostřednictvím kapacitních mechanismů

Kapacitní mechanismy jsou nástrojem pro zabezpečení dodávek elektřiny v potřebném čase prostřednictvím plateb výrobcí za jeho připravenost dodávat elektřinu v předem určených obdobích. Jedná se o platbu nad rámec zisků na trhu s elektřinou, a výrobce ji dostává bez ohledu na to, zda vyrábí nebo ne. Kapacitní mechanismy tak mají pokrýt fixní náklady výrobců. Dodávka elektřiny se pak zpravidla řídí situací na trhu. Poptávané množství většinou odráží potřebu dodávky

elektriny ve špičce, nebo chybějící množství výkonu potřebného pro dosažení bezpečnosti dodávky.

Obrázek 15: Kompenzační mechanismy v Evropě a USA

Země	Kapacitní mechanismy (CRM)
Belgie	Strategické rezervy, kapacitní platby
Finsko	Strategické rezervy
Francie	Demand Response Tender („Reakce na poptávku“)
Německo	Strategické rezervy, ABLAV Interruptibility Scheme (nákup přerušitelného zatížení), síťové rezervy
Řecko	Interruptibility Scheme (nákup přerušitelného zatížení)
Irsko	Kapacitní platby
Itálie	Kapacitní mechanismus pro celý trh – platby za disponibilitu či za redukcí poptávky
Polsko	Kapacitní mechanismus pro celý trh – platby za disponibilitu či za redukcí poptávky
Portugalsko	Kapacitní platby
Španělsko	Kapacitní platby
Švédsko	Strategické rezervy
Velká Británie	Kapacitní aukce – první aukce v roce 2014 pro dodávky v roce 2018
USA	Kapacitní aukce u čtyřech ISO (Independent System Operator, nezávislý provozovatel soustavy)

Zdroj: https://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/state_aid_to_secure_electricity_supply_en.html a příslušná rozhodnutí z <https://ec.europa.eu/competition/elojade/iseff/>

Již ze své podstaty nejsou kapacitní mechanismy vhodné pro podporu výstavby jaderných zdrojů. Kapacitní mechanismy jsou i dle relevantní evropské legislativy definovány jako přechodné řešení, sloužící k překonání nepříznivého období. Naproti tomu jsou investice do jaderných zdrojů v ČR považovány za dlouhodobou součást klimaticky neutrální energetiky. Jaderná energetika by se svými velkými kapitálovými náklady také měla značnou nevýhodu oproti ostatním zdrojům soutěžícím o tento typ podpory.

Jádro je zdrojem vhodným zejména pro dodávky stabilní elektriny, ale umožňuje i provádět změny výkonu, k čemuž bude NJZ certifikován podobně jako stávající JE. Proto je vhodné v rámci energetického mixu JE a OZE, což výrobu elektrické energie ve svém celku zlevňuje, viz i např. odkazy:

- IAEA, Non-baseload Operation in Nuclear Power Plants: Load Following and Frequency Control Modes of Flexible Operation, <https://www.iaea.org/publications/11104/non-baseload-operation-in-nuclear-power-plants-load-following-and-frequency-control-modes-of-flexible-operation>
Cílem této publikace je analyzovat všechny důležité aspekty flexibilního provozu JE, se zaměřením se na možné změny elektrického výkonu v reakci na poptávku po elektrině a regulaci frekvence.
- Flexible Operation of Nuclear Power Plants Ramps Up, Mar 31, 2019 by POWER, <https://www.powermag.com/flexible-operation-of-nuclear-power-plants-ramps-up/>
- Flexible operation of nuclear power plants lowers operating costs, <https://www.power-technology.com/news/flexible-operation-nuclear-power-plants-lowers-operating-costs/>
- Keeping the balance: How flexible nuclear operation can help add more wind and solar to the grid, <http://news.mit.edu/2018/flexible-nuclear-operation-can-help-add-more-wind-and-solar-to-the-grid-0425>.

I tak může existovat riziko, že by se nové jaderné zdroje do mechanismu nekvalifikovaly, nezískaly by tak financování a nebyly postaveny. Míra rizika pro investora je příliš vysoká. Kapacitní

mechanizmy také neumožňují flexibilitu v podobě zpětných plateb zákazníkům v případě, že je cena elektřiny na trhu vysoká.

Závěr: varianta 2 je pro ČR nevhodná.

Varianta 3: Přímá investiční podpora (dotace)

Další možností je poskytnout investorovi přímou dotaci, příp. úvěr s dotovaným úrokem či garanci státu.

Investiční podpora je silnou motivací pro vznik konkrétní investice. Dotace přenáší část investičních nákladů na státní rozpočet nebo je čerpaná z prostředků evropských fondů. Úvěrová podpora snižuje náklady financování. To může umožnit investorům dosáhnout přiměřených zisků.

Forma přímé dotace je pro svůj charakter vhodná pro výroby elektřiny s menším instalovaným výkonem, a to především kvůli objemu potřebných finančních prostředků. V takovém případě nezatíží veřejné rozpočty a dobře plní stanovené cíle. U výroby elektřiny s větším instalovaným výkonem by objem potřebných prostředků překročil možnosti veřejných rozpočtů. Otázkou proveditelnosti také zůstává zachování soutěžních podmínek na trhu s elektřinou a schválení takto nastaveného mechanismu ze strany Evropské komise. U investiční podpory s jediným příjemcem je totiž riziko nesprávného nastavení výše podpory, a tedy překompenzování v obdobích vysokých cen elektřiny značné, což by mohlo vést k narušení hospodářské soutěže na trhu s elektřinou.

Co se týče garancí za dluh, může být tento nástroj doplňkem jak k mechanismu Contract for Difference (dále jen „CfD“), který je hodnocen v samostatném oddíle dále jakožto Varianta 5, tak k mechanismu smlouvy o výkupu (Varianta 6). Varianty 3 (ve formě záruky), 5 a 6 se tak vzájemně nemusí vylučovat. Kombinace těchto variant by umožnila zajistit větší objem dluhového financování, zkrátit požadovanou dobu návratnosti investice či snížit cenu vyrobené elektřiny na úroveň přijatelnou pro spotřebitele. Jak jsme uváděli výše, náklady financování zdroje mohou cenu vyráběné elektřiny zdvojnásobit (viz například i následující obrázek).

Obrázek 16: Náklady financování¹⁶

Strike-price [EUR/MWh]	Náklady financování (nominální WACC v %)					
	Financování investorem při CfD			Financování státem při CfD		
	9%	8%	7%	6%	5%	4%
	9%	8%	7%	6%	5%	4%
CfD 60 let	92	79	68	59	51	44
CfD 35 let	99	86	75	66	58	52
CfD 15 let	128	114	103	92	83	76

Pozn.: Hodnoty jsou v cenách roku 2015

Zdroj: NAP JE

- 1/ Garance státu za úvěr přispěje k zajištění dostatečného objemu financování komerčními bankami.
- 2/ Riziko spojené s vývojem cen elektřiny zůstane na investorovi, a proto záruka sama o sobě nezajistí návratnost investice (k tomu je třeba kombinace variant 3 a 5 nebo 6).
- 3/ Pokud se jedná o poskytnutí záruk a garancí centrální vládou státní nebo soukromé společnosti, samo toto poskytnutí neovlivní výši státního dluhu ani výši dluhu vládních institucí dle

¹⁶ WACC po zdanění s předpokládanou daní z příjmu právnických osob 19 %.

metodiky ESA 2010 zveřejněné Nařízením Rady a Evropského parlamentu č. 549/2013 ze dne 21. května 2013 o Evropském systému národních a regionálních účtů v Evropské unii. Dojde-li však k plnění garance za dlužníka, ovlivní tato realizace výši salda hospodaření vládního sektoru. Pokud však dojde přímo k převzetí dluhu centrální vládou, má tato skutečnost dopad na saldo hospodaření vládního sektoru i dluh sektoru vládních institucí, a to v plné výši poskytnuté garance, resp. převzatého dluhu.

- 4/ Na systém započítávání garancí do dluhu ratingovými agenturami nejsou přesná pravidla, na dopad na rating je zásadní poměr velikosti garancí k HDP.
- 5/ Státní záruky jsou poskytovány v souladu se zákonem č. 218/2000 Sb., o rozpočtových pravidlech a o změně některých souvisejících zákonů (rozpočtová pravidla). Dle § 73 poskytuje Česká republika státní záruky, jen stanoví-li tak zvláštní zákon. Za poskytnutí státní záruky zaplatí dlužník do státního rozpočtu 0,5 % ze zaručené částky, a to do 30 dnů ode dne nabytí účinnosti zákona, kterým byla státní záruka poskytnuta. Jedná se o jednorázový poplatek z celé předpokládané investice, tzn. že v případě dostavby jednoho bloku v ceně cca 140 mld. Kč, by se jednalo o poplatek ve výši 700 mil. Kč. Pokud by byly poskytovány dílčí záruky dle v reakci na vývoj potřeb financování, vypočítával by se poplatek samozřejmě z konkrétní výše zaručených prostředků.
- 6/ Garance by bylo nezbytné notifikovat u EK. (Zdroj: MPO)

Závěr: varianta 3 je pro ČR nevhodná.

Varianta 4: Stanovení regulované ceny na vynaloženou investici (model vycházející z RAB)

Vyplácení regulované ceny za vynaloženou investici je mechanismus, který pro určení podpory vychází z hodnoty vynaložené investice v průběhu celého životního cyklu daného zdroje. Model, dle kterého je každoročně nezávislým regulátorem určována cena, pracuje s efektivně vynaloženými investicemi včetně předem schválených rezerv a případným oprávněným překročením původně plánované výše investice, provozními náklady a průměrnou mírou zisku oprávněného investora.

Do určité míry je obdobný model regulace využíván pro regulaci cen v elektroenergetice a plynárenství (služby přenosové a distribuční soustavy). ERÚ stanovuje pevné regulované ceny, které zákazníci platí v síťových tarifech. Ceny jsou stanovovány každoročně. Přesný model výpočtu je stanovován předem, většinou pro konkrétní pětileté regulační období.

Pro investora do NJZ by byl postup v zásadě obdobný. Byl by stanoven regulační model, jehož změna by byla možná jen za zákonem nebo smlouvou stanovených podmínek. Model může být využit samostatně. Tj. výrobce by každý rok dostával cenu dle proinvestovaných prostředků, přičemž tato částka by zohledňovala i výnosy z prodeje vyrobené elektřiny na trzích. Předpokládá se, že investor by sám vyrobenou elektřinu uplatňoval na trzích. Model (z pohledu stanovení oprávněných výnosů investora) ale také může být využit jako podklad pro výpočet vyplácené ceny např. pro rozdílovou smlouvu CfD nebo Smlouvu o výkupu.

Tento model výrazně snižuje riziko pro investora, neboť návratnost investice je postupně zajišťována prostřednictvím regulátorem stanovené ceny (v souvislosti s postupnou aktivací investovaných prostředků do výstavby). Regulátor určuje vyplácenou cenu investorovi každoročně, model tak dobře odráží skutečně vynaložené prostředky investora, jakož i vývoj na trzích. Rizikem může být prodej elektřiny subjektem, který by díky výši instalovaného výkonu NJZ a velikosti českého trhu s elektřinou získal významnou tržní pozici. V tomto případě by podpůrné schéma s velkou pravděpodobností nebylo schváleno Evropskou komisí.

O možném využití modelu regulační báze aktiv jako modelu financování stavby jaderných elektráren uvažuje nyní Velká Británie. Od tohoto modelu si někteří experti britské vlády slibují podstatné snížení nákladů na výstavbu ve srovnání s modelem CfD (ten byl sjednán pro výstavbu

dvou bloků typu EPR jaderné elektrárny Hinkley Point C viz dále). I když stejného výsledku, tj. podstatného snížení nákladů na výstavbu lze dosáhnout jinou strike price v modelu CfD.

Plánovaných projektů je ve VB hned několik – především se však hovoří o možnosti výstavby v lokalitě, resp. elektrárně Bradwell a Sizewell C. Investoři přitom váhají především kvůli finanční stránce projektu – proto se upínají k určité formě garance ze strany státu. Málokterý z investorů si také dokáže dovolit investovat vyšší jednotky až několik desítek miliard EUR (v případě více bloků) s tím, že vracet se mu prostředky začnou až při uvedení elektrárny do provozu, což nebude dříve než za deset let od počátku výstavby. Taková investice skrývá mnoho rizik, a proto investoři obvykle požadují vyšší míru zhodnocení investice (jako tomu například je u Hinkley Point C).

I proto VB zvažuje využití modelu regulační báze aktiv, v němž jsou rizika z podstatné části přenášena na konečné zákazníky a část nákladů se prostřednictvím regulovaných sazeb vrací investorovi již v průběhu výstavby. Základem modelu regulační báze aktiv je systém, ve kterém regulační orgán stanoví náklady na výstavbu, provoz a přiměřený zisk provozovatele (případně náklady v čase upraví) a tyto náklady jsou následně vybírány prostřednictvím sazeb v regulované složce ceny elektřiny a odesílány investorovi stavby. Taková garance návratnosti současně zvyšuje ochotu bank a penzijních fondů poskytnout potřebný kapitál na výstavbu.

Vzhledem k nejistotě ohledně konečných investičních nákladů VB předpokládá několik jejich úrovní. Do určité úrovně nákladů (označené jako baseline scenario) bude investorovi garantována určitá návratnost investice procentuálně definovaná váženými náklady na kapitál (WACC), které mají být buď stanoveny přímo rozhodnutím regulátora (což je obvyklý postup) nebo budou stanoveny na základě nejvýhodnější nabídky od potenciálních investorů.

Významnou část rizik a nákladů v modelu regulační báze aktiv nese konečný zákazník. Náklady ovšem hradí daňový poplatník i v případě garance formou CfD (viz dále).

Forma regulační báze aktiv může mít výhodu v tom, že se jedná v energetice o zaběhlý model, který je aplikován převážně v síťových odvětvích.

Na druhou stranu je třeba zohlednit skutečnost, že budování a provozování sítí je podnikání s odlišnými charakteristikami od výstavby a provozování jaderného zdroje.¹⁷ Navíc strike price je stanovena na dlouhé období, pevně na 35/60 let, u modelu RAB se mohou každých 5 let parametry měnit. Pokud má regulátor právo měnit parametry regulace v každém regulačním období, je velká pravděpodobnost, že k této změně dojde, což opět znamená pro investora do NJZ nejistotu a zohlednění v ceně zdroje.

Závěr: varianta 4 je pro ČR nevhodná.

Varianta 5: Contract for Difference dle modelu známého např. z V. Británie

Prostřednictvím CfD se stát přímo či skrze státní podnik po stanovenou dobu zavazuje odebírat produkci elektrárny, odebírat ji za dohodnutou cenu, nebo obojí. Tato dohoda je uzavřena na začátku projektu, před finálním rozhodnutím o investici, a jejím cílem je motivovat energetickou společnost k investičnímu rozhodnutí faktickou garancí určité výnosnosti investice. Projekt je pomocí tohoto mechanismu chráněn před tržními riziky, kterými jsou zejména nedostatečná poptávka po elektřině nebo její nízká tržní cena.

Průkopnickým příkladem financování typu CfD v EU je již schválená stavba třetího bloku britské elektrárny Hinkley Point. Ta je společným dílem EDF a čínské CGN. Britská vláda se v rámci CfD

¹⁷ <https://oenergetice.cz/jaderné-elektrárny/spojené-kralovství-rozhodne-financování-stavby-jaderných-bloku-rizika-by-měli-nest-i-spotřebitele>

zavázala kromě záruky za úvěr garantovat výkupní cenu elektřiny z nově postaveného zdroje po dobu 35 let na dvou možných úrovních. První z nich ve výši 89,5 GBP/MWh se uplatní v případě, že EDF bude úspěšně rozvíjet projekt elektrárny Sizewell C, což je další plánovaný zdroj na britském území s reaktory EPR, který by tak firmě umožnil efektivně rozložit FOAK náklady mezi oba projekty. V opačném případě bude uplatněna garantovaná výkupní cena 92,5 GBP/MWh¹⁸.

Příklad Velká Británie a elektrárny Hinkley Point C

S ohledem na environmentální politiku EU začala země s postupným odstavováním tepelných elektráren, přičemž se počítá s jejich nahrazováním především OZE a jádrem. V souvislosti s tím plánuje britská vláda v budoucnu vybudování flotily jaderných elektráren, včetně malých modulárních reaktorů slibujících nízké náklady i emise skleníkových plynů. Podle vládního návrhu by měl do roku 2025 vzrůst celkový instalovaný výkon jaderných elektráren o 25 GW. První novou elektrárnou by se podle tohoto plánu měla stát Hinkley Point C s předpokládaným uvedením do provozu v polovině dvacátých let.

Výstavbu elektrárny Hinkley Point C plánovala britská vláda už na konci 80. let 20. století, přičemž v roce 1990 udělila realizaci tohoto projektu faktický souhlas. Následně však své rozhodnutí z důvodu změny přístupu k jaderné energetice přehodnotila. Postoj britské vlády vůči jádru se změnil až v roce 2006.

V říjnu 2011 požádaly francouzská EDF a její parter - firma Centrica britskou vládu o souhlas se stavbou dvou nových reaktorů typu EPR jaderné elektrárny Hinkley Point C v hrabství Somerset o celkovém výkonu 3 260 MW. V říjnu 2012 pak obě společnosti získaly od britského jaderného dozoru (Office for Nuclear Regulation) první projektovou licenci na jadernou elektrárnu ve Spojeném království po 25 letech.

Stavební povolení spolu se souhlasem od Agentury pro životní prostředí bylo uděleno v březnu 2013, rok před tím však probíhala poměrně intenzivní jednání mezi EDF a britskou vládou ohledně korektního tržního rámce umožňujícího návratnost masivních investic. V červnu 2013 vláda oznámila, že garantuje částku do výše až 16 mld. GBP ve formě půjček na vybudování elektrárny a potřebné infrastruktury. V říjnu 2013 pak společnost EDF uzavřela jednání s vládou ohledně garancí na cenu elektřiny vyprodukované novými reaktory elektrárny Hinkley Point C.

Klíčovým bodem této dohody je tzv. CfD, jímž britská vláda garantuje výkupní cenu z nových reaktorů. Díky této garantované ceně by se měla investice bez problémů vrátit a přinést společnosti ještě 10% zisk.¹⁹

EK vydala k dohodě kladné stanovisko v říjnu 2014, které odůvodnila tím, že v případě neposkytnutí státní garance na cenu elektřiny z nových reaktorů by mohlo v budoucnu dojít ke skutečnému selhání britského energetického trhu. VB v průběhu vyšetřování navíc přesvědčivě prokázala, že výstavba této elektrárny by nemohla být realizována pouze působením tržních sil.

EK uvedla, že „*zásah Velké Británie ve prospěch projektu Hinkley Point C nepřinese žádné zásadní narušení jednotného trhu. Tento zásah naopak přinese významné úspory pro domácí daňové poplatníky. Na tomto základě a po důkladném vyšetření jsme došli k závěru, že podpora je slučitelná legislativou EU.*“²⁰

Proti rozhodnutí Komise se v červnu 2015 postavilo Rakousko, podle něhož je výkupní cena elektřiny z nových reaktorů garantovaná vládou bezpochyby státní podporou a jenž požádalo o stanovisko Evropský soudní dvůr. Napadáno bylo především tvrzení o možném selhání trhu

¹⁸ Dráb, T., Vlček, T. (2016). Způsoby financování výstavby jaderných elektráren a jejich hrozby. Středoevropské politické studie 18, (4): 291-318. Dostupné z: <https://journals.muni.cz/cepsr/article/view/6531/5873>

¹⁹ Strike price deal for Hinkley Point C (2013). V: World Nuclear News. Dostupné z: http://world-nuclear-news.org/NN_Strike_price_deal_for_Hinkley_Point_C_2110131.html.

²⁰ European Commissioners approve Hinkley Point project. *World Nuclear News* (2014). Dostupné z: <http://www.world-nuclear-news.org/NP-European-Commission-approves-Hinkley-Point-project-08101401.html>.

a o tom, že projekt není schopen získat dostatek prostředků na finančním trhu. Rakousko rovněž argumentovalo tím, že jaderná energetika není žádnou inovativní technologií, a proto nepotřebuje státní dotace. Rozhodnutí Komise bylo ve finále potvrzeno.

Rozhodnutí vlády však vzbudilo i poměrně značnou vlnu kritiky např. ze strany některých ekonomů či různých světových médií. Deník The Guardian například uvedl, že provoz nové jaderné elektrárny přijde koncové odběratele minimálně na 4,4 mld. GBP, přičemž vládní dotace mohou vystoupat až na 20 mld. GBP. V průměru tedy každý spotřebitel zaplatí 150-660 GBP navíc.²¹

Vláda se naopak bránila tím, že Hinkley Point C bude poskytovat čistou a cenově dostupnou elektřinu, která bude proudit do šesti milionů domácností více než 60 let. Projekt navíc přinese britské ekonomice miliardy liber a vytvoří více než 25 000 pracovních míst.

Financování projektu zajistí dvě energetické společnosti, z nichž jedna je kontrolována Francií a druhá Čínou. Zvolený poměr participace na projektu a následného vlastnictví elektrárny činí přibližně dva ku jedné ve prospěch EDF. Francouzská společnost však zvažuje případné odprodání dalších 15 % čínskému partnerovi, avšak hodlá si ponechat majoritní podíl. V dojednaném kontraktu hraje mimořádně důležitou úlohu také stát, který se zavázal jak ke garantování výkupní ceny nového zdroje, tak k poskytnutí záruky za úvěr. Garance výkupních cen se po vleklých debatách podařilo dohodnout v říjnu 2013. Britská vláda se v rámci CfD zavázala garantovat výkupní cenu elektřiny z nově postaveného zdroje po dobu 35 let na dvou možných úrovních. První z nich ve výši 89,5 GBP/MWh²² se uplatní v případě, že EDF bude úspěšně rozvíjet projekt elektrárny Sizewell C, což je další plánovaný zdroj na britském území s reaktory EPR, který by tak firmě umožnil efektivně rozložit FOAK náklady mezi oba projekty. V opačném případě bude uplatněna garantovaná výkupní cena 92,5 GBP/MWh.²³ Garantovaná výkupní cena v obou případech funguje na principu realizační ceny opce (*strike price*). V době, kdy se tržní cena elektřiny bude pohybovat pod úrovní garantované ceny, bude stát doplácet provozovateli elektrárny rozdíl mezi tržní a garantovanou cenou. Pokud se ovšem situace obrátí a tržní cena elektřiny bude převyšovat cenu garantovanou, pak jejich rozdíl provozovatel elektrárny přenechá státu. Obě úrovně jsou nastaveny jako počáteční výkupní ceny plně navázané na index spotřebitelských cen (CPI). Indexace k CPI by měla navyšovat nominální výkupní cenu o výši inflace a zachovat tak její reálnou hodnotu konstantní. Podle vyjádření EDF jí výše garantované výkupní ceny poskytne ROI okolo 10 %.²⁴

Podle dohody se počáteční garantovaná cena váže k okamžiku spuštění elektrárny nebo k roku 2023 podle toho, co nastane dříve. Aktivace výplat v rámci CfD je však striktně podmíněna skutečnou výrobou elektřiny.

Druhá část finanční role státu v projektu se odehrává v rámci schématu garancí pro infrastrukturní projekty *UK Guarantees scheme for infrastructure*, který nastavuje pravidla pro poskytování klasických státních záruk za investiční úvěry. Podle dokumentu může být na poskytnutí záruk za úvěry pro Hinkley Point vyčleněno celkem až 17 mld. GBP. EDF však odmítla nabídnutou garanci v plné šíři využít a rozhodla se přednostně financovat investici prostřednictvím dluhových investorů na finančních trzích, poněvadž se domnívá, že tento způsob bude levnější. Kromě dluhových nástrojů však deklarovala i použití interních zdrojů.²⁵ Z uvedeného rámce úvěrových garancí tak byly přislíbeny 2 mld. GBP. Další prostředky, jejichž

²¹ JOWITT, J. a CARRINGTON D. (2015). Hinkley Point C will cost customers at least £4.4bn. V: *The Guardian*. Dostupné z: <http://www.theguardian.com/environment/2015/oct/29/hinkley-point-c-nuclear-power-station-cost-customers-4bn>.

²² Tj. 122 EUR/MWh.

²³ Tj. 126 EUR/MWh.

²⁴ Strike price deal for Hinkley Point C

²⁵ Work to begin on Hinkley Point reactor.

uvolnění podléhá souhlasu britské vlády, budou podle jejího vyjádření uvolněny v případě, že EDF splní další podmínky.

Zde je třeba zdůraznit princip technologické neutrality, díky němuž byla VB schopna způsob takovéto veřejné podpory obhájit před EK. Základem tohoto přístupu je, že k podpoře má přístup nejen investor do jaderného zdroje, ale i investoři do dalších nízkouhlíkových zdrojů (OZE)²⁶.

V rámci procesu RIA bylo testováno, zda CfD zajišťuje přiměřenou a spravedlivou návratnost dle reálného odhadu nákladů a s projektem spojených rizik bez tzv. překompenzace (test 1), zda je projekt NJZ nákladově konkurenční v porovnání s jinými zdroji elektrické energie (test 2a), zda celkové náklady projektu nepřevyšují jeho celkové benefity pro společnost (test 2b), zda nový zdroj dokáže doručit spotřebitelům elektřinu za přijatelné ceny (test 3).

Varianta 6: Hybridní varianta včetně uzavření smlouvy o výkupu elektřiny z nízkouhlíkové výroby uzavřené mezi státem a oprávněným investorem (také jako varianta Smlouva o výkupu)

Poslední hodnocenou variantou je tzv. hybridní varianta zahrnující uzavření smlouvy o výkupu elektřiny z nízkouhlíkové výroby uzavřené mezi státem a oprávněným investorem, která vychází z modelu, který v ČR již delší dobu funguje, a to z podpory elektřiny vyrobené z obnovitelných zdrojů energie (POZE). Zároveň odpovídá usnesení vlády ČR ze dne 8. července 2019 č. 485 o činnosti Stálého výboru pro výstavbu nových jaderných zdrojů v České republice a vládního zmocnění pro jadernou energetiku.

Nejdříve tedy zmíníme základní charakteristiky modelu POZE. Preferované výroby jsou definovány českým zákonem č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie. Konkrétně jde o

- obnovitelné zdroje energie (OZE), tedy vodní, sluneční, větrné elektrárny, biomasu, bioplyn nebo biologicky rozložitelný komunální odpad;
- druhotné zdroje energie (DZE);
- kombinovanou výrobu elektřiny a tepla (KVET).

Producenti energie v rámci modelu POZE jsou zvýhodňováni dvojím způsobem. Stát jim buď prostřednictvím operátora trhu vyplácí takzvané zelené bonusy nebo jejich elektřinu povinně za garantované ceny vykupuje dodavatel poslední instance. Konkrétní podpora závisí na samotném energetickém zdroji, ale také na dalších faktorech: na jeho instalovaném výkonu, typu cenového pásma (s jedním či dvěma tarify) či datu, kdy byl zprovozněn. Největší podporu dostávají subjekty, které zprovoznily svoji sluneční elektrárnu v letech 2006 a 2007.

Garantované výkupní ceny a zelené bonusy vyhláší Energetický regulační úřad (ERÚ) svým rozhodnutím. Následující tabulka uvádí minima a maxima pro jednotlivé zdroje.

Tabulka 8: Minima a maxima pro jednotlivé zdroje energie

Elektřina v Kč/MWh		
DOTOVANÉ POZE	Výkupní ceny	Zelené bonusy
Komunální odpad	–	45 – 548
Biomasa	1 245 – 4 580	73 – 3 408
Větrná elektrárna	1 930 – 4 254	1 048 – 3 372
Vodní elektrárna	2 214 – 3 737	1 255 – 2 792
Solární elektrárna	2 794 – 17 529	1 559 – 16 458

²⁶ Britský Department for Business, Energy & Industrial Strategy (BEIS od roku 2016, viz <https://www.gov.uk/government/organisations/department-for-business-energy-and-industrial-strategy>) považuje schéma CfD v rámci Energy Market Reform (EMR) za hlavní mechanismus podpory nízkouhlíkových technologií. Provedeny již byly tři alokace (viz např. <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference/contract-for-difference>).

Bioplyn	3 550 – 4 120	455 – 2 948
TRŽNÍ CENY		
Velkoobchodní	1 400 – 1 700	
Maloobchodní	1 279 – 3 799	

Zdroj: ERÚ²⁷

Co se týče způsobu financování podpory elektřiny a tepla, zákon č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů, § 28 Financování podpory elektřiny a provozní podpory tepla mimo jiné stanovuje, že:

- Náklady na podporu elektřiny a provozní podporu tepla jsou hrazeny prostřednictvím operátora trhu z finančních prostředků, které jsou tvořeny:
 - a. tržbami z plateb složky ceny služby distribuční soustavy a složky ceny služby přenosové soustavy na podporu elektřiny,
 - b. tržbami z plateb za nesplnění minimální účinnosti užití energie při spalování hnědého uhlí dle zákona o hospodaření energií,
 - c. dotací z prostředků státního rozpočtu,
 - d. výnosy z dražeb povolenek podle zákona o podmínkách obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů realizovanými prostřednictvím kapitoly ministerstva.
- Operátor trhu má právo na úhradu nákladů na podporu elektřiny a provozní podporu tepla.
- Vláda stanoví nařízením prostředky státního rozpočtu²⁸ pro poskytnutí dotace na úhradu složky ceny služby distribuční soustavy a složky ceny služby přenosové soustavy na podporu elektřiny, na úhradu provozní podpory tepla a na kompenzaci na elektřinu spotřebovanou zákazníkem v ČR vyrobenou z obnovitelných zdrojů energie v jiném členském státě EU aj. Prostředky státního rozpočtu pro poskytnutí dotace se stanoví na základě finančních prostředků uvedených v předchozím odstavci tak, aby spolu s nimi pokryly celkové předpokládané finanční prostředky na podporu elektřiny a provozní podporu tepla a náklady na kompenzaci.
- Úřad stanoví složku ceny služby distribuční soustavy a složku ceny služby přenosové soustavy na podporu elektřiny
 - a. pro odběrná a předávací místa připojená k přenosové soustavě nebo k distribuční soustavě na napětíové hladině velmi vysokého napětí a vysokého napětí v Kč/MW/měsíc na základě sjednaného rezervovaného příkonu a
 - b. pro odběrná a předávací místa připojená k distribuční soustavě na napětíové hladině nízkého napětí v Kč/A/měsíc na základě jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem a příslušné distribuční sazby.
- Zákazník hradí za fakturované období složku ceny služby distribuční soustavy nebo složku ceny přenosové soustavy na podporu elektřiny ve výši součinu jednotkové složky ceny služby distribuční soustavy nebo jednotkové složky ceny služby přenosové soustavy stanovené Úřadem a velikosti sjednaného rezervovaného příkonu v odběrném nebo předávacím místě nebo v případě odběru elektřiny na hladině nízkého napětí jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem.

²⁷ Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 3/2019, ze dne 26. září 2019, kterým se stanovuje podpora pro podporované zdroje energie

²⁸ NAŘÍZENÍ VLÁDY ze dne 16. září 2019, o stanovení prostředků státního rozpočtu podle § 28 odst. 3 zákona o podporovaných zdrojích energie pro rok 2020. Vláda nařizuje podle § 28 odst. 3 zákona č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů, ve znění zákona č. 131/2015 Sb., (dále jen „zákon“):

§ 1 Prostředky státního rozpočtu podle § 28 odst. 3 zákona pro rok 2020 činí 27 000 000 000 Kč.

§ 2 Toto nařízení nabývá účinnosti dnem 1. ledna 2020.

- Maximální platba za složku ceny služby distribuční soustavy a složku ceny služby přenosové soustavy na podporu elektřiny za odběrné nebo předávací místo za fakturované období je určena součinem částky 495 Kč/MWh a celkového odebraného množství elektřiny z přenosové soustavy nebo distribuční soustavy v odběrném nebo předávacím místě za fakturované období.
- Složka ceny služby distribuční soustavy a složka ceny služby přenosové soustavy na podporu elektřiny se účtuje v poměru počtu dní, kdy je odběrné místo nebo výrobní elektřiny v daném měsíci připojena, k počtu dní v kalendářním měsíci.
- Při stanovení složky ceny služby distribuční soustavy a složky ceny služby přenosové soustavy na podporu elektřiny pro následující kalendářní rok Úřad bere v úvahu rozdíly mezi skutečně vynaloženými náklady a výnosy na podporu elektřiny a provozní podporu tepla a na kompenzaci za uplynulý kalendářní rok...

Tabulka 9: Rozdělení plateb POZE na odběratele ze sítí VVN, VN, NN

		2016	2017	2018
		Kč/MWh	POZE	POZE
VVN			277,04	213,51
VN			361,31	291,78
NN			490,29	483,44
		MWh	MWh	MWh
RDS	VVN	1 883 432,71	2 105 878,35	2 376 992,57
	VN	21 564 748,79	21 878 886,78	22 219 261,35
	NN	23 713 844,63	24 050 145,17	24 078 285,73
LDS	VVN	ERÚ nemá k dispozici	385 270,52	489 375,60
	VN	ERÚ nemá k dispozici	7 341 435,90	7 973 164,00
	NN	ERÚ nemá k dispozici	1 538 385,56	1 451 298,95
				% dle 2018
RDS	VVN			4,06 %
	VN			37,92 %
	NN			41,10 %
LDS	VVN			0,84 %
	VN			13,61 %
	NN			2,48 %

Pozn.: RDS regionální distribuční soustava, LDS lokální distribuční soustava

Zdroj: MPO dle ERÚ

Ještě je třeba zmínit, že u podporovaných zdrojů energie by mělo dojít ke změnám. V dubnu 2020 vláda schválila novelu zákona o podporovaných zdrojích energie. Cílem novely je zavést nástroje a opatření požadovaná EK, která přispějí k plnění nových cílů v oblasti obnovitelných zdrojů energie (OZE) do roku 2030.

Novela počítá s kontrolou tzv. překompenzace, tedy přiměřenosti podpory a se zavedením pravidel pro nové obnovitelné zdroje energie. O tom, co konkrétně se v daném roce využije, bude kabinet pravidelně rozhodovat jednotlivými nařízeními vždy na základě aktuální situace a dle toho, jak se cíle v OZE dle Vnitrostátního plánu v oblasti energetiky a klimatu budou reálně naplňovat.

Zaváděná opatření by měla co nejvíce eliminovat další náklady na provozní podporu a maximálně zohledňovat situaci na energetickém trhu.

Pokud se tedy vrátíme k Variantě 6, je jejím hlavním principem podpory též výkup elektřiny určený subjektem za předem stanovenou realizační cenu (dále též „strike price“).

Varianta předpokládá, že MPO z důvodu zajištění bezpečnosti dodávek elektřiny předloží oprávněnému investorovi nízkouhlíkové výrobní návrh na uzavření smlouvy o výkupu nejpozději do 2 let ode dne vydání autorizace podle energetického zákona. Účelem smlouvy o výkupu bude zajištění výroby elektřiny z nízkouhlíkové výrobní, její dodávky do elektrizační soustavy ČR a podpory příjmů oprávněného investora nízkouhlíkové výrobní během provozní fáze nízkouhlíkové výrobní s cílem dosáhnout návratnosti investic vynaložených oprávněným investorem. Smlouva o výkupu bude obsahovat alespoň:

- a) specifikaci údajů o oprávněném investorovi nízkouhlíkové výrobní;

- b) výši a způsob stanovení realizační ceny, pravidla prověření její přiměřenosti ministerstvem nejpozději do 5 let od začátku dodávky elektřiny z nízkouhlíkové výroby do elektrizační soustavy a poté pravidelně nejméně jednou za 5 let;
- c) povinnost oprávněného investora nízkouhlíkové výroby zajistit do stanoveného termínu v jím provozované nízkouhlíkové výrobě dosažení instalované kapacity v určené výši, minimálně však 100 MW;
- d) povinnost oprávněného investora nízkouhlíkové výroby zajišťovat výrobu a dodávku elektřiny z jím provozované nízkouhlíkové výroby do elektrizační soustavy České republiky po stanovenou dobu;
- e) povinnost ministerstva zajistit výkup elektřiny od oprávněného investora nízkouhlíkové výroby z jím provozované nízkouhlíkové výroby za realizační cenu;
- f) povinnosti oprávněného investora nízkouhlíkové výroby v případě změny vlastnictví jím provozované nízkouhlíkové výroby;
- g) smluvní pokuty za nedodržení smluvních povinností.

MPO uzavře smlouvu o výkupu po jejím schválení vládou nejméně na dobu 30 let s možností jejího prodloužení o nejméně 10 let, a to i opakovaně, nejdéle však do ukončení provozu nízkouhlíkové výroby.

Realizační cena se určí tak, aby pokrývala ekonomicky oprávněné náklady na zajištění výkonu licencované činnosti výroby elektřiny z nízkouhlíkové výroby a náklady spojené s vyřazováním nízkouhlíkové výroby, odpisy a přiměřený zisk zajišťující přiměřenou míru výnosnosti²⁹. Změna realizační ceny by měla být možná v případě zjištění její nepřiměřenosti při prověření nebo po vzájemné dohodě smluvních stran.

Výkupem MPO pověří právnickou osobu se 100% majetkovou účastí státu. Tento subjekt bude vykupovat elektřinu z nízkouhlíkové výroby dle smlouvy.

Pro investora tato smlouva výrazně zredukuje riziko spojené s návratností investice. Pro stát představuje garanci výstavby a dlouhodobého provozu nových kapacit potřebných pro zajištění bezpečnosti dodávek elektřiny pro obyvatele a průmysl. Dopady na spotřebitele jsou minimalizovány prostřednictvím prodeje vykoupené elektřiny na trhu. Tím, že prodej elektřiny má na starosti subjekt odlišný od investora, je také sníženo riziko nepřiměřených zásahů do trhu s elektřinou.

Varianta 6 tak obsahuje 2 součásti. Jednak investorský model, který bude předložen vládě ke schválení a který obsahuje způsob financování výstavby, a jednak smlouvu o výkupu. Stát si tak zajistí maximální kontrolu nad procesem (vlastní 70% podíl v ČEZ, který bude mít 100% ve společnosti stavící a provozující výrobu; pomůže s financováním; bude vlastnit subjekt pověřený plněním povinností vyplývajících ze smlouvy o výkupu) a bude si moci ohlídat cenu, za jakou bude elektřina poskytována konečným zákazníkům. Elektřina bude samozřejmě prodávána na trhu. Předchozí věty pouze říkají, že nastavením Varianty 6 bude možné snížit riziko vyplácení nadměrných kompenzací investorovi.

V rámci procesu RIA bylo opět testováno, zda smlouva o výkupu zajišťuje přiměřenou a spravedlivou návratnost dle reálného odhadu nákladů a s projektem spojených rizik bez tzv. překompenzace (test 1), zda je projekt NJZ nákladově konkurenční v porovnání s jinými zdroji elektrické energie (test 2a), zda celkové náklady projektu nepřevyšují jeho celkové benefity pro společnost (test 2b) a zda nový zdroj dokáže doručit spotřebitelům elektřinu za přijatelné ceny (test 3).

²⁹ Přiměřenou výnosnost v procentech lze určit např. modelem CAPM v závislosti na riziku daného projektu, podnikání.

Závěr: Na základě provedených testů (viz i diskuze v kapitole 1.2 a 3.2) a konzultací byla Varianta 6 zvolena jako nejvhodnější pro ČR.

Náklady varianty 6 se očekávají následující (dle NAP JE).

Obrázek 17: Náklady financování

Strike price (EUR/MWh)	Náklady financování (nominální WACC ³⁰ v %)					
	Financování investorem			Financování státem		
	9 %	8 %	7 %	6 %	5 %	4 %
60 let	92	79	68	59	51	44
35 let	99	86	75	66	58	52
15 let	128	114	103	92	83	76

Zdroj: NAP JE

Dle NAP JE z analýzy výše strike-price vyplývá, že zásadním parametrem je délka smluvního vztahu. Rozdíl mezi 15 a 35 lety je 24-29 EUR/MWh, naproti tomu rozdíl mezi smlouvou na 35 a 60 let 6-7 EUR/MWh. Délka 60 let již nepřináší z pohledu potřebné výše významnou výhodu. Smlouva na 15 let při financování nad 6 % přesahuje hodnotu plných nákladů plynového zdroje, a tudíž není z nákladového pohledu pro ČR řešením. Z výše uvedeného vyplývá, že optimální délkou smlouvy je období kolem 35 let, kdy se významně snižuje požadovaná výše ceny, a tím i potenciální negativní dopad na zákazníka.

Z pohledu požadované návratnosti je mezi 9 a 6 % rozdíl pro investora 33 EUR/MWh a při financování státem v rozmezí 4-6 % je rozdíl 14 EUR/MWh při smlouvě na 35 let. Snížení potřebné výše ceny lze proto dosáhnout buď poskytnutím významné jistoty investorovi při nastavení podmínek smlouvy a udělením garancí, anebo volbou přímého financování ze státního rozpočtu.

Pro další posouzení zahrneme do posouzení hodnoty pro smlouvu o výkupu na 35 let a financování pro 8, 6 a 4 % (zvýrazněné v tabulce), kde 8 % bude reprezentovat smlouvu při financování investorem, 6 % smlouvu při financování investorem s mimořádným pokrytím výstavbových a provozních rizik skrze smlouvu a poskytnutí vysokého objemu garancí za dluh státem a 6 % a 4 % financování státem ze státních prostředků. Předpokládané hodnoty je nutné stále považovat za velmi předběžné, neboť silně závisí na konkrétním rozložení rizik zejména při nastavení smluvních podmínek, garancích, výstavbě, provozu, odstavení zdroje i finančním zajištění výstavby a po notifikaci EK.

Následující tabulky obsahují odhady dopadů na zákazníky, a to dle NAP JE či dle vlastních výpočtů dle předpokladů poskytnutých dotčenými stranami.

Obrázek 18: Roční dopad na zákazníka

Scénář ceny elektřiny (EUR/MWh)	Roční dopad na zákazníka (mld. Kč/rok) pro varianty financování a garance návratnosti (v EUR/MWh)			
	Soukromý investor, smlouva 66-86 EUR/MWh	Stát, smlouva 52-66 EUR/MWh	Investor, smlouva se státem 66-86 EUR/MWh	Stát bez smlouvy
35	-8 až -13	-4 až -8	-8 až -13	0
62	-1 až -6	3 až -1	-1 až -6	0
76	-3 až 3	6 až 3	-3 až 3	0
88	1 až 6	6 až 9	1 až 6	0
99	3 až 9	9 až 12	3 až 9	0

Zdroj: NAP JE

³⁰ WACC po zdanění s DPPO ve výši 19 %.

Obrázek 19: Roční dopad na rozpočet

Typ dopadu na rozpočet	Roční dopad na rozpočet (mld. Kč/rok) a celkový výdaj za celé období			
	Soukromý investor, smlouva 66-86 EUR/MWh	Stát, smlouva 52-66 EUR/MWh	Investor, smlouva se státem 66-86 EUR/MWh	Stát bez smlouvy
Výdaj na přípravu výstavby (do podpisu EPC smlouvy)	0	-x0,1 (-3)	0	-x0,1 (-3)
Výdaj na výstavbu (do rozhodnutí o výstavbě)	0	-x1 (-20)	0	-x1 (-20)
Výdaj po výstavbu (po rozhodnutí)	0	-25 (-120)	0	-25 (-120)
Příjem/výdaj z provozu JE	0	6 až 11	9 až -13	3 až 19
Příjem z platby za případnou garanci dluhu	(0,7)	0	(0,7)	0
Příjem z daní během provozu	2 až 3 (127 až 187)	1,4 až 2 (86 až 127)	2 až 3 (127 až 187)	0,5 až 3,5 (35 až 225)
Příjem z daní během výstavby	1 (10)	1 (10)	1 (10)	1 (10)

1 Negativní znaménko značí výdej, pozitivní značí příjem do státního rozpočtu

2 Jelikož výdaje na výstavbu se v čase mění, x značí řádově několik jednotek. Časové rozložení výdajů viz kapitola 6.3.1. Obecné modelové předpoklady pro analýzu.

3 Výdaje na výstavbu jsou uvedeny bez nákladů na financování.

4 Všechny hodnoty jsou v cenách roku 2015.

5 V bránatých závorkách je uveden kumulovaný očekávaný dopad za dané období.

6 Příjem z daní zahrnuje daň z příjmů fyzických osob, tj. zaměstnanců JE a dodavatelů (15 %) a daň z příjmů právnických osob, tj. provozovatele JE a dodavatelů technologie (19 %). Daň z příjmů je stanovena dle sazeb uvedených v par. 16 a 21 zákona č. 586/1992 Sb., o daních z příjmů. Nezahrnuje DPH a další související daně.

7 U varianty „stát bez smlouvy“ pro stanovení daní z příjmů uvádíme výpočet pro krajní hodnoty předpokládaných cen elektřiny, tj. 35 a 99 EUR/MWh.

8 Předpoklad je výstavba jednoho nového bloku v hodnotě overnight costs 143 mld. Kč.

9 V případě soukromého investora se počítá s cenou pro smlouvu v rozpětí 66-86 EUR/MWh, zatímco u výstavby státem se počítá s cenou pro smlouvu v rozpětí 52-66 EUR/MWh (pravděpodobně nižší náklady investice v případě realizace investice státem mohou zajistit nižší úroveň finální ceny elektřiny pro smlouvu).

Zdroj: NAP JE

Předpokládá se, že stejně jako u modelu POZE bude platba zákazníků zastropovaná maximální stanovenou částkou. Protože v současné době nelze odhadnout výši stropu, není tento případný strop zohledněn v předchozích tabulkách.

Pro ev. negativní dopady na státní rozpočet budou určující podmínky tohoto zavedení stropu předmětné části regulované složky ceny elektřiny pro spotřebitele podle § 13 odst. 4 (obdobně jako u § 28 zákona č. 165/2012 o POZE, z jehož mechanismu vychází i navrhovaný zákon) prostřednictvím nařízením vlády, které by mělo být přijato do r. 2035, a mj. reflektovat situaci na trhu v období po r. 2030 s ohledem na očekávané zprovoznění dalšího nového jaderného zdroje v ČR v r. 2036. Nicméně v případě dopadů podpory NJZ počítáme spíše s opačným scénářem, tj. s vyšší cenou silové elektřiny oproti stanovené výkupní ceně (růst cen elektřiny bude tažen rostoucí spotřebou a uzavíráním uhelných zdrojů) a tudíž žádnými negativními dopady na státní rozpočet v důsledku zavedení stropu předmětné části regulované složky ceny elektřiny pro spotřebitele podle § 13 odst. 4.

Pro odhad dopadů regulace na podnikatelský sektor stanovíme následující předpoklady.

Předpoklady		
Cena silové elektřiny	45	EUR/MWh
Realizační/výkupní cena	55	EUR/MWh
Výkon na svorkách generátoru	1000	Mwe
Pracovní disponibilita bloku	0,82	
Pracovní disponibilita bloku	299,3	dny/rok

Výroba	7,2	TWh
Tržba při pevné ceně	0,396	mld. EUR/rok
Tržba při tržní ceně	0,324	mld. EUR/rok
Rozdíl tržeb	-0,072	mld. EUR/rok
Kurz (Kč/EUR)	24,8	
Tržba při pevné ceně	9,8208	mld. Kč/rok
Tržba při tržní ceně	8,0352	mld. Kč/rok
Rozdíl tržeb	-1,7856	mld. Kč/rok
Rozdíl tržeb na 1 kWh	-0,0292721	Kč

Vývoj spotřeby elektřiny budeme uvažovat následující.

Spotřeba elektřiny TWh/rok	2035	2040	2045
Velkoodběr	43,36	44,05	43,94
maloodběr	24,84	24,96	24,93
podnikatelé	10,38	10,54	10,52
Domácnosti	14,47	14,41	14,41
Ostatní	1,62	1,62	1,62
Elektromobilita	2,33	3,44	4,35
Spotřeba netto	72,16	74,07	74,84

Zdroj: SEK (2015)

Následující tabulka uvádí odhad dopadů na podnikatelský sektor při předpokladu spotřeby dle Optimalizovaného scénáře SEK v EUR/1 kWh, potažmo Kč/1 kWh.

Tabulka 10: Výsledky pro odhad dopadů na podnikatelský sektor při předpokladu spotřeby dle Optimalizovaného scénáře SEK

Rozdíl tržeb na 1 kW	EUR/1 kWh			Kč/1 kWh		
	2035	2040	2045	2035	2040	2045
Velkoodběr	-0,0017	-0,0016	-0,0016	-0,0412	-0,0405	-0,0406
Maloodběr	-0,0029	-0,0029	-0,0029	-0,0719	-0,0715	-0,0716
podnikatelé	-0,0069	-0,0068	-0,0068	-0,1721	-0,1694	-0,1698
domácnosti	-0,0050	-0,0050	-0,0050	-0,1234	-0,1239	-0,1239
Ostatní	-0,0444	-0,0444	-0,0444	-1,1022	-1,1022	-1,1022
Elektromobilita	-0,0309	-0,0209	-0,0166	-0,7670	-0,5188	-0,4106
Spotřeba netto	-0,0010	-0,0010	-0,0010	-0,0247	-0,0241	-0,0239

Je třeba dodat, že pokud bude cena silové elektřiny nad realizační/výkupní cenou, dopady na spotřebitele budou opačné, neboť základní vlastností smlouvy o výkupu tak, jak je instrument navrhován, je jeho symetričnost. V dlouhodobém horizontu nelze předpokládat, že by cena silové elektřiny měla na trhu významně poklesnout. Výše byly uvedeny všechny kategorie dodatečných nákladů, které musí např. vedle běžných náklad na OZE cena zohlednit (a o nichž se v současné době příliš nehovoří). Do hry dále vstoupí poptávka plynoucí z rostoucí elektromobility. Detailnější pohled poskytuje následující simulace vybraných scénářů.

Pro následující předpoklady ještě namodelujeme případnou výši platby/příspěvku pro domácnosti za následujících předpokladů:

Zadání vstupních údajů

Zadejte všechny požadované vstupní údaje. Tyto údaje naleznete na faktuře závěrečného vyúčtování, kterou chcete zkontrolovat.

Počátek fakturačního období:	1	leden	2018	
Konec fakturačního období:	31	prosinec	2019	
Typ odběru:	Domácnost			
Odebíráte na území:	Středočeský kraj (Oblast ČEZ Distribuce)			
Máte přidělenou sazbu za distribuci:	D02d			
Máte nainstalovaný hlavní jistič:	nad 3x20 A do 3x25 A včetně			
Váš dodavatel elektrické energie:	ČEZ Prodej, a.s.			
Váš produkt:	Elektřina na dobu neurčitou			
Vaše spotřeba elektřiny v období: 01.01.2018 - 31.12.2018	Vysoký Tarif	3300		[kWh]
	Nízký tarif			[kWh]
Vaše spotřeba elektřiny v období: 01.01.2019 - 31.12.2019	Vysoký Tarif	3300		[kWh]
	Nízký tarif			[kWh]

Zdroj: zpracovatel dle ERÚ

Obrázek 20: Simulace výpočtu při ceně silové elektřiny o 10 EUR/MWh vyšší, než je cena realizační/výkupní

Výpočet platby za období od úterý 1. ledna 2019 do úterý 31. prosince 2019

Položka	Bez DPH [Kč/rok]	DPH [Kč/rok]	Včetně DPH [Kč/rok]
Celková platba bez JE	15 126,89	3 176,65	18 303,54
Celková platba s JE	15 047,34	3 159,94	18 207,29
Z toho za silovou elektřinu	6 099,41	1 280,88	7 380,29
Z toho za distribuci	6 966,00	1 462,86	8 428,86
Z toho za ostatní regulované služby	1 968,09	413,30	2 381,39
Z toho daň z elektřiny	93,39	19,61	113,00
Platba za JE	-79,55	-16,71	-96,26
Roční spotřeba MWh	3,30		
Období měsíců	12,00		
DPH	0,21		
Jističe	3x25		

Detailní rozpis platby za silovou elektřinu

Položka	Jednotek	Cena jednotky		Platba		
		[Kč]	Bez DPH [Kč/rok]	DPH [Kč/rok]	Včetně DPH [Kč/rok]	
Celková platba za silovou elektřinu	-	-	6 099,41	1 280,88	7 380,29	
Z toho stálý plat	12,00	81,49	977,88	205,35	1 183,23	
Z toho vysoký tarif	3,30	1 551,98	5 121,53	1 075,52	6 197,06	
Z toho nízký tarif	-	0,00	-	-	-	

Detailní rozpis složek ceny zajišťování distribuce elektřiny

Položka	Jednotek	Cena jednotky		Platba		
		[Kč]	Bez DPH [Kč/rok]	DPH [Kč/rok]	Včetně DPH [Kč/rok]	
Celková platba za zajišťování distribuce	-	-	6 966,00	1 462,86	8 428,86	
Z toho stálý plat (platba za jistič)	12,00	99,00	1 188,00	249,48	1 437,48	
Z toho vysoký tarif	3,30	1 750,91	5 778,00	1 213,38	6 991,38	
Z toho nízký tarif	-	0,00	-	-	-	

Daň z elektřiny

Položka	Jednotek	Cena jednotky		Platba		
		[Kč]	Bez DPH [Kč/rok]	DPH [Kč/rok]	Včetně DPH [Kč/rok]	
Daň z elektřiny	3,30	28,30	93,39	19,61	113,00	

Detailní rozpis platby za ostatní regulované položky

Položka	Jednotek	Cena jednotky		Platba		
		[Kč]	Bez DPH [Kč/rok]	DPH [Kč/rok]	Včetně DPH [Kč/rok]	
Celková platba za ostatní regulované položky	-	-	1 968,09	413,30	2 381,39	
Z toho platba za systémové služby	3,30	76,19	251,43	52,80	304,23	
Složka ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů	3,30	495,00	1 633,50	343,04	1 976,54	
Z toho platba za činnosti operátora trhu	12,00	6,93	83,16	17,46	100,62	
Platba za JE			-79,55	-16,71	-96,26	

Zdroj: zpracovatel dle ERÚ

Obrázek 21: Simulace výpočtu při ceně silové elektřiny o 10 EUR/MWh nižší, než je cena realizační/výkupní

Výpočet platby za období od úterý 1. ledna 2019 do úterý 31. prosince 2019

Položka	Bez DPH [Kč/rok]	DPH [Kč/rok]	Včetně DPH [Kč/rok]
Celková platba bez JE	15 126,89	3 176,65	18 303,54
Celková platba s JE	15 206,44	3 193,35	18 399,80
Z toho za silovou elektřinu	6 099,41	1 280,88	7 380,29
Z toho za distribuci	6 966,00	1 462,86	8 428,86
Z toho za ostatní regulované služby	1 968,09	413,30	2 381,39
Z toho daň z elektřiny	93,39	19,61	113,00
Platba za JE	79,55	16,71	96,26
Roční spotřeba MWh	3,30		
Období měsíců	12,00		
DPH	0,21		
Jističe	3x25		

Detailní rozpis platby za silovou elektřinu

Položka	Jednotek	Cena jednotky [Kč]	Platba		
			Bez DPH [Kč/rok]	DPH [Kč/rok]	Včetně DPH [Kč/rok]
Celková platba za silovou elektřinu	-	-	6 099,41	1 280,88	7 380,29
Z toho stálý plat	12,00	81,49	977,88	205,35	1 183,23
Z toho vysoký tarif	3,30	1 551,98	5 121,53	1 075,52	6 197,06
Z toho nízký tarif	-	0,00	-	-	-

Detailní rozpis složek ceny zajišťování distribuce elektřiny

Položka	Jednotek	Cena jednotky [Kč]	Platba		
			Bez DPH [Kč/rok]	DPH [Kč/rok]	Včetně DPH [Kč/rok]
Celková platba za zajišťování distribuce	-	-	6 966,00	1 462,86	8 428,86
Z toho stálý plat (platba za jistič)	12,00	99,00	1 188,00	249,48	1 437,48
Z toho vysoký tarif	3,30	1 750,91	5 778,00	1 213,38	6 991,38
Z toho nízký tarif	-	0,00	-	-	-

Daň z elektřiny

Položka	Jednotek	Cena jednotky [Kč]	Platba		
			Bez DPH [Kč/rok]	DPH [Kč/rok]	Včetně DPH [Kč/rok]
Daň z elektřiny	3,30	28,30	93,39	19,61	113,00

Detailní rozpis platby za ostatní regulované položky

Položka	Jednotek	Cena jednotky [Kč]	Platba		
			Bez DPH [Kč/rok]	DPH [Kč/rok]	Včetně DPH [Kč/rok]
Celková platba za ostatní regulované položky	-	-	1 968,09	413,30	2 381,39
Z toho platba za systémové služby	3,30	76,19	251,43	52,80	304,23
Složka ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů	3,30	495,00	1 633,50	343,04	1 976,54
Z toho platba za činnosti operátora trhu	12,00	6,93	83,16	17,46	100,62
Platba za JE			79,55	16,71	96,26

Zdroj: zpracovatel dle ERÚ

Co se týče rozdělení plateb mezi odběratele ze sítí VVN, VN, NN, mohlo by být též obdobné jako u POZE.

Tabulka 11: Rozdělení plateb POZE na odběratele ze sítí VVN, VN, NN

% dle 2018		
RDS	VVN	4,06 %
	VN	37,92 %
	NN	41,10 %
LDS	VVN	0,84 %
	VN	13,61 %
	NN	2,48 %

Pozn.: RDS regionální distribuční soustava, LDS lokální distribuční soustava

Zdroj: MPO

Návrh a priori nezakládá žádné negativní sociální dopady na specifické skupiny obyvatel, zejména osoby sociálně slabé, osoby se zdravotním postižením nebo národnostní menšiny. Výkupní cena může být jak pod tržní cenou silové elektřiny, tak nad ní. Finální dopad v době aplikovatelnosti pravidla tak může být jak negativní, tak pozitivní. Dopad se rozloží mezi zákazníky dle velikosti jističe (při nižší spotřebě) či dle spotřeby elektřiny (při vyšší spotřebě elektřiny). Dle výpočtu výše by při rozdílu výkupní ceny a tržní ceny silové elektřiny ve výši 10 EUR mohl činit doplatek průměrné domácnosti se spotřebou 3,3 MWh ročně (může odpovídat čtyřčlenné domácnosti, standardně vybavené elektrickými spotřebiči včetně elektrické varné desky a trouby, která však nepoužívá elektřinu na vytápění a ohřev teplé vody) necelých 100 Kč/rok. Obdobné úvahy by platily symetricky v případě vyšší tržní ceny elektřiny a snížení ceny elektřiny.

Navíc podíl jaderného průmyslu a infrastruktury na zaměstnanosti je cca 15 000 osob a podíl na HDP je cca 2 %. V případě dalšího rozvoje jaderné energetiky lze uvažovat s výrazným navýšením tohoto podílu s pozitivními dopady i v sociální oblasti.

3.5 Shrnutí variant

Tabulka na následující straně nabízí přehledné shrnutí stěžejních parametrů jednotlivých zvažovaných variant. Těmito základními kritérii jsou dopad na veřejné rozpočty, dopad na spotřebitele, dopad na investora, kritérium zajištění energetické bezpečnosti (tj. zejména stability dodávek), kritérium realizace bezemisního zdroje energie a také soulad s pravidly EU.

Tabulka 12: Shrnutí variant

	V1	V2	V3	V4	V5	V6
Kritérium	Podpora rozvoje jaderné energetiky formou daňových úlev	Podpora prostřednictvím kapacitních mechanismů	Přímá investiční podpora (dotace)	Stanovení regulované ceny na vynaloženou investici (model vycházející z RAB)	Contract for Difference – dle modelu známého např. z V. Británie	Hybridní varianta – Smlouva o výkupu – obdoba POZE
dopad na státní rozpočet	velmi vysoký	velmi vysoký (pokud by měl mechanismus pokrýt investiční náklady na NJZ)	velmi vysoký	vysoký	nižší	nižší
dopad na spotřebitele	těžko předvídatelný	těžko předvídatelný (závislý na vývoji tržních cen elektřiny) - riziko výrazného dopadu při vysokých cenách	těžko předvídatelný (závislý na vývoji tržních cen elektřiny) - riziko výrazného dopadu při vysokých cenách	výrazný (nese velkou část rizik a nákladů)	mírný, s potenciálem pozitivního dopadu (garantovaná výkupní cena elektřiny)	mírný, s potenciálem pozitivního dopadu (garantovaná výkupní cena elektřiny), stát má kontrolu nad výši ceny
dopad na investora	není záruka výkupních cen a stability daňových úlev – nepředvídatelné a pro dlouhodobé projekty nevhodné (vysoká míra rizika pro investora)	vhodné pro přechodné zdroje, nikoliv pro investice do jaderných zdrojů; vysoká míra rizika pro investora	vysoké riziko pro investora (není zajištěna návratnost)	návratnost investice za použití RAB zajištěna, ale parametry RAB se mohou v čase měnit – nejistota	dlouhodobá návratnost investice zajištěna	dlouhodobá návratnost investice zajištěna
bezpečnost dodávek energie	nezajištěna (vysoké riziko investora)	nezajištěna (vysoké riziko investora)	nezajištěna (vysoké riziko investora)	zajištěna	zajištěna	zajištěna
provoz bezemisního zdroje	nezajištěn (vysoké riziko investora)	nezajištěn (vysoké riziko investora)	nezajištěn (vysoké riziko investora)	zajištěn	zajištěn	zajištěn
soulad s pravidly EU	notifikace nutná	notifikace nutná	notifikace nutná	notifikace nutná	notifikace možná (model byl notifikován, nicméně s výhradami v otázce tržní síly příjemce podpory)	notifikace existuje pro POZE, obdobný model by měl být snáze notifikovatelný
další			riziko nesouladu s pravidly hospodářské soutěže	riziko nesouladu s pravidly hospodářské soutěže u velkého zařízení, tedy i NJZ	riziko pro konkurenceschopnost, pokud tržní cena elektřiny bude pod cenou realizační	riziko pro konkurenceschopnost, pokud tržní cena elektřiny bude pod cenou realizační
Shrnutí doporučení	nevhodná	nevhodná	sama o sobě nevhodná	nevhodná	možná	preferovaná

4 Stanovení pořadí variant a výběr nejvhodnějšího řešení

Na základě předchozího vyhodnocení byla zvolena Varianta 6 – Smlouva o výkupu. Tato varianta zakotvuje právo státu uzavřít s investorem do NJZ smlouvu o výkupu elektřiny z nízkouhlíkové výrobní. Ta je definována jako výrobní elektřiny s jaderným reaktorem připojená do elektrizační soustavy, s instalovanou kapacitou o minimálním elektrickém výkonu 100 MW po roce 2030. Smlouva má oprávněnému investorovi zaručit návratnost projektu výstavby a provozu NJZ prostřednictvím výkupu elektřiny vyrobené v nízkouhlíkové výrobě za předem stanovenou realizační cenu po dobu 30 let, s možným prodloužením o 10 let, a to opakovaným, nejdéle však do ukončení provozu nízkouhlíkové výrobní. Toto prodloužení bude možné přehodnotit dle podmínek, které budou stanoveny ve smlouvě.

Smlouva stanoví minimálně výši realizační ceny (strike price) včetně postupu pro její propočet v případě změny právního prostředí a pro zohlednění inflace, povinnosti oprávněného investora související s výstavbou a provozem zdroje, povinnosti MPO související s výkupem elektřiny a sankce pro případ neplnění povinností.

Realizační cena musí zohledňovat ekonomicky oprávněné náklady na realizaci výstavby, a to včetně nákladů vlastního a cizího kapitálu, náklady související s provozem zařízení a výrobou elektřiny jakož i potřebu tvorby rezervy pro budoucí odstavení zdroje a přiměřený zisk investora.

Financování výkupu bude zajištěno obdobně jako podpora obnovitelných zdrojů prostřednictvím síťových tarifů, konkrétně prostřednictvím složky ceny distribuční soustavy a složky ceny přenosové soustavy na výrobu elektřiny z nízkouhlíkových zdrojů.

5 Implementace doporučené varianty a vynucování

Implementaci změn bude mít na starost Ministerstvo průmyslu a obchodu jakožto předkladatel zákona, ve spolupráci ERÚ, jenž je vnitrostátním orgánem pro řešení sporů.

Opatření lze implementovat několika způsoby.

Varianta 1: Zakotvení podpory jaderné energie do zákona o podporovaných zdrojích energie

Varianta 2: Zakotvení podpory jaderné energetiky do energetického zákona

Varianta 3: Nový zákon o opatřeních k přechodu ČR k nízkouhlíkové energetice

Varianta 1 by mohla být uvažována díky stávajícímu zakotvení některých obdobných mechanismů v tomto zákoně, například mechanismu pro výkup a zúčtování energie z OZE. Zařazení jaderné energetiky pod zákon, který je transpozicí směrnice o OZE by ale mohl vyvolat značné kontroverze, neboť jaderná energetika svou definicí OZE není. Jaderné zdroje jsou také mnohem většími (a nákladnějšími) projekty než zdroje využívající energii z OZE, a vyžadují proto jinou formu schématu podpory. Zákon o podporovaných zdrojích energie je komplexním zákonem, jehož rozsáhlá novelizace pro účely podpory jaderné energetiky by mohla vést k jeho zahlcení a zneprůhlednění. Značně by se tím snížila flexibilita pro případné budoucí změny i ve smyslu značné délky legislativního procesu.

O variantě 2 lze uvažovat jako o řešení shrnujícího oblast elektroenergetiky a bezpečnosti dodávky elektřiny do jednoho předpisu, obsahujícího řadu důležitých ustanovení týkajících se práv a povinností zákazníků, MPO, OTE, ČEPS a dalších. Na druhou stranu mají i OZE, jakožto podporovaný zdroj energie, svůj vlastní předpis. Hlavním důvodem je snaha energetický zákon příliš nezahltit, čímž by byla i znesnadněna možnost zákon jednoduše změnit. Právě komplexnost energetického zákona je hlavní nevýhodou tohoto řešení. Již dnes trvají novelizace energetického zákona dlouhou dobu vzhledem k jeho velkému rozsahu. Další rozšíření zákona by jej dále zahltilo a znemožnilo by potřebné úpravy v budoucnu. V současné době se navíc plánuje jeho rekonstrukce, mimo jiné kvůli nové evropské legislativě, kterou je potřebné transponovat. Dalším důležitým aspektem je fakt, že energetický zákon v současné verzi upravuje podnikání v energetice, nikoli

veřejnou podporu a její náležitosti. Zahnutí podpory jaderných zdrojů do zákona by tudíž s sebou neslo nutnost větší novely.

Navrhovaným řešením je proto zakotvení podpory nízkouhlíkových zdrojů do nového zákona o opatřeních k přechodu ČR k nízkouhlíkové energetice (**varianta 3**). Nový zákon umožní na jednom místě zakotvit potřebné náležitosti, jako jsou práva a povinnosti jednotlivých subjektů a nutnost novelizovat za účelem výstavby NJZ další zákony. Stručnost zákona také ponechává prostor pro zakotvení budoucích změn v rámci procesu přechodu k nízkouhlíkové energetice.

Klíčovým prvkem implementace bude precizní formulace smlouvy.

6 Přezkum účinnosti regulace

Při přezkumu účinnosti regulace doporučujeme držet se lhůt a sledovat indikátory stanovené v koncepčních materiálech a návazných akčních plánech. Protože indikátory pro sledování plnění stanovených cílů jsou v těchto dokumentech detailně popsány a vymezeny, nebudeme je již na tomto místě replikovat. Termín pro reálný přezkum účinnosti regulace na datech lze uvažovat až v době pilotního zprovoznění postaveného bloku tedy v roce 2036 a poté opakovaně v dvouletých intervalech.

7 Konzultace

Před i v průběhu zpracování RIA byly veškeré potřebné informace diskutovány s různými dotčenými stranami, mimo jiné se zástupci MPO, MF, ERÚ, ČEZ a množstvím dalších odborníků. Problematika byla osobně a individuálně konzultována např. i v rámci konferencí odborných seminářů v PSP ČR či Senátu. Důležité nadnárodní poznatky byly získány i díky členství prof. Mejstříka v BUSINESS COUNCIL RETAIL INNOGY.

7.1 Zdroje dat

About Hinkley Point B. In: *EDF Energy*. Dostupné z: <http://www.edfenergy.com/energy/power-stations/hinkley-point-b>

At the Hinkley point of no return, is this a nuclear white elephant? (2015). V: *The Independent*. Dostupné z: <http://www.independent.co.uk/news/business/analysis-and-features/at-the-hinkley-point-of-no-return-is-this-a-nuclear-white-elephant-10475849.html>

Benková, N. (2017). The Reality of Governmental Subsidies to the Nuclear Industry. How Far from the Ideal?. Brno. Dostupné z: <https://is.muni.cz/th/ipm82/>. Diplomová práce. Masarykova univerzita, Fakulta sociálních studií. Vedoucí práce Tomáš Vlček

BP Energy Outlook (2019). Dostupné z <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2019.pdf>

Hinkley Point C: Value for Money Assessment. Dostupné z https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/621400/Detailed_value_for_money_assessment.pdf

Dráb, T., Vlček, T. (2016). Způsoby financování výstavby jaderných elektráren a jejich hrozby. *Středoevropské politické studie* 18, (4): 291-318. Dostupné z: <https://journals.muni.cz/cepsr/article/view/6531/5873>

Dráb, T. (2016). Způsoby financování výstavby jaderných elektráren v Evropské unii, jejich rizika a důsledky. Brno. Dostupné z: <https://is.muni.cz/th/xtqyk/>. Diplomová práce. Masarykova univerzita, Fakulta sociálních studií. Vedoucí práce Tomáš Vlček

EC Launches Infringement Procedure Against Hungary Over Paks 2 Contract For Russia. (2015). V: *NucNet*. Dostupné z: <http://www.nucnet.org/all-the-news/2015/11/19/ec-launches-infringement-procedure-against-hungary-over-paks-2-tender>

ec.europa.eu/competition/sectors/energy/state_aid_to_secure_electricity_supply_en.html
a příslušná rozhodnutí z <https://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/>

EEA (2017). „Overview of electricity production and use in Europe.“ Dostupné z: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/overview-of-the-electricity-production-2/assessment>

EK (2014). „Commission decision of 08.10.2014 on the aid measure SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N) which the United Kingdom is planning to implement for Support to the Hinkley Point C Nuclear Power Station.“ Dostupné z: http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/251157/251157_1615983_2292_4.pdf

EK (2015). „Rozhodnutí komise (EU) 2015/658 ze dne 8. října 2014 o státní podpoře SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), kterou Spojené království zamýšlí poskytnout za účelem podpory jaderné elektrárny Hinkley Point C.“ Dostupné z: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/PDF/?uri=CELEX:32015D0658&from=EN>

EK (2017). Commission decision of 6.3.2017 on the measure/aid scheme/state aid SA.38454-2015/C (ex 2015/N) which Hungary is planning to implement for supporting the development of two new nuclear reactors at Paks II nuclear power station.“ *Ec.europa.com*, C(2017) 1486 final. Dostupné z: http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/261529/261529_1932592_684_2.pdf

electricitymap.org/

eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52019SC0001&from=en

Europe backs Hinkley nuclear plant (2014). In V: *BBC*. Dostupné z: <http://www.bbc.com/news/business-29536793>

European Commissioners approve Hinkley Point project. *World Nuclear News* [online]. (2014). Dostupné z: <http://www.world-nuclear-news.org/NP-European-Commission-approves-Hinkley-Point-project-08101401.html>

European Council meeting, 12 December 2019 – Conclusions, Brussels, 12 December 2019 (OR. En). EUCO 29/19, CO EUR 31, CONCL 9. Dostupné z <https://www.consilium.europa.eu/media/41768/12-euco-final-conclusions-en.pdf>

European Commission (2020) Quarterly report on European Electricity Market, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/quarterly_report_on_european_electricity_markets_q_4_2019_final.pdf

IEA (2015). Projected costs of generating electricity. 2015 Edition. Dostupné z <https://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2015/7057-proj-costs-electricity-2015.pdf>

IAEE Energy Forum (2017) Thomas Geissmann. Computation of the Levelized Cost of Electricity under Uncertainty and Endogeneities in Inputs. www.iaee.org

Informace britské vlády o projektu HPC. Dostupné z <https://www.gov.uk/government/collections/hinkley-point-c>

Initial UK government guarantee for Hinkley Point C (2015). In: *World Nuclear News*. Dostupné z: <http://world-nuclear-news.org/NN-Initial-UK-government-guarantee-for-Hinkley-Point-C-2109154.html>

JOWIT, J. a CARRINGTON D. (2015). Hinkley Point C will cost customers at least £4.4bn. V: *The Guardian*. Dostupné z: <http://www.theguardian.com/environment/2015/oct/29/hinkley-point-c-nuclear-power-station-cost-customers-4bn>.

MPO ČR (2014). *Státní energetická koncepce České republiky* a další koncepční dokumenty a legislativní předpisy uvedené v textu

MPO ČR (2019). Vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu, listopad 2019

MPO a MF ČR (2015). *Národní akční plán rozvoje jaderné energetiky v České republice*. Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR, Ministerstvo financí ČR. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/assets/dokumenty/54251/61936/640148/priloha001.pdf>

MŽP ČR. *Politika ochrany klimatu v České republice*

NEW DATA: EU ETS emissions fall as wind & solar replace coal Lignite emissions remain stubbornly high (2019). Dostupné z <https://ember-climate.org/project/ets-emissions-2018/>

OECD (2009). *The Financing of Nuclear Power Plants*. Dostupné z: <https://www.oecd-nea.org/ndd/reports/2009/financing-plants.pdf>

OECD a Nuclear Energy Agency (NEA)(2019). The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables. <http://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2019/7299-system-costs.pdf>

OECD a Nuclear Energy Agency (NEA)(2019). Nuclear Energy Data. Dostupné z : <http://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2019/7474-ned-2019.pdf>

OECD a Nuclear Energy Agency (NEA)(2020). Nuclear power and the cost-effective decarbonisation of electricity systems. <http://www.oecd-nea.org/news/2020/covid-19/post-covid-19-recovery/policy-brief-1-cost-effective-decarbonisation.pdf>

OECD a Nuclear Energy Agency (NEA)(2020). Management and Disposal of High-Level Radioactive Waste: Global Progress and Solutions. Dostupné z: <http://www.oecd-nea.org/rwm/pubs/2020/7532-dgr-geological-disposal-radioactive-waste.pdf>

oenergetice.cz

ote-cr.cz/cs/o-spolecnosti/zpravy_ote/objemy-energie-zobchodovanych-na-kratkodobych-trzich-s-elektrinou-a-plynem-ote-trvale-rostou

Pracovní skupina zaměřená na financování výstavby, obchodně-investiční model a ekonomiku výstavby nového jaderného zdroje (2017). Analýza vhodného investorského modelu pro výstavbu nového jaderného zdroje a návrh možných modelů financování pro zajištění návratnosti investic. Dostupné z <https://hlidacipes.org/wp-content/uploads/2017/11/Anal%C3%BDza-vhodn%C3%A9ho-investorsk%C3%A9ho-modelu-pro-v%C3%BDstavbu.pdf>

Příslušné evropské předpisy. Dostupné z <https://eur-lex.europa.eu/>

Strike price deal for Hinkley Point C (2013). V: *World Nuclear News*. Dostupné z: http://world-nuclear-news.org/NN_Strike_price_deal_for_Hinkley_Point_C_2110131.html

Stašáková, T. (2019). Analýza možností financování a obchodního zajištění nového jaderného zdroje v České republice. Brno. Dostupné z: <https://is.muni.cz/th/sbnog/>. Diplomová práce. Masarykova univerzita, Fakulta sociálních studií. Vedoucí práce Tomáš Vlček.

Štrobl, J. (2016). Analýza důvodů zadání projektu výstavby bloků 5 a 6 jaderné elektrárny Paks bez výběrového řízení. Brno. Dostupné z: <https://is.muni.cz/th/x96vh/>. Diplomová práce. Masarykova univerzita, Fakulta sociálních studií. Vedoucí práce Tomáš Vlček.

Teplárny v roce 2020 varují, že jim hrozí „živelný rozpad“ (2020). Dostupné z <https://www.cenyenergie.cz/teplarny-v-roce-2020-ceny/#/promo-ele-mini>

The Hinkley Point C timeline: The story so far. V: *EDF Energy*. Dostupné z: <http://www.edfenergy.com/energy/nuclear-new-build-projects/hinkley-point-c>

a další relevantní tiskové zprávy

WNA (2011). The Economics of Nuclear Power. Dostupné z: <http://www.world-nuclear.org/info/inf02.html>

WNA (2016). „Nuclear Development in the United Kingdom.“ *World Nuclear Association*. Dostupné z: <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/appendices/nuclear-development-in-the-united-kingdom.aspx>

WNA (2018). „Energy subsidies.“ *World Nuclear Association*. Dostupné z: <http://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/energy-subsidies.aspx>

WNA (2018). „Economics of Nuclear Power.“ *World Nuclear Association*. Dostupné z: <http://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>

WNA (2018). „Nuclear Power in the United Kingdom.“ *World Nuclear Association*. Dostupné z: <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/united-kingdom.aspx>

WRI (2019) Laura Malaguzzi, INSIDER: Not All Electricity Is Equal—Uses and Misuses of Levelized Cost of Electricity (LCOE), <https://www.wri.org/blog/2019/08/insider-not-all-electricity-equal-uses-and-misuses-levelized-cost-electricity-lcoe>

Závodský, P. (2020). ČEZ, a.s. - Aktuální stav projektů NJZ. Dostupné z https://slideslive.com/38924185/nove-jaderne-zdroje-cr?fbclid=IwAR3r5X0mXF6vy81ub4mWv6gr7lt4olbg_6-M7qZqG0ujsW2V2I4d03lZaY4