



New
Direction

ELEKTRO-ENERGETICKÁ BEZPEČNOST ČESKÉ REPUBLIKY DO ROKU 2030

PAVEL FARKAČ

New Direction



Founded by Margaret Thatcher in 2009 as the intellectual hub of European Conservatism, New Direction has established academic networks across Europe and research partnerships throughout the world.



newdirection.online



[@europeanreform](https://twitter.com/europeanreform)



[@europeanreform](https://www.instagram.com/europeanreform)

New Direction is registered in Belgium as a not-for-profit organisation and is partly funded by the European Parliament.
REGISTERED OFFICE: Rue du Trône, 4, 1000 Brussels, Belgium. EXECUTIVE DIRECTOR: Witold de Chevilly.
The European Parliament and New Direction assume no responsibility for the opinions expressed in this publication. Sole liability rests with the author.



Pavel Farkač

Ing. Pavel Farkač je manažerem pro rozvojové a transformační projekty skupiny Sev.en Energy, kde působí od roku 2019. Absolvoval Národohospodářskou fakultu Vysoké školy ekonomické v Praze, kde zároveň řídil Institut energetické ekonomie.

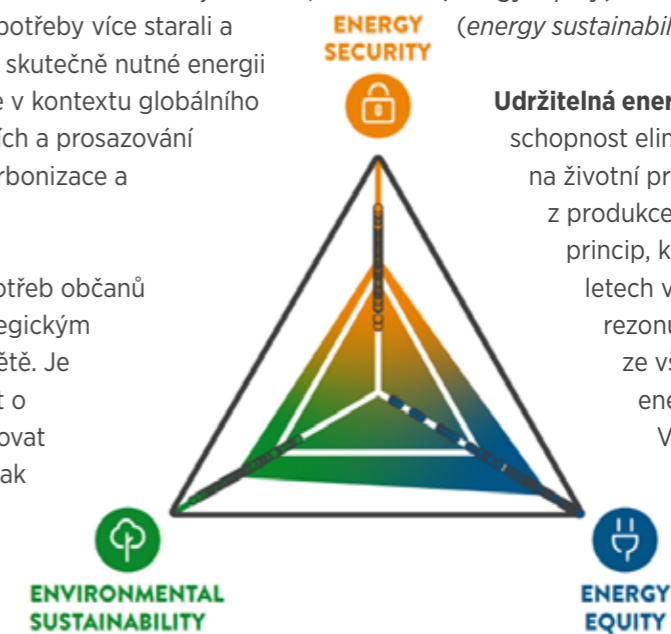
1.	ÚVOD	7
2.	VÝZNAM ENERGETICKÉ BEZPEČNOSTI PRO BUDOUCNOST ČESKÉ ELEKTROENERGETIKY	9
3.	POSTUP ANALÝZY	11
3.1	HLAVNÍ PŘEDPOKLADY A JEJICH ZDROJE	12
3.2	ÚTLUM UHELNÉ ENERGETIKY	13
4.	ZDROJOVÝ MIX VÝROBY ELEKTŘINY V ČR	15
4.1	SOUČASNOST	15
4.2	ODHADY PRO ROK 2030	17
4.3	PRAVDĚPODOBNÝ VÝVOJ VÝROBY ELEKTŘINY Z HNĚDÉHO UHLÍ	20
5.	MOŽNOSTI POKRYTÍ VÝKONOVÝCH POTŘEB ČESKÉ REPUBLIKY	23
5.1.	MOŽNOSTI NÁHRADY UHLÍ PLYNEM	26
5.2.	MOŽNOSTI NÁHRADY UHLÍ OBNOVITELNÝMI ZDROJI	27
5.3.	ZACHOVÁNÍ REZIDUÁLNÍ VÝKONOVÉ KAPACITY V UHLÍ	28
6.	DOPORUČENÍ PRO ČESKOU REPUBLIKU	29
7.	ZÁVĚR	33
	SEZNAM POUŽITÉ LITERATURY	34
	SEZNAM POUŽITÝCH ZKRATEK	35

ÚVOD

Energetika je strategické odvětví, které ovlivňuje naše každodenní životy. Moderní člověk je zvyklý zatopit si otočením kohoutu, když je mu v místnosti zima, a rozsvítit si vypínačem, když je šero. Tyto výdobytky 20. století se staly natolik samozřejmou součástí našich životů, že jsme je začali považovat za něco, na co máme nárok a co by mělo zůstat trvale dostupné v každém okamžiku. Současná energetika (a zvláště pak elektroenergetika) se nicméně vyvíjí směrem, který všechny spotřebitele motivuje k tomu, aby se o své energetické potřeby více starali a přemýšleli nad tím, kdy je skutečně nutné energii spotřebovat.¹ To se děje v kontextu globálního růstu poptávky po energiích a prosazování trendů elektrifikace, dekarbonizace a decentralizace.

Zajištění energetických potřeb občanů vždy bylo, je a bude strategickým zájmem vlád po celém světě. Je proto přirozené, že se stát o odvětví zajímá a chce určovat jeho vývoj a bylo by naopak velmi naivní se domnívat, že v tomto odvětví stát vyklidí svoji pozici ve prospěch volné ruky trhu (jakkoliv by takový přístup byl autorovi dokumentu velmi sympatický). Výše uvedené předurčuje energetice výsadní postavení i na politické scéně – energetická témata mají potenciál vyhrát volby nebo naopak destabilizovat vládu.²

Jednotlivé země mají různé předpoklady a nástroje pro ovlivňování energetiky (liší se zejména svým začleněním do globálních hodnotových řetězců a dostupností zásob energetických komodit). Všechny vlády při řízení energetického sektoru ovšem čelí tzv. energetickému trilematu, které Světová energetická rada definuje jako tři vrcholné, ale vzájemně obtížně propojitelné cíle – jsou jimi energetická bezpečnost (*energy security*), energetická dostupnost (*energy equity*) a energetická udržitelnost (*energy sustainability*).



Udržitelná energetika (definována jako schopnost eliminace negativních dopadů na životní prostředí vyplývajících z produkce a spotřeby energie) je princip, který zvláště v posledních letech v evropském prostředí rezonuje jednoznačně nejvíce ze všech tří zmíněných cílů energetického trilematu. Většina klimaticko-energetické agendy Evropské unie se zabývá právě dimenzí energetické udržitelnosti, pod níž se rozumí zejména

snížení emisí CO₂ a na to navázané „podružné“ cíle zvyšování podílu obnovitelných zdrojů a zlepšování energetické účinnosti.³ Koncept **energetické dostupnosti** (jež je chápána jako plošný přístup ke spolehlivým a cenově dostupným dodávkám energie)

¹ Připravují se např. tzv. dynamické tarify, které spotřebiteli účtují rozdílnou cenu podle hodiny čerpání elektřiny a stavu v síti. S tím úzce souvisí koncept chytré (smart) domácnosti, který do domácností začleňuje spotřebiče schopné plánovat svoji spotřebu.

² Evropská unie má stále v živé paměti násilné protesty Hnutí žlutých vest ve Francii z přelomu let 2018 a 2019, které se zformovalo právě v reakci na návrh francouzské vlády na zvýšení daně z pohonných hmot a dalšího nárůstu cen elektřiny a plynu. V České republice se zase v politických kruzích často objevuje téma „zúčtování se solárními barony“ a tzv. kauza „lithium“ (lithium představuje klíčovou surovinu pro výrobu akumulátorů), která byla velkým tématem voleb do Poslanecké sněmovny v roce 2017.

³ Více k tématu lze zjistit z komplexního návrhu úprav energetické legislativy, který byl představen pod „obchodním“ názvem „Fit for 55“ v červenci 2021 (Evropská komise: 2021).

je rovněž dobře představitelný, neboť neznamená nic jiného, než že energie by pro široké vrstvy obyvatel měla zůstat dostupná a spolehlivá. Tento cíl bývá pro vlády nezpochybnitelný a skokové zvýšení cen energií s sebou mnohdy přináší sociální nepokoje.

Ovšem cíl **energetické bezpečnosti** je často neurčitě interpretován, nadužíván anebo naopak zlehčován. Česká republika s ohledem na své přírodní dispozice (pouze lokální a malá naleziště zemního plynu a ropy, průměrné osvitové a větrné podmínky aj.), všeobecný tlak na odklon od fosilních paliv a relativní energetickou náročnost hospodářství (která je dána zejména velkým podílem energeticky náročného průmyslu) přitom právě se zajištěním energetické bezpečnosti může již brzy mít zásadní problémy.

Světová energetická rada dlouhodobě hodnotí ČR mezi deseti energeticky nejbezpečnějšími zeměmi světa (World Energy Council: 2020), jak ale vysvětlíme dále, o tento status může ČR rychle přijít. V čele žebříčku energetické bezpečnosti je Kanada, která spolu s Dánskem a Finskem patří mezi deset nejlepších zemí v tomto ohledu již více než 20 let. Dalšími zeměmi, které v roce 2020 dosáhly vysokého hodnocení energetické bezpečnosti, byly například Švédsko, Rumunsko či Spojené státy americké, které se v žebříčku umístily až za ČR. Naše studie má ambici analyzovat pouze část problému energetické

bezpečnosti, a to sektor elektroenergetiky. Je tomu tak z toho důvodu, že právě v tomto odvětví může vlivem změny energetického mixu dojít k nejdynamičtějším změnám.

Elektroenergetika v České republice mohla dlouhá desetiletí čerpat z konkurenční výhody dané tím, že měla dostatek dostupného domácího paliva – tím bylo historicky uhlí, v současné době pak téměř výhradně hnědé uhlí (černé uhlí jako hlavní zdroj paliva dnes až na výjimky nalézá využití zejména v závodních energetikách a teplárnách na severní Moravě a ve Slezsku). Ukazuje se, že v současném světě velmi silného tlaku na ukončení spalování uhlí se tato výhoda může velmi rychle obrátit v nevýhodu, neboť ČR bude muset ve velmi krátké době za svůj stále dominující zdroj energie hledat náhradu, kterou dnes nemá.

V naší analýze chceme propojit ono hledání náhrady uhlí se zachováním energetické (přesněji elektroenergetické) bezpečnosti země, neboť právě tato dimenze energetického trilematu bude útlumem uhlí v ČR nejvíce oslabena (vlády by měly usilovat, aby zároveň nebyly oslabeny další dva vrcholové cíle). Jedná se o velmi aktuální téma též z toho důvodu, že v laické i odborné veřejnosti panuje konsensus, že v relativně brzké době je za uhlí potřeba najít náhradu, již ČR dosud nijak formálně nezvolila. Touto studií chceme některá možná řešení představit.

2

VÝZNAM ENERGETICKÉ BEZPEČNOSTI PRO BUDOUCNOST ČESKÉ ELEKTROENERGETIKY

V odborné literatuře neexistuje jedna ustálená definice energetické bezpečnosti. Podle Sovacoola (2011: 3–6) existuje na 45 různých definic energetické bezpečnosti, které zpravidla reflektují rozdílné postavení konkrétního státu v globálních energetických řetězcích (např. zda se jedná o exportní, tranzitní či importní zemi). Již zmíněná Světová energetická rada definuje energetickou bezpečnost jako schopnost dostát současným i budoucím energetickým potřebám země a odolávat systémovým otřesům. Dle definice OSN z r. 1999 (Energy Charter Secretariat 2015: 10) můžeme energetickou bezpečnost popsat jako **nepřetržitou dostupnost různých forem zdrojů energie, v dostatečném množství a za rozumné ceny**.

Této definice se přidržíme i my, neboť podle nás přesně odráží hlavní výzvy českého elektrárenství v následující dekádě. Při předpokládaném útlumu uhelné energetiky a spíše liknavém rozvoji obnovitelných zdrojů by právě zajištění trvale dostupné elektřiny v poptávaném množství a za konkurenceschopné ceny mělo být hlavním vodítkem při tvorbě energetické strategie budoucích vlád. Soustředíme se přitom zejména na parametr dostupnosti a parametr dostatečnosti, neboť důstojné zpracování ekonomických parametrů provozu zdrojů, natož celkových nákladů přenášených na spotřebitele přesahuje rozsah této studie.

Česká elektroenergetika dodnes těží ze své konfigurace, která jí byla přisouzena v druhé polovině 20. století. Rozvoj socialistického hospodářství se v ČR opíral o těžký průmysl, který potřeboval dostatečně kapacitní a stabilní dodávky elektřiny. Z komodit, které se tehdy typicky využívaly pro výrobu elektřiny a tepla, oplývala ČR velmi bohatými zásobami uhlí, a naopak až zanedbatelnými zásobami jakéhokoliv myslitelného palivového substitutu. Na území ČR dosáhla těžba

uhlí svého vrcholu v 80. letech, kdy výrazně překonala 100 mil. tun ročně (v součtu hnědého a černého uhlí). V současnosti se na českém území těží jen přes 30 mil. tun uhlí a klesající trend pokračuje.

Zatímco elektrárny se v ČR ze zjevných důvodů budovaly co nejbližší místům těžby uhlí (tedy v Karlovarském, Ústeckém a Moravskoslezském kraji), tak průmyslová produkce, a tedy také významná centra spotřeby energie byla v ČR více rozprostřena. Z toho důvodu se ČR dodnes může opírat o velmi robustní přenosovou a distribuční soustavu, která dlouhodobě zajišťovala spolehlivý přenos energie, jejíž hlavní výrobní centrum historicky bylo v severních Čechách. Dalším posílením odolnosti a stability soustavy pak byly později budované mladší energetické zdroje, které byly nikoliv náhodou již umístěny v místech, kde velké a stabilní zdroje výkonu chyběly (např. Elektrárna Chvaletice nebo obě jaderné elektrárny – byť ve všech případech mluvilo pro jejich finální umístění více faktorů než pouze konfigurace soustavy).

Časový horizont studie – tedy rok 2030 – byl zvolen z řady objektivních důvodů, které dávají tušit, že do 30. let bude ČR vstupovat s podstatně odlišným zdrojovým mixem výroby elektřiny než v současnosti. Kombinace regulatorního tlaku (ať již na evropské, či národní úrovni), prodávající se výroby z fosilních zdrojů (primárně vlivem rostoucích nákladů na emisní povolenky a legislativně vynucená ekologizační opatření) a ostýchavého chování finančních institucí (ať již bank, či pojišťoven) vůči uhelným projektům budou na českou uhelnou energetiku působit velký tlak, neboť znamenají přímou hrozbu pro hlavní domácí zdroj elektřiny. Dlouhodobou devizou českých uhelných elektráren přitom byla v první řadě výroba energie za velmi konkurenceschopné ceny, z domácího paliva a s dobrou schopností zdrojů regulovat výkyvy v síti.

POSTUP ANALÝZY

Naše práce si klade za cíl zkoumat možnosti zajištění energetické bezpečnosti země s důrazem na pokrytí ročních potřeb elektrické energie výhradně ze zařízení, která jsou přímo připojena do české elektrizační soustavy.⁴ Tento přístup na bázi roční bilance reflektuje naplnění parametru „dostatečnosti“ z dříve uvedené definice energetické bezpečnosti. Samotný roční obrázek nicméně podle nás nepodává dostatečnou výpověď o tom, zda Česká republika směřuje k takovému energetickému mixu, který lze považovat za energeticky bezpečný. Proto analyzujeme i schopnost České republiky pokrýt své elektroenergetické potřeby vlastními zdroji v měsících s obvykle nejvyšším a nejnižším zatížením. Těmito měsíci pravidelně bývají leden, resp. červenec. Vysvětlení, proč jsou to zrovna tyto měsíce, je následující: Leden je dlouhodobě nejchladnější měsíc,

a navíc měsíc s velmi krátkými dny a spíše zataženým počasím. Lidé tudíž hodně času tráví doma (hlavní rozdíl oproti prosinci), svítí po větší část dne a topí si (řada domácností navíc k vytápění používá elektrické přímotopy nebo tepelná čerpadla, která se ve velmi chladném počasí chovají jako přímotopy). Červenec je naproti tomu poznamenán dovolenými, kdy lidé často opouští zemi (tudíž doma šetří energii), firmy mají plánované celozávodní odstávky a díky počasí není zapotřebí tolik svítit. Spotřeba v letních měsících se v poslední době nicméně soustavně zvedá – je to dáno zejména zvýšenou elektrickou spotřebou na chlazení přes letní měsíce. Hlavním důvodem, proč rozpracováváme i tento „měsíční“ přístup, je zejména velký rozdíl ve skladbě zdrojů, které budou technickoekonomicky způsobilé pokrývat potřebu energie přes zimu a přes léto.

TABULKA 1

Průměrné hodnoty nejvyššího denního zatížení v lednu a červenci 2017–2020.

PRŮMĚRNÉ BRUTTO MAXIMÁLNÍ DENNÍ ZATÍŽENÍ (2017–2020)	
leden	10,52 GW
červenec	8,15 GW

Z údajů v tabulce 1 je patrný významný rozdíl mezi hodnotami průměrného nejvyššího denního zatížení v lednu a v červenci⁵, který přesahuje 2 GW, což je v praxi hodnota výkonu Jaderné elektrárny Temelín. Tato část analýzy hodnotí naplnění parametru

„nepřetržitě dostupnosti“ z pohledu v úvodu citované definice energetické bezpečnosti. Již z tabulky 1 je patrné, že je velký rozdíl, zda výkon konkrétní velké elektrárny v soustavě absentuje přes léto či přes zimu.

⁴ Stále ještě platná Státní energetická koncepce z r. 2014 pro zajištění energetické bezpečnosti ČR vyžaduje pokrytí alespoň 90 % roční spotřeby. My se od tohoto předpokladu odchýlíme a budeme modelovat pokrytí 100 % roční spotřeby. Hlavní oporu pro naše rozhodnutí vidíme zejména v tom, že okolní státy ČR na základě aktuálních zpráv ENTSO-E směřují spíše k vyrovnané či deficitní bilanci, tudíž je velmi rizikové spoléhat na to, že zbylých 10 % ČR „odněkud“ doveze. Navíc obecně platí trend ústupu od fosilních zdrojů s pružnou výrobou směrem k OZE, kde se střetáváme s fenoménem tzv. soudobosti výkonu, kdy v regionu střední Evropy obvykle panují relativně podobné povětrnostní podmínky, díky nimž v jednu dobu vyrábí OZE od Německa po Maďarsko, anebo naopak jsou v celé této oblasti podmínky nepříznivé.

⁵ Jedná se o rozdíl čtyřletých průměrů denních maxim v příslušných měsících podle údajů ERÚ. Tyto údaje v sobě obsahují i přeshraniční saldo (tedy saldo výměny se zahraničím – je-li záporné, pak to znamená, že určitá část elektřiny přes ČR pouze protéká, ale není zde spotřebována, je-li kladné, pak naopak spotřeba elektřiny v ČR je zajišťována částečně výrobou zdrojů v zahraničí), které pouze na základě veřejných údajů nejsme schopni zcela očistit. S ohledem na strukturu a výkon zdrojů v regionu lze nicméně konstatovat, že v obdobích s vyššími cenami bude ČR elektřinu spíše vyvážet, zatímco v obdobích s nižšími cenami bude dovážet lacinější elektřinu ze zahraničí. Tyto toky přitom (navzdory stále docela hojně komunikovanému obecnému omylu) nejde dost dobře řídit, neboť elektřina na základě fyzikálních zákonů vždy teče těmi místy v soustavě, kde má nižší odpor. Ve studii se tedy s ohledem na výše uvedené vědomě dopouštíme dílčí nepřesnosti, kdy zaměňujeme pojem „zatížení“ s pojmem „okamžitá spotřeba“ a považujeme je v každém okamžiku za vyrovnané.

Kromě roční a měsíční perspektivy sledujeme rovněž perspektivu okamžitou, resp. pohled na energetickou bezpečnost prostřednictvím zajištění dostatečného okamžité dostupného výkonu, nikoliv pouze výroby. Zaměřujeme se tedy také na to, jaké lze konkrétně očekávat hodnoty nejvyššího denního zatížení a zda bude v soustavě dost zdrojů na bezpečné pokrytí těchto výkonových potřeb. Pro tuto úlohu, kde se z logických důvodů věnujeme pouze realitě v lednu (pro pokrytí červencových výkonových potřeb bude v soustavě téměř s jistotou výkonu dostatek), zcela zanedbáváme energetický příspěvek větru a slunce, neboť splnění parametru energetické bezpečnosti v tomto případě znamená, že daný výkon bude s jistotou dostupný „na vyžádání“, tedy schopný prakticky okamžité produkce. To je u těchto druhů OZE v praxi nemožné zajistit, a to i v kombinaci

3.1 Hlavní předpoklady studie a jejich zdroje

Hlavním vodítkem ohledně předpokládaného vývoje energetického mixu a očekávané spotřeby elektřiny je pro nás Vnitrostátní plán ČR v oblasti energetiky a klimatu, jakožto vládou schválený vrcholný dokument vytyčující cestu naplnění energeticko-environmentálních cílů České republiky do r. 2030 (MPO: 2020). Z tohoto dokumentu přejímáme zejména údaje o očekávané spotřebě energie a o plánovaném podílu obnovitelných zdrojů (OZE). Rozvoj OZE řešíme i variantně (viz níže).

Dále předpokládáme zachování současné úrovně instalovaného výkonu jaderných i paroplynových zdrojů. Problematiku výroby elektřiny v teplárnách řešíme následovně: Elektrický výkon tepláren přejímáme z dosud oficiálně nepublikované Strategie stabilizace a rozvoje soustav zásobování tepelnou energií (2020), již má autor k dispozici a jež stanoví, že české teplárenství do r. 2030 prakticky ze 100 % přestane využívat uhlí. Plán ukazuje, že instalovaný výkon se ve srovnání se současností prakticky nezmění a hlavní technologickou změnou tak bude přechod většiny velkých tepláren z uhlí na zemní plyn, menšinou pak biomasu.

s bateriovými úložišti (jež mohou po nezbytně dlouhou dobu akumulovat elektřinu z OZE), které nemohou být řešením pro situace dlouhodobě zataženého a málo větrného počasí.

Přiznaným deficitem naší studie je absence práce se sofistikovanými modely simulujícími konkrétní provozní situace v soustavě, které podávají ještě poctivější obrázek o dostupnosti výkonu a praktické provozovatelnosti soustavy.⁶ Tento nedostatek se snažíme kompenzovat prací s delšími časovými řadami reálných výrobních údajů u jednotlivých typů zdrojů, nikoliv tedy pouze modelových, předpokládaných, ale těch reálně dosahovaných (na základě statistik Energetického regulačního úřadu). Vycházíme z dlouhodobých průměrů za roky 2017 – 2020, které aproximujeme na realitu roku 2030.

Nepředpokládáme nicméně, že tato změna bude mít zásadní vliv na provozování teplárenských zařízení a uvažujeme tedy zachování jejich elektrické výroby.

Dalším autoritativním zdrojem, z něhož čerpáme primární data, jsou pravidelné ročenky Energetického regulačního úřadu (resp. Roční a Čtvrtletní zprávy o provozu elektrizační soustavy). Abychom získali co nejvíce reprezentativní vzorek dat, zaměřili jsme se na období let 2017–2020. Pracujeme tedy s nejaktuálnějšími daty, které byly v době zpracování této analýzy k dispozici. Při analýze průměrných hodnot se odchylujeme od typické tříleté časové řady z toho důvodu, že r. 2020 byl významně ovlivněn epidemií COVID-19, a tudíž všude, kde to dává smysl, pracujeme s průměrnými hodnotami za poslední 4 roky. Z těchto materiálů přejímáme zejména údaje o obvyklé výrobě jednotlivých typů zdrojů, stejně jako hodnoty nejvyššího denního zatížení. Pro r. 2030 očekáváme takový relativní nárůst maximálního zatížení, který odpovídá relativnímu navýšení očekávané spotřeby pro r. 2030 dle Vnitrostátního plánu (tedy 104,01 % oproti průměru z let 2017–2020).

3.2 Vyhlídky uhelné energetiky

Evropská unie, ale např. také OSN nebo Mezinárodní energetická agentura (IEA) jednotlivé státy nepřímo tlačí k útlumu uhelné energetiky. „Důkazy jsou nezvratné: emise skleníkových plynů dusí naši planetu a ohrožují miliardy lidí. Globální oteplování ovlivňuje všechny oblasti na Zemi a mnohé změny se stávají nevratnými. Abychom zabránili klimatické katastrofě, musíme nyní rozhodně jednat,“ těmito slovy uvedl António Guterres, generální tajemník OSN, aktuální Zprávu Mezinárodního panelu IPCC (United Nations: 2021). „Mnoho zemí se domnívá, že uhlí je stále levným a domácím zdrojem výroby energie, a co je důležitější, v mnoha zemích je uhlí stále největším zdrojem zaměstnanosti. Výzvou bude, jak najít způsoby, jak včas vyřadit uhelné elektrárny z provozu – to je naprosto zásadní,“ řekl pak Fatih Birol, výkonný ředitel IEA, pro The Guardian (The Guardian: 2021). Jak OSN, tak IEA nemají přímé nástroje pro ovlivnění energetického mixu v jednotlivých státech, ale vyjádření vrcholných představitelů těchto institucí mají zásadní odraz např. v politikách finančních institucí nebo v reálných krocích politiků.

Snaha ukončit provoz uhelných elektráren je vedena skutečností, že z dnes běžně používaných paliv pro výrobu energie se jedná o zdroje s nejvyššími přímými emisemi CO₂ na jednotku vyrobené energie. Řada zemí také již oficiálně deklarovala finální rok útlumu energetického využívání uhlí. Vláda ČR doposud nepřijala jasné stanovisko definující postup útlumu uhelné energetiky v ČR a za tímto účelem zřídila v r. 2019 poradní orgán, Uhelnou komisi (MPO: 2021). Uhelná komise jako cílový rok pro ukončení spalování uhlí doporučila rok 2038, který vláda zatím pouze vzala na vědomí, ale neschválila jej.

Řada indicií naznačuje, že hlavní útlum uhelné energetiky v ČR proběhne ještě ve 20. letech a že pokud některé z uhelných zdrojů zůstanou v provozu i po r. 2030, budou to v první řadě tzv. pánevní elektrárny v Ústeckém kraji (není bez zajímavosti,

že tyto zdroje zároveň dodávají teplo do středně velkých měst, jako jsou Kadaň, Chomutov či Teplice, a tedy lze předpokládat, že pokud tato zařízení budou v provozu, tak výroba tepla v ČR do r. 2030 nebude zcela bezuhelná), příp. zdroje s vlastním zdrojem uhlí. Předpoklad nejdelšího provozu v případě pánevních elektráren opíráme o ekonomickou logiku, neboť účinnost českých hnědouhelných elektráren se mezi sebou významně neliší (v tomto ohledu vyčnívá snad pouze nový blok Elektrárny Ledvice s účinností 42,5 %), zatímco transportní náklady uhlí, související s dovozem komodity ke spalovacímu zdroji, samotnou komoditu (s ohledem na její nižší energetický obsah ve srovnání s černým uhlím) významně prodražují, a tudíž i výrobu elektřiny činí neekonomickou (mj. proto prakticky neexistuje světový trh s hnědým uhlím a hnědé uhlí není globálně obchodovanou komoditou).

I poslední zbývající uhelné zdroje ovšem budou pod velkým tlakem, ať již ze strany zpřísnující se emisní regulace, lobbingu tzv. ekologických aktivistů nebo kvůli rostoucí liknavosti institucí financovat projekty v uhelné energetice. Pro účely naší analýzy tedy přijímáme hlavní předpoklad spočívající v tom, že v r. 2030 nebude pro účely výroby elektřiny využíváno žádné uhlí, což s ohledem na podíl uhelné energetiky v českém energetickém mixu představuje zásadní výzvu pro zachování energetické bezpečnosti ČR.

Hlavní výzkumná otázka tedy stojí – jaký výkon uhelných elektráren by bylo nutné zachovat při předpokladu rozvoje dalších energetických zdrojů dle Vnitrostátního plánu (variantně dle vlastního scénáře autora, který předpokládá dynamičtější rozvoj FVE a VTE), abychom dodrželi parametry energetické bezpečnosti České republiky (definované 100 % pokrytím roční spotřeby a dostupnosti výkonu pro pokrytí denního maxima zatížení)? Vedlejší výzkumné otázky zkoumají, jaké jsou možnosti snížení této potřeby zachování uhelných elektráren tím, že bychom je nahradili jinými zdroji energie.

⁶ Tuto analytickou práci vykonává např. společnost ČEPS ve svém každoročním posouzení výkonové přiměřenosti (tzv. MAF).

ZDROJOVÝ MIX VÝROBY ELEKTŘINY V ČR

4.1 Současnost

Z posledních údajů za r. 2020 je zřejmé, že dominantními zdroji z pohledu podílu na výrobě elektřiny jsou hnědouhelné a jaderné elektrárny, a

to tak, že se na brutto spotřebě samy o sobě podílí více než 80 %.

TABULKA 2

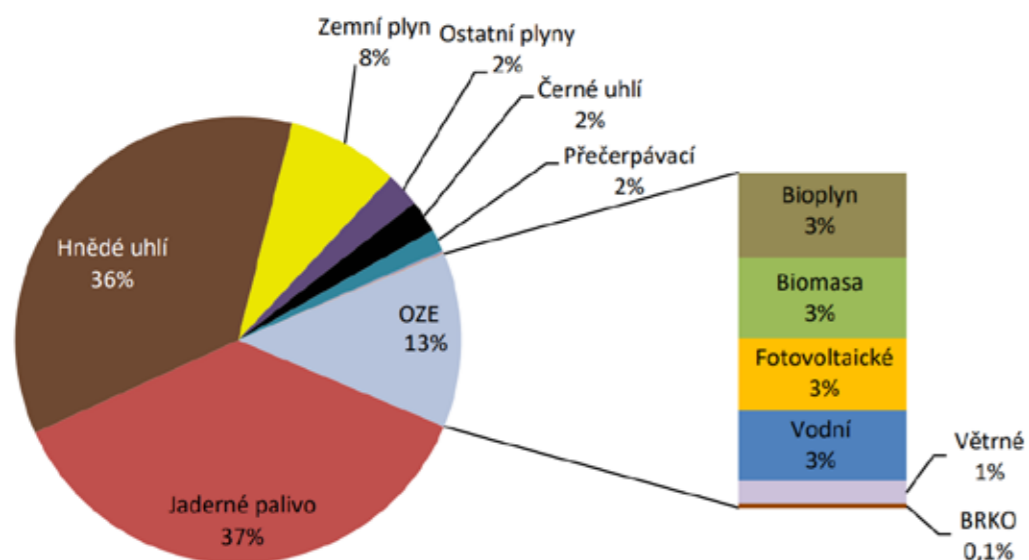
Vyrobená elektrická energie z hnědouhelných a jaderných elektráren v roce 2020 ve srovnání se spotřebou (brutto).

VYROBENÁ EL. ENERGIE Z HNĚDOUHELNÝCH A JADERNÝCH ELEKTRÁREN V ROCE 2020	
Hnědouhelné elektrárny	29 073,60 GWh
Jaderné elektrárny	30 043,30 GWh
Součet	59 116,90 GWh
Spotřeba	71 354,00 GWh

Rok 2020 ovšem znamenal zásadní milník z hlediska toho, že hnědouhelné (HU) elektrárny do sítě dodaly historicky poprvé méně elektřiny než elektrárny jaderné. Hlavní důvod je nutné spatřovat v tom, že zejména jarní měsíce byly poznamenány neplánovanými odstávkami HU elektráren či jejich provozem pouze na minimální výkon, kdy vlivem rapidního snížení poptávky po energii v důsledku epidemie COVID-19 ceny na spotovém (denním) trhu klesly na úroveň, které výrobu z HU elektráren činily nehospodárnou.

Celkově pak ovšem pohled na zdrojový mix výroby elektřiny v podstatě po celou poslední dekádu zůstává relativně stabilní (viz graf 1). Dvojici dominantních paliv (uhlí a jádro) doplňují na třetím místě OZE se 13 %, kde se jednotlivé druhy OZE až na výjimky podílejí relativně rovnoměrnými díly. Následuje zemní plyn, který u nás za účelem výroby elektřiny spalují elektrárny v Počeradech a ve Vřesové a dohromady za r. 2020 generují 8 % výroby. Další zdroje je možné považovat víceméně za doplňkové, byť např. úloha přečerpávacích vodních elektráren pro stabilizaci soustavy je zásadní.

GRAF 1
Podíl paliv a technologií na výrobě elektřiny brutto v roce 2020 ⁷

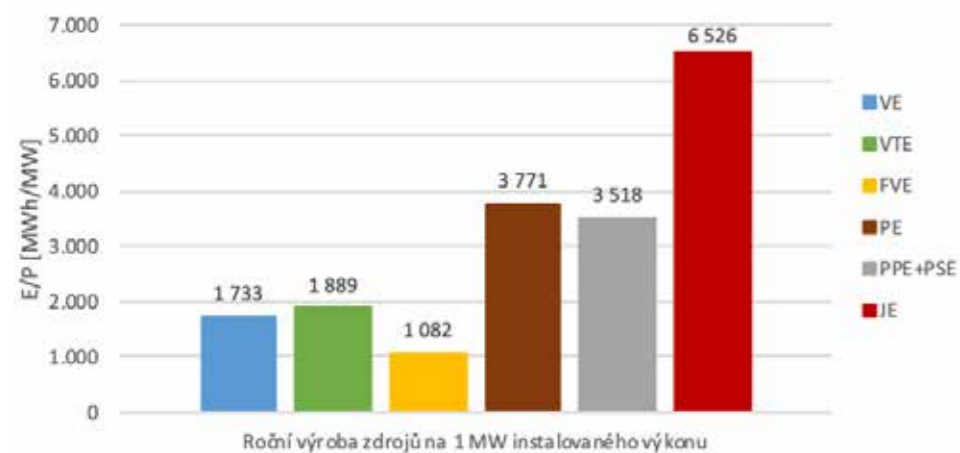


Pro naši další práci je nezbytné znát tzv. capacity factor neboli obvyklé využití disponibilního výkonu jednotlivých zdrojů v ČR. Ten bychom normálně spočetli jako podíl reálné výroby daného zdroje a teoretického maxima. S ohledem na dostupnost dat si tento ukazatel ovšem mírně modifikujeme a nastavíme jej jako podíl průměrné roční výroby konkrétních typů zdrojů v letech 2017–2020 a jejich instalovaného výkonu. Tím v podstatě dostaneme cosi jako produkční schopnost jedné MW v ČR dle různých typů zdrojů. Je patrný velký rozdíl mezi zdroji základního zatížení, kterými jsou u nás typicky jaderné elektrárny, jež jsou v praxi s výjimkou nutných

odstavěk na výměnu paliva provozovány konstantně na plný výkon a zdroji s intermitentní (tedy nestálou) výrobou, což jsou typicky elektrárny větrné a solární. Zatímco tak např. 1 MW instalovaného výkonu v jaderné elektrárně za rok vyrobí průměrně přes 6 500 MW, tak stejný 1 MW výkonu instalovaného ve fotovoltaice vyrobí pouze 1 080 MW.

Dále vidíme relativně vysoké využití výkonu v kategorii parních elektráren (PE, v našem případě zejména uhelné elektrárny) a paroplynových (PPE) a plynových a spalovacích elektráren (PSE, které představují zejména výrobu v bioplynových stanicích).

GRAF 2
Průměrná roční výroba zdrojů elektrické energie z let 2017-2020 vztážená na 1 MW instalovaného výkonu (výpočet autora dle statistických údajů ERÚ)



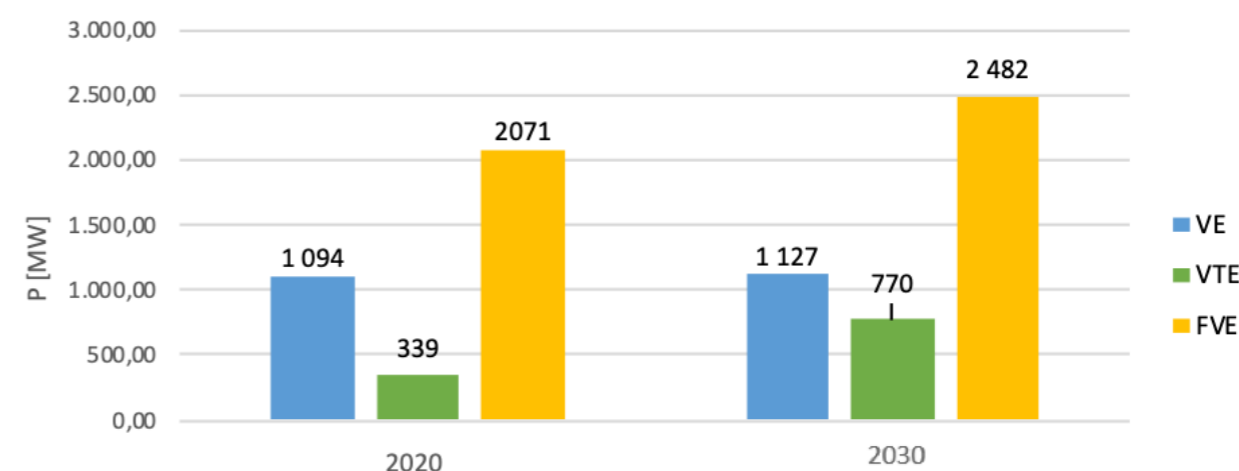
⁷ Roční zpráva o provozu elektrizační soustavy ČR za rok 2020, Oddělení statistiky a sledování kvality ERÚ, 2021, str. 11.

4.2 Odhady pro rok 2030

Česká republika v současnosti nedisponuje relevantním dokumentem, který by v komplexní podobě určoval žádoucí či preferovanou podobu energetického mixu v r. 2030.⁸ Mix zdrojů pro výrobu elektřiny (za předpokladu zachování instalovaného výkonu v jaderných a plynových elektrárnách) je tedy zapotřebí dekomponovat z předpokládaného rozvoje jednotlivých druhů technologií, jak jej v první řadě uvádí dokumenty, jimiž jako ČR dokládáme plánované plnění cílů pro snížení emisí a zvyšování podílu OZE.

Materiál „Rozvoj podporovaných zdrojů energie do roku 2030“, což byl klíčový podkladový dokument pro přípravu Vnitrostátního plánu, předpokládal nárůsty v sektoru OZE dle grafu 3. Vidíme nárůst instalované kapacity ve větru zhruba na dvojnásobek dnešní úrovně a dále zvýšení instalovaného výkonu ve fotovoltaice zhruba o 20 % na úroveň necelých 2,5 GW, které je ovlivněno i dožíváním technologie a koncem dvacetiletého období garantované provozní podpory ke konci 20. let 20. století.⁹

GRAF 3
Instalovaný výkon OZE dle Rozvoje podporovaných zdrojů energie do roku 2030



ento dokument nicméně předpokládal, že Česká republika směřuje pro r. 2030 k úrovni 20,8 % podílu OZE na hrubé konečné spotřebě. Po výtkách Evropské komise byl tento cíl v rámci Vnitrostátního plánu navýšen na 22 %, který navyšuje hodnoty instalovaného výkonu jednotlivých typů OZE dle grafu č. 4. Již ze srovnání s grafem 3 je patrný jeden důležitý závěr – zdvojnásobení výkonu FVE oproti původním

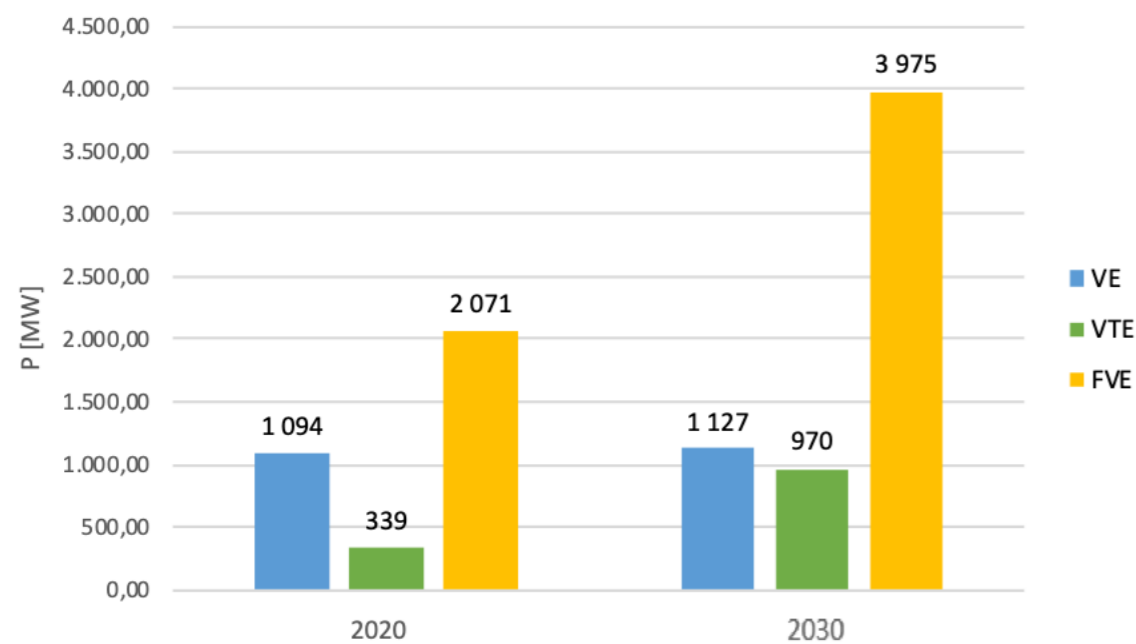
předpokladům (na hodnotu 3 975 MW) nám přinese příspěvek k plnění cíli OZE pouze v úrovni 1,2 p.b. Vysvětlením je skutečnost uvedená v předchozí kapitole 4.1 vztážená k „produkční schopnosti instalovaného výkonu“. V našich podmínkách totiž nemohou fotovoltaické elektrárny lépe využít svůj potenciál kvůli pouze průměrným osvitovým podmínkám v úrovni 1000–1100 h ročně.

⁸ Státní energetickou koncepcí s ohledem na datum vzniku a proběhnuvší zásadní změny v sektoru již z tohoto úhlu pohledu považujeme za překonanou.

⁹ Výkon vodních elektráren v grafu 3 i na dalších místech v této studii se váže k vodním elektrárnám bez výkonu přečerpávacích vodních elektráren, které z pohledu celkové bilance nelze považovat za zdroj energie.

GRAF 4

Instalovaný výkon OZE v letech 2020 a 2030 dle Vnitrostátního plánu v oblasti energetiky a klimatu

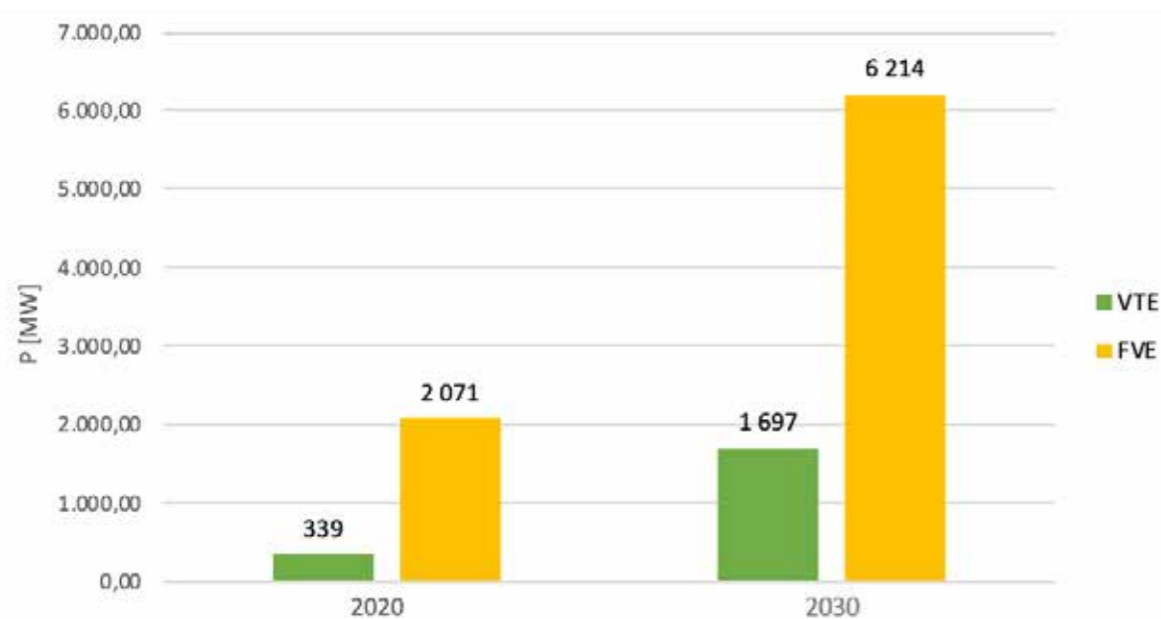


V naší studii i s ohledem na chystanou revizi cílů pro OZE na úrovni Evropské unie i celkový nárůst prostředků, které budou k dispozici pro investiční podporu výstavby nových obnovitelných zdrojů, vytváříme vlastní předpoklad.¹⁰ Domníváme se, že Česká republika skutečně v r. 2030 může překročit cíle pro OZE definované Vnitrostátním plánem a ve srovnání s realitou roku 2020 směřovat ke ztrojnásobení výkonu ve FVE a

pětinásobku výkonu ve VTE. Tento předpoklad stavíme mj. na skutečnosti, že se budou instalovat technologie s vyšší účinností (připomeňme, že naprostá většina FVE panelů v ČR technologicky pochází z předminulého desetiletí) a že zde bude silná motivace většiny tržních aktérů pro rozvoj nových obnovitelných zdrojů (což potvrzuje např. závazek Skupiny ČEZ postavit 6 GW nových OZE do r. 2030).

GRAF 5

Srovnání instalovaného výkonu OZE v letech 2020 a 2030 dle scénáře autora



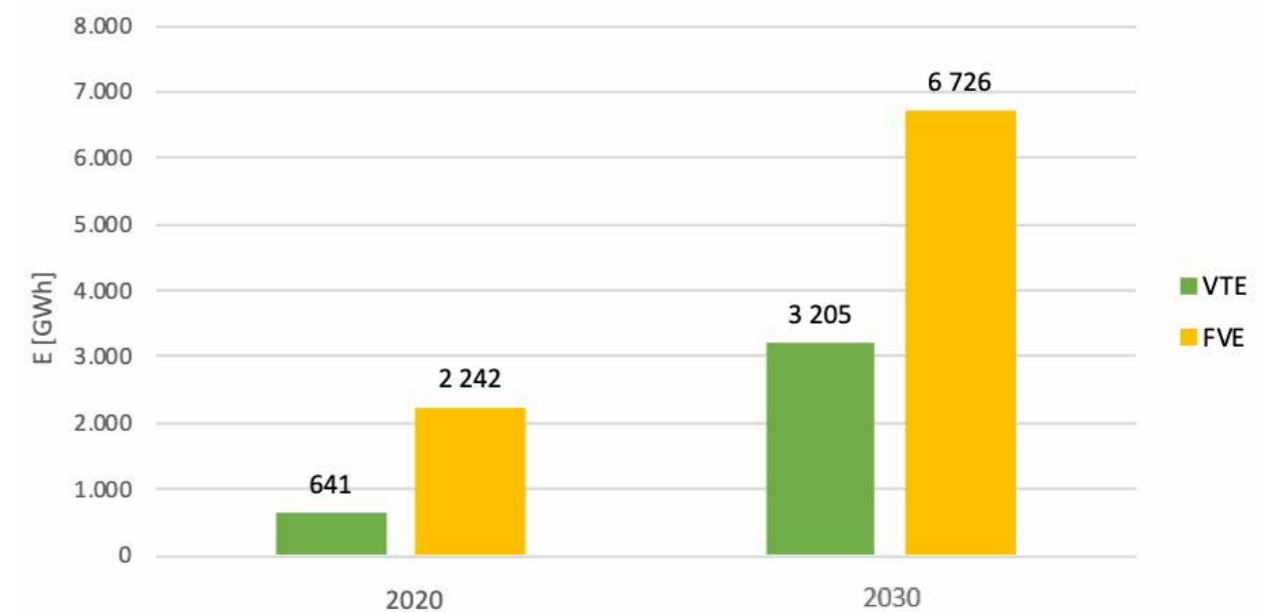
¹⁰ Zejména se zde opíráme o zvýšené množství prostředků v Modernizačním fondu (nástroj investiční podpory výstavby nových OZE spravovaný Státním fondem životního prostředí) dané růstem ceny emisní povolenky.

Neuvažujeme významnější rozvoj vodních elektráren (ve shodě s předpoklady v podstatě všech dalších relevantních materiálů, neboť potenciál vodní energetiky v ČR je již z velké části vyčerpán) a na rozvoj výroby elektřiny z biomasy nahlížíme výhradně optikou kombinované výroby elektřiny a tepla. Pokud jde o zvolené předpoklady trojnásobného (FVE), resp. pětinásobného (VTE) nárůstu, byly zvoleny se zjevným záměrem vyjít vstříc nejrozsáhlejšími studiím dokumentujícími výrazný potenciál rozvoje těchto technologií a nevycházejí ze specifických výpočtů. Jedná se o modelový předpoklad, který v případě FVE reflektuje také to, že stávající 2 GW výkonu ve FVE byly z naprosté většiny vybudovány během dvouletého boomu v letech 2009 a 2010,

tudíž není tak nereálné se domnívat, že při vhodně nastaveném investičním prostředí se tento boom podaří zopakovat. V otázce budování VTE je pak ČR stále ještě na začátku a jsme si vědomi, že zásadní brzdou je zejména lokální odpor v raných fázích povolenacích řízení. Nicméně s ohledem na dynamický technologický pokrok v této oblasti, kdy v současnosti nejsou výjimkou větrné turbíny o výkonu 10 MW, nepovažujeme dosažení pětinásobku dnešního výkonu za nerealistické. Tyto pozměněné předpoklady by v roce 2030 znamenaly 1 697 MW instalovaného výkonu VTE a 6 214 MW instalovaného výkonu FVE, čemuž by odpovídaly roční výroby 3 205 GWh, resp. 6 726 GWh.

GRAF 6

Srovnání průměrné výroby z OZE z let 2017 až 2020 a výroby za rok 2030 dle scénáře autora

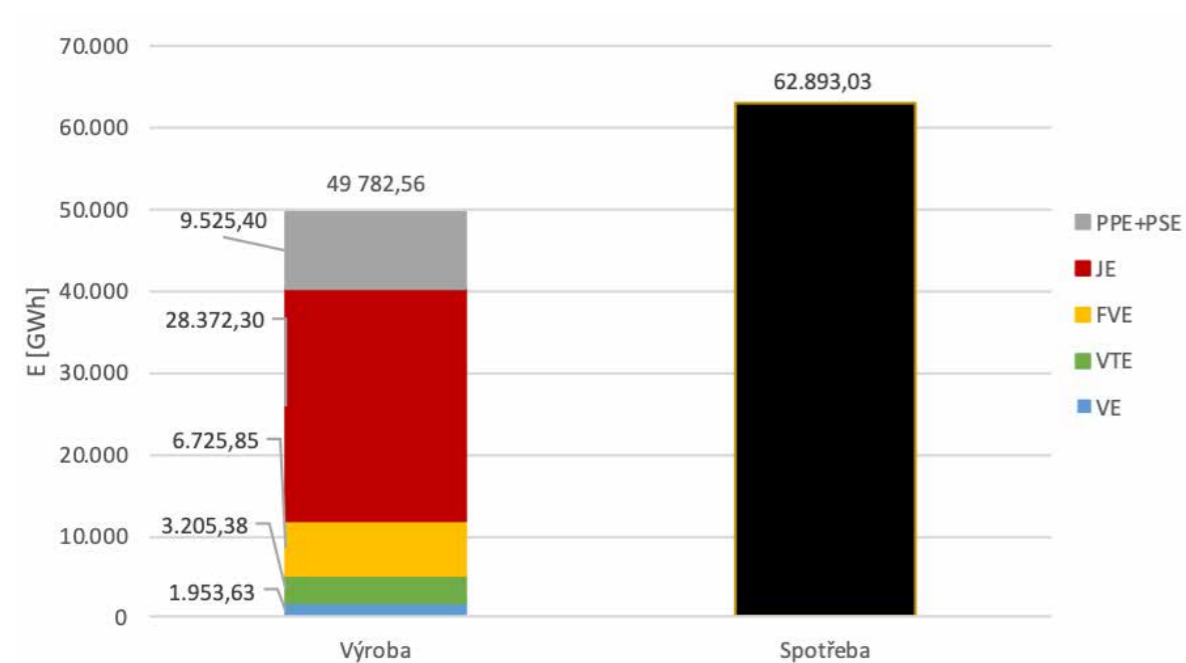


Odhadovaná výroba elektřiny z OZE bude doplněna zachováním současné hodnoty výroby elektřiny z jádra a z plynu. Pokud zcela zanedbáme výrobu z uhelných zdrojů, tak i při takto ofenzivních předpokladech o rozvoji OZE zůstane ČR v ročním saldu výrobně deficitní. Modelovaný deficit mezi předpokládanou netto spotřebou a netto výrobou zdrojů nevyužívajících uhlí přesáhne hodnotu 13 TWh

(viz graf 7), což činí přes 20 % očekávané spotřeby pro rok 2030. Dominantním zdrojem budou nadále JE, které při zachování instalovaného výkonu vyrobí přes 28 TWh elektrické energie, tedy 57 % netto výroby výše uvedených zdrojů či přes 45 % očekávané spotřeby. I přes uvažovaný velký rozvoj OZE se tyto zdroje budou podílet na výrobě pouze necelými 24 % a na očekávané spotřebě pouze necelými 19 %.¹¹

¹¹ Musíme připomenout, že v tomto přístupu nyní zanedbáváme elektrickou výrobu pocházející z KVET. Podle nezveřejněné Strategie stabilizace a rozvoje soustav zásobování tepelnou energií by se v KVETu mohlo v r. 2030 vyrobít cca 8 TWh elektřiny z instalovaného výkonu na úrovni 2 500 MW. To by snížilo potřebu doplnění elektrické výroby na úroveň 5 TWh.

GRAF 7
Srovnání výroby neuhelných zdrojů a očekávané spotřeby v roce 2030



Naopak pokud bychom uvažovali roční výrobu OZE na číslech Vnitrostátního plánu, pak k uváděnému deficitu musíme připočítat zhruba další 3 TWh. Proti tomuto deficitu je nicméně korektní připočítat výrobu elektřiny v přibližné úrovni 8 TWh v transformovaných teplárnách (KVET), které jsou dnes stále z většíny

na uhlí. Lze uzavřít, že dle aktuálních strategických úvah státu (tedy OZE dle Vnitrostátního plánu) a úspěšné transformaci teplárenství by ČR při vypnutí hnědouhelných (HU) elektráren hrozil deficit v úrovni 8 TWh.

4.3 Pravidelný vývoj výroby elektřiny z hnědého uhlí

Abychom otázku uhelných elektráren neřešili pouze binárně (tedy buď provoz všech současných zdrojů, nebo žádného), dovolíme si na základě informací z trhu odhadnout pravděpodobný scénář vývoje uhelné energetiky pro následující dekádu. Veškeré úvahy se týkají pouze HU elektráren, neboť se v současnosti vůbec nepočítá s energetickým využíváním černého uhlí v r. 2030.

V roce 2021 nejspíše z důvodu relativně vyšších spotových cen elektřiny dojde k navrácení hnědouhelných zdrojů na první místo z hlediska absolutní roční výroby, ale je prakticky jisté, že vlivem útlumu výrobních kapacit už dlouho prvenství

neudrží. Ba naopak lze očekávat, že dojde k relativně rapidnímu útlumu výroby elektřiny z hnědého uhlí – zmiňme např. ambiciózní plán Skupiny ČEZ (ČEZ: 2021), který předpokládá, že v r. 2030 bude ČEZ pálit uhlí pouze v elektrárnách Tušimice, Pruněrov a Ledvice (celkem tedy cca 2,3 GW), zatímco své teplárny bude kompletně transformovat na jiná, neuhelná paliva. Z dalších systémových elektráren na uhlí tak zbývají pouze elektrárny Počeradý, Chvaletice a Kladno společnosti Sev.en Energy (celkem 2,3 GW). Kdysi velké systémově významné zdroje v Tisové, Vřesové a Opatovicích pro účely této analýzy zanedbáváme s ohledem na oznámené dekarbonizační ambice jejich provozovatelů, tedy společností SUAS a EPH.¹²

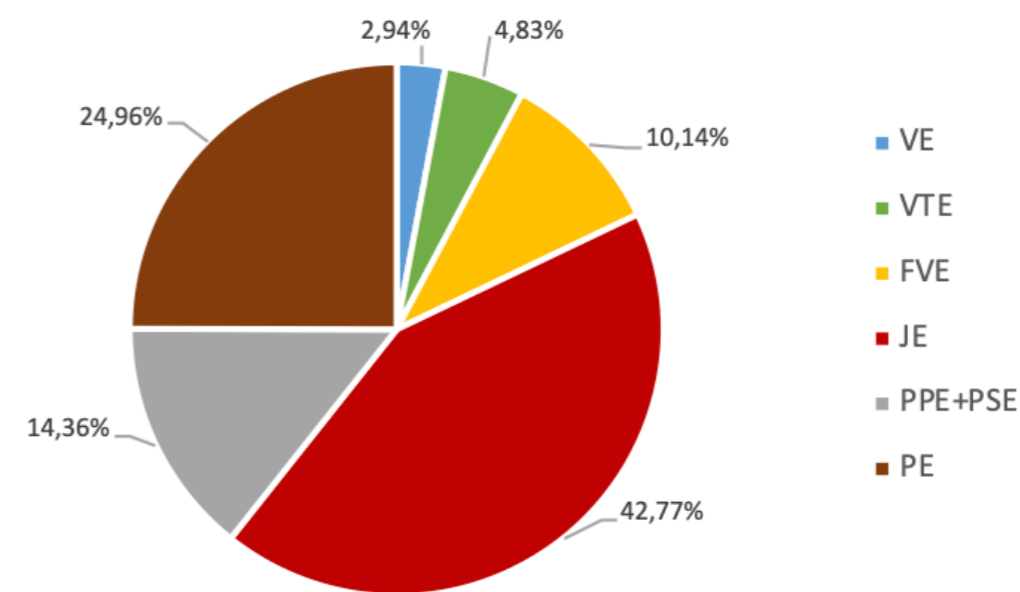
¹² Sokolovská uhelná plánuje lokalitu Tisová kompletně plynofikovat a soustředit se zejména na dodávky tepla pro Sokolovsko, zatímco lokalita Vřesová je v zásadě plynofikována již nyní a má v provozu 400 MW v paroplynovém cyklu – zbývající uhelná výroba v teplárenské části se časem zcela utlumí. Budoucnost Elektrárny Opatovice je ovlivněna zveřejněným závazkem majitele elektrárny, skupiny EPH, skončit do r. 2030 se spalováním uhlí. V minulosti se jako jedna z možných cest opakovaně diskutovala konverze lokality na spalovnu odpadu, což by byl krok, který pro lokalitu ležící mezi dvěma krajskými stotisícovými městy a u hlavní dopravní teply dával v mnoha ohledech logiku.

4.4 Dostatečnost výroby elektřiny v r. 2030 při zachování hnědouhelných elektráren v provozu

Z uvedeného je patrné, že pokud by všechny tyto zdroje byly v provozu až do r. 2030 (vycházíme přitom z předpokladu, že tyto zdroje mají k dispozici vlastní uhlí), tak v r. 2030 má ČR k dispozici posledních max. 4,6 GW instalovaného výkonu v hnědouhelných zdrojích, které jsou za běžných provozních podmínek schopny vyrobit cca 28 TWh elektrické energie. To by ovšem bylo za předpokladu, že by dané zdroje pracovali v režimu tzv. základního zatížení, tedy vyráběly přes 6 tis. hodin ročně. Tento předpoklad se nicméně míjí se

současnou realitou i očekávanou budoucností, kdy se uhelné zdroje posouvají mimo základní pásmo a svoji výrobu generují hlavně v zimních měsících. Relativně konzervativně tedy předpokládáme, že uhelné zdroje budou nasazovány zejména v období od listopadu do března a v dalších měsících pouze nárazově, tedy jejich doba využití maxima bude zhruba 4 tis. hodin ročně (tomu přibližně odpovídá i hodnota 3,77 spočtená v dřívější kapitole), což v ročním úhrnu generuje netto výrobu na úrovni 16,56 TWh.

GRAF 8
Odhadovaný podíl zdrojů na celkové výrobě elektřiny v roce 2030 (netto)

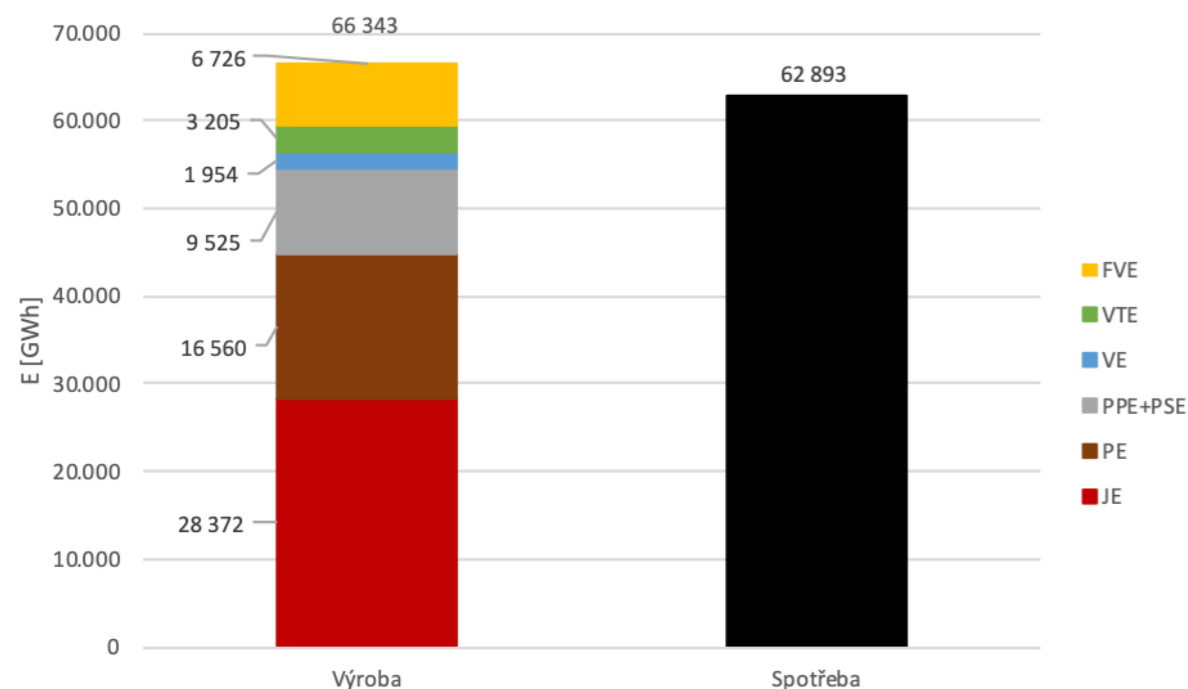


Aniž by došlo k naprostému útlumu uhelné energetiky, budou se na celkové výrobě elektřiny uhelné elektrárny podílet zhruba 25 %, což zajistí pokrytí více než 26 % české netto spotřeby (s ohledem na očekávaný tržní vývoj to ale bude téměř s jistotou výrazně méně). Jasně dominujícím zdrojem elektřiny v r. 2030 bude nejspíše jádro se stejnou zdrojovou (elektrárny v Temelíně a Dukovanech) a výkonovou (4,3 GW) skladbou jako v současnosti. Výroba v domácích zdrojích zhruba o 5 % převyší domácí spotřebu (66 343 GWh, resp. 62 893 GWh).

Za předpokladu, že v soustavě v r. 2030 ponecháme 4,6 GW v uhelných zdrojích, které své maximum budou využívat po dobu 4 tis. hodin ročně a zároveň dosáhneme pětinasobného zvýšení výkonu ve VTE a trojnásobného zvýšení výkonu ve FVE, udržíme českou elektroenergetiku z roční perspektivy v mírně přebytkové bilanci 3,5 TWh.¹³ Tím lze uzavřít, že parametr elektroenergetické dostatečnosti (jako podmnožina energetické bezpečnosti) by byl splněn. Je nicméně vhodné dodat, že ve světle aktuálního vývoje působí naše předpoklady stran OZE i uhelné energetiky silně optimisticky.

¹³ K tomu je zapotřebí opět doplnit teoreticky až 8 TWh vyrobených v transformovaných teplárnách.

GRAF 9
Srovnání očekávané netto výroby zdrojů a očekávané netto spotřeby v roce 2030



5

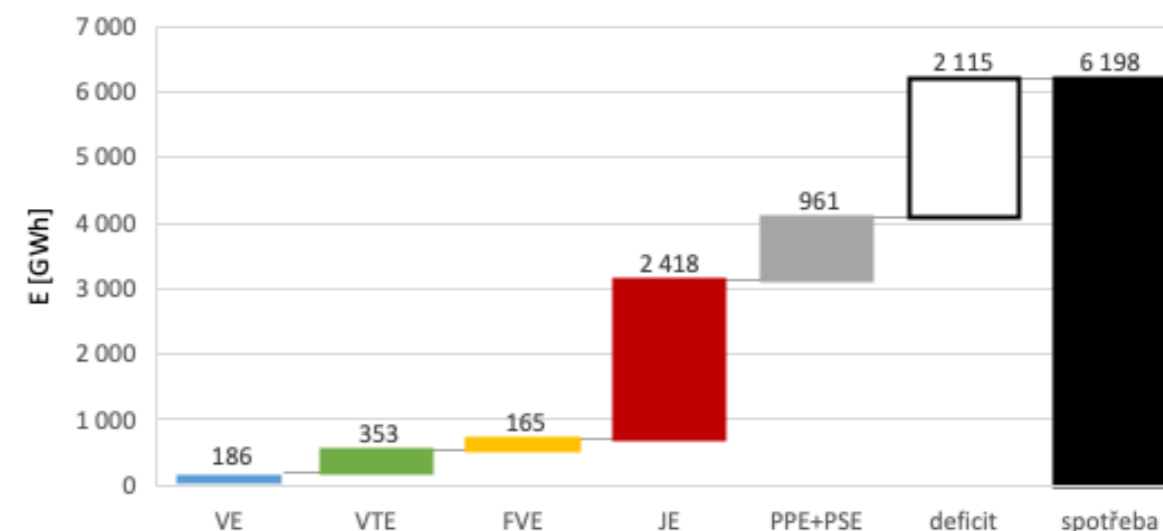
MOŽNOSTI POKRYTÍ VÝKONOVÝCH POTŘEB ČESKÉ REPUBLIKY – OKAMŽITÁ DOSTUPNOST ELEKTŘINY

Zatímco v předchozí kapitole jsme se na českou elektroenergetiku dívali relativně statickým, celoročním pohledem, tak v této pasáži budeme akcentovat hledisko více dynamické zohledňující to, že energetická spotřeba (a tomu odpovídající poptávaný výkon) se v průběhu roku významně mění. V potaz tedy bereme jednak hledisko měsíční a jednak hledisko hodinové.

Jak bylo uvedeno již v úvodu, právě rozlišení mezi provozně-spotřební realitou v lednu a červenci je

naprosto zásadní. Při obvyklém využití výkonu OZE (v úrovni našich zvýšených předpokladů) v zimě, běžném využití výkonu jaderných elektráren i plynových zdrojů totiž zjišťujeme, že Česká republika své lednové¹⁴ potřeby elektřiny při vypnutí všech uhelných elektráren bez nového zdroje určitě nepokryje, jak je patrné z grafu 10. Bez započtení elektrické výroby tepláren se měsíční deficit pohybuje na úrovni 2 TWh, při jejím započtení by se deficit mohl cca o 1 TWh snížit.

GRAF 10
Odhadovaná výroba zdrojů elektrické energie v lednu 2030 dle scénáře autora (netto)



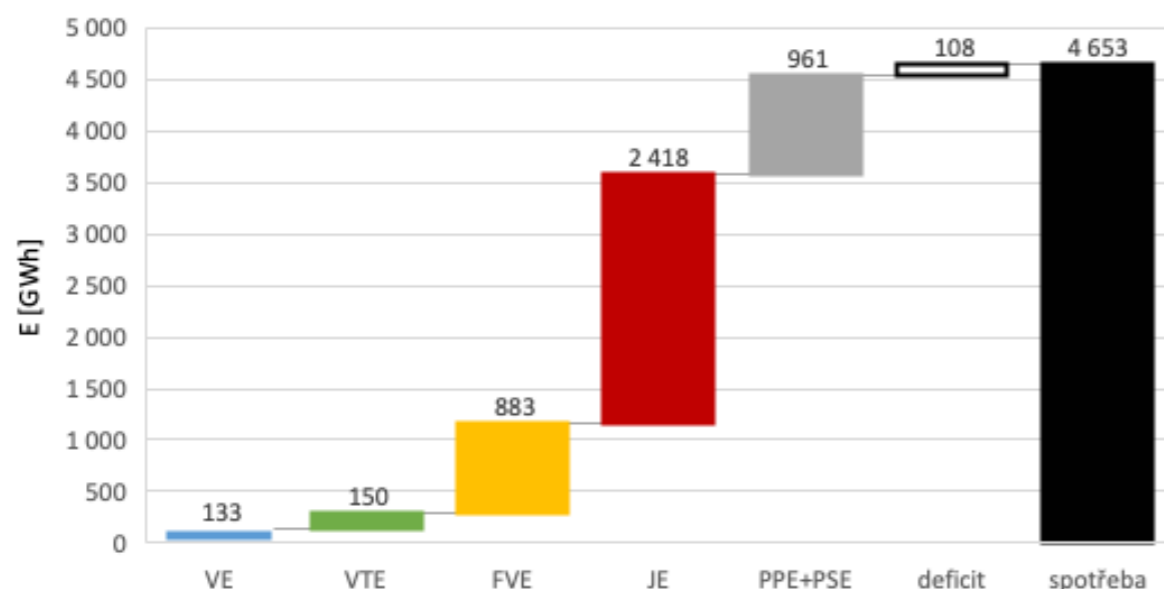
¹⁴ Realita měsíců prosince a února se přitom od ledna významně měnit nebude.

Letní měsíce nabízejí podstatně odlišný obrázek, byť z pohledu energetické bezpečnosti stále ne zcela uspokojivý obrázek. Již „pandemické“ jarní měsíce r. 2020 v praxi ukázaly, že výroba z uhlíkových zdrojů je pro Českou republiku z velké části postradatelná, pokud významně klesne okamžitá spotřeba a OZE mají nadprůměrné podmínky pro svoji výrobu. Z grafu 11 je patrné, že ani uvažovaná zvýšená výroba z OZE není v kombinaci s dalšími dnes existujícími zdroji dostatečná pro pokrytí měsíční bilance. Přečerpávací vodní elektrárny pro tuto situaci rovněž nejsou řešením, neboť se nejedná o čistě výrobní

zdroje, jelikož pro svoji výrobu musí nejprve energii spotřebovat (načerpání vody do horní nádrže). I v letních měsících je tedy zapotřebí aspoň minimální elektrické výroby KVETu, aby česká netto spotřeba byla spolehlivě pokryta i bez uhlí (bez výroby tepláren pak bude saldo na úrovni 95 %, tedy mírný deficit). Pro úplnost je nutné dodat, že lze předpokládat, že v letních měsících nebude problém tento mírný deficit vykryt dovozem ze zahraničí, primárně z Německa, kde se přes léto typicky očekává silná výroba zejména z FVE.

GRAF 11

Odhadovaná výroba zdrojů elektrické energie v červenci 2030 dle scénáře autora (netto)



Budeme-li analyzovat pokrytí hodinového zatížení, pak potřebujeme nejprve dopočítat očekávanou hodnotu maximálního zatížení v lednu. V souladu s uvedenými předpoklady ji spočítáme jako 104 % průměrného denního maxima v lednu za období 2017–2020, čímž získáme hodnotu 10,9 GW.

Tento výkonový požadavek z největší části zajistí jaderné zdroje, dále z velké části zdroje plynové, a pak teplárny, jejichž provoz (na rozdíl od letních měsíců) v zimním období důvodně předpokládáme. Odhlédneme-li od možné produkce intermitentních zdrojů, neboť ta je ze své podstaty vždy (a zvláště v zimě) teoretická (FVE mohou být zasněžené, může nastat v zimě relativně obvyklá kombinace inverze a bezvětří atp.), zjistíme, že nám chybí více než 1 GW výkonu (přesně 1,15 GW, což odpovídá např. součtu výkonu bloku 6 elektrárny Ledvice a celého výkonu elektrárny Kladno). K tomu je nutné zdůraznit, že

modelujeme situaci, kdy dané maximální zatížení jsou schopny svoji plnou výrobou pokrýt všechny jaderné i paroplynové bloky. V momentě odstávky např. některého temelínského bloku nám ze soustavy vypadává další 1 GW výkonu. To je poměrně důležitý předpoklad, protože provozovatel přenosové soustavy (TSO) musí být za všech okolností připraven obsloužit soustavu i při výpadku největšího síťového prvku, který v českém případě odpovídá právě temelínskému bloku. V praxi tedy TSO musí mít pro každý okamžik nasmulovaný dostatečný počet zdrojů, které by byly schopny zaskočit v případě poruchy největšího síťového prvku, a tedy dostupný výkon musí být v praxi ještě vyšší.

Na tomto místě se musíme rovněž vymezit vůči předpokládané výši instalovaného výkonu v kategorii PPE + PSE, což jsou pro zjednodušení zdroje, které z plynu v nějaké podobě generují elektrinu. Výkon

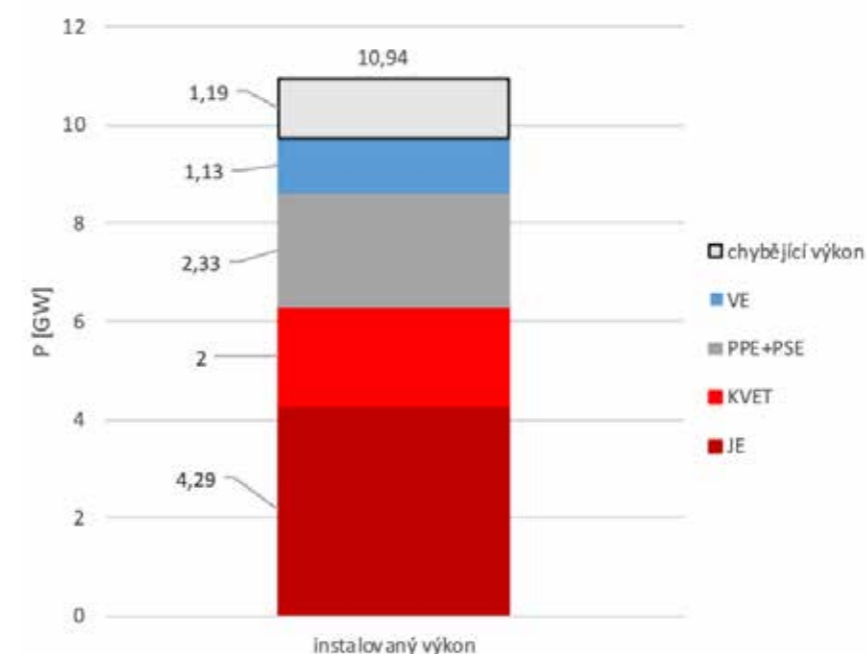
2,33 GW je dán součtem instalovaného výkonu všech současných paroplynových zdrojů (tedy PPC Vřesová a PPC Počerady) a zároveň všech bioplynových stanic a kogeneračních jednotek dodávajících elektrinu. Dle našeho názoru se jedná o výkonovou hodnotu, kterou je možné převzít a aplikovat i na realitu roku 2030, neboť plynová technologie ve Vřesové i v Počeradech je stále ještě relativně moderní, ČEZ avizoval výstavbu nového paroplynového zdroje v lokalitě Mělník a předpokládá se rozvoj plynových kogeneračních

jednotek. Ve světle těchto předpokladů považujeme hodnotu 2,33 GW za obhajitelnou.

Identifikujeme deficit na úrovni 1,13 GW, který musíme dále navýšit o rezervu pro TSO ve výši 1,12 GW (odpovídající výkonu jednoho temelínského bloku). Dle těchto našich předpokladů jsme tedy konfrontováni s chybějícím výkonem na úrovni cca 2,25 GW, což odpovídá zhruba součtu výkonů elektráren Chvaletice, Pruněřov a Tušimice.

GRAF 12

Pokrytí lednového maxima 2030

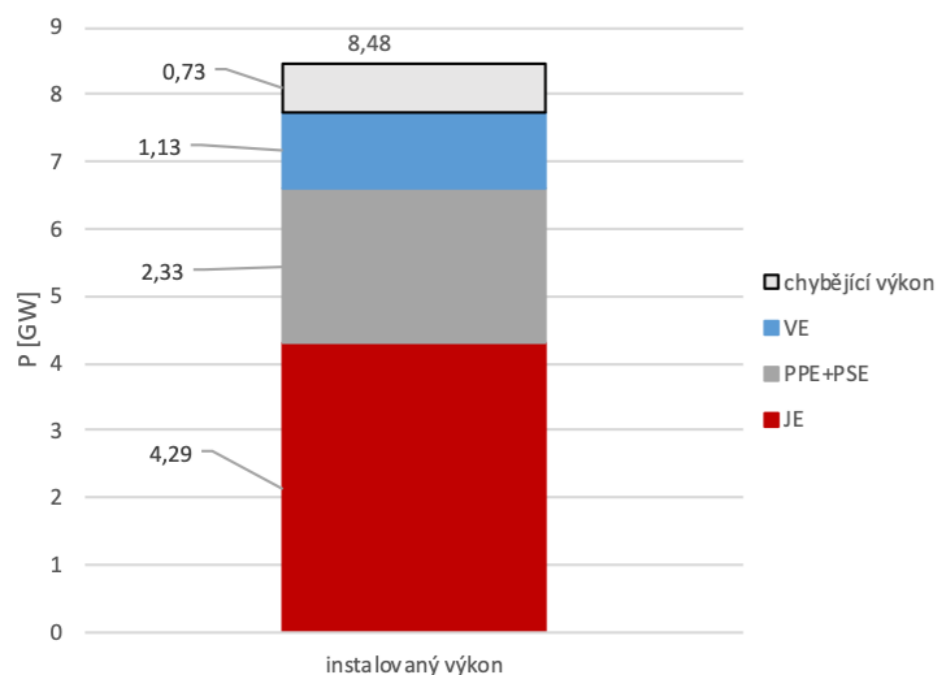


Obrázek dokumentující situaci v červenci je pak opět o něco povzbudivější. V souladu s předpoklady aplikovanými výše čekáme průměrné maximální denní zatížení v červenci na úrovni zhruba 8,5 GW a okamžitě dostupný výkon ve výši 7,7 GW. Hlavním rozdílem letní (červencové) situace je, že předpoklad zanedbání výkonu OZE je v tomto případě relativně nemístný, neboť v našich podmínkách (na rozdíl od situace v lednu) nehrozí, že by fotovoltaické elektrárny byly pod sněhem, a tudíž v době maximálního denního zatížení budou FVE s velkou pravděpodobností nějaký výkon produkovat. V tomto případě (a to i při zanedbání elektrického výkonu tepláren) stačí, aby všechny FVE a VTE produkovaly jenom 730 MW¹⁵, a maximální denní zatížení zvládne česká soustava vlastními zdroji

vykryt i bez jakékoliv uhelné kapacity (opět ovšem za předpokladu všech jaderných a plynových bloků v provozu na maximu). V praxi tak bude maximální červencové zatížení při zvolených předpokladech pokryto z domácích zdrojů. Je ovšem otázkou, jak se postaví k potřebě zajištění služeb výkonové rovnováhy pro TSO, které vyvolávají potřebu další dostupné kapacity ve výši přesahující 1,1 GW, která přitom nemůže být zajištěna z klasických FVE a VTE. TSO si v praxi tento výkon sjedná u plynových zdrojů, ovšem pokud tyto budou vyrábět na maximum a v síti nastane kolaps největšího prvku, pak již nebude v soustavě zdrojová náhrada za tento náhle odpadnutý výkon a TSO bude muset výkonový požadavek seskládat z menších zdrojů typu kogeneračních jednotek nebo tepláren.

¹⁵ Požadavek tohoto okamžitého výkonu bude možné alternativně pokrýt také dodávkou z přečerpávacích vodních elektráren, které typicky dodávají právě v časech největšího zatížení.

GRAF 13
Pokrytí červencového maxima 2030



Z uvedeného je patrné, že při zvolených předpokladech a s nulovou výrobou z uhlí v zimních měsících bude česká soustava pravidelně čelit problému nedostatku výkonu i výroby, který navíc reálně hrozí i v letních měsících. Pokud se nechceme spoléhat na nejisté dodávky elektřiny ze zahraničí, pak Česká republika stojí před rozhodnutím, jakým způsobem tento nedostatek kompenzovat. Z logiky

5.1 Možnosti náhrady uhlí plynem

Detailní polemika výhod a nevýhod náhrady uhelných zdrojů plynovými by si zasloužila prostor přesahující rozsah této studie, nicméně pokusíme se alespoň o stručnou diskusi. Spalování zemního plynu ve srovnání se spalováním uhlí produkuje na jednotku vyrobené energie zhruba poloviční množství emisí CO_2 , neprodukuje prakticky žádné oxidy síry, a protože se nejedná o pevné palivo, neprodukuje ani žádné emise prachu. Z environmentálního pohledu je ale nutné zahrnout i emise metanu vznikající v místě těžby zemního plynu, neboť metan je několikanásobně agresivnější skleníkový plyn a jeho úniky jsou zatím výrazně méně regulované než v případě CO_2 . Navíc se zemní plyn do Evropy obvykle dováží ze zemí s výrazně nižšími environmentálními standardy,

věci by se takový výkon měl doplnit ze zdrojů, které jsou schopny svůj výkon relativně pružně regulovat, což jsou typicky parní nebo paroplynové elektrárny. Zjednodušeně se tedy jedná o volbu mezi udržením stávající uhelné kapacity a vybudováním nové plynové kapacity. Výrobní flexibilita obnovitelných zdrojů se sice dá zlepšit různými formami akumulace, ale i ty mají své přirozené limity, jak bude diskutováno níže.

než má EU. Např. analýza „Methane Tracker“ od Mezinárodní energetické agentury uvádí, že 60 % emisí metanu připadá na úniky z řetězců zemního plynu (IEA 2021).¹⁶

Moderní plynové zdroje (ať se již jedná o technologii CCGT nebo OCGT) jsou ovšem technologicky způsobilější k rychlým a častým změnám výkonu než stávající uhelné zdroje provozované v ČR. Schopnost rychle měnit výkon bude ze strany správců přenosových a distribučních soustav poptávána stále ve větším měřítku, neboť spolu s předpokládaným nárůstem podílu obnovitelných zdrojů v soustavě bude docházet k dynamickým změnám v jejich výrobě, které navíc budou synchronizované na docela velkém

území (viz shora diskutovaná soudobost výkonu). Bude-li např. dopoledne na většině republiky svítit slunce a odpoledne se zatáhne a utlumí se vítr, lze velmi reálně předpokládat, že během pár desítek minut v české soustavě ubude několik tisíc MW výkonu, jež bude třeba nahradit, aby nedošlo ke krácení dodávek spotřebitelům. Pro tyto náhlé změny velkých výkonů jsou moderní plynové elektrárny dobře vybaveny (obzvláště při řízení soustavy se zahrnutím přesných meteorologických modelů pro bližší jednotky hodin).

Pro energetickou bezpečnost země je ovšem důležité připomenout, že Česká republika nemá zásoby zemního plynu v množství, které by odpovídalo jejich využívání pro spalování v elektrárnách, tudíž by prakticky veškerý plyn musel být dovážen. Importní závislost s sebou vždy nese riziko dostupnosti komodity (tedy že plyn nebude odkud dovézt), riziko logistické (přepravní trasy nebudou v pořádku) a riziko ekonomické (tedy že daná komodita bude cenově nedostupná). Pro úplnou eliminaci každého z těchto rizik není Česká republika vybavena dostatečnými nástroji a ani do budoucna v praxi být nemůže. Transformace elektrárenství na plyn s sebou v českém případě tedy nutně nese zásadní otázky ohledně zachování současné kvality energetické bezpečnosti.

5.2 Možnosti náhrady uhlí obnovitelnými zdroji

Z uvedeného je patrné, že uhlí půjde v letních měsících nahradit kombinací masivního rozvoje nových obnovitelných zdrojů, různých forem akumulace elektřiny (s ohledem na potřeby vykrytí výrobní výpadky OZE v řádu hodin, nanejvýš prvních desítek hodin), pravděpodobným dovozem ze zahraničí a řízením strany poptávky (tedy vytvořením nástrojů, které budou spotřebitele elektřiny stimulovat k přesunutí či absolutnímu snížení spotřeby elektrické energie).

Jak jsme uvedli výše, jsme přesvědčeni, že Česká republika má autentický potenciál překročit cíle pro OZE definované Vnitrostátním plánem. Ovšem ani tyto zvýšené předpoklady nezaručí ČR požadovanou úroveň energetické bezpečnosti, neboť jejich využití v zimních měsících je v českých podmínkách velmi omezené (zjednodušeně řečeno, pokud má uhelná či jaderná elektrárna palivo, může vyrábět na plný výkon, zatímco solární nebo větrné elektrárny jsou závislé na faktoru počasí, které jejich provozovatel vůbec nemůže ovlivnit).

Přestože spalování zemního plynu má na jednotku vyrobené energie zhruba poloviční emise CO_2 ve srovnání s uhlím, nadále se jedná o zdroj podléhající systému EU ETS, tedy Evropskému systému obchodování s emisními povolenkami. Každá tuna emisí vyprodukovaná v energetických zdrojích nad 20 MW_t v EU musí být pokryta tzv. emisní povolenkou, jejíž cena na trhu je volatilní a v posledních letech zažívá nebývalý nárůst. Navíc i samotná cena zemního plynu podléhá tržním vlivům, které lze eliminovat jen do určité míry a v námi vymezeném prostoru studie nelze tedy svědomitě odhadnout, zda elektřina ze zahraničního zemního plynu bude levnější než elektřina z domácího hnědého uhlí.

Při výstavbě nového paroplynového zdroje typu Počerady je nutné zohlednit i celkové investiční náklady. Veřejně ČEZ uvádí, že výstavba tohoto zdroje o výkonu cca 850 MW (v závislosti na vnějších podmínkách) uvedeného do provozu v r. 2015, stála zhruba 16 mld. Kč. Měla-li by tedy v ČR vyrůst nová plynová kapacita odpovídající uhelné, je zapotřebí počítat (velmi orientačně) v násobcích 20 mld. Kč na nový zdroj o výkonu 800–1000 MW.

Realitu zimních měsíců navíc příliš neřeší ani různé formy bateriové či jiné akumulace. S ohledem na typické zimní počasí v našich podmínkách, kdy sněží, a tudíž FVE jsou překryty sněhem, a navíc tolik nefouká, baterie nejsou technicky schopné dlouhodobě trvajících nevýrobů z OZE kompenzovat. Několikadenní výpadek výroby OZE vzniklý např. inverzí nad kontinentální Evropou už baterie nemohou vyřešit vůbec.

Je zapotřebí znovu zdůraznit, že ve studii pracujeme s násobně vyššími předpoklady ohledně rozvoje OZE oproti všem oficiálním strategickým materiálům českých ministerstev, a přesto se ukazuje, že OZE nemohou být řešením pro udržení energetické bezpečnosti ČR. Obnovitelné zdroje mohou pomoci dekarbonizovat českou elektroenergetiku v letních měsících, ale z principu svého fungování nemohou být trvalou a spolehlivou páteří české elektroenergetiky, a to i kvůli jejich relativně malé jednotkové výrobě v českých podmínkách.

¹⁶ Je odhadováno, že světový ropný a plynový průmysl emitoval v roce 2020 do atmosféry více než 70 mil. t metanu. Jestliže jedna tuna metanu odpovídá 30 tunám CO_2 , pak jsou celkové emise metanu srovnatelné s tím, kolik emisí CO_2 emituje energetický průmysl EU.

5.3 Zachování reziduální výkonové kapacity v uhlí

Možnost uvedená v nadpise se může zdát nejvíce provokativní, my si ji ovšem dovolujeme považovat za velmi relevantní. Eventualita dlouhodobého ponechání zbytkového výkonu v uhlí (připomeňme, že dnes stále hnědouhelné elektrárny disponují instalovaným výkonem přes 7000 MW) po r. 2030 je v evropském kontextu politicky a mediálně kontroverzní, neboť svým způsobem popírá všeobecnou urgenci na dekarbonizaci výroby energie a zamezení produkce CO₂ způsobující globální oteplování.

Z hlediska energetické bezpečnosti je ovšem nutné zdůraznit, že zásoby uhlí využitelného pro domácí elektrárny má ČR pro všechny pánevní elektrárny minimálně do r. 2035 (v závislosti na tempu těžby i významně déle), přičemž při respektu k tzv. Územním ekologickým limitům těžby (což jsou legislativně určené hranice dobývacího prostoru) má největší zásoby lom Vršany, kde leží ještě přes 200 mil. tun uhlí a dané zásoby by v závislosti na tempu těžby vydržely až za rok 2050. Na druhou stranu uhlí z lomu Bílina je zase možné pálit ve většině českých uhelných tepláren, tedy pokud by některé teplárny (které nemají přímý zdroj uhlí s ohledem na svoji vertikálně propojenou vlastnickou strukturu) udržely uhelný provoz i po r. 2030, budou s největší pravděpodobností spalovat uhlí z Bíliny. Jen tyto dva lomy tedy dokážou zajistit teoretickou dodávku 20 mil. t uhlí ročně.

Již dříve jsme uvedli, že Česká republika bude v r. 2030 disponovat max. 4,6 GW instalovaného výkonu v uhelných elektrárnách. Pokud by tyto elektrárny vyráběly např. jen polovinu roku (tedy zhruba 4 tis. hodin), kdy česká soustava jejich výkon nezbytně potřebuje, pak by při uvažovaném emisním faktoru 0,910 za rok vyprodukovaly necelých 17 mil. tun emisí CO₂. Toto množství by přitom až z poloviny mohlo být kompenzováno správným hospodařením s půdou a zachytáváním uhlíku v lesích.¹⁷

Hlavní výhodou této možnosti jsou významně nižší investiční náklady. Namísto výstavby nových paroplynových zdrojů by zachování určité omezené kapacity v uhlí znamenalo úsporu desítek miliard do pořízení nových fosilních zdrojů. Lze se ovšem důvodně domnívat, že i investice do údržby a oprav zbývajících uhelného „parku“ by ročně dosahovaly stamilionů korun. Z pohledu energetické bezpečnosti pak je nespornou výhodou dostupnost vlastního paliva, bez nutnosti dovozu ze zahraničí.

6

DOPORUČENÍ PRO ČESKOU REPUBLIKU

Naprosté vypnutí uhelných zdrojů bez odpovídající náhrady v nových stabilních zdrojích energie by v ročním úhrnu přineslo hrozící deficit v úrovni 8 TWh. Zároveň jsme identifikovali zásadní problémy při zajišťování domácí poptávky v zimních měsících, kdy bychom při typickém průběhu měsíce ledna jenom za tento jediný měsíc potřebovali nad rámec tuzemských kapacit dodat víc než 1 TWh elektřiny, a to za předpokladu zachování elektrické výroby tepláren v současné úrovni. Snížení výroby elektřiny v nynějších KVET by celkový deficit ještě prohloubilo. Podobně i námi analyzovaný deficit okamžitého výkonu potřebného k vyrovnání soustavy v lednu je na úrovni 2,25 GW. Pokrytí těchto zjištěných deficitů ze stabilních zdrojů (typicky tedy uhelných nebo plynových elektráren) nám tedy dává požadavek na zajištění říditelné kapacity v úrovni 2 – 2,5 GW, což odpovídá zhruba třem velkým systémovým elektrárnám.

Z uvedené analýzy je patrné, že pokud se v ČR neudrží určitá říditelná kapacita v provozu i po r. 2030, bude mít naše země velmi zásadní problémy při zajišťování své energetické bezpečnosti. S námi zvolenými předpoklady, které mj. zvažují zásadní zvýšení instalovaného výkonu v OZE oproti současným vládním předpokladům, se Česká republika nemůže uhlí vzdát bez náhrady v jiných říditelných zdrojích, příp. je alespoň v nějakém omezeném režimu zachovat v provozu.

„Dvoubarevná“ energetika

Technologický pokrok v obnovitelných zdrojích a doposud relativně omezený pokrok v různých formách akumulace zapříčinil situaci, kdy se energetika stává stále více „dvoubarevnou“. Energetika je tzv. zelená

Provoz uhelných elektráren pouze po určitou dobu v roce s sebou ale nese jistá provozní rizika daná tím, že pro elektrárny musí být dostatek paliva. Provoz uhelných elektráren tedy nelze zvažovat izolovaně od provozu na ně navázaných uhelných lomů. Budou-li uhelné elektrárny po většinu roku „v záloze“ a hradit své fixní náklady, ponese stejné břímě i přidružené lomy. I to nicméně může být model na určité přechodné období do doby, než česká energetika naleznе svoji dekarbonizovanou podobu. Takový model ovšem vyžaduje, aby stát přišel s nástroji a mechanismy, jimiž v první řadě zajistí pokrytí těchto fixních nákladů.

Jsme si vědomi praktických provozních obtíží spojených s kolísavým vytěžováním lomů v průběhu roku v návaznosti na výrobu v elektrárnách. To je nicméně částečně řešitelné flexibilními pracovními úvazky, kdy např. v zimních měsících by těžba operovala v nepřetržitém provozu, zatímco přes léto by se mohlo těžit např. pouze ve dvanáctihodinových směnách ve všední den atp. Navíc touto kolísavostí bude zasažena více těžba uhlí nežli skryvky. Ta tedy může pokračovat v relativně kontinuálním tempu s ne tak výraznými výkyvy. Dílčím řešením je pak i budování velkokapacitních uhelných skládek, které zase s ohledem na riziko zahoření vyžadují důslednou obsluhu a údržbu.

v obdobích roku, které přejí výrobě z obnovitelných zdrojů. V letních měsících obnovitelné zdroje v kombinaci s jádrem a akumulací skutečně dokážou pokrýt základní i špičkové zatížení a vytvořit funkční

¹⁷ Považujeme přitom za nutné připomenout, že do r. 2030 se Česká republika zřejmě ještě nestihne zcela vzpamatovat ze současné kúrovcové kalamity, a tedy předpoklad zachycení 9–10 mil. tun CO₂ v lesích může být velmi ofenzivní.

energetický systém. Jádrem by v denních i nočních hodinách pokrývalo pásmo základního zatížení, OZE by přes den zaplňovaly výkonové špičky a regulační úlohu v soustavě by plnily vodní elektrárny a paroplynové zdroje.¹⁸

Tento systém ovšem neřeší energetiku v zimních měsících, která tak i nadále s největší pravděpodobností zůstane tzv. hnědá. Budou to totiž právě uhelné nebo plynové elektrárny, které ve spojení s jádrem budou pokrývat základní zatížení. Na rozdíl od jaderných elektráren ovšem fosilní zdroje přes zimu budou plnit i funkci špičkových zdrojů, budou tedy dominantním nástrojem pro regulaci soustavy. V praxi bude „zimní“ energetika fungovat tak, že jaderné elektrárny pojedou (nebudou-li v odstávce např. kvůli výměně paliva) neustále na plný výkon a uhelné (či jiné regulovatelné) elektrárny budou na noc tzv. sjíždět na minimální výkon (typicky 40–50 % instalovaného výkonu) a přes den budou využívat své celé výkonové pásmo pro pokrytí špičkového zatížení a služby provozovatele soustavy. OZE budou přispívat spíše marginálním podílem, nicméně je logické, že v případě dlouhodobě příznivých podmínek budou z výroby vytlačovat zdroje s nejdražšími variabilními náklady, což v tomto případě budou s velkou pravděpodobností zdroje fosilní (zde ovšem záleží na řadě dalších faktorů, zejména na tzv. spreadu, tedy na rozdílu mezi cenou povolenky vč. nákladů na palivo a cenou silové elektřiny, což je údaj směrodatný pro provoz uhelných a plynových elektráren).

Stát by měl hledat nástroje, jak racionalizovat toto dvoubarevné fungování energetiky, které vyplývá z fyzikální (resp. v případě FVE i fyzikálně-chemické) podstaty fungování jednotlivých typů zdrojů. Dvoubarevná energetika bude zákonitě generovat cenové extrémy – přetlak výkonu z obnovitelných zdrojů v létě bude srážet ceny do záporných hodnot (neboť jednoduše nebude dost odběratelů) a provozovatel soustavy bude nařizovat vypínání konkrétních zdrojů (aby zabránil přetížení soustavy), které by přitom mohly vyrábět v podstatě zadarmo. V zimě naopak hrozí extrémně vysoké ceny,

neboť chybějící výkon z OZE budou nahrazovat všechny zdroje zbývající v soustavě, které přitom budou nasazovány až za ceny, které jim pokryjí variabilní náklady vč. stále rostoucí ceny emisní povolenky.

Výše naznačené proměnlivé prostředí bude mít zásadní dopady pro konečné spotřebitele elektřiny, neboť do jejich účtů se výrobní náklady elektráren budou promítat. Fungování systému EU ETS v horizontu příštích 10 let je velkou neznámou (text vznikl v době, kdy byl čerstvě představen návrh revize Směrnice o EU ETS v rámci balíčku Fit for 55) – ukazuje se, že vysoká cena povolenky se velmi úspěšně propisuje do vysoké ceny silové elektřiny a výroba z uhelných zdrojů tím pádem zůstává ekonomicky rentabilní. To přispívá k nárůstu ceny pro koncové zákazníky z řad firemních spotřebitelů i domácností.

Jednou cestou, jak výrobu z OZE v zimě podpořit a zlevnit elektřinu pro koncové zákazníky, je zajistit dostatečně kapacitní přenos výroby z VTE v šelfových větrných farmách v Severním moři do kontinentální Evropy, což by vyžadovalo enormní náklady na přízpůsobení soustavy, výstavbu nových vedení a zejména souhlas (někdy zřejmě vynucený) tisíců vlastníků pozemků, do nichž by nové vedení zasahovalo. To by dále muselo být podpořeno investicemi do výstavby nových akumulčních technologií, ať již na bázi baterií, nebo např. nových přečerpávacích elektráren, které by dokázaly alespoň část výkonu OZE z denních hodin přenést do hodin večerních.

Alternativní cestou je vytvořit takový model, který stávajícím fosilním zdrojům bude pokrývat část fixních nákladů, které se vážou k letním měsícům, kdy tyto náklady nelze pokrýt výnosy z prodeje elektřiny. Musel by to být zřejmě mix různých opatření a nástrojů, vč. opatření sociální politiky, který by se spolupodílel na mzdových nákladech zaměstnanců, jimž by přes léto byly např. kráceny úvazky (viz úvaha o rozdílných provozních režimech v úseku těžby).

¹⁸ Z uvedeného nepostradatelnosti plynových zdrojů ovšem vyplývá, že ani přes léto nebude česká elektroenergetika zcela dekarbonizovaná.

ZÁVĚR

Analyzovali jsme možnosti zajištění dostatečného výkonu a dostatečné výroby elektřiny v domácích zdrojích v roce 2030 v realitě s nulovou výrobou uhelných elektráren. Z důvodu zájmu o zachování maximální objektivity jsme pracovali s reprezentativní zdrojovou řadou dat, na jejímž základě jsme posoudili, jaká je obvyklá výroba konkrétních typů zdrojů v českých podmínkách přes zimu a přes léto. Právě ona vícevrstevnatost analýzy, kdy nahlížíme jak roční bilanci, tak i měsíční a hodinovou, je silnou stránkou této analýzy, ale zároveň též faktorem, který může být dále rozvinut a precizován i ze strany jiných autorů. Naše závěry ukazují, že při zachování současného stavu klasických (neuhelných) zdrojů a velmi ofenzivním rozvoji obnovitelných zdrojů česká energetika spěje k jakémusi „dvoubarevnému“ formátu. Jakkoli v letních měsících dokáže česká elektrizační soustava pokrýt své zatížení prakticky výhradně z bezemisních a nízkoemisních zdrojů a zbarví se do zelena, tak pro zimní měsíce to neplatí, energetika zůstane hnědá a je víceméně jedno, jak optimistický rozvoj OZE předpokládáme.

Pro modelování očekávané skutečnosti v roce 2030 jsme kromě oficiálně publikovaných vládních materiálů pracovali i s vlastními předpoklady o rozvoji OZE, které samotné vládní cíle výrazně překonávají. Ukazuje se nicméně, že v obou případech by česká energetika při vypnutí uhelných elektráren směřovala k výraznému výrobnímu deficitu. Při předpokladech rozvoje OZE dle Vnitrostátního plánu a započtení výroby tepláren by tento deficit dosahoval 8 TWh (což je s ohledem na přijaté předpoklady roční výroba dvou velkých českých uhelných elektráren), zatímco při dosazení optimistických hodnot OZE z našeho vlastního scénáře by česká soustava byla v deficitu 5 TWh.

Při pohledu na leden 2030 bez uhelných zdrojů se ocitáme pouze za tento jeden měsíc ve výrobním deficitu zhruba 1 TWh (což odpovídá měsíční výrobě zhruba tří uhelných elektráren). Stejně tak důležitá perspektiva hodinová, tedy přes maximální zatížení, odhaluje, že při započtení pojistky pro plnění kritéria N-1 musíme doplnit více než 2 GW okamžitého výkonu (přesně 2,25 GW). Na základě těchto čísel lze dovést hlavní závěr, že pro udržení energetické bezpečnosti (jak z pohledu výroby, tak z pohledu výkonu) v roce 2030 potřebuje česká soustava nad rámec současných kapacit v jádře, plynu a dalších zdrojích a při plánovaném rozvoji OZE ještě minimálně 2,25 GW instalovaného výkonu v říditelných zdrojích. Česká republika má v zásadě dvě možnosti, jak toho docílit – buď nastaví mechanismy, které umožní udržet zbytkovou výrobu stávajících uhelných zdrojů o potřebném výkonu, nebo bude iniciovat výstavbu nových, s největší pravděpodobností paroplynových zdrojů o výkonu v ekvivalentní úrovni.

Jak z deficitu výrobního („roční“ pohled), tak výkonového („měsíční“ pohled) je zřejmé, že pro udržení energetické bezpečnosti v r. 2030 se ČR neobejde bez existence dvou až tří velkých elektráren s říditelným výkonem.

Rozhodnutí mezi výstavbou nových zdrojů na dovážené palivo, nebo udržení stávajících zdrojů na domácí palivo musí být rozhodnutím státnickým, prováděným s vědomím všech ekonomických a sociálních konsekvencí. Stát by před takovýmto rozhodnutím ale neměl zavírat oči a tvářit se, že česká energetika má pouze dvě témata, a sice výstavbu nového jaderného zdroje a rozvoj OZE. Třetí téma, tedy zachování regulovatelného výkonu, má naprosto stejnou důležitost a podle toho by se k němu mělo přistupovat.

SEZNAM POUŽITÉ LITERATURY

- Česko: Zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon). <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2000-458>
- ČEZ: Vize 2030 čistá energie zítřka. Tisková konference 20. května 2021. <https://www.cez.cz/webpublic/file/edee/ospol/fileexport-s/pro-investory/informacni-povinnost-emitenta/2021-05/cista-energie-zitrka.pdf> Jaroslav Doležal: Jaderné a klasické elektrárny. Praha: České vysoké učení technické v Praze, 2011. ISBN 978-80-01-04936-5.
- Evropská komise. European Green Deal: Commission proposes transformation of EU economy and society to meet climate ambitions. 2021. (https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_21_3541).
- Energy Charter Secretariat: International Energy Security, 2015. (https://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Thematic/International_Energy_Security_2015_en.pdf)
- IEA: Methane Tracker 2021. 2021. (<https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2021>).
- Miroslav Kubín: Přenosy elektrické energie ČR v kontextu evropského vývoje. Praha: ČEPS, 2004.
- Miroslav Kubín: Proměny české energetiky: historie, osobnosti, vědecko-technický rozvoj. Praha: Český svaz zaměstnavatelů v energetice, 2009. ISBN 978-80-254-4524-2.
- MPO: Uhelná komise. 2021. (<https://www.mpo.cz/cz/energetika/uhelna-komise/uhelna-komise--248771/>).
- MPO: Vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu, listopad 2019. <https://www.mpo.cz/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/vnitrostatni-plan-ceske-republiky-v-oblasti-energetiky-a-klimatu--252016/>
- MPO: Rozvoj podporovaných zdrojů energie do roku 2030 (podkladový dokument pro účely přípravy Vnitrostátního plánu v oblasti energetiky a klimatu), březen 2019. [energetika/elektroenergetika/obnovitelne-zdroje/rozvoj-podporovanych-zdroju-energie-do-roku-2030-podkladovy-dokument-nkep--244303/](https://www.mpo.cz/cz/energetika/elektroenergetika/obnovitelne-zdroje/rozvoj-podporovanych-zdroju-energie-do-roku-2030-podkladovy-dokument-nkep--244303/)
- MPO: Strategie stabilizace a rozvoje soustav zásobování tepelnou energií. 2020. (neveřejný zdroj)
- MPO: Státní energetická koncepce. 2015. (<https://www.mpo.cz/dokument158059.html>).
- Oddělení statistiky a sledování kvality ERÚ: Čtvrtletní zpráva o provozu ES ČR, I. čtvrtletí 2017. Praha 2017. https://www.eru.cz/documents/10540/2298821/Ctvrtletni_zprava_2017_I_Q_V2.pdf/fec3d0bb-1980-4842-9cc9-176fd7eb2756
- Oddělení statistiky a sledování kvality ERÚ: Čtvrtletní zpráva o provozu ES ČR, III. čtvrtletí 2017. Praha 2017. https://www.eru.cz/documents/10540/2298821/Ctvrtletni_zprava_2017_III_Q.pdf/7f6ad2b7-2713-4911-ad80-af49bd9d2a80
- Oddělení statistiky a sledování kvality ERÚ: Roční zpráva o provozu ES ČR 2017. Praha 2018. https://www.eru.cz/documents/10540/462820/Rocni_zprava_provoz_ES_2017.pdf/521bff99-fdcf-4c86-8922-3a346af0bb88
- Oddělení statistiky a sledování kvality ERÚ: Čtvrtletní zpráva o provozu ES ČR, I. čtvrtletí 2018. Praha 2018. https://www.eru.cz/documents/10540/4315799/Ctvrtletni_zprava_2018_I_Q.PDF/5a21142e-1e0d-49db-b558-0c603fc7e39c
- Oddělení statistiky a sledování kvality ERÚ: Čtvrtletní zpráva o provozu ES ČR, III. čtvrtletí 2018. Praha 2018. https://www.eru.cz/documents/10540/4580207/Ctvrtletni_zprava_2018_III_Q.PDF/51f89cb1-1a14-4618-a315-9eafa767a44b
- Oddělení statistiky a sledování kvality ERÚ: Roční zpráva o provozu ES ČR 2018. Praha 2019. https://www.eru.cz/documents/10540/4580207/Rocni_zprava_provoz_ES_2018.pdf/1420388b-8eb6-4424-9ad9-c06a57b5326c
- Oddělení statistiky a sledování kvality ERÚ: Čtvrtletní zpráva o provozu ES ČR, I. čtvrtletí 2019. Praha 2019. https://www.eru.cz/documents/10540/5381883/Ctvrtletni_zprava_2019_I_Q.PDF/b8db285e-e908-4abb-ab9b-a4ea6ad6d4ff
- Oddělení statistiky a sledování kvality ERÚ: Čtvrtletní zpráva o provozu ES ČR, III. čtvrtletí 2019. Praha 2019. https://www.eru.cz/documents/10540/5381883/Ctvrtletni_zprava_2019_III_Q.pdf/30c0a92f-8c1f-4c42-9061-cf9958d2d8a6
- Oddělení statistiky a sledování kvality ERÚ: Roční zpráva o provozu ES ČR 2019. Praha 2020. https://www.eru.cz/documents/10540/5381883/Rocni_zprava_provoz_ES_2019.pdf/debe8a88-e780-4c44-8336-a0b7bbd189bc
- Oddělení statistiky a sledování kvality ERÚ: Čtvrtletní zpráva o provozu elektrizační soustavy ČR, I. čtvrtletí 2020. Praha 2020. https://www.eru.cz/documents/10540/6616306/Ctvrtletni_zprava_2020_I_Q.pdf/f78c7115-0165-4583-b209-f9d89bd9e8a4
- Oddělení statistiky a sledování kvality ERÚ: Čtvrtletní zpráva o provozu elektrizační soustavy ČR, III. čtvrtletí 2020. Praha 2020. https://www.eru.cz/documents/10540/6616306/Ctvrtletni_zprava_2020_III_Q.pdf/8b94051a-8abe-49e0-a0e0-5dab2457cae8
- Oddělení statistiky a sledování kvality ERÚ: ROČNÍ ZPRÁVA O PROVOZU ELEKTRIZAČNÍ SOUSTAVY ČESKÉ REPUBLIKY ZA ROK 2020. Praha 2021. https://www.eru.cz/documents/10540/6616306/Rocni_zprava_provoz_ES_2020.pdf/edc0cb03-700a-43a7-8c08-a1ccb3f2d173
- Sovacool, Benjamin K. a Brown, Marily A. 2009. Competing dimensions of Energy Security: An International Perspective. Atlanta: School of Public Policy, Georgia Institute of Technology.
- Státní fond životního prostředí (SFŽP). Výzvy Modernizačního fondu. 2021. (<https://www.sfzp.cz/dotace-a-pujcky/modernizacni-fond/vyzvy/>).
- The Guardian. World needs to kick its coal habit to start green recovery, says IEA head. 2021. (<https://www.theguardian.com/environment/2021/feb/01/world-kick-coal-habit-start-green-recovery-iea-fatih-birol>).
- United Nations. IPCC report: 'Code red' for human driven global heating, warns UN chief. 2021. (<https://news.un.org/en/story/2021/08/1097362>).
- World Energy Council: WORLD ENERGY TRILEMMA INDEX. 2020. https://www.worldenergy.org/assets/downloads/World_Energy_Trilemma_Index_2020_-_REPORT.pdf

SEZNAM POUŽITÝCH ZKRATEK

- ČU** - Černouhelné elektrárny
- FVE** - Fotovoltaické elektrárny
- HU** - Hnědouhelné elektrárny
- IEA** - International Energy Agency – Mezinárodní energetická agentura
- JE** - Jaderné elektrárny
- KVET** - Kombinovaná výroba elektřiny a tepla (teplárny)
- OSN** - Organizace spojených národů
- OZE** - Obnovitelné zdroje energie
- PE** - Parní elektrárny
- PPE** - Paroplynové elektrárny
- PSE** - Plynové a spalovací elektrárny
- TSO** - Provozovatel přenosové soustavy (Transmission System Operator; v ČR společnost ČEPS)
- VE** - Vodní elektrárny
- VTE** - Větrné elektrárny



newdirection.online



[@europeanreform](https://twitter.com/europeanreform)



[@europeanreform](https://www.instagram.com/europeanreform)