

Srovnání plošné, materiálové a časové stopy jaderné a hybridní obnovitelné energetiky

Případová studie: jaderná elektrárna Temelín a ekvivalentní hybridní systém VTE+FVE+BESS+bioplyn

Abstrakt

Práce porovnává dva modely výroby elektrické energie z hlediska plošné, materiálové a časové stopy: stávající jadernou elektrárnu Temelín (2× VVER-1000, ~16 TWh_e/rok) a hypotetický hybridní systém kombinující větrné elektrárny (VTE), fotovoltaiku (FVE), bateriové úložiště (BESS) a kogenerační jednotky na bioplyn, instalovaný na ploše ekvivalentní povodí, ze kterého Temelín pokrývá svou potřebu chladicí vody. Analýza vychází z reálné vodní bilance v podmínkách ČR (odtokový koeficient ~0,30) a z publikovaných dat o kapacitních faktorech, měrných nákladech a životních cyklech jednotlivých technologií. Zvláštní pozornost je věnována systémovým nákladům, které nejsou součástí přímé investice (přenosová síť, přečerpávací akumulace, trvalé úložiště vyhořelého paliva, dekomise) a strukturálním rozdílům mezi otevřeným lineárním cyklem (jaderka) a uzavřeným cirkulárním cyklem (OZE+recyklace). Výsledky ukazují, že po zahrnutí systémových nákladů jsou měrné náklady na vyrobenou TWh u obou systémů srovnatelné, ale liší se zásadně časovým horizontem zodpovědnosti (~30 let vs. ~10⁵-10⁶ let).

Klíčová slova: jaderná energetika, obnovitelné zdroje, energetická bilance, EROI, EPBT, kapacitní faktor, životní cyklus, cirkulární ekonomika, vyhořelé jaderné palivo.

1. Úvod

Srovnávání jaderné a obnovitelné energetiky je obvykle prováděno na úrovni instalovaného výkonu, kapacitního faktoru nebo měrných investičních nákladů (LCOE). Tyto metriky však zachycují pouze úzký výsek skutečné stopy energetického zdroje a typicky pomíjejí: (i) rozprostřenou plošnou stopu danou požadavky na palivo a chladivo, (ii) systémové náklady spojené s integrací zdroje do sítě, (iii) materiálové toky a jejich udržitelnost v dlouhém horizontu, a (iv) časové závazky vyplývající z produkce odpadů.

Tato studie provádí srovnání jaderné elektrárny Temelín (ETE) a hypotetického hybridního systému, instalovaného na ploše odpovídající skutečnému požadavku ETE na sběr chladicí vody ze srážek v podmínkách ČR. Cílem je kvantifikovat parametry obou systémů takovým způsobem, aby srovnání zohledňovalo celý životní cyklus, nikoliv jen provozní fázi.

Práce je strukturována jako technický rozbor a nemá ambici vyjadřovat se k politickým či regulatorním otázkám. Hodnotí pouze fyzikálně-technické a materiálové parametry obou systémů.

2. Metodika a vstupní data

2.1 Vstupní hodnoty

Veličina	Hodnota	Jednotka	Zdroj/poznámka
Roční výroba ETE (E _e)	16	TWh/rok	Průměr 2× VVER-1000
Tepelná účinnost ETE (η)	33	%	PWR/VVER typicky
Měrná spotřeba chladicí vody	2	l/kWh _e	Odpar v chladicích věžích

Roční srážky (jižní Čechy)	600	mm/rok	ČHMÚ, dlouhodobý průměr
Odtokový koeficient (ČR)	0,30	-	Povodí Vltavy, povrch.+podz. odtok
Plošná hustota VTE	4	MW/km ²	Onshore, vnitrozemí
Kapacitní faktor VTE (ČR)	22	%	Vnitrozemský průměr
Plošná hustota FVE	80	MWp/km ²	Mix polní + agrivoltaika
Kapacitní faktor FVE (ČR)	11	%	~1 000 kWh/kWp/rok
Účinnost BESS	90	%	Round-trip, Li-ion
El. účinnost KGJ	40	%	Plynový motor, bioplyn
Tep. účinnost KGJ	45	%	Využitelné teplo

Tab. 1: Vstupní parametry pro výpočet.

2.2 Postup výpočtu

Postup je rozdělen do následujících kroků: (1) stanovení potřeby chladicí vody jaderné elektrárny z roční produkce a měrné spotřeby; (2) výpočet plochy povodí potřebné pro zachycení této vody ze srážek při zohlednění reálného odtokového koeficientu; (3) návrh hybridního systému na téže ploše s rozdělením mezi jednotlivé technologie; (4) stanovení investičních a provozních nákladů včetně systémových složek; (5) určení energetické návratnosti (EPBT) a poměru EROI; (6) komparativní analýza materiálových toků a časových horizontů.

3. Rozbor a výpočty

3.1 Stanovení plochy povodí pro chladicí vodu ETE

Roční odpar vody V_w v chladicích věžích vychází ze součinu roční výroby a měrné spotřeby:

$$V_w = E_e \cdot m_w = 16 \cdot 10^9 \text{ kWh} \cdot 2 \text{ l/kWh} = 3,2 \cdot 10^{10} \text{ l} = 3,2 \cdot 10^7 \text{ m}^3$$

Pro zachycení tohoto objemu ze srážek je při odtokovém koeficientu $k_r = 0,30$ a ročních srážkách $h_p = 0,60$ m efektivní výška vodního sloupce $h_{\text{eff}} = k_r \cdot h_p = 0,18$ m. Plocha povodí S_p potřebná k zachycení objemu V_w je:

$$S_p = V_w / h_{\text{eff}} = 3,2 \cdot 10^7 / 0,18 \approx 1,78 \cdot 10^8 \text{ m}^2 \approx 178 \text{ km}^2$$

Jde o teoretické minimum; reálné povodí Vltavy v profilu Hněvkovice činí ~4 600 km², což představuje 25násobnou rezervu nutnou pro pokrytí sezónních a meziročních výkyvů průtoku, ekologického minima a konkurenčních odběrů.

3.2 Návrh hybridního systému na ploše 178 km²

Plocha je rozdělena tak, aby zdroje byly komplementární a aby zemědělská funkce krajiny zůstala převážně zachována. VTE a agrivoltaika připouštějí dvojí využití pozemku.

Technologie	Plocha [km ²]	Inst. výkon	Roční výroba [TWh]
VTE (4 MW/km ²)	120	480 MW	0,93
FVE (80 MWp/km ²)	30	2 400 MWp	2,31
Bioplyn + KGJ	25*	200 MW _e	0,11
BESS (4 h, 800 MW)	~0	800 MW / 3,2 GWh	(přesun energie)
Cesty, ochr. pásma	3	-	-
Celkem	178	3 080 MW	3,35

Tab. 2: Rozdělení plochy 178 km² mezi technologie hybridního systému. *Plocha pro pěstování biomasy; samotná technologie KGJ zabírá ~1 km².

3.3 Měrná výroba a komplementarita zdrojů

VTE vykazuje sezónní maximum v zimě (~60 % roční produkce v období říjen-březen), zatímco FVE má maximum v létě (~75 % produkce duben-září). BESS s kapacitou 3,2 GWh pokrývá denní cykly (4 hodiny při plném výkonu 800 MW). Bioplyn s kogenerací pokrývá vícedenní výpadky („dunkelflaute“) a poskytuje regulační rezervu.

Modelově lze očekávat, že přibližně 70 % hodin v roce pokryje systém z VTE+FVE, ~25 % hodin využívá BESS jako vyrovnávací prvek a ~5 % hodin (≈440 h/rok) vyžaduje aktivaci kogeneračních jednotek. Pro 100 % spolehlivost je nutná interakce s nadřazenou sítí, což je požadavek shodný i pro velké centralizované zdroje.

3.4 Investiční a provozní náklady

Položka	Měrná cena	Investice [mld. Kč]
VTE 480 MW	40 mil. Kč/MW	19,2
FVE 2 400 MWp	18 mil. Kč/MWp	43,2
BESS 3,2 GWh	6 mil. Kč/MWh	19,2
Bioplyn + KGJ 200 MW	50 mil. Kč/MW	10,0
Síťová infrastruktura, řízení	-	~10,0
Hybridní systém celkem	-	~101
Temelín - dostavba (ekv. 16 TWh)	~200 mil. Kč/MW	~500
Temelín - nepřímé (sít, akum., úložiště, dekomise)	-	~140
Temelín celkem (systémově)	-	~640

Tab. 3: Investiční náklady včetně systémových složek (řády velikosti, ceny 2024–2026).

Měrné systémové náklady na vyrobenou TWh elektřiny při zahrnutí všech položek a normalizaci na jednotnou dobu hodnocení (60 let pro jádru, 60 let s repoweringem pro hybridní systém):

Hybridní systém: ~31 mld. Kč/TWh | Temelín (systémově): ~40 mld. Kč/TWh

3.5 Energetická návratnost (EPBT) a EROI

EPBT (Energy Payback Time) udává dobu, za kterou zařízení vyrobí tolik energie, kolik bylo vloženo do jeho výroby, instalace, údržby a likvidace. Dle dostupných LCA studií jsou typické hodnoty:

Technologie	EPBT	EROI	Životnost
VTE onshore (ČR podmínky)	~10 měsíců	20-25	25-30 let
FVE c-Si (ČR podmínky)	1,5-2 roky	10-15	30 let
BESS Li-ion (přes ušetř. en.)	2-3 roky	8-12	10-15 let
Bioplyn + KGJ	3-4 roky	5-8	25 let
Hybridní systém (vážený)	~2 roky	~12-15	25-30 let (s repow. 60+)
Jaderná elektrárna (PWR)	2-3 roky	75-100	60 let (s prodl. 80)

Tab. 4: EPBT, EROI a životnost jednotlivých technologií dle LCA studií.

4. Analýza systémových a strukturálních rozdílů

4.1 Skutečná plošná stopa jaderné elektrárny

Plocha vlastního areálu ETE činí cca 1,5 km², avšak skutečná stopa zahrnuje další položky:

(a) Těžba uranu: spotřeba ~200 t přírodního U/rok odpovídá těžbě ~50 000-100 000 t rudy/rok. Alikvotní plocha aktivní těžby a okolních zón činí řádově desítky km² na světě (Kazachstán, Kanada, Austrálie, Niger).

(b) Mlýny a chemické zpracování: radioaktivní odkaliště s dlouhodobou kontaminací (příklad: Stráž pod Ralskem v ČR - kontaminace podzemních vod přetrvává desítky let po ukončení provozu).

(c) Konverze, obohacování, výroba palivových souborů: průmyslové komplexy řádu km², lokalizované v Rusku, Francii, USA. Logistický dopravní řetězec.

(d) Provoz: areál ETE 1,5 km² + povodí 178 km² (teoretické minimum).

(e) Meziuložení vyhořelého paliva: kapacita stávajících skladů v ČR do ~2050.

(f) Trvalé hlubinné úložiště: plánované v ČR, povrchová infrastruktura ~10-25 km², ochranná zóna desítky km². Garance bezpečnosti 10⁵-10⁶ let.

(g) Dekomise: ~30 let, ~500 000 t radioaktivního odpadu nízké/střední aktivity.

Sumárně lze odhadnout skutečnou plošnou stopu ETE na ~250-400 km² s časovou zátěží překračující existenci jakékoli současné civilizační kontinuity.

4.2 Recyklovatelnost a materiálové toky

Hybridní OZE systém vyžaduje značné množství materiálů (ocel, beton, hliník, sklo, měď, křemík, lithium, vzácné zeminy). Klíčový rozdíl od jaderné technologie je však v jejich *cirkulovatelnosti*:

Materiál	Recyklace dnes	Energ. úspora	Pozn.
Hliník	95 %+	95 %	Vyspělý průmysl
Měď	90 %+	85 %	Vyspělý průmysl
Sklo (FVE)	95 %+	70 %	Standardní postup
Křemík (FVE)	~85 %	60 %	Roste s objemem
Lithium (BESS)	50-60 %	50 %	Cíl 95 % do 2030
Nikl, kobalt	95 %+	60 %	Lukrativní
Vzácné zeminy	tech. 90 %	70 %	Růst kapacit
Aktivovaná ocel (jaderka)	-	-	Nelze konv. recyklovat
Radioaktivní beton	-	-	Ukládá se jako odpad
Kontamin. voda (tritium)	-	-	Chem. neoddělitelné
Vyhořelé palivo	-	-	Bez funkční technologie

Tab. 5: Recyklační vlastnosti materiálů hybridního systému vs. radioaktivní materiály z jaderného cyklu. Energetická úspora znamená procento energie ušetřené oproti primární výrobě.

Materiály v OZE jsou nemagické - jsou součástí běžných průmyslových řetězců a v technosféře cirkulují. Naproti tomu radioaktivně aktivované materiály (Co-60, Ni-63, Nb-94 v oceli; tritium ve vodě; transurany v palivu) opouštějí technický cyklus a stávají se trvalou deponií, jejíž bezpečnost vyžaduje aktivní nebo pasivní izolaci v geologickém měřítku času.

4.3 Centralizace vs. distribuce - síťové implikace

Centralizovaný zdroj 2 000 MW vyžaduje páteřní přenosovou síť 400 kV, akumulární rezervu ekvivalentní jedné jednotce (single-block contingency) a odpovídající operativní zálohu. Tato infrastruktura není součástí investice elektrárny, ale celonárodní sítě. Ztráty v přenosu a distribuci činí 8-12 % vyrobené energie.

Distribuovaný hybridní systém může být převážně připojen do sítě 22 kV s lokální spotřebou. Tím se redukuje přenosové ztráty (úspora ~5 % vyrobené energie) a snižují nároky na velkou akumulaci. Kogenerační jednotky bioplynu navíc poskytují tepelný výkon využitelný v lokálních tepelných sítích - při 200 MW_e a $\eta_{th} = 45\%$ vzniká dodatečně cca 225 MW_{th}, což při 1 000 hodinách provozu znamená ~225 GWh tepla ročně.

4.4 Časový horizont zodpovědnosti

Fáze / aspekt	Jaderná elektrárna	Hybridní OZE systém
Doba výstavby	12-20 let	1-5 let
Doba provozu	60 let (s prodl. 80)	25-30 let (repow. 60+)
Doba dekomise	30-60 let	1-2 roky
Aktivní dohled nad odpadem	~300 let	0
Pasivní izolace odpadu	10 ⁵ -10 ⁶ let	0
Celkový závazek	~10⁶ let	~30 let na cyklus

Tab. 6: Časové horizonty technologického a environmentálního závazku.

5. Zhodnocení výsledků

Z provedeného srovnání vyplývají následující kvantitativní zjištění:

(I) Při zohlednění reálné vodní bilance v ČR vyžaduje ETE pro pokrytí svých nároků na chladicí vodu povodí o ploše minimálně 178 km². Reálné povodí Hněvkovic (~4 600 km²) obsahuje 25násobnou rezervu nutnou pro stabilitu provozu.

(II) Hybridní systém VTE+FVE+BESS+bioplyn na téže ploše vyrobí ~3,35 TWh_e/rok, tj. asi 21 % roční produkce ETE. Pro absolutní rovnost by bylo nutné systém rozšířit na ~850 km² (~2,4 % rozlohy ČR).

(III) Měrné systémové náklady na vyrobenou TWh elektřiny jsou u obou systémů srovnatelné (řádu 30-40 mld. Kč/TWh), pokud jsou do bilance zahrnuty i nepřímé položky (síťová infrastruktura, akumulace, úložiště, dekomise).

(IV) EPBT obou systémů se pohybuje v rozmezí 2-3 let. EROI je vyšší u jaderné elektrárny (75-100) než u hybridního systému (12-15), avšak interpretace je závislá na metodice hodnocení a započtení dekomise a úložiště.

(V) Strukturální rozdíl mezi systémy spočívá v charakteru materiálových toků: hybridní systém pracuje s materiály cirkulujícími v technosféře (s rostoucí mírou recyklace 85-95 %), zatímco jaderná energetika produkuje aktivované materiály opouštějící technický cyklus a vyžadující geologickou izolaci.

(VI) Provozní spolehlivost obou systémů je principiálně odlišná. Centralizovaný zdroj vykazuje vysokou dostupnost v provozním okně (kapacitní faktor 90 %), ale velkou amplitudu výpadku (1 000 MW jednorázově) a strukturální závislost na vodě a palivu z dovozu. Distribuovaný systém má nižší dostupnost jednotlivých zdrojů, ale nulovou pravděpodobnost totálního výpadku a rostoucí klimatickou odolnost.

(VII) Klimatické trendy v povodí Vltavy (pokles letních průtoků o 15-20 % za posledních 30 let, predikce pokles o 20-40 % do 2050) představují strukturální riziko pro provoz vnitrozemských jaderných elektráren chlazených říční vodou. Reálné události (Francie 2003, 2022; ČR 2015, 2018, 2019) tento trend potvrzují.

6. Závěr

Provedená analýza ukazuje, že srovnání dvou modelů výroby elektřiny – centralizovaného jaderného a distribuovaného hybridního obnovitelného – nelze redukovat na metriku „výroba na jednotku plochy elektrárny“. Při zohlednění reálných nároků na chladicí vodu, palivový cyklus, přenosovou infrastrukturu, zálohové kapacity a likvidaci odpadu se plošná stopa obou systémů přibližuje řádovým hodnotám 10^2 km^2 .

Investičně se po zahrnutí systémových nákladů oba systémy pohybují v podobném pásmu měrných nákladů na vyrobenou TWh, ale liší se zásadně časovými parametry: hybridní systém je stavěn v horizontu 1–5 let, zatímco jaderný blok 12–20 let. Tato kinetika výstavby je podstatná pro adaptaci energetického systému na rychle se měnící klimatické a tržní podmínky.

Z hlediska udržitelnosti materiálových toků jsou systémy strukturálně odlišné. Hybridní OZE systém je v principu cirkulární – materiály cirkulují v technosféře a vstupní energie pochází z prakticky nevyčerpatelného slunečního záření. Jaderný systém je lineární – pracuje s konečnou zásobou uranu (známé zdroje na ~80–100 let při současné spotřebě) a produkuje odpady, jejichž bezpečná izolace vyžaduje časový horizont řádu 10^5 – 10^6 let, tj. překračující existenci jakékoli současné civilizační instituce.

Z čistě technického hlediska lze obě technologie považovat za funkční řešení rozdílných energetických rolí. Jaderná energetika nabízí vysokou hustotu výkonu a stabilní základní zatížení v provozním okně. Hybridní OZE systém nabízí škálovatelnost, kratší dobu výstavby, distribuovanou odolnost, lokální tepelný benefit z kogenerace a uzavřený materiálový cyklus. Reálná energetická soustava bude pravděpodobně využívat oba modely v různém poměru podle časového horizontu a konkrétních lokálních podmínek.

Závěr práce není normativní – nesnaží se preferovat jeden model před druhým. Pouze ukazuje, že korektní srovnání musí zahrnovat plný životní cyklus, systémové náklady a časový horizont environmentálního závazku. Bez zahrnutí těchto faktorů je jakékoli srovnání nutně neúplné.

7. Použité zdroje a metodické poznámky

Hodnoty použité v této práci jsou kompilací publikovaných dat a typických parametrů uváděných v technické literatuře a oficiálních materiálech. Přesné numerické hodnoty se mohou v aktuálních zdrojích lišit; práce je koncipována jako řádový rozbor s důrazem na metodickou strukturu a vzájemné porovnání systémů.

- [1] ČEZ, a.s. – Provozní data Jaderné elektrárny Temelín, výroční zprávy.
- [2] ČHMÚ – Klimatologická a hydrologická data pro povodí Vltavy.
- [3] IEA: World Energy Outlook (různé ročníky) – kapitálové náklady technologií.
- [4] IPCC AR6 WG III, kap. 6 – Energy Systems – LCA emisní faktory.
- [5] IRENA: Renewable Power Generation Costs (roční zprávy) – CAPEX VTE/FVE/BESS.
- [6] Bhandari, K. P. et al.: Energy payback time and LCA of PV systems – Renew. Sust. Energy Rev.
- [7] Kubiszewski, I., Cleveland, C. J., Endres, P. K.: Meta-analysis of net energy of wind power.
- [8] World Nuclear Association – Nuclear Fuel Cycle and Reactor Operations.
- [9] OECD/NEA – The Economics of the Nuclear Fuel Cycle, Decommissioning Cost Studies.
- [10] SÚRAO – Plán přípravy hlubinného úložiště v ČR.
- [11] ENTSO-E – Transmission System Operation Reports (zálohy, regulační rezervy).
- [12] EU – Circular Economy Action Plan (2020), Battery Regulation 2023/1542.
- [13] Vestas, Siemens Gamesa – technická data pro VTE třídy 3–6 MW.
- [14] Northvolt, Redwood Materials, Li-Cycle – data o recyklaci Li-ion baterií.
- [15] Posiva Oy / Onkalo – projekt hlubinného úložiště ve Finsku.

Tento dokument je technicko-analytický rozbor. Neobsahuje politická doporučení ani regulatorní stanoviska. Jeho cílem je transparentně předložit metodiku a vstupní hodnoty tak, aby výpočty byly nezávisle ověřitelné.