

VYHODNOCENÍ INVESTIČNÍ MEZERY DEKARBONIZACE

WACC jako klíčové rozhodovací
kritérium pro realizaci/nerealizaci
dekarbonizačních investic (oblast
výroby elektrické energie)

Výstup D1-2.1

Typ výstupu: Vsouhrn

Termín dosažení: 03/2024

Projekt SS04030013 Centrum socio-ekonomického výzkumu
dopadů environmentálních politik

Autoři Dita Tesárková, Daniel Džmuráň



OBSAH

ÚVOD	3
1. Co je WACC?	3
2. WACC v energetice	3
3. Role WACC v odvětví výroby elektrické energie	4
WACC PRO OZE	9
1. Determinanty WACC v obecné rovině	9
1. Odhad konkrétních hodnot WACC pro OZE	14
2. Struktury financování pro projekty v oblasti obnovitelné energie	15
3. Metody odhadu nákladů na kapitál OZE	16
4. Porovnání výsledků z různých metod odhadu	18
2. Odhad konkrétních hodnot WACC pro solární fotovoltaické zdroje	21
3. Odhad konkrétních hodnot WACC pro solární zdroje – případová studie Švédska	25
4. Vliv nastavení různých podpůrných mechanismů na hodnotu WACC	26
5. Projektové financování OZE a vliv na hodnotu WACC	30
6. Využití diferencovaných hodnot WACC dle technologií a zemí, reflexe vývoje WACC v čase v makroekonomických modelech	32
1. Koncepční východiska: podmínky financování energetických technologií	32
2. Odhad WACC pro konkrétní technologie	33
3. Princip „zkušenosti s financováním“ (Financing experience)	34
7. Vliv WACC na LCOE	36
8. Výstupní hodnoty projektu AURES II	37
1. WACC	38
2. Náklady dluhového financování (Cost of Debt (CoD))	40
3. Náklady vlastního kapitálu (Cost of Equity (CoE))	41
4. Poměr dluhu k vlastnímu kapitálu (Debt to Equity Ratio (D/E))	42
5. Doba splatnosti	42
6. Ekonometrická analýza	42
7. Model peněžních toků	43
9. Závěr	44
WACC pro jaderné zdroje	45
1. Hodnoty WACC a dalších technických a ekonomických parametrů v projektech jaderných zdrojů	45
2. Návrh modelu pro potenciální jaderný zdroj v ČR	78
1. Vstupní parametry modelu	78
2. Technické předpoklady	78

3. Ekonomické předpoklady	79
4. Další ekonomické předpoklady	80
5. Ekonomický model	81
6. Výsledky modelu	82
3. Diskuze ke stanovení hodnoty WACC	84

ÚVOD

1. Co je WACC?

Náklady kapitálu (WACC, tj. weighted average cost of capital, čili přesněji vážené průměrné náklady kapitálu) jsou klíčovým parametrem při posuzování rizikovosti a návratnosti zvažovaných investic. De facto se jedná o minimální očekávanou míru návratnosti, kterou tržní aktér vyžaduje pro rozhodnutí o zvažované investici (Pratt a Grabowski, 2014¹). **WACC je tak klíčovým rozhodovacím kritériem pro realizaci/nerealizaci dekarbonizačních investic a ovlivňuje velikost investiční mezery dekarbonizace v ČR.**

V principu je WACC součtem základní diskontní sazby a prémie. Základní diskontní sazba je odvozena od výše výnosu investice s minimálním vnímaným rizikem (bezrizikové investice), a představuje tak teoretické minimum diskontní sazby (nejčastěji se využívá výnos dluhopisů vydaných vládou USA či jinou vládou). Prémie pak zohledňuje rizika spojená s konkrétní investicí, přičemž tyto lze rozdělit do dvou kategorií. Systémová rizika jsou spojena s daným trhem (např. ekonomická kondice dané země, právní jistota), zatímco nesystémová rizika jsou svázána s konkrétním sektorem či přímo projektem (roli hraje zejména vyspělost technologií, konkurenceschopnost apod.). Vedle těchto obecnějších fundamentů je hodnota WACC ovlivněna rovněž strukturou financování daného investičního projektu, tj. tím, v jaké míře jsou ve financování projektu zastoupeny vlastní a cizí zdroje.

$$WACC = \frac{D}{D + E} \cdot r_d \cdot (1 - t) + \frac{E}{E + D} \cdot r_e$$

kde D je celková hodnota dluhu (cizí kapitál), E je celková hodnota vlastního jmění, r_d je hodnota nákladů cizího kapitálu, r_e je hodnota nákladů vlastního kapitálu a t je sazba daně z příjmu.

2. WACC v energetice

Ukazatel WACC je tedy využíván jako diskontní míra také při oceňování investičních příležitostí, a představuje tak klíčový faktor také pro rozhodování mezi alternativními investicemi v energetice. Empirické zdroje ukazují, že hodnota ukazatele WACC se liší jak v průběhu času, tak v různých politických kontextech a zejména také pro různé technologie výroby elektrické energie (Egli 2020² či Steffen 2020³).

Z výše uvedeného vzorce pro výpočet WACC je evidentní, že jeho finální hodnota do značné míry závisí na míře využití různých druhů financování investičního projektu. Pakliže se jedná o výrobu elektrické energie například z obnovitelných zdrojů, je největší část nákladů vynaložena na počátku projektu ve formě počáteční investice (např. výstavba větrných či solárních parků), zatímco provozní náklady jsou pak již velmi nízké. Oproti tomu v projektu výroby energie z fosilního zdroje, např. plynu, je mnohem vyšší podíl celkových nákladů

¹ Pratt, S.P. & Grabowski, R.J. (2014). Cost of Capital: Applications and Examples: Fifth Edition. Hoboken, NJ, John Wiley and Sons.

² Egli, F. (2020). Renewable energy investment risk: an investigation of changes over time and the underlying drivers Energy Policy, Vol. 140, p. 111428. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111428>

³ Steffen, B. (2020). Estimating the cost of capital for renewable energy projects. Energy Economics, Vol. 88, p. 104783. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104783>

alokován na dobu provozu.⁴ To znamená, že investice do výroby energie z obnovitelného zdroje je za jinak stejných podmínek doprovázena větší potřebou dluhového financování, což dopadá na vzájemný poměr mezi cizími a vlastními zdroji ve struktuře financování projektu (zvýšení tzv. debt-to-equity ratio), a ve výsledku tak ovlivňuje hodnotu WACC.

Politický, resp. politicko-ekonomický kontext ovlivňuje hodnotu WACC napříč různými státy, případně i v průběhu času tím, jak se tento kontext společně s politickou reprezentací a přijímanými národohospodářskými a regulačními úkony mění. Tento kontext je zpravidla spojen s různými typy rizik, např. v oblasti politické, ekonomické, regulatorní (zejména potenciální míra podpory pro daný zdroj energie, předvídatelnost a spolehlivost podnikatelského prostředí), společenské, bezpečnostní, technologické, surovinové či v oblasti zcela nebo do značné míry nezávislé na lidské činnosti (klimatické podmínky, přírodní katastrofy apod.). Logicky pak platí, že míra riziko negativně ovlivňuje náklady na financování, a projevuje se tak i do vyšší hodnoty WACC.

3. Role WACC v odvětví výroby elektrické energie

Prvotním krokem při zpracování této studie bylo zmapování literatury (nejčtenějších témat, metodologických postupů apod.). Ucelený přehled podává mj. Steffen (2022)⁵. Steffen (2022) potvrzuje, že v moderní ekonomice jsou spolehlivé a cenově dostupné dodávky elektřiny předpokladem ekonomické prosperity a udržitelného rozvoje. Vzhledem k současným snahám o dekarbonizaci pro zmírnění změn klimatu se elektřina ruku v ruce s elektrifikací dopravy, vytápění a dalších sektorů stává ještě důležitějším médiem. Klíčovým zájmem tvůrců energetických politik je proto vybudování efektivních, spolehlivých a udržitelných elektrizačních soustav. Odvětví výroby elektřiny je přitom charakteristické dlouhodobou životností aktiv (zdrojů a sítí), které jsou při výstavbě náročné na počáteční kapitál. Financování má své náklady, tj. zjednodušeně náklady kapitálu (dále též CoC, Cost of Capital), které tak vždy hrály důležitou roli v ekonomice výroby, přenosu a distribuce elektrické energie. Aby svět dosáhl do roku 2050 nulových emisí, získávají CoC na ještě větší významnosti. Roční investice do výroby elektřiny by se měly do roku 2030 zvýšit ze současných úrovní přibližně trojnásobně na odhadovaných 1,7 bilionu USD (IEA 2021)⁶. CoC budou při těchto investicích jedním z určujících faktorů nákladů.

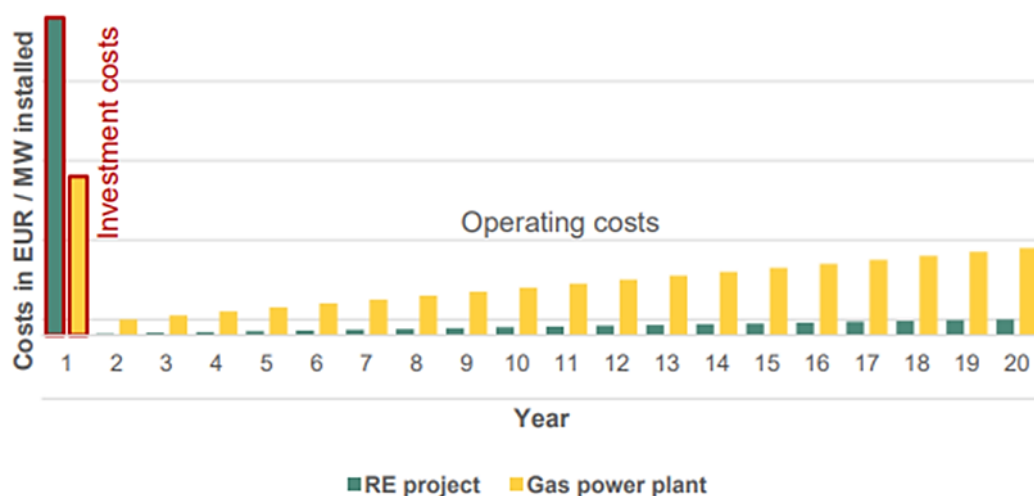
Protože je výstavba nízkoemisních zdrojů obvykle kapitálově náročnější, jsou CoC zásadním faktorem ovlivňujícím konkurenceschopnost nízkouhlíkových technologií vůči uhlíkově náročnějším alternativám.

⁴ Roth, A., Brückmann, R., Jimeno, M., Dukan, M., Kitzing, L., Breitschopf, B., ... & Blanco, A. L. A. (2021). Renewable energy financing conditions in Europe: survey and impact analysis, AURES II. <https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e5daaba9f4&appId=PPGMS>

⁵ Steffen B., Waidelich P. (2022). Determinants of cost of capital in the electricity sector. Progress in Energy 4 (2022) 033001

⁶ IEA (2021). World energy outlook 2021. Revised version.

Obrázek 1: Investiční a provozní náklady projektů obnovitelných zdrojů energie v porovnání s plynovými zdroji



Zdroj: Roth, A. a spol. (2021)⁷

Obrázek 2: Struktura nákladů pro různé energetické zdroje

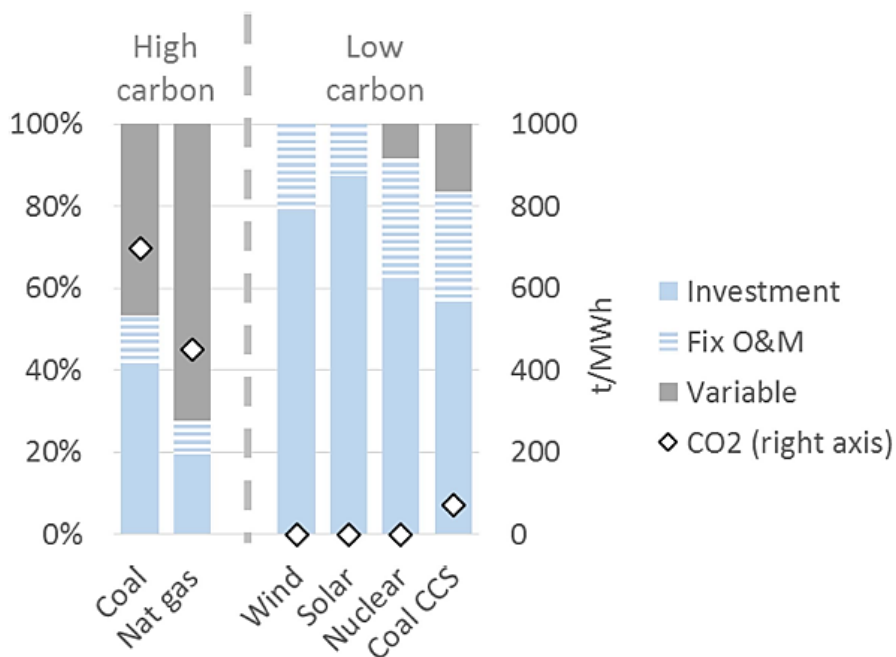


Figure 1. Cost composition of different power generation technologies. Typical parameters were used: 7% WACC and capacity factors of 60% for fossil fueled plants, 35% for wind power, 20% for solar power, and 90% for nuclear. A price of USD 30 per t CO₂ was assumed. Under these assumptions, the levelized electricity costs of all technologies are comparable in level (USD 58–84 per MWh).

Zdroj: Hirth (2016)⁸

⁷ Roth, A., Brückmann, R., Jimeno, M., Dukan, M., Kitzing, L., Breitschopf, B., ... & Blanco, A. L. A. (2021). Renewable energy financing conditions in Europe: survey and impact analysis, AURES II

⁸ Hirth, L., Steckel, J. (2016). The role of capital costs in decarbonizing the electricity sector. Environmental Research Letters 11

Několik odborných článků již zanalyzovalo, jak CoC ovlivňují LCOE, technologickou konkurenci či rychlost dekarbonizace (např. Polzin et al (2021)⁹). Proto je podstatné neopominout vliv potenciálních změn CoC na příslušné veličiny.

Dle Pratt a Grabowski (2014) popisují CoC očekávanou míru návratnosti, kterou účastníci trhu vyžadují, aby vložili finanční prostředky do konkrétní investice. Tato míra se standardně používá jako diskontní sazba při hodnocení investic a je rozhodujícím faktorem při modelování rozhodnutí mezi alternativními investicemi, energetický sektor nevyjímaje. V tržních ekonomikách je výsledkem působení nabídky kapitálu (investory a finančníky) a poptávky po kapitálu (společností realizujících konkrétní projekty). Nejznámější metrikou CoC jsou průměrné vážené průměrné kapitálové náklady (WACC). Jak ukážeme na provedených výzkumech dále, empirická hodnota WACC se výrazně liší jak mezi jednotlivými státy, tak mezi do různými technologiemi, a zároveň se v průběhu času vyvíjí.

Míra vlivu WACC na LCOE, a tedy konkurenceschopnost zdrojů, se odvíjí od kapitálové náročnosti jednotlivých technologií. Ve srovnání s fosilními zdroji (např. plynovými elektrárnami) nemá většina obnovitelných zdrojů během provozní fáze náklady na palivo, nicméně vyžaduje vysokou počáteční investici, kterou je třeba zafinancovat. To pak vede k vyššímu podílu nákladů financování na celkových nákladech. V případě fotovoltaiky může například zdvojnásobení WACC ze 4 % na 8 % vést k tomu, že náklady na financování budou tvořit téměř polovinu celkových nákladů (Egli et al. (2020)¹⁰). Co se týče komparace mezi skupinami zemí, Hirth a Steckel (2016)¹¹ ukazují, že v případě rozvojových zemí by mohlo přibližně zdvojnásobení WACC vést ke zvýšení LCOE u fotovoltaických elektráren přibližně o 50 % a u (méně kapitálově náročných) plynových elektráren zhruba o 10 %. Ve vyspělých zemích by zdvojnásobení WACC vedlo k nárůstu LCOE zhruba o 10–20 % (Schmidt et al. (2019)¹²). Konkrétní dopad na LCOE bude samozřejmě vždy záviset na technickoekonomických parametrech projektu (celkových investičních nákladech, harmonogramu výstavby, životnosti aktiv, podílu dluhového financování). Nicméně význam WACC pro celkové náklady na výrobu elektřiny je z tohoto odstavce zřejmý.

Pro identifikaci hlavních determinant WACC a jejich významu vycházíme z přehledu zpracovaného v článku Steffena (2022), který za období 1993 – H1/2021 našel 43 relevantních studií, nejvíce v posledních 4 letech stanoveného období (viz následující obrázek).

⁹ Polzin F., Sanders M., Steffen B., Egli F., Schmidt T. S., Karkatsoulis P., Fragkos P. and Paroussos L. (2021). The effect of differentiating costs of capital by country and technology on the European energy transition, *Clim. Change* 167

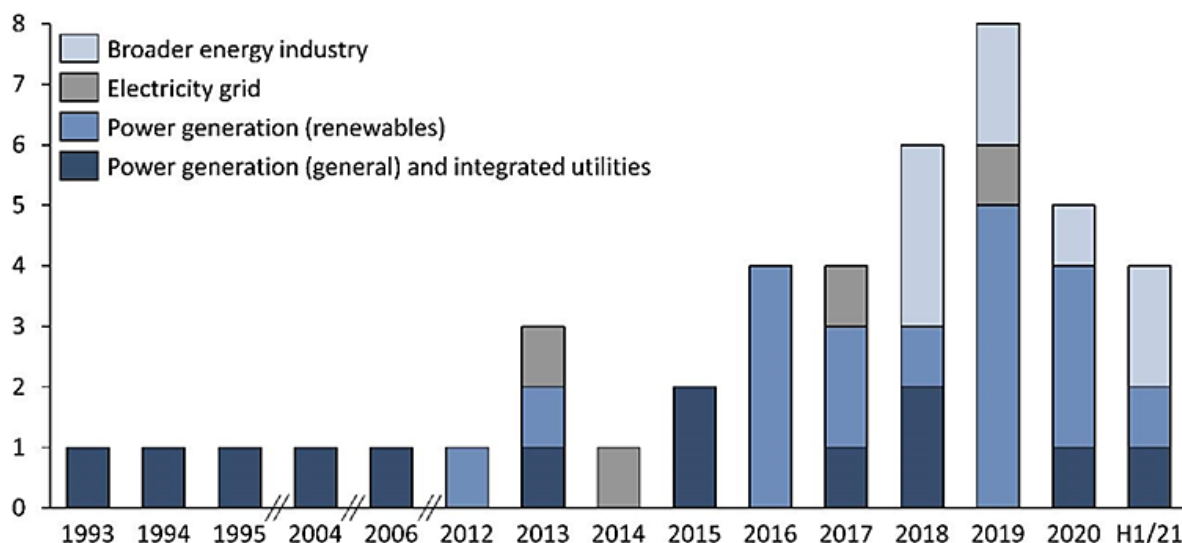
¹⁰ Egli, F., Steffen, B., Schmidt, T. (2020). 12 Cost of Capital for Renewable Energy: The Role of Industry Experience and Future Potentials.

¹¹ Hirth L., Steckel, J. C. (2016). The role of capital costs in decarbonizing the electricity sector. *Environmental Research Letters* 11 114010

¹² Schmidt T. S., Steffen B., Egli F., Pahle .M, Tietjen O., Edenhofer, O. (2019). Adverse effects of rising interest rates on sustainable energy transitions, *Nature Sustainability* 2 879–85

Obrázek 3: Počet studií zabývajících se náklady kapitálu v sektoru výroby, přenosu a distribuce elektřiny

No. of studies addressing cost of capital drivers



Note: For 2021, including all articles through 30 Jun 2021

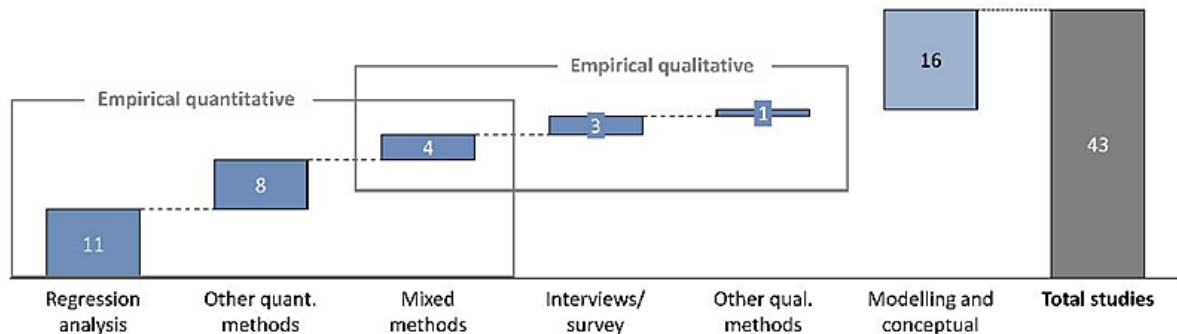
Zdroj: Steffen (2022)

Dle kategorizace článků provedené Steffenem (2022)

- 13 článků se zabývalo náklady kapitálu u výroby elektřiny obecně nebo u integrovaných energetických společností. Během devadesátých let byl tento výzkum motivován změnami v regulaci či změnami tržních struktur v energetice. V Evropě se pak jednalo zejména o zavedení systému obchodování s emisními povolenkami, které přineslo další motivaci pro studium potenciálních dopadů především na utilitní společnosti.
- 18 prací se konkrétně zabývalo náklady kapitálu u projektů obnovitelných zdrojů energie. Zatímco první práce zkoumaly investiční překážky ve formě velmi vysokých nákladů financování v rozvojových zemích, ambiciózní politika Evropské unie nasměrovala zájem i na výzkum determinantů nákladů kapitálu v evropských zemích. Obsahem byla analýza heterogenity WACC v Evropě, analýza extrémních případů (např. Řecko v porovnání s Německem) či hodnocení dopadů konkrétních regulatorních změn. V posledních letech mnoho zemí zavedlo aukce elektřiny vyrobené obnovitelnými zdroji energie, v jejichž rámci jsou alokovány a uzavírány dlouhodobé smlouvy o nákupu energie s konkrétním dodavatelem na základě soutěže konkurenčních nabídek. V souladu s tím několik studií analyzovalo dopad aukcí na ekonomiku projektů obnovitelných zdrojů, včetně jejich nákladů na kapitál. Výzkum se také věnoval potenciálním dopadům různých inovací, které by mohly snížit WACC u projektů obnovitelných zdrojů, včetně návrhu inovativních nástrojů financování výstavby.
- Malá skupina čtyř článků řešila WACC u projektů elektrizačních sítí. U energetických sítí většinou podléhá povolená návratnost vlastního kapitálu regulaci, takže literatura primárně studuje, jak konkrétní nastavení regulace ovlivňuje WACC.
- V roce 2018 se začíná objevovat nový směr literatury (7 článků do H1/2021), který analyzuje náklady kapitálu obecněji v celém energetickém průmyslu. Tyto studie jsou primárně motivovány potřebou identifikovat a popsat rizika související se změnou klimatu a novými politickými intervencemi ke snížení těchto rizik a jejich dopady na finanční výkonnost a stabilitu zkoumaných odvětví či přesměrování finančních toků a soulad s cíli dekarbonizace. V této souvislosti články měří a porovnávají rozdíly v nákladech kapitálu u vysokoemisních a nízkoemisních společností.

Obrázek 4: Počet odborných článků dle metodologických přístupů

No. of studies addressing cost of capital drivers



Note: Illustration using the format introduced by the Polzin et al. 2019 review

Zdroj: Steffen (2022)

Ke studiu faktorů ovlivňujících výši WACC používala zmapovaná odborná literatura širokou škálu metod. Jak ukazuje předcházející obrázek, většina prací spočívala na empirické analýze. Jedenáct článků použilo regresní analýzu a osm prací jiné kvantitativní metody (většinou nástroje deskriptivní statistiky, jako je korelační analýza spod.). Kvantitativní analýzy se často spoléhaly na data z finančních trhů kóvaných energetických společností. Čtyři práce využily kvalitativních empirických metod (rozhovorů, průzkumů) a stejně tak čtyři práce postavily své závěry na kombinaci metod (např. využití údajů z kvantitativního modelu jako referenčního vstupu pro rozhovory). Zbývajících 16 prací použilo mj. modelování, např. porovnání čisté současné hodnoty nebo LCOE v různých scénářích nebo simulacích Monte Carlo. Tyto modelové a konceptuální články se zabývaly zejména potenciálním vlivem nových vládních intervencí nebo inovací na výši WACC.

Následující výstup vyhodnocující investiční mezeru dekarbonizace se skládá ze dvou vypracovaných studií. První představuje analýzu vážených průměrných nákladů kapitálu pro obnovitelné zdroje energie (OZE), druhou studií je navazující analýza pro jaderné zdroje.

WACC PRO OZE

1. Determinanty WACC v obecné rovině

Následující obrázky uvádí výstupy článku Steffena (2022) pro WACC a obnovitelné zdroje energie. Velká část studií hodnotilo determinanty WACC na úrovni celého sektoru, nicméně provedeny byly i některé analýzy na úrovni projektu. Tato hodnocení jsou zvláště důležitá, neboť projektová struktura se v sektoru OZE používá velmi často (viz další kapitoly). Podíl dluhu bývá v těchto případech vyšší (v mnoha případech i kolem 80 %), a proto jsou pak klíčovým faktorem pro vyšší WACC náklady na dluh. Studovány byly i aspekty ovlivňující výši podílu dluhu na celkovém financování projektu. Zde pak hraje důležitou roli stabilní ekonomické prostředí a dlouhodobá jistota příjmů. Řada článků se zaměřila na rozvojové země či rozvíjející se ekonomiky, kde bývá WACC velmi vysoký, a to právě kvůli makroekonomickým faktorům (celkovému riziku země, úrovni úrokových sazeb apod.).

Obrázky také uvádějí, které studie identifikované dopady kvantifikují. Porovnávat kvantitativní výsledky však nelze. Stati se zabývají velkým množstvím různých faktorů, u mnoha faktorů může být vysvětlující proměnná (vývoj finančního sektoru, environmentální výkonnost) operacionalizována různými způsoby. Obecně je však prozatím hlavním přínosem odborné literatury identifikace relevantních faktorů a směr jejich působení.

Obrázek 5: Determinanty WACC – obnovitelné zdroje energie (1)

Reference	Region studied	Methods	WACC components studied				Quantification	CoC drivers identified and studied
			Total	CoD	CoE	DS		
Donovan and Nuñez (2012)	Brazil, China, India	Modeling/ conceptual			x		yes	<i>Project level:</i> ● Currency of investor (USD vs. local) (CoE: down for USD)
Shrimali et al (2013)	India	Modeling/ conceptual	x			x	no	<i>Energy sector level:</i> ● Duration of revenue support (WACC: down, DS: up) ● Revenue certainty (WACC: down, DS: up) ● Completion certainty (WACC: down, DS: up)
Simshauser et al (2016)	Solomon Islands	Modeling/ conceptual	x	x	x	x	yes	<i>Energy sector level:</i> ● Credit wrapping of PPAs in developing countries by a high-rated sovereign government (WACC: down)
Angelopoulos et al (2016)	Europe	Mixed methods	x	x	x	x	no	<i>Macroeconomic environment/country level:</i> ● Country risk (WACC: up or down) <i>Financial sector level:</i> ● Competitive banking sector (CoD: down) ● Favorable financing terms by state investment banks (WACC: down) <i>Energy sector level:</i> ● Support scheme policy risk (WACC: up)
Pacudan (2016)	Brunei	Modeling/ conceptual	x			x	yes	<i>Project level:</i> ● Solar resource estimation risk (WACC: up)
Newbery (2016)	United Kingdom	Qual: Other methods	x				yes	<i>Energy sector level:</i> ● RE support mechanism design (WACC: down for feed-in tariff (FIT), contracts-for-difference with FIT, capacity and contract auctions; WACC: up for premium FIT and RE quota for generators)

Obrázek 6: Determinanty WACC – obnovitelné zdroje energie (2)

Angelopoulos <i>et al</i> (2017)	Greece	Mixed methods	x	x	x	x	yes	<p><i>Macroeconomic environment/country level:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ● Stabilized economic environment (CoD: down, DS: up) <p><i>Energy sector level:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ● Policy design risk, sudden policy changes (WACC: up) ● Retroactive feed-in tariff changes (WACC: up) ● Social acceptance risks for large RE projects (WACC: up) <p><i>Technology level:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ● Technology differences (WACC: up for solar PV, WACC: down for onshore wind) <p><i>Company level:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ● Company track record (DS: up) <p><i>Project level:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ● Project size (WACC: down, DS: up) ● Grid access risks (WACC: up) ● Grid connection type (WACC: up for high voltage grid)
Wall <i>et al</i> (2017)	United States	Quant: Other methods	x	x	x	x	yes	<p><i>Project level:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ● Geothermal project development stage (WACC: up or down) ● Geothermal resource-associated risks (WACC: up)
Dobrotkova <i>et al</i> (2018)	Various non-OECD countries	Mixed methods	x				no	<p><i>Energy sector level:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ● Currency of investor (USD vs. local) (WACC: down for USD) <p><i>Financial sector level:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ● Investor track record and confidence (WACC: down) <p><i>Company level:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ● Local experience of project developers (WACC: down) ● Access of project developers to international financial markets, concessional development finance (WACC: down) <p><i>Project level:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ● Using upfront balance sheet financing until project is operational (WACC: down)

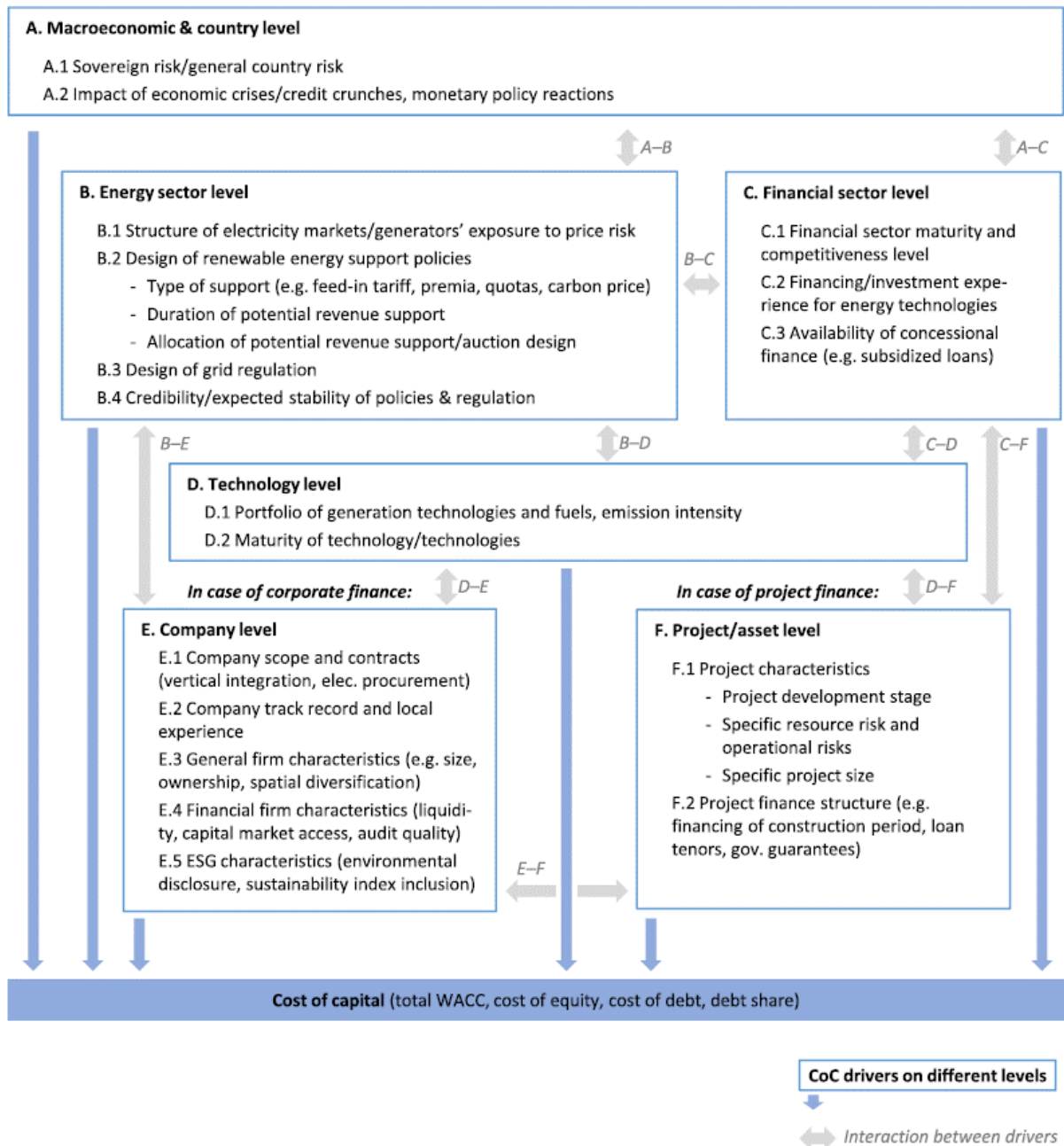
Obrázek 7: Determinanty WACC – obnovitelné zdroje energie (3)

Reference	Region studied	Methods	WACC components studied				Quantification	CoC drivers identified and studied
			Total	CoD	CoE	DS		
Apostoleris and Chiesa (2019)	United Arab Emirates	Modeling/ conceptual	x	x	x	x	no	<i>Project level:</i> <ul style="list-style-type: none"> ● (Implicit) government guarantees, involvement of government in project development (CoD: down) ● Hybrid ownership utility & private developer (WACC: down) ● Loan tenors matching PPA lengths (WACC: down)
Shrimali et al (2019)	India	Modeling/ conceptual		x			no	<i>Energy sector level:</i> <ul style="list-style-type: none"> ● Government-sponsored insurance against off-taker risks (CoD: down)
Tagliapietra et al (2019)	Turkey	Quant: Other methods	x				no	<i>Macroeconomic environment/country level:</i> <ul style="list-style-type: none"> ● Adverse macroeconomic conditions (WACC: up) <i>Energy sector level:</i> <ul style="list-style-type: none"> ● Government commitment to RE support scheme (WACC: down)
Botta (2019)	Europe	Quant: Other methods			x		yes	<i>Energy sector level:</i> <ul style="list-style-type: none"> ● Auction design (Technology differentiation: CoE up, longer auction schedule: CoE down, penalties for non-realization: CoE up) ● Possibility of sudden policy shocks (CoE: up)
Egli et al (2019)	Global (focus on non-OECD)	Modeling/ conceptual	x				yes	<i>Macroeconomic environment/country level:</i> <ul style="list-style-type: none"> ● General country risk (WACC: up)
Barrientos Marín and Villada (2020)	Colombia	Quant: Other methods	x				yes	<i>Macroeconomic environment/country level:</i> <ul style="list-style-type: none"> ● Regional risk due to violent events (WACC: up)
Egli et al (2020)	Europe	Modeling/ conceptual	x	x	x		yes	<i>Macroeconomic environment/country level:</i> <ul style="list-style-type: none"> ● General country risk (WACC, CoD, CoE: up) <i>Financial sector level:</i> <ul style="list-style-type: none"> ● Investor experience with technologies (WACC, CoD, CoE: down)
Stekli and Cali (2020)	United States	Modeling/ conceptual		x		x	yes	<i>Financial sector level:</i> <ul style="list-style-type: none"> ● Distributed ledger-based crowdfunding (CoD: down)
Đukan and Kitzing (2021)	Europe	Qual: Interviews/ survey	x	x	x		no	<i>Macroeconomic environment/country level:</i> <ul style="list-style-type: none"> ● General country risk (WACC: up) ● General interest rate level (WACC: up), general capital liquidity (WACC: down) <i>Financial sector:</i> <ul style="list-style-type: none"> ● Investor experience with technologies (WACC, CoD, CoE: down) <i>Energy sector level:</i> <ul style="list-style-type: none"> ● Support policy: Introducing auctions (CoD: down, CoE: down) ● Auction design: Penalties reducing support level or duration (WACC: no effect)

Zdroj: Steffen (2022)

Vedle identifikace literatury a hlavních determinant WACC spočívá přínos článku Steffena (2022) v souhrnném zobrazení jednotlivých faktorů a vazeb mezi nimi. Tento holistický rámec, syntetizující jednotlivé determinanty výše WACC, zachycuje následující obrázek.

Obrázek 8: Souhrnný pohled na determinanty výše WACC a vzájemných vazeb mezi nimi



Zdroj: Steffen (2022)

Nejvyšší makroekonomická úroveň obsahuje faktory, které ovlivňují všechny investice v ekonomice. Jednotlivé státy se liší dle rizikové prémie, kterou investoři požadují v méně bezpečných zemích. I když jsou tyto rozdíly v čase relativně stabilní, existují případy, kdy destabilizace ekonomického a politického prostředí v zemi vedla k výraznějším změnám WACC (např. Řecko). Hospodářské krize v minulosti také přímo ovlivnily výši úrokových sazeb a tím i WACC. K požadavkům na vyšší rizikovou prémii může vést i obecná nálada na finančních trzích, strach z nesplacení/úvěrové krize. Všechny tyto hybné síly mají společné to, že ovlivňují WACC nejen v energetice, ale napříč všemi ekonomickými sektory. Podléhají politickým rozhodnutím o makroúrovni (např. měnové politice, obecné hospodářské politice) a tvůrci energetické politiky však musí tyto faktory vzít v úvahu.

Sektorová úroveň (B.1–B.4) obsahuje další faktory. Klíčovým činitelem je zde expozice výrobců vůči cenovým výkyvům. Velký dopad na rizikový profil investic a jejich WACC má nastavení politiky podpory výroby elektřiny z OZE, včetně struktury plateb podpory, doby vyplácení podpůrných plateb či způsob jejich přidělování.

Vzhledem k potřebě předfinancování výstavby je WACC v energetickém sektoru ovlivněn také situací ve finančním sektoru (C.1–C.3). Kromě obecné zralosti finančního sektoru má na výši WACC vliv konkrétní zkušenost bank a investorů s investicemi do energetiky/OZE. Podpořit rozvoj zvolených technologií může i dostupnost zvýhodněného financování (dotované úvěry od státních investičních bank).

Na technologické úrovni (D.1–D.2) ovlivňuje WACC struktura portfolia zdrojů utilitních společností, palivový mix či emisní charakteristiky. U novějších technologií (OZE) má na výši WACC vliv technologická vyspělost výroby s tím, že novější/neprověřené technologie jsou pro investory a věřitele rizikovější.

Zatímco výše uvedené determinanty jsou pro hodnotu WACC relevantní bez ohledu na konkrétní strukturu financování, přiřazení dalších činitelů závisí na tom, zda jsou nové projekty realizovány v rámci rozvahy stávající společnosti (tj. využívají podnikové finance), nebo zda se vytváří specializovaný subjekt s novou rozvahou pouze pro nový projekt (tj. s využitím projektového financování). Tato diferenciací je pro diskusi WACC důležitá, neboť v prvním případě se investoři a věřitelé obávají o celková aktiva a peněžní toky společnosti, zatímco ve druhém případě řeší pouze peněžní toky nového subjektu. V případě projektového financování je také typicky vyšší podíl dluhu, což zvyšuje význam nákladů na dluh (CoD, Cost of Debt) pro stanovení hodnoty WACC.

Na úrovni společnosti v případě korporátního financování (E.1–E.5) ovlivňují náklady vlastního kapitálu (CoE, Cost of Equity), CoD nebo samotný WACC faktory, jakými jsou velikost společnosti, stupeň vertikální integrace, další obecné charakteristiky firmy, finanční výkonnost firmy, soulad s principy ESG.

V případě projektového financování (F.1–F.2) záleží na nastavení konkrétního projektu. Kromě výběru technologie může hodnotu WACC ovlivnit také fáze vývoje projektu, velikost projektu, struktura financování projektu (splatnost úvěrů, záruky atd.). V případě projektového financování se WACC bude lišit pro každý jednotlivý projekt, což vede k problémům ve výzkumné oblasti a se stanovováním vhodných předpokladů při analýze regulace.

Působení na strukturu rizika a výnosů má vliv na faktory na všech uvedených úrovních, a to prostřednictvím CoE, CoD, případně podílu dluhového financování, a finálně pak na samotný WACC.

I když hierarchické znázornění na předcházejícím obrázku umožňuje uvažovat o determinantech WACC strukturovaným způsobem, je třeba zohlednit, že činitelé na různých úrovních nejsou nezávislé, tj. existují mezi nimi vzájemné vazby. Tyto interakce jsou

znázorněny šedými šipkami. Dle Steffena (2022) může mít makroekonomický vývoj vliv na stabilitu či návrh nové regulace v energetickém sektoru (finanční krize vedla ke škrtnutím ve veřejných rozpočtech a následně k redukci podpory fotovoltaiky ve Španělsku). Ekonomické krize mohou ovlivnit strukturu a konkurenceschopnost finančního sektoru (konsolidace bankovního sektoru v některých zemích po krizi v roce 2008). Efektivní podpora OZE může přispět k získání zkušeností s novými technologiemi, a to i ve finančním sektoru. Energetická politika ovlivní portfolio výrobních zdrojů a podpoří rozvoj nových technologií. Sektorová regulace může změnit velikost energetických společností (unbundling). Nabídka zvýhodněného financování může ovlivnit strukturu projektového financování. Souhrn projektů tvoří na korporátní úrovni celkové portfolio výrobních technologií s vlivem na WACC. Vzhledem k tomu, že dosavadní výzkum se příliš nezaměřoval na hodnocení vzájemných vazeb, není jejich výčet na obrázku vyčerpávající. Ilustruje alespoň, že s různými úrovněmi determinant WACC je třeba pracovat současně.

Velká část zmapované literatury o nákladech kapitálu, včetně empirických prací, analyzuje WACC ve specifickém historickém kontextu. Identifikované determinanty WACC však lze považovat za principiální. V důsledku toho lze dle Steffena (2022) na sestavený rámec navázat diskusí o tom, jak by se WACC mohl vyvíjet v budoucích scénářích. Například na jaře 2022 lze ekonomické a politické prostředí v mnoha zemích charakterizovat vysokou dynamikou klimatické politiky po závěrech konference COP26 v Glasgow, ekonomickými následky pandemie COVID-19 či velkou nejistotou v souvislosti se situací na Ukrajině a ekonomickými a geopolitickými důsledky. Pro vývoj WACC odhaduje Steffen (2022) následující. Na makroekonomické úrovni i na úrovni jednotlivých zemí je kvůli pandemii a válkou způsobeným nabídkovým krizím vysoká inflace. Měnová politika bude pravděpodobně reagovat zvýšením úrokových sazeb. Na druhé straně se WACC zvýší pro celé odvětví, což zhorší konkurenceschopnost kapitálově náročnějších technologií. Také úroveň rizika jednotlivých zemí by mohla zaznamenat změny (primárně v případě Ukrajiny nebo Ruska). Na úrovni sektoru energetiky by přísnější dekarbonizační politika mohla vést k vyšší podpoře obnovitelných zdrojů. Zároveň budou tvůrci politik zvažovat opětovné riziko pro vyspělé technologie. Přesný návrh změn politiky tak bude důležitý pro budoucí WACC projektů na zdroje pro výrobu elektrické energie. Na úrovni finančního sektoru zvýší závazek k mezinárodnímu financování oblasti ochrany klimatu dostupnost zvýhodněného financování a banky získají zkušenosti s financováním OZE ve více zemích, čímž se sníží náklady na financování. Na technologické úrovni dosáhnou další obnovitelné zdroje zralosti, která sníží jejich WACC. Jak uvádí Steffen (2022), jsou podobné úvahy o budoucích trendech WACC hypotetické a velmi obecné, ale ilustrují, jak lze rámec použít ke strukturování diskuse a vypracování konkrétních scénářů.

1. Odhad konkrétních hodnot WACC pro OZE

Dle Steffena (2020)¹³

Vzhledem k tomu, že výroba energie je největším přispěvatelem k antropogenním emisím CO₂, dekarbonizace tohoto sektoru zaujímá přední místo v politických programech na celém světě. Za tímto účelem se mnoho zemí zaměřuje na zavádění technologií obnovitelné energie (RE), z nichž některé od přelomu století rychle rostly. Vzhledem k tomu, že rozšíření výroby obnovitelných zdrojů energie vyžaduje velké investice, je pro účinnou dekarbonizaci energetického sektoru na efektivní cestě nezbytné důkladné pochopení nákladů a přínosů

¹³ Steffen, B. (2020). Estimating the cost of capital for renewable energy projects. *Energy Economics* 2020, 88:104783. doi: 10.1016/j.eneco.2020.104783

technologíí obnovitelných zdrojů energie. I když správné předpoklady o nákladech kapitálu jsou zásadní pro rozumně kalibrované modely, vhodná empirická data jsou pro výzkumníky stěží dostupná.

Hlavním důvodem je, že mnoho projektů RE je realizováno pomocí projektového financování, ve kterém finanční detaily zůstávají soukromými informacemi. Na rozdíl od nastavení podnikových financí, ve kterých jsou náklady na kapitál často viditelné z veřejně obchodovaných cenných papírů, typické struktury financování projektů RE kombinují neobchodované kapitálové investice s bankovním dluhem a modely financování používané společnostmi jsou důvěrné, takže je nemožné znát nebo ověřit skutečné hodnoty použité zpracovateli projektů. Náklady na kapitál jsou obvykle považovány za obchodní tajemství, a proto se často nezveřejňují. Ačkoli nedostatek transparentnosti není pro investory do obnovitelných zdrojů (kteří znají své kapitálové náklady na konkrétní projekt) menší problém, je to výzva pro výzkumníky i tvůrce politik. Zejména předpoklad standardní diskontní sazby je v modelech energetických systémů často nevhodný vzhledem k vysoké citlivosti výsledků na tento parametr. Empirická data dále věc komplikují, ukazují velké rozdíly v nákladech na kapitál z obnovitelných zdrojů v několika dimenzích. V mnoha případech je určujícím faktorem pro rozdíly LCOE mezi zeměmi rozpětí kapitálových nákladů, nikoli sluneční záření nebo větrné zdroje. I v rámci jednotlivých zemí mohou existovat strukturální rozdíly mezi různými technologiemi obnovitelných zdrojů a náklady na kapitál se mohou v průběhu času měnit v důsledku specifických efektů obnovitelných zdrojů nebo variací úrokové sazby v celé ekonomice.

2. Struktury financování pro projekty v oblasti obnovitelné energie

Zatímco mnoho elektráren na fosilní paliva bylo tradičně realizováno utilitami v rámci podnikových finančních struktur, nárůst investic do obnovitelné energie v posledních dvou desetiletích byl řízen mnohem širším souborem sponzorů čerpajících z projektového financování (Henderson, 2016; Steffen, 2018). V roce 2015 bylo projektové financování použito u více než poloviny všech nových investic do projektů obnovitelných zdrojů po celém světě a v ještě vyšších podílech v zemích OECD (Steffen, 2018). V projektovém financování sponzor vytvoří samostatnou právní osobu (nebo speciální účelový nástroj, SPV) pro držení aktiva RE, které je pak financováno dluhem a vlastním kapitálem na úrovni SPV. Pokud jde o splácení, investoři ekvity a poskytovatelé dluhů závisí pouze na budoucích peněžních tocích projektu RE a nemohou se uchýlit k jiným aktivům sponzora projektu. Profil investičního rizika projektu RE a odpovídající kapitálové náklady jsou tedy specifické pro individuální investiční projekt

U investic, které využívají více než jeden typ kapitálu (např. vlastní kapitál a dluh), jsou celkové náklady kapitálu kombinací výnosů různých složek. V nejjednodušší formulaci jsou vážené průměrné náklady kapitálu (WACC) definovány jako

$$WACC = \frac{D}{D+E} \cdot r_d \cdot (1-t) + \frac{E}{E+D} \cdot r_e$$

kde $\frac{D}{D+E}$ je podíl dluhu (%), r_d jsou náklady na dluh (%) a r_e je očekávaná návratnost vlastního kapitálu (%).

WACC může abstrahovat od jakýchkoli úvah o daních. Ve většině zemí jsou však platby úroků pro společnosti daňově uznatelnými náklady; dluh tedy přichází s daňovým zvýhodněním. Tato skutečnost se odráží v ukazateli WACC po zdanění dle výše uvedeného vzorce.

Očekávaná heterogenita mezi projekty

Ve finanční ekonomii je běžné koncepčně rozkládat očekávanou míru výnosů na bezrizikovou sazbu (odrážející časovou hodnotu peněz) a rizikovou prémii (odrážející riziko specifické pro investici. Bezriziková sazba by se mezi investičními alternativami neměla lišit, je to především riziková premie, která způsobuje rozptyl ve sledovaných nákladech kapitálu. Množství článků využívá k posouzení investorské průzkumy k hodnocení investičních rizik souvisejících s OZE. Stati poskytují informaci o tom, které faktory vedou k rozdílům v nákladech na kapitál mezi skupinami projektů (bez ohledu na idiosynkratické faktory každého prostředí). Pro analýzu jsou důležité tři dimenze. Za prvé, země, ve které bude projekt OZE realizován, ovlivňuje celkové investiční riziko. Investoři berou v úvahu aspekty na úrovni země, jako je makroekonomická stabilita a politická nejistota u dlouhodobých závazků. U projektů v oblasti obnovitelných zdrojů energie v kontextech, kdy peněžní tok závisí na platbách od veřejného subjektu (např. z výkupních cen nebo ze smlouvy o nákupu elektřiny, PPA), záleží také na zkušenostech s rámcem politiky specifického pro obnovitelné zdroje. V závislosti na návrhu výkupního tarifu (Feed-in Tariff, FIT) nebo PPA (Power Purchase Agreement) mohou existovat různé úrovně tržního rizika pro výrobu elektřiny z OZE. Obecný stav finančních trhů se navíc mezi zeměmi liší, což ovlivňuje kapitálově náročné sektory. Za druhé, investiční riziko se mezi různými technologiemi OZE liší. Například riziko zdrojů související se slunečním zářením je obvykle nižší než riziko zdrojů související s větrem. Kromě toho jsou solární FV elektrárny a větrné turbíny založeny na velmi odlišných provozních principech, a proto se liší i provozní rizika (selhání komponent, nebezpečí atd.). Rotující zařízení, jako je větrná turbína, je náchylnější k většímu opotřebení ve srovnání s fotoelektrickými systémy, jako je solární fotovoltaika, a proto je podíl nejistých oprav součástí na provozních nákladech u větrných turbín mnohem vyšší než u solárních fotovoltaických systémů. Zatřetí, investiční rizika specifická pro jednotlivé země i technologie se mohou v průběhu času lišit. Jak jsou nové technologie nasazovány, stávají se stále vyspělejšími a investiční riziko klesá, a to díky osvědčeným záznamům a zvýšené dostupnosti dat pro tyto záznamy. Investoři a banky navíc získávají více zkušeností s financováním projektů obnovitelných zdrojů a zlepšují své procesy hodnocení rizik. Změny v regulačních rámcích mohou rovněž ovlivnit investiční rizika v oblasti OZE. A konečně, kromě faktorů specifických pro OZE se v posledních několika desetiletích výrazně změnilo i obecné prostředí úrokových sazeb (zejména po finanční krizi v letech 2007–2008), což ovlivnilo i náklady na kapitál OZE.

3. Metody odhadu nákladů na kapitál OZE

Celkově lze metody odhadu seskupit do čtyř obecných přístupů, strukturovaných z hlediska typu použitých informací: získávání údajů o financování projektu a průzkumy expertních odhadů mají za cíl shromáždit nová data (tj. údaje o financování na úrovni projektu). Vzhledem k problémům při získávání informací na této úrovni se používají dva další přístupy: analýza dat finančního trhu či replikace výsledků aukcí. Při replikaci výsledků aukce se čerpá z nefinančních dat za projekty, kterým byla udělena PPA v soutěžní aukci. Využívá se faktu, že mnoho nefinančních informací o vítězných nabídkách je veřejně dostupných, včetně odměny za generovanou kilowatthodinu a údajů o nákladech, jako jsou kapitálové výdaje. Náklady na kapitál jsou tak často jedinou chybějící informací. Sestavením modelu pro LCOE a replikací výsledků aukce autoři odhadují chybějící části informací, jako jsou náklady na kapitál.

Náklady na dluh jsou, především u kotovaných společností, přímo spočitatelné například z běžných úrokových nákladů podle účetní závěrky nebo z výnosu veřejně obchodovaných dluhopisů společnosti. Další využitelnou hodnotou je výnos dluhopisů od srovnatelné společnosti s podobným úvěrovým ratingem. Tyto přístupy se také používají k odhadu nákladů

na dluh u projektů obnovitelných zdrojů, když jsou projekty financovány bankovními úvěry. Námitka k těmto přístupům zní, zda jsou použité tržní proxy vhodné pro odhad nákladů na bankovní dluh pro projekty OZE: vzhledem k vysokému podílu dluhu na financování projektu je pro spolehlivé odhady WACC zásadní přesná hodnota nákladů na dluh.

Odlišný přístup ke kvantifikaci nákladů dluhu nevyužívá výnos z obchodovaných dluhopisů, ale místo toho odhaduje přírážky specifické pro projektové financování k bezrizikové sazbě. Používají se archivní informace o typické swapové prémii a bankovní marži, které je třeba přičíst k bezrizikové sazbě. Metoda však závisí na dostupnosti údajů o bankovních maržích a swapových premiích, které je často obtížné získat. Některé studie používají sazbu německých státních dluhopisů jako evropskou bezrizikovou sazbu a připočítávají spread CDS (10letá kotace swapu úvěrového selhání příslušné země) a také předpokládaný „projektový spread“ (PS), která pokrývá rizikové prvky specifické pro projekty OZE (např. nejistotu související s politikou v oblasti OZE).

V poslední řadě Steffen (2020) zmiňuje také přístup založený na LIBOR a spreadu mezi státními dluhopisy různých zemí, které mají všechny společné to, že jsou kombinací základní sazby, spreadu země a spreadu projektu OZE. Tyto přístupy lze snadno aplikovat na mnoho zemí, přičemž se spoléhá na implicitní předpoklad, že přírážka specifická pro projekt OZE se napříč hranicemi neliší.

Pro odhad nákladů na vlastní kapitál je dominantním rámcem model CAPM. Je používán téměř všemi odborníky v oblasti podnikových financí, a to i přes nedostatky, které byly uznány v akademické literatuře. $CoE = r_f + \beta * (r_m - r_f)$

kde r_f je bezriziková sazba, $(r_m - r_f)$ je tržní riziková premie a β je míra citlivosti očekávaných výnosů aktiv na očekávané tržní výnosy. Bezriziková sazba a tržní riziková premie platí pro trh jako celek, ale beta je specifická pro konkrétní subjekt, a proto je hlavním parametrem, který je třeba odhadnout. U kotovaných společností se beta obecně získává regresí výnosů jednotlivých akcií oproti výnosům trhu a je uváděna poskytovateli finančních dat. U společností, které nejsou veřejně obchodovány, se uvažuje beta srovnatelné společnosti (nebo skupiny společností), která má podobnou strukturu rizik.

4. Porovnání výsledků z různých metod odhadu

Obrázek 9: Odhady WACC pro solární sektor

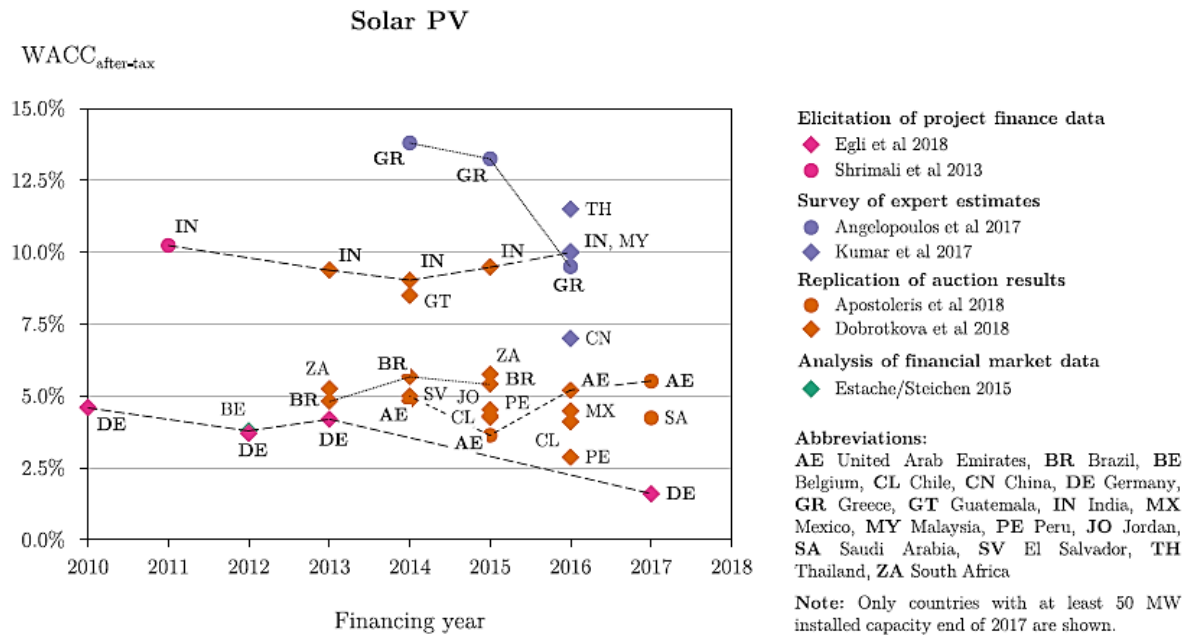


Fig. 4. Overview estimates of the WACC for solar PV projects.

Zdroj: Steffen (2020)

Obrázek 10: Odhady WACC pro výrobu elektřiny z větru

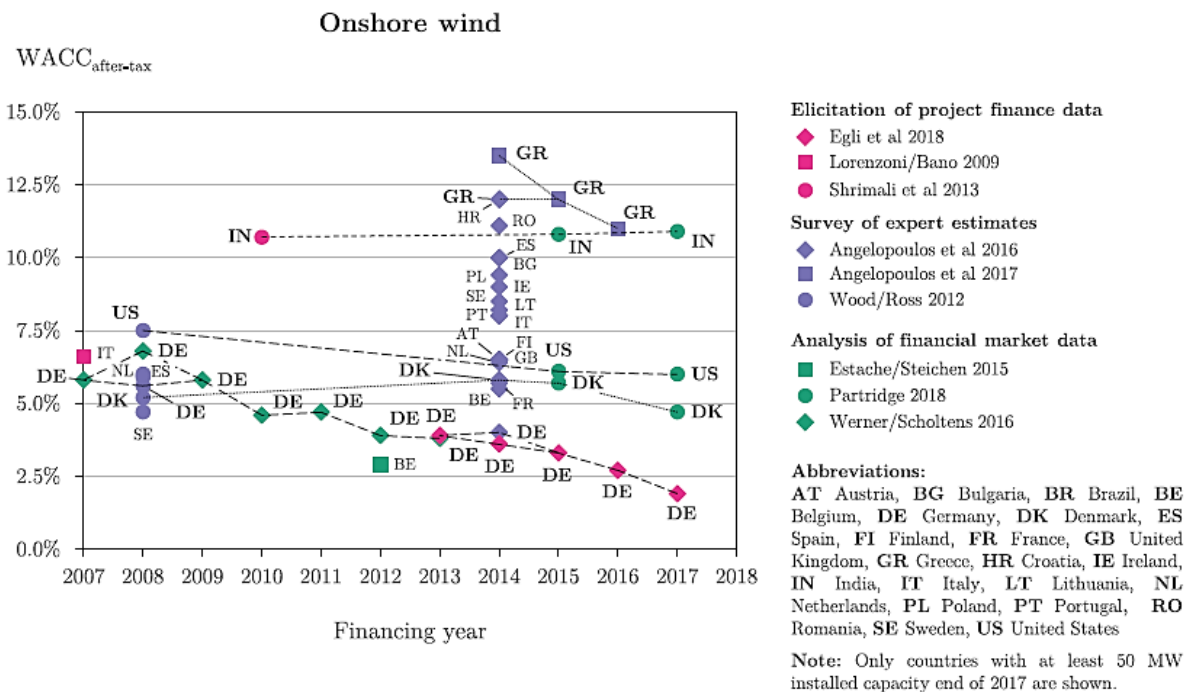


Fig. 5. Overview estimates of the WACC for onshore wind projects.

Zdroj: Steffen (2020)

Dle výše uvedeného Steffen (2020) počítá WACC po zdanění pro solární fotovoltaické projekty ve 23 různých zemích, pro větrné projekty na pevnině ve 28 zemích a projekty větrné

energie na moři v 5 zemích. Většina údajů se týká projektů, které byly financovány od roku 2010/2007 (solární FV/vítr), jak je znázorněno na předcházejících obrázcích. Pro každou technologii jsou uvedeny odhady WACC po zdanění pro jednotlivé země v průběhu času s barvami označujícími různé metody odhadu.

Pro srovnání mezi zeměmi Steffen (2020) zprůměroval přírážku WACC za období 2009–2017 a tyto hodnoty jsou uvedeny v následující tabulce.

Obrázek 11: Průměrná hodnota premii k úrokové míře při výpočtu WACC

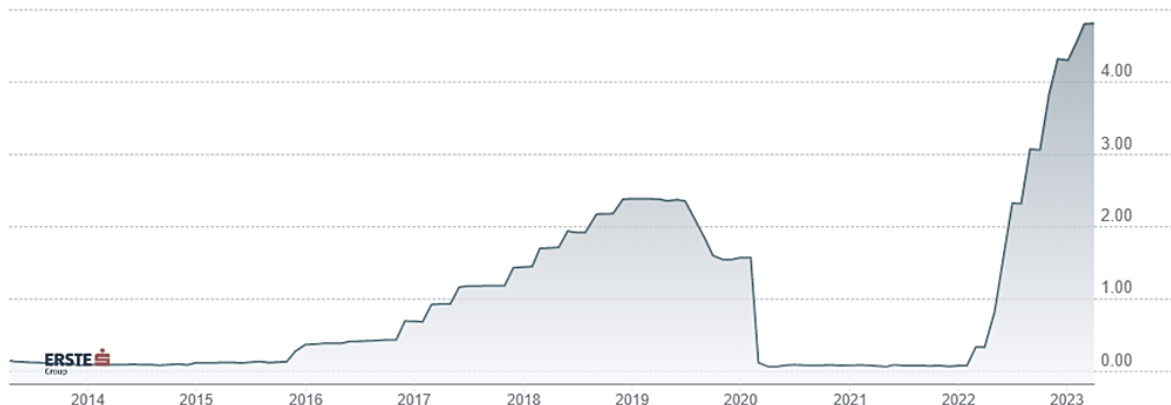
Average WACC markups and WACC at 2017 interest rates, per technology and country.

	Solar PV		Onshore wind		Offshore wind	
	<i>WACC_{after-tax}</i>	<i>WACC_{after-tax}</i>	<i>WACC_{after-tax}</i>	<i>WACC_{after-tax}</i>	<i>WACC_{after-tax}</i>	<i>WACC_{after-tax}</i>
	Markup to LIBOR	at Ø 2017 LIBOR	Markup to LIBOR	at Ø 2017 LIBOR	Markup to LIBOR	at Ø 2017 LIBOR
Austria			<i>L + 6.1%</i>	5.9%		
Belgium	<i>L + 2.7%</i>	2.5%	<i>L + 3.5%</i>	3.3%	5.7%	5.5%
Brazil	<i>L + 4.6%</i>	6.4%				
Bulgaria			<i>L + 9.6%</i>	9.4%		
Cambodia	<i>L + 8.6%</i>	10.4%				
Chile	<i>L + 3.1%</i>	4.9%				
China	<i>L + 5.6%</i>	7.4%				
Croatia			<i>L + 11.6%</i>	11.4%		
Cyprus			<i>L + 9.6%</i>	9.4%		
Czech Republic			<i>L + 7.6%</i>	7.4%		
Denmark			<i>L + 5.2%</i>	5.1%	<i>L + 7.9%</i>	7.8%
El Salvador	<i>L + 4.3%</i>	6.1%				
Estonia			<i>L + 9.3%</i>	9.1%		
Finland			<i>L + 6.1%</i>	5.9%		
France			<i>L + 5.3%</i>	5.1%		
Germany	<i>L + 2.9%</i>	2.7%	<i>L + 3.1%</i>	3.0%	<i>L + 6.3%</i>	6.1%
Greece	<i>L + 12.0%</i>	11.8%	<i>L + 11.9%</i>	11.7%		
Guatemala	<i>L + 7.9%</i>	9.7%				
Hungary			<i>L + 10.9%</i>	10.7%		
India	<i>L + 8.8%</i>	10.6%	<i>L + 9.6%</i>	11.4%		
Ireland			<i>L + 8.6%</i>	8.4%		
Italy			<i>L + 7.6%</i>	7.4%		
Jamaica	<i>L + 2.5%</i>	4.3%				
Jordan	<i>L + 3.7%</i>	5.5%				
Latvia			<i>L + 8.9%</i>	8.7%		
Lithuania			<i>L + 8.1%</i>	7.9%		
Malaysia	<i>L + 8.6%</i>	10.4%				
Mexico	<i>L + 3.1%</i>	4.9%				
Netherlands			<i>L + 5.9%</i>	5.7%	<i>L + 9.9%</i>	9.8%
Peru	<i>L + 2.5%</i>	4.3%				
Poland			<i>L + 8.9%</i>	8.7%		
Portugal			<i>L + 7.6%</i>	7.4%		
Romania			<i>L + 10.7%</i>	10.5%		
Saudi Arabia	<i>L + 2.5%</i>	4.2%				
Slovakia			<i>L + 7.7%</i>	7.5%		
Slovenia			<i>L + 10.6%</i>	10.4%		

Zdroj: Steffen (2020)

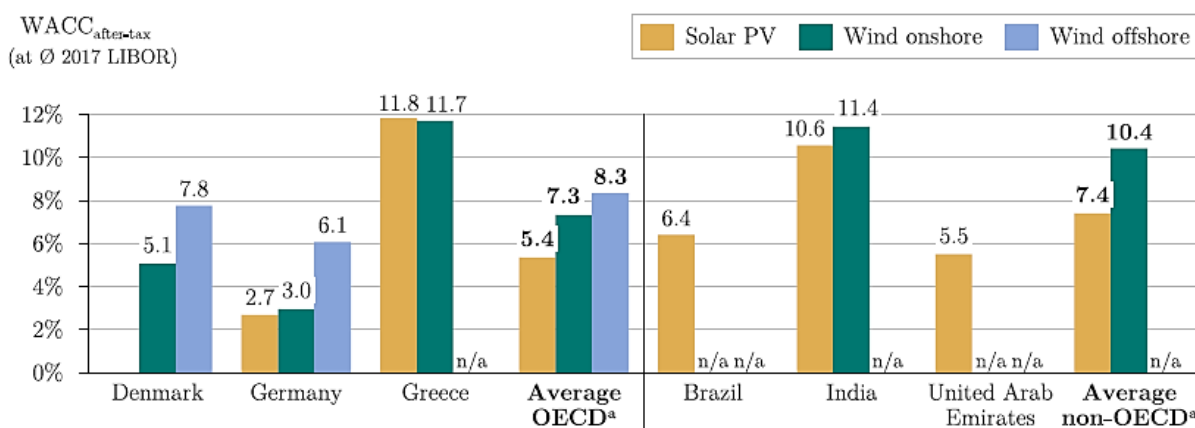
Obrázek 12: Vývoj sazby LIBOR 2013-2023

- LIBOR USD ON (, USD, Last)
Time range: 15/04/2013 - 03/04/2023 Data points: 121 Resolution: 1M



Zdroj: cz.products.erstegroup.com

Obrázek 13: Průměrný WACC vycházející z LIBOR 2017



^aUnweighted average of values from OECD/non-OECD countries for which data is available (cf. Table 2)

Fig. 8. Average WACC at 2017 interest rates.

Zdroj: Steffen (2020)

Pro srovnání tabulka také uvádí WACC vypočítaný pro průměrnou úrokovou sazbu za rok 2017.

Jak uvádí Steffen (2020), údaje pro různé země a technologie pocházejí ze studií, které používaly různé metody, z nichž každá má svá omezení. Nicméně souhrnný soubor empirických důkazů v tabulce 2 a následujícím obrázku vykazuje několik vzorů, jak se WACC pro OZE mezi zeměmi a technologiemi liší. V průměru jsou WACC ve vyspělých zemích nižší než v rozvojových zemích, přičemž rozdíl mezi průměrným WACC mezi zeměmi OECD a zeměmi mimo OECD činí 2 % u solárních fotovoltaických projektů a 3,1 % u pevninských větrných parků.

WACC pro solární fotovoltaické projekty je nejnižší, následuje WACC pro projekty větrných elektráren na pevnině a WACC pro projekty větrné energie na moři je nejvyšší.

Z dostupných údajů tedy nelze s jistotou zjistit, zda je rozdílný rozptyl mezi technologiemi způsoben skutečnými technologickými rozdíly nebo použitou metodou odhadu. Stručně řečeno, porovnání dostupných empirických důkazů ukazuje rozdíly mezi zeměmi a technologiemi, které jsou v souladu s očekávanými z kvalitativní literatury. Pro mnoho zemí jsou nyní k dispozici empirické odhady WACC, které lze využít. Celková fragmentace pokrytí,

kdy mnoho zemí bylo zkoumáno pouze v jednom nebo dvou člancích, však jednoznačně vyžaduje další výzkum, aby se zvýšila spolehlivost odhadů.

2. Odhad konkrétních hodnot WACC pro solární fotovoltaické zdroje

Dle IEA (2022)¹⁴

Obrázek 14: Indikativní WACC pro projekty utility-scale solárních fotovoltaických elektráren, 2021

	Cost of debt (after tax)	Cost of equity	Share of project debt	WACC (nominal, after tax)
Europe	2.5% - 3.0%	6.0% - 11.0%	75% - 85%	3.0% - 5.0%
United States	3.0% - 3.5%	5.0% - 7.0%	55% - 70%	3.5% - 5.0%
China	3.5% - 4.0%	7.0% - 9.0%	70% - 80%	4.0% - 5.5%
Brazil	11.5% - 12.0%	15.0% - 15.5%	55% - 65%	12.5% - 13.5%
India	8.0% - 9.0%	12.5% - 13.5%	65% - 75%	9.0% - 10.5%
Indonesia	8.5% - 9.5%	12.0% - 12.5%	60% - 70%	9.5% - 10.5%
Mexico	8.0% - 8.5%	12.0% - 12.5%	60% - 70%	9.5% - 10.0%
South Africa	8.0% - 9.0%	12.0% - 14.0%	65% - 70%	9.5% - 11.0%

Notes: WACC = weighted average cost of capital. Values are expressed in local currency. The values for Brazil, India, Indonesia, Mexico and South Africa are based on the survey of the Cost of Capital Observatory, <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/cost-of-capital-observatory>.

Zdroj: IEA (2022)

Analýza IEA, založená na průzkumu mezi investičními praktiky a odborníky v různých zemích, ukazuje, že kapitálové náklady na typickou solární fotovoltaickou elektrárnu byly v roce 2021 dvakrát až třikrát vyšší na rozvíjejících se trzích a v rozvojových ekonomikách než ve vyspělých ekonomikách a v Číně (viz předcházející obrázek). Dle IEA to bylo způsobeno

- vyšším rizikem země, které se odráží ve vyšších sazbách státních dluhopisů,
- vyššími sektorovými riziky, které se promítají do vyšších požadovaných prémie za poskytnutí dluhového financování a vlastního kapitálu, a
- nedostatkem úročitelných projektů.

Mezi konkrétní sektorová rizika patří regulační riziko, odběratelské riziko (off-taker risk) a riziko při získávání pozemků. Regulační riziko vyplývá z neoptimálnosti nebo nepředvídatelnosti energetické politiky, nedostatečně robustního plánování infrastruktury nebo neefektivní struktury trhu. Riziko odběratele je spojené s možnými problémy s podpisem PPA smluv či poté s případnými neplatiči. Pozemkové riziko souvisí se zdoluhavými a složitými povolovacími procesy a absencí adekvátní síťové infrastruktury. Nedostatek financovatelných projektů je často spojen s menší hloubkou trhu a nedostatečnou zkušeností s financováním projektů čisté energie.

¹⁴ IEA (2022). World Energy Outlook 2022

Vyšší CoE a CoD snižují atraktivitu investic do OZE nejen v rozvíjejících se a rozvojových ekonomikách, ale to i v zemích, které již dosáhly vyššího podílu OZE. Dle IEA (2022) tvořily v rozvíjejících se a rozvojových ekonomikách v roce 2021 u solárních fotovoltaických elektráren náklady na financování přibližně polovinu LCOE, u vyspělých ekonomik a Číny dosáhl podíl 25–30 %.

Pro projekty větrných elektráren na moři odhadovala IEA za rok 2021 WACC ve výši 4–7 %, pro větrné elektrárny na pevnině pak ve výši 3–6 %. (Pro srovnání – u tradičních zdrojů byl WACC odhadován na 7–8 % dle fáze projektu.)

Předpokládalo se, že větrná energie na pevnině má stejné WACC jako solární fotovoltaické elektrárny v užitkovém měřítku. Standardní WACC se předpokládalo pro jaderné elektrárny, uhelné a plynové elektrárny (7-8 % podle stupně ekonomického rozvoje).

Dle IEA (2020)¹⁵

Ve větší rozsahu se hodnotou WACC pro projekty OZE zabývala studie IEA (2020). Jejím hlavním závěrem bylo konstatování faktu, že klesající náklady na financování urychlily pokles nákladů na solární fotovoltaiku

IEA (2020) konstatuje, že globální solární fotovoltaická kapacita se za poslední dekádu zvýšila téměř 20krát a během příští dekády se v krocích ztrojnásobí. Cílené politiky ve více než 130 zemích a redukce technologických nákladů díky rozvoji OZE byly posouvaly odvětví vpřed a iterativně pomáhaly snižovat i náklady financování.

Technologický rozvoj a podpůrná opatření, které snižovaly nejistotu v tržbách a zároveň podporovaly hospodářskou soutěž, měly podstatný dopad na náklady financování projektů solárních fotovoltaických zdrojů s užitkovým rozsahem (utility-scale). IEA (2020) odhaduje, že v roce 2019 činily vážené průměrné náklady kapitálu (WACC) pro nové projekty 2,6–5,0 % v Evropě a Spojených státech, 4,4–5,4 % v Číně a 8,8–10,0 % v Indii (vše v nominálním vyjádření po zdanění). Finančníci byli také ochotni půjčovat na větší podíl investičních nákladů projektu (70–80 % v roce 2019). Čistě komerční projekty, bez jakékoli formy cenové podpory, poskytují užitečný benchmark a IEA (2020) za rok 2019 uvedla, že v Evropě a Číně byl tento orientační WACC o několik procentních bodů vyšší, i když zatím existovalo jen velmi málo projektů solárních fotovoltaických zdrojů tohoto druhu pro solární fotovoltaiku.

Nižší WACC vedl k nižším LCOE a IEA (2020) uvádí, že v hlavních světových regionech se vyrovnaly uhelným a plynovým zdrojům.

U nových projektů dle IEA (2020) se nabízené ceny pohybují mezi 30-60 USD/MWh v Evropě a Spojených státech a 20-40 USD/MWh v Číně a Indii. Tato rozmezí jsou v souladu s průměrnými cenami uváděnými v posledních výsledcích aukcí. Nejnižší cena dosud zaznamenaná v konkurenční aukci je 13 USD/MWh (dosažená v Portugalsku v srpnu 2020).

Náklady financování utility-scale solární fotovoltaiky

Celosvětová kapacita solárních fotovoltaických systémů se za poslední desetiletí zvýšila téměř 20krát, přičemž přibližně 60 % z instalované kapacity činí utility-scale solární fotovoltaika. Celková kapacita se v letech 2020 až 2030 v krocích ztrojnásobí. Klesající náklady jsou dle IEA (2020) působivé – např. inovace snížily od roku 2010 do roku 2019 stavební náklady o 80 %. Snižování nákladů bylo doprovázeno zvyšováním výkonu díky vyšší účinnosti panelů a lepšímu monitoringu. IEA (2020) konstatuje, že nákladům financování se však navzdory jejich důležitosti věnovala malá pozornost, i když náklady financování mohou představovat 20–50 %

¹⁵ IEA (2020). World Energy Outlook 2020

LCOE u utility-scale solárních fotovoltaických projektů. To IEA (2020) uvádí jako hlavní důvod pro provedení důkladnější analýzy.

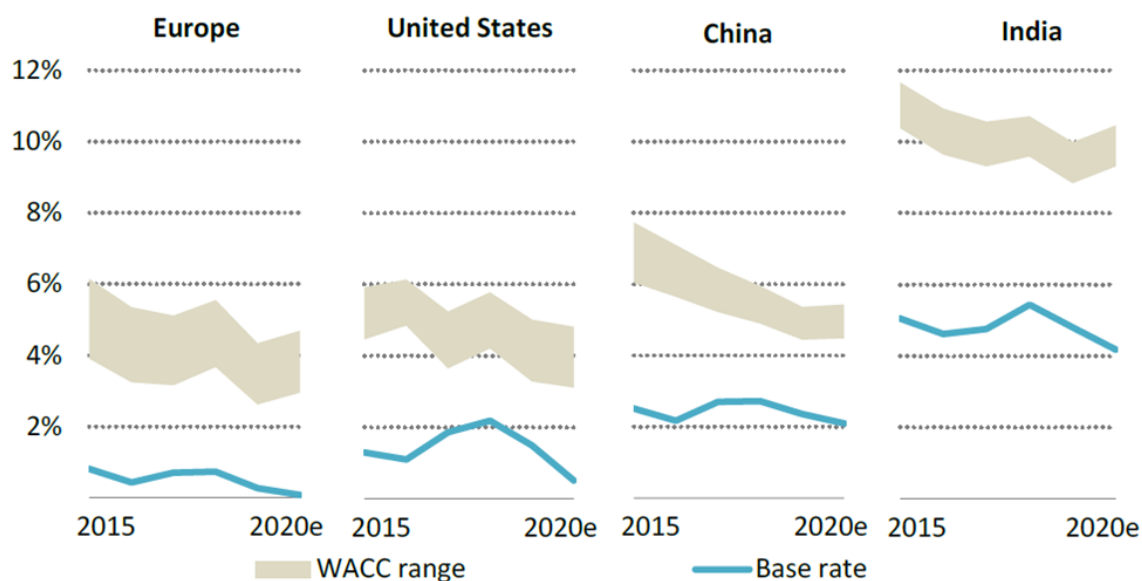
Analýza byla výsledkem rozsáhlé práce založené na datech z finančních trhů a akademické literatuře a na analýze výsledků aukcí a PPA smluv, doplněné velkým množstvím důvěrných rozhovorů s odborníky a praktiky z celého světa. Zkoumá, jak se vyvíjely náklady financování utility-scale solárních fotovoltaických projektů od roku 2015 do roku 2020 v Evropě, Spojených státech, Číně a Indii. Tyto trhy představovaly přibližně 75 % instalované solární fotovoltaické kapacity v roce 2019.

Analýza obchodních modelů vycházela z klíčových faktorů výnosových rizik – cenového, objemového a odběratelského rizika – a jejich dopadů na náklady kapitálu. Zaměřila se na modely, kde jsou ceny za solární elektřinu definovány na základě podpůrných mechanismů. Čistě komerční projekty (bez jakékoli formy podpory) byly brány za srovnávací základnu pro WACC, i když takový model byl v té době de facto pouze teoretický.

Náklady financování u projektů s podporou

IEA (2020) uvádí, že více než 95 % nedávných investic v energetickém sektoru bylo do projektů podpořených regulací či dlouhodobými smlouvami a téměř všechny projekty solárních fotovoltaických elektráren z posledních pěti let vznikly v modelu, v jehož rámci většina, příp. veškeré výnosy projektu jsou stanoveny předem v dlouhodobých smlouvách (na 10–20 let). Patří mezi ně výkupní ceny (FIT), dlouhodobé PPA, rozdílové smlouvy (Contract for Difference, CfD) – mnohé alokované při aukcích – a další mechanismy, které poskytují určitý stupeň příjmové jistoty po dobu životnosti projektu.

Obrázek 15: Indikativní WACC pro projekty utility-scale solárních fotovoltaických zdrojů s podporou



Base rate = risk-free rate (10letý vládní dluhopis)

Zdroj: IEA (2020)

Silná politická podpora a technologický rozvoj pomohly snížit rizika vnímaná investory a finančníky. Tyto faktory pomohly v letech 2015 až 2019 dle IEA (2020) snížit náklady financování solárních fotovoltaických projektů o 15–30 %. V roce 2019 činil WACC pro nové projekty 2,6–5,0 % v Evropě a Spojených státech (v nominálním vyjádření po zdanění), 4,4–5,4 % v Číně a 8,8–10,0 % v Indii. Krize covidu-19 měla dle IEA (2020) na WACC smíšený dopad. Na jedné straně se centrální banky v některých zemích rozhodly pro expanzivní

měnovou politiku, která vedla k dalšímu snížení úrokových sazeb. Na druhou stranu nižší poptávka po elektřině a vyšší nejistota na trhu mohly vést k vyššímu WACC. Některé regiony také čelily zvyšujícímu se riziku země a začaly se objevovat známky zvyšování úvěrových marží komerčními bankami, jež se snažily si vykompenzovat vyšší náklady na likviditu. Vyšší kapitálové rizikové prémie požadované v první polovině roku 2020 mohly kompenzovat vliv nižších úrokových měr.

Nižší WACC se obecně týká projektů v zemích s nižším systémovým rizikem a bonitnějšími odběrateli. Požadovaná návratnost vlastního kapitálu v Indii je tak přibližně dvojnásobná než ve vyspělých ekonomikách. V Číně se dle IEA (2020) WACC částečně snížil kvůli redukcí objemového rizika díky zvýšení efektivity provozu a zkvalitnění infrastruktury sítě. Například omezení provozu u solární fotovoltaiky v Číně bylo v roce 2016 přibližně 10% a v roce 2019 již jen 2%. Dle IEA (2020) tak na rozvíjejících se trzích a v rozvíjejících se ekonomikách hraje míra zlepšení v oblasti systémové integrace OZE a finančního zdraví odběratelů zásadní roli ve vývoji nákladů financování.

Podmínky dluhového financování a poskytnutí vlastního kapitálu se dle IEA (2020) do roku 2019 zlepšily díky kombinaci faktorů. Expanzivní měnová politika stlačila před rokem 2020 základní úrokové sazby, a to zejména v Evropě. Podpůrná opatření, zvýšená konkurence v oblasti poskytování úvěrů a rostoucí zkušenosti s OZE pomohly snížit požadovanou prémii u dluhového financování i očekávanou návratnost kapitálu u investorů. Rozvojové banky a další instituce poskytovaly politické poradenství a rozdělovaly finanční prostředky na podporu rozvoje solární fotovoltaiky. Vzhledem k obecnému nastavení ambicióznějších cílů v oblasti klimatu byl do projektů OZE směřován vyšší objem prostředků, což též způsobilo pokles WACC. Finančníci byli také ochotni půjčovat na vyšší podíl nákladů – ten průměrně vzrostl z 65–75 % v roce 2015 na 70–80 % v roce 2019.

Dle IEA (2020) bylo možné v roce 2019 v rámci modelů s podporou rozlišit různé stupně výnosového rizika. Model CfD, který může být buď jednostranný (Francie) nebo oboustranný (Spojené království), zajišťoval nejvyšší předvídatelnost tržeb. Varianta systému výkupních premii používaná v Dánsku zaručovala prémii k velkoobchodní ceně elektřiny – riziko tak zůstalo v potenciálním nepříznivém pohybu velkoobchodních cen. Ve Spojených státech byla běžným obchodním modelem kombinace ITC (Investment Tax Credit) a PPA (častější v západních státech USA) či ITC a certifikáty OZE.

Náklady na financování čistě komerčních projektů

Investice do čistě komerčních projektů jsou těmi, které jsou nejvíce vystaveny krátkodobým výkyvům velkoobchodních cen. Absence mechanismu jistícího příjmy vede k mnohem vyšším nákladům financování. Tato rizika dle IEA (2020) by zvyšují WACC kvůli růstu CoE a nucenému poklesu podílu dluhového financování, tj. dodatečné riziko více než zdvojnásobuje WACC ve srovnání s WACC u podpořených projektů. Vzhledem k tomu, že v OZE budou generovat čím dál větší podíl elektrické energie, bude dle IEA (2020) stále obtížnější plně zachovat podpůrná opatření. Předpokládá se tak, že tržní expozice se bude u nových solárních fotovoltaických projektů (a všech dalších podporovaných technologií) progresivně zvyšovat.

Čistě komerční projekty jsou dosud poměrně vzácné. S klesajícími technologickými náklady se však tento model stává atraktivnějším v oblastech s dostatečnými zdroji a relativně vysokými denními cenami elektřiny: například ve Španělsku se v roce 2019 realizovalo nejméně pět nových čistě komerčních solárních fotovoltaických zdrojů.

Obrázek 16: Obchodní modely a indikativní WACC pro projekty solárních fotovoltaických zdrojů s podporou, 2019

		Revenue supported (Feed-in tariff, contract for difference, long-term PPA, bilateral agreement)				Merchant risk (Market-based revenue)	
		Europe	United States	China	India	Europe	China
Revenue risk:	Price	Low	Medium	Low	Low	High	High
	Volume	Low	Medium	Medium	Medium	Medium	Medium
	Off-taker	Low	Low	Medium	High	-	Medium
Debt base rate after tax (%)		0.3	1.5	2.4	4.8	0.3	2.4
Debt risk premium after tax (%)		1.9	1.3	1.4	1.8	1.9	1.4
Cost of equity (%)		5.3 - 10.9	4.5 - 7.3	7.0 - 9.0	14.0 - 18.0	10.9 - 14.5	9.0 - 15.1
Share of project debt (%)		75 - 85	55 - 70	70 - 80	70 - 80	40 - 50	40 - 50
WACC nominal, after tax (%)		2.6 - 4.3	3.3 - 5.0	4.4 - 5.4	8.8 - 10.0	6.5 - 9.6	6.4 - 6.9
WACC real, pre-tax (%)		2.4 - 4.0	2.9 - 4.5	3.4 - 3.6	5.0 - 6.6	5.9 - 8.8	4.9 - 8.9

Zdroj: IEA (2020)

3. Odhad konkrétních hodnot WACC pro solární zdroje – případová studie Švédska

Dle Lindahl (2022)¹⁶

Studie ukazuje konkrétní příklady šesti solárních elektráren ve Švédsku.

K financování různých projektů v této studii byly použity různé zdroje. Jeden z parků byl financován výhradně z úvěrů, tj. dluhovým financováním, další dva z parků byly financovány výhradně využitím vlastního kapitálu. Ve zbývajících ostatních třech případech byla využita kombinace zdrojů.

Nominální úrokové sazby se u dluhového financování pohybovaly mezi 1,0 % a 3,1 %. V průměru byla u čtyř projektů úroková sazba dluhového financování 2,09 % - zcela nebo částečně se jednalo o financování úvěry. Dle článku sazby odpovídaly sazbám zjištěným v Německu. Nominální úroková sazba u financování z vlastního kapitálu se značně lišila – s vykázanými úrokovými sazbami od 0,0 % do 6,5 %, v průměru pak 4,72 %. Výsledná nominální hodnota WACC dosahovala 0,75 % až 6,5 %, s průměrem 3,42 %. Opět pro porovnání je uváděn WACC v Německu, který dle studie dosahoval v roce 2017 2,4 %.

¹⁶ Lindahl J., Lingfors D., Elmqvist A., Mignon I. (2022). Economic analysis of the early market of centralized photovoltaic parks in Sweden, Renewable Energy, Volume 185, 2022, Pages 1192-1208, ISSN 0960-1481

Obrázek 17: Souhrn ekonomických parametrů analyzovaných fotovoltaických parků ve Švédsku

Table 1
Summary of the economic parameters for the six PV park projects studied within this project.

	Project 1	Project 2	Project 3	Project 4	Project 5	Project 6	Average
Lifetime [years]	20	45	30	40	30	30	33
Annual yield [MWh/MW _p /a]	910.1	927.6	1 018.2	975.0	1 012.1	970.0	968.8
Annual degradation [%]	0.3	0.2	0.3	0.2	0.4	0.2	0.27
CAPEX [€/MW_p]	662 912	703 758	776 091	650 030	603 250	712 251	684 715
Yearly fixed operation and maintenance cost [€/MW _p /a]	4 546	11 277	11 576	9 182	4 201	8 908	8 282
Variable operation and maintenance cost [€/MWh]	0.95	-0.83	-1.04	0.08	-1.89	1.79	-0.16
First major reinvestments [€/MW _p]	15 188	88 071	51 510	27 813	73 269	75 549	55 233
Year after commissioning for the first major reinvestment [year]	15	25	15	15	15	15	16.7
Second major reinvestment [€/MW _p]	-	-	-	11 920	-	-	11 920
Year after commissioning for the second major reinvestment [year]	-	-	-	30	-	-	30
Residual cost [€/MW _p]	10 849	0	0	0	0	0	1 808
Nominal weighted average cost of capital per annum [%]	3.10	0.75	2.18	6.50	3.97	4.00	3.42
Real weighted average cost of capital per annum [%]	1.07	-1.23	0.17	4.41	1.93	1.96	1.39
Annual inflation [%]	2	2	2	2	2	2	2
Levelized cost of electricity [€/MWh]	49.39	27.37	39.95	47.65	32.93	47.43	40.79

Zdroj: Lindahl (2022)¹⁷

4. Vliv nastavení různých podpůrných mechanismů na hodnotu WACC

Dle Dukana (2021)¹⁸

Stať Dukana (2021) zkoumá podpůrná opatření, jejich nákladnost a zároveň vliv na riziko, tj. provazbu na WACC. Pomocí modelu optimalizace peněžních toků Dukana (2021) kvantifikuje potenciální úspory výdajů na opatření podporující rozvoj OZE. Výsledkem je zjištění, že snížení rizika u dluhového financování by za stanovených předpokladů vedlo v průměru ke dvojnásobné úspoře ve srovnání se snížením rizika u financování vlastním kapitálem. Celkové dopady se však v jednotlivých zemích liší: zatímco země s vyšším rizikem (Řecko) by těžily ze snížení rizika více, v zemích s nižším rizikem (Dánsko, Německo), závisí úspory výdajů na podpůrná opatření spíše na jiných proměnných, jako jsou parametry spojené s plánovanou kapacita apod.

Dle Dukana (2021) by snížení hodnoty WACC díky opatřením, která redukuje rizika investorů, mohlo mít pozitivní vliv na výrobní náklady a učinit projekty OZE konkurenceschopnějšími v porovnání s tradičními zdroji. Zatímco donedávna členské státy EU využívaly především podpůrné programy, založené na určení výše plateb za dodanou elektrickou energii (Feed in Tariffs), legislativní změny, včetně pokynů EU pro státní podporu a revidované směrnice o OZE, přinesly posun směrem k aukcím či výkupním premiím. Vytváření soutěžního tlaku na uchazeče v rámci aukce snížilo nabízené ceny a s tím i náklady na podporu.

Kromě inherentního rizika konkrétní země tak Dukana (2021) poukazuje na význam rizik souvisejících s regulací, zejména s výběrem a nastavením systému plateb za dodávky elektřiny. Systémy fixních či klouzavých premií mohou zvýšit expozici projektů OZE vůči riziku pohybu spotových cen ve srovnání s mechanismem Contract for Difference (CfD). Tento efekt je pro investory stále důležitější: zatímco v roce 2009 bylo dle Dukana (2021) hodnoceno jako nerizikovější faktor technologické riziko, v roce 2020 se dominantním zdrojem rizika stalo riziko nepříznivého vývoje cen elektřiny.

¹⁷ Lindahl J., Lingfors D., Elmqvist A., Mignon I. (2022). Economic analysis of the early market of centralized photovoltaic parks in Sweden, Renewable Energy, Volume 185, 1192-1208.

¹⁸ Dukana, M., Kitzing, L. (2021). Support Cost Savings from De-Risking Renewable Energy Projects in Europe. SSRN Electronic Journal. 10.2139/ssrn.3903262.

Studie Dukana (2021) dále kvantifikuje úspory výdajů na podpůrná opatření díky redukcí rizik. Náklady na podporu kvantifikuje za pomoci modelu optimalizace diskontovaných peněžních toků (DCF), který vypočítává minimální ekonomicky udržitelné úrovně nabídek. Aby odhadl potenciální dopady na míru rizika, mění podmínky financování od průměrné po nejlepší zemi a hodnoty specifické pro jednotlivé technologie. Nakonec porovnává efekty snížení rizika se změnami v dalších proměnných, včetně kapitálových výdajů (CAPEX), kapacitních faktorů, nákladů na provoz a údržbu (O&M) a s predikcí vývoje cen elektřiny.

Model řeší následující optimalizační problém:

OBJECTIVE FUNCTION	DECISION VARIABLES	CONSTRAINTS
$f(x) = \min(x), x = B_l$	Bid level - B_l	Debt share - $i \in D_s : 0 \leq i \leq 100$
	Debt amount - D_a	Balance at maturity - $B_{m \in D_a} = 0$
	Debt amount - D_b	Balance at maturity - $B_{m \in D_b} = 0$
		Net Present Value - $NPV \geq 0$

kde D_a a D_b představují vypočtenou částku dluhu pro projekt a případy [a] a [b]¹⁹ a B_m představuje zůstatek jistiny úvěru při splatnosti pro dva příslušné případy. Vzhledem k tomu, že model generuje minimální úroveň nabídky takovou, aby se zůstatek úvěru v době jeho splatnosti rovnal nule, najde vyšší dluhu, která toto omezení splňuje. Odtud je odvozen WACC projektu.

Úroveň nabídky tak závisí na výnosech projektu, které se odvíjí od třech hlavních faktorů: 1) mechanismu plateb za dodávky elektřiny; 2) kapacitních parametrů a pravděpodobností výrobních scénářů; 3) a předpokládané tržní ceny elektřiny. Pokud jde o bod 1), příjmy jsou modelovány dle tří systémů plateb, nejčastěji používaných v Evropě – klouzavá prémie, schémata CfD a fixní prémie. V jejich rámci závisí platby za dodávky elektřiny na vztahu mezi úrovní nabídky a referenční cenou. Klouzavá prémie umožňuje výrobcům ponechat si příjmy, pokud referenční cena překročí úroveň ceny nabídnuté, a pokryje rozdíl, pokud je níže. V režimu CfD se výrobce musí vzdát veškerých příjmů z cen nad stanovenou hodnotou. Pevné prémie poskytují výrobcům doplatek ke stávající ceně elektřiny:

REVENUES	if $E_t + I_t > B_l$	if $E_t + I_t < B_l$
Sliding premium	$[(E_t + I_t) \times V_t]$	$B_l \times V_t$
Contract for difference	$[(E_t + I_t) \times V_t] - [(B_l - (E_t + I_t)) \times V_t]$	$B_l \times V_t$
Fixed premium	$(E_t + I_t) + B_l$	$(E_t + I_t) + B_l$

kde E_t je tržní cena elektřiny v čase t , V_t je objem vyrobené elektřiny v MWh, B_l je úroveň nabídky a I_t inflační index.

Po definování toku příjmů jsou vyčísleny roční náklady na podporu OZE:

¹⁹ [a] projekt dokončený včas, bez sankcí (90% pravděpodobnost); [b] projekt dokončený po termínu, dodavatel je penalizován (5% pravděpodobnost)

SUPPORT COSTS

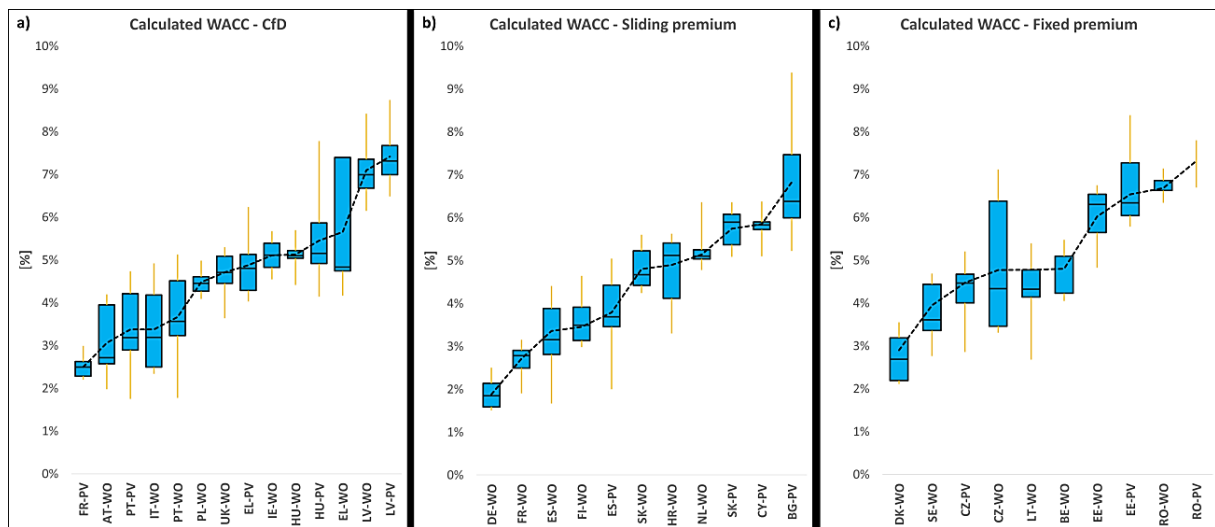
if $E_t + I_t > B_t$

if $E_t + I_t < B_t$

Sliding premium	–	$[(B_t - (E_t + I_t))] \times V_t$
Contract for difference	$[(B_t - (E_t + I_t))] \times V_t$	$[(B_t - (E_t + I_t))] \times V_t$
Fixed premium	$V_t \times B_t$	$V_t \times B_t$

Studie pracuje s daty z průzkumu provedeného mezi zářím 2019 a březnem 2020 napříč celou EU27 a UK. Vypočtené hodnoty WACC jsou uvedeny v následujícím obrázku.

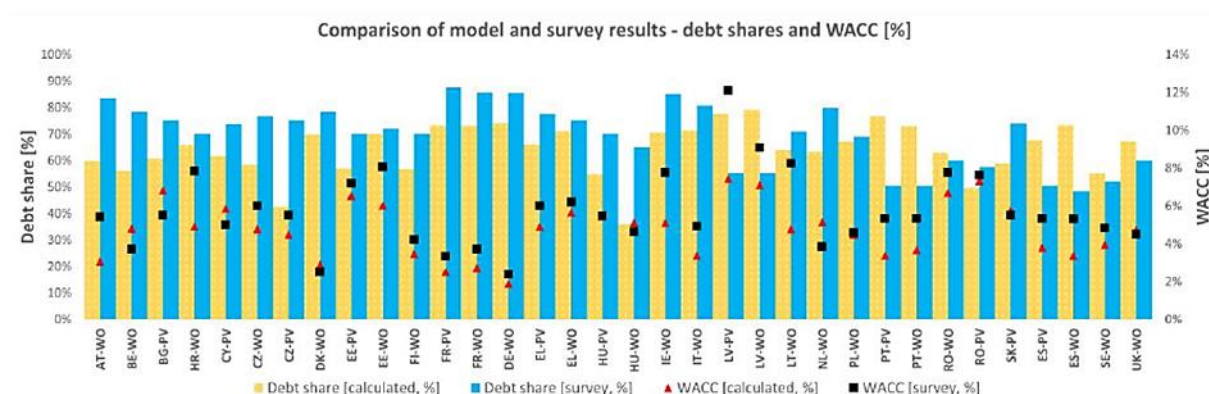
Obrázek 18: Vypočtené hodnoty WACC dle výše uvedeného postupu



Zdroj: Dukan (2021)

Tyto hodnoty pak Dukan (2021) porovnává i s hodnotami získanými při rozhovorech s hlavními stakeholdery.

Obrázek 19: Porovnání vypočtených a na trhu získaných hodnot WACC



Country-Technology	COD - MIN	COD - MAX	COD - av	COE - MIN	COE - MAX	COE - av	DSCR - MIN	DSCR - MAX	DSCR - av	LT - MIN	LT - MAX	LT - av
AT-Wind Onshore	1.00%	3.50%	1.93%	2.20%	10.00%	6.13%	1.05	1.40	1.18	12	15	13.2
BE-Wind Onshore	1.50%	3.00%	2.33%	7.00%	10.00%	8.83%	2.00	3.00	2.28	18	20	18.8
HR-Wind Onshore	3.00%	5.00%	3.67%	6.00%	12.00%	9.17%	1.25	1.30	1.28	10	15	11.8
CZ-Wind Onshore	2.10%	4.00%	3.10%	5.00%	12.00%	8.10%	1.20	1.70	1.43	12	15	13.0
DK-Wind Onshore	0.80%	2.00%	1.38%	6.00%	8.00%	7.00%	1.10	1.20	1.15	10	20	18.3
EE-Wind Onshore	2.50%	6.00%	3.80%	8.00%	20.00%	13.33%	1.20	1.40	1.30	11	12	11.7
FI-Wind Onshore	1.00%	2.50%	1.67%	6.00%	8.00%	6.83%	1.05	1.50	1.29	10	19	12.6
FR-Wind Onshore	1.00%	2.50%	1.72%	4.00%	9.00%	6.92%	1.15	1.20	1.17	14	19	17.8
DE-Wind Onshore	0.76%	2.07%	1.31%	2.80%	7.80%	4.74%	1.00	1.58	1.20	18	22	19.4
EL-Wind Onshore	2.00%	7.50%	4.67%	8.00%	14.00%	11.00%	1.20	1.25	1.22	12	15	13.7
IT-Wind Onshore	1.60%	4.50%	2.44%	5.50%	10.00%	7.15%	1.05	1.37	1.18	12	19	17.0
LV-Wind Onshore	4.00%	6.00%	4.92%	17.00%	25.00%	19.17%	1.10	1.10	1.10	10	12	11.0
LT-Wind Onshore	1.60%	3.70%	2.38%	8.00%	15.00%	9.40%	1.10	1.40	1.18	5	12	10.7
NL-Wind Onshore	1.50%	2.50%	1.94%	10.00%	12.00%	11.50%	2.00	2.00	2.00	15	15	15.0
PL-Wind Onshore	2.50%	3.00%	2.76%	8.00%	10.00%	9.10%	1.20	1.50	1.44	14	15	14.7
PT-Wind Onshore	0.75%	4.27%	2.56%	5.00%	12.00%	8.01%	1.05	1.30	1.23	10	17	14.0
RO-Wind Onshore	5.00%	6.00%	5.63%	10.00%	10.00%	10.00%	1.25	1.25	1.25	10	10	10.0
ES-Wind Onshore	0.75%	4.27%	2.50%	4.00%	12.00%	7.41%	1.05	1.45	1.24	10	18	15.0
SE-Wind Onshore	1.00%	2.00%	1.70%	6.00%	8.00%	7.10%	1.15	1.40	1.24	5	18	12.1
CZ-PV	2.00%	4.00%	3.00%	5.00%	7.00%	6.00%	1.0	1.3	1.15	10	13	11.8
EE-PV	2.50%	6.00%	3.56%	7.50%	20.00%	12.19%	1.20	1.40	1.30	7	12	10.8
FR-PV	1.15%	2.00%	1.71%	5.00%	8.00%	6.00%	1.10	1.20	1.14	20	20	20.0
EL-PV	2.00%	4.00%	3.25%	8.00%	12.00%	9.50%	1.20	1.25	1.21	10	15	12.3
HU-PV	3.20%	6.00%	4.61%	5.00%	12.00%	7.15%	1.05	1.50	1.23	10	15	12.7

Zdroj: Dukan (2021)

Celkově výsledky z roku 2021 naznačují, že snížení rizika financování a WACC mohlo až absurdně v některých zemích (Dánsko, Spojené království) vést až k negativním nákladům na podporu. Efektivnějším krokem je redukce rizika u dluhového financování, zatímco odstranění rizika u financování z vlastního kapitálu se ukázalo jako méně efektivní za předpokladu, že investice do OZE jsou financovány projektově. Pro lepší výstupy proto může být přínosné zaměřit se na opatření vedoucí ke stabilizaci budoucích příjmů. Z teoretického hlediska vedou k největší stabilizaci výnosů schémata CfD (May (2018)²⁰). Doba poskytování podpory

²⁰ May, N., Neuhoff, K., Richstein J.C. (2018). Affordable Electricity Supply via Contracts for Difference for Renewable Energy, DIW Wkly. Rep. 8 (2018) 251–259

ovlivňuje dobu splatnosti úvěru, protože banky se snaží minimalizovat splátky po uplynutí platnosti smlouvy o podpoře.

5. Projektové financování OZE a vliv na hodnotu WACC

Dle Giordani (2021/2022)²¹

Vzhledem k vysokým investičním výdajům a specifickému rizikovému profilu, který charakterizuje výstavbu a provoz OZE, je projektové financování preferováno ve snaze minimalizovat úroveň rizika a maximalizovat financovatelnost.

Projektové financování je financování velkých a dlouhodobých projektů, které má na rozdíl od běžného investičního úvěru následující specifika:

- Financuje se pořízení a vybudování nového komplexního aktiva (v energetice, OZE, infrastruktury). Jedná se o velké investiční záměry, které přesahují možnosti jednotlivých aktérů. Typická je účast většího počtu subjektů. Z pohledu investora má použití projektového financování smysl u projektů na zelené louce (greenfields) či u projektů modernizace a nového využití aktiv (brownfields).
- Jednou z motivací k implementaci projektového financování je alokace rizik mezi více zúčastněných objektů.
- Pro účely projektu je zakládána samostatná projektová společnost (SPV, Special Purpose Vehicle).
- Projektové financování je dlouhodobé (10-30 let) s obvyklým odkladem splátek dle charakteru, doby výstavby a životnosti projektu.
- Charakteristický poměr mezi závazky a kapitálem projektové společnosti se označuje jako debt-to-equity ratio, s ním spojený finanční pákový efekt jako leverage. Dluhové financování pokrývá většinu (až 90 %) výdajů za projekt. Typické pro sponzory je pouze limitované, či zcela neexistující ručení za závazky projektové společnosti (limited-recourse finance; non-recourse finance).
- Jako zdroj splácení slouží peněžní toky generované projektem. Peněžní toky vytvořené projektovou společností jsou plánovány tak, aby zajistily pokrytí provozních nákladů a za splátek dluhu – poskytnutého kapitálu a úroků. Dividenda je investorům vyplácena až ze zbytkové kladné bilance.
- Pro funkční firmu nebo slupinu může mít projektové financování smysl, pokud se jedná o projekt z hlediska zaměření, velikosti nebo rizikového profilu významně odlišný od stávajících podnikatelských aktivit firmy, takže je vhodnější ho realizovat prostřednictvím SPV než si ho ponechat ve vlastní bilanci.
 - Finance jsou poskytovány právně a ekonomicky nezávislým projektům, které vznikly mj. za účelem ochrany majetku společnosti. Tento princip se nazývá ring-fencing; jeho podstata spočívá v segregaci specifických aktiv a závazků od sponzorské společnosti.

S ohledem na značnou výši požadovaných prostředků je bonita projektu důkladně hodnocena a poskytnutí úvěru je podmíněno velmi přísnými požadavky. Finanční model podléhá důkladnému hodnocení, aby se zajistilo, že volné peněžní toky pokryjí provozní náklady a splátky dluhu i v případě, že nastane nějaká neočekávaná událost.

²¹ Giordani, A. (A.A. 2021/2022). Structuring and financing utility-scale renewable energy investments: an interview-based analysis. Tesi di Laurea in Economics and management of energy business, Luiss Guido Carli, relatore Simone Mori, pp. 117. [Master's Degree Thesis]

Zdůvodnění projektového financování v energetice

Obecně se uvádí tři zásadní důvody pro volbu projektového financování v energetice: a) předcházení negativním finančním synergiím, b) kompenzace nedokonalostí trhu a c) výhody plynoucí z organizačních struktur projektového financování.

První bod se týká konfliktů, které by mohly vzniknout mezi hlavní činností sponzora a novým projektem. Klíčovým problémem při rozhodování energetické společnosti o investici do OZE je tzv. finanční kontaminace, k níž dochází, pokud společnost zafinancuje větší projekt s vysoce korelovanými riziky s vlastní činností. Výrazně tak totiž zvyšuje expozici celého podniku riziku, omezuje přístup k případným dalším půjčkám a zvyšuje kapitálové náklady firmy. Princip ring-fencing naproti tomu zajistí segregaci specifických aktiv a závazků od sponzorské společnosti

Samozřejmě realitou může být i opačná situace, tj. že hlavní byznys sponzora je riskantnější než nový projekt (společnost má např. ve svém portfoliu rizikové investice do nových technologií). V takovém případě projektové financování umožňuje snížit náklady na financování.

Druhou hybnou silou projektového financování představuje potřeba redukovat nedokonalosti trhu, konkrétně např. informační asymetrii a agenturní náklady. Věřitelé mají obvykle omezenou znalost výkonnosti společnosti, pokud se společnost nerozhodne zveřejnit cenné informace týkající se celé firmy. V případě projektového financování se informační asymetrie mezi sponzory a věřiteli snižuje, kontrola se omezuje jen na samotný projekt.

Co se týče výhodných organizačních struktur, jsou někdy SPV v sektoru OZE řízeny horizontálními partnerstvími nebo společnými podniky. To umožňuje stakeholderům sdílet zdroje, znalosti, technologie apod.

Profil investičního rizika projektu OZE a odpovídající kapitálové náklady jsou pak specifické pro jednotlivé projekty. Zároveň vzhledem k tomu, že typické projekty OZE jsou nekótované SPV, jejich náklady na dluh a WACC nelze přímo odvodit z cen obchodovaných cenných papírů (Steffen (2018)²²).

²² Steffen, B., Matsuo, T., Steinemann, D., & Schmidt, T. (2018). Opening new markets for clean energy: The role of project developers in the global diffusion of renewable energy technologies. *Business and Politics*, 20(4), 553-587. doi:10.1017/bap.2018.17.

6. Využití diferencovaných hodnot WACC dle technologií a zemí, reflexe vývoje WACC v čase v makroekonomických modelech

Dle Polzin (2021)²³

Článek přináší dva empirické a jeden koncepční příspěvek do nově vznikající literatury, která požaduje diferencovaná data o WACC pro modelování energetického přechodu realističtějším způsobem. Nejprve popisuje tvorbu komplexního souboru dat o skutečných WACC pro všechny technologie výroby elektřiny a všechny země EU s využitím nových údajů z různých zdrojů a nového empirického přístupu. Za druhé pomocí tohoto souboru dat porovnává modelové projekce pro referenční a ambiciózní scénář klimatické politiky v evropských zemích do roku 2050, aby ukázal, jak diferencovaný WACC mění cesty přechodu, emise a náklady. Simulace jsou prováděny na modelu GEM-E3-Power. Zvážením rozdílů v hodnotě WACC pro OZE a tradiční fosilní zdroje doplňuje niku v odborné literatuře, v níž je patrné silné zaměření se na WACC obnovitelných zdrojů, protože s těmito technologiemi je spojováno více technických a tržních rizik, zatímco předpoklady ohledně WACC pro fosilní zdroje pracují s riziky nastavenými na nižší historické nebo „standardní“ hodnotě uváděné v literatuře. Stať též koncepčně otevírá možnost dynamicky modelovat WACC v průběhu času.

Výsledky ukazují, že rozlišování WACC u jednotlivých zemí EU má významný dopad na výstupy z modelu. Obnovitelné zdroje se stávají konkurenceschopnějšími v zemích s nízkým rizikem, zatímco v zemích s vysokým rizikem jsou méně konkurenceschopné. Vzhledem k tomu, že riziko země a potenciál obnovitelných zdrojů energie nejsou v souladu, znamená to, že bez podpůrných opatření transformace pravděpodobně neproběhne nákladově efektivním způsobem.

1. Koncepční východiska: podmínky financování energetických technologií

Odborná literatura o financování investic do projektů na zmírnění změny klimatu byla po dlouhou dobu limitovaná a fragmentovaná, nicméně v posledních letech se velmi rozmnožila. Zavedení výroby energie z OZE vyžaduje vysoké počáteční investice (viz výše). Při absenci palivových nákladů tvoří kapitálové náklady mnohem vyšší podíl na celkových nákladech ve srovnání s fosilními technologiemi a vyžadují značné předfinancování. Proto se WACC dostávají při výpočtech a projektování budoucích LCOE a cen elektřiny do centra pozornosti. Empirické důkazy ukazují, že LCOE se mohou u různých technologiích a zemí značně lišit (Steffen (2020)) a v průběhu času měnit, a to právě kvůli měnícímu se WACC.

Ondraczek (2015)²⁴ například označuje kapitálové náklady za determinantu nákladů solárních zdrojů a tvrdí, že byly doposud v globálních hodnoceních přehlíženy. Používá pak diferencovaný WACC k určení diskontní sazby při výpočtu LCOE pro každou zemi ve svém vzorku. Ukazuje, že WACC se mezi zeměmi liší až osminásobně, od nejnižších hodnot

²³ Polzin F., Sanders M., Steffen B., Egli F., Schmidt T. S., Karkatsoulis P., Fragkos P., Paroussos L. (2021). The effect of differentiating costs of capital by country and technology on the European energy transition. *Climatic Change*, Springer, vol. 167(1), pages 1-21, July.

²⁴ Ondraczek J., Komendantova N., Patt A. (2015). WACC the dog: the effect of financing costs on the levelized cost of solar PV power. *Renewable Energy* 75, 888–898.

rozvinutých zemí (Japonsko, Spojené království, Nizozemsko) po nejvyšší hodnoty v rozvíjejících se a rozvojových zemích. Ondraczek (2015) uvádí, že kolísání WACC je pro investiční rozhodnutí o solárních zdrojích důležitější než kolísání v době a intenzitě svitu a že rozdíly jsou způsobeny odlišnými úrokovými sazbami, podíly dluhového financování a systémovým rizikem.

Podobný argument Polzin (2021) vznáší proti předpokladu stabilního WACC v průběhu času. Kromě v čase se měnících úrokových sazeb je důležitým faktorem určujícím WACC riziko (resp. jeho vnímání). Vzhledem k tomu, že nízkouhlíkové technologie vyžadují větší objem počátečních investic než fosilní zdroje, redukce rizik povede k rychlejší výstavbě OZE. Diferencovaný WACC podle technologie, země a v čase se může být i výsledkem heterogenity na straně nabídky financí.

Skutečnost, že je třeba pracovat s diferencovaným WACC, se však dle Polzina (2021) zatím nepromítla do způsobu, jakým většina modelů energeticko-ekonomických systémů pracuje s finančními trhy. Velmi málo modelů používá náklady kapitálu diferencované dle technologií, zemí a/nebo regionů. Obvykle se předpokládá, že finanční trhy jsou vysoce integrované a kapitál globálně dostupný za jednotnou tržní míru návratnosti.

Egli (2019)²⁵ dále tvrdí, že používání jednotné hodnoty WACC napříč zeměmi při modelování energetické transformace může vést ke zkresleným politickým doporučením. Ukazuje, že kapitálové náklady jsou v průmyslově vyspělých zemích podstatně nižší, tj. LCOE solární fotovoltaiky je v těchto zemích podstatně nižší ve srovnání se zeměmi s nízkými příjmy navzdory intenzivnějšímu slunečnímu záření a potenciálu v těchto zemích.

Bachner (2019)²⁶ došel k závěru, že jednotné předpoklady WACC v energetických modelech pro různé technologie vnášejí do výsledků značné zkreslení.

2. Odhad WACC pro konkrétní technologie

Aby bylo možné odvodit WACC pro různé technologie výroby energie, dělí je Polzin (2021) dle struktury financování. V průmyslově vyspělých zemích je většina zdrojů fosilních, prodávají vyrobenou elektřinu na velkoobchodním trhu jsou obsaženy v rozvaze utilitních společností. Kapitálové náklady pro tepelné a vodní elektrárny jsou tedy určeny hodnotou WACC utilit. Většina OZE je provozována na základě smluvně nebo zákonem dané ceny za jednotku vyrobené elektřiny (například ve formě výkupního tarifu, výkupní prémie nebo CfD přiděleného v aukci) a jsou součástí rozvahy účelově založené projektové společnosti (SPV) a jejich výstavba je financována formou projektového financování. Kapitálové náklady pro OZE jsou tedy určovány na úrovni jednotlivých projektů. Zatímco ve skutečnosti ne všechny tradiční zdroje spoléhají výlučně na podnikové finance a ne všechny OZE výlučně na projektové financování, dle Polzina (2021) je diferenciací rozumným přístupem k odhadu WACC pro různé technologie na základě dostupných dat.

– WACC pro utilitní společnosti

Průměrný WACC pro utilitní společnosti pro různé země a technologie Polzin (2021) odhaduje na základě finančních údajů z rozvah a výkazů zisků a ztrát. Váhy ve vzorci pro WACC jsou dány celkovým dluhem k celkovému kapitálu. Náklady na dluh měří Polzin (2021) jako podíl

²⁵ Egli F., Steffen B., Schmidt T. S. (2019). Bias in energy system models with uniform cost of capital assumption. *Nature Communications* 10, 1–3.

²⁶ Bachner G., Mayer J., Steininger K. W. (2019). Costs or benefits? Assessing the economy-wide effects of the electricity sector's low carbon transition – the role of capital costs, divergent risk perceptions and premiums. *Energy Strategy Reviews* 26, 100373.

úrokových nákladů na celkovém dluhu. Náklady vlastního kapitálu vypočítává z výplat dividend vztažených k celkovému objemu vlastního kapitálu

WACC pro jednotlivé země Polzin (2021) počítá tak, že každý WACC příslušné společnosti váží podílem tržeb společnosti na celkovém součtu tržeb řešených firem.

– WACC pro projektové společnosti

U projektově financovaných aktiv není možné odvodit náklady kapitálu přímo z finančních údajů o trhu. Financování je obvykle poskytováno formou bankovních úvěrů a kapitálových vkladů, za které se podmínky poskytnutí nezveřejňují. Steffen (2020) čerpá z údajů o obchodech, z expertních průzkumů, z replikovaných výsledků aukcí a údajů o finančním trhu jako zástupných hodnot pro neobchodovaná aktiva. Polzin (2021) tedy vychází z těchto údajů a chybějící hodnoty imputuje použitím průměrné technologické přírážky mezi solární fotovoltaickou elektrárnou, větrnou elektrárnou na pevnině a větrným zdrojem na moři. Uvádí, že technologické rozdíly se v nákladech na kapitál projevují stabilně stejně.

Obrázek 20: WACC dle jednotlivých zemí a technologií

Table 1 Country- and technology-specific WACCs for fossil fuel and renewable power technologies

Country code	Country	Year	Solar PV	Wind onshore	Wind offshore	Hydro	Biomass	Coal-fired plant	Gas plant	Nuclear plant
AUT	Austria	2015	4.20%	6.10%	Not applicable	4.27%	5.73%	5.73%	1.77%	5.85%
BEL	Belgium	2015	2.70%	3.50%	5.70%	4.36%	5.82%	5.82%	1.86%	5.94%
BGR	Bulgaria	2015	7.70%	9.60%	10.60%	6.01%	7.47%	7.47%	3.51%	7.59%
CYP	Cyprus	2015	7.50%	9.40%	10.40%	8.06%	9.52%	9.52%	5.56%	9.64%
CRO	Croatia	2015	9.70%	11.60%	12.60%	7.07%	8.53%	8.53%	4.57%	8.65%
CZE	Czech Rep	2015	5.70%	7.60%	Not applicable	4.10%	5.56%	5.56%	1.60%	5.68%
DEU	Germany	2015	2.90%	3.10%	6.30%	4.02%	5.48%	5.48%	1.52%	5.60%
DNK	Denmark	2015	3.30%	5.20%	7.90%	4.21%	5.67%	5.67%	1.71%	5.79%
ESP	Spain	2015	7.70%	9.60%	10.60%	5.25%	6.71%	6.71%	2.75%	6.83%
EST	Estonia	2015	7.40%	9.30%	10.30%	4.96%	6.42%	6.42%	2.46%	6.54%
FIN	Finland	2015	4.20%	6.10%	7.10%	4.24%	5.70%	5.70%	1.74%	5.82%
FRA	France	2015	3.40%	5.30%	6.30%	4.36%	5.82%	5.82%	1.86%	5.94%
GBR	UK	2015	3.60%	5.50%	11.90%	5.31%	6.77%	6.77%	2.81%	6.89%
GRC	Greece	2015/2018	12.00%	22.90%	23.90%	7.71%	9.17%	9.17%	5.21%	9.29%
HUN	Hungary	2015	9.00%	10.90%	Not applicable	6.95%	8.41%	8.41%	4.45%	8.53%
IRL	Ireland	2015	6.70%	8.60%	9.60%	4.70%	6.16%	6.16%	2.20%	6.28%
ITA	Italy	2015	5.70%	7.60%	8.60%	5.23%	6.69%	6.69%	2.73%	6.81%
LTU	Lithuania	2015	6.20%	8.10%	9.10%	4.90%	6.36%	6.36%	2.40%	6.48%
LUX	Luxembourg	2015	3.15%	4.20%	Not applicable	3.89%	5.35%	5.35%	1.39%	5.47%
LVA	Latvia	2015	7.00%	8.90%	9.90%	4.48%	5.94%	5.94%	1.98%	6.06%
MLT	Malta	2015	6.60%	8.50%	9.50%	5.01%	6.47%	6.47%	2.51%	6.59%
NLD	Netherlands	2015	4.00%	5.90%	9.90%	4.21%	5.67%	5.67%	1.71%	5.79%
POL	Poland	2015	7.00%	8.90%	9.90%	6.22%	7.68%	7.68%	3.72%	7.80%
PRT	Portugal	2015	5.70%	7.60%	8.60%	5.94%	7.40%	7.40%	3.44%	7.52%
SVK	Slovakia	2015	5.80%	7.70%	Not applicable	4.41%	5.87%	5.87%	1.91%	5.99%
SVN	Slovenia	2015	8.70%	10.60%	11.60%	5.23%	6.69%	6.69%	2.73%	6.81%
SWE	Sweden	2015	5.90%	7.80%	8.80%	4.24%	5.70%	5.70%	1.74%	5.82%
ROU	Romania	2015	8.80%	10.70%	11.70%	6.99%	8.45%	8.45%	4.49%	8.57%

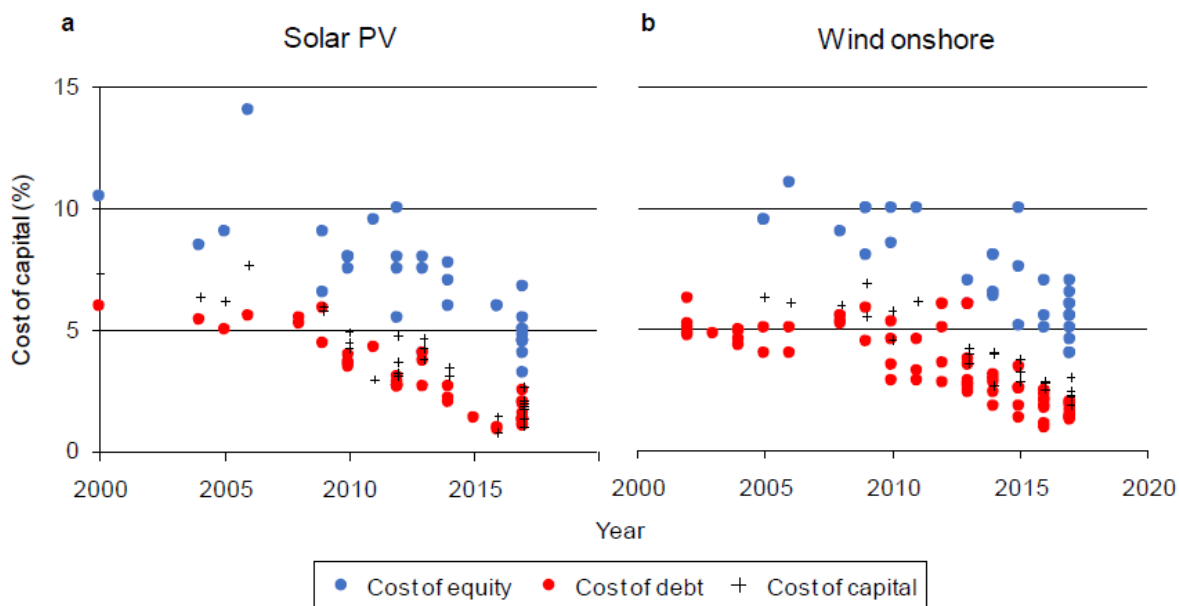
Zdroj: Polzin (2021)

3. Princip „zkušenosti s financováním“ (Financing experience)

Výzkum ukázal, že podmínky financování OZE jsou dynamické. Egli (2018)²⁷ identifikoval efekt zkušeností mezi poskytovateli dluhového financování. Měřil zlepšující se podmínky financování s tím, jak se poskytovatelé úvěrů (např. banky) učili a seznamovali s novými technologiemi.

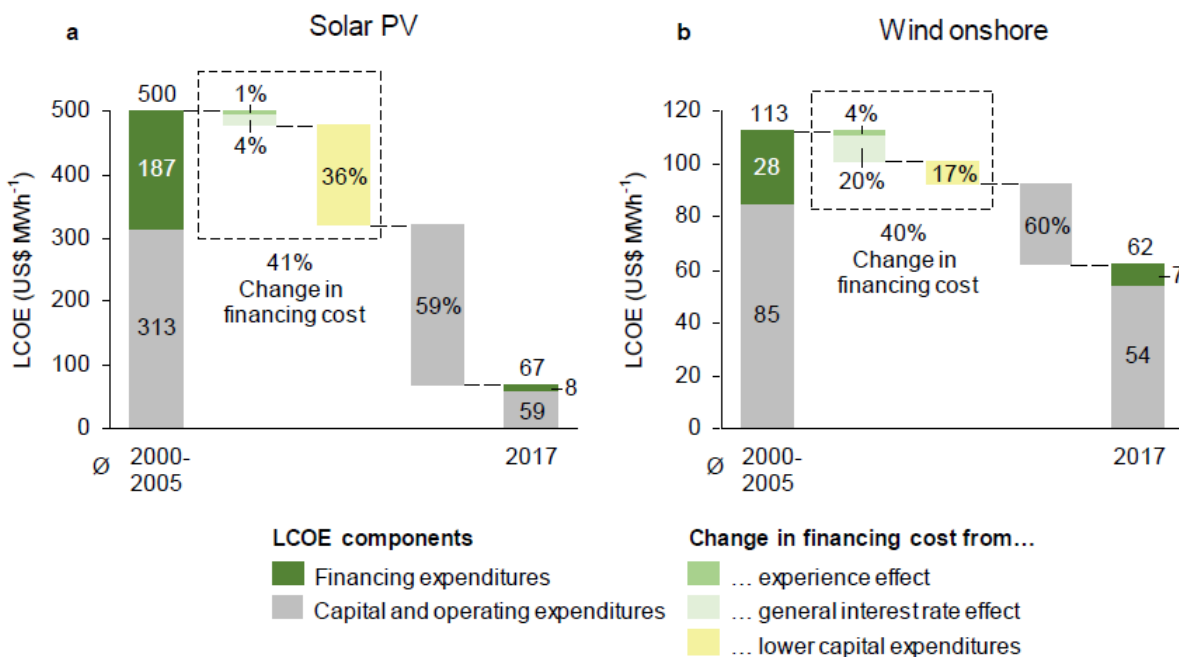
²⁷ Egli F., Steffen B., Schmidt T. S. (2018). A dynamic analysis of financing conditions for renewable energy technologies. *Natural Energy* 3, 1084–1092

Obrázek 21: Náklady kapitálu v čase, CoD a CoE v Německu pro (a) 43 solárních fotovoltaických a (b) 78 projektů větrné energie na pevnině v letech 2000 až 2017



Zdroj: Egli (2018)

Obrázek 22: Historický dopad změn v nákladech financování na LCOE



Zdroj: Egli (2018)

Polzin (2021) pak odhaduje tzv. hypotetickou míru zkušeností. Předpokládá, že větší zkušenost se promítá do dluhové marže, jak ukazuje Egli et al. (2018). Jedná se dle Polzina (2021) o konzervativní přístup ze dvou důvodů. Za prvé, na straně vlastního kapitálu se marže mohou snižovat s rostoucími technologickými znalostmi, lepšími hodnotícími modely a rostoucí konkurencí investorů. Kvůli nedostatku dat Polzin (2021) takové účinky zanedbává. Za druhé s tím, jak technologie vyspívají, jsou projekty schopny získávat vyšší podíl dluhu, což má za následek vyšší pákový efekt. Vzhledem k tomu, že náklady na dluh jsou běžně nižší než náklady na vlastní kapitál (protože riziko pro podílníky je větší než riziko pro věřitele dluhu –

primárně jsou v případě problémů uspokojovány pohledávky bank před podílníky), je předpoklad konstantního pákového efektu v průběhu času opět konzervativní volbou.

U větrných elektráren na pevnině se pak odhadovaná míra učení pohybuje od 3,7 % (globálně) do 5,7 % (domácí) a u solární fotovoltaiky od 4,6 % (globálně) do 4,4 % (domácí).

Pro ilustraci dopadu používání realističtějších diferencovaných WACC pro jednotlivé země a technologie v průběhu času Polzin (2021) používá model GEM-E3-Power. Zároveň analyzuje pro dva stylizované scénáře, které odrážejí různé úrovně ambicí klimatické politiky.

Výsledky ukazují, že diferencované předpoklady WACC mají velký dopad na investiční rozhodnutí a zavádění technologií ve střednědobém i dlouhodobém horizontu. Důsledky se v jednotlivých zemích liší a velmi závisí na hodnotách WACC pro technologie výroby energie a většinou pro solární fotovoltaiku a větrnou energii, které tvoří většinu investic EU do elektřiny. Polzin (2021) uvádí, že na úrovni EU28 lze pozorovat, že přechod od jednotného k diferencovanému WACC vede k nižším budoucím podílům fosilních zdrojů a vyšším podílům OZE v referenčním i ambiciózním scénáři dekarbonizace. V referenčním scénáři činí při diferencovaném WACC podíl OZE v roce 2030 45 % a v roce 2050 na 66 % (v porovnání se 40 % a 61 % v případě jednotného WACC).

Jak je ukázáno, předpoklady WACC mění technologická portfolia. V důsledku toho budou mít také dopad na emise CO₂ a náklady na elektřinu. Země s nízkými hodnotami WACC pro nízkouhlíkové technologie vykazují rychlejší snižování emisí a nižší náklady, jak se zrychluje zavádění OZE.

7. Vliv WACC na LCOE

Dle Hirth (2016)²⁸

Nízkouhlíková výroba elektřiny je kapitálově náročnější než výroba ve fosilních zdrojích. Vysoké kapitálové náklady, WACC tak mají tendenci podporovat využívání fosilních paliv. Aby se dosáhlo stejného stupně dekarbonizace, musí země s vysokými kapitálovými náklady stanovit vyšší cenu uhlíkových emisí než země s nízkými kapitálovými náklady. To je zvláště důležité pro rozvojové a rozvíjející se ekonomiky, kde kapitálové náklady bývají vyšší než v bohatších zemích. V článku je proto kvantitativně hodnoceno, jak vysoké kapitálové náklady ovlivňují transformaci energetického systému v rámci klimatické politiky. K vyhodnocení dopadu kapitálových nákladů a cen uhlíku na zavádění obnovitelné energie a dalších nízkouhlíkových technologií při zohlednění hodnotových rozdílů a systémových nákladů je používán numerický model EMMA. Na základě výpočtů Hirth (2016) konstatuje, že zvýšení WACC o jeden procentní bod zvyšuje v průměru náklady na elektřinu z větrné elektrárny o 4 USD/MWh, z uhelných elektráren o 3 USD/MWh a plynových elektráren o 1 USD/MWh. Dále uvádí, že vysoké kapitálové náklady mohou významně snížit efektivitu cen uhlíku: pokud jsou uhlíkové emise oceněny na 50 USD za tunu a WACC je 3 %, nákladově optimální mix elektřiny obsahuje 40 % obnovitelné energie. Při stejné ceně uhlíku a WACC 15 % nákladově optimální mix neobsahuje téměř žádnou energii z obnovitelných zdrojů. Při 15% WACC nedochází k žádnému významnému snížení emisí s cenou uhlíku až 50 USD za tunu, ale při 3% WACC a stejné ceně uhlíku jsou emise sníženy téměř o polovinu. Tyto výsledky mají důsledky pro politiku v oblasti klimatu; zpoplatnění uhlíku může být nutné zkombinovat s politikami na snížení kapitálových nákladů na nízkouhlíkové možnosti, aby se dekarbonizovaly energetické systémy.

²⁸ Hirth, L., Steckel J. (2016). The role of capital costs in decarbonizing the electricity sector. Environmental Research Letters. 11. 114010. 10.1088/1748-9326/11/11/114010.

Obrázek 23: Výrobní mix pro různé náklady kapitálu a ceny CO2

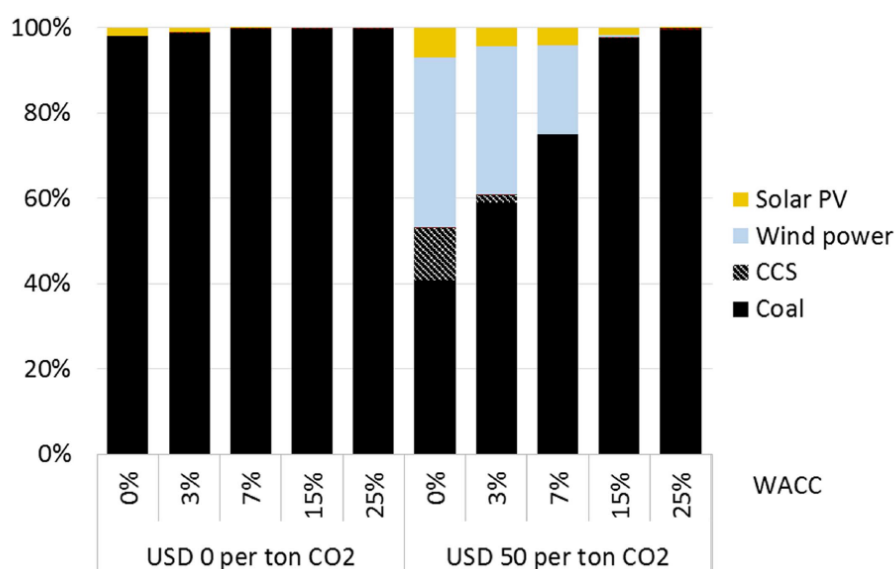


Figure 3. The generation mix for different capital costs and CO₂ prices (natural gas assumed to be unavailable). As expected, higher CO₂ prices and lower capital costs favor wind and solar power. A combination of a CO₂ price of USD 50 per ton and low capital costs is required to push the share of unabated coal below 50%. See supplementary figures S1 and S2 for sensitivity analysis on carbon prices and natural gas availability.

Zdroj: Hirth (2016)

8. Výstupní hodnoty projektu AURES II

Dle Roth (2021)²⁹

Cílem projektu AURES II (AUctions for Renewable Energy Support II) je zajistit efektivní realizaci aukcí pro OZE v členských státech EU, poskytnout podporu členským státům EU při zvyšování efektivnosti systémů finanční podpory OZE.

Zveřejněná zpráva vychází z diskusí o kapitálových nákladech projektů OZE a realizaci aukcí. Zpráva shrnuje kvalitativní a kvantitativní poznatky, které mají přispět k lepšímu pochopení mechanismů financování OZE a energetické a klimatické politiky v EU.

Zpráva uvádí, že mezi zářím 2019 a dubnem 2020 bylo provedeno několik rozhovorů a výsledky ukazují, že mezi členskými státy EU existuje značný rozdíl v hodnotách WACC. Některé země (Německo, Dánsko) vykazují nízké hodnoty WACC, jiné (jako Řecko, Lotyšsko) mají WACC vysoký. Ve srovnání s úrovněmi z roku 2014 však do doby, kdy byla prováděna analýza, došlo u všech zemí k výraznému poklesu WACC. Analýzy ukázaly, že za pozorovaným poklesem WACC stojí několik příčin. Sestupný trend nevysvětlují pouze nižší úrokové sazby, technologický rozvoj a nižší rizika členských zemí, ale i další důvody. Dotazovaní poukázali mj. na následující tři faktory. Za prvé kapitál se nezískává pouze ze zdrojů EU, ale také na mezinárodních trzích (Severní Ameriky, Asie), což může vést k dodatečným dopadům v zemích EU, kde může být WACC vyšší než kapitálové náklady v případě mezinárodních investic. Za druhé nestandardní měnová politika ECB po krizi v roce 2008 vedla ke vzniku nadbytečného kapitálu. To vyvolalo pokles úvěrových poplatků a tlak na konkurenci. Za třetí energeticky náročné společnosti jsou pod politickým a regulačním tlakem,

²⁹ Roth, A., Brückmann, R., Jimeno, M., Dukan, M., Kitzing, L., Breitschopf, B., ... & Blanco, A. L. A. (2021). Renewable energy financing conditions in Europe: survey and impact analysis, AURES II

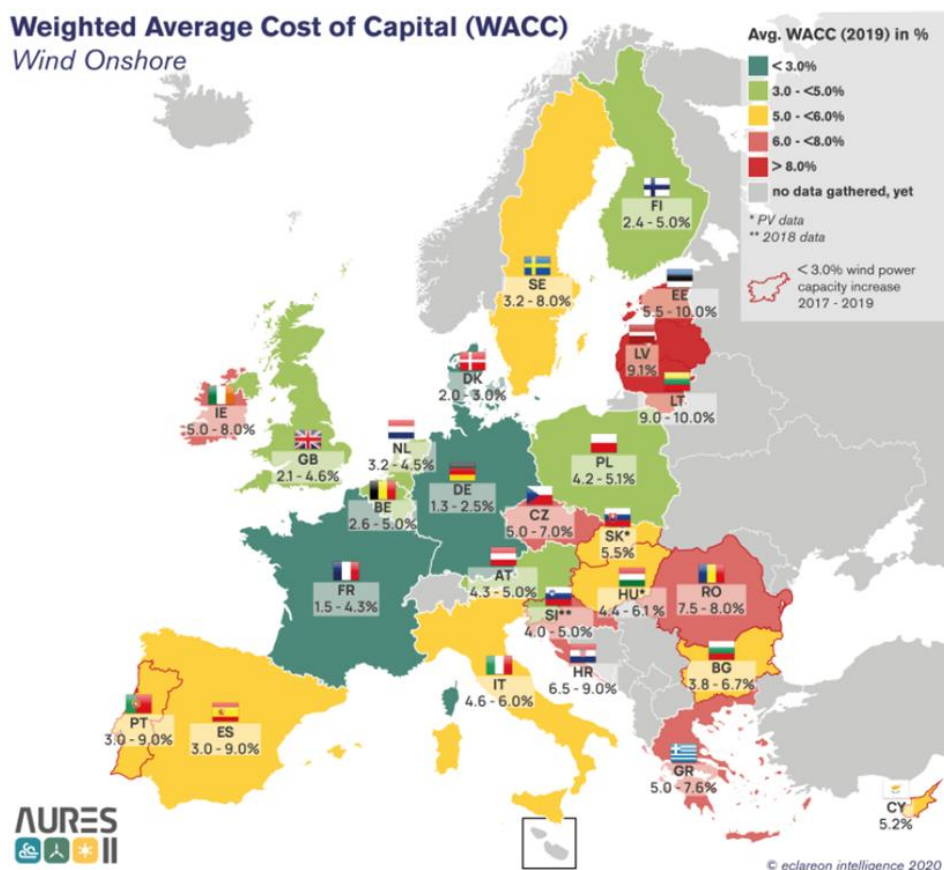
aby ekologizovali svá portfolia, a přesouvají se k OZE, například prostřednictvím firemních smluv o nákupu energie, což může dále zvýšit konkurenční tlaky na trhu.

Tato zjištění doplňuje zpráva výsledky z ekonometrické analýzy. Soubor proměnných, které potenciálně vysvětlují změny WACC, vychází z odborné literatury a rozhovorů a zahrnuje rizikové aspekty, tržní aspekty i efekty učení. Výsledky potvrzují zjištění z rozhovorů: hlavním faktorem určujícím hodnotu WACC je riziko země, nicméně zkušenosti s OZE jsou také významné.

V posledním kroku zpráva shrnuje výsledky získané z modelu peněžních toků, na jehož základě byly odhadovány dopady různých parametrů financování na náklady podpory aj. Zpráva uvádí, že by se členské státy měly zaměřit především na snižování rizika dluhového financování, neboť by to přineslo největší úspory nákladů na poskytovanou podporu a snížení WACC. Úrokové sazby v Evropě klesly především kvůli expanzivní měnové politice ECB (i když v posledních měsících se situace významně změnila). Proto by se politika snižování dluhového rizika měla zaměřit mj. na oblast splácení půjček. Snížení dluhového rizika lze v tomto případě dosáhnout zaváděním mechanismů zvyšujících jistotu příjmů společností vyrábějících energii z OZE, resp. snižujících jejich volatilitu (typicky CfD).

1. WACC

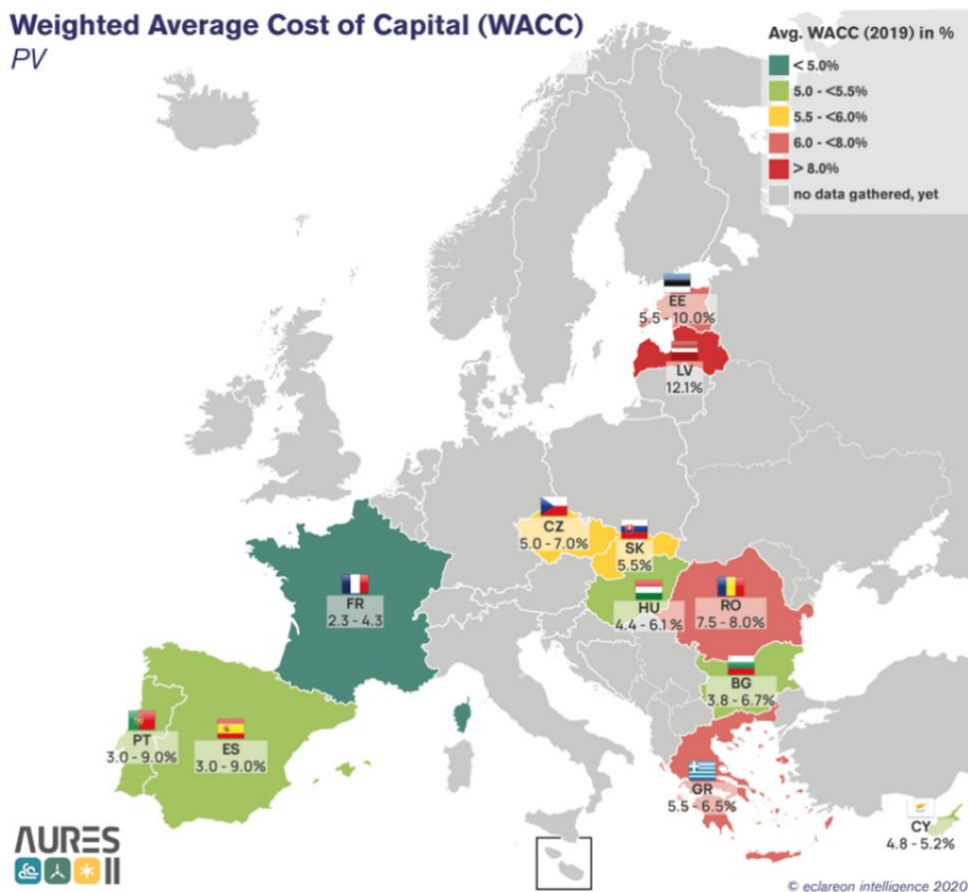
Co se týče konkrétních hodnot WACC, zpráva přichází s následujícími hodnotami.



Zdroj: Roth (2021)

Weighted Average Cost of Capital (WACC)

PV

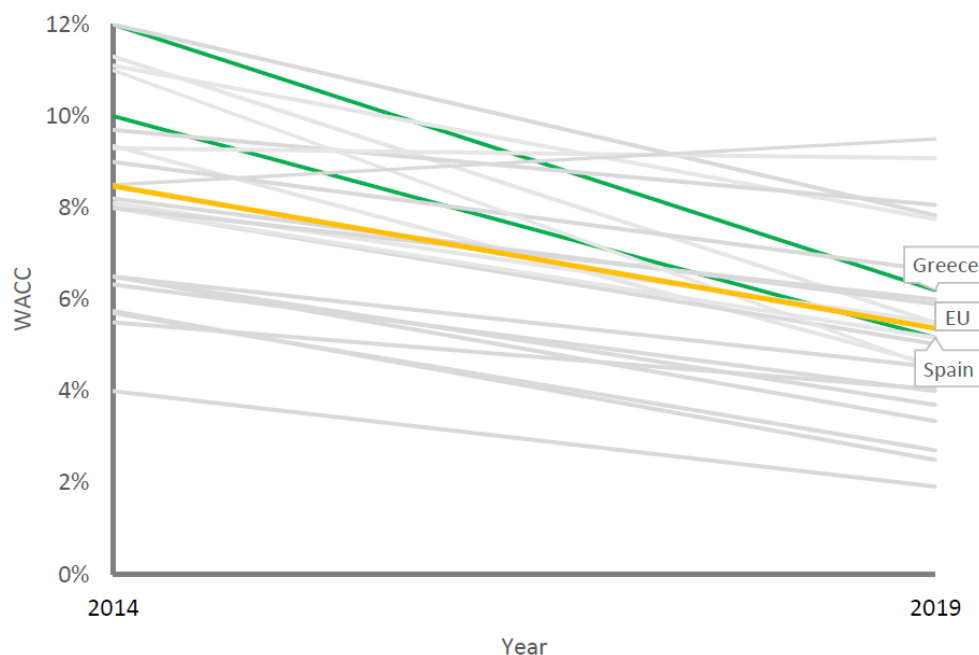


Zdroj: Roth (2021)

Zpráva dále uvádí, že WACC není stabilní finanční proměnnou v čase. Závisí na množství endogenních a exogenních faktorů a vnímání a hodnocení rizik. Dynamické prvky, jako je úroková sazba, riziko země, energetická a klimatická politika, regulace, technologický rozvoj, konkurence mezi účastníky trhu i mezi investory a bankami, to vše hraje významnou roli při determinaci hodnoty WACC v průběhu času.

Přestože stále existuje větší rozdíl mezi evropskými zeměmi s nejvyšší a nejnižší hodnotou WACC, obecným trendem klesající konvergence (viz následující obrázek konkrétně pro větrné elektrárny).

Obrázek 24: Vývoj WACC v případě větrných elektráren (2014-2019)



Zdroj: Roth (2021)

Zpráva udává, že z celkového počtu 26 zemí zaznamenalo 25 snížení WACC a u 21 došlo ke snížení nejméně o 2 % v období 2014–2019. Jedinou výjimkou byla Litva. Průměr EU 28 vykázal v posuzovaném období pokles o 3,1 %. V příloze I ukazuje obrázek 34 na evropské mapě rozdíl v procentních bodech mezi hodnotami WACC v roce 2014 a 2019. Pokles WACC nicméně dle zprávy nevedl nutně ve všech zemích k ambicióznímu budování kapacit (týká se to zejm. Maďarska či Slovinska).

V případě Litvy byl hlavním faktorem pro opačný trend nárůst úrokových sazeb. Mezi lety 2016 a 2019 došlo v Litvě k nárůstu úrokových sazeb i CoD. Zvýšení WACC pak bylo očekávaným důsledkem.

Během hloubkových rozhovorů vedených v klíčových zemích (Španělsko, Portugalsko, Německo, Řecko a Dánsko) odborníci opakovaně zmiňovali následující důvody pro obecný klesající trend:

- Nadměrná likvidita a obecné úrokové sazby (ECB)
- Snížená rizika země
- Technologický pokrok
- Zkušenosti v oblasti financování obnovitelných zdrojů
- Zvýšená konkurence
- Mezinárodní toky kapitálu
- Noví hráči na trhu

2. Náklady dluhového financování (Cost of Debt (CoD))

Náklady dluhového financování (Cost of Debt (CoD)) jsou jednou ze dvou hlavních členů ve vzorci pro výpočet WACC. V zásadě odráží náklady na vypůjčování si finančních prostředků na realizaci projektu. Z tohoto důvodu jsou hodnoty CoD většinou silně korelovány s obecnými

úrokovými sazbami, jak je diskutováno níže. Kromě toho hrají zásadní roli při determinaci výše CoD další rizika vnímaná věřiteli. Čím rizikovější je projekt a profil dlužníka, tím vyšší bude hodnota CoD.

Pro ČR, rok 2019 a projekty větrných elektráren odhaduje zpráva hodnotu CoD v intervalu 2,1% - 4,0%. U solárních elektráren jsou CoD odhadovány na 3,17 %.

Na základě údajů a poznatků shromážděných při rozhovorech byly identifikovány tři hlavní příčiny klesajícího trendu CoD: obecné úrokové sazby, konkurence na finančním trhu a mezinárodní toky kapitálu.

Financování projektu vypůjčenými penězi přináší náklady, které silně a pozitivně souvisejí s obecnými úrokovými sazbami. Pokud úroková sazba roste, zvyšují se náklady na vypůjčování finančních prostředků (CoD), protože dlužné úroky jsou vyšší. Platí to i v opačně: při poklesu obecných úrokových sazeb je dluhové financování levnější. Shromážděná data ukazují nejen korelaci mezi těmito dvěma proměnnými, ale i tendenci ke konvergenci mezi CoD a úrokovými sazbami. To zpráva vysvětluje vyspělejšími trhem a intenzivnější konkurencí díky aukcím, tak přebytkům likvidity.

Zajímavý případ představuje Německo, kde došlo k ostré konkurenci mezi bankami, které půjčovaly peníze na projekty OZE. Kromě obecného přebytku likvidity němečtí experti zdůrazňovali při rozhovorech nedostatek projektů OZE, které soutěžily v aukcích. Tím, že se tyto dvě příčiny potkaly současně, soutěž se dle zprávy přesunula ze sektoru developerů projektů do bankovního sektoru, kde byly banky nuceny snižovat úrokové sazby úvěrů.

Rozhovory též ukázaly, že mnoho projektů v oblasti OZE získalo kapitál na mezinárodních trzích (Severní Amerika, Asie). Lze tedy dle zprávy mít za to, že některé nízké hodnoty CoD jsou dosahovány díky kapitálu pocházejícímu od mezinárodních investorů.

3. Náklady vlastního kapitálu (Cost of Equity (CoE))

Druhou složkou ve vzorci pro výpočet WACC jsou náklady vlastního kapitálu (Cost of Equity (CoE)), které odrážejí očekávanou míru návratnosti investory. CoE je ovlivněno řadou faktorů, jako jsou například náklady příležitosti a rizikový profil projektu a země. Náklady obětované příležitosti představují hypotetický výnos, který by investor získal, kdyby investoval do jiného projektu. Čím rizikovější je projekt, tím vyšší výnos by měli investoři požadovat.

Pro ČR, projekty větrných elektráren a rok 2019 odhaduje zpráva CoE na 5% - 12%, pro projekty solárních zdrojů pak na 6 %.

Všechny členské země s výjimkou Lotyšska vykazují během posuzovaného období pokles v CoE.

4. Poměr dluhu k vlastnímu kapitálu (Debt to Equity Ratio (D/E))

Poměr dluhu k vlastnímu kapitálu je ukazatelem kapitálové struktury, který udává, z jakých zdrojů byly peníze na investice získány. Předpokládá se, že vyšší podíl dluhu na kapitálové struktuře může vést k nižšímu WACC. Důvodem je skutečnost, že použití dluhu je obecně méně nákladné než použití vlastního kapitálu.

Jako odhad D/E pro ČR, projekty větrných elektráren a rok 2019 studie uvádí poměr 70/30–80/20. V případě solárních zdrojů je pak tento poměr odhadován na 40/60–80/20.

Zpráva poukazuje na velkou propast mezi evropskými zeměmi. Na jedné straně mají země jako Německo nebo Francie vysoký podíl dluhového financování (nad 80 %), zatímco u Lotyšska či Rumunska činí podíl dluhu pouze 50–60 %.

Schopnost využít dluhový pákový efekt závisí na mnoha faktorech, jako je charakteristika investora (velikost společnosti), riziko země, úroková sazba, doba trvání režimu podpory (pokud existuje), zda se jedná o projektové financování nebo rozvahové financování atd. Nejen mezi zeměmi, ale dokonce i v rámci jedné země tak mohou výsledky ukázat velmi rozdílné kapitálové struktury.

Obecný trend vývoje v čase nelze dle zprávy identifikovat: zatímco v některých zemích se zvýšil podíl dluhu, v jiných se zvýšil podíl vlastního kapitálu.

5. Doba splatnosti

Banky při poskytování úvěru rozhodují o době splatnosti úvěru především na základě jejich vnímání rizikovosti konkrétního projektu OZE. Čím rizikovější je projekt, tím kratší je doba splatnosti úvěru, protože banky se budou snažit vystavovat se rizikům pouze po kratší dobu. Klíčovým aspektem ovlivňujícím vnímání rizikovosti projektu bankou je existence a poskytnutí podpory. Když bude moci projekt OZE těžit z výhod dlouhodobého podpůrného schématu, banka bude mít větší důvěru ve schopnost splácet (prostřednictvím stabilnějšího cashflow) a případně prodlouží splatnost úvěru. Zpráva uvádí, že v zemích, kde jsou projekty OZE vystaveny tržním cenám, jsou pozorovány kratší doby splatnosti.

Jako odhad doby splatnosti pro ČR, projekty větrných elektráren a rok 2019 studie uvádí 12–15 let. V případě solárních zdrojů je pak délka splatnosti odhadovaná na 10–13 let.

6. Ekonometrická analýza

Pro potvrzení předchozích závěrů byla v rámci analýzy a projektu AURES II provedena ekonometrická analýza. Ta již neuvádí konkrétní hodnoty WACC, ale především vztahy mezi veličinami. Nejzajímavější závěry z ekonometrické analýzy jsou následující:

- Státní dluhopisy mají významný dopad na WACC. S růstem úrokových sazeb 10letých státních dluhopisů se zvyšuje i WACC. Zvýšení sazby dluhopisů o 1 % zvyšuje WACC mezi 0,6 % - 0,8 %.
- Zvýšení ekonomického růstu o 1 % znamená zvýšení WACC pro solární a pevninskou větrnou energii o 0,2 % - 0,3 %. Možným vysvětlením tohoto výsledku může být, že země, které jsou méně rozvinuté, mají vyšší růst, který se ale přímo nepromítá do nižších nákladů na financování.

- Existence aukcí je velmi významným faktorem, tj. pokud je realizováno více aukcí, WACC klesá asi o 0,3 % – 0,5 %. To naznačuje, že realizace aukcí a aukční riziko dlouhodobě nezvyšuje náklady kapitálu.
- Politiky snižující rizika OZE, které redukuje expozici vůči nepříznivým pohybům cen, mají tendenci tlumit změny WACC.
- S rostoucí zkušeností s nasazováním obnovitelných zdrojů se WACC snižuje asi o 0,3 %.

7. Model peněžních toků

V této části se zpráva věnuje úrovním nabídkových cen a v souvislosti s tím analyzuje náklady na podporu, které by z těchto nabídek vyplývaly. Zjištění vedou k následujícím závěrům:

- Zlepšení podmínek financování by mohlo snížit úroveň nabízených cen, účinek však není pro průměrné, vyspělé trhy EU o mnoho významnější než vliv jiných základních investičních parametrů, zejména kapacitních ukazatelů a CAPEX. Programy, které by snižovaly rizika ve předaukční fázi vývoje projektu – prostřednictvím snižování cen dluhopisů, snižování sankcí, snižování rozsahu věcných předkvalifikací atd., by měly být připravovány až ve chvíli, kdy kromě nákladové efektivity mohou dosáhnout i jiných politických cílů (zvýšení diverzity účastníků na trhu apod.).
- Nákladová efektivita ze společenského hlediska nezávisí pouze na nákladech financování, ale také na základních tržních podmínkách. Analýza také ukazuje, že kromě nákladů financování mají značný vliv i kapacitní ukazatele. Mezi čtyřmi zeměmi, na které se zpráva zaměřuje v analýze citlivosti, mají příznivé povětrnostní podmínky větší vliv na výši nákladů podpory než náklady financování v Dánsku a Spojeném království. Je však třeba zdůraznit, že tyto dvě země mají jednu z nejlepších podmínek financování v Evropě.
- Nicméně zlepšení podmínek financování a snížení WACC by mohlo stále výrazně snížit náklady na podporu, zejména v zemích s vyšším rizikem (Řecko). Na základě simulace peněžních toků by rozdíl v předpokladu nákladů financování v nejhorším a nejlepším případě v Řecku snížil náklady na podporu pro větrnou energii z 1 780 960 EUR/MW na 437 400 EUR/MW. Menšího, ale stále značného efektu by se dosáhlo také v Dánsku – zemi s nejnižšími náklady na podporu větrné energie na pevnině v EU, kde by nahrazení nejhoršího scénáře pro náklady financování nejlepším snížilo náklady na podporu z 478 091 EUR/MW na 70 246 EUR/MW. Kromě relativní důležitosti dalších základních investičních proměnných by tedy zlepšení podmínek financování a snížení kapitálových nákladů mohlo podstatně snížit náklady energetické transformace. Je důležité poznamenat, že na rozdíl od kapacitních faktorů, které jsou závislé na dostupnosti vhodných ploch, nebo úrovní CAPEX, které závisejí na vnějších faktorech, jako jsou inovace nebo úspory z rozsahu, náklady financování závidí na vnímání rizika poskytovateli vlastního kapitálu a dluhu. Jedná se tedy o proměnné, které je možné zlepšit vládní intervencí.
- Analýza peněžních toků ukazuje, že CfD by v průměru generovaly nižší náklady na podporu než FiT a FiP.

9. Závěr

Pokud zrekapitulujeme výše uvedené závěry, pro ČR dostaneme hodnoty v intervalu od 6,5 do 8,1 %³⁰. Tyto údaje se všechny týkají období let 2017-2021, tj. doby s velmi nízkými úrokovými měrami. Pokud vyjdeme z odhadů Damodarana³¹ pro evropský WACC a energetiku a přičteme 3,2 %, o která se tento WACC mezi lednem 2021 a lednem 2022 zvýšil, dostaneme se na 9,7 až 11,3 %.

V případě solárních elektráren se pohybujeme o něco níže v intervalu 4 – 5,7 % (příp. 7 %)³². Obdobně po přičtení 3,2 % se dostaneme na 7,2 až 8,9 %.

Tyto uvedené hodnoty přibližně odpovídají empirickým hodnotám, které lze s příslušnými omezeními vypočítat z údajů ve výročních zprávách relevantních společností.

Intervaly s vyššími hodnotami se vztahují k současné době s vysokými úrokovými sazbami (viz výše popsany vztah mezi CoD a WACC). Dle predikcí ČNB bychom měli předpokládat do 2-3 let návrat inflace na 2% hladinu. Současně s tím opět mohou poklesnout úrokové sazby a WACC.

Výše uvedená čísla také platí jen za podmínky ceteris paribus. Zpráva uvádí velké množství faktorů, které hodnotu WACC významně ovlivňují. Pokud by se některý z uvedených faktorů stal signifikantním, lze očekávat změnu WACC nejen ve vazbě na pohyb úrokové míry.

³⁰ 8,1 %; 7,3 %, 6,5 %, 7,6 %, 7 %

³¹ <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

³² 5,4 %, 5 %, 4-4,5 %, 5,7 %, 5-7 %

WACC pro jaderné zdroje

1. Hodnoty WACC a dalších technických a ekonomických parametrů v projektech jaderných zdrojů

Prvním krokem řešení úkolu bylo zmapování literatury – nejčtenější témata, metodologické postupy, použité modely, vstupní parametry a výstupní hodnoty. Cílem bylo identifikovat nejvýznamnější faktory mající vliv na WACC a další nákladové a příjmové kategorie tak, aby v mohl být v následujícím kroku řešení připraven model realizace a možného fungování nového jaderného zdroje v ČR. Obsah odborné literatury byl analyzován v delším časovém horizontu, tj. aby autoři získali data i za stav v předkrizových letech (zahájení výstavby nového jaderného zdroje v ČR se nepředpokládá dříve než v roce 2029, kdy se makroekonomická situace může významně lišit od té současné). Modely často vychází z údajů mezinárodních agentur a organizací, nicméně některé studie si vstupní parametry odhadují samy. Výstupy z obou skupin článků jsou popsány dále.

Dle Kepplera (2010)³³ závisí konkurenceschopnost jaderné energie (tj. nákladovost v porovnání s příjmy) především na těchto faktorech – na úrokových sazbách, cenách uhlíku a paliva a volatilitě cen elektřiny. Tyto faktory jsou diskutovány níže.

Úrokové sazby a náklady kapitálu

Obecné riziko podnikání (oproti technologicky specifickému) v dané zemi je vyjádřeno v diskontní nebo úrokové sazbě a určuje cenu dluhu a kapitálu. Ta hraje nepoměrně významnější roli u kapitálově náročných zdrojů, jakými jsou ty jaderné, příp. OZE, než u méně kapitálově náročných technologií (typicky plynové zdroje). Dle Kepplera (2010) se při úrokových sazbách 5 až 10 % mohou investiční náklady pohybovat

- mezi 11 % a 17 % ze souhrnných nákladů na celý životní cyklus u plynových elektráren,
- mezi 26 % a 40 % u uhelných elektráren,
- mezi 59 % a 76 % u jaderných elektráren a
- mezi 78 % a 85 % u větrných elektráren (Keppler, 2010).

Uvedený interval je širší pro jaderné a uhelné elektrárny, protože jejich výstavba je delší. To znamená, že při vyšších úrokových sazbách stoupají úrokové náklady více než u jiných technologií. Zkrácení (resp. dodržení plánované) doby výstavby je proto důležitým parametrem při určování nákladové konkurenceschopnosti jaderného zdroje.

Často je řešena úroková sazby. Keppler (2010) pracuje s hypotetickými – nicméně jak uvádí ne vzdálenými od reality – sazbami 5 % a 10 %. Uvádí, že v případě 5 % bude jaderný zdroj konkurenceschopný v porovnání s dalšími technologiemi výroby elektřiny v základním zatížení (nepřetržitém provozu). Pokud budou reálné sazby blíže k 10 %, odpověď již tak jednoznačná není.

Keppler (2010) pracuje s reálnými sazbami. Pokud bychom k 5% reálnému úroku přidaly 2% inflaci, nominální sazba by činila 7 %. Z hlediska nákladů na komerční úvěr není 7% úroková sazba nikterak nízká. Keppler (2010) tak obhájí 5% reálnou úrokovou sazbu jako relevantní pro období zpracování studie. V prosinci 2009 byl průměrný nominální výnos amerických

³³ Keppler, J. H. (2010). How competitive is nuclear energy. NEA News, 28(1), 4.

podnikových dluhopisů investičního stupně (rating BBB nebo vyšší) 4,6 %. Průměrný nominální výnos vysoce výnosných („junk“) dluhopisů byl 9,8 %. Po zohlednění inflace se tak reálné výnosy amerických podnikových dluhopisů na konci roku 2009 pohybovaly mezi 2,6 % u dluhopisů investičního stupně a 7,8 % u dluhopisů s vysokým výnosem. Vzhledem k tomu, že jen velmi málo energetických společností spadá do kategorie „junk-bond“, 5% reálná úroková sazba se zdá být velmi realistickým, resp. dokonce velkorysým předpokladem pro cenu cizího kapitálu/dlhu (v roce 2009).

Na liberalizovaném trhu s elektřinou by však žádná společnost nebyla schopna získat prostředky pro všechny své investice pomocí dluhových instrumentů od investorů relativně averzních k riziku. Velká část zdrojů by musela být pokryta vlastním kapitálem od investorů, kteří by byli ochotni podstoupit vyšší riziko. Vyšší riziko znamená požadavek vyšších průměrných výnosů, což znamená, že tito investoři mohou požadovat nominální sazby mezi 10 % a 15 % v závislosti na projektu. Náklady na dluh a náklady na vlastní kapitál vážené podle jejich příslušného podílu na financování dohromady tvoří to, co se nazývá vážené průměrné náklady kapitálu (WACC) – viz výše. Pokud jsou například náklady na dluh nominálních 5 %, náklady na vlastní kapitál jsou 15 % v nominální hodnotě a podíl dluhového financování je 50%, pak by nominální hodnota WACC činila 10 % a reálné náklady financování bez inflace 8. %.

Analýza IEA týkající se celkových nákladů na financování amerických energetických společností ukázala, že WACC ve čtvrtém čtvrtletí roku 2008 činil 10,5 % (IEA, 2009³⁴). Reálná sazba pak dosahovala 8,5 %. Vzhledem k tomu, že koncem roku 2008 vrcholila finanční krize, lze toto procento pro nekrizové roky považovat za pravděpodobně nadhodnocené. Nicméně v krizových letech se kolem této úrovně hodnota WACC může pohybovat. Skutečné celkové náklady kapitálu pro energetické společnosti se pravděpodobně mohou pohybovat v rozmezí 7 až 9 % v reálných číslech nebo v rozmezí 9 až 11 % v číslech nominálních. Použití 5 a 10 % v reálném vyjádření považuje za rozumné a bere je jako velmi realistický předpoklad i studie IEA/NEA (2010)³⁵.

Ceny uhlíku a paliva

Druhým rozhodujícím faktorem určujícím míru konkurenceschopnosti jaderné energetiky je dle Kepplera (2010) cena uhlíku, emisí CO₂. Ve svém článku uvádí, že v té době např. IEA předpokládala cenu 30 USD za tunu CO₂, které bude dosahováno po celou dobu životnosti hodnocených výrobních zdrojů. 30 USD za tunu CO₂ byla cena vyšší než cena v roce zpracování studie (zhruba 16 EUR (21 USD) v evropském systému obchodování s emisemi (EU ETS)). Byla však mnohem nižší než to, co tehdy většina modelů uváděla jako explicitní nebo implicitní cenu, které by muselo být dosaženo, aby se globální emise stabilizovaly na úrovni omezující zvýšení globální průměrné teploty na 2°C do roku 2050³⁶. Zatímco se odhady ceny nezbytné k dosažení takového stavu značně liší, není pochyb o tom, že budou muset být výrazně nad 100 USD za tunu CO₂ a pravděpodobně nad 200 USD za tunu CO₂. Existovalo tedy realistické očekávání, že ceny uhlíku by mohly v příštích desetiletích vzrůst, a to možná výrazně.

Konkurenční výhodou jaderné energie v tomto kontextu je samozřejmě to, že jde o nízkoemisní zdroj pro základní zatížení se stabilními variabilními náklady. Palivem, kterému jaderná energetika přímo konkuruje, je uhlí, které u typické uhelné elektrárny vypouští 0,8 tuny CO₂

³⁴ IEA (2009), World Energy Outlook, IEA, Paris.

³⁵ IEA/NEA (2010), Projected Costs of Generating Electricity: 2010 Edition, IEA and OECD/NEA, Paris.

³⁶ Climate Change, such a limited increase would correspond to a reduction of global annual emissions by 50% and a reduction in the emissions of OECD countries of roughly 80%. Unsurprisingly, it foresees a near-doubling of global nuclear capacity by 2050 to 700 GWe as one of the measures to stabilise greenhouse gas concentrations.

na MWh (IEA/NEA, 2010). Pouhé zdvojnásobení ceny uhlíku by zvýšilo jeho celkové náklady o 30 až 37 %, zatímco u plynové turbíny s kombinovaným cyklem s emisemi 0,35 tuny CO₂ na MWh by náklady vzrostly o 11 až 12 %. Ceny uhlíku jsou tedy také důležitým faktorem pro konkurenceschopnost jaderné energie. Není proto žádným překvapením, že potenciální investoři do nových jaderných elektráren například ve Spojeném království tlačí na britskou vládu, aby zavedla uhlíkovou daň ve výši přibližně 30 EUR (40 USD) za tunu CO₂ (Johnson, 2010). To by samozřejmě konkurenceschopnost jaderné energie výrazně zvýšilo.

Podle studie IEA/NEA (2010) platí podobná úvaha i pro ceny paliv. Až zdvojnásobení ceny uranu by zvýšilo celkové náklady na výrobu elektřiny v jaderné elektrárně pouze o 10 %. Oproti tomu zdvojnásobení ceny plynu by zvýšilo celkové náklady na výrobu elektřiny z plynu o 70 %. U uhlí by se celkové náklady zvýšily asi o 25 %. Robustnost variabilních nákladů je tak výraznou konkurenční výhodou jaderné energetiky.

Pro velkou, v podnikání na dlouhé období zacílenou, utilitu je tak vzhledem k obtížně predikovatelnému vývoji cen téměř nezbytné mít v portfoliu pro dosažení dostatečné diverzifikace odpovídající podíl jaderné energie a zajistit se tak proti růstu cen uhlí, plynu a uhlíku v dalších 10, 30, resp. 50 letech.

Volatilita cen elektřiny a kategorie trhů s elektřinou

Třetí klíčový aspekt ovlivňující konkurenceschopnost jaderné energetiky souvisí s konkrétní formou organizace trhu s elektřinou, zejména s tím, zda jsou ceny liberalizované nebo regulované.

Na liberalizovaných trzích jsou proti volatilitě cen de facto nejvíce chráněni investoři do plynových elektráren. V každém okamžiku se zde porovnává poptávka po elektřině s minimálními cenami jednotlivých dodavatelů.

Obrázek 25: Nabídková a poptávková křivka, OTE



Zdroj: OTE (2023)³⁷

³⁷ <https://www.ote-cr.cz/cs/kratkodobe-trhy/elektrina/krivky-sesouhlaseni?hour=20&date=2023-09-15>

Elektřinu vždy vyrábějí ty nejlevnější elektrárny, které jsou dohromady schopny uspokojit poptávku. Když je poptávka vyšší, než kolik mohou tyto levné zdroje pokrýt, využívají se dražší a dražší zdroje – dokud není poptávka uspokojena. Naopak při snižování poptávky po elektřině se nejdražší zdroje přestávají využívat jako první. Cena elektřiny na trhu je pak ta, za niž ji vyrábí ten poslední (nejdražší) zdroj, který je ještě k uspokojení poptávky potřeba. Jak se při rostoucí poptávce cena elektřiny mění, ukazuje křivka merit order.

Nejlevnější elektřinu v současnosti produkují OZE. Ty nepotřebují žádné palivo a neplatí za emisní povolenky, protože nevypouštějí CO₂. Jejich variabilní náklady jsou tak téměř nulové. Tyto zdroje vyrábějí elektřinu vždy, když je to dle aktuálních podmínek možné.

Druhým nejlevnějším zdrojem jsou (již postavené) jaderné elektrárny, protože mají velmi nízké variabilní náklady. V době, kdy výroba z OZE a jaderných elektráren k pokrytí celé poptávky po elektřině nestačí, přicházejí na řadu dražší elektrárny. Mezi ně patří uhelné zdroje následované zdroji plynovými. Pravidla jsou nastavena tak, že cenu elektřiny určují provozní náklady posledního možného zdroje v řetězci (tzv. závěrné elektrárny). Tím je právě plynová elektrárna. Pokud jdou ceny plynu nahoru nebo dolů, děje se totéž s cenami elektřiny a zisk investora zůstává v podstatě stejný. Vzhledem k mechanismu stanovování cen na trhu s elektřinou tak plynové elektrárny profitují z automatického zajištění díky pohybu variabilních nákladů a cen elektřiny ve stejném směru. Ze stejného důvodu jsou na druhou stranu investoři do jaderných zdrojů vystaveni nestabilním ziskům právě proto, že jejich náklady zůstávají stabilní, zatímco jejich výnosy se mění. Uhelné zdroje leží někde uprostřed, neboť ceny uhlí a plynu se často mění společně.

Volatilita cen elektřiny ovlivňuje ziskovost různých technologií také následujícím způsobem. V závislosti na tom, zda se úrokové sazby odhadují na 5 nebo 10 %, se investiční náklady plynových elektráren pohybují mezi 11 a 17 % celkových nákladů v rámci celého životního cyklu a mezi 59 a 76 % u jaderných elektráren (viz výše). Pokud ceny elektřiny dočasně nebo trvale klesnou pod průměrné náklady, investoři čelí různým faktickým rizikům. Jakmile ceny klesnou pod variabilní náklady výroby elektřiny z plynu, výroba v plynových elektrárnách se zastaví, ale výroba v jaderných zdrojích bude pokračovat. Investor do kapacity spalující plyn opustí odvětví s relativně malými náklady. Investor do jaderné kapacity ztratí úměrně více, protože bude mít malou šanci získat zpět obrovské investiční náklady, i když po dobu životnosti elektrárny bude nadále dosahovat nižších zisků.

Aby si jaderná energetika zajistila svou konkurenceschopnost a atraktivitu pro investory, je tak třeba zajistit dlouhodobě stabilní ceny. Toho lze dosáhnout dvěma způsoby: za prvé přímou cenovou regulací, která stanoví tarif; alternativou pro liberalizované trhy jsou dlouhodobé smlouvy o dodávkách. S regulací je však třeba být opatrný; rozsáhlejší přijetí by mohlo omezit likviditu na trzích s víceletými forwardovými kontrakty a vést k eskalaci souvisejících následných finančních nákladů.

Eskalací investičních nákladů u jaderných zdrojů se zabývá **Harris (2013)**³⁸. Analyzuje politické dokumenty Velké Británie z roku 2013, které se opírají o odhad „nákladů přes noc“ (tj. náklady na výstavbu bez nákladů na financování) ve výši 3 742 GBP/kW pro program nové výstavby a sdružené náklady (LCOE) ve výši 95 GBP/MWh. Tento odhad je založen na následujících hlavních předpokladech:

- Stavební náklady eskalující ve fázi výstavby nového projektu implicitní mírou ~1,5 % (reálnou, složenou).
- Fáze výstavby 6 let.

³⁸ Harris, G., Heptonstall, P., Gross, R., & Handley, D. (2013). Cost estimates for nuclear power in the UK. Energy Policy, 62, 431-442.

- Tehdy dostupné a zvažované technické specifikace potenciálních projektů.
- Kapitálové náklady jaderných elektráren představují přibližně 80 % celkových nákladů na výrobu jaderné energie a rozsah a složitost projektů může vést k tomu, že fáze přípravy a výstavby budou trvat déle než 14 let, což vystavuje proces výstavby značnému množství rizik ovlivňujících konečné investiční náklady.

Dokument analyzoval míru eskalace nákladů u 179 reaktorů amerických a evropských projektů jaderných zdrojů. Implicitní míra eskalace nákladů ~1,5 %, se kterou počítaly tehdejší britské odhady, se ukázala jako výrazně pod mírou eskalace, kterou zaznamenaly minulé francouzské (3,6 %) a americké (8,1 %) projekty a současné (2013) evropské (11,1 %) a americké (14,2 %) projekty. Pro účely analýzy dokument tedy finálně používá míru eskalace 5,4 %, což představuje váženou průměrnou míru eskalace 58 reaktorů ve francouzském programu výstavby mezi 70. a 90. lety, 99 reaktorů v americkém programu mezi 70. a 90. lety a IHS/CERA³⁹ indexu evropských investičních nákladů energetických zdrojů. Aplikováním této míry eskalace nákladů na odhad nákladů „více než 9 mld. GBP“, který uváděla (2013) společnost EDF Energy na výstavbu dvou nových reaktorů v lokalitě Hinkley C, má za následek zvýšení odhadu „nákladů přes noc“ pro britský trh ze 3 742 GBP/ kW na 4 885 GBP/kW.

Dále studie uvádí, že používaný odhad 6leté fáze výstavby, byl o 2 roky kratší než tehdejší (2013) celosvětový průměr. Vzhledem k tomu, že doba výstavby obecně se v důsledku nových technologií a regulačních požadavků prodlužuje, používá studie jako základ pro průměrnou dobu výstavby 8 let. Na základě obdobné logiky pracuje studie s globálními průměry a historickými daty jako primárními ukazateli budoucího provozního výkonu zdroje spíše než s očekávanými technickými výstupy. WACC je odhadován na 11 %.

Následující obrázek ukazuje citlivost LCOE na revidované předpoklady (nárůst z 95 GBP/MWh na 164 GBP/MWh).

³⁹ Cambridge Energy Research Associates

Obrázek 26: LCOE (GPB/MWh) v roce 2013 – citlivost na změnu předpokladů

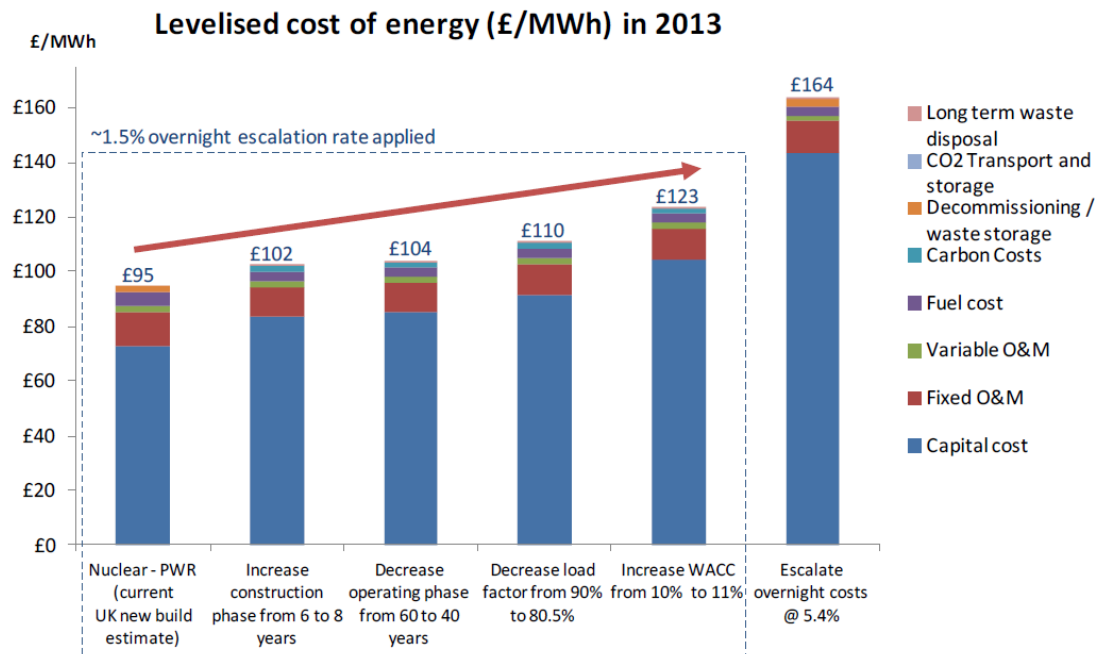


Figure 1 Sensitivity of UK Government levelised cost estimates to changes in key assumptions, Sources: (Mott MacDonald, 2010) and the analysis presented in this paper.

Zdroj: Harris (2013)

Hodnoty LCOE jsou výstupy z modelu, který je založen na reálných peněžních tocích v průběhu životního cyklu jaderného zdroje. Tyto peněžní toky jsou poté diskontovány a vyděleny výslednou hodnotou vyrobené energie. Aby byla zachována srovnatelnost s většinou ostatních studií, ignorují se položky typu ztrát v přenosu a distribuci nebo dodatečné náklady na vyrovnávání systému.

Obrázek 27: Základní hodnoty vstupních parametrů do ekonomického modelu jaderného zdroje ve VB

Major Assumptions	Scenario 1 (2011)	Scenario 2 (2011)
Market	UK	UK
Technical Assumptions		
Pre construction (years)	6	5
Construction time (years)	8	7
Operating period (years)	40	40
Power output (MW)	1600	1600
Plant efficiency (%)	35%	35%
Load factor (%)	80.5%	80.5%
Aux load (%)	5.00%	5.00%
Financing Assumptions		
Debt : Equity	50:50	60:40
WACC	11.00%	11.00%
Inflation rate	2.2%	2.2%
Tax rate	30%	30%
Cost assumptions		
Pre-construction cost (£/kW)	£197	£203
Overnight cost (£/kW)	£4,885	£5,564

Levelised cost breakdown	Scenario 1 (2011)		Scenario 2 (2011)	
	Levelised cost (£/MWh)	% of total	Levelised cost (£/MWh)	% of total
Capital cost	£144	87.8%	£155	88.6%
Fixed O&M	£12	7.1%	£12	6.6%
Variable O&M	£2	1.2%	£2	1.1%
Fuel cost	£3	2.1%	£3	1.9%
Decommissioning / waste storage	£2	1.5%	£2	1.4%
Long term storage	£0	0.3%	£0	0.3%
Total	£164		£175	

Zdroj: Harris (2013)

Dalším článkem, který analyzuje náklady na výrobu elektřiny z jaderných a fosilních zdrojů (uhlí a zemní plyn) na základě aktuálních technických údajů dostupných v literatuře, je **Mari (2014)**. Cílem je diskutovat konkurenceschopnost jaderné energie v kontextu liberalizovaného trhu zvážením dopadu změn hlavních proměnných na rentabilitu projektu. Zvláštní pozornost je věnována analýze vztahu mezi náklady a úrovní rizika vnímaného investory. Dále je hodnocen dopad politik v oblasti životního prostředí prostřednictvím zahrnutí uhlíkové daně. Analýza ukazuje, že jaderná energie je konkurenční, pokud je úroveň rizik vnímaných investory nízká.

V posledních letech byla publikována řada studií o nákladech na výrobu elektřiny z fosilních paliv, jaderných a obnovitelných zdrojů. Dle Mariho (2014) patří mezi nejpřesnější publikace ve svých metodologických přístupech a datech MIT (2003)⁴⁰ od Massachusetts Institute of Technology (MIT) a její poslední aktualizace MIT (2009)⁴¹, zpracovaná v roce 2009 v důsledku prudkého nárůstu nákladů na suroviny a výrobní technologie, ke kterému došlo v letech 2004 až 2008. MIT, 2003.

Tabulka 1: Jaderný zdroj, technické předpoklady

Technické a ekonomické předpoklady	Jednotka	
Základní rok		2007
Kapacitní faktor		85 %
Náklady přes noc	USD/kW	4000
Roční kapitálové náklady	USD/kW/rok	40
Fixní náklady na provoz a údržbu	USD/kW/rok	56
Variabilní náklady na provoz a údržbu	USD mil./kWh	0,42
Náklady na palivo	USD mil./kWh	6,968
Náklady na nakládání s odpadem	USD/kWh	0,001
Náklady na vyřazení z provozu	USD mil.	700
Reálná míra eskalace nákladů na provoz a údržbu		1,0 %
Reálná míra eskalace palivových nákladů		0,5 %
Doba výstavby	Rok	5
Životnost zdroje	Rok	40
Inflace		3 %
Daňová sazba		37 %
Podíl dluhového financování		50 %
Úroková míra – dluh		8 %
WACC		10,0 %

Zdroj: Mari (2014)

Při výše uvedených předpokladech vypočítává Mari (2014) LCOE (USD2007) na 84 USD/MWh, při WACC 12,5 % pak na 108 USD/MWh.

⁴⁰ The Future of Nuclear Power (2003). Cambridge, United States.

⁴¹ Update of the MIT 2003 - The Future of Nuclear Power (2009). Cambridge, United States

Tabulka 2: Struktura LCOE vypočteného v Mari (2014)

Počáteční investice	61,24 %
Daně	17,37 %
Mezisoučet	78,61 %
Provoz a údržba	13,66 %
Palivo	7,60 %
Vyřazování z provozu	0,13 %
Celkem	100,00 %

Zdroj: Mari (2014)

Bridle (2016)⁴² se snaží odhadnout dopady podpůrných opatření. Opět parametr použitý při výpočtu, který nás bude zajímat, je WACC. Studie vychází z 11 % navržených v Harris (2013), kterou Bridle (2016) považuje za „*typical nuclear industry Weighted Average Cost of Capital (WACC)*“. Nicméně po zohlednění navrhované státní podpory (garantovaná cena po 35 let od spuštění provozu, záruka za dluh, která investorovi umožní čerpat úvěr za výhodnějších podmínek) snižuje odhad WACC na 4-5 %, po odečtení příplatku 2,95 % za úvěrovou záruku pak na 2-5 %.

Barkatullah (2017)⁴³ podává přehled hlavních problémů souvisejících s financováním jaderných elektráren, jako jsou vysoké počáteční kapitálové náklady, citlivost na úrokové sazby či dlouhá doba výstavby. Dokument poté analyzuje různé strategie financování a struktury smluvních ujednání a vyhodnocuje potenciál nových přístupů k financování pro řešení identifikovaných problémů. Studie souhlasí s tím, že ve srovnání s jinými energetickými zdroji je jaderná energie vysoce kapitálově náročná, což přináší vyšší citlivost ekonomiky projektů na úrokové sazby. Ačkoli se náklady na výstavbu jaderných elektráren obecně liší a každý projekt je jedinečný⁴⁴, rozsah nákladů na kW je podstatně vyšší než u fosilních zdrojů energie. Navíc dle Barkatullah (2017) došlo v posledním desetiletí k dalšímu zhoršení ekonomiky projektů jaderných zdrojů ve většině zemí OECD. Pro nové investice je tak dle této studie nutné mít vládní podporu.

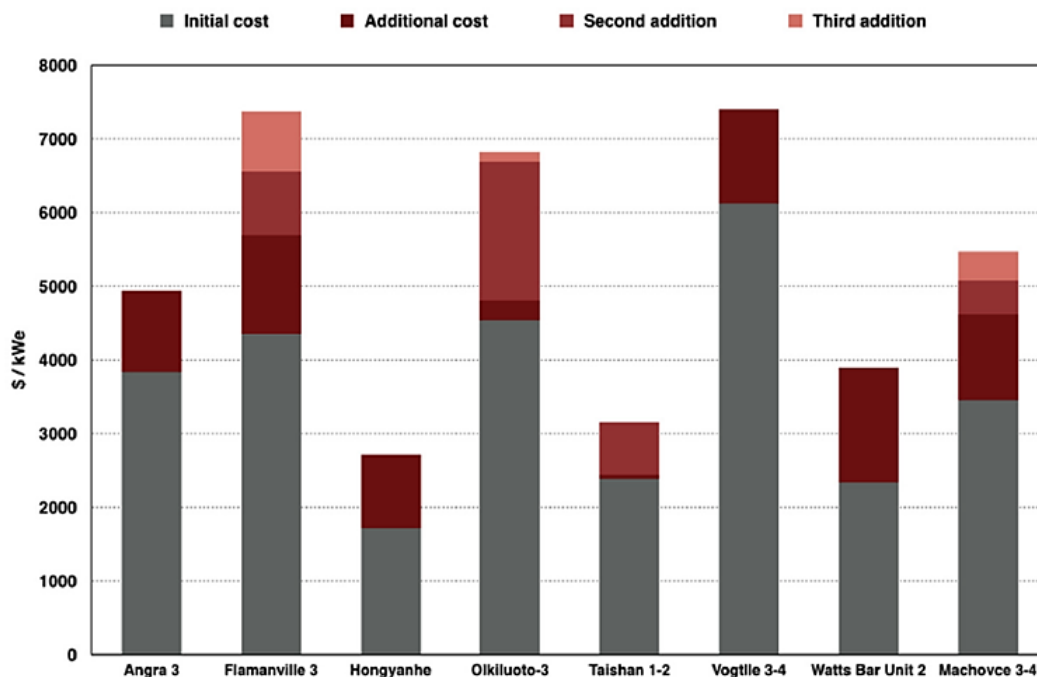
Rizika spojená s projekty jaderných zdrojů ilustruje na příkladu projektu Vogtle (dva reaktory AP1000) se skutečnými jednotkovými investičními náklady zvýšenými na 6 100 USD/kW v roce 2012, což byl zhruba 2,5násobek odhadovaných nákladů předpokládaných ve studii MIT v roce 2001. V roce 2017 činily odhady nákladů více než 7 000 USD/kW – viz následující obrázek.

⁴² Bridle, R., & Attwood, C. (2016). It's Official: The United Kingdom is to Subsidize Nuclear Power, But at What Cost? International Institute for Sustainable Development.

⁴³ Barkatullah, N., & Ahmad, A. (2017). Current status and emerging trends in financing nuclear power projects. Energy Strategy Reviews, 18, 127-140.

⁴⁴ Náklady se liší dle typu technologie, kapacity, lokality, použití technologie (FOAK), míry lokalizace atd.

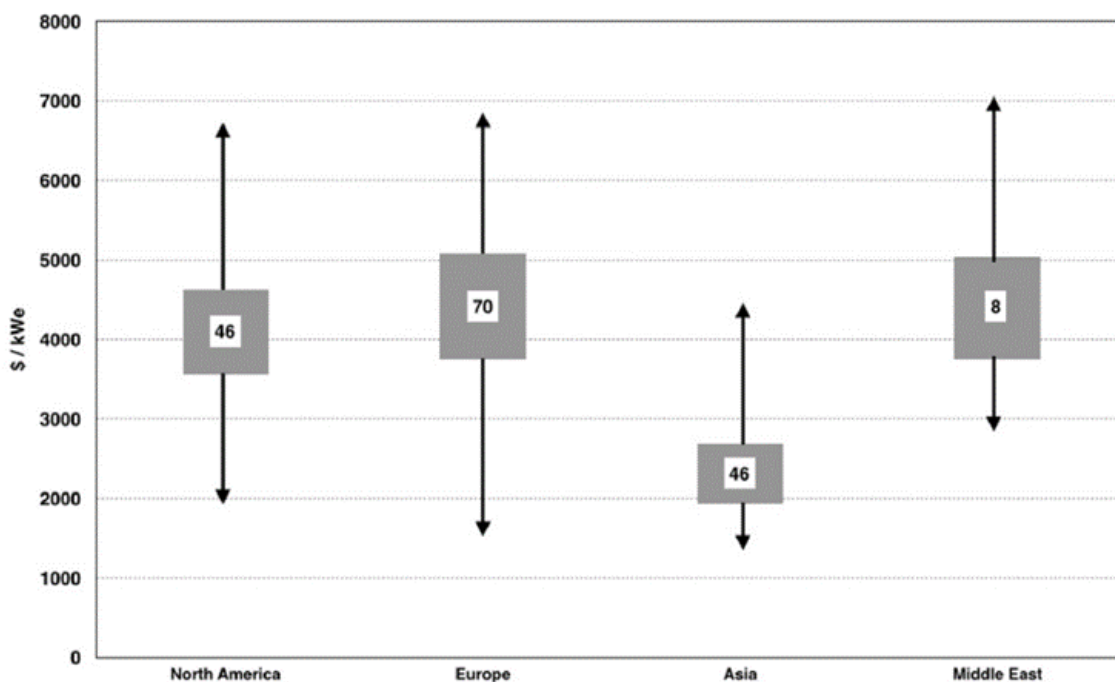
Obrázek 28: Vývoj odhadu investičních nákladů vybraných projektů 2008-2015, USD/kWe



Zdroj: Barkatullah (2017)

Další obrázek v Barkatullah (2017) ukazuje souhrn údajů o „nákladech přes noc“ v různých regionech a intervaly jejich hodnot. Výjimečné postavení má Asie. Náklady v Asii jsou nižší vzhledem k nízkým cenám vstupů a velmi vysoké míře lokálnosti. Ve prospěch asijských zemí (Japonsko, Jižní Korea, Čína) hovoří i skutečnost, že si udržely tempo výstavby jaderných zdrojů, zatímco většina ostatních projektů je „prvních svého druhu“ (FOAK), což vede mj. ke značným zpožděním před a v průběhu výstavby.

Obrázek 29: Intervaly „nákladů přes noc“ dle regionu 2008-2015, USD/kWe



Zdroj: Barkatullah (2017)

Vysoká kapitálová náročnost

Dle Barkatullah (2017) velmi vysoké „náklady přes noc“ u jaderných zdrojů (uvádí 2 až 9 mld. USD) činí investiční závazek velmi významným. Barkatullah (2017) pro ilustraci uvádí, že 45 % zemí reportujících svá ekonomická čísla MMF, má HDP pod 20 mld. USD. Pro tyto země je pak velmi náročné investovat do projektu s hodnotou jedné třetiny jejich HDP. Financování jaderných projektů se dle Barkatullah (2017) stává ještě náročnější pro vlády s hrubým dluhem vůči HDP vyšším než 50 %, neboť to může ovlivnit jejich úvěrový rating a s tím iterativně zvýšit náklady na financování. LCOE jaderných elektráren je tak ovlivněno vysokými počátečními kapitálovými náklady, které mohou tvořit 70 až 80 % celkových ročních LCOE (viz i jiné studie výše).

Barkatullah (2017) uvádí několik důvodů, proč mají jaderné elektrárny vysoké investiční náklady přes noc: za prvé se jedná o velmi složité stavby a zařízení s mnoha stovkami tisíc komponent, které musí být navrženy a vyrobeny ve velmi vysokém standardu, aby splnily náročné požadavky kladené na provoz jaderných zdrojů. Za druhé havárie v jaderných zařízeních (autor zmiňuje Three Mile Island, Černobyl, Fukušimu) přispěly ke zpřísnění požadavků na bezpečnost, což vedlo k dalšímu nárůstu nákladů⁴⁵.

Citlivost na úrokovou míru

V důsledku vysoké kapitálové náročnosti jsou projekty jaderných zdrojů citlivé na diskontní sazby. Přestože kapitálově náročné jsou i jiné technologie (OZE), mohou investoři při hodnocení projektů jaderných zdrojů požadovat vyšší výnosy kvůli vyšším rizikům – konkrétně zpoždění před a v průběhu výstavby je hodnoceno jako nejvyšší riziko v energetickém sektoru. Aby investoři zrevidovali rizikovou prémii směrem dolů, muselo by být zrealizováno více projektů včas a s dodržným rozpočtem. Tato studie odhaduje vliv diskontní míry na LCOE následovně.

⁴⁵ Např. princip redundance, kdy ke každému systému existuje ještě jeden nebo dva systémy záložní. Pokud tedy jeden selže, funkci elektrárny to neovlivní, protože se může spolehnout na zálohy.

Obrázek 30: Dopad zvýšení diskontní míry z 5 na 10 % na výši LCOE

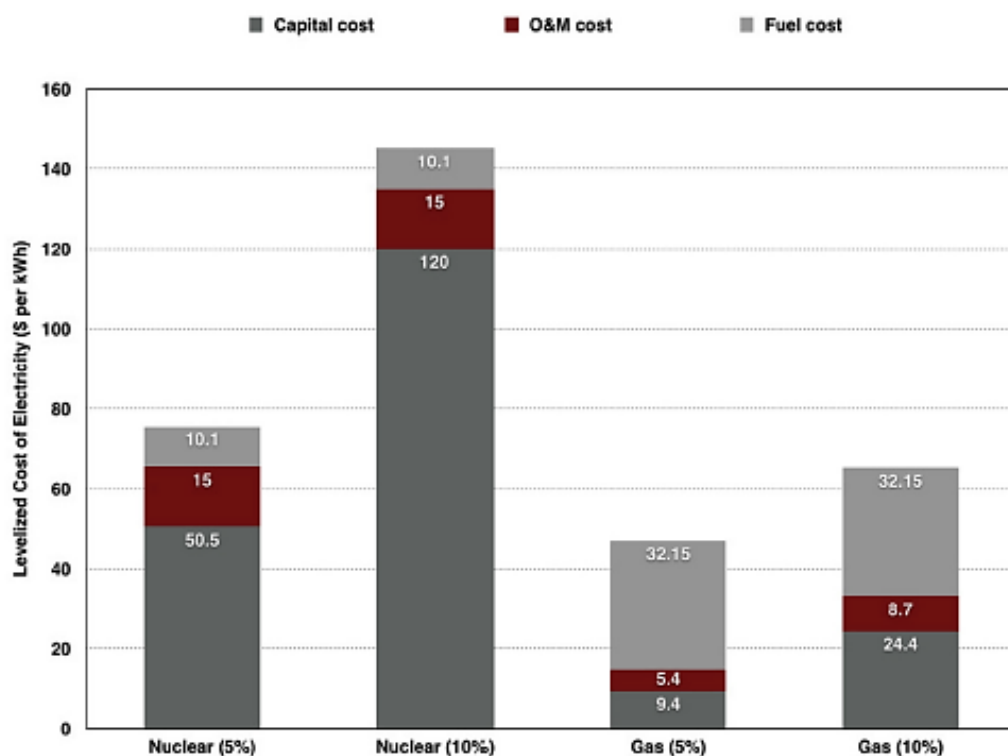


Fig. 4. Effect of varying discount rate on the LCOE for nuclear and gas-fired power plants.

Zdroj: Barkatullah (2017)

Tabulka 3: Vstupní parametry pro odhad LCOE

LCOE	USD/kW	4 646
Fixní náklady na provoz a údržbu	USD/kW-y	93,28
Variabilní náklady na provoz a údržbu	USD/MWh	2,14
Palivové náklady	USD/kg	3 211
Spotřeba paliva	kg/kWh	3,15E-06
Životnost zdroje	Roky	60
Kapacitní faktor		90
Diskontní míra		5 a 10

Zdroj: Barkatullah (2017)

Mezi faktory, které mohou ovlivnit úrokové sazby, patří úvěrový rating dlužníka, ať už jde o vládní subjekt nebo soukromou společnost, stejně jako rizika specifická pro zemi a projekt. Pro země s úvěrovým ratingem pod investičními stupni BBB-, BBB- a Baa3 by podle Barkatullah (2017) bylo obtížnější si půjčovat, tj. pravděpodobně by byly uplatněny vyšší úrokové sazby mající pak vliv na vyšší náklady na financování.

Dlouhá doba realizace

Dlouhá doba realizace je jednou z hlavních příčin eskalace realizačních nákladů u projektů jaderných zdrojů. Studie odkazuje na Zprávu o stavu světového jaderného průmyslu, podle níž byly doposud (k 07/2015) vybudované reaktory ve výstavbě v průměru 7,6 roku⁴⁶. Doba

⁴⁶ Schneider, M., Froggatt, A., Hazemann, J., Katsuta, T., Ramana, M. V., & Thomas, S. The World Nuclear Industry. Status Report 2015. Paris, London, 2015.

realizace je delší u FOAK. Dle Barkatullah (2017) mohou být u FOAK „náklady přes noc“ vyšší až o 35 % oproti již vyzkoušeným řešením. Nicméně vliv učení je diskutabilní a v odborné literatuře byl prokázán jak pozitivní, tak negativní efekt (Grubler (2010)⁴⁷). Důvodem negativní vazby byly nové standardy bezpečnosti a kvality, integrované zpětně do běžících projektů.

Další rizika

Kromě výše zmíněných ekonomických výzev v segmentu jaderné energetiky uvádí Barkatullah (2017) ještě další rizika, která rovněž ovlivňují ekonomickou konkurenceschopnost jaderné energetiky v porovnání s jinými technologiemi. Desítky let návratnosti investice odrazují investory, protože zvyšují pravděpodobnost, že se zhorší tržní podmínky či se změní politiky. Tato nejistota musí být kompenzována vyšším výnosem či např. uzavřením dlouhodobého kontraktu, jakým je CfD, tj. opatřením snižujícím riziko spojené s volatilitou cen na trhu s elektřinou.

Dalším problémem je devizové riziko spojené s volatilními směnnými kurzy. To je důležité, pokud investiční prostředky (nebo jejich část) přichází ze zahraničí, tzn. v jiné než domácí měně; pokud je třeba dovézt velká dražší zařízení, jako tomu v případě mnoha částí jaderné elektrárny bývá; příp. pokud se pak s vyrobenou elektřinou neobchoduje v domácí měně.

Barkatullah (2017) konstatuje, že vlády tradičně investovaly veřejné rozpočtové prostředky do projektů jaderných zdrojů. Vedle přímého poskytnutí finančních zdrojů bývá častým příkladem vládní účasti akciový podíl ve společnosti provozující jaderný zdroj, příp. jakékoli další formy dohod o spolupráci, o společném podniku apod. Vlády mohou podporovat projekty nových jaderných zdrojů také garancemi – ať už půjček či prodejních cen (dlouhodobé kontrakty – PPA, CfD).

Ač je dle Barkatullah (2017) financování ze strany vlád převažující formou, po finanční krizi se čím dál více hledají způsoby možného zapojení soukromých investorů, mj. z následujících důvodů:

- veřejné prostředky nestačí ke splnění kapitálových požadavků;
- respektuje se zásada, že za projekt by měli platit spotřebitelé spíše než daňoví poplatníci jako celek;
- uznává se vyšší míra efektivity a odborných znalostí v oblasti inovací, designu, výstavby a provozu, které může soukromý sektor přinést (“best value for money”).

Financování soukromým sektorem může mít různé formy, od podnikového po projektové financování, i když v případě jaderné energetiky se čisté projektové financování (vytvoření vehiklu pro speciální účel (SPV)) často nevyužívá.

Utility s robustní rozvahou využívají korporátní, tj. rozvahové financování, kdy si společnost půjčuje nebo získává zdroje (formou dluhu a/nebo vlastního kapitálu) proti aktivům společnosti jako celku. Banka nebo držitel dluhopisu poskytuje společnosti finanční prostředky a má pohledávku proti veškerým peněžním tokům společnosti, pokud není úvěr zajištěn konkrétním aktivem, jako je běžné u hypoték. Riziko investice pak nesou všichni poskytovatelé kapitálu (Flamanville 3). Původní odhad nákladů vykázány v roce 2007 byl 3,3 mld. EUR (v hodnotách roku 2005). Překročení nákladů o více než 4 mld. EUR, s revidovanými odhady nákladů projektu na 10,5 mld. EUR (září 2015) a velkým zpožděním projektu bylo velkou překážkou. Ratingové agentury v tu dobu zdůraznily potřebu diverzifikace rizik, změnu finanční politiky, příp. možnost sloučení společností za účelem posílení rozvah. Duke Energy se např. poté v

⁴⁷ Grubler, A. (2010). The costs of the French nuclear scale-up: A case of negative learning by doing. Energy Policy, 38(9), 5174-5188.

červenci 2012 sloučila s Progress Energy a vytvořily největší americkou společnost s tržní kapitalizací více než 50 miliard USD.

Zároveň se zvedla popularita dalších forem diverzifikace rizik při investování do jaderných projektů – viz dále.

Mankala Model se také nazývá kooperativní model a je populární ve finském energetickém sektoru. V případě modelu Mankala existuje několik spolupracujících stran, které sdílí riziko, včetně developera, věřitelů, akcionářů či EPC⁴⁸ dodavatelů. Věřitelé poskytují společnosti zdroje na výstavbu, které ji poté akcionáři splácí. Část finančních prostředků poskytují též velcí odběratelé elektřiny, kteří mají s projektovou společností uzavřeny dlouhodobé smlouvy o nákupu elektřiny, zajišťující stabilní budoucí příjmy projektové společnosti. Akcionáři však mají nejen právo, ale i povinnost vyrobenou elektřinu za nákladovou cenu odkoupit. Pokud by výrobní náklady byly vyšší než tržní cena, akcionář-odběratel by utrpěl ztrátu. Spoluvlastnictví projektové společnosti tedy není pro akcionáře bez rizika. Společnost je zakládána jako nezisková, akcionářům není vyplácena dividenda. Ve Finsku je formou modelu Mankala organizována výroba přibližně poloviny veškeré elektřiny vyrobené ve Finsku (mj. Olkiluoto 3, Hanhikivi).

Dalším modelem je účast dodavatele na financování projektu, kdy si dodavatel sám půjčí (vznikne mu v rozvaze závazek) nebo úvěr zprostředkuje (např. 30letá mezistátní půjčka Rosatomu ve výši 10 mld. EUR na projekt Hungary New Paks, pokrývající 80 % předpokládaných nákladů s dobou splácení úvěru po dobu 21 let provozu elektrárny). Pokud chtějí dodavatelé dosáhnout ještě větší diverzifikace rizik, vytváří dodavatelská konsorcia – např. Atmea-1 a konsorcium dodavatelů Mitsubishi/Itochu/Areva/GDF Suez se 70% dluhovým financováním a 30% financováním z vlastního kapitálu.

Častěji si investoři chodí pro finance také na kapitálové trhy – vydáváním dluhopisů nebo navyšováním vlastního kapitálu vydáváním akcií (China General Nuclear Power Corp emitující dluhopisy v hodnotě 600 mil. USD v roce 2016 atp.).

Každý model alokuje riziko a dělí vlastnictví mezi veřejný a soukromý sektor odlišně. S realizací složitějších a dražších projektů se i jejich struktura stává komplikovanější.

Fázované financování je mechanismus aplikovatelný na jakýkoli výše uvedený model. Počáteční fáze financování zahrnuje přípravu a výstavbu, fáze, které jsou považovány za nejrizikovější a s nejvyššími finančními náklady. Po dokončení výstavby jaderné elektrárny, kdy se rizika (tj. i požadovaná riziková prémie) sníží, se může přistoupit k refinancování. Nižší riziko po úspěšném uvedení zařízení do komerčního provozu rozšiřuje možnosti získání prostředků za příznivějších podmínek, a snižuje tak náklady na financování projektu.

Vedle množství modelů spolupráce se využívá i široká škála smluvních struktur, ze kterých lze volit při výstavbě jaderných elektráren. Výběr nejvhodnější struktury závisí na okolnostech, zkušenostech a schopnostech investora.

Při dodávce na klíč (Turnkey Contract) přebírá odpovědnost a většinu technických rizik při výstavbě dodavatel zařízení (supplier), kterým může být generální dodavatel/konsorcium dodavatelů nebo specializovaná inženýringová společnost dle toho, kdo má nejlepší předpoklady k převzetí rizik. Důležité je, zda jde o smlouvu s pevnou nebo otevřenou cenou (obvykle jde o kombinaci). V prvním případě bývá cena vyšší, protože zahrnuje rizikovou prémii za potenciální negativní události. (Extrémním příkladem je projekt Olkiluoto-3 ve Finsku, kde hlavní dodavatel Areva souhlasil s ambiciózním harmonogramem a nízkou pevnou cenou.

⁴⁸ Engineering, Procurement, and Construction

Projekt se o několik let zpozdil a překročil rozpočet o několik miliard eur. Francouzská vláda musela Arevu rekapitalizovat, aby tuto situaci přežila.)

V modelu split-package contract (rozdělení dodávek) je odpovědnost rozdělena mezi několik dodavatelů, z nichž každý zajišťuje určitou část dodávek. Celková odpovědnost za realizaci projektu spočívá na vlastníkově nového zdroje. Ten si obvykle najímá inženýringovou společnost na organizaci a řízení projektu. Klíčovým rizikem je tedy tzv. interface risk – riziko „rozhraní“, např. soulad mezi mnoha složitými smluvními ujednáními.

V rámci kontraktu s více smluvními stranami je vlastníkem projektu organizována celá výstavba nové jaderné elektrárny. Uzavíráno je větší množství samostatných menších smluv. Vše řídí a podepisuje vlastník, který je také zodpovědný za koordinaci při přípravě stavby a při výstavbě. Všechna rizika však nese vlastník. Klíčovým rizikem je opět interface risk. Tento typ smluvního ujednání je vhodnější pro velké zkušené energetické společnosti s velkými projekty (EDF a projekt Flamaville, KEPCO, CGN).

Alternativní smluvní struktury – často označovány jako partnerství veřejného a soukromého sektoru (PPP) – mohou mít různé formy, od řízení dodávek, pronájmu, koncese (obecně Build-Operate-Transfer, BOT) po soukromé vlastnictví aktiv (Built Own Operate (BOO)). BOT/BOO formáty jsou populární mezi zeměmi, které nemají dostatek finančních prostředků na výstavbu jaderných elektráren, protože jedním z atraktivních rysů těchto partnerství je, že dodavatel zajišťuje také financování. Obecně platí, že BOT/BOO konsorcia tvoří více investorů, finančníků, dodavatelů atd.; důvodem je již několikrát zmiňovaná potřeba diverzifikace rizik. Příkladem lze uvést projekt Akkuyu v Turecku.

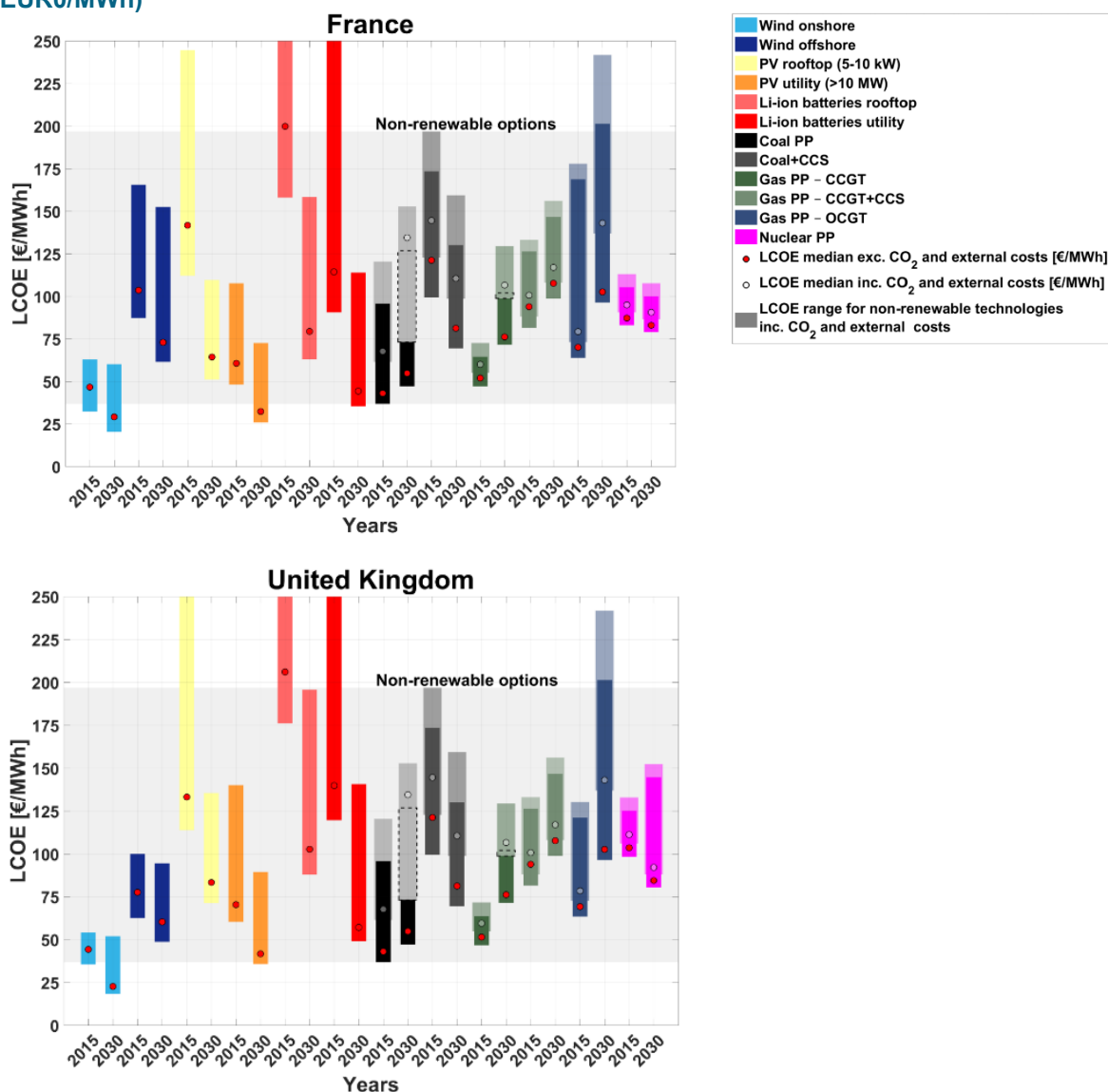
Na základě závěrů, které činí Barkatullah (2017), tradiční způsoby financování vládami stále převládají, nicméně intenzivněji se vyhledávají i možnosti pro zapojení soukromého sektoru. Kvůli diverzifikaci (sdílení) rizik a hledání nejméně nákladných způsobů financování se objevují nové modely (model Mankala, dodavatelská konsorcia, hybridní financování, využití kapitálových trhů včetně IPO). Počáteční vládní podpora je však nezbytná.

Pro komerční investory a věřitele jsou hlavním zdrojem obav možná zpoždění či překročení rozpočtů (i vzhledem k historické zkušenosti). Projektová připravenost a délka výstavby je klíčovým faktorem ovlivňujícím celkové investiční náklady. Podle schopností jednotlivých stran bývá voleno z různých smluvních struktur. Pokud je nastavení správné, pravděpodobnost významného nárůstu investičních nákladů klesá.

Ram (2018)⁴⁹ odhaduje LCOE pro různé technologie výroby elektřiny v zemích G20. Výsledky modelování pro jaderné zdroje vychází v intervalu od 62 do 152 EUR/MWh. Nízké hodnoty platí pro rok 2030 pro Čínu a Koreu. Technologie se v těchto zemích výrazně liší v nákladech v porovnání se stejnými technologiemi globálních dodavatelů.

⁴⁹ Ram, M., Child, M., Aghahosseini, A., Bogdanov, D., Lohrmann, A., & Breyer, C. (2018). A comparative analysis of electricity generation costs from renewable, fossil fuel and nuclear sources in G20 countries for the period 2015-2030. *Journal of cleaner production*, 199, 687-704.

Obrázek 31: Výsledky výpočtů LCOE pro Francii a Velkou Británii v letech 2015 a 2030 (EUR/MWh)



Zdroj: Ram (2018)

Předpoklady použité v modelu, které nás zajímají, jsou následující:

- Použitý rozsah překročení investičních nákladů činil 20 % (dle odhadů IEA) až 40 %. Dle autorů jsou tyto hodnoty spíše konzervativní. Sovacool (2014)⁵⁰ uvádí, že po odborné analýze 180 jaderných reaktorů došel k závěru, že u těchto projektů byly překročeny náklady v průměru o 117 %.
- Náklady na vyřazení z provozu autoři odhadují na 1 100 EUR/kW. Vliv změny této hodnoty o ± 50 % má vliv na LCOE ve výši ± 1 EUR/MWh.
- Ekonomická životnost jaderné elektrárny je stanovena na 50 let. Autoři však poznamenávají, že jaderným elektrárnám se obvykle uděluje povolení k provozu na období 30–40 let, po kterých je nutná modernizace, aby se prodloužila fyzická životnost na 60 let či více.

⁵⁰ Sovacool, B. K., Gilbert, A., & Nugent, D. (2014). An international comparative assessment of construction cost overruns for electricity infrastructure. *Energy Research and Social Science*, 3(C), 152–160.

- D. Kapacitní vytížení – Předpokládá se fungování v základním režimu. Kapacitní faktor je zvolen ve výši 80 % až 90 %.
- E. Náklady na jaderné palivo autoři dle IEA odhadují ve výši 5,26 EUR/MWh. To dle jejich výpočtů odpovídá přibližné ceně 7 USD/MWh a může se globálně lišit o ± 1 EUR/MWh.
- F. Náklady na likvidaci odpadu byly uvažovány pouze u jaderných elektráren a byly odvozeny přímo od predikcí IEA.
- G. Externí náklady bez nákladů na CO₂ – 7,7 EUR/MWh
- H. Pro rok 2015 a EU se počítá s hodnotou 7 EUR/tCO₂eq; pro rok 2030 pak s hodnotou 74 EUR/tCO₂eq dle Stern (2007)⁵¹.

Cílem publikace Bakirov (2018)⁵² je kompilace provozních zkušeností a poznatků získaných z technicko-ekonomických hodnocení dlouhodobého provozu a otázek řízení a faktorů ovlivňujících PLIM (Plant Life Management) na měnícím se trhu s elektřinou.

Studie odhaduje WACC na 7,1 %. Vstupy do výpočtu jsou následující:

- úroková sazba dluhu 5 %;
- poměr dluhu a vlastního kapitálu je 50/50;
- sazba státních dluhopisů použita jako bezriziková sazba;
- 6,2 % rizikové prémie;
- úroková sazba u vlastního kapitálu 9,2 %.

Newbery (2019)⁵³ rozebírá jiný model zajišťující předem stanovenou úroveň výnosů, a to model RAB (regulační báze aktiv). Model RAB může pomoci snížit riziko pro investory a udržet nižší WACC. RAB neboli regulační báze aktiv je jedním z konceptů, který se snaží zajistit adekvátní úroveň motivace k investicím prováděným regulovaným subjektem. Z hodnoty RAB se vychází při determinaci povolených výnosů (povoleného zisku) daného subjektu (součin RAB a WACC (míry výnosnosti)), a při následném určování cen na příslušném regulovaném trhu. Tj. model RAB v podstatě zaručuje, že investoři získají stanovený výnos určený hodnotou WACC a RAB.

Model RAB vychází z principu rozdělení rizika vysokých nákladů mezi miliony domácností a dalších zákazníků odebírající elektřinu, kdy každý jeden nese minimální část, přičemž kumulativní náklady jsou výrazně nižší. WACC pro Sizewell C (SZC) je v tomto článku odhadován na 3,5 % v reálných hodnotách, LCOE pak při 2% SDR (social discount rate)

- na 50 GBP/MWh (v cenách 2018) v případě včasného dokončení a v rámci plánovaného rozpočtu,
- při překročení rozpočtu o 40 % pak 64 GBP/MWh.

Pro srovnání s kontrafaktuální situací, kdy by veškeré riziko bylo neseno investorem, při 8% WACC a opět 2% SDR, byly LCOE vypočteny na 81 GBP/MWh.

Výše uvedený výpočet je založen na těchto hodnotách vstupních parametrů (v cenách 2018):

⁵¹ Stern, N. (2007). The Economics of Climate Change - the Stern review. Stern Review: The Economics of Climate Change

⁵² Bakirov, M., Cserhati, A., Dou, Y., Estrada, E., Herberg, S., Kwon, J., Lee, M.K., Lindbaeck, J., Jalal, A.I., Kang, K., Marchena, M.H., Memon, A.M., Nuzzo, F., Pluhar, D.M., Romanova, A.T., Savolainen, S., Stenman, K., Sun, Q., Tomsic, Z., Travassos, R.C., Tuomisto, J., Vivalda, C., Wandrol, J., & Young, G.G. (2018). Economic Assessment of the Long Term Operation of Nuclear Power Plants: Approaches and Experience.

⁵³ Newbery, D., Pollitt, M., Reiner, D., & Taylor, S. (2019). Financing low-carbon generation in the UK: The hybrid RAB model.

- Doba výstavby – 10 let
- Životnost zdroje – 60 let
- Náklady přes noc – 5 000 GBP/kW = 16 mld. GBP za 3,2 GW
- Provozní náklady (O&M, palivo, náklady na vyřazení z provozu) - 22,50 GBP/MWh
- Lévêque (2015) tvrdí, že pravděpodobnost katastrofy je 1 ku 100 000 let provozu reaktoru s náklady na škody 1 000 mld. EUR, tj. 1 EUR/MWh. Studie předpokládá, že hodnota je zahrnuta do provozních nákladů
- Poměr dluhu k vlastnímu kapitálu – 70:30
- Reálný úrok z dluhu – 2 %
- WACC – 3,5 %
- SDR (social discount rate) – 2 %
- Kapacita – 8 000 provozních hodin plného výkonu ročně (91 %).

Jako další zdroj pro benchmarking jsme zvolili **Rozhodnutí Komise (EU) 2017/2112 ze dne 6. března 2017**⁵⁴.

V březnu 2014 Evropská komise zahájila předběžné vyšetřování možné státní podpory při stavbě jaderné elektrárny Paks II. Opatření spočívalo ve výstavbě dvou nových jaderných reaktorů (jednotek 5 a 6) v Maďarsku, jejichž výstavba měla být plně financována maďarským státem ve prospěch společnosti Paks II (MVM Paks II Nuclear Power Plant Development Ltd.), která má nové reaktory vlastnit a provozovat. Provoz dvou nových jednotek 5 a 6 má být zahájen v letech 2025 a 2026.

Ruská federace a Maďarsko uzavřely dne 14. ledna 2014 mezivládní dohodu o jaderném programu. Na základě této dohody mají obě země spolupracovat na údržbě a dalším rozvoji stávající jaderné elektrárny Paks. Podle mezivládní dohody mělo jak Rusko, tak i Maďarsko označit jednu zkušenou státem vlastněnou a kontrolovanou organizaci, která by byla finančně a technicky odpovědná za plnění závazků dodavatele/vlastníka ve vztahu k projektu. Rusko jmenovalo akciovou společnost Nizhny Novgorod Engineering Company Atomenergoproekt (NIAEP) a Maďarsko jmenovalo společnost MVM Paks II Nuclear Power Plant Development Ltd.

Rusko se také samostatně zavázalo poskytnout Maďarsku státní půjčku na financování rozvoje Paks II. Tato půjčka by měla mít formu revolvingového úvěru ve výši 10 mld. EUR. Zároveň Maďarsko poskytne z vlastního rozpočtu dodatečnou částku ve výši až 2,5 mld. EUR.

Nové jednotky by měly fungovat za tržních podmínek bez jakýchkoliv stálých výnosů nebo zaručené ceny.

Projekt Paks II nebyl prvním případem státní podpory ve věci výstavby jaderné elektrárny. V roce 2015 EK prohlásila za slučitelnou s vnitřním trhem pomoc pro Hinkley Point C. Ačkoli tato dvě opatření byla podobná, pokud jde o činnost a odvětví (tj. výstavba jaderných elektráren), použité nástroje byly odlišné (v případě VB měla pomoc formu státní záruky) a zaměření rozhodnutí bylo jiné. Hlavní diskuse mezi EK a Velkou Británií (VB) se týkala zejména podmínek přiměřenosti, v případě Paks II se maďarské orgány rozhodly argumentovat neexistencí pomoci, a to i navzdory rozhodnutí Komise o Hinkley Point C a také navzdory studii

⁵⁴ Rozhodnutí Komise (EU) 2017/2112 ze dne 6. března 2017 o opatření / režimu podpory / státní podpoře SA.38454 – 2015/C (ex 2015/N), kterou Maďarsko zamýšlí poskytnout na podporu rozvoje dvou nových jaderných reaktorů v jaderné elektrárně Paks II (oznámeno pod číslem C(2017) 1486)

vypracované ICF Consulting Services o posouzení dopadu úvěrového nástroje Euroatom. Studie ICF přitom dospěla k závěru, že financování jaderných zdrojů není atraktivní, což má za následek velký rozdíl mezi úrovní požadovaných investic a tím, co je trh ochoten poskytnout.

Komise tedy posuzovala, zda by opatření mělo za následek hospodářskou výhodu pro společnost Paks II (konkrétně test zásady investora v tržním hospodářství (ZITH)), postavený na následujících předpokladech, které jsou pro nás z celého rozhodnutí nejdůležitější.

Komise použila dvě metodiky, tj. standardní přístup zdola nahoru, který počítá teoretickou hodnotu WACC odhadem všech jeho složek, a srovnávací analýzu vycházející z odborných zdrojů, které mohou být relevantní a srovnatelné s Paks II. Obě metodiky použité v hodnocení Komise používají jako základní scénář údaje z roku 2017, a pro kontrolu robustnosti údaje z roku 2014. Poměr mezi dluhem a celkovým kapitálem projektu je stanoven na 40 až 50 %.

První metodika – přístup zdola nahoru

- Komise využívá jako zástupný indikátor bezrizikové sazby 15leté maďarské vládní dluhopisy denominované v HUF, neboť se jedná o dluhopis s nejdelší dobou trvání dluhopisu vydaný maďarskou vládou. Komise používá průměrnou hodnotu úrokové sazby za dvanáct kalendářních měsíců předcházejících investičnímu rozhodnutí.
- Tržní riziková přírážka byla spočítána jako aritmetický průměr rizikové přírážky ze dvou uznávaných zdrojů ve finanční a obchodní sféře – dle Damodaranovy databáze a dle databáze Fernandez z IESE Business School na University of Navarra.

	Prosinec 2014	Únor 2017
Tržní riziková přírážka – Damodaran	8,84	8,05
Tržní riziková přírážka – Fernandez	8,30	8,10
Průměrná tržní riziková přírážka	8,57	8,08

- Hodnota beta byla odhadnuta na 0,92.
- Náklady na dluh před zdaněním (bezriziková úroková sazba + riziková přírážka) byly spočteny na 2,26 %.
- Odtud pak odhad WACC vychází následovně:

	Prosinec 2014	Únor 2017
Bezriziková úroková sazba – Maďarsko	5,30 %	3,45 %
Tržní riziková přírážka – Maďarsko	8,57 %	8,08 %
Beta	0,92	0,92
Návratnost vlastního kapitálu	13,19 %	10,88 %
Riziková přírážka obchodního dluhu	2,26 %	2,26 %
Výnosnost dluhu před zdaněním	7,56 %	5,71 %
Sazba korporátní daně	19 %	19 %
Výnosnost dluhu po zdanění	6,12 %	4,63 %
Zadlužení (D/(D+E)) – scénář I	50 %	50 %
Zadlužení (D/(D+E)) – scénář II	40 %	40 %
WACC se zadlužením I	9,66 %	7,75 %
WACC se zadlužením II	10,36 %	8,38 %
Rozpětí WACC	9,66 –10,36 %	7,75 –8,38 %

Druhá metodika – referenční srovnávání

Přístup se konkrétně skládá ze tří kroků:

- V prvním kroku Komise využívá Damodaranovy databáze. Hodnoty nákladů na dluh a vlastní kapitál z tohoto zdroje lze považovat za konzervativní odhad pro jadernou elektrárnu v Paksi, a to ze dvou důvodů.
 - Zaprvé, v Damodaranově databázi se nerozlišuje mezi regulovanými a neregulovanými segmenty v těchto odvětvích. Paks II spadá do neregulovaného segmentu, což znamená vyšší riziko, a tím pádem i vyšší náklady na dluh a vlastní kapitál než u firem v regulovaném odvětví.
 - Zadruhé, vzhledem ke své velikosti a rozsahu jsou jaderné elektrárny rizikovější než průměrné společnosti zabývající se výrobou elektřiny nebo dodávkou veřejných služeb.

Rok	Náklady	Zelené a obnovitelné zdroje energie	Energetika	Veřejné služby (obecně)	Výroba a dodávky veřejných služeb (průměr)
2014	Dluh	—	5,90 %	5,40 %	5,65 %
	Kapitál	—	9,92 %	9,84 %	9,88 %
	β	—	1,09	1,08	
2017	Dluh	4,41 %	3,96 %	3,96 %	4,11 %
	Kapitál	9,31 %	9,82 %	9,82 %	9,65 %
	β	1,01	1,08	1,08	

- Ve druhém kroku je použita Damodaranova databáze rizikových přírážek k výpočtu průměrné rizikové přírážky dluhu a vlastního kapitálu pro ostatní země západní Evropy spadající do podskupiny „Developed Europe“ (Rozvinutá Evropa). Zjištěná hodnota je připočteno k údajům o nákladech na dluh a vlastní kapitál.

Rok	Riziková přírážka %	Rozvinutá Evropa	Maďarsko	Rozdíl
2014	Riziková přírážka země (dluhopisy)	0,99	2,56	1,57
	Riziková přírážka země (kapitál)	1,48	3,84	2,36
2017	Riziková přírážka země (dluhopisy)	1,06	1,92	0,86
	Riziková přírážka země (kapitál)	1,30	2,36	1,06

- Ve třetím kroku se rozdíly v rizikové přírážce země pro Maďarsko zjištěné ve druhém kroku připočítávají k nákladům na dluh a vlastní kapitál získaným v prvním kroku. Výsledkem jsou hodnoty nákladů na dluh a vlastní kapitál pro Maďarsko. Dále se hodnota WACC odvozuje pro dvě úrovně zadlužení navržené maďarskými úřady.

Rok	Náklady %	D/ (D + E)	Zelené a obnovitelné zdroje energie	Energetika	Veřejné služby (obecně)	Výroba a dodávky veřejných služeb (průměr)
2014	Dluh před zdaněním			7,47	6,97	7,22
	Dluh po zdanění			6,05	5,65	5,85

	Kapitál			12,50	12,40	12,45
	WACC	50		9,28	9,02	9,15
	WACC	40		9,92	9,70	9,81
2017	Dluh před zdaněním		5,27	4,82	4,82	4,97
	Dluh po zdanění		4,27	3,91	3,91	4,03
	Kapitál		10,38	10,97	10,97	10,77
	WACC	50	7,32	7,44	7,44	7,40
	WACC	40	7,93	8,15	8,14	8,07

Celkově tedy hodnoty WACC spadají do rozpětí 9,15 až 10,36 % pro investiční rozhodnutí učiněné v prosinci 2014 a 7,40 až 8,38 % pro únor 2017. Všechny tyto hodnoty WACC je třeba považovat za konzervativní, protože nezahrnují potenciální rizikovou přírážku, kterou vyžadují projekty jaderných elektráren.

%	Prosinec 2014	Únor 2017
Přístup „zdola nahoru“	9,66 – 10,36	7,75 – 8,38
Srovnávací přístup	9,15 – 9,81	7,40 – 8,07
Celkové rozpětí	9,15 – 10,36	7,40 – 8,38
Střed	9,76	7,89

K posouzení LCOE u maďarských jaderných elektráren použila Komise jako výchozí bod studii OECD/IEA/NEA 2015. V této studii se LCOE pro maďarskou elektrárnu odhaduje na 80,95 EUR/MWh při úrokové sazbě 7 % a 112,45 EUR/MWh při úrokové sazbě 10 %, faktor vytiženosti je 85 %. Zvýšením faktoru vytiženosti na 90–95 % by se hodnoty LCOE změnily na 74 EUR/MWh a 103 EUR/MWh. Na základě výše uvedeného dospěla Komise k závěru, že LCOE maďarské jaderné elektrárny je vyšší než 74 EUR/MWh.

Rothwell (2020)⁵⁵ pojednává o problémech spojených s vysokými kapitálovými náklady, kterým čelí investoři JE, a o dopadu liberalizace trhu s elektřinou na vlastníky/provozovatele JE. Pro tuto studii jsou důležité předpoklady použité při výpočtech.

Obrázek 32: Vstupní parametry výpočtu u různých projektů

Table 1. LCOE and cost components for nuclear power plants at a 5% discount rate (2018 USD)

Country		China	Korea	China	Belgium	US	Hungary	Japan	UK
Type		CPR	APR	AP	Gen III	PWR	VVER	ALWR	EPR
		1000	1400	1000		Gen III	1200		
Size	MWe	1,080	1,343	1,250	1,000	1,144	1,180	1,152	1,650
Overnight Cost	\$/kWe	1,825	2,041	2,641	5,132	4,920	6,277	3,922	7,092
Investment cost	\$/kWe	2,175	2,310	3,147	6,117	5,858	7,208	4,673	8,322
Investment + D&D	\$/MWh	\$15.13	\$16.08	\$21.90	\$42.50	\$43.70	\$50.59	\$32.54	\$57.87
O&M Cost	\$/MWh	\$6.57	\$9.75	\$7.39	\$13.69	\$19.06	\$10.50	\$27.70	\$23.68
Fuel + Waste cost	\$/MWh	\$9.42	\$8.67	\$9.42	\$10.56	\$7.40	\$9.70	\$14.29	\$11.42
Variable Cost	\$/MWh	\$15.99	\$18.41	\$16.73	\$24.25	\$26.46	\$20.20	\$42.00	\$35.11
Levelised Cost	\$/MWh	\$31.00	\$34.00	\$39.00	\$67.00	\$70.00	\$71.00	\$75.00	\$93.00

Source: Based on data from NEA (2018), updated to 2018\$.

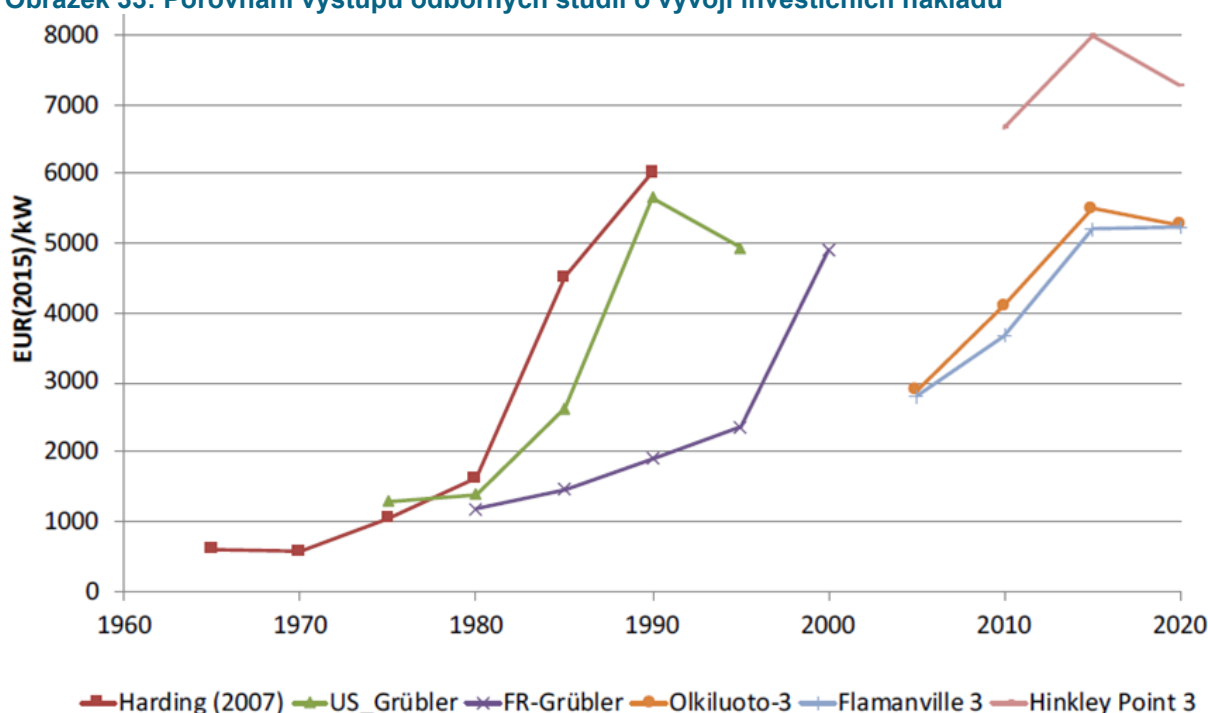
Zdroj: Rothwell (2020)

⁵⁵ Rothwell, G. S. (2020). Economics challenges of nuclear energy.

Hlavním cílem příspěvku Haas (2019)⁵⁶ je analyzovat historický vývoj nákladů – zejména investičních – jaderných zdrojů, a to i vzhledem k tomu, že u posledních realizovaných projektů byly vždy náklady vyšší než předpokládané náklady, stejně jako doba výstavby.

Celkovou situaci po srovnání vybraných studií o historickém vývoji investičních nákladů jaderných zdrojů zachycuje následující obrázek. Jak je patrné, došlo v průběhu času ke značnému nárůstu. Např. pro Olkiluoto 3 (OLK3) a Flamanville 3 (FLA3) byly původně očekávány mnohem nižší náklady, než uváděly údaje v roce 2019, které pro OLK 3 a „náklady přes noc“ udávaly úroveň 8 mld. EUR, pro FLA3 10,9 mld. EUR⁵⁷. Jedná se o projekty, kde se dle komentářů pokazilo téměř vše, přesto byly levnější než Hinkley Point C (HPC), u kterého se při zahájení výstavby v letech 2019–2021 očekávaly náklady ve výši 9,8–10,15 mld. GBP na reaktor (cca 12 mld. EUR). Autor pak testuje hypotézu, zda je to proto, že HPC je opravdu dražší než FLA3 nebo OLK3, nebo proto, že odhad HPC obsahuje rezervu, aby se zabránilo eskalaci nákladů s dopadem na investora.

Obrázek 33: Porovnání výstupů odborných studií o vývoji investičních nákladů



Zdroj: Haas (2019)

Dalším problémem, který článek diskutuje, je technologické učení. Očekává se, že náklady na technologii by měly klesat s jejím rostoucím využitím. Článek však zároveň upozorňuje na to, že původní definice Arrowa (1962)⁵⁸ byla velmi úzká a zahrnovala lepší výkon při použití stejných prostředků, tj. de facto pracovníci se zlepšili v používání zařízení. Taková definiční náplň může být příliš úzká a bylo by vhodné odlišovat

- konstrukční změny, které vznikly, protože technické změny/pokrok umožnily realizaci nových řešení, a

⁵⁶ Haas, R., Thomas, S., & Ajanovic, A. (2019). The historical development of the costs of nuclear power. The technological and economic future of nuclear power, 97-115.

⁵⁷ Na začátku roku 2005 byly odhadované náklady na tento projekt 3,2 mld. EUR. Toto číslo bylo revidováno v roce 2011, kdy EdF oznámila, že náklady dosáhly 6 mld. EUR. V roce 2012 se uvádělo 8,5 mld. EUR a v roce 2016 pak 9,5 mld. V roce 2018 činil odhad je 10,9 mld. EUR.

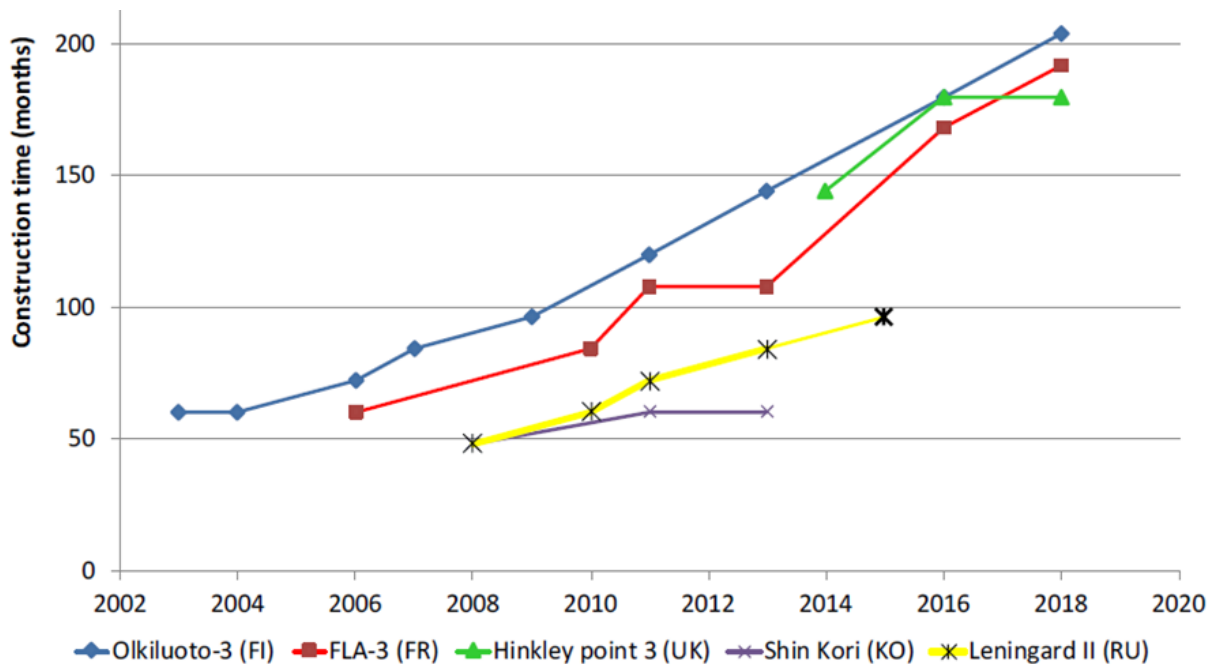
⁵⁸ Arrow, K. J. (1962). The economic implications of learning by doing. The review of economic studies, 29(3), 155-173.

– konstrukční změny, které vyplynuly ze zkušeností se stávajícími řešeními.

Některé články naznačují, že jaderné technologie vykazují opačný trend než snižování nákladů. Haas (2019) se domnívá, že učení sice proběhlo, ale buď náklady nesnížilo, nebo jiné faktory snížení nákladů vykompenzovaly.

Jedním z hlavních důvodů navýšení nákladů na výrobu jaderné energie je prodloužení doby výstavby. Následující obrázek ukazuje nárůst odhadovaných časů výstavby pro pět projektů. Graf je třeba číst následovně: na svislé ose jsou uvedeny doby výstavby v měsících. Čáry ukazují, jak se v průběhu času změnily. Např. pro OLK3 v roce 2004 byl odhad doby výstavby 60 měsíců, v roce 2018 to bylo 200 měsíců.

Obrázek 34: Změna doby výstavby pro 5 projektů jaderných zdrojů



Zdroj: Haas (2019)

Gierszewski⁵⁹ (2021) představuje analýzu budoucí role jaderné energie na cestě Polska k přechodu na nízkouhlíkovou energetiku. Argumenty ve prospěch zavedení jaderné energie autor nalézá na třech úrovních: energetická bezpečnost, ekonomická konkurenceschopnost a energetická účinnost a konečně omezený dopad na životní prostředí.

Článek je založen na výsledcích výzkumu provedeného výzkumným týmem z Pomořanské akademie ve Słupsku, která umožnila naznačit pravděpodobné směry transformace energetického sektoru v Polsku v příštím desetiletí.

Následující obrázky ukazují provozní náklady energetických zdrojů v Polsku a vztah mezi kapitálovými náklady a cenou elektřiny z jaderných elektráren.

⁵⁹ Gierszewski, J., Młynarkiewicz, Ł., Nowacki, T. R., & Dworzecki, J. (2021). Nuclear Power in Poland's Energy Transition. *Energies*, 14(12), 3626

Obrázek 35: Struktura nákladů polských zdrojů elektřiny

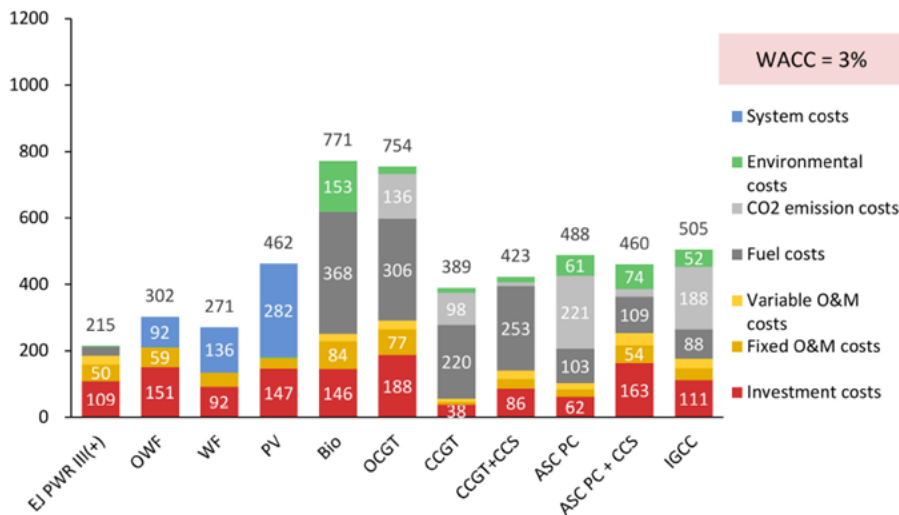
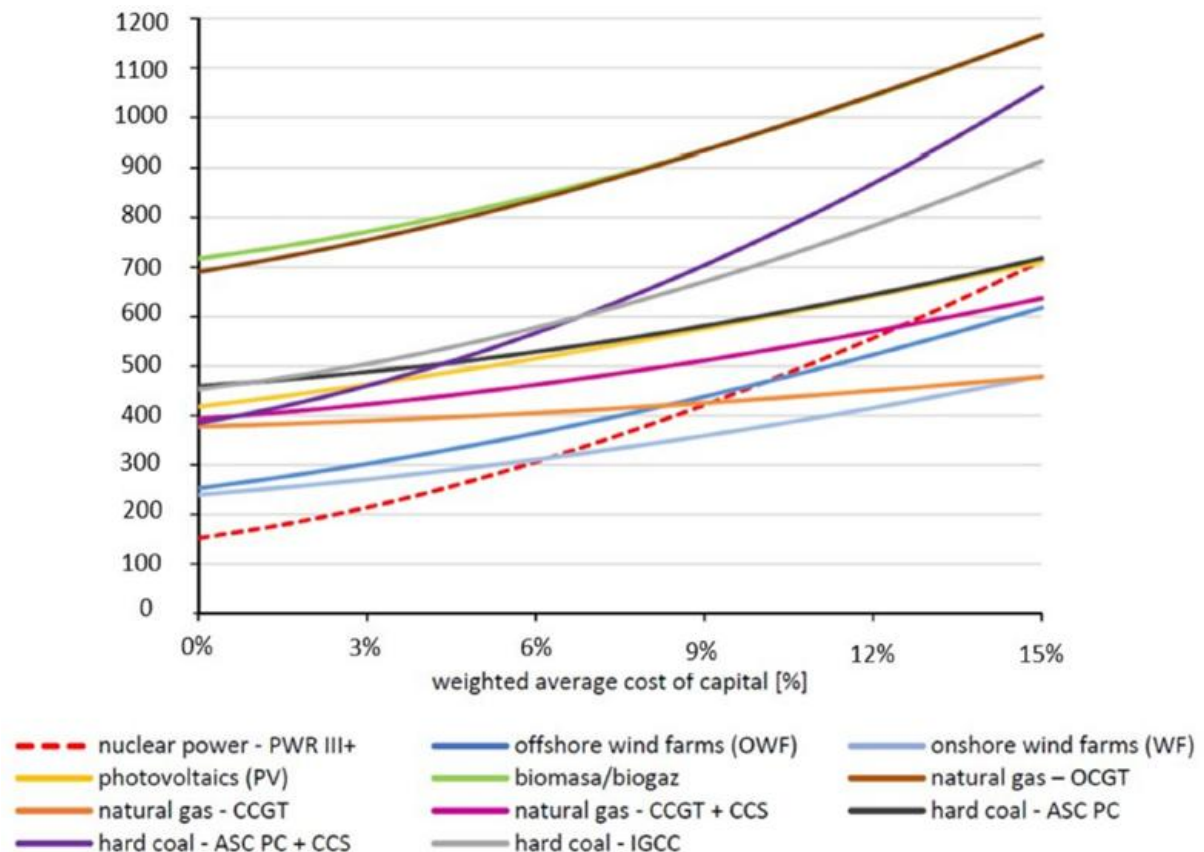


Figure 2. The low cost of capital makes nuclear power plants the cheapest source of electricity. Decomposition of the total levelised cost of electricity (T-LCOE). WACC = 3%; power generation technologies commissioned in 2035; 30% penetration of the given variable RES technology in the system.

Zdroj: Gierszewski (2021)

Obrázek 36: Hodnoty celkových LCOE polských zdrojů elektřiny (PLN/MWh)



Zdroj: Gierszewski (2021)

V únoru 2022 oznámil francouzský prezident Emmanuel Macron zahájení průmyslového programu výstavby šesti reaktorů EPR2 v rámci plánu na obnovu současného portfolia

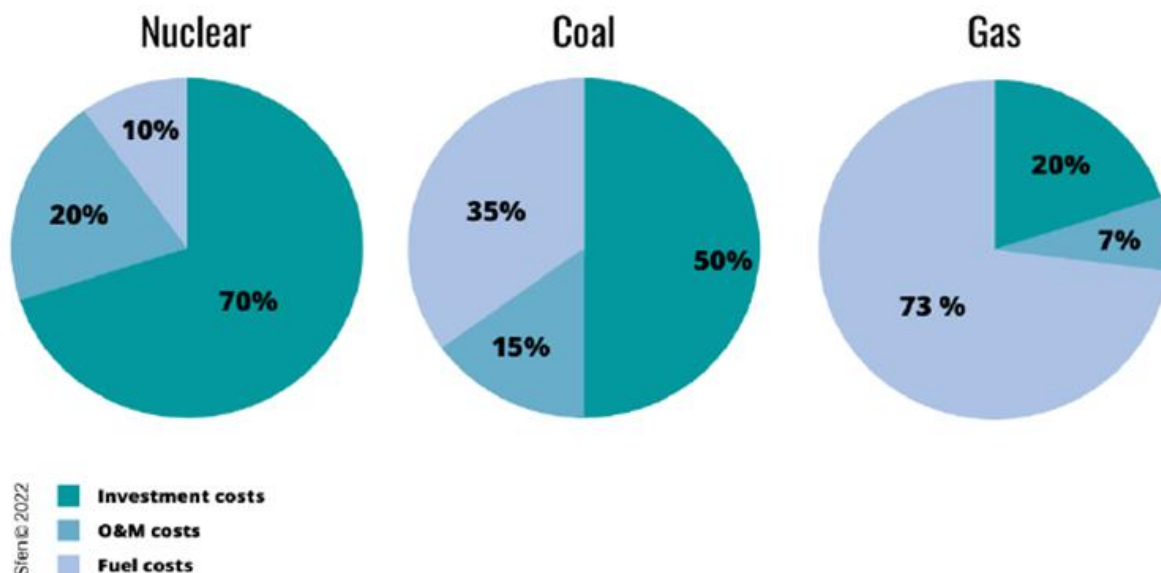
jaderných zdrojů země. Účelem studie SFEN (2022)⁶⁰ v reakci na zahájení tohoto programu bylo:

- vyjasnit otázky financování, které se týkají nových jaderných projektů;
- posoudit různá schémata, která se vyvinula v rámci EU k financování nových jaderných zdrojů;
- navrhnout nástroje, které zminimalizují náklady na kapitál, a tím i náklady na elektřinu pro spotřebitele/daňové poplatníky (dle zvoleného schématu). Pracováno bylo s reálnou hodnotou WACC ve výši 4 % až 5 % (odpovídající nákladům na výrobu elektřiny pod 70 EUR/MWh). Tato hodnota je autorem vnímána jako optimální z hlediska spotřebitelů a jako dosažitelná při zavedení vládní podpory pro efektivnější alokaci rizik.

Náklady na první část programu, tj. výstavbu šesti jednotek, se odhadují na 50 až 55 mld. EUR. Cílem je uvést do provozu první z těchto reaktorů do roku 2035.

SFEN (2022) stejně jako jiné zdůrazňuje kapitálovou náročnost jaderných zdrojů a dlouhou návratnost investic. Projekty jsou často zpožděny ať už z politických či technických důvodů. Na liberalizovaných trzích tak takovéto projekty nikdy nebudou realizovat sami soukromí investoři. Studie proto zmiňuje různé struktury financování a možná garanční schémata, v nichž jsou nějakým způsobem zapojeny veřejné subjekty. Klíčovou roli v modelech připisuje studii parametru WACC. Novým aspektem je explicitní identifikace penzijních fondů jako významných zdrojů investic (dle autorů investovaly penzijní fondy v OECD roce 2019 30 bil. EUR). Tato kategorie investorů nepožaduje velmi vysoký výnos, je však maximálně obezřetná a rizikově averzní, tj. vyhýbají se poskytování prostředků na velmi dlouhodobé nejisté projekty bez solidních záruk.

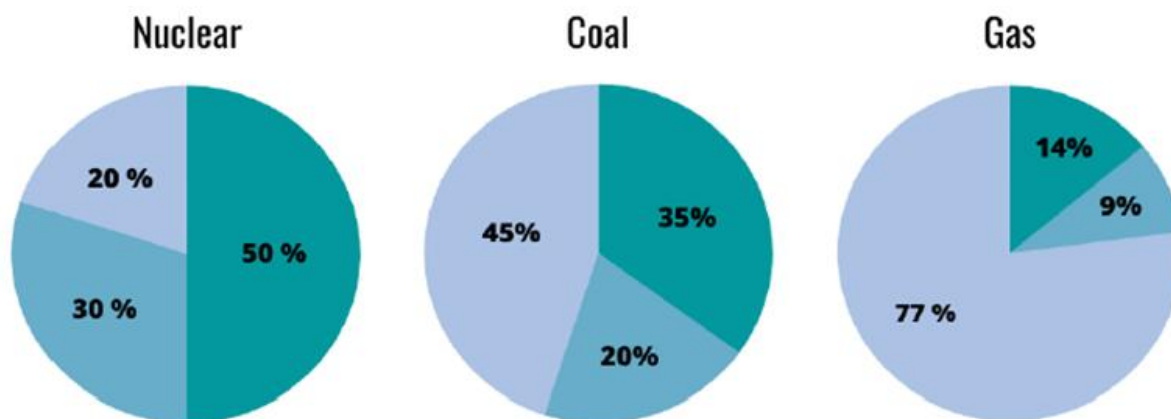
Obrázek 37: Podíl investičních nákladů na celkových nákladech při 10% diskontní míře



Zdroj: SFEN (2022)

⁶⁰ Financing France's New Nuclear Build, SFEN, 2022

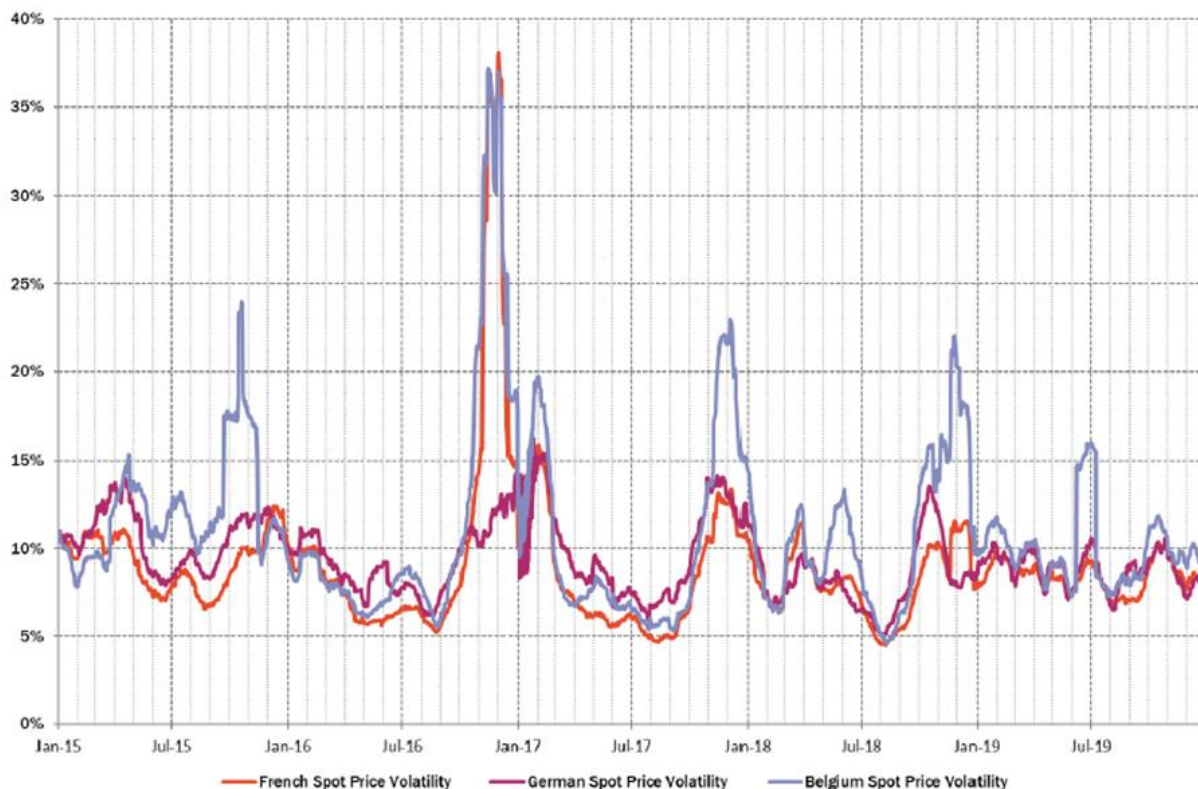
Obrázek 38: Podíl investičních nákladů na celkových nákladech při 5% diskontní míře



Zdroj: SFEN (2022)

Při výpočtu rentability projektu investoři pracují s budoucím objemem prodané elektřiny a s odhadem prodejní ceny. Tyto faktory indukují tržní riziko. Následující obrázek ze studie ilustruje vysokou volatilitu cen elektřiny před krizovým obdobím.

Obrázek 39: Cenová volatilita, 30denní klouzavý průměr



Zdroj: SFEN (2022)

Na druhé straně oproti příjmům staví studie především realizační náklady, kdy uvádí jednak jejich široké rozpětí, jednak velmi rozdílný nárůst (viz Vogtle, Flamanville versus čínské a korejské projekty – znázorňuje následující obrázek).

Obrázek 40: Náklady na výstavbu projektů FOAK III/III+ generace

Type	Country	Unit	Construction start	Initial announced construction time	Ex-post construction time	Power (MWe)	Initial announced budget (USD/kWe)	Actual construction cost (USD/kWe)
AP 1000	China	Sanmen 1, 2	2009	5	9	2 x 1 000	2 044	3 154
	United States	Vogtle 3, 4	2013	4	8/9*	2 x 1 117	4 300	8 600
APR 1400	Korea	Shin Kori 3, 4	2008	5	8/10	2 x 1 340	1 828	2 410
EPR	Finland	Olkiluoto 3	2005	5	16*	1 x 1 630	2 020	>5 723
	France	Flamanville 3	2007	5	15*	1 x 1 600	1 886	8 620
	China	Taishan 1, 2	2009	4.5	9	2 x 1 660	1 960	3 222
VVER 1200	Russia	Novovoronezh II-1 & 2	2008	4	8/10	2 x 1 114	2 244	**

* Estimate. ** No data available.

Zdroj: SFEN (2022)

Studie dále uvádí, že investiční náklady a jejich nárůst nezávisí až tak na výběru technologie jako na socioekonomickém prostředí a počáteční kapitálovém vkladu. Za předpokladu nákladů ve výši 4 500 EUR/MW, které studie považuje v Evropě za dosažitelné, by výstavba 10 GW vyžadovala počáteční kapitálový vklad, s vyloučením nákladů na financování, ve výši přibližně 45 mld. EUR. Následující tabulka uvádí kapitalizace evropských energetických společností. Dle hodnot v tabulce by žádná z nich nebyla schopna projekt ufinancovat z vlastních zdrojů.

Obrázek 41: Kapitalizace evropských energetických společností Q3 2020

Ranking ¹		Company (trading symbol-exchange)	Country	Market cap as of 09/30/20 (€B)	Change in market cap from (%) ²	
09/30/20	09/30/19				06/30/20	09/30/19
1	1	● Enel SpA (ENEL-MIL)	Italy	75.40	-3.4	8.2
2	2	● Iberdrola SA (IBE-MAD)	Spain	65.58	-1.2	8.1
3	4	● Ørsted A/S (ORSTED-CPSE)	Denmark	49.38	14.4	37.5
4	5	● National Grid PLC (NG.-LSE)	U.K.	34.49	-9.8	2.0
5	6	● Electricité de France SA (EDF-ENXTPA)	France	27.97	9.9	-10.6
6	3	● Engie SA (ENGI-ENXTPA)	France	27.56	3.8	-23.7
7	9	● E.ON SE (EOAN-XETRA)	Germany	24.58	-5.9	5.7
8	8	● innogy SE (IGY-XETRA)	Germany	24.22	0.0	-2.4
9	7	● Endesa SA (ELE-MAD)	Spain	24.17	4.1	-5.4
10	11	● RWE AG (RWE-XETRA)	Germany	21.63	13.1	22.6
11	14	● EDP - Energias de Portugal SA (EDP-ENXTLS)	Portugal	16.55	7.1	27.8
12	12	● VERBUND AG (VER-WBAG)	Austria	16.22	17.1	-7.0
13	10	● Fortum Oyj (FORTUM-HLSE)	Finland	15.35	2.2	-20.4
14	18	● EnBW Energie Baden-Württemberg AG (EBK-XETRA)	Germany	14.63	10.2	38.5
15	13	● SSE PLC (SSE-LSE)	U.K.	13.73	-11.4	-3.5
16	16	● Terna-Rete Elettrica Nazionale SpA (TRN-MIL)	Italy	12.00	-2.4	1.3
17	15	● Veolia Environnement SA (VIE-ENXTPA)	France	10.21	-8.0	-20.6
18	20	● Suez SA (SEV-ENXTPA)	France	9.88	51.5	10.9
19	17	● CEZ AS (CEZ-PSE)	Czechia	8.65	-13.6	-16.3
20	19	● Red Eléctrica Corporación SA (REE-MAD)	Spain	8.63	-3.6	-14.2

Industry ● Electric utilities ● Multi-utilities

Data compiled Oct. 5, 2020.
 Analysis includes publicly traded electric utilities and multi-utilities companies headquartered in Europe. The industry is classified according to S&P Global Market Intelligence's Global Industry Classification Standard.
¹ Ranking is based on market capitalization converted to euros as of specified dates.
² Market capitalization percentage change is calculated based on the reported currency of the stock price.
 Source: S&P Global Market Intelligence

Zdroj: SFEN (2022)

Za dva hlavní důvody, které mohou způsobit zpoždění projektů, studie považuje:

- politické důvody – jaderné projekty mohou být zpochybněny, pokud dojde ke změně vládnoucí politické reprezentace; extrémním příkladem materializace politického rizika je jaderná elektrárna Zwentendorf v Rakousku – v roce 1977, kdy byla dokončena, bylo v referendu rozhodnuto o jejím neuvedení do provozu;
- technické důvody – Olkiluoto 3, Flamanville 3, první reaktory svého druhu (FOAK), byly realizovány s obrovským zpožděním, což se přímo promítlo do překročení stavebních nákladů.

Výše uvedené závěry SFEN (2022) ilustruje na konkrétních příkladech v Evropě.

Francie

První reaktory v 60. až 70. letech 20. století byly přímo financovány státem, aby bylo možné demonstrovat účinnost tehdy nového zdroje energie a podporovat související vojenské aktivity (např. lodní pohon). Situaci zjednodušila skutečnost, že většina podniků veřejných služeb byla ve vlastnictví státu a energetická otázka byla přímou odpovědností státu. Výroba elektřiny byla obecně považována za odvětví přirozených monopolů.

Před rokem 1980 se jednalo o samofinancování; pokud jde o tarify, energetická společnost měla svobodu určovat tarify „v mezích slučitelných s jasně vyjádřeným přáním vlády, aby se všeobecné zvýšení cen udrželo na mírné úrovni“ nebo jinými slovy na úrovni, která umožňovala pokrýt náklady.

Po roce 1980 se přešlo na dluhové financování. Od roku 1980 byla EDF oprávněna vypůjčit si až 40 mld. EUR z komerčních zdrojů bez vládních záruk. I když tyto půjčky nebyly kryty žádnou státní zárukou, EDF si je byla schopna zajistit díky úvěrovému ratingu společnosti AAA. Ceny elektřiny byly určeny dle nákladů na výstavbu, ke kterým byla připočtena míra návratnosti kapitálu mezi 8 a 9 %.

Studie uvádí, že na pozadí liberalizovaného trhu s elektřinou a snížení ratingu EDF (na BBB+ od Fitch Ratings v lednu 2022), nelze tento způsob dluhového financování v současnosti replikovat.

Financování Flamanville 3 (FLE3)

V roce 2005 byla zahájena výstavba 59. jaderného reaktoru v zemi v lokalitě Flamanville s FOAK EPR. Původně byla uzavřena dohoda, že italská energetická společnost Enel převezme 12,5% podíl v projektu. Cílem bylo sdílet rizika a přínosy projektu, jehož náklady se v té době odhadovaly na 3,3 mld. EUR. V roce 2012 však Enel po rozhodnutí italské vlády z projektu FLE3 odstoupil a EDF tedy financovala výstavbu FLE3 zcela z vlastních prostředků.

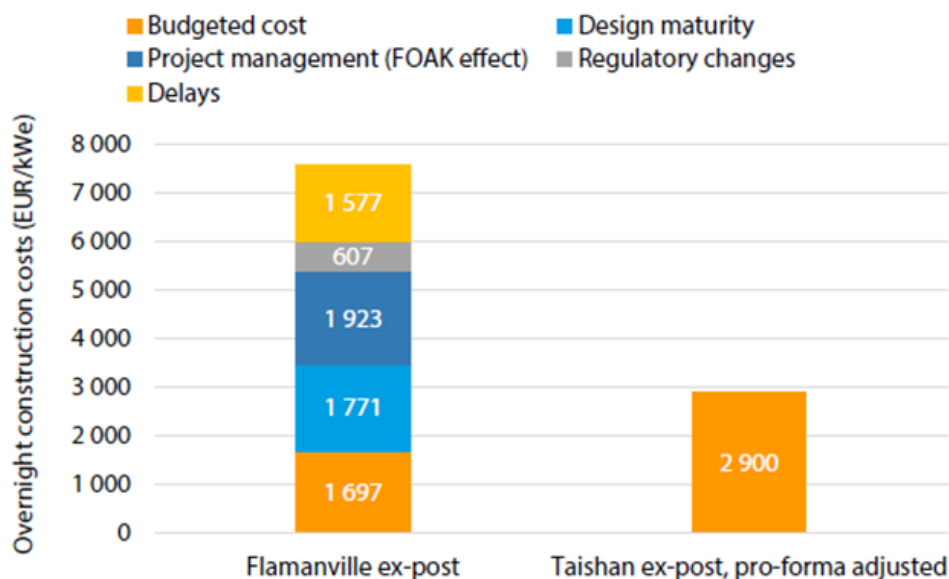
V lednu 2022 EDF přepočítala stavební náklady na 12,7 mld. EUR.

Výrobní náklady pro FLE3 EPR vypočítává francouzský Cour des Comptes mezi 110 a 120 EUR/MWh⁶¹.

FLE3 nevyužívá instrumentu výkupních cen; když EDF zahájila výstavbu, nebylo přijato žádné rozhodnutí o ceně, která má být obdržena za vyrobenou elektřinu. Studie uvádí, že tak není ani jasné, zda se elektřina vyrobená FLE3 bude prodávat na volatilním velkoobchodním trhu, anebo na základě pevné ceny.

⁶¹ Cour des comptes. La filière EPR, July 2020 (2020). Cour des Comptes. Dostupné z <https://www.vie-publique.fr/rapport/275117-la-filiere-epr-cour-des-comptes>

Obrázek 42: Hlavní faktory určující náklady FLE3



Zdroj: NEA/OECD (2020)⁶²

Finský model Mankala

Jde o kooperativní model vyvinutý v 60. letech 20. století s cílem otevřít cestu investicím do vysoce kapitálově náročné infrastruktury (detaily viz výše). Podle principu Mankala byl financován EPR Olkiluoto 3 (OL3). I proto bylo zařízení dodáváno „na klíč“. Jeho náklady byly odhadovány na 2,28 mld. EUR. Přestože projekt byl zahájen v roce 2005 a uvedení do provozu byl naplánováno na rok 2009, došlo ke zpoždění a překročení nákladů. Finálně byla výrobná dokončena v roce 2021 s náklady 11 mld. EUR.

Hinkley Point C (HPC)

HPC je rozšířením britské jaderné elektrárny Hinkley Point. Od prosince 2018 byly a v současné době stále jsou ve výstavbě dva reaktory typu EPR. Společnost Nuclear New Build Generation Company (NNB GenCo), založená v roce 2009, vlastní elektrárnu a má na starosti její výstavbu a provoz. NNB GenCo je z 66,5 % vlastněna EDF a z 33,5 % China General Nuclear Power Group (CGN).

EDF a CGN plně financují projekt HPC jako součást rámce, který zahrnuje několik mechanismů, včetně:

- CfD, kde byla realizační cena stanovena na 92,50 GBP/MWh (GBP2012), která je zvyšována o inflaci, a její platnost je 35 let. Realizační cena bude snížena na 89,50 GBP/MWh v případě schválení Sizewell C;
- záruka až do výše 2 miliard GBP za dluhopisy vydané NNB GenCo, pokud by společnost potřebovala finanční prostředky (které nakonec nebyly požadovány);
- záruka plateb pro NNB GenCo v případě změny energetické politiky, která by měla za následek uzavření zdroje.

Dohoda byla zpočátku kritizována za to, že stanovená cena elektřiny je příliš vysoká. V době uzavření dohody odpovídala realizační cena dvojnásobku až trojnásobku evropských tržních

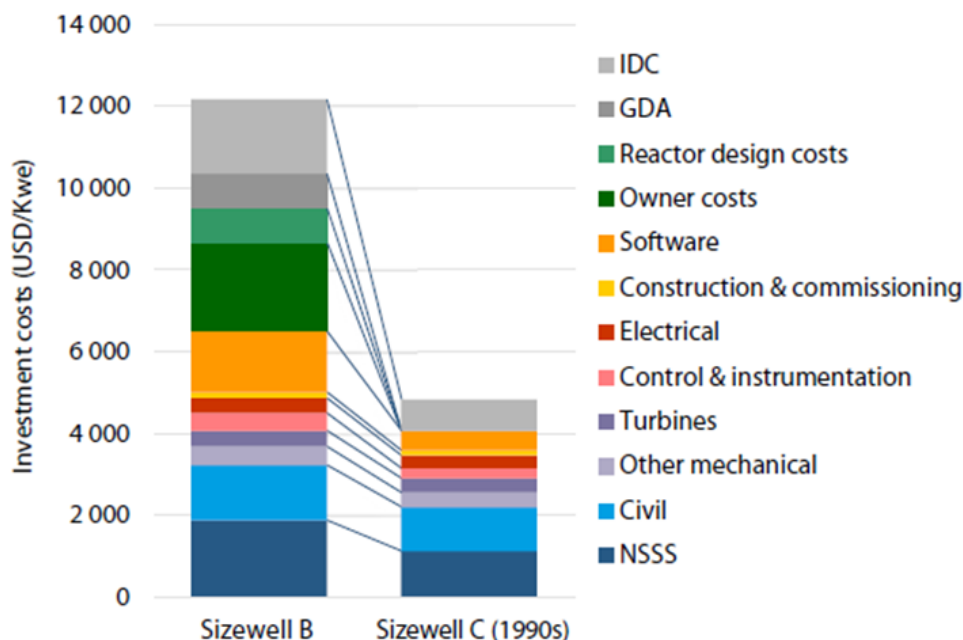
⁶² Berthelemy, M., Vaya Soler, A., Bilbao y Leon, S., Middleton, M., Piette, C., Hautojaervi, J., ... & Costes, P. (2020). Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear: A Practical Guide for Stakeholders (No. NEA--7530). Organisation for Economic Co-Operation and Development. OECD/NEA (2020)

cen; nicméně v průběhu celoevropské krize přesahovaly spotové i termínové tržní ceny 100 EUR/MWh. Další kritika přišla od Výboru pro veřejné účty (Public Accounts Committee, PAC). I když nový regulační rámec řešil tržní rizika, stále ponechával většinu stavebních rizik na investorovi. V praxi to znamenalo vysokou rizikovou prémii, a tedy vysoké náklady kapitálu. Zpráva PAC došla dokonce k závěru, že spotřebitelé by ve finále mohli platit za elektřinu více, než by zaplatili, kdyby se na těchto rizicích podílela vláda.

Sizewell C

Britský projekt Sizewell C (SZC) zahrnuje výstavbu dvou nových reaktorů EPR, které jsou přesnou replikou projektu HPC. Cílem je, aby EDF mohla profitovat z úspor z rozsahu, které se mají odrazit v nákladech. Zároveň má mít zreplicování pozitivní vliv na harmonogram. V květnu 2020 byla podána žádost o stavební povolení. U SZC byl uplatněn model RAB (viz výše). V rámci modelu RAB nesou spotřebitelé náklady již od fáze výstavby a v důsledku souvisejícího snížení splátek finančních úroků mají prospěch z poklesu celkových nákladů. Dále náklady snižuje i sdílení rizika růstu investičních nákladů investory, spotřebiteli a daňovými poplatníky, protože investoři pak požadují nižší rizikovou prémii.

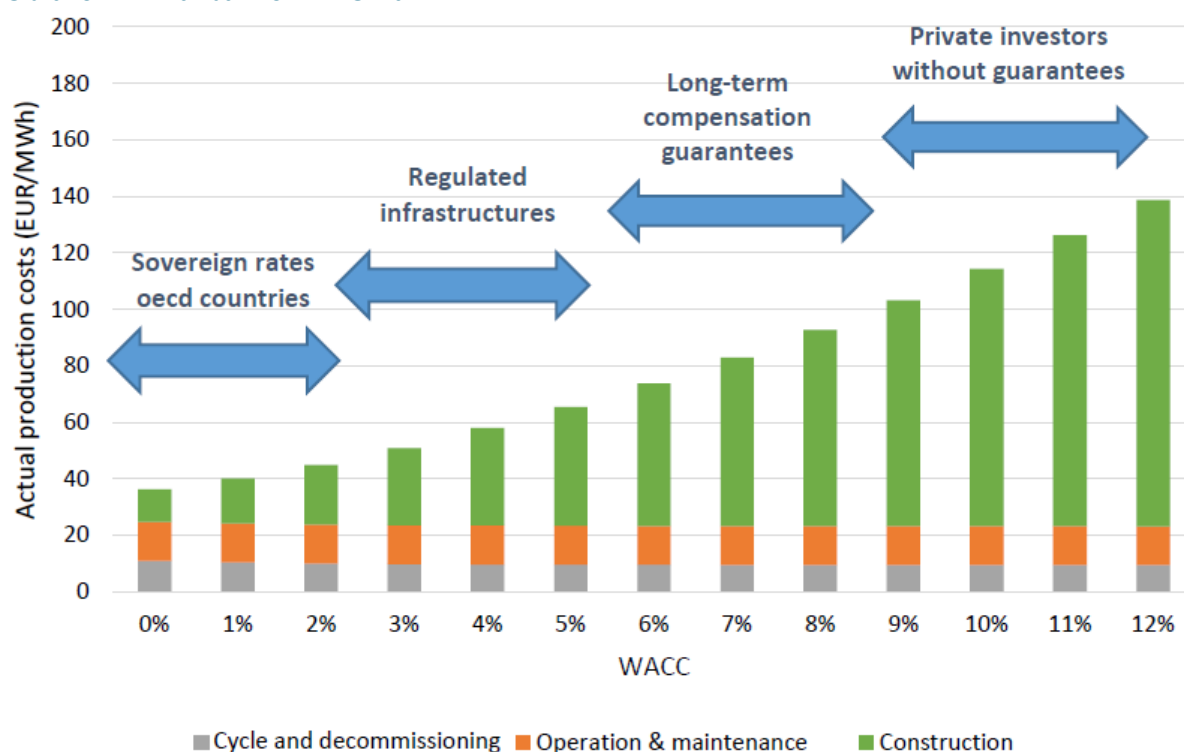
Obrázek 43: Změna investičních nákladů mezi SZC B a SZC C



Zdroj: NEA/OECD (2020)

Následující obrázek přiřazuje hodnotu WACC a LCOE různým nastavením projektu.

Obrázek 44: Vazba mezi LCOE a WACC



Zdroj: SFEN (2022)

Velmi detailně se ekonomikou jaderných zdrojů zabývá **NEA/OECD (2022)**⁶³. Tato studie obsahuje následující informace týkající se realizace a ekonomického fungování jaderných zdrojů.

Úspěch zásadně závisí na podmínkách financování. To se netýká pouze dostupnosti velkého množství kapitálu ze soukromých a veřejných zdrojů. Vzhledem k tomu, že dlouhodobé trendy naznačují strukturální převis úspor nad investicemi, vhodně strukturované projekty najdou zájemce z řad investorů. Stejně jako jiné nízkouhlíkové výrobní technologie (vodní elektrárny nebo OZE) má jaderná energie poměrně vysoké kapitálové náklady a nízké variabilní náklady. Klíčovým parametrem pro úspěšné financování nových jaderných elektráren jsou tak kapitálové náklady, tedy výše odměny, kterou budou vyžadovat veřejní a soukromí investoři. Tato úroveň odměny přímo souvisí s rizikem, kterému jsou investoři vystaveni v různých dimenzích. Jako klíčové téma se skutečně ukázalo efektivní rozdělení rizik souvisejících s výstavbou, cenovými ujednáními a politickými rámci mezi soukromé a veřejné zúčastněné strany.

Tyto skutečnosti se zásadně nezměnily ani v roce 2022, kdy ceny elektřiny tažené především cenami plynu dosáhly dříve nepředstavitelných úrovní. V Evropě byla cena za termínovou dodávku elektřiny za 1 rok v roce 2023 přibližně 200 EUR/MWh, což je vysoko nad odhadovanými LCOE jaderných elektráren, a to i při značných kapitálových nákladech. Taková cena jistě představuje pozitivní dopad na výnosy společností provozujících stávající elektrárny, jaderné či jiné, a může dokonce ovlivnit ekonomiku dlouhodobého provozu nebo vést k prodloužení životnosti zdroje. Budou však mít malý, pokud vůbec nějaký, dopad na rozhodnutí investovat do výstavby nových jaderných elektráren. Časové rámce jsou příliš

⁶³ Keppler, J. H., Cameron, D., & Berthélemy, M. (2022). New Perspectives for Financing Nuclear New Build. Financing New Nuclear Power Plants: Minimising the Cost of Capital by Optimising Risk Management (No. hal-03964519). NEA/OECD 2022

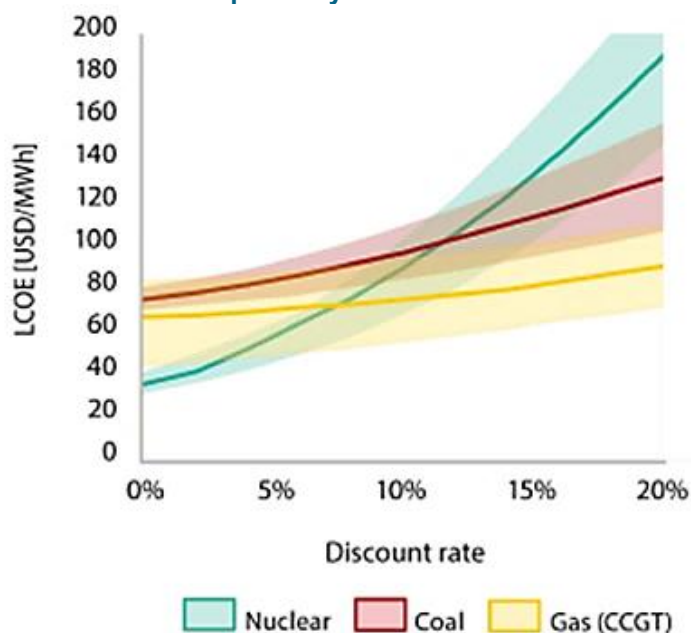
dlouhé a nejistota, ať už je způsobena geopolitikou, domácími obavami, obavami ze změny klimatu nebo rozvojem nových technologií, je příliš vysoká.

Společensky optimální sazba kapitálových nákladů na projekt nové výstavby jaderné elektrárny by se měla blížit kapitálovým nákladům veřejných prostředků, tj. sazbě, za kterou si národní vlády mohou půjčovat na finančních trzích. Konečný výstup však závisí na systematickém snižování rizika nových jaderných projektů, a tedy na řadě předpokladů. Je třeba řešit stavební, cenová a politická rizika způsobem. I když je splnění těchto podmínek možné, nemůže ho být dosaženo bez komplexního a silného politického úsilí.

NEA/OECD (2022) empiricky studovala finanční struktury úspěšných projektů nové výstavby v nedávné minulosti. Tato práce ukazuje, že úspěch projektů nové výstavby jaderných reaktorů historicky podstatně závisel na odstranění rizik projektů v několika dimenzích. Úspěšné projekty, až na několik výjimek, těžily z dlouhodobých garancí výše cen. Projekty měly také tendenci těžit z úzké spolupráce mezi příslušnými zúčastněnými stranami, a to nejen na začátku projektu a dále, ale i mnoho let předtím. A konečně, propojení finančního modelu, procesu zadávání veřejných zakázek a vlastnické struktury je klíčem k sladění zájmů zúčastněných stran, a tím k zajištění úspěchu projektu.

Studie NEA/OECD (2022) je založena na myšlence, že náklady na financování nového jaderného zdroje se odvíjí od součtu rizik. I ve světě bez tržních selhání a transakčních nákladů vlády rozhodují o společenské alokaci rizik a stanovují rámcové podmínky. Zda cenové riziko nesou výrobci nebo spotřebitelé, je otázkou designu trhu. To, zda stavební riziko nesou jednotlivé strany nebo je socializované, závisí na modelech financování, o kterých rozhodují vlády a regulační orgány. Politické riziko je ze své podstaty funkcí politických procesů, které určují vlády. Selhání trhu ale existují, jsou učebnicovým příkladem toho, že vládní intervence zapotřebí jsou (formou regulace, fiskálních opatření, veřejných investic). V neposlední řadě geopolitické otřesy v roce 2022 vyvolaly otázky ohledně designu trhů, tvorby cen a funkcí vlád v oblasti energetiky, včetně zajištění bezpečnosti. Tyto události závěry studie spíše posílily. Vedle imperativu snížit emise uhlíku tak, aby do roku 2050 klesly na čistou nulu, je bezpečnost dodávek energie druhou prioritou. Riziko se pak odráží ve vyšší diskontní sazbě. Následující obrázky potvrzují závěry provedené výše.

Obrázek 45: LCOE při různých diskontních sazbách



Zdroj: IEA/NEA (2020)

Obrázek 46: Investiční náklady na kW při různých „nákladech přes noc“ a WACC

Country	Technology	Net capacity (MWe)	Overnight costs (USD/kWe)	Investment costs (USD/kWe)		
				3%	7%	10%
France	EPR	1 650	4 013	4 459	5 132	5 705
Japan	ALWR	1 152	3 963	4 402	5 068	5 633
Korea	ALWR	1 377	2 157	2 396	2 759	3 066
Russia	VVER	1 122	2 271	2 523	2 904	3 228
Slovak Republic	Other nuclear	1 004	6 920	7 688	8 850	9 837
United States	LWR	1 100	4 250	4 721	5 435	6 041
Non-OECD countries						
China	LWR	950	2 500	2 777	3 197	3 554
India	LWR	950	2 778	3 086	3 552	3 949

Zdroj: IEA/NEA (2020)

Obrázek 47: LCOE jaderných elektráren při různých WACC

Country	Technology	Net capacity (MWe)	Investment (USD/MWh)			Fuel (USD/MWh)	O&M (USD/MWh)	LCOE (USD/MWh)		
			3%	7%	10%			3%	7%	10%
France	EPR	1 650	22.05	47.56	73.31	9.33	14.26	45.27	71.10	96.89
Japan	ALWR	1 152	21.77	46.96	72.39	13.92	25.84	61.16	86.67	112.13
Korea	ALWR	1 377	11.85	25.56	39.40	9.33	18.44	39.42	53.30	67.16
Russia	VVER	1 122	12.48	26.91	41.48	4.99	10.15	27.41	42.02	56.61
Slovak Republic	Other nuclear	1 004	40.37	83.76	127.66	9.33	9.72	57.61	101.84	146.06
United States	LWR	1 100	23.35	50.37	77.63	9.33	11.60	43.90	71.25	98.56
Non-OECD countries										
China	LWR	950	13.73	29.63	45.67	10.00	26.42	49.92	66.01	82.08
India	LWR	950	15.25	32.92	50.74	9.33	23.84	48.17	66.06	83.91

Zdroj: IEA/NEA (2020)

Při nulovém WACC (úroveň, která doposud přibližně odpovídala bezrizikové sazbě pro veřejné půjčování v hlavních průmyslových zemích) je jaderná energie vysoce konkurenceschopná. Tato nákladová výhoda však při vyšších úrokových sazbách rychle mizí. Při 5% WACC se stávají levnějšími výrobny plynové elektrárny, při 10% WACC pak i uhelné zdroje, a to navzdory nákladům na produkované emise uhlíku ve výši 30 USD/t CO₂.

Ještě markantnější vliv než na investiční náklady je dopad na LCOE. To je způsobeno skutečností, že při vyšších diskontních sazbách jsou výnosy za elektřinu prodanou mnoho let po datu uvedení výroby do provozu diskontovány výrazněji. LCOE tak při změně WACC rostou dvěma cestami: zaprvé kvůli nárůstu nákladů na kapitál a zadruhé kvůli klesající hodnotě budoucí vyrobené elektřiny.

Veškeré výše uvedené informace budou použity v další části řešení projektu – tj. k návrhu modelu pro potenciální jaderný zdroj v ČR a určení nejrelevantnějších hodnot vstupních parametrů. Spolu s těmito daty budou ve výstupech odraženy závěry z realizovaných konzultací se sektorovými hráči v ČR, se zástupci Národní rozpočtové rady, resp. MF, se zástupci MPO s ohledem na potřebu zvládnout co nejlépe proces zadání veřejné zakázky, příp. povolovací proces nejen co se týče samotné nové výroby, ale i souvisejících staveb či staveb potřebných při realizaci stavby nového zdroje.

2. Návrh modelu pro potenciální jaderný zdroj v ČR

Přiložený ekonomický model se vztahuje k výstavbě a následnému provozu nového jaderného zdroje v lokalitě JE Dukovany. Hlavním funkcí modelu je **určení minimální výkupní ceny elektrické energie (strike price)**, která zajistí ekonomickou rentabilitu projektu jaderného zdroje, a to za předem definovaných předpokladů. Tato minimální výkupní cena elektrické energie (strike price) je tak rovněž hlavním výstupem modelu.

Jedná se o **model, který je ve svých předpokladech pružný**, a lze tedy tyto předpoklady dle potřeby měnit, a získávat tak minimální výkupní cenu elektrické energie (tj. výslednou strike price) pro různé kombinace vstupních předpokladů.

1. Vstupní parametry modelu

Předpoklady ekonomického modelu jsou rozděleny do tří kategorií – technické předpoklady, ekonomické předpoklady a obecné makroekonomické předpoklady.

Všechny předpoklady jsou v modelu zasazeny jako variabilní, tj. jejich hodnoty lze v modelu měnit a dle toho získávat výsledky modelu pro konkrétní kombinace vstupních parametrů. V textu níže jsou však vedle specifikace a stručného popisu předpokladů uvedeny také konkrétní hodnoty, které modelu používá ve své výchozí podobě. Tyto hodnoty vychází zpravidla ze zkušeností s provozováním stávajících jaderných zdrojů v ČR, odborné literatury, tržních konzultací či známých parametrů, jež jsou předběžně stanoveny v rámci aktuálně probíhajícího tendru na dodavatele nového jaderného zdroje v lokalitě JE Dukovany.

2. Technické předpoklady

Mezi technické předpoklady se pro účely ekonomického modelu řadí základní technické parametry uvažovaného nového jaderného zdroje.

Instalovaný výkon

Instalovaný výkon (maximální výrobní kapacita) nového jaderného zdroje je stanoven na **hodnotu 1 200 MW**. Jedná se o maximální výkon, ke kterému bylo vydáno povolení k umístění jaderného zdroje ze strany Státního úřadu pro jadernou bezpečnost v lokalitě JE Dukovany.

Faktor způsobilosti

Poměr skutečně vyrobené energie k teoretickému maximu možné výroby za rok, označovaný také jako faktor způsobilosti (capacity factor) je v průběhu provozu zdroje ovlivňován několika faktory technického (např. odstávky z důvodu oprav a údržby) i obchodního charakteru (např. využití flexibility na trhu). S využitím efektivních technologických postupů je snaha provozovatelů jaderných zdrojů tento poměr postupně navyšovat. Pro účely modelu byl faktor způsobilosti na základě dosavadních zkušeností s provozováním stávajících bloků a dostupných informací stanoven na **hodnotu 92 procent**.

Vlastní spotřeba

Faktor vlastní spotřeby, tedy poměr energie spotřebované v rámci samotného jaderného zdroje k objemu skutečně vyrobené energie byl stanoven na základě zkušeností s provozováním stávajících bloků na **hodnotu 5 procent**.

Celková výroba pro prodej

Z výše uvedených technických předpokladů tak vyplývá, že celková očekávaná výroba jaderného zdroje bude činit 9 671,04 GWh/rok. Po odečtení části produkce pro vlastní spotřebu (5 procent) tak **očekávaný objem celkové výroby energie k prodeji dosáhne** výše 9 187,49 GWh/rok.

Harmonogram a délka provozu zdroje

Významným faktorem jsou rovněž předpoklady časového rázu, tj. zejména plánovaný harmonogram výstavby a spuštění nového jaderného zdroje a následně délka jeho provozu, resp. životnosti. Ekonomický model počítá se zahájením vlastní **výstavby v roce 2029 a se zahájením provozu v roce 2035**.

Délka provozu nového jaderného zdroje je uvažována ve **dvou variantách, a to v délce 35 let**, tedy do roku 2069, anebo **v délce 60 let**, tj. do roku 2094.

3. Ekonomické předpoklady

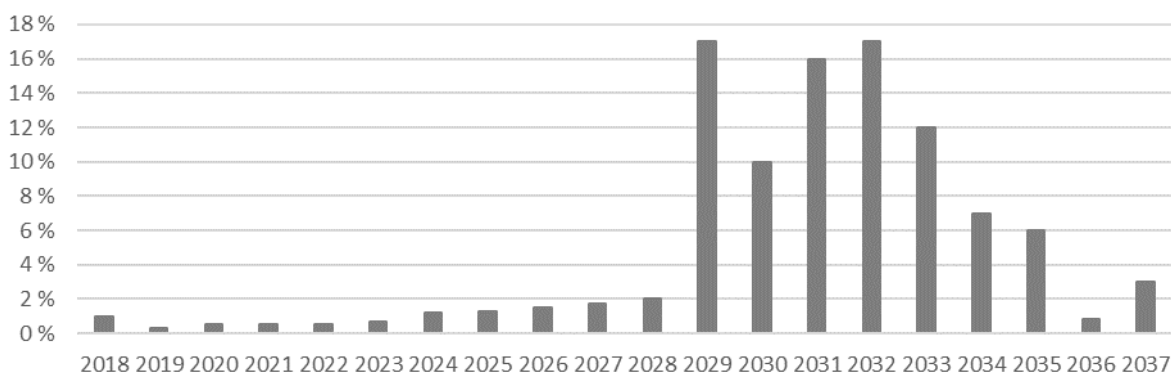
Mezi technické předpoklady se pro účely ekonomického modelu řadí zejména nákladové položky související s výstavbou a následným provozem nového jaderného zdroje. Dále jsou zde zahrnuty předpoklady o uplatňování odpisů, sazba daně z příjmu právnických osob apod.

Investiční náklady

Výše celkových investičních nákladů je stanovena formou měrných kapitálových výdajů (CAPEX) v závislosti na instalovaném výkonu nového jaderného zdroje.

Ve výchozí podobě ekonomického modelu jsou celkové investiční náklady stanoveny ve variantách ve výši 5400 EUR / kWe a 7000 EUR / kWe (v cenách roku 2015). To při uvažovaném výchozím instalovaném výkonu 1200 MW implikuje celkové investiční náklady **ve výši 6,48 miliardy EUR, resp. 8,40 miliardy EUR (v cenách roku 2015)**. Rozložení celkových investičních výdajů v čase je zobrazeno na grafu níže. Jak je patrné, zdaleka největší část celkových prostředků je investována v období mezi lety 2029 a 2035, na které připadá dle plánu samotná výstavba jaderného zdroje.

Graf 1: Rozložení počáteční investice (CAPEX) v čase



V rámci modelu je výše investičních výdajů přepočtena z cen roku 2015 na ceny roku 2017, aby byly konzistentní s ostatními ekonomickými ukazateli.

Provozní náklady

Mezi provozní náklady se řadí náklady na samotný provoz jaderného zdroje a výrobu elektrické energie. Lze je rozdělit do následujících kategorií:

- **Palivo** – ve výchozí podobě modelu použita cena ve výši 6 EUR/MWh.
- **Provoz a údržba** – ve výchozí podobě modelu použita cena ve výši 10 EUR/MWh.
- **Ostatní režie** – ve výchozí podobě modelu použita cena ve výši 2 EUR/MWh.
- **Jaderný účet** (zákonem stanovený příspěvek původce jaderného odpadu na zbudování hlubinného úložiště) – ve výchozí podobě modelu použita cena ve výši 2 EUR/MWh.
- **Investice do obnovy** (obnova komponent a zařízení po dobu projektované životnosti jaderného zdroje, tj. 60 let) – ve výchozí podobě modelu použita cena ve výši 5 EUR/MWh.
- **Náklady na vyřazování** (postupné vytváření rezervy pro úplné vyřazení, příp. demolici, jaderného zdroje po uplynutí jeho životnosti) – ve výchozí podobě modelu použita cena ve výši 2 EUR/MWh.

Celkové provozní náklady jsou tak projektovány ve výši 27 EUR/MWh, což při předpokládané roční výrobě 9 187,48 GWh implikuje **roční provozní náklady ve výši 248,06 milionu EUR** (po odečtení 5 procent celkové produkce pro účely vlastní spotřeby).

4. Další ekonomické předpoklady

Ekonomický model dále počítá s odpisováním stavby (v její celkové hodnotě) v rámci 5. odpisové skupiny, kam spadají mimo jiné výrobní budovy. Investiční suma se tak **odpisuje po dobu 30 let**.

Sazba **daně z příjmu právnických osob je stanovena na 21 procent**, což sice není aktuálně platná sazba, nicméně její zavedení v rámci aktuálně (srpen 2023) projednávaného vládního konsolidačního balíčku je vysoce pravděpodobné. Ponechání sazby DPPO na 21 procentech následně očekáváme po celou dobu investičního horizontu jaderného zdroje.

Makroekonomické předpoklady

WACC

Náklady kapitálu (WACC, tj. weighted average cost of capital, čili přesněji vážené průměrné náklady kapitálu) jsou klíčovým parametrem při posuzování rizikovosti a návratnosti zvažovaných investic. De facto se jedná o minimální očekávanou míru návratnosti, kterou tržní aktér vyžaduje pro rozhodnutí o zvažované investici (Pratt a Grabowski, 2014⁶⁴).

V principu je WACC součtem základní diskontní sazby a prémie. Základní diskontní sazba je odvozena od výše výnosu investice s minimálním vnímaným rizikem (bezrizikové investice), a představuje tak teoretické minimum diskontní sazby (nejčastěji se využívá výnos dluhopisů vydaných vládou USA či jinou vládou). Prémie pak zohledňuje rizika spojená s konkrétní investicí, přičemž tyto lze rozdělit do dvou kategorií. Systémová rizika jsou spojena s daným trhem (např. ekonomická kondice dané země, právní jistota), zatímco nesystémová rizika jsou svázána s konkrétním sektorem či přímo projektem (roli hraje zejména vyspělost technologií, konkurenceschopnost apod.). Vedle těchto obecnějších fundamentů je hodnota WACC ovlivněna rovněž strukturou financování daného investičního projektu, tj. tím, v jaké míře jsou ve financování projektu zastoupeny vlastní a cizí zdroje.

Ve výchozí podobě ekonomického modelu nového jaderného zdroje je hodnota **WACC stanovena ve dvou variantách ve výši 4 procenta, respektive 7 procent**, které odpovídají

⁶⁴ Pratt, S.P. & Grabowski, R.J. (2014). Cost of Capital: Applications and Examples: Fifth Edition. Hoboken, NJ, John Wiley and Sons.

výsledkům ze srovnávací analýzy a neodporují skutečností zjištěným při konzultacích s dotčenými stranami.

Inflace

Míra meziroční inflace, jež vstupuje do ekonomického modelu nového jaderného zdroje, je stanovena standardní metodikou v souladu s dlouhodobým inflačním cílem České národní banky. Po celou dobu investičního horizontu (tj, po dobu přípravy, výstavby i celou dobu životnosti jaderného zdroje) je tak počítáno s **inflací na úrovni 2 procent**.

Obrázek 48: Souhrn zvolených vstupních hodnot do modelu

Technické předpoklady:					
Instalovaná kapacita	1 200	MW			
Faktor způsobilosti	92%		poměr vyrobené energie k maximu možné výroby za rok		
Počet hodin za rok	8 059	h/rok	=365*24*(faktor způsobilosti)		
Vlastní spotřeba	5%				
Výroba pro prodej	9 187 488	MWh/rok	=(kapacita)*(počet hodin)*(1-(vlastní spotřeba))		
Ekonomické předpoklady:					
Měrný CAPEX (2015 prices)	7 000				
Měrný CAPEX	7 225	EUR/kW	<u>CAPEX:</u>	2015real	adjusted
Celkový CAPEX	8 670 270 000	EUR	min	5 400	5 574
Měrný OPEX	27	EUR/MWh	max	7 000	7 225
palivo	6	EUR/MWh			
provoz a údržba	10	EUR/MWh			
ostatní režie	2	EUR/MWh			
jaderný účet	2	EUR/MWh			
investice do obnovy	5	EUR/MWh	<u>WACC:</u>		
náklady na vyřazování	2	EUR/MWh		3%	
Celkový OPEX	248 062 176	EUR/rok		4%	
Odpisy				5%	
Zahájení výstavby	2029			6%	
Zahájení provozu	2035			7%	
DPPO	21%			8%	
				9%	
				10%	
Makroekonomické předpoklady:					
WACC (nominální)	3%			11%	
Inflace	2%		other	5,50%	

5. Ekonomický model

Ekonomický model nového jaderného zdroje je postaven na standardní metodologii na principu čisté současné hodnoty (NPV) využívanou mimo jiné při provádění testu souladu investičních opatření s principem investora v tržním hospodářství.⁶⁵

Princip čisté současné hodnoty (NPV) je modifikací standardně používané metody současné hodnoty (PV), kdy současná hodnota projektu zohledňuje také počáteční investici do projektu. Čistá současná hodnota se vypočte jako součet současných (diskontovaných) hodnot všech budoucích finančních toků. Nejprve je tak nutné stanovit odhad jednotlivých budoucích peněžních toků (příjmů a výdajů) a následně je převést za pomoci diskontní míry na současné peněžní toky.

⁶⁵ Přístup na základě modelu MEIP (Market Economy Investor Principle, tj. Princip investora v tržním hospodářství) je dlouhodobě zakotven jako standardní postup při posuzování státní podpory dle Evropské komise, a to nejméně od roku 1984. Jeho podstatou je premisa, že pokud veřejná instituce investuje do podniku dle pravidel a za podmínek akceptovatelných soukromým investorem působícím v podmínkách tržního hospodářství, pak tato investice nezakládá veřejnou podporu. Tento princip byl vymezen např. v rozhodnutí Evropského soudního dvora [případ C 234/84 Belgie vs. Komise ("Boch")].

Čistou současnou hodnotu investice lze následně vypočítat podle vzorce:

$$NPV = -Investice + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{Ocekavany\ peněžni\ tok_n}{(1+i)^n},$$

kde:

Investice	je nominální hodnota počáteční investice,
<i>i</i>	je úroková (diskontní) míra za jedno období (rok), tj. WACC,
<i>n</i>	je počet období (roků),
Očekávaný peněžní tok	představuje odhad budoucího peněžního toku v daném období <i>n</i> .

Předkládaný ekonomický model je za použití výše uvedených principů sestaven z následujících kroků:

1. Je sestavena projekce investičních a provozních výdajů projektu výstavby a provozu nového jaderného zdroje. V rámci projekce je zohledněna očekávaná inflace negativní peněžní tok je diskontován výše popsanou diskontní mírou WACC.
2. Je vypočtena minimální výkupní cena elektrické energie (strike price) tak, aby příjmy z jejího prodeje za daných předpokladů právě pokryly projektované investiční a provozní náklady.
3. Následně je pro kompletnost (případně kontrolu) ekonomický model dopočítán, přičemž je ukázáno, že čistá současná hodnota celého projektu (tj. součet diskontovaného negativního cash flow z investičních a provozních výdajů a diskontovaného pozitivního cash flow z prodeje elektrické energie) je na konci zvoleného investičního horizontu nulová.

Finálním výstupem je pak soustava tabulek, ve které je uvedena výsledná minimální výkupní cena elektrické energie (strike price) odpovídající dané kombinaci investičních výdajů (CAPEX), nákladů kapitálu (WACC) a délky investičního horizontu.

Model je vyhotoven ve dvou variantách dle komplexity. V základní variantě model opomíjí působení daně z příjmu právnických osob, a čisté pozitivní cash flow tak nepodléhá žádnému zdanění. V druhé variantě je uvažována DPPO ve výši 21 procent, která se uplatňuje na celkovou hodnotu čistého pozitivního cash flow v každém roce projektu, je-li čisté pozitivní cash flow realizováno. Potenciální uplatnění daňového štítu není zohledněno, neb nelze předjímat, jak bude hospodaření v rámci projektu nového jaderného zdroje zasazeno do celkových výsledků hospodaření investorské společnosti.

6. Výsledky modelu

V tabulkách níže jsou představeny výsledky ekonomického modelu nového jaderného zdroje v členění na zmíněné varianty. Výsledky jsou ve formě hodnoty minimální výkupní ceny elektrické energie, jež za uvedených předpokladů zajistí na konci investičního horizontu ekonomickou rentabilitu jaderného zdroje. Minimální výkupní cena energie je uvedena v EUR za 1 MWh.

Jako první jsou představeny výsledky základní varianty modelu, v níž je pominuta DPPO.

Tabulka 4: Strike price pro dané kombinace CAPEX a WACC (varianta bez DPPO)

CAPEX (2015)	5400 EUR / kWe		7000 EUR / kWe	
WACC	4 %	7 %	4 %	7 %
Investiční horizont – 60 let	54,02	74,96	62,03	89,17
Investiční horizont – 35 let	64,70	82,67	75,87	99,17

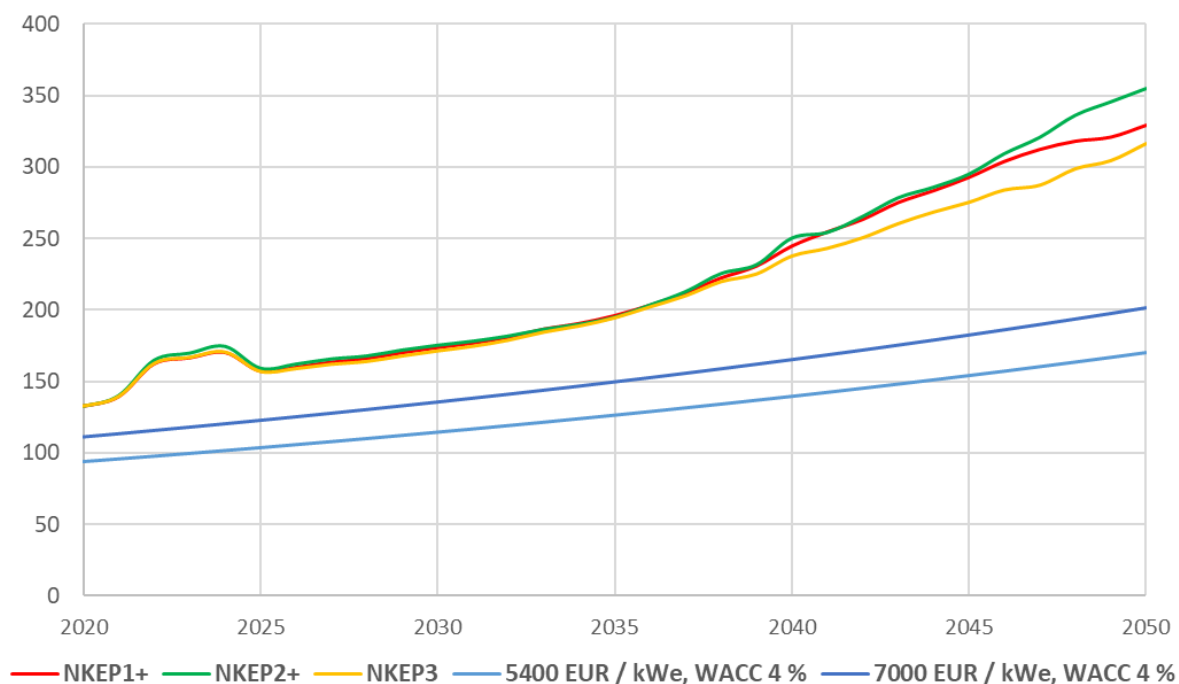
Následující výsledky varianty zohledňující rovněž výdaje v rámci DPPO.

Tabulka 5: Strike price pro dané kombinace CAPEX a WACC (varianta s DPPO)

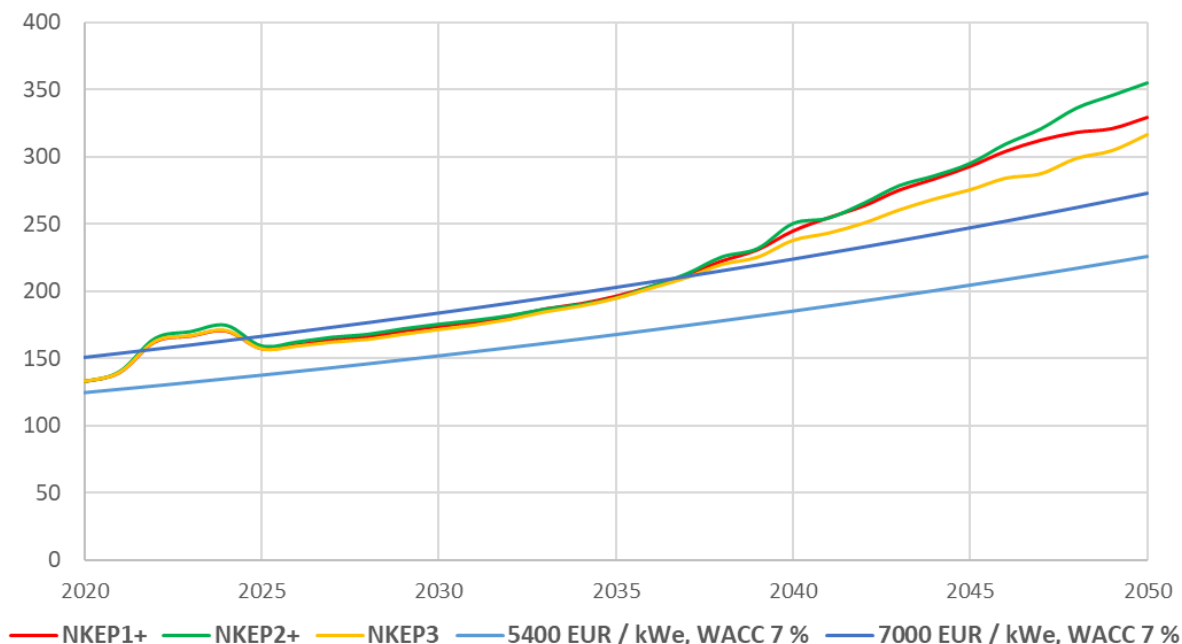
CAPEX (2015)	5400 EUR / kWe		7000 EUR / kWe	
WACC	4 %	7 %	4 %	7 %
Investiční horizont – 60 let	57,52	83,32	66,57	100,00
Investiční horizont – 35 let	69,80	92,48	82,48	111,89

Následující obrázky porovnávají vypočtenou strike price z výše uvedené tabulky (viz zvýraznění v tabulce) s hodnotami scénářů NKEP1+ až NKEP3. Předpokládáme, že strike price bude indexována dle inflace a poroste o 2 % ročně.

Obrázek 49: Porovnání namodelované strike price s NKEP1+ až NKEP3, WACC 4 %



Obrázek 50: Porovnání namodelované strike price s NKEP1+ až NKEP3, WACC 7 %



3. Diskuze ke stanovení hodnoty WACC

Odhadnout hodnotu WACC je vzhledem k velkému počtu nejistot obtížné. Při revizi hodnot použitých v modelu (4 % a 7 %) byly vedle závěrů ze srovnávací analýzy a z konzultací využity i následující skutečnosti.

1/ Stejně jako v případě jaderného zdroje Paks byla Evropská komise požádána o posouzení případné státní podpory na výstavbu a provoz nové jaderné elektrárny v lokalitě Dukovany. Dokumentu EK⁶⁶ obsahuje následující skutečnosti relevantní pro určení hodnot vstupních parametrů pro výpočet WACC.

- Popis financování:
 - ČEZ do výstavby elektrárny vlastněné EDU II investuje max. cca 1,77 mld. EUR
 - stát ČR do výstavby elektrárny vlastněné EDU II investuje cca 10 miliard EUR (7,56 mld. EUR + 32% rezerva).
- Předpokládá se bezúročná půjčka po dobu výstavby (dle dokumentu do roku 2036, toto bezúročné období není omezeno pevným datem, ale skutečností ukončení výstavby a zprovozněním nového bloku EDU II).
- Dokument předpokládá, že ČEZ je vlastněn ze 30 % minoritními akcionáři a ze 70 % státem ČR. Výnos z vlastního kapitálu ČEZ se za předpokladu aktuálního podílu soukromých minoritních akcionářů, kteří vyžadují realizaci obvyklé míry výnosu, bude odvíjet z IRR požadovaného investory. Nicméně není vyloučeno, že bude vytvořena samostatná společnost pouze ve vlastnictví státu.

⁶⁶ ŘÍZENÍ TÝKAJÍCÍ SE PROVÁDĚNÍ POLITIKY HOSPODÁŘSKÉ SOUTĚŽE EVROPSKÁ KOMISE STÁTNÍ PODPORA – ČESKO, Státní podpora SA.58207 (2021/N) – Podpora na výstavbu a provoz nové jaderné elektrárny v lokalitě Dukovany, Výzva k podání připomínek podle čl. 108 odst. 2 Smlouvy o fungování Evropské unie, (Text s významem pro EHP) (2022/C 299/02), Dopis ze dne 30. června 2022, (Viz. 5.8.2022 CS Úřední věstník Evropské unie C 299/5)

- Dokument počítá s následujícími hodnotami pro model CAPM: bezriziková míra 0,4 až 0,8 %, tržní riziková prémie 5,5 až 6,5 %, unlevered Beta 0,4 až 0,55, finanční páka 55 až 65 %, prémie za projekt v segmentu jaderné energetiky 2,75 až 3,75 %.

2/ Ke stanovení výpůjční potřeby státu odvozené od výše jeho podílu na financování výstavby a zprovoznění EDU II je třeba znát skutečné náklady na výstavbu a zprovoznění bloku elektrárny EDU II vyplývající z EPC tendru – měl by být znám v říjnu 2023. Aktuálně se v tisku objevují odhady od 140 až po cca 400 mld. Kč za jeden blok.

3/ K odhadu WACC je třeba znát způsobu financování výstavby JE DUKOVANY II ze strany státu (např. úvěrem od bankovních konsorcií, úvěrem od mezinárodních organizací, emisí zajištěných státních dluhopisů, emisí nezajištěných státních dluhopisů, kombinací uvedených způsobů apod.). S NRR byly diskutovány možné varianty i s ohledem na aktuální vyšší míru zadlužení českého státu a plánované velké investice českého státu v nadcházejících 10 až 15 letech.

3/ K odhadu WACC byly diskutovány různé možnosti alokace rizik při výstavbě a provozování EDU II.

4/ Byly analyzovány další (plánované) kroky státu snižující všechna rizika uvedená ve studii, především však riziko zpoždování výstavby a riziko nadměrného růstu realizačního rozpočtu.