



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta elektronická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

Ekonomická životaschopnost malých
modulárních reaktorů v České republice
DIPLOMOVÁ PRÁCE

autor práce:

Bc. Martin Václavek

vedoucí práce:

doc. Ing. Lubomír Sklenka, Ph.D.

Praha 2016

České vysoké učení technické v Praze
Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

Student: Václavek Martin

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management
Obor: Ekonomika a řízení energetiky

Název tématu: Ekonomická životaschopnost malých modulárních reaktorů v ČR

Pokyny pro vypracování:

- jaderná energetika v ČR - historický vývoj, stávající jaderné zdroje a jaderná legislativa
- konstrukční, bezpečnostní a provozní perspektivy malých modulárních reaktorů a stávající stav vývoje nových konceptů těchto jaderných reaktorů ve světě
- lokality v ČR potenciálně vhodné pro umístění malých modulárních reaktorů pro výrobu elektrické energie nebo tepla, při průmyslovém nebo neprůmyslovém využití a návrh konceptů malých modulárních reaktorů vhodných pro tyto účely
- ekonomické zhodnocení navržených variant využití malých modulárních reaktorů v České republice

Seznam odborné literatury:

International atomic energy agency. Advances in small modular reactor technology developments - A Supplement to: IAEA Advanced Reactors Information System (ARIS), Vienna, Austria, September 2014

Sklenka, L., Rataj, J., Losa, E., Kobyłka, D.: Vývoj malých a modulárních reaktorů v letech 2013-2014, Katedra jaderných reaktorů, FJFI ČVUT v Praze, 2014

Vedoucí diplomové práce: Doc.Ing. Lubomír Sklenka, Ph.D. – ČVUT FJFI

Platnost zadání: do konce letního semestru akademického roku 2016/2017

L.S.

Prof.Ing. Jaroslav Knápek, CSc.
vedoucí katedry

Prof.Ing. Pavel Ripka, CSc.
děkan

V Praze dne 11.2.2016

Prohlášení:

Prohlašuji, že jsem diplomovou práci vypracoval samostatně a že jsem řádně citoval všechny použité informační zdroje v souladu s Metodickým pokynem o dodržování etických principů při přípravě vysokoškolských závěrečných prací.

V Praze dne 26. května 2016

Martin Václavek

Poděkování:

Rád bych poděkoval doc. Ing. Lubomíru Sklenkovi, Ph.D., za odborné vedení, vstřícný přístup a cenné rady. Mé poděkování patří také doc. Ing. Milanu Jägerovi, CSc., a Ing. Ondřejovi Zlámalovi za užitečné rady během konzultací. Zároveň děkuji rodině za podporu v průběhu celého studia.

Martin Václavek

Název práce: Ekonomická životaschopnost malých modulárních reaktorů v ČR

Autor: Bc. Martin Václavek

Obor: Ekonomika a řízení energetiky

Druh práce: Diplomová práce

Vedoucí práce: Doc. Ing. Lubomír Sklenka, Ph.D., Katedra jaderných reaktorů, Fakulta jaderná a fyzikálně inženýrská, České vysoké učení technické v Praze

Abstrakt: Tato diplomová práce se zabývá možnostmi využití, vhodnými lokalitami pro umístění a ekonomickou životaschopností malých modulárních reaktorů v České republice. Navržené varianty autor práce ekonomicky posoudil pomocí měrných výrobních nákladů elektřiny a tepla, přičemž investiční výdaje malých modulárních reaktorů odvodil na základě investičních výdajů referenčních velkých reaktorů. Podle výsledků ekonomického hodnocení se jako nejvýhodnější ukazuje reaktor CAREM-300 v elektrárně Dukovany a Temelín a reaktor NuScale v teplárně Opatovice nad Labem.

Klíčová slova: malé modulární reaktory, měrné výrobní náklady elektřiny, reaktor NuScale, reaktor CAREM, reaktor HTR-PM, reaktor SVBR-100.

Title: Economic viability of Small Modular Reactors in the Czech Republic

Author: Bc. Martin Václavek

Supervisor: Doc. Ing. Lubomír Sklenka, Ph.D., Faculty of Nuclear Sciences and Physical Engineering, Czech Technical University in Prague.

Abstract: This diploma thesis deals with study of utilization, site evaluation and economic viability of small modular reactors in the Czech Republic. The thesis's author assesses proposed variants using levelized cost of electricity and heat, while he derives capital expenditures of small modular reactors based on the capital expenditures of reference large reactors. According to the results of the economic evaluation as the best is showed reactor CAREM-300 in Dukovany and Temelin nuclear power plant and reactor NuScale in Opatovice nad Labem heating plant.

Key words: small modular reactors, levelized cost of electricity, NuScale reactor, CAREM reactor, HTR-PM reactor, SVBR-100 reactor.

Obsah

1	Úvod.....	3
2	Jaderná energetika v České republice	5
2.1	Historický vývoj a stávající jaderné zdroje.....	5
2.2	Státní energetické koncepce České republiky.....	9
2.3	Národní akční plán rozvoje jaderné energetiky	15
2.4	Jaderná legislativa v České republice.....	17
3	Malé modulární reaktory	19
3.1	Konstrukční charakteristiky malých modulárních reaktorů.....	20
3.2	Bezpečnostní charakteristiky malých modulárních reaktorů.....	23
3.3	Možnosti využití malých modulárních reaktorů	25
3.4	Stávající stav vývoje nových konceptů malých modulárních reaktorů	29
4	Možnosti využití malých modulárních reaktorů v České republice	31
4.1	Vhodné lokality pro využití malých modulárních reaktorů.....	33
4.1.1	Stávající jaderná elektrárna.....	33
4.1.2	Stávající teplárna.....	35
4.1.3	Průmyslový závod	37
4.2	Vhodné koncepty malých modulárních reaktorů	38
4.2.1	Reaktor NuScale	39
4.2.2	Reaktor CAREM	42
4.2.3	Reaktor HTR-PM	44
4.2.4	Reaktor SVBR-100.....	46
4.3	Návrh variant využití malých modulárních reaktorů.....	49
5	Ekonomické zhodnocení malých modulárních reaktorů.....	51
5.1	Formulace ekonomického modelu.....	53
5.1.1	Výchozí obecné vzorce a definice	54

5.1.2	Měrné výrobní náklady elektřiny z jaderné elektrárny.....	58
5.1.3	Klíčování nákladů teplárny metodou obchodní.....	61
5.1.4	Klíčování nákladů pomocí výrobních nákladů prvotního tepla.....	62
5.1.5	Odhad měrných nákladů na výrobu vodíku	64
5.2	Výpočet investičních výdajů malých modulárních reaktorů	67
5.2.1	Faktor velikosti	67
5.2.2	Faktor modularizace.....	68
5.2.3	Faktor učení	69
5.2.4	Faktor sdílení lokality	70
5.2.5	Meze platnosti modelu výpočtu investičních výdajů.....	71
5.3	Vstupní data ekonomického modelu.....	73
5.4	Shrnutí výsledků výpočtů.....	81
5.4.1	Citlivostní analýza výsledků výpočtů.....	82
5.4.2	Rozbor výsledků výpočtů	87
6	Závěr.....	89
	Literatura	91
	Seznam zkratk.....	98
	Seznam proměnných	99
	Seznam obrázků	102
	Seznam tabulek.....	104
	Příloha A	105
	Příloha B	108
	Příloha C	109
	Příloha D.....	112

1 Úvod

Na konci roku 2015 bylo ve světě v provozu celkem 441 energetických reaktorů (z toho 99 v USA, 58 ve Francii a 31 v Číně), které se podílely na celosvětové výrobě elektřiny přibližně 11 %. Jejich průměrná dosažená délka provozu byla 28 let. Na konci roku 2015 bylo ve výstavbě 67 energetických reaktorů, z toho 24 v Číně, 8 v Rusku a 6 v Indii. [Int16]

Jaderné elektrárny poskytují stabilní zdroj elektřiny, neprodukují emise skleníkových plynů a jejich nízké a málo variabilní palivové náklady umožňují dobře předvídat jejich výrobní náklady. Nevýhodou jaderných elektráren jsou vysoké investiční nároky, a to zejména v posledních letech v Evropě. Příkladem je plánovaná výstavba britské elektrárny Hinkley Point C, jejichž náklady na výstavbu byly v září 2015 odhadnuty na celkem 24,5 mld. liber (přibližně 33,8 mld. €) [Bud16]. Při instalovaném výkonu 2 x 1650 MWe to je celkem přibližně 10 tis. €/kWe, což z elektrárny Hinkley Point C činí jednu z nejdražších jaderných elektráren v historii.

V současné době se v EU stavějí jen čtyři jaderné bloky, které již dávno měly být spuštěny (v závorkách původní plán spuštění) – třetí blok finské elektrárny Olkiluoto (2010), třetí blok francouzské elektrárny Flamanville (2012), a třetí a čtvrtý blok slovenské elektrárny Mochovce (2013) [Bud16]. Tyto průtahy ve výstavbě jsou vyvolané vzrůstajícími legislativními požadavky na nové jaderné zdroje a způsobují vzrůst skutečných investičních výdajů jaderných elektráren oproti původně předpokládaným, což následně způsobuje další průtahy ve výstavbě. Kromě finančních překážek čelí jaderná energetika i odporu veřejnosti, který v Německu vyústil v plán ukončení provozu všech jaderných elektráren do roku 2022. Německo prosazuje energetiku založenou jen na obnovitelných zdrojích energie (tzv. Energiewende - plán transformace německé energetiky).

V reakci na výše nastíněné komplikace v posledních letech celosvětově vzrůstá zájem o malé reaktory, což dosvědčuje velké množství inovativních konceptů malých reaktorů vyvíjených v posledních letech. Zájem o ně je spojen s jejich výhodami v oblasti bezpečnosti, možností využití a nároků na infrastrukturu, díky kterým by mohly získat větší důvěru veřejnosti než stávající velké reaktory a mohly by sehrát významnou roli v naplňování celosvětových cílů snižování emisí skleníkových plynů a omezení využívání zdrojů spalujících fosilní paliva.

Velkou výzvou pro malé reaktory je dosažení jejich konkurenceschopnosti vůči velkým reaktorů disponujících úspory z rozsahu. Tato ekonomická překážka nabývá na významu zejména v zemích s rozvinutou infrastrukturou a dostatkem kapitálu pro stavbu velkých zdrojů, jako je Česká republika, kde umístění velkého reaktoru nejsou kladeny výraznější technologické a ani finanční překážky. Z hlediska perspektiv pro dosažení konkurenceschopnosti se jeví nejnadějnější tzv. malé modulární reaktory, které disponují řadou zjednodušení v konstrukci s možností vysokého podílu sériové výroby, a proto se tato diplomová práce soustřeďuje právě na ně.

Jaderné elektrárny představují po uhelných zdrojích druhý nejvýznamnější zdroj energie v ČR. Podíl výroby elektřiny z jaderných elektráren v ČR v posledních letech přesáhl 30 %. Podle aktualizované státní energetické koncepce ČR z roku 2015 se počítá s výstavbou nových jaderných zdrojů a postupným utlumením využívání uhelných zdrojů. Jako nové energetické zdroje by mohly v ČR najít uplatnění malé modulární reaktory. [Min15a]

Při návrhu variant využití malých modulárních v ČR se v této diplomové práci bude vycházet ze stávajícího stavu vývoje malých modulárních reaktorů ve světě, specifik české jaderné energetiky, cílů státní energetické koncepce ČR a charakteru lokalit potenciálně vhodných pro umístění malých modulárních reaktorů v ČR. Vzhledem k tomu, že energetický trh v Evropě je zatížen mnoha deformacemi a jeho vývoj ve vzdálené budoucnosti je nejasný, při hodnocení navržených variant bude v této diplomové práci kladen důraz na vytvoření ekonomického modelu, který je univerzální a použitelný pro všechny možnosti budoucího vývoje trhu.

2 Jaderná energetika v České republice

Český jaderný výzkum a průmysl v roce 2015 oslavil 60 let od svého vzniku, na jehož počátku bylo založení Ústavu jaderného výzkumu Řež (ÚJV Řež) a založení Fakulty technické a jaderné fyziky (dnešní FJFI ČVUT) v roce 1955 [Tec15a]. V současné době je v ČR provozováno šest energetických reaktorů - čtyři reaktory VVER 440 v elektrárně Dukovany (EDU) a dva reaktory VVER 1000 v elektrárně Temelín (ETE). V roce 2014 bylo zrušeno zadávací řízení na dostavbu dvou bloků v ETE z důvodu ekonomické nenávratnosti kvůli nízkým tržním cenám elektřiny [Sku16]. Nicméně podle aktualizované státní energetické koncepce z roku 2015 se s výstavbou nových jaderných bloků počítá [Min15a].

2.1 Historický vývoj a stávající jaderné zdroje

Dne 23. dubna 1955 byla mezi tehdejším Československem a Sovětským svazem podepsána „Dohoda o pomoci při rozvoji výzkumu ve fyzice atomového jádra a při využití atomové energie pro potřeby národního hospodářství“. Tehdejší Sovětský svaz se zavázal, že československým vědcům pomůže s vyprojektováním a postavením experimentálního reaktoru a cyklotronu. Obsahem dohody bylo také školení odborníků a dodávky jaderného paliva. V červnu 1955 byl vládním nařízením založen dnešní ÚJV Řež a v září 1955 zahájila výuku Fakulta technické a jaderné fyziky Univerzity Karlovy (od roku 1959 Fakulta jaderná a fyzikálně inženýrská ČVUT). V roce 1957 byl dokončen první experimentální reaktor v Řeži označovaný jako VVR-S (v letech 1988-1989 byl přestavěn na reaktor LVR-15 [Tec15e]). [Tec15a]

V roce 1972 došlo ke spuštění těžkovodního výzkumného reaktoru TR-0 v Řeži, který byl určen k výzkumu pro reaktor KS-150 provozovaný v první československé jaderné elektrárně A1 v Jaslovských Bohunicích, jejíž výstavba proběhla v letech 1958-1972, provoz zahájila v roce 1972 a ukončila po havárii v roce 1977. Elektrárna Jaslovské Bohunice A1 nebyla předmětem dohody z roku 1955, českoslovenští odborníci na ní pracovali samostatně. Jejím hlavním projektantem byla Škoda JS, která tak zahájila své aktivity v jaderné energetice. Tato unikátní jaderná elektrárna měla reaktor moderovaný těžkou vodou a chlazeným oxidem uhličitým, který jako palivo používal oxid přírodního uranu. Avšak záhy z důvodu lepších parametrů v oblasti bezpečnosti a ekonomie provozu, zkušeností v zahraničí a vazeb na Sovětský svaz došlo ke změně orientace československé energetiky na lehkovodní reaktory, a proto byl v roce 1975

experimentální těžkovodní program ukončen. Reaktor TR-0 byl v letech 1975-1979 provozován s lehkou vodou a v roce 1980 byl přestavěn na lehkovodní výzkumný reaktor LR-0. [Tec15a] [Tec15b].

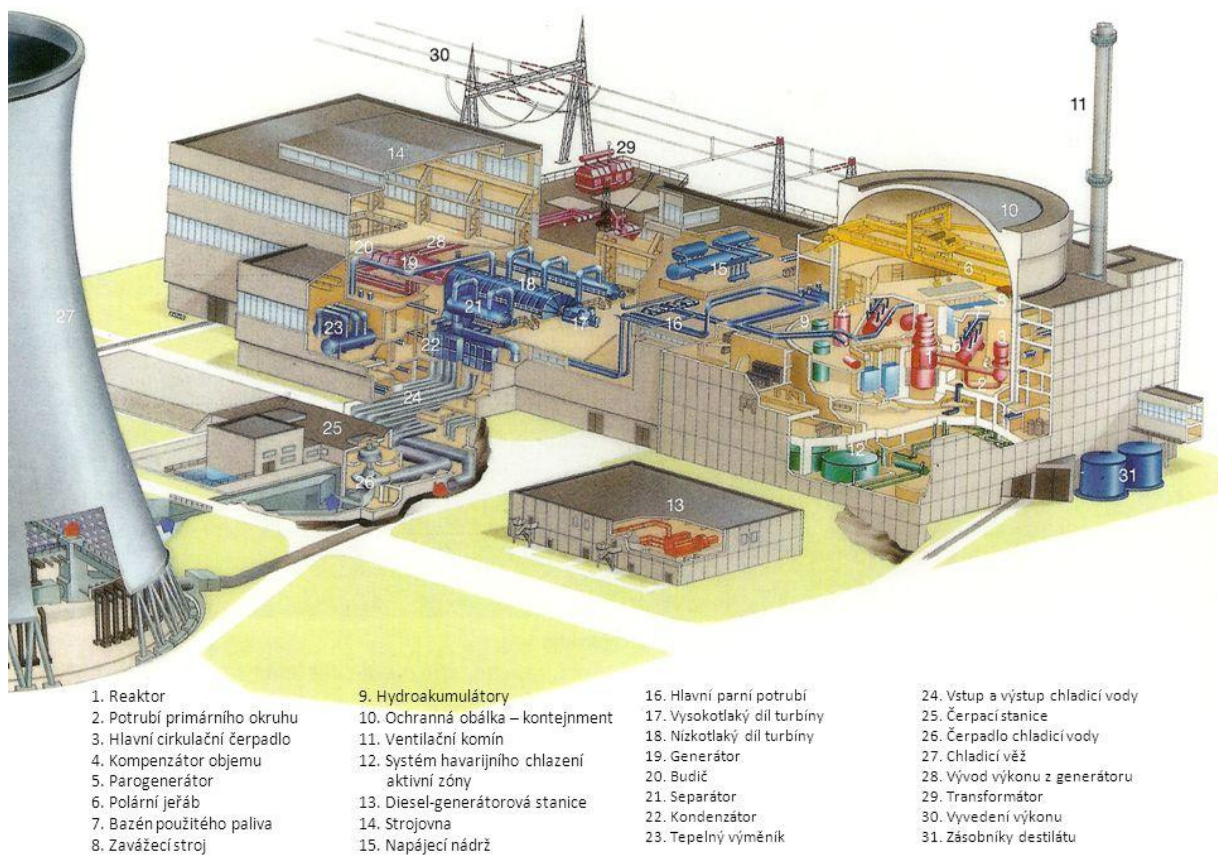
První elektrárnou s tlakovodními reaktory v Československu byly Jaslovské Buhunice V1 se dvěma bloky s reaktory VVER 440 (verze V-230, výstavba v letech 1972-1978, komerční provoz 1980-2006). Její příprava, výstavba a spouštění probíhalo v úzké spolupráci československých a sovětských odborníků, převládající část dodávek pro primární okruh byla ze Sovětského svazu. Zařízení pro nejadernou část elektrárny byla dodána československými podniky. Na dodávkách pro další československé jaderné elektrárny se již plně podílely československé organizace a podniky. Rozvinutost českého průmyslu v oblasti jaderné technologie dosvědčuje mimo jiné fakt, že z celkového počtu 26 tlakových nádob pro reaktory VVER-440 verze V-213 jich 21 vyrobila Škoda JS ve své výrobně tlakových nádob v Plzni. [Tec15b]

Během výstavby elektrárny V1 v Jaslovských Bohunicích dokončili sovětští odborníci projektování nového typu bloku s reaktory VVER-440 (verze V-213). Podle tohoto vylepšeného projektu byly stavěny všechny další elektrárny s reaktory VVER 440 v Československu. V roce 1976 se začaly stavět dva bloky elektrárny Jaslovské Bohunice V2 (spouštění v letech 1984-85) a v roce 1979 začala výstavba čtyř bloků elektrárny Dukovany (spouštění v letech 1985-87). V současnosti se Jaslovské Bohunice V2 podílí přibližně 30 % na výrobě elektřiny na Slovensku a Dukovany zaujímají přibližně 18 % podíl na výrobě elektřiny v ČR. [Tec15c]

V roce 1983 byla zahájena výstavba dvou bloků jaderné elektrárny Mochovce s reaktory VVER 440, další dva bloky se začaly stavět o čtyři roky později. V roce 1987 byla také zahájena výstavba elektrárny Temelín, ve které podle původních plánů měly být v roce 1998 v provozu čtyři bloky s reaktory typu VVER-1000. Další bloky s reaktory VVER 1000 byly plánovány ve východoslovenských Kecerovicích, v moravskoslezských Blahutovicích a ve východočeském Tetově s uvedením do provozu mezi léty 2000 až 2010, avšak tyto ambiciózní plány nebyly realizovány. [Tec15d]

V roce 1985 začala v Praze výstavba školního reaktoru VR-1 Vrabec. Tento reaktor byl určen pro přípravu odborníků pro práci na jaderných elektrárnách a výzkumných reaktorech v Řeži. V době uvedení do provozu, k němuž došlo v roce 1990, šlo o výjimečný reaktor, neboť jako jediný reaktor na světě měl plně digitální havarijní ochranu. Jeho provozovatelem je FJFI ČVUT. [Tec15d]

Po roce 1989 došlo k přehodnocení plánů rozvoje jaderné energetiky v Československu, přičemž byla zrušena příprava realizace jaderné elektrárny v Kecerovicích, Blahutovicích a Tetově. Výstavba elektrárny Mochovce a Temelín byla pozastavena a oba projekty následně prodělaly změny v souvislosti s novými bezpečnostními standardy. První dva bloky v Mochovcích byly uvedeny do provozu v letech 1998 a 2000, třetí a čtvrtý blok v Mochovcích doposud do provozu uvedeny nebyly (uvedení do provozu se očekává v roce 2017). Projekt jaderné elektrárny Temelín byl zredukován na dva bloky dostavěné v letech 1994-2000 s účastí americké firmy Westinghouse, která dodala systém řízení a v prvních letech provozu také palivo. Uspořádání bloku s reaktorem VVER 1000 je znázorněn na Obr. 1. [Tec15d] [Tec15e]



Obr. 1: Schéma bloku elektrárny s reaktory VVER 1000 [Jan07]

V současné době je v ČR provozováno šest energetických reaktorů, to sice čtyři reaktory VVER 440 (typ V-213) v EDU a dva reaktory VVER 1000 (typ V-320) v ETE. Všechny tyto reaktory se řadí mezi reaktory druhé generace¹. Elektrárny Dukovany a Temelín představují významné a stabilní zdroje elektrické energie v ČR pracující v základním zatížení s potenciálem pro dodávky certifikovaných podpůrných služeb pro kompenzaci výkonu v přenosové soustavě. V roce 2013 přesáhla výroba jak v EDU, tak ETE 15 TWh, což činilo více než 35 % celkové výroby elektrické energie v ČR. Obě české jaderné elektrárny patří mezi nejlépe provozované elektrárny ve světě podle kritérií organizace WANO (World Association of Nuclear Operators). [Min15b]

Na základě dobrých provozních zkušeností bylo možné u obou elektráren přistoupit k využití jejich technických rezerv pro zvýšení množství vyráběné elektřiny po provedení inovací ve strojojně. Původní elektrický výkon každého bloku EDU činil 440 MWe, v současnosti je to u každého 500 MWe. Původní elektrický výkon každého bloku ETE 981 MW byl zvýšen na 1080 MWe. Tyto modernizace byly provedeny v průběhu pravidelných ročních odstávek. V dalších letech se počítá s dalším navýšením elektrického výkonu EDU a ETE bez negativního vlivu na životnost zařízení v primárním okruhu. [Min15b]

V průběhu provozu pravidelně probíhá hodnocení bezpečnosti jaderných elektráren Státním úřadem pro jadernou bezpečnost (SÚJB), na základě kterého se uděluje licence k dalšímu provozu. Projektová délka provozu EDU a ETE byla 30 let. V současnosti probíhá licenční řízení pro prodloužení provozu EDU nad plánovanými 30 lety. V březnu 2016 SÚJB vydal povolení k dalšímu provozu pro první blok EDU [Sta16]. Ve světě dochází k prodloužování životnosti jaderných elektráren až na 60 let (USA), v EU jsou běžné plány provozu v délce 50 let u reaktorů druhé generace. [Min15b]

¹ Reaktory druhé generace jsou energetické reaktory vyprojektované na základě zkušeností s prototypy energetických reaktorů (první generace) a představují valnou většinu energetických reaktorů provozovaných v současnosti [Int15]. Do třetí generace patří pokročilé reaktory s vylepšenými bezpečnostními systémy (z reaktorů čisté třetí generace byly realizovány jen šestý a sedmý blok ABWR japonské elektrárny Kashiwazaki). V souvislosti se zaváděním inovativních inherentních bezpečnostních vlastností technologie jaderných reaktorů, jako je pasivních odvod zbytkového tepla, byla ze třetí generace vyloučena samostatná generace III+ (reaktory jako AP1000, VVER 1200 a EPR). [Heř13]

2.2 Státní energetické koncepce České republiky

Hlavním posláním státní energetické koncepce ČR je zajistit spolehlivou, bezpečnou a k životnímu prostředí šetrnou dodávku energie pro potřeby obyvatelstva a ekonomiky, a to za konkurenceschopné a přijatelné ceny za standardních podmínek. Současně se stará o to, aby byly zabezpečeny nepřerušené dodávky energie i v krizových situacích v rozsahu nezbytném pro fungování nejdůležitějších složek státu a přežití obyvatelstva. [Min15a]

Tvorba státní energetické koncepce vyplývá ze zákona č. 406/2000 Sb., o hospodaření s energií. Podle novely zákona o hospodaření s energií (zákon č. 103/2015 Sb.) se státní energetická koncepce vypracovává na 25 let s pětiletými intervaly vyhodnocení plnění a je závazná pro výkon státní správy v oblasti nakládání s energií. První státní energetická koncepce podle zákona o hospodaření s energií byla schválena v roce 2004, nicméně v průběhu následujícího desetiletí byla v mnohém překonána a nereflektovala množství událostí, které se v evropské energetice a ekonomice mezitím udály, jako je masivní podpora používání obnovitelných zdrojů energie (OZE) formou státních subvencí a následná deformace volného energetického trhu budovaného v Evropě, ekonomická krize po roce 2007 a zastavení růstu spotřeby energie. Přijetí aktualizace státní energetické koncepce bylo potřebné i s ohledem na plnění nových energetických cílů EU (závazné cíle podílů OZE v jednotlivých členských zemích, cíle snižování emisí, úspor ve spotřebě energie a decentralizace výroby, podpora tzv. chytrých sítí a čisté mobility). [Min15a]

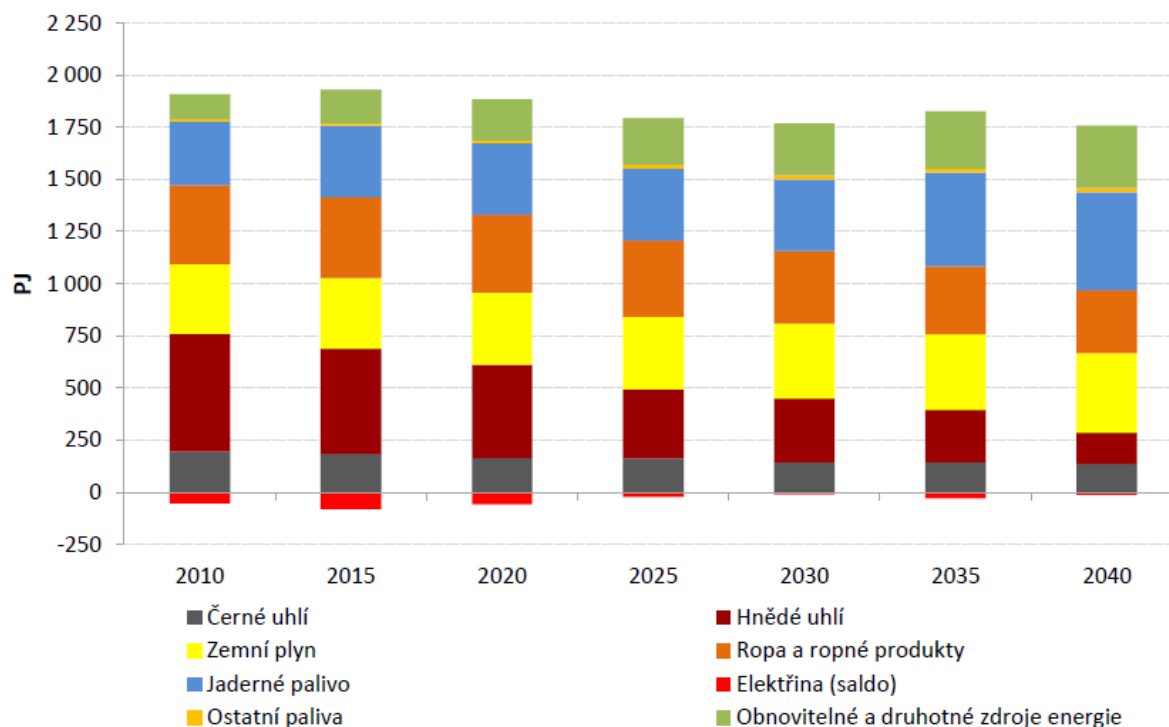
Státní energetická koncepce se snaží vytvořit dlouhodobě stabilní a předvídatelné tržní prostředí pro energetické firmy a zároveň poskytnout i nezbytnou flexibilitu pro nový technický a ekonomický vývoj. Dosažení tohoto stavu je značně komplikované vzhledem k nejasnému vývoji evropského energetického trhu. Stávající evropský model energetického trhu „Energy Only Market“ spočívá v obchodování pouze s množstvím vyrobené nebo dodané elektrické energie. Očekává se, že trh zajistí jak krátkodobou optimalizaci (efektivní alokaci potřebné produkce mezi existující kapacitou), tak i dlouhodobé investiční signály pro výstavbu nových kapacit. V rozporu se záměrem dokončení vnitřního trhu s elektřinou založeného na tomto modelu se prosazují různé podoby státních intervencí, které mají na jedné straně prosadit politické a strategické záměry (podpora OZE, regulace cen elektřiny, přednostní práva přístupu, zákazy některých typů zdrojů apod.), na straně druhé pak řešit důsledky těchto tržních

deformací (kapacitní platby, Contract for Difference, strategické rezervy apod.). Další vývoj bude směřovat buď k dokončení vnitřního trhu a návratu k „Energy Only Market“ odstraněním tržních deformací, nebo k oddělení trhu s energií a kapacitami a vytvoření samostatného mechanismu poskytujícího signály pro investice. [Min15a]

V květnu 2015 vláda ČR svým usnesením schválila aktualizovanou státní energetickou koncepci (ASEK) [Min15a]. ASEK je koncipována jako dokument s jednou variantou vývoje energetiky v ČR věcně definující žádoucí cílový stav bez ohledu na převládající model energetického trhu. Uvažuje vyvážený mix energetických zdrojů s přednostním využíváním domácích energetických zdrojů a udržením dovozní závislosti na přijatelné úrovni. Základní strategické priority ASEK jsou [Min15a]:

- I. **Vyvážený energetický mix:** Vyvážený mix primárních energetických zdrojů i zdrojů výroby elektřiny založený na jejich širokém portfoliu, efektivním využití všech dostupných tuzemských energetických zdrojů a pokrytí spotřeby ČR zajištěné výrobou elektřiny do elektrizační soustavy s dostatkem rezerv. Udržování dostupných strategických rezerv tuzemských forem energie.
- II. **Úspory a účinnost:** Zvyšování energetické účinnosti a dosažení úspor energie v celém energetickém řetězci v hospodářství i v domácnostech. Naplnění strategických cílů snižování spotřeby EU a dosažení energetické účinnosti alespoň na úrovni průměru stávajících zemí EU.
- III. **Infrastruktura a mezinárodní spolupráce:** Rozvoj síťové infrastruktury ČR v kontextu zemí střední Evropy, posílení mezinárodní spolupráce a integrace trhů s elektřinou a plynem v regionu včetně podpory vytváření účinné a akceschopné společné energetické politiky EU.
- IV. **Výzkum, vývoj a inovace:** Podpora výzkumu, vývoje a inovací zajišťující konkurenceschopnost české energetiky a podpora školství, s cílem nutnosti generační obměny a zlepšení kvality technické inteligence v oblasti energetiky.
- V. **Energetická bezpečnost:** Zvýšení energetické bezpečnosti a odolnosti ČR a posílení schopnosti zajistit nezbytné dodávky energií v případech kumulace poruch, vícenásobných útoků proti kritické infrastruktuře a v případech déle trvajících krizí v zásobování palivy.

Cílový stav podílů jednotlivých primárních energetických zdrojů (PEZ) podle ASEK je uveden na Obr. 2.



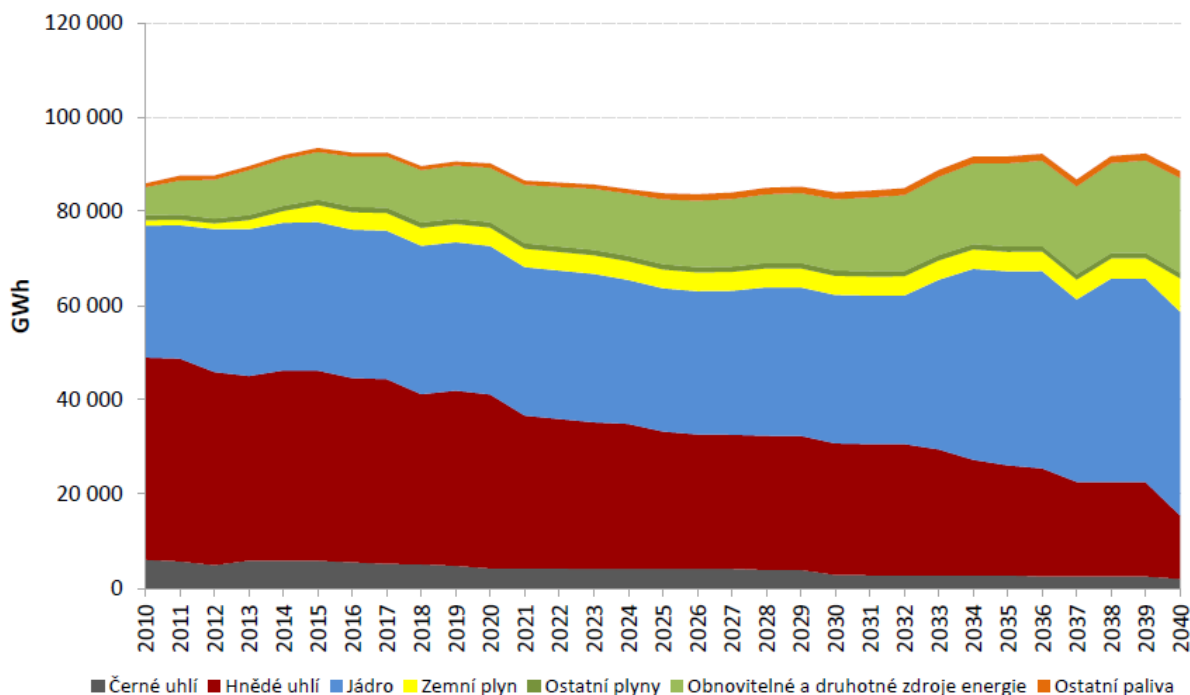
Obr. 2: Předpokládaný vývoj zastoupení primárních energetických zdrojů podle optimalizovaného scénáře ASEK [Min15a]

Navržený vývoj spotřeby PEZ v sobě zahrnuje flexibilitu s ohledem na vysokou míru nejistoty stavu trhu v dlouhodobém horizontu. V rámci modelování byl vymezen tzv. optimalizovaný scénář, který nejlépe odpovídá vyváženému naplňování obecných strategických cílů ASEK a dílčích cílů v jednotlivých oblastech energetiky ČR podle ASEK. Optimalizovaný scénář vývoje energetiky v ČR podle ASEK si klade následující indikativní cíle do roku 2040 [Min15a]:

- Dosažení poklesu emisí CO₂ do roku 2030 o 40 % ve srovnání s rokem 1990 a další pokles emisí v souladu se strategií EU směřující k dekarbonizaci ekonomiky k roku 2050 v souladu s ekonomickými možnostmi ČR.
- Zvýšení energetických úspor v roce 2020 oproti předpokládanému stavu bez aktivních opatření o 20 % s cílovou čistou konečnou spotřebou energie 1060 PJ (podle metodiky Eurostat, respektive 1020 PJ podle metodiky IEA) a pokračování zvyšování energetické účinnosti do roku 2040 v souladu se strategií EU s cílem dosažení energetické náročnosti i průměrné spotřeby energie na obyvatele pod úrovní průměru stávajících států EU.

- c) Podíl roční výroby elektřiny z domácích primárních zdrojů na celkové hrubé výrobě elektřiny v ČR ve výši minimálně 80 % (OZE, druhotné zdroje a odpady, hnědé a černé uhlí a jaderné palivo za podmínky zajištění jeho dostatečných zásob) s cílovou strukturou výroby elektřiny (v poměru k celkové hrubé výrobě elektřiny) v koridorech:
1. Jaderné palivo 46 – 58 % (42,9 – 57,9 TWh)
 2. Obnovitelné a druhotné zdroje 18 – 25 % (15,8 – 25 TWh)
 3. Zemní plyn 5 – 15 % (4,8 – 15 TWh)
 4. Hnědé a černé uhlí 11 – 21 % (9,6 – 21 TWh)
- d) Diverzifikovaný mix primárních zdrojů (v poměru k celkové roční spotřebě primárních energetických zdrojů) s cílovou strukturou v koridorech:
1. Jaderné palivo 25 – 33 % (449 – 610 PJ)
 2. Tuhá paliva 11 – 17 % (171 – 319 PJ)
 3. Plynná paliva 18 – 25 % (318 – 464 PJ)
 4. Kapalná paliva 14 – 17 % (220 – 318 PJ)
 5. Obnovitelné a druhotné zdroje 17 – 22 % (269 – 410 PJ)
- e) Udržení kladné výkonové bilance elektřiny a zajištění přiměřenosti výkonových rezerv a regulačních výkonů (zajištění potřebných podpůrných služeb) a trvalé zajištění výkonové přiměřenosti v rozsahu -5 až +15 % maximálního zatížení elektrizační soustavy (volný pohotový výkon podle metodiky ENTSO-E).
- f) Dovození závislost nepřesahující 65 % do roku 2030 a 70 % do roku 2040 (jaderné palivo jako dovozový zdroj).
- g) Konečné ceny (tržní plus regulovaná část) elektřiny pro podnikatelský sektor srovnatelné s vývojem v sousedních zemích (konečné ceny elektřiny na hladině vvn a vn) a pod úrovní stávajících zemí EU, současně nejvýše 120 % průměru zemí OECD.
- h) Klesající trend podílu výdajů na energie na celkových výdajích domácností s cílovou hodnotou pod 10 %.

Jak je vidět na Obr. 3, v současnosti se jaderné zdroje podílejí přibližně 30-35 % na celkové výrobě elektrické energie v ČR. Uhelné zdroje mají 50 % podíl na výrobě elektřiny a do roku 2040 se podle ASEK očekává pokles jejich podílu pod 20 %, naproti tomu u jaderných zdrojů nárůst na 50 %. Podíl ostatních zdrojů (plyn, OZE, druhotné zdroje) taktéž poroste, ale ne takovým tempem, aby stačil pokrýt omezení výroby z uhelných zdrojů. Z toho vyplývá potřeba výstavby nových jaderných zdrojů pro realizaci cílů ASEK. [Min15a]



Obr. 3: Předpokládaný vývoj hrubé výroby elektřiny podle optimalizovaného scénáře ASEK [Min15a]

Aktualizovaná státní energetická koncepce stanovuje následující dílčí cíle pro jadernou energetiku [Min15a]:

- I. Podporovat rozvoj jaderné energetiky jako jednoho z pilířů výroby elektřiny s cílovým podílem na výrobě elektřiny okolo 50 % a s maximalizací dodávek tepla z jaderných elektráren.
- II. Podporovat a urychlit proces projednávání, přípravy a realizace nových jaderných bloků ve stávajících lokalitách jaderných elektráren o celkovém výkonu do 2 500 MW, respektive roční výrobě ve výši cca 20 TWh, v horizontu let 2030 – 2035, včetně nezbytných kroků mezinárodního projednávání.

- III. Vytvořit podmínky pro prodloužení životnosti elektrárny Dukovany na 50 let a bude-li to možné, až na 60 let (s ohledem na technologie, bezpečnost, ekonomiku a pravidla EU).
- IV. Případnou výstavbu dalšího nového bloku ve stávajících lokalitách jaderných elektráren cílit kolem předpokládaného odstavení EDU, tj. po roce 2035 v závislosti na predikci bilance výroby a spotřeby.
- V. Zajistit legislativní, administrativní a společenské podmínky pro vybudování a bezpečný a dlouhodobý provoz úložišť radioaktivního odpadu a pravidla pro nakládání s vyhořelým palivem jako s potenciálně cennou druhotnou surovinou.
- VI. Vyhledání a zajištění územní ochrany další vhodné lokality pro rozvoj jaderné energetiky.
- VII. Rozhodnutí o trvalém úložišti jaderného odpadu do roku 2025.

2.3 Národní akční plán rozvoje jaderné energetiky

Dokument „*Národní akční plán rozvoje jaderné energetiky v ČR*“ (NAP JE) navazuje na ASEK v oblasti jaderné energetiky. Schválila ho vláda ČR v červnu 2015 [Min15b]. Tento dokument transformuje dílčí cíle týkající se jaderné energetiky do konkrétních realizačních kroků, které budou vyhodnocovány a podle potřeby aktualizovány minimálně jednou za 5 let. V souladu s jednotlivými strategickými cíli obsaženými v ASEK rozvíjí NAP JE mimo jiné [Min15b]:

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

V souladu s cíly ASEK je s ohledem na zajištění energetické bezpečnosti ČR a celkového sociálně-společenského přínosu z pohledu státu žádoucí neodkladně zahájit přípravu na umístění a výstavbu jednoho jaderného bloku v lokalitě Temelín a jednoho bloku v lokalitě Dukovany a zároveň ochránit možná rizika tím, že budou zajištěna potřebná povolení pro možnost výstavby dvou bloků na obou lokalitách. Zejména z důvodů udržení pokračování výroby v lokalitě Dukovany je klíčová výstavba bloku v Dukovanech a jeho spuštění do roku 2037 tak, aby byla zajištěna kontinuita provozu jaderného zdroje a lidských zdrojů v lokalitě po období 2037, kdy se předpokládá odstavení stávajících bloků EDU. [Min15b]

Z pohledu státu jednoznačně preferovanou variantou investičního modelu výstavby nových jaderných zdroj je varianta investice prostřednictvím stávajícího majitele a provozovatele jaderných elektráren, tj. společností ČEZ, a. s., popř. její 100% vlastněnou dceřinou společností. Druhou možností je varianta privátního investorského konsorcia, tzn. sdružení investorů (ČEZ, finanční investor, velký odběratel, dodavatel jaderného bloku atd.). Složení konsorcia a procentuální rozložení majetkových podílů závisí na ochotě jednotlivých investorů vstoupit do projektu. S ohledem na zkušenosti z jiných projektů v Evropě lze předpokládat, že za stávající tržní situace bude takového privátní konsorcium po vládě očekávat nějakou formu garancí. Poslední hypotetická možnost je přímá výstavba ze strany státu prostřednictvím nově založeného státního

podniku. Tato varianta je však z důvodu možnosti vysokého dopadu na státní rozpočet a s tím souvisejícího zvyšování státního dluhu nejméně pravděpodobná. [Min15b]

Výše uvedené varianty mají určité odlišnosti i v možnosti ovlivnit podíl domácích dodavatelských firem na celkové dodávce. Zatímco v prvních dvou variantách má stát pouze nepřímé nástroje na prosazení většího podílu českých firem (prostřednictvím uplatnění svých akcionářských práv, případně definováním formy garancí), ve třetí variantě může stát podíl českých firem ovlivnit efektivněji (za předpokladu získání výjimky ze zákona o veřejných zakázkách). [Min15b]

Z důvodu vysoké míry nejistoty budoucí situace na trhu s elektřinou se doporučuje pokračovat v procesu přípravy a výstavby nového jaderného zdroje ve dvou fázích. V první fázi je zcela stěžejní uchovat pro ČR všechny potřebné kapacity pro budoucí výstavbu nových zdrojů, tj. je potřeba neprodleně pokračovat v přípravných pracích vedoucích k výstavbě, včetně získání všech potřebných povolení a uzavření smluv s dodavateli, jejichž účinnost bude omezena na činnosti nezbytné pro zajištění projektové přípravy nutné pro zpracování licenční a povolovací dokumentace a pro zahájení výstavby po získání stavebního povolení. Tyto práce by měla provádět i nadále společnost ČEZ. Časový rámec až do získání stavebního povolení je zhruba okolo roku 2025. [Min15b]

Následně nejpozději před vydáním stavebního povolení (předpoklad okolo roku 2025) by na základě tržní situace došlo k posouzení, zda přetrvává potřeba výstavby nového jaderného zdroje a zda se tržní situace již natolik stabilizovala, aby bylo možné nové jaderné zdroje stavět i bez jakýchkoliv státních garancí a ČEZ by postavil nové zdroje na komerční bázi, nebo tržní deformace přetrvávají a nové jaderné zdroje není možné bez poskytnutí jakýchkoliv garancí stavět. V tomto případě musí stát rozhodnout, zda a jakou formu garancí investorovi poskytne. Investice na výstavbu dvou nových bloků s velkými reaktory se očekává v objemu cca 250 – 300 mld. Kč. [Min15b]

2.4 Jaderná legislativa v České republice

Výchozím právním dokumentem vztahujícím se k jaderné energetice je zákon č. 18/1997 Sb., o mírovém využívání jaderné energie a ionizujícího záření (atomový zákon) a o změně a doplnění některých zákonů. Tento zákon upravuje:

- a) způsob využívání jaderné energie a ionizujícího záření a podmínky vykonávání činností souvisejících s využíváním jaderné energie a činností vedoucích k ozáření,
- b) systém ochrany osob a životního prostředí před nežádoucími účinky ionizujícího záření,
- c) povinnosti při přípravě a provádění zásahů vedoucích ke snížení přírodního ozáření a ozáření v důsledku radiačních nehod,
- d) zvláštní požadavky pro zajištění občanskoprávní odpovědnosti za škody v případě jaderných škod,
- e) podmínky zajištění bezpečného nakládání s radioaktivními odpady,
- f) výkon státní správy a dozoru při využívání jaderné energie, při činnostech vedoucích k ozáření a nad jadernými položkami.

Atomový zákon ustanovuje výkon státní správy při využívání jaderné energie a ionizujícího záření a v oblasti radiační ochrany Státnímu úřadu pro jadernou bezpečnost (SÚJB), jehož činnost je nezávislá na vládě ČR a v souladu s mezinárodními závazky. SÚJB vykonává státní dozor nad jadernou bezpečností, jadernými položkami, fyzickou ochranou, radiační ochranou, havarijní připraveností a technickou bezpečností vybraných zařízení a kontroluje dodržování povinností podle atomového zákona. Vydává povolení k činnostem specifikovaných v atomovém zákoně, jako je umístování, výstavba a průběh provozu jaderného zařízení a průběh jeho vyřazování z provozu, opětovné uvedení jaderného reaktoru do kritického stavu po výměně jaderného paliva, přeprava jaderných materiálů a radioaktivních látek, nakládání s radioaktivními odpady a zdroji ionizujícího záření.

Stát ručí za podmínek stanovených atomovým zákonem za bezpečné ukládání všech radioaktivních odpadů, včetně monitorování a kontroly úložišť i po jejich uzavření. Tyto činnosti vykonává Správa úložišť radioaktivních odpadů (SÚRAO) zřízená Ministerstvem průmyslu a obchodu na základě atomového zákona. Činnosti SÚRAO jsou financovány z prostředků tzv. jaderného účtu vedeného u České národní banky, spravovaný Ministerstvem financí. Příspěvky na jaderný účet tvoří zejména prostředky získané od

původců radioaktivních odpadů, dále také úroky a výnosy z operací s prostředky jaderného účtu na finančním trhu, dotace, granty a jiné příjmy z činností SÚRAO. Za vyřazování bloku jaderných elektráren je pod státním dozorem odpovědný provozovatel zařízení. Radioaktivní odpad a použité palivo z vyřazených elektráren převezme SÚRAO.

Kritéria pro bezpečné umístění jaderného zařízení jsou stanoveny vyhláškou SÚJB č. 215/1997 Sb., přičemž pro ozřejmění vylučujících a podmiňujících kritérií uvedených v této vyhlášce SÚJB vydal Bezpečnostní návod BN-JB-1. Vylučující kritéria jednoznačně znemožňují využití daného území pro umístění jaderného zařízení. Podle vylučujících kritérií se jaderné zařízení nesmí umísťovat v lokalitě s nestabilním geologickým podložím, s nerostným bohatstvím, se stávající nebo bývalou důlní činností, s významnými zdroji pozemní či minerální vody, s nízkou únosností základových půd, v zátopových oblastech vodotečí a v oblasti, kde není realizovatelné včasné zavedení a úplné uskutečnění všech neodkladných opatření pro ochranu obyvatelstva za podmínek radiační havárie. Podmiňující kritéria umožňují využití území či pozemku pro umístění jaderného zařízení za předpokladu, že je dostupné technické řešení nepříznivých vlastností těchto lokalit. Mezi tyto nepříznivé vlastnosti patří např. výskyt průmyslové výroby, silniční, železniční a vodní dopravy a skladů nebezpečných látek, zasahování do tras a ochranných pásem plynovodů, ropovodů, produktovodů a lokalit podzemních zásobníků dopravovaných surovin, výskyt dobře propustných zemin a hladiny podzemní vody v hloubce menší než 2 m pod uvažovanou úrovní hrubé úpravy terénu pozemků vybraných pro umísťování.

Kromě jaderné legislativy je potřeba se při umísťování jaderného zařízení řídit také pravidly ochrany životního prostředí, které jsou upraveny zejména zákony [Újv14]:

- Zákon č. 100/2001 Sb., o posuzování vlivů na životní prostředí a o změně některých souvisejících zákonů.
- Zákon č. 114/1992 Sb., o ochraně přírody a krajiny, ve znění pozdějších předpisů (zde se zakazuje zasahování pozemků vybraných pro umísťování do zvláště chráněných území a do území NATURA 2000).
- Zákon č. 254/2001 Sb., o vodách a o změně některých zákonů (vodní zákon), ve znění pozdějších předpisů (zde se zakazuje zasahování pozemků vybraných pro umísťování do aktivních zón záplavového území – to je zakázáno i vyhláškou SÚJB č. 215/1997 Sb. o kritériích na umísťování jaderných zařízení).

3 Malé modulární reaktory

Malé modulární reaktory jsou reaktory o výkonu do 300 MWe (1 000 MWt) s modulární konstrukcí, při které jsou veškeré komponenty primárního okruhu reaktoru obsaženy v jednom modulu transportovatelném z výroby na místo užití. V Tab. 1 je uvedena klasifikace velikosti reaktorů podle elektrického výkonu vytvořená Mezinárodní agenturou pro atomovou energii (IAEA) [Int12] a alternativní klasifikace velikosti reaktorů podle tepelného výkonu sestavená ministerstvem energetiky v USA (US DOE) [Ame10]. Malé modulární reaktory se označují zkratkou SMR z anglického „Small Modular Reactors“².

Tab. 1: Klasifikace velikosti reaktorů podle výkonu [Int12] [Ame10]

	IAEA [Int12]	US DOE [Ame10]
„Mini-reaktory“	nedefinováno	≤ 250 MWt
Malé reaktory	< 300 MWe	≤ 1000 MWt
Střední reaktory	300 – 700 MWe	1000 – 2000 MWt
Velké reaktory	> 700 MWe	≥ 2000 MWt

Tab. 2: Zastoupení jednotlivých kategorií reaktorů podle výkonu [Int16]

Stav k 31. 12. 2015, klasifikace IAEA

	v provozu	ve výstavbě
Malé reaktory	23 (5 %)	4 ³ (6 %)
Střední reaktory	96 (22 %)	9 (13 %)
Velké reaktory	322 (73 %)	54 (81 %)
celkem	441	67

Valná většina provozovaných a stavěných reaktorů spadá do kategorie velkých reaktorů, jak je patrné z Tab. 2. Z celkových 23 provozovaných malých reaktorů jich je 18 v Indii.

² Zkratka SMR se také používá ve smyslu „Small and Medium-sized Reactors“ (Malé a střední reaktory) [Int12], „Small and Modular Reactors“ (Malé a modulární reaktory) [Ame10] a „Small and Medium Modular Reactors“ (Malé a střední modulární reaktory) [Ame12].

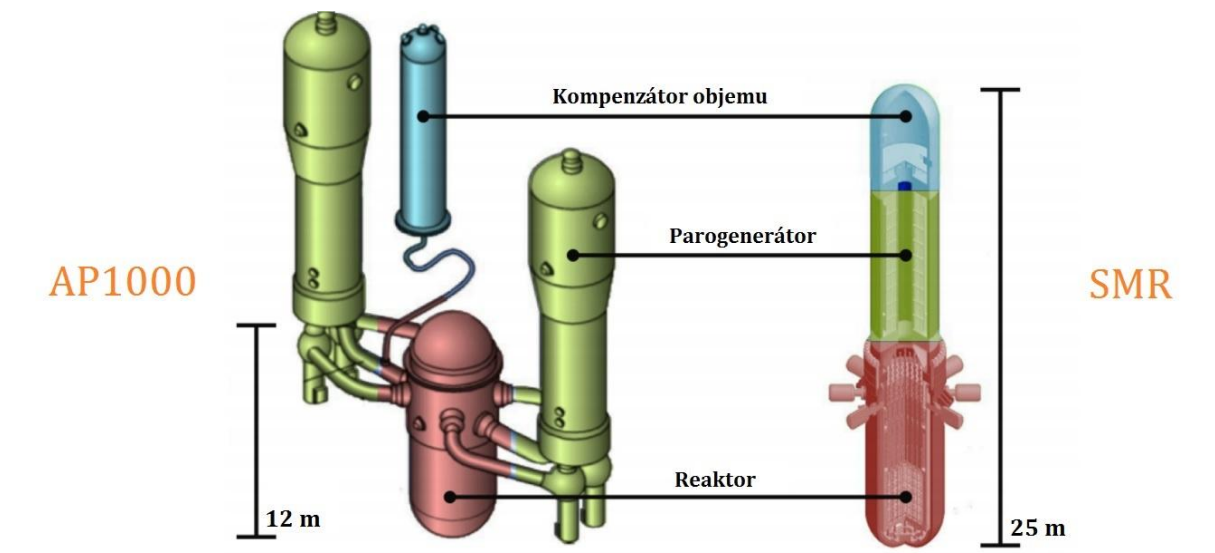
V této práci se pod zkratkou SMR rozumí jen „malé modulární reaktory“. Pokud je uvedeno slovní spojení „malé reaktory“, jsou jimi myšleny nejen SMR, ale všechny malé reaktory, tj. reaktory pod 300 MWe podle klasifikace velikosti reaktorů podle IAEA (viz Tab. 1).

³ Dvojblok s reaktory HTR-PM je v dokumentu [Int16] evidován jako jeden reaktor, tedy ve skutečnosti je výstavbě pět malých reaktorů.

3.1 Konstrukční charakteristiky malých modulárních reaktorů

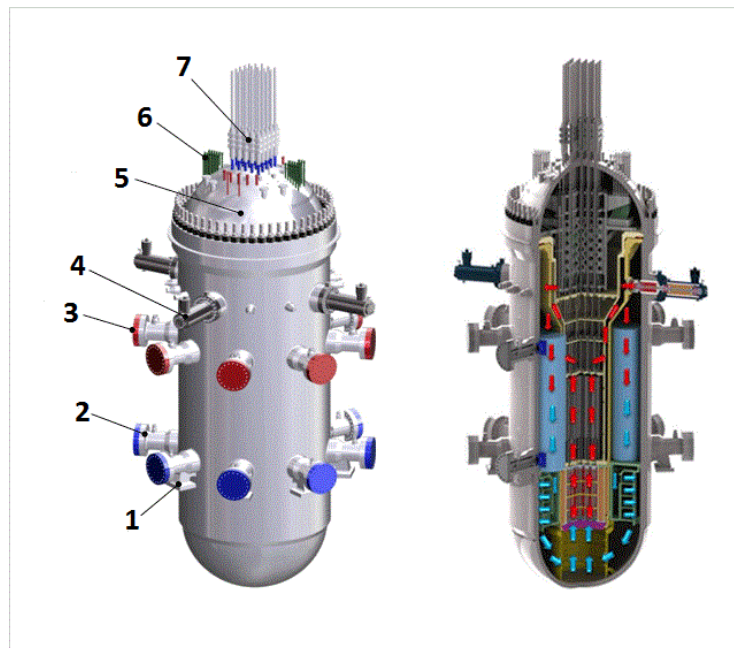
Malé modulární reaktory mají takovou konstrukci, která umožňuje, aby veškeré komponenty primárního okruhu mohly být vyrobeny a smontovány v jeden celek už ve výrobním závodě a aby tento modul mohl být dovezen na místo určení pohromadě, aniž by bylo nutné ho kvůli přepravě rozkládat, či dokonce pro nadměrné velikosti jednotlivých komponent primární okruh svářet z jednotlivých dílů až na staveništi elektrárny, jak se to standardně děje u velkých reaktorů. Proto malé modulární reaktory nejsou pouhou zmenšenou verzí stávajících velkých reaktorů, ale jde o technologii značně odlišné konstrukce. Hlavním motivem pro tyto inovace jsou úspory vlivem zjednodušení konstrukce a širokých možnostmi uplatnění sériové výroby a standardizace. [Int05]

Mezi provozovanými reaktory mají největší zastoupení tlakovodní reaktory (64 % podle [Int16]). Pro tlakovodní reaktory je typické tzv. smyčkové uspořádání, kdy jsou na nádobu reaktoru napojena potrubí, přes která cirkuluje chladivo mezi reaktorem a parogenerátory. Za provozu musí být cirkulace chladiva aktivně udržovaná pomocí cirkulačních čerpadel. Počet těchto cirkulačních smyček se pohybuje od dvou (např. reaktor AP1000) do šesti (reaktor VVER 440). [Heř13]



Obr. 4: Srovnání dvousmyčkového reaktoru AP1000 (1150 MWe) a integrálního malého reaktoru Westinghouse SMR (225 MWe) [Abd15]

Opakem smyčkového uspořádání je integrální uspořádání, které je typické pro SMR⁴. Při integrálním uspořádání jsou všechny komponenty primárního okruhu obsaženy v jedné nádobě. Kompenzátor okruhu je nahrazen tzv. parním dómem nacházejícím se ve víku reaktoru. V rámci dalšího zjednodušení konstrukce se některé koncepty SMR s integrálním uspořádáním projektují bez čerpadel. Cirkulace chladiva v primárním okruhu jen na základě přirozeného tepelného proudění je pro obzvláště malé reaktory postačující i za běžného provozu. Srovnání smyčkového a integrálního uspořádání reaktoru je na Obr. 4 a na Obr. 5 je uveden podrobnější popis SMR s integrálním uspořádáním. [Int05]



Obr. 5: Integrální uspořádání bez čerpadel (reaktor SMART) [Int06]

- 1 – podpěra, 2 – přívod napájecí vody do parogenerátorů, 3 – odvod páry z parogenerátorů,
 4 – příruba pro napojení na potrubní trasy pro pasivní odvod zbytkového tepla,
 5 – víko reaktoru s parním dómem, 6 – vývody vnitroreaktorového měření, 7 – pohony řídicích tyčí

⁴ Malé modulární reaktory nutně nemusí mít integrální uspořádání - např. reaktor KLT-40S má parogenerátory, čerpadla a i kompenzátor objemu mimo tlakovou nádobu, přesto vzhledem k jeho kompaktnosti se řadí mezi SMR (do lodi Akademik Lomonosov se instaloval jako jeden celek). [Int14]

Většina nových konceptů malých a středních reaktorů uvedených v [Int12] počítá s životností reaktoru v délce 60 let, která je v souladu se standardem pro reaktory třetí generace, ale lze mezi nimi také najít reaktory projektované na 40 let provozu (CNP-300, RITM-200, PHWR-220, KLT-40S, HTR-PM a PFBR-500). Speciální skupinu tvoří reaktory navržené na jedno zavezení, a to UNITHERM (25 let), EM2 a 4S (30 let). Zvláštností je reaktor AHWR300-LEU s životností projektovanou na 100 let (jedná se o varný reaktor kanálového typu moderovaný těžkou vodou – palivové kanály lze v případě potřeby vyměnit).

Chemické a izotopické složení paliva pro SMR je zpravidla stejné jako pro velké reaktory. Jedná se většinou o keramické palivo (UO_2 , případně MOX), jehož obohacení odpovídá typu reaktoru a délce palivového cyklu. Zvláštnost představuje palivo typu CERMET (kovo-keramické palivo) pro reaktory FBNR a UNITHERM a palivo ve formě nitridů pro reaktor BREST-OD-300 a G4M. Všechny nové koncepty uvedené v [Int12] počítají s palivem kategorie nízko obohaceného uranu (pod 20%).

Požadavky na prodloužení palivového cyklu charakteristické pro SMR bez výměny paliva v elektrárně⁵ vedou ke speciálním úpravám paliva. U reaktorů s tepelným spektrem neutronů jsou realizovány pomocí vyhořívajících absorbátorů (většinou sloučeniny gadolinia), snížením výkonové hustoty a zvýšením obohacení (např. reaktor ABV-6M a UNITHERM). U rychlých reaktorů se uplatňuje vysoký konverzní faktor (např. SVBR-100). [Int07]

⁵ Anglický termín: „Small reactors without on-site refuelling“. Výměna paliva probíhá ve výrobním závodě. [Int07]

3.2 Bezpečnostní charakteristiky malých modulárních reaktorů

Nové koncepty SMR mohou být cestou k dosažení vyšší míry bezpečnosti přesahující v některých případech i špičkovou technologii v oblasti jaderné bezpečnosti, kterou v současnosti jsou velké reaktory generace III+. Malé modulární reaktory totiž disponují řadou inherentních bezpečnostních vlastností a pasivních bezpečnostních systémů.

Inherentními bezpečnostními vlastnostmi se rozumí taková technologická řešení, které z podstaty věci zamezují či omezují výskyt událostí ohrožujících jadernou bezpečnost. Významnou inherentní bezpečnostní vlastností integrálně uspořádaných SMR je vyloučení velké havárie se ztrátou chladiva (LOCA), jelikož nemají potrubí pro cirkulační smyčky, u kterých hrozí prasknutí během provozu [Int05]. Další nová inherentní vlastnost umožněná technologií SMR je ochrana před zneužitím jaderného materiálu systémem výměny paliva ve výrobním závodě. Tuto vlastnost má specifická skupina SMR – malé reaktory bez výměny paliva v elektrárně [Int07].

Pasivní bezpečnostní systémy jsou takové systémy, které ke své činnosti nepotřebují externí zdroj energie (zpravidla elektřiny). Typickým příkladem aktivního bezpečnostního systému jsou čerpadla pro odvodu zbytkového tepla. U SMR lze využít přirozeného proudění chladiva pro dostatečné dochlazování po odstavení. Takový systém odvodu zbytkového tepla nepotřebuje zdroj elektřiny. Existuje několik způsobů pasivního chlazení SMR:

1. Okolí reaktoru se zaplaví vodou. Teplo následně proniká stěnou nádoby reaktoru do vody, která se vaří a pára se vypouští do okolí. (např. reaktor SVBR-100, zásobníky s vodou vydrží na 5 dní [Int07])
2. Automatické ventily napojí reaktor na pomocné chladicí smyčky, skrz které chladivo přirozeně proudí mezi reaktorem a externími teplenými výměníky chlazenými vodou (v případě umístění v bazénu) nebo přirozeným prouděním okolního vzduchu (např. reaktor CAREM [Int06]).
3. Reaktor se odtlakuje do prostor kontejnmentu a chladivo následně přirozeně cirkuluje mezi vnitřním prostorem kontejnmentu a reaktorem. Teplo proniká stěnou kontejnmentu do vody v okolním bazénu, ve kterém je kontejnment ponořen. (např. reaktor NuScale [Int14], voda v bazénu vystačí na dostatečné dochlazení reaktoru bez potřeby doplňování)

Některé malé vysokoteplotní reaktory chlazené héliem s palivem v grafitových maticích se dokonce obejdou bez speciálních systémů pro odvod zbytkového tepla, jelikož v jejich případě pro odvod zbytkového tepla je dostatečný samovolný prostup tepla přes konstrukční materiály reaktoru a biologické stínění do okolí, aniž by došlo k roztavení paliva (např. reaktor HTR-PM) [Int14].

Tab. 3: Porovnání bezpečnostních charakteristik [Int05] [Ame10] [Int14]

Velké tlakovodní reaktory druhé generace	Tlakovodní SMR
vysokotlaké a nízkotlaké vstřikovací systémy pro případ úniku chladiva z primárního okruhu	žádné aktivní vstřikovací systémy – chlazení aktivní zóny je udržováno pasivními systémy
nouzové diesel-generátory	pasivní systém chlazení nepotřebuje ke své funkci elektřinu
systém sprchování kontejnmentu a související aktivní systém pro odvod tepla	sprchový systém není třeba díky pasivnímu chlazení
inicializace nouzového chlazení aktivní zóny systémem kontroly a řízení - komplexní systémy vyžadující značné množství on-line testů, které přispívají k nespolehlivosti elektráren a neúmyslným spuštěním.	zjednodušené a pasivní systémy nevyžadují tolik testování a nejsou tak náchylné na selhání či neúmyslné spuštění.
těsnění čerpadel – netěsnost je bezpečnostní riziko, údržba a výměna těsnění nákladná a časově zdlouhavá	integrální uspořádání minimalizuje potřebu těsnění
riziko prasknutí hlavní cirkulační smyčky s následným velkým unikem chladiva	integrální uspořádání vylučuje velkou LOCA
nutnost stálého aktivního spojení s konečnou tepelnou jímkou – atmosféra, řeka, moře – náchylné na ztrátu vlivem extrémů počasí a jiným přírodním vlivům	aktivní odvod tepla nutný jen za provozu, zbytkové teplo lze odvádět pasivně
složitě zvládání těžkých havárií – obtížné zadržování taveniny aktivní zóny uvnitř nádoby reaktoru	protavení taveniny aktivní zóny skrz stěnu nádoby reaktoru spolehlivě zabráněno vnějším chlazením vodou

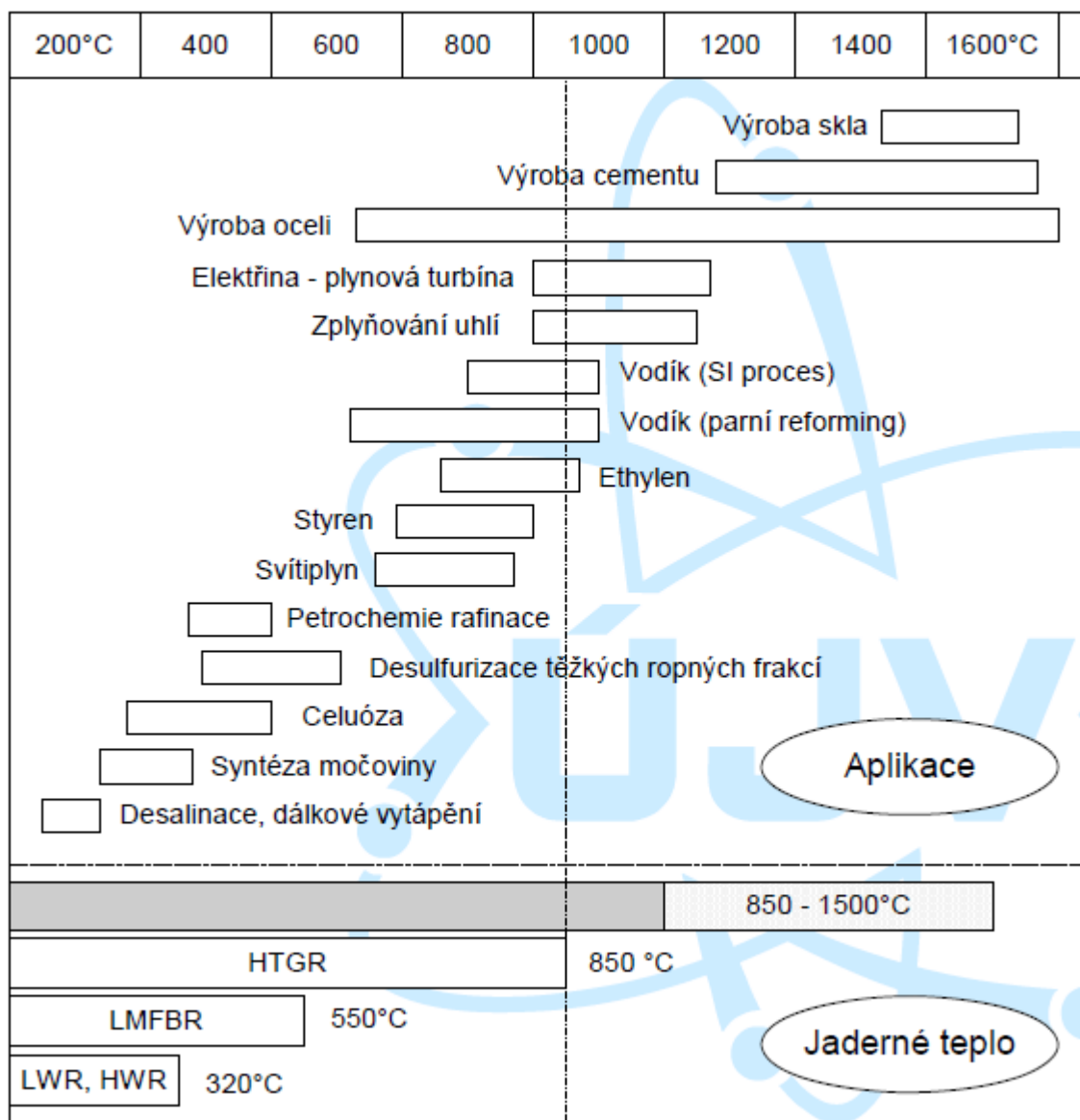
Bezpečnost provozu SMR může být natolik příznivá, že se v souvislosti s ní objevují návrhy na rozsáhlou redukci či dokonce vynechání vnějších havarijních plánů. Plánované požadavky na obslužný personál SMR bývají menší než na velké reaktory. Některé SMR jsou dokonce koncipovány jako bezobslužné jednotky. Připadá tedy v úvahu umístění SMR i v blízkosti větších měst, což by bylo výhodné zejména při jejich uplatnění v teplárenství. [Int05]

3.3 Možnosti využití malých modulárních reaktorů

Malé modulární reaktory jsou kromě výroby elektřiny vhodné pro řadu dalších způsobů využití. Jelikož bezpečnostní charakteristiky SMR připouštějí jejich umístění v blízkosti oblastí s větším osídlením, není nutné se při využití SMR potýkat s ekonomickými a technickými problémy dálkových dodávek tepla. Proto na rozdíl od velkých reaktorů mohou snadněji nalézt uplatnění v teplárenství či při výrobě procesního tepla pro odsolování vody, výrobu vodíku a další energeticky náročné průmyslové procesy - zejména metalurgie, petrochemie, zplyňování uhlí a výroba syntetického kapalného paliva [Heř13]. Zcela specifickým případem využití malých reaktorů jsou jaderné ponorky, ledoborce a jiná plavidla s jaderným zdrojem.

Přestože z technických hledisek jsou SMR pro široké uplatnění v průmyslu a v teplárenství vhodné, jsou tomu kladeny značné legislativní překážky [Int05]. Pokud by licenční proces pro umístování SMR probíhal se stejnými nároky jako pro velké reaktory, byl by neúměrně drahý. Umístění SMR v průmyslových závodech či v blízkosti velkých měst by navíc bylo v rozporu se stávajícími kritérii na umístování jaderných zařízení (v ČR vyhláška SÚJB 215/1997 Sb.). V USA již probíhá úprava legislativy, aby zohledňovala specifika SMR, jako je snížení požadovaného počtu zaměstnanců a stanovení licenčních poplatků společně na celý blok s několika moduly SMR jako na jeden velký reaktor, nikoliv pro každý modul SMR ve stejné výši jako pro jeden velký reaktor [Ame10] [Joh16].

Jak je vidět na Obr. 6, pro většinu tepelně náročných průmyslových procesů nelze lehkovodní reaktory uplatnit, neboť teplota na výstupu z aktivní zóny lehkovodních reaktorů se blíží nanejvýš 350°C. Proto je v úvahách o využití tepla ze SMR pro průmyslové účely soustředěna pozornost na vysokoteplotní SMR.



Obr. 6: Teploty potřebné pro různé výrobní technologie v souvislosti s možným budoucím využitím tepla z jaderných reaktorů [Váš06]

LWR – lehkovodní reaktory, HWR – těžkovodní reaktory,

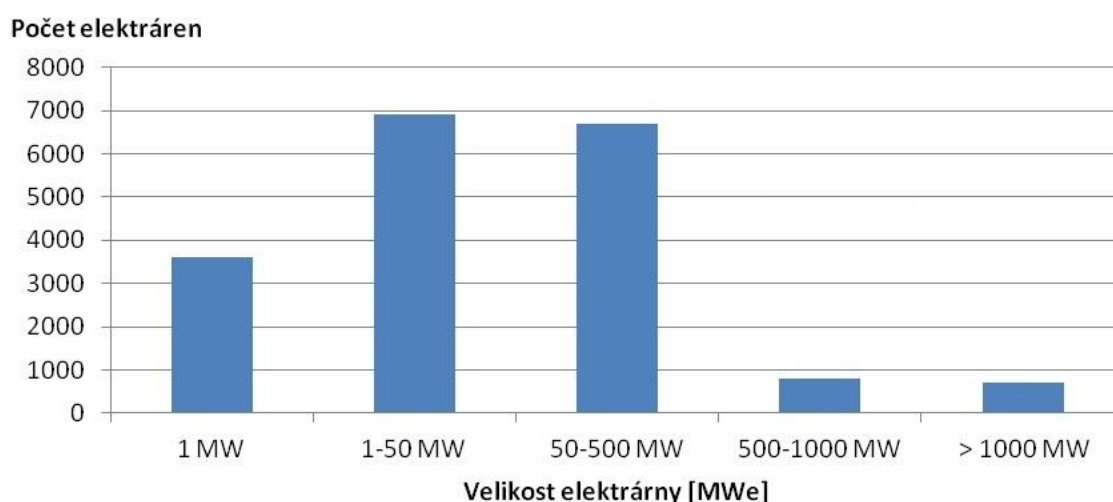
LMFBR - rychlé reaktory chlazené tekutými kovy, HTGR – vysokoteplotní reaktory.

Význam vodíku může v budoucnosti značně narůst v souvislosti s jeho využíváním v dopravě. V současné době je vodík vyráběn převážně z fosilních paliv technologiemi jako parní reforming zemního plynu, parciální oxidace ropných frakcí a zplyňování uhlí. Využívání takto vyrobeného vodíku by však vedlo pouze k méně hospodárnému využívání PEZ a nárůstu produkce oxidu uhličitého [Dou11]. Proto je nezbytné hledat jiné způsoby výroby vodíku, jako jsou metody u uvedené v Tab. 4, ve kterých jako energetický zdroj mohou sloužit SMR.

Tab. 4: Způsoby výroby vodíku bez použití fosilních paliv [Dou11]

Technologie výroby vodíku	účinnost	
Elektrolýza vody	70-80%	vztaženo k elektřině
	25-35%	vztaženo k prvotnímu teplu
Vysokoteplotní elektrolýza vody	až 45%	vztaženo k prvotnímu teplu, teplota alespoň 600 °C
Siřičito-jódový termochemický cyklus (S-I cyklus)	50%	při 950 °C, vztaženo k prvotnímu teplu

Nejperspektivnější technologií výroby vodíku pomocí jaderného reaktoru bez použití fosilních paliv se jeví tzv. S-I cyklus (siřičito-jódový termochemický cyklus). Tento cyklus však vyžaduje teplotu páry alespoň 850 °C [Dou11], avšak ta u stávajících konceptů vysokoteplotních reaktorů s výhledem realizace v zahraničí do roku 2025 není dosahována (u reaktoru HTR-M pouze 750 °C [Int14]).

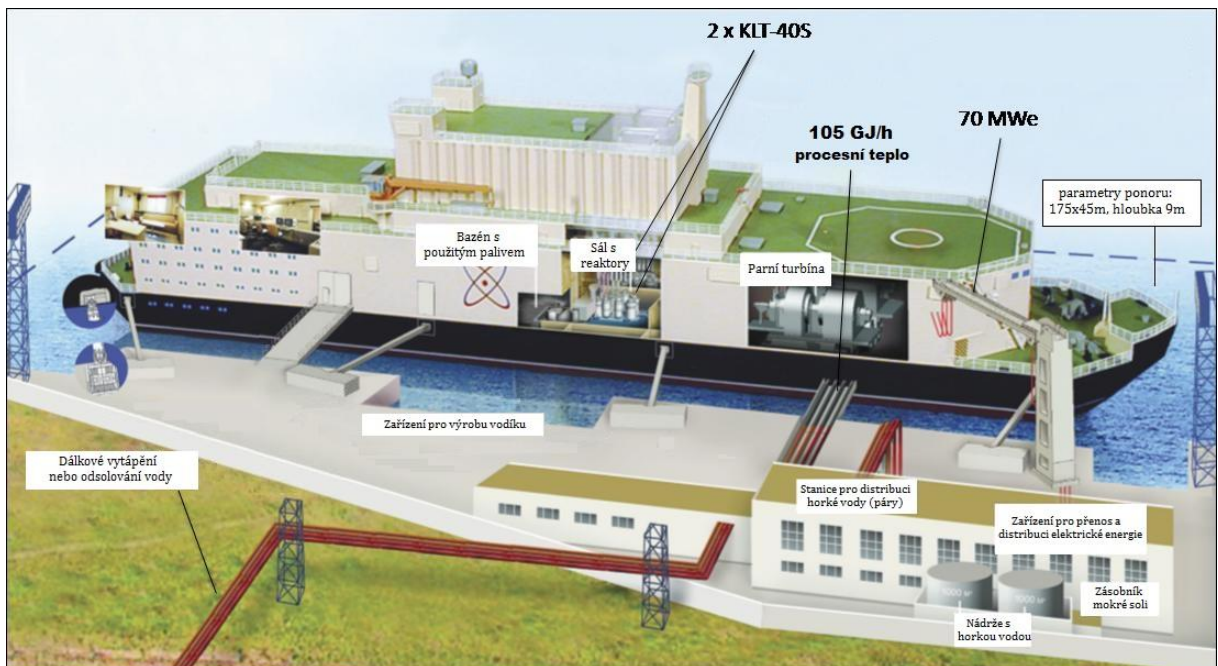


Obr. 7: Celosvětové rozdělení elektráren podle výkonu [Ing09]

Z celkového počtu více 18 000 elektráren na světě okolo roku 2009 mělo přibližně 93 % výkon menší než 500 MWe [Ing09] (viz Obr. 7). Decentrální výroba elektřiny je výhodná pro stabilitu přenosové soustavy. Výpadek malého zdroje o výkonu několika desítek MWe nepředstavuje významné ohrožení dodávek ve srovnání s výpadkem velkého reaktoru, což u nových konceptů znamená ztrátu přes 1000 MWe [Int16]. Rozvádění výkonu z velkého zdroje klade vysoké nároky na kapacitu přenosové soustavy. Většina malých zdrojů v současnosti využívá fosilní paliva, což není vhodné vzhledem k dopadům na životní prostředí. Alternativním malým, decentrálním a spolehlivým avšak bezemisním zdrojem mohou být malé reaktory.

Nároky malého reaktoru na infrastrukturu a objem jednorázových investic jsou nízké, což ocení zejména rozvojové země. Zásobení elektřinou a teplem z malého reaktoru se jeví perspektivní také v odlehlých oblastech s malým počtem obyvatel, která jsou odkázána na ostrovní režim. Příkladem takovéto lokality je město Bilibino nacházející se na Čukotce v Rusku, kde byla v letech 1974–1976 postavena unikátní jaderná teplárna dodávající elektrickou energii a teplo pro desetitisícové město a také místní důlní a ostatní průmyslová zařízení [Sk112]. Reaktory této teplárny jsou grafitové chlazené lehkou vodou a mají elektrický výkon 12 MWe a teplotní výkon 62 MWt [Int16]. Mohou pracovat i v poměrně nestabilním režimu denní poptávky po elektrické energii [Sk112].

V případě přímořských oblastí lze využít malé reaktory na lodích, jako je Akademik Lomonosov s reaktory KLT-40S [Int12]. Tyto plavoucí zdroje mohou posloužit k dodávkám tepla a elektřiny pro vícero oblastí. Schéma lodi Akademik Lomonosov a pobřežní stanice pro rozvod tepla a elektřiny vyrobených pomocí reaktorů KLT-40S je na Obr. 8.



Obr. 8: Loď Akademik Lomonosov se dvěma reaktory KLT-40S [Uxc13]

3.4 Stávající stav vývoje nových konceptů malých modulárních reaktorů

Výzkumné a vývojové práce probíhají na více jak 45 konceptech středních a malých reaktorů disponujících mnohými inovaci ve srovnání s reaktory druhé generace. Kromě lehkovodních jsou mezi nimi zastoupeny také reaktory těžkovodní, plynem chlazené a tekutými kovy chlazené. Ve většině případů se jedná o malé modulární reaktory s pasivními bezpečnostními prvky a velkou flexibilitu ve využití. Předpokládané nasazení nových projektů SMR se pohybuje od současnosti až do vzdálené budoucnosti po roce 2025. V současné době je ve výstavbě reaktor CAREM (Argentina), blok se dvěma reaktory HTR-PM (Čína) a dva reaktory KLT-40S (Rusko), což jsou první zástupci z nových konceptů SMR, které se dostaly do fáze výstavby [Int16]. Většina projektů SMR je teprve v rané fázi vývoje. [Int12] [Int14]

Vývoj nových konceptů SMR je velmi dynamický. Doložit to lze například srovnáním dokumentů [Int12] a [Int14], které od sebe dělí pouhé dva roky, přesto se výrazně změnily (viz Tab. 5). Oba dokumenty vydala IAEA v rámci programu Advanced Reactors Information System (ARIS). Obsahují souhrny základních informací k novým konceptům malých a středních reaktorů. V aktualizovaném dokumentu z roku 2014 zcela chybí kategorie reaktorů chlazených tekutými kovy, naproti tomu v něm značně vzrostl počet zástupců plynem chlazených reaktorů. Na rozdíl od tlakovodních konceptů a plynem chlazených konceptů doposud žádný zástupce SMR chlazený tekutými kovy, kromě výzkumného reaktoru CERF [Int12], nenašel investora, který by byl ochotný financovat jejich realizaci [Int14]. V rámci programu ARIS byly všechny reaktory chlazené tekutými kovy vyčleněny do samostatného dokumentu [Int13a].

Jednotlivé návrhy malých reaktorů se liší zejména v závislosti na typu reaktoru. Kromě integrálního uspořádání a modulární konstrukce nepředstavují nové koncepty SMR žádnou revoluční změnu. Provedené inovace jsou evolučního charakteru. Vycházejí z provozních zkušeností dosavadních reaktorů a technologického vývoje za uplynulých více jak 40 let od doby, ve které byly navrhovány reaktory druhé generace, které tvoří většinu stávajících provozovaných reaktorů. Řadí se k reaktorům třetí generace, popřípadě generace III+ [Heř13].

Tab. 5: Změny v dokumentu IAEA ARIS z roku 2012 po aktualizaci v roce 2014 [Sk115]

Typ reaktoru	Název reaktoru
Lehkovodní reaktory	ABV-6M, CAREM, Flexblue, IMR, IRIS, KLT-40S, mPower, NuScale, RITM-200, SMART, SHELF, VBER-300, VK-300, WWER-300, UNITHERM, Westinghouse SMR, <i>FBNR¹, CNP-300¹, ACP-100², DMS², RUTA-70², ELENA²</i>
Těžkovodní reaktory	AHWR300-LEU, <i>EC6¹, PHWR-220¹</i>
Plynem chlazené reaktory	GT-MHR, HTR-PM, <i>EM2¹, PBMR¹, PBMR-400², GT-HTR-300², HMR-T², HMR-100², SC-HTGR², Xe-100²</i>
Tekutým kovem chlazené reaktory	<i>4S¹, BREST-OD-300¹, CEFR¹, GAM¹, PFBR-500¹, PRISM¹, SVBR-100¹</i>
Země vyvíjející SMR	Argentina, Čína, Francie, Indie, Japonsko, Jihoafrická republika, Jižní Korea, Ruská federace, USA, Mezinárodní projekt IRIS, <i>Brazílie¹, Kanada¹</i>
Zdroj: IAEA Advanced Reactors Information System, September 2012 [Int12], September 2014 [Int14] ¹ – jen 2012, ² – jen 2014	

Přehled a stručná charakteristika všech konceptů malých a středních reaktorů vyvíjených v posledních letech je uvedena v příloze A.

Vývoji SMR se nejintenzivněji věnuje USA s pěti koncepty v pokročilém stádiu a dalšími pěti v rané fázi vývoje. Aktivitu v této oblasti dlouhodobě podporuje US DOE – naposledy v lednu 2016 udělilo dvěma firmám grant ve výši 80 milionů dolarů (2 miliardy Kč). Projektanti reaktoru NuScale chtějí do konce roku 2016 požádat americký jaderný regulační úřad o certifikaci designu. Také Velká Británie vkládá do SMR naděje – do roku 2020 chce být jednou z prvních zemí, kde se malé reaktory začnou stavět. Podpořit to mají vládní granty ve výši 250 milionů liber (8,5 miliard korun) po dobu dalších pěti let. [Joh16]

4 Možnosti využití malých modulárních reaktorů v České republice

Aby byly naplněny plány vývoje energetického mixu v ČR podle ASEK, je potřeba do roku 2035 vystavět nový jaderný blok [Min15a]. Tento nový jaderný zdroj postavený v EDU nebo ETE by místo jednoho či dvou velkých reaktorů mohl být tvořen soustavou několika SMR. V souvislosti se zachováním stávajících systémů centrálního zásobování teplem (CZT) vystává otázka, čím budou stávající převážně uhelné zdroje v teplárnách nahrazeny. Zde opět by mohly v ČR najít uplatnění SMR, u kterých na rozdíl od velkých reaktorů vzhledem k vynikající bezpečnosti provozu a s tím spojené možnosti redukce vnějších havarijních plánů připadá v úvahu umístění v blízkosti velkých měst. V budoucnu nejspíš poroste význam výroby vodíku, na které by se SMR mohly podílet. Kromě výroby vodíku by využití tepla ze SMR mohlo být uplatněno v řadě dalších průmyslových procesů.

Jak v ASEK, tak ani ve stávající verzi NAP JE není ani jedna zmínka o SMR. Oba dokumenty se soustřeďují jen na velké tlakovodní reaktory [Min15a] [Min15b]. Vzhledem k problémům s dosažením konkurenceschopnosti SMR, žádným komerčním zkušenostem se SMR v zahraničí a nejistotě, zda vůbec konkrétní projekty vhodné pro využití v ČR budou realizovány, nebyly SMR do státní energetické koncepce začleněny, nicméně jejich začlenění někdy v budoucnu není vyloučeno. Zájem Ministerstva průmyslu a obchodu o studium problematiky malých reaktorů dosvědčuje vypsání výzkumného projektu č. FR-TI4/280 - *Jaderný reaktor malého výkonu pro výrobu tepla a elektřiny v České republice*, který byl řešen v letech 2012-2014 [Los14b] [Sk112] [Sk114].

V únoru 2016 se v Praze ve spolupráci s FJFI ČVUT a ÚJV Řež, pod záštitou Ministerstva průmyslu a obchodu, konala v pořadí druhá konference o SMR, tentokrát s podtitulem „Umíme v Česku postavit malý reaktor?“. Konference se zúčastnilo na 150 odborníků a studentů z různých oborů. Hovořilo se zde mimo jiné o tom, že vzhledem k neustále odkládanému termínu výstavby nových jaderných zdrojů v ČR je nutné v mezidobě udržet znalosti v oboru, přičemž tomu může napomoci uplatnění českých firem jako dodavatelů technologií pro SMR. Příkladem je dohoda mezi Rosatomem a 13 českými společnostmi o spolupráci při stavbě reaktoru SVBR-100 v Rusku. Z českých firem své schopnosti na konferenci prezentovaly: EGP Invest

(projektování se zaměřením na jadernou a klasickou energetiku), dataPartner (dodavatel systémů kontroly a řízení), DEL (dodavatel technologií pro jadernou energetiku), NUVIA (dodavatel v oblasti radiačního monitoringu a radiační ochrany), SIGMA (výrobce čerpadel), Skupina ÚJV (projektování, podpora provozu a výzkum se zaměřením na jadernou energetiku a aplikace ionizujícího záření) a Škoda JS (projektování jaderných elektráren, výroba komponent pro jaderné reaktory, výroba kontejnerů na skladování a převoz jaderného paliva) a ZAT (dodavatel systémů kontroly a řízení). [Joh16]

První konference o SMR v ČR se konala o rok dříve na stejném místě a jejím závěrem bylo, že pro potřeby ČR z hlediska aplikovatelnosti, bezpečnosti, zralosti technologie a též možností zapojení průmyslu a výzkumu do realizace SMR se jako optimální jeví technologie tlakovodních malých reaktorů reprezentovaná zejména reaktory mPower a NuScale vyvíjenými v USA, přičemž jejich uplatnitelnost se vidí především v teplárenství. [Sk15]

Lze očekávat, že spuštění nových jaderných zdrojů v ČR bude cílené zejména na období odstavování stávajících jaderných zdrojů [Min15b]. Je velmi nepravděpodobné, že se v ČR budou testovat prototypy bloků se SMR. Realizace SMR v ČR proběhne nejspíš nejdříve až po tom, co bude technologie SMR v zahraničí vyzkoušena a bude o ní projeven velký zájem ze strany investorů, což se dříve jak před rokem 2025 nejspíš nestane [Sk14]. Vzhledem k období plánovaného odstavení EDU a plánovaného spuštění prvních bloků se SMR potenciálně vhodnými pro využití v ČR se jeví jako nejbližší možné období spuštění prvních SMR v ČR okolo roku 2035. Okolo roku 2060 v souvislosti s ukončením provozu stávajících bloků ETE lze očekávat další velkou poptávku po nových jaderných zdrojích, tedy i velkou příležitost pro SMR v době, kdy už se možná budou vyrábět ve velkých sériích, a tedy budou i levné. Proto se spuštění SMR v ČR podle navržených variant v této diplomové práci uvažuje mezi léty 2035-2060.

4.1 Vhodné lokality pro využití malých modulárních reaktorů

V této diplomové práci byly určeny jako vhodné pro spuštění SMR v ČR do roku 2060 následující typy lokalit:

- 1) stávající jaderná elektrárna,
- 2) stávající teplárna,
- 3) průmyslový závod.

V následujících třech podkapitolách je zdůvodněna vhodnost navržených typů lokalit a pro každý z nich byly navrženy konkrétní lokality v ČR, přičemž se zohledňovalo, zda existuje koncept SMR vhodný pro využití v dané lokalitě, u kterého se uvažuje realizace demonstrační jednotky v zahraničí do roku 2025, aby byl alespoň nějaký čas na jeho ověření před zahájením jeho realizace v ČR, která se uvažuje nejdříve okolo roku 2035.

4.1.1 Stávající jaderná elektrárna

Stejně jako pro nové velké reaktory platí i pro SMR, že nejspíše budou realizovány ve stávající jaderné elektrárně. Výstavba nového jaderného zdroje v EDU a ETE je v souladu s NAP JE, využití infrastruktury stávajících jaderných bloků přinese úspory a zkrátí povolovací proces, pokračování provozu EDU a ETE je pozitivně vnímáno okolními obyvateli a přispěje k udržení zaměstnanosti v regionu [Min15b]. Výstavba jaderné elektrárny v nové lokalitě se v dohledné době vzhledem k ekonomickým a legislativním komplikacím a postojům veřejnosti nejeví realistická (seznam potenciálně vhodných lokalit pro výstavbu nové jaderné elektrárny je uveden v příloze B).

Jadernou elektrárnu lze rozdělit na tzv. jadernou část (nuclear island) a konveční část (conventional island). Jadernou část tvoří budova reaktoru a její pomocné budovy (budova aktivních pomocných provozů, sklad použitého paliva, budova diesel-generátorů). Konveční část tvoří ostatní provozní celky elektrárny, které se nacházejí na všech konvečních elektrárnách (budova strojovny, provozny pro úpravu chladicí vody, správní a administrativní budovy). Životnost jaderné části je do značné míry limitována životností reaktoru. Při klasickém smyčkovém uspořádání výměna reaktoru prakticky nepřipadá v úvahu z důvodu radiačního zatížení a nutnosti narušení integrity primárního okruhu a kontejmentu. Naproti tomu konvenční část lze průběžně renovovat, neboť jednotlivé její části jsou poměrně snadno vyměnitelné (zejména jednotlivé díly turbíny, ale i čerpadla, ventily, tepelné výměníky a parovody – nelze vyměnit stolicí turbíny). Technická životnost konvenční části může značně převážit

životnost jaderné části. Po ukončení provozu stávajícího reaktoru by vhodnou instalací SMR do stávajících bloků elektrárny bylo možné konveční ostrov nadále využívat.

Tyto úvahy převedli do podoby konkrétního návrhu projektanti reaktoru SVBR-100, kteří navrhli jeho instalaci do jaderných elektráren s reaktory VVER 440. Návrh spočívá v umístění šesti reaktorů SVBR-100 do budovy reaktoru VVER 440, kde by nahradily stávajících šest parogenerátorů, přičemž by reaktor VVER 440 byl ponechán zakonzervovaný na stávajícím místě (schémata umístění a podrobnosti viz podkapitola 4.2.4). Podle [Tos05] by to celkovou investici na výstavbu nového jaderného zdroje mohlo snížit na polovinu v porovnání s výstavbou zcela nového bloku jaderné elektrárny s reaktory SVBR-100. Realizace tohoto návrhu v ČR je možná v EDU.

Využít lze nejen infrastrukturu a provozní celky stávajících jaderných elektráren, ale i uhelných elektráren. Využití strojovny uhelných bloků je vzhledem k vysokým parametrům páry možné jen v případě vysokoteplotních SMR. Úspory z využití strojovny uhelných bloků mohou podle [Uni04] a [Zha07] dosáhnout až 10-15% z celkové investice na výstavbu jaderné elektrárny, avšak možnosti využití infrastruktury a provozních celků stávajících jaderných elektráren jsou širší, a tedy mohou přinést i vyšší úspory. Vzhledem k tomu, že většina velkých uhelných elektráren v ČR se nachází v blízkosti dolů a v oblasti s nerostným bohatstvím (mimo jiné uhlí za limity těžby, které může být někdy v budoucnu využíváno v průmyslu pro neenergetické účely), tyto lokality jsou pro umístění jaderného zařízení nejméně podle dvou vylučujících kritérií ve vyhlášce č. 215/1997 Sb zamítnuty. Nehledě na to, přizpůsobení parametrů produkované páry požadavkům strojovny uhelné elektrárny v konkrétních případech se patrně neobejde bez specifického návrhu parogenerátoru vysokoteplotního reaktoru, což prodraží celý projekt a může potenciál na úspory značně snížit. Proto i vzhledem k nedostatku potřebných podkladů podrobnější posouzení možnosti využití strojovny uhelných bloků v ČR vysokoteplotními SMR nebylo v této práci zpracováno.

4.1.2 Stávající teplárna

V současné době je v ČR na CZT napojeno cca 1,4 mil. domácností což představuje cca 31 % obyvatel. Ze současného palivového mixu pro výrobu tepla je 57 % pokryto hnědým uhlím (cca 7 mil t hnědého uhlí za rok). Velké zdroje nad 300 MWt se podílí na dodávkách do CZT více jak 57 %. Tyto velké zdroje převážně spalují severočeské hnědé uhlí. Velikost využitelných zásob hnědého uhlí je v současné době silně omezeno těžebními limity. Jako alternativa hnědému uhlí v teplárenství se naskýtá možnost uplatnění SMR, jež by mimo jiné přineslo i větší stabilitu cen tepla než při použití zemního plynu. [Újv14]

V rámci výzkumného projektu č. FR-TI4/280 se možnostmi využití SMR v teplárenství v ČR zabývala studie ÚJV Řež [Újv14]. Obdobně jako v případě výstavby nového zdroje ve stávajících jaderných elektrárnách se opět z důvodu úspor a urychlení realizace jeví v dohledné době perspektivní pouze využití stávajících systémů CZT. Při výběru stávajících teplárenských zdrojů, u nichž by se mohla uskutečnit náhrada spalování uhlí za SMR, byla ve studii ÚJV Řež uplatněna nejprve tato kritéria [Újv14]:

- teplárenské zdroje spalující tuhá paliva,
- teplárenské zdroje dodávající teplo do CZT,
- instalovaný tepelný výkon větší než 100 MWt.

Do seznamu bylo zařazeno celkem 33 tepláren a elektráren s odběrem tepla. Pro výběr lokalit s teplárenskými zdroji vhodnými k nahrazení malými reaktory byla zvolena tato kritéria [Újv14]:

- zdroje spalující hnědé uhlí - vzhledem k předpokládanému nedostatku hnědého uhlí z důvodu těžebních limitů a nutnosti přejít na alternativní náhradu palivové základny,
- zdroje s vysokým výkonem - vzhledem k vyšším minimálním tepelným výkonům malých reaktorů,
- zdroje s podílem kondenzační výroby elektrické energie - vzhledem k operativnímu využití výkonu při sníženém regulačním rozsahu reaktoru,
- zdroje s vysokým podílem dodávky tepla do CZT - zajištění stabilního a ekonomicky přijatelného zdroje tepla pro CZT,
- zdroje umístěné mimo aglomeraci napojené na CZT – vzhledem požadavkům na umístění jaderného zdroje,

- zdroje napojené do přenosové soustavy - vzhledem k vyšším požadavkům na přenosovou schopnost vyvedení vyššího elektrického výkonu.

Jako optimální z hlediska zvolených kritérií a s ohledem na kritéria pro umístění jaderného zdroje podle legislativy bylo doporučeno umístění SMR do teplárny Mělník I a teplárny Opatovice nad Labem [Újv14]. Ve studii ÚJV Řež bylo dále podrobněji rozpracováno technické řešení varianty jaderné teplárny Mělník s reaktory mPower a jaderné teplárny Opatovice nad Labem s reaktory NuScale. Jelikož vývoj reaktorů mPower se v posledních dvou letech z důvodu nedostatku financí zpomalil a jeho budoucnost je nejistá [Sk114], byla v této diplomové práci hodnocena jen varianta s teplárnou Opatovice nad Labem (EOP).

4.1.3 Průmyslový závod

Na základě možností využití tepla z jaderných reaktorů uvedených v Obr. 6 vyplývá, že vzhledem k tomu, že u SMR s výhledem realizace do roku 2025 je možné očekávat teploty na výstupu z aktivní zóny nanejvýš 750 °C (reaktor HTR-M [Int14]), v případě vysokoteplotních aplikací SMR připadá v úvahu jen jejich využití při rafinačních procesech a desulfuraci ropy v rafinériích a při výrobě vodíku. Z důvodu omezených zdrojů fosilních paliv a dovozní závislosti na zemním plynu jsou z dalších úvah vyloučeny možnosti využití tepla z jaderného reaktoru v ČR pro zplyňování fosilních paliv či parní reforming zemního plynu.

Nejvhodnější lokalitou v ČR, kde uplatnění tepla z vysokoteplotních SMR v průmyslovém závodě přichází v úvahu, se jeví rafinérie Kralupy nad Vltavou. Kromě zásobování rafinérie vysokoparametrickou párou pro rafinační procesy a desulfurizaci mohou zde umístěné vysokoteplotní SMR v kogeneračním režimu vyrábět elektřinu a teplo pro vytápění, které je možné dodávat do Prahy prostřednictvím napojení na dálkový tepelný napáječ Mělník-Praha.

Další velká rafinérie v ČR se nachází v Litvínově. Avšak vzhledem k tomu, že v okolí rafinérie Litvínov je povrchový důl hnědého uhlí ČSA a Bílina, a tedy i zdroje nerostných surovin, je tato lokalita pro umístění SMR podle vyhlášky 215/1997 Sb. o kritériích na umístění jaderných zařízení vyloučena. V případě Kralup nad Vltavou je potřeba vyřešit rozpor s následujícími podmiňujícími kritérii podle vyhlášky 215/1997 Sb. - přítomnost plynovodů, ropovodů a skladů nebezpečných látek. Lze však očekávat, že vynikající bezpečnostní parametry vysokoteplotních SMR budou umožňovat vyřešení těchto nevhodných vlastností lokality rafinérie.

Další perspektivní možností využití SMR v ČR je výroba vodíku. Vzhledem k tomu, že doposud nebylo navrženo detailní technické řešení jaderné výroby vodíku se SMR s výhledem realizace do roku 2025 [Int14], je možnost využití SMR pro výrobu vodíku hodnocena obecně bez specifikace lokality a konceptu reaktoru. Předpokládá se, že technické řešení jaderné výroby vodíku nebude v rozporu s podmiňujícím kritériem „přítomnost skladů nebezpečných látek“ podle vyhlášky 215/1997 Sb.

4.2 Vhodné koncepty malých modulárních reaktorů

V kapitole 4.1.1 byl uveden reaktor SVBR-100 jako potenciální vhodný kandidát pro využití v ČR v případě instalace do stávajících bloků EDU. Dále ze studie ÚJV Řež (viz kapitola 4.1.2) byl převzat návrh jaderné teplárny Opatovice nad Labem s reaktory NuScale. Pro účely využití SMR v Kralupech nad Vltavou podle kapitoly 4.1.3 byl v této práci navržen reaktor HTR-PM, neboť v současnosti již probíhá výstavba demonstrační elektrárny s tímto reaktorem a jedná se jediný koncept vysokoteplotního SMR, u kterého je pravděpodobné, že bude do roku 2025 realizován [Skl14] [Int14].

Dále byly vybrány koncepty SMR vhodné pro výstavbu nových bloků v EDU a ETE. Bylo vybíráno z několika konceptů SMR podle [Int13a] a [Int14], přičemž se užíla tato výběrová kritéria:

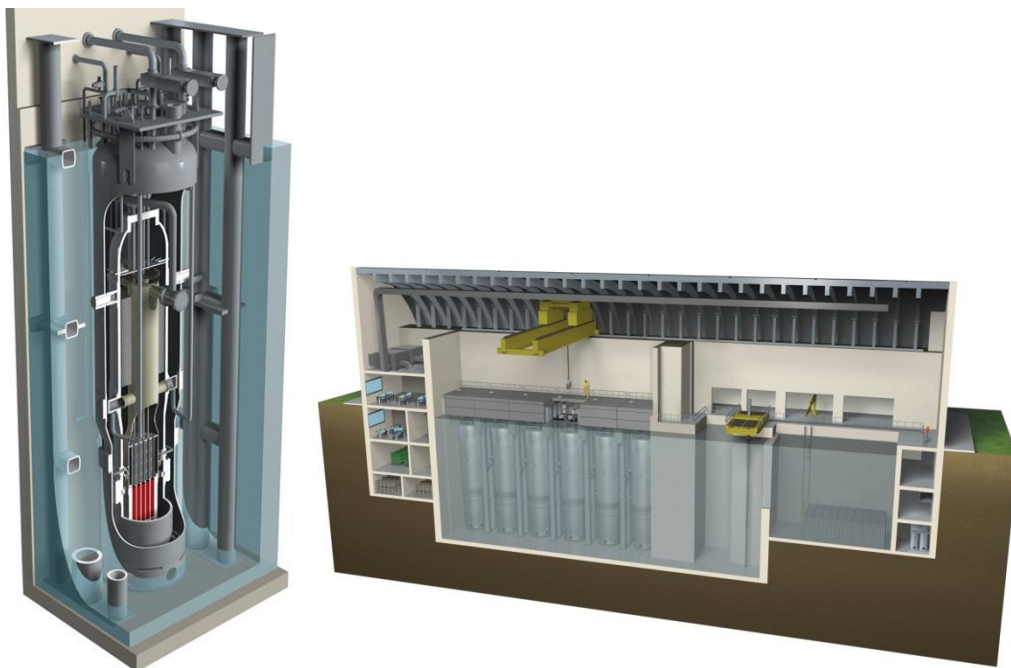
- lehkovodní SMR – z důvodu orientace české energetiky na tlakovodní reaktory, lepším ekonomickým parametrům lehkovodních reaktorů oproti ostatním jaderným technologiím [Shr07], dále z důvodu rozsáhlých zahraničních a tuzemských provozních zkušeností a široké nabídky různých konceptů lehkovodních reaktorů s mnoha potenciálními dodavateli. Bez dodatečných výhod (jako je možnost dodávek procesního tepla pro rafinérii v případě reaktoru HTR-PM, nebo možnost rozsáhlých úspor na investicích v případě reaktoru SVBR-100 při instalaci do stávajících bloků EDU) se výstavba jiných než lehkovodních reaktorů v ČR nejeví perspektivní, a to i s přihlédnutím k tomu, že lehkovodní reaktory mají otevřený palivový cyklus, který není dlouhodobě udržitelný (nicméně vzhledem k zásobám uranu řešit tento problém do konce 21. staletí nejspíš nebude potřeba),
- plán spuštění demonstrační elektrárny v zahraničí do roku 2025 – z důvodu alespoň nějakého času pro ověření a osvědčení SMR v zahraničí před odstavením stávajících bloků EDU okolo roku 2035, kdy potenciálně přichází v úvahu spuštění prvních SMR v ČR,
- koncept SMR s moduly navrženými pro složení do bloků o výkonu alespoň 500 MWe – z důvodu požadavku na velký výkon v ČR,
- koncept SMR s výměnou paliva v elektrárně – z důvodu provozní nezávislosti na zahraničním dodavateli reaktoru a možnosti diverzifikace dodávek paliva.

Na základě výše uvedených kritérií byl vybrán reaktor NuScale a reaktor CAREM-300.

4.2.1 Reaktor NuScale

Reaktor NuScale je malý modulární tlakovodní reaktor integrálního uspořádání o výkonu 45 MWe (160 MWt) vyvíjený společností NuScale Power Inc. v USA, která v prosinci roku 2013 získala grant od US DOE na podporu vývoje a testování potřebného pro získání certifikace a v květnu roku 2014 podepsala s US DOE pětiletý kontrakt v hodnotě až 217 mil. USD. Spuštění demonstrační elektrárny s reaktory NuScale je naplánované na rok 2023 ve státě Idaho. [Sk14]

Elektrárenské bloky s tímto reaktorem jsou projektované jako soustava až 12 modulů řízených ze společné dozorny a pracujících zcela nezávisle na sobě – každý modul má k dispozici vlastní turbínu. Reaktor NuScale je umístěn v transportovatelném 24,5 m vysokém kontejneru o průměru 4,6 m. Tlaková nádoba reaktoru má průměr 2,8 m a výšku 20 m. Pohony řídicích tyčí jsou umístěny uvnitř tlakové nádoby reaktoru. Reaktor nemá oběhová čerpadla, primární voda cirkuluje na základě přirozeného proudění. [Iae13]

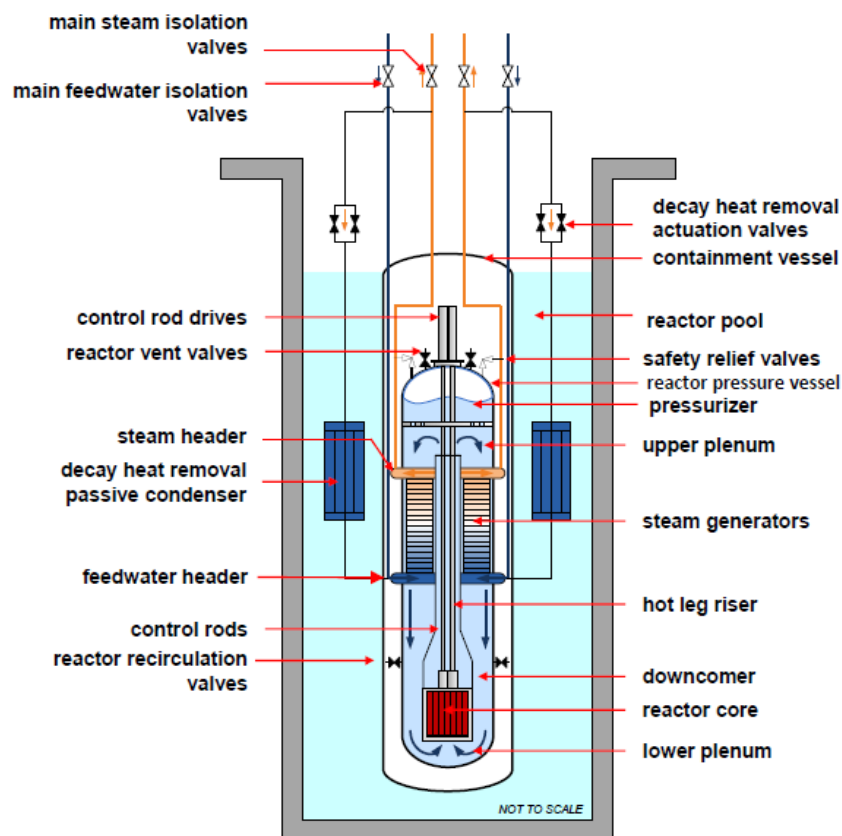


Obr. 9: Umístění modulů reaktoru NuScale ve společném bazénu v budově reaktorů [Int12]

Palivové soubory mají standardní západní konstrukci v podobě čtvercové mříže 17x17 palivových proutků (aktivní délka souboru je zkrácena na 2 m). Palivo obsahuje vyhořívající absorbátor (oxid gadolinia). Tlak v primárním okruhu je 13 MPa. Parogenerátor tvoří dva nezávislé svazky spirálových trubek navinutých okolo vzestupné šachty uvnitř reaktoru. Produkuje přehřátou páru o teplotě 290 °C a tlaku

3,1 MPa (teplota napájecí vody 149 °C) [Nus15]. Kyselina boritá pro regulaci reaktivity není v reaktoru NuScale využívána. Předpokládaný palivový cyklus reaktoru je dvouletý s možností prodloužení. Pokud budou odstávky trvat plánovaných přibližně 15 dní [Int14], je dosažitelný faktor využití reaktoru až okolo 95 %. [Iae13].

Kontejnment s reaktorem NuScale je umístěn v bazénu s vodou, která slouží jako biologické stínění. Voda v bazénu také může sloužit jako zásobárna chladiva pro havarijní dochlazování. Reaktor lze pasivně chladit přes parogenerátory, které se mohou propojit s externími tepelnými výměníky umístěnými v bazénu s moduly NuScale. V případě poškození parogenerátorů lze odvod zbytkového tepla řešit druhým pasivním systémem, při kterém se reaktor odtakuje do prostor kontejnmentu a poté se teplo začne samovolně odvádět přes stěnu kontejnmentu. Množství vody v bazénu vystačí pro bezpečné chlazení po dobu 30 dní, kdy zbytkový výkon poklesne na úroveň, při které postačí pasivní chlazení vzduchem. Tavení aktivní zóny je tak spolehlivě zabráněno bez potřeby aktivního systému. [Nus15].

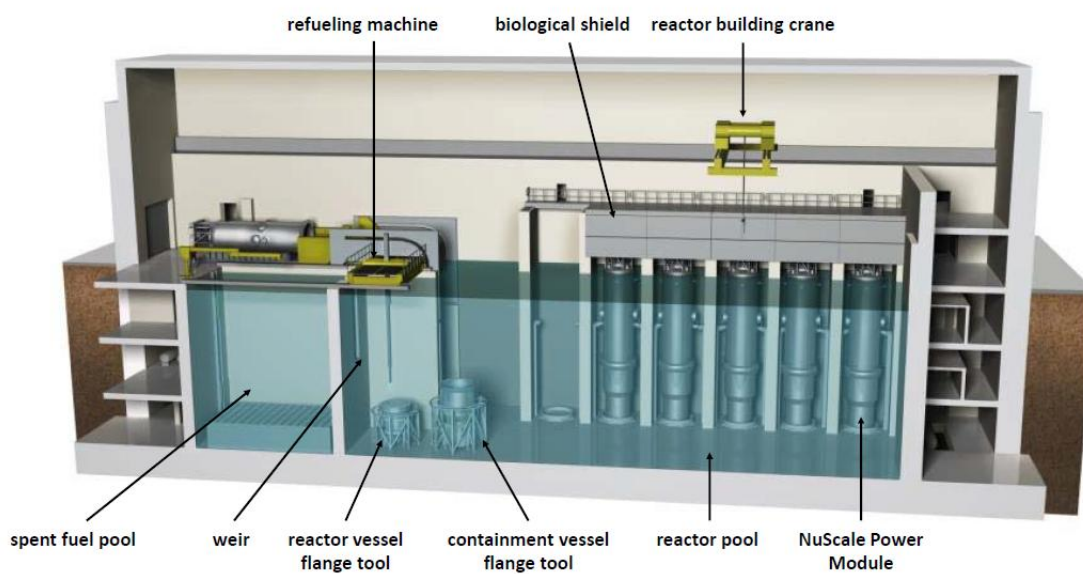


Obr. 10: Podrobný popis modulu NuScale [Nus15]

Uspořádání bloku s 12 moduly NuScale by mohlo vypadat podle následovně:



Obr. 11: Uspořádání bloku s 12 moduly reaktoru NuScale [Nus15]

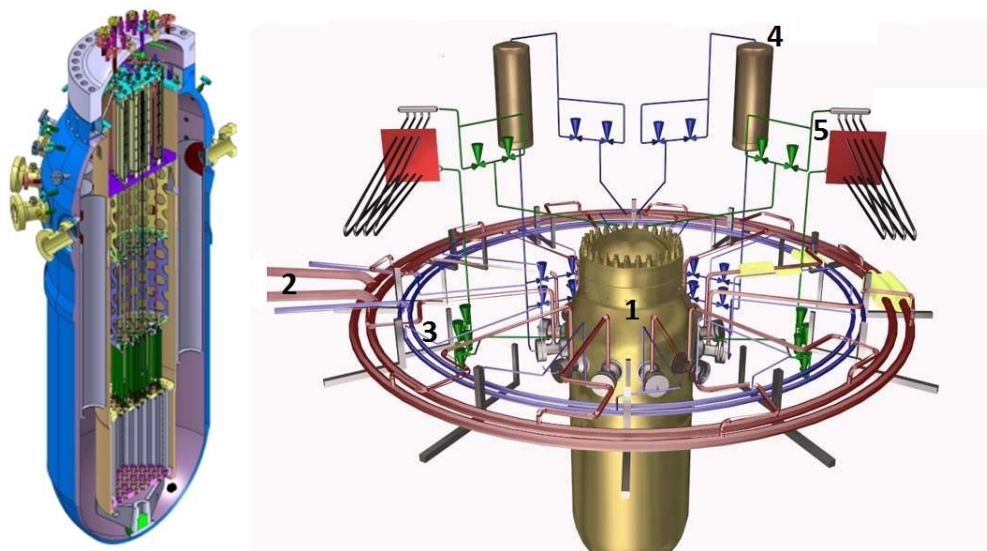


Obr. 12: Budovu reaktorů NuScale [Nus15]

4.2.2 Reaktor CAREM

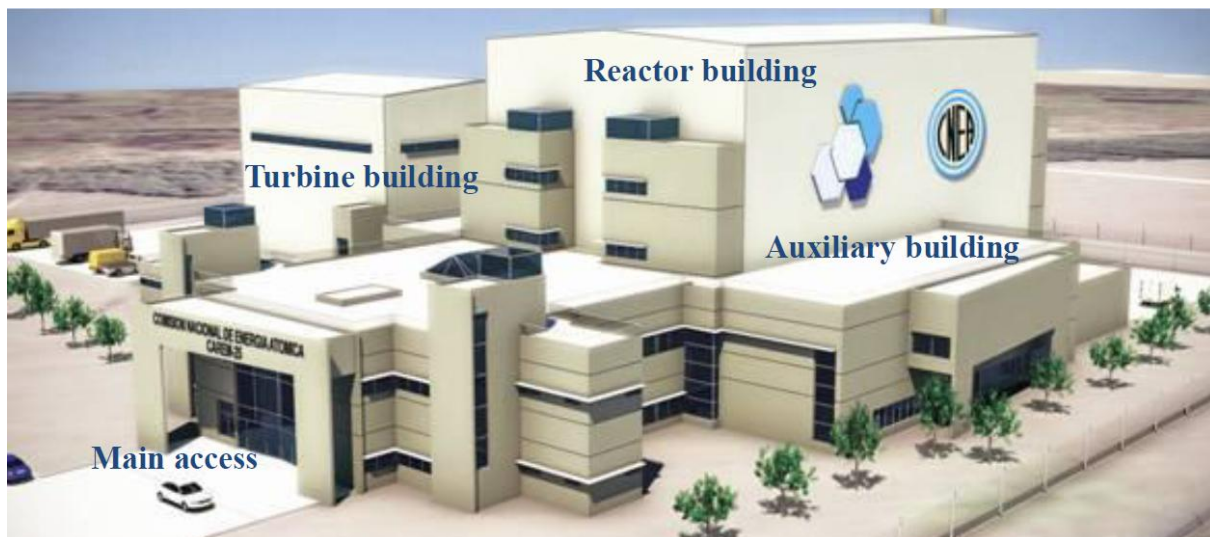
Reaktor CAREM (Central Argentina de Elementos Modulares) je projekt Argentinské národní komise pro atomovou energii. Jedná se malý modulární tlakovodní reaktor integrálního uspořádání. V únoru 2014 začala výstavba prototypu reaktoru CAREM o výkonu 25 MWe v areálu přilehlém k jaderné elektrárně Atucha. Pro budoucí komerční bloky se plánuje navýšení výkonu reaktoru na 150-300 MWe (teplený výkon přibližně 450-900 MWt). [Int14]

Tlaková nádoba reaktoru CAREM-25 má průměr 3,2 m a je 11 metrů vysoká. V reaktoru se nachází 61 palivových souborů hexagonálního tvaru v průřezu (trojúhelníková mříž) složených ze 108 palivových tyčí s aktivní délkou 1,4 m. V palivových souborech jsou dále obsaženy tyče s vyhořívajícím absorbátorem (oxid gadolinia) a 18 vodících kanálů pro absorpční části řídicích tyčí – tzv. klastrové uspořádání. Ke kompenzaci reaktivity není využívána kyselina boritá, systém vstřikování kyseliny borité je určen jen pro havarijní odstavení. V primárním okruhu je tlak 12 MPa, teplota na výstupu z aktivní zóny je 330 °C a teplota na vstupu 280 °C [Int14]. Uvnitř reaktoru je umístěno 12 vertikálních parogenerátorů produkujících páru o teplotě 290 °C při tlaku 4,7 MPa. Při případném prasknutí trubky v parogenerátoru je možné ho odpojit prostřednictvím ventilů na napájecím a parním potrubí, a tak zabránit úniku aktivované vody mimo kontejnment. [Int06]



Obr. 13: Reaktor CAREM [Int12] a jeho systém odvodu tepla [Int06]

- 1 – tlaková nádoba reaktoru, 2 – potrubní trasy pro páru na turbínu, 3 – napájecí potrubí,
- 4 – systém vstřikování kyseliny borité, 5 – systém pasivního odvodu zbytkového tepla



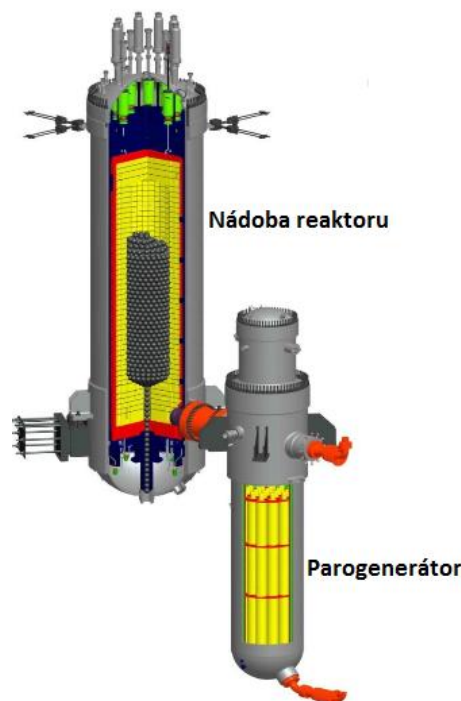
Obr. 14: Blok s reaktorem CAREM [Int14]

U budoucích komerčních bloků se dá přepokládat sdružování reaktorů CAREM do dvojbloků se společnou turbínou, podobně jako např. u reaktorů HTR-PM – viz dále [Int14]. Demonstrační verze reaktoru CAREM o výkonu 25 MWe má design založený na přirozené cirkulaci chladiva, komerční jednotky budou mít cirkulaci chladiva vynucenou čerpadly [Int06]. Výkon komerčního reaktoru CAREM v této diplomové práci se uvažuje o velikosti 300 MWe, aby v rámci dosažení různorodosti navržených variant bylo mezi navrženými vhodnými koncepty SMR více zástupců různých výkonových tříd.

4.2.3 Reaktor HTR-PM

HTR-PM je vysokoteplotní heliem chlazený reaktor o tepelném výkonu 250 MWt. Je koncipován jako předstupeň čtvrté generace vysokoteplotních reaktorů. Navazuje na výzkumný reaktor HTR-10. V současné době probíhá výstavba demonstračního bloku se dvěma reaktory HTR-PM v Shidao Bay v Číně. [Int16]

Tlaková nádoba HTR-PM je 24 m vysoká a má vnitřní průměr 6,7 m. Reaktor je ovládán řídicími tyčemi a absorpčními kuličkami umístěvanými do kanálů v grafitovém reflektoru po obvodu aktivní zóny. V primárním okruhu je tlak 7 MPa, teplota chladiva na výstupu z aktivní zóny je 750 °C a na vstupu 250 °C [Int14]. Parogenerátor spolu s hlavním cirkulačním čerpadlem tvoří samostatný integrální modul. Reaktor produkuje přehřátou páru o teplotě 570 °C a tlaku 13 MPa a přihřátou páru o teplotě 540 °C a tlaku 4 MPa. [Int06][Zha16]

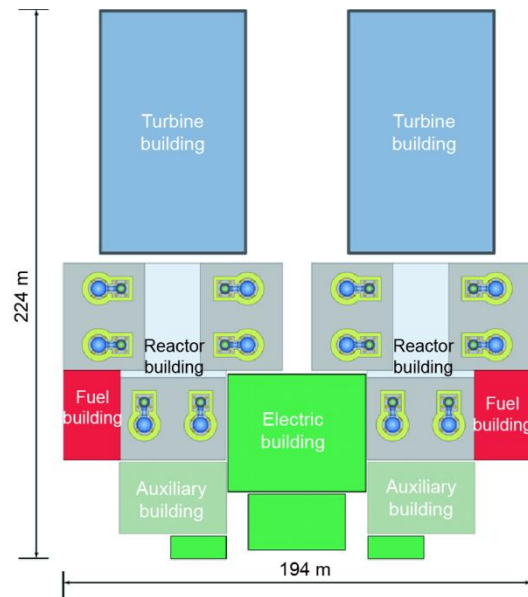


Obr. 15: Reaktor HTR-PM [Int14]

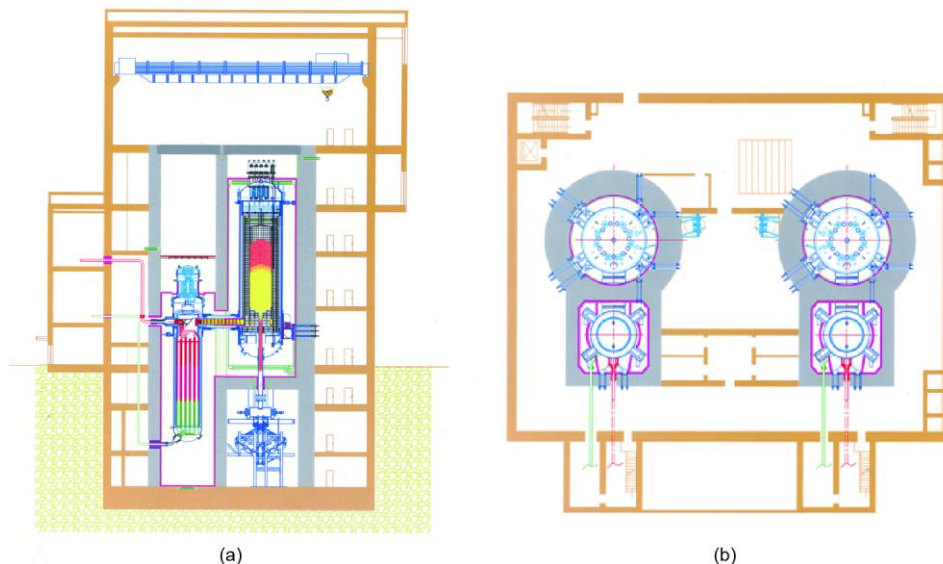
Palivo reaktoru je obsaženo v grafitových koulích o průměru 6 cm obsahující rozptýlené palivové částice TRISO o průměru 0,5 mm s obaly tvořenými pyrolytickým uhlíkem a SiC. Aktivní zóna obsahuje 450 tisíc palivových a dalších 150 tisíc grafitových koulí bez obsahu paliva. Výměna paliva probíhá kontinuálně. Palivo disponuje velkou rezervou do teplotního selhání (1600 °C). Výpočty a experimenty prováděné při vyvíjení vysokoteplotních reaktorů ukazují, že u malých vysokoteplotních reaktorů je odvod

zbytkového tepla samovolným prostupem přes konstrukční materiály postačující k zabránění překročení teploty selhání paliva, tedy tyto reaktory nepotřebují bezpečnostní systémy pro odvod zbytkového tepla. [Int06]

Pro budoucí komerční bloky se plánují dvojbloky až s 12 reaktory HTR-PM o celkovém výkonu přibližně 1200 MWe se dvěma turbínami, jak je vidět na Obr. 16. Základní jednotkou jsou bloky se dvěma reaktory o celkovém elektrickém výkonu 210 MWe (viz Obr. 17). [Zha16]



Obr. 16: Uspořádání dvojbloku s 12 reaktory HTR-PM [Zha16]

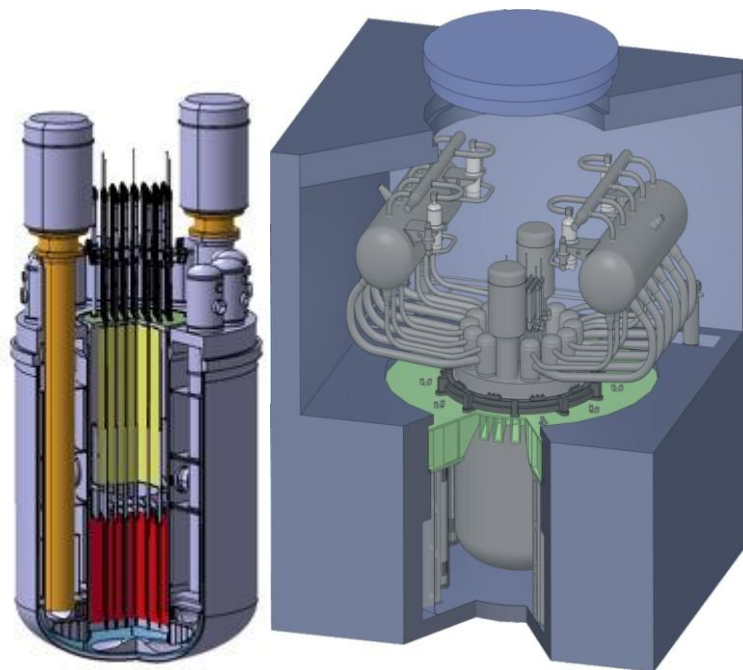


Obr. 17: Budova reaktorů HTR-PM [Zha16]

a – boční pohled, b – pohled shora

4.2.4 Reaktor SVBR-100

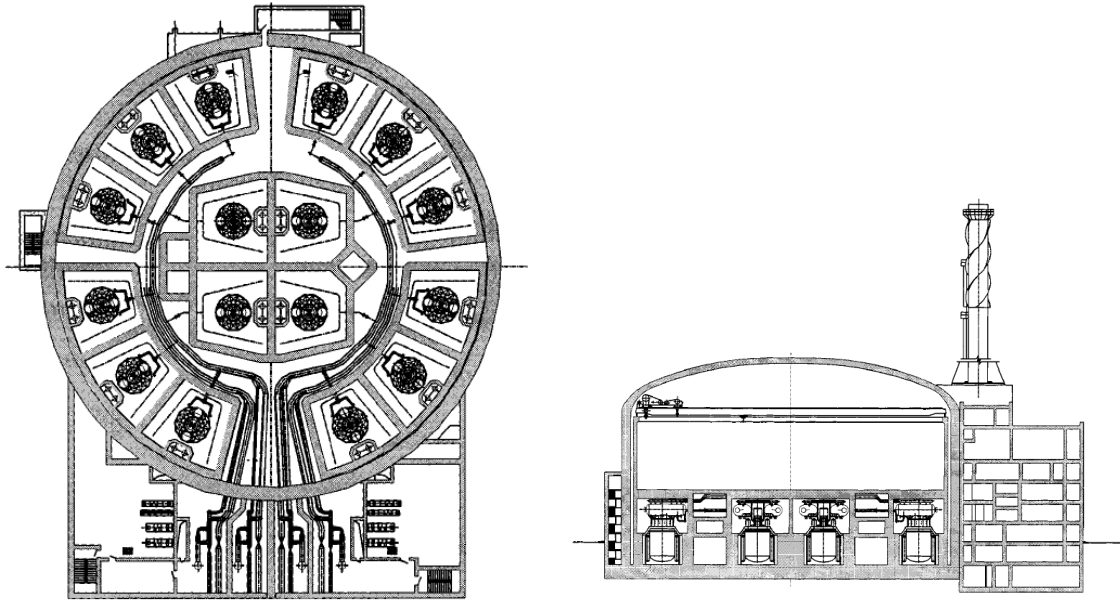
Reaktor SVBR-100 (Svintsovo-Vismutovi Bystryi Reaktor 100) vychází ze zkušeností s osmi reaktory chlazenými směsí olova a bismutu provozovanými v ruských ponorkách. Je projektován pro výměnu paliva mimo elektrárnu. Reaktor bude chlazen eutektickou směsí olovo-bismut⁶. Spuštění prototypu reaktoru SVBR-100 se očekává v Dimitrovgradu do roku 2017 (avšak vzhledem k tomu, že výstavba doposud zahájena nebyla, splnění tohoto termínu není reálné [Int16]). [Int13b]



Obr. 18: Reaktor SVBR-100 [Int07]

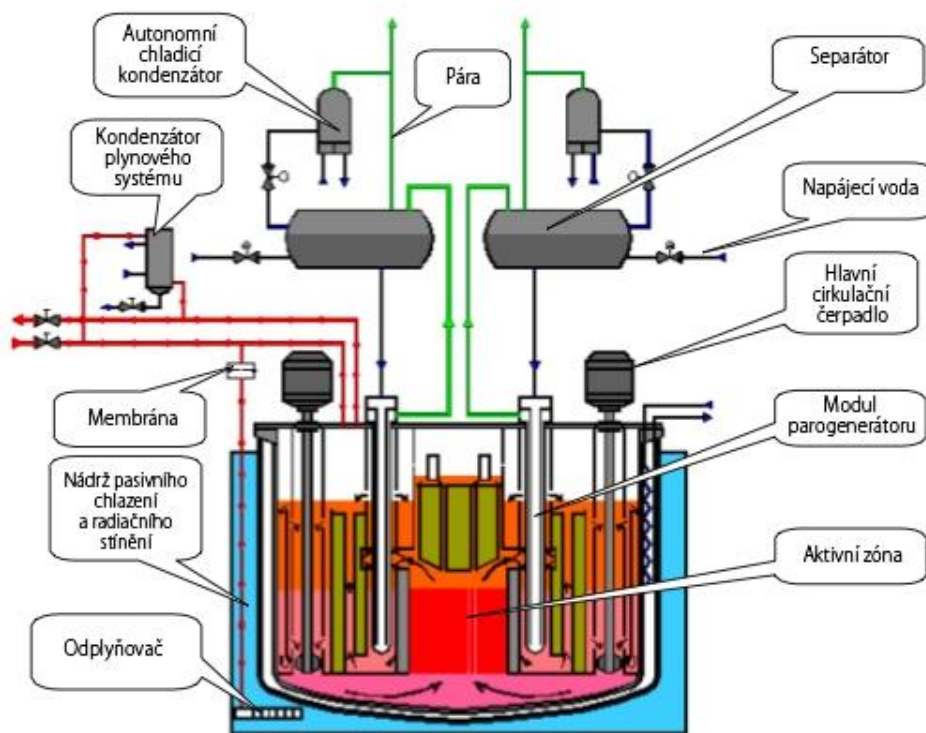
Teplený výkon reaktoru SVBR-100 je 280 MWt a elektrický výkon 100 MWe, při provozu s nízkými parametry páry 75 MWe (proto je tento reaktor také označován jako SVBR-75/100). Reaktor SVBR-100 je reaktor s výměnou paliva mimo elektrárnu. Interval výměn paliva je navržen v délce sedmi let. Jeden z návrhů možného využití je elektrárenský blok se 16 reaktory SVBR-100 (viz Obr. 19), který by svým výkonem byl ekvivalentní bloku s největšími reaktory třetí generace. [Int07]

⁶ Eutektikum olovo-bismut je směs tvořená ze 45,5 % olovem a 55,5 % bismutem. Oproti čistému olovu se vyznačuje nízkou teplotou tání (124°C/328°C). Nevýhodou tohoto chladiva je mnohem vyšší tvorba radioaktivního ²¹⁰Po ve srovnání s čistým olovem. [Int07]



Obr. 19: Uspořádání 16 reaktorů SVBR-100 v 1600 MWe bloku [Int07]

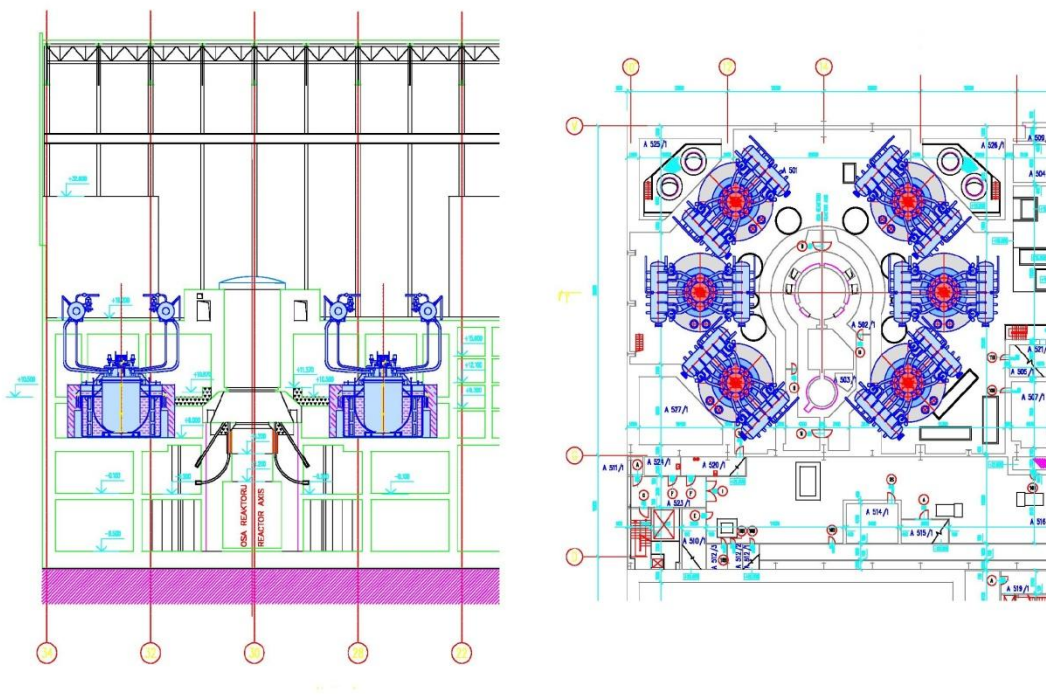
Nádoba reaktoru SVBR-100 je vysoká 6,9 m (7,9 m dle [Akm12]) s průměrem 4,5 m. Je umístěna v nádrži s vodou, která slouží jako biologické stínění a případně k odvodu zbytkového tepla (zásobníky s vodou vystačí bez doplnění na 5 dní). V reaktoru se nacházejí dvě cirkulační čerpadla využívaná za provozu. K odvodu zbytkového tepla postačí přirozená cirkulace. [Int07]



Obr. 20: Schéma uspořádání reaktoru SVBR-100 [Int07]

Aktivní zóna reaktoru se skládá z 55 hexagonálních palivových souborů. V každém palivovém souboru je 220 palivových proutků. Aktivní zónu lze uzpůsobit na konverzní faktor přibližně rovný 1. Ve vývoji je nitridické palivo, které má lepší vlastnosti než klasické keramické palivo (UO_2), jako je větší teplotní odolnost a vyšší hustota. Pára je vyráběna ve dvou okruzích se šesti moduly parogenerátorů napojenými na separátor páry, z nichž se odvádí sytá pára až o teplotě 307 °C a tlaku 9,5 MPa (283 °C a 6,7 MPa dle [Akm12]). [Int07]

Parogenerátory reaktorů SVBR-100 lze použít k produkci páry s parametry páry parogenerátorů VVER 440. Výsledkem je snížení jednotkového výkonu reaktoru SVBR na 75 MWe. Reaktory SVBR-100 lze umístit do hermetických boxů parogenerátorů v blocích s reaktory VVER-440, jak je vidět na Obr. 21. Celkový výkon bloku VVER 440 po instalaci reaktorů SVBR-100 by byl 6x75 MWe, tj. 450 MWe. [Tos07]



Obr. 21: Umístění reaktorů SVBR-100 do hermetických boxů parogenerátorů VVER 440 [Tos07]

4.3 Návrh variant využití malých modulárních reaktorů

Na základě navržených lokalit a navržených konceptů SMR bylo sestaveno celkem pět variant možného využití SMR v ČR do roku 2060, z toho varianty A, C a E představují jadernou elektrárnu, varianta B jadernou teplárnu a varianta D trigenerační výrobu (vysokoparametrické teplo po rafinérii, elektřina a dálkové vytápění Prahy). Blíže jsou jednotlivé varianty popsány v Tab. 6, ve které jsou uvedeny i parametry referenční varianty s velkým tlakovodním reaktorem. Provoz se ve všech variantách uvažuje v délce 60 let.

Ve variantě A (NuScale EDU-ETE) a C (CAREM-300) se uvažuje výstavba až pěti bloků v EDU a až osmi nebo devíti bloků v ETE⁷, ve variantě B (NuScale EOP) a D (HTR-PM) se uvažuje pouze jeden blok a ve variantě E (SVBR-100) se uvažuje využití až všech čtyř stávajících bloků EDU.

Spuštění bloků se SMR v ČR podle navržených variant se očekává mezi léty 2035-2060, přičemž vzhledem k tomu, že se jedná o vzdálenou a nejasnou budoucnost, je ponecháno nspecifikované, v jakém počtu bloků se realizace varianty uskuteční. Při ekonomickém zhodnocení navržených variant (viz kapitola 5) byly uvažovány všechny možnosti, tj. od pouhého jednoho bloku se SMR v dané lokalitě po maximální ekonomicky smysluplný a technicky realizovatelný počet bloků podle limitů zvolených lokalit.

⁷ Podle [Min15b] lze v EDU provozovat zdroje o celkovém výkonu až přibližně 3000 MWe a v ETE až přibližně 5500 MWe. Předpokládá se možnost odpovídajícího rozšíření areálu elektráren a vhodnost základové půdy na nových pozemcích pro výstavbu jaderného zdroje.

Tab. 6: Parametry navržených variant využití SMR v ČR

Varianta	A	B	C	D	E	referenční
Reaktor	NuScale	NuScale	CAREM-300	HTR-PM	SVBR-100	PWR-LR
lokalita	EDU, ETE	EOP	EDU, ETE	rafinérie ⁸	EDU	EDU, ETE
zdroj dat	[Int14]	[Int14] [Újv14]	[Int14] [Int06]	[Int14]	[Int07] [Tos05]	[Dha13]
Technické parametry						
čistý instalovaný elektrický výkon reaktoru ⁹ [MWe]	45	45	300	105	100	1200
tepelný výkon reaktoru [MWt]	160	160	1000	250	280	3600
čistá účinnost výroby elektřiny	28%	28%	30%	42%	27% ¹⁰	33%
počet reaktorů v bloku	12	4 ¹¹	2	6	6	1
celkový instalovaný elektrický výkon bloku ¹² [MWe]	540	180	600	630	600	1200
celkový instalovaný tepelný výkon bloku [MWt]	1920	640	1800	1500	1680	3600
faktor využití reaktoru	95%	91% ¹³	90%	85%	90%	85%
Roční výrobní bilance						
dodaná elektřina [GWh]	4494	1300	4730	není určeno	3548 ¹⁴	8935
dodané teplo ¹⁵ [TJ]	0	5000	0	není určeno	0	0
výroba elektřiny podle instalovaného výkonu [GWh]	4494	1440	4730	4691	4730	8935
výroba prvotního tepla [TJ]	57522	18432	51088	40208	47682	96500

⁸ Rafinérie Kralupy nad Vltavou – množství dodávek tepla pro procesní účely do rafinérie a pro vytápění do Prahy je nspecifikované, jelikož nebylo navrženo konkrétní technické řešení s konkrétními požadavky na dodávky tepla. V důsledku toho nelze specifikovat ani dodávky elektřiny.

⁹ Podle standardního projektu, tj. nový blok elektrárny bez dodávek tepla.

¹⁰ Vypočteno pro čistý instalovaný výkon reaktoru 75 MWe (uvažuje se využití stávajících bloků EDU).

¹¹ Ve studii [Újv14] byla vypracována i varianta EOP se 6 moduly NuScale, avšak tato varianta je méně ekonomicky výhodná kvůli nižšímu podílu dodávek tepla na celkové výrobě jaderné teplárny vzhledem k nízkým a nestabilním cenám silové elektřiny ve srovnání s relativně vysokými a stabilními cenami tepla (viz příloha C).

¹² Podle standardního projektu, tj. nový blok elektrárny bez dodávek tepla.

¹³ Doba využití instalovaného výkonu je 8000 hodin podle [Újv14].

¹⁴ Vypočteno pro čistý instalovaný výkon reaktoru 75 MWe (uvažuje se využití stávajících bloků EDU).

¹⁵ Zanedbávají se malé dodávky tepla do blízkého okolí. Realizace dálkového tepelného napáječe pro EDU a ETE se podle navržených variant neuvažuje, avšak v ekonomickém hodnocení je výpočet ceny tepla proveden pro všechny varianty metodou uvedenou v kapitole 5.1.4, která se omezuje bez specifikace dodávek tepla.

5 Ekonomické zhodnocení malých modulárních reaktorů

V kapitole 4 bylo navrženo celkem pět variant využití SMR v ČR. Jednotlivé varianty včetně referenční varianty s velkým reaktorem jsou popsány v Tab. 6. V následujících kapitolách jsou ekonomicky zhodnoceny.

Běžně používaným kritériem pro hodnocení ekonomické výhodnosti investičních záměrů je tzv. čistá současná hodnota (NPV) – viz rovnice (11). Pro stanovení NPV je kromě odhadu výdajů potřeba odhadnout i příjmy projektu, tedy v případě jaderné elektrárny je potřeba odhadnout budoucí ceny elektřiny, resp. i cenu tepla v případě jaderné teplárny. Zejména odhad vývoje ceny elektřiny na evropských energetických trzích je ve stávajícím zdeformovaném tržním prostředí značně komplikovaný. Není jasné, jak bude energetický trh vypadat po roce 2035 – zda ve střední Evropě přetrvá Energy Only Market, jaký podíl budou mít a jak budou fungovat kapacitní trhy, zda a jaké tržní deformace zůstanou a jaké nové se případně objeví.

Problém s neurčitostí vývoje ceny elektřiny byl vyřešen převedením kritéria NPV do vzorce pro výpočet měrných výrobních nákladů elektřiny, které udávají minimální cenu elektřiny, jaká by musela být, aby investiční záměr byl ekonomicky výhodný.

Nejen cena elektřiny představuje obtížně určitelnou veličinu ekonomického modelu. Značně neurčité jsou také investiční výdaje, které u SMR budou výrazně záviset na počtu realizovaných modulů SMR a rozsahu jejich sériové výroby, jak je ukázáno v kapitole 5.2. Proto všechny výpočty pro každou navrženou variantu se provedly třikrát podle třech scénářů – pesimistický, neutrální a optimistický. Neutrální scénář udává nejpravděpodobnější výsledné výrobní náklady a zbylé dva scénáře málo pravděpodobné mezní případy vymezující interval, ve kterém se výrobní náklady budou s vysokou pravděpodobností pohybovat.

Výsledky výpočtů jsou uvedeny v €, neboť hodnoty veličin ekonomického modelu podle použitých zdrojů jsou uvedeny v € a jejich přepočítávání na Kč by do výpočtu vnášelo zbytečnou nepřesnost. Dalším důvodem pro tuto volbu je, že energetické komodity se na evropských burzách obchodují v € a již v současnosti většina investičních kontraktů v energetice v ČR je oceněna v €. Navíc lze očekávat, že do roku 2035 ČR vstoupí do eurozóny.

V ekonomickém modelu jsou užitá následující zjednodušení:

- konstantní výroba, faktor využití reaktoru a instalovaný tepelný výkon reaktoru v průběhu celého provozu,
- neuvažuje se využití jaderných reaktorů pro podpůrné služby pro přenosovou soustavu, resp. se předpokládá, že platby za tyto podpůrné služby vykompenzují nárůst výrobních nákladů spojený se sníženým faktoru využití reaktoru,
- předpokládá se, že celkové investiční výdaje pokrývají licenční a přípravné náklady před zahájením výstavby,
- předpokládá se plné využití daňového štítu,
- zanedbávají se odpisy z investic v průběhu provozu¹⁶,
- rozložení kontraktů na palivo se uvažuje rovnoměrné a ve výpočtech figuruje průměrná roční hodnota faktoru využití (kampaně trvají více jak jeden rok),
- nebyla vyčleněna fixní a variabilní část nákladů na provoz a údržbu,
- generální opravy jsou zahrnuty v nákladech na provoz a údržbu a neuvažuje se skutečné rozložení investic na tyto opravy v průběhu provozu,
- konstantní inflace, růst měrných nákladů a daně podle stávající právní úpravy v ČR v průběhu celého provozu,
- předpokládá se, že měrné investice, měrné náklady na palivo a měrné náklady na provoz a údržbu jsou pro jadernou teplárnu stejné jako pro jadernou elektrárnu se stejným počtem a typem reaktorů (tzv. ekvivalentní jaderná elektrárna).
- z důvodu porovnatelnosti výsledků se pro všechny navržené varianty uvažuje možnost zahájení provozu ve stejném roce a možnost stejné délky provozu.

Není-li uvedeno jinak, platí, že všechny hodnoty proměnných použitých v ekonomickém modelu jsou nominální. Všechny měrné náklady a investiční výdaje, včetně ceny tepla při klíčování nákladů teplárny metodou obchodní, jsou uvedeny v cenách z roku 2015 a výsledky jsou vyjádřeny v cenové hladině z roku 2015.

V této diplomové práci je dodržována konvence, že násobky jednotky Wh se vztahují vždy jen k elektřině. Pro teplo ve formě teplonosného média nebo spalného tepla vodíku se používají násobky jednotek Wh_t a J.

¹⁶ Podle účetní legislativy v ČR se jaderné palivo eviduje jako dlouhodobý hmotný majetek, který se daňově odepisuje. Při výpočtech v této diplomové práci se náklady na palivo zjednodušeně počítají jako výdaje běžného účetního období, které zvýší daňový štít. Toto zvýšení daňového štítu přibližně kopíruje rozložení odpisů z jaderného paliva.

5.1 Formulace ekonomického modelu

Výpočet měrných výrobních nákladů je proveden pomocí vzorců odvozených ze vzorce pro čistou současnou hodnotu s nominálními hodnotami všech veličin převzatého z [Vít02]. Pro lepší porovnatelnost výsledků výpočtů v této diplomové práci s výsledky podle studie OECD [Org15] bylo účelné sestavení vzorců pro měrné výrobní náklady obdobné těm, které používá OECD (viz [Org10]). Na rozdíl od studie OECD v této diplomové práci nebylo přistoupeno ke zjednodušení v podobě neuvažování daní a výpočtu striktně se stejnou mírou ročního růstu hodnot veličin ekonomického modelu v průběhu provozu rovnající se inflaci. Vzorce pro výpočet měrných výrobních nákladů mají univerzální charakter a jsou použitelné pro jakoukoliv kombinaci růstů či poklesů jednotlivých parametrů nezávisle na zvolené hodnotě inflace. Omezením je pouze to, že tyto míry roční změny jsou konstantní.

Při kombinované výrobě je potřeba náklady rozdělit mezi více produktů (elektrina, teplo, vodík, aj.). Existuje několik způsobů, jak toto klíčování nákladů provést. Mezi nejpoužívanější metody klíčování nákladů teplárny patří „metoda obchodní“ [Duch89] [Org10]¹⁷. Ve snaze zachovat výsledkům ekonomickému modelu jejich nezávislost na výši příjmů v průběhu provozu jaderného reaktoru byla v této diplomové práci vyvinuta modifikovaná termodynamická metoda pro klíčování nákladů při obecné kombinované výrobě nazvaná „klíčování pomocí výrobních nákladů prvotního tepla“. Na základě této metody byly kromě výpočtu měrných výrobních nákladů tepla a elektřiny z teplárny také odhadnuty měrné výrobní náklady vodíku z jaderné výroby.

Přestože podle navržených variant nejsou hodnoceny jen jaderné elektrárny, ale obecně různé typy jaderných výroben, ve všech variantách jsou hodnoty investičních výdajů a nákladů v průběhu provozu vztaženy k instalovanému elektrickému výkonu a výrobě elektřiny ekvivalentní jaderné elektrárny (se stejným počtem a typem reaktorů). Nevýhodou tohoto přístupu je horší srozumitelnost výpočtů, protože ve vzorcích pro výpočet měrných výrobních nákladů se objevují veličiny vztažené k instalovanému elektrickému výkonu nebo vyrobené elektřině i v případě, kdy se teplo z jaderného reaktoru pro výrobu elektřiny vůbec nepoužívá. Alternativním řešením by mohlo být přepočítání vstupních hodnot veličin na hodnoty vztažené k instalovanému

¹⁷ V anglické literatuře se používá termín „heat credit“ udávající měrné příjmy z prodeje tepla vztažené na dodávku elektřiny, kterým se sníží hodnota měrných výrobních nákladů elektřiny vypočtená standardním způsobem [Org10]. Tento způsob výpočtu vede ke stejnému výsledku jako metoda obchodní podle [Duch89].

tepelnému výkonu reaktoru a výrobě prvotního tepla v reaktoru. Avšak k tomuto způsobu řešení nebylo přistoupeno vzhledem k následujícím důvodům:

- v použitých zdrojích vstupních dat jsou hodnoty veličin ekonomického modelu vztažené jen k instalovanému elektrickému výkonu reaktorů a vyrobené elektřině při jejich užití v elektrárně,
- přepočítání hodnot veličin ekonomického modelu na instalovaný tepelný výkon reaktorů a výrobu prvotního tepla nevede k jiným výsledkům a zvyšuje pracnost získávání vstupních dat a pracnost jejich porovnávání se vstupními veličinami v jiných studiích, které jsou v současnosti ve valné většině případů vztažené jen k elektřině.

V následující podkapitole jsou uvedeny obecné vzorce pro stanovení nominálních, reálných, efektivních, současných a anuitních hodnot veličin ekonomického modelu a vzorce pro výpočet hodnot jednotlivých veličin vyskytujících se v kritériu NPV. Tyto obecné vzorce a definice slouží k upřesnění používané terminologie a jsou využity v dalších podkapitolách při odvozování vzorců pro měrné výrobní náklady.

5.1.1 Výchozí obecné vzorce a definice

Vztah mezi nominální hodnotou peněžního toku (CF) v roce t ($CF_{n,t}$) a jeho nominální hodnotou v roce 0 při konstantní nominální roční změně (růst nebo pokles) je následující:

$$CF_{n,t} = CF_{n,0}(1 + x_n)^t \quad [\text{mil. €}] \quad (1)$$

kde $CF_{n,0}$ je nominální hodnota CF při zahájení provozu (tj. $t = 0$) [mil. €] a x_n nominální míra roční změny [%].

Faktor nominální změny $(1+x_n)$ lze pomocí míry roční inflace a reálné míry změny rozepsat jako:

$$(1 + x_n) \stackrel{\text{def}}{=} (1 + x_r)(1 + i) \quad [-] \quad (2)$$

kde x_r je reálná míra roční změny [%] a i míra roční inflace [%].

Reálná hodnota CF v roce t ($CF_{r,t}$) se mění podle faktoru reálné změny $(1+x_r)$, tedy platí:

$$CF_{n,t} = CF_{n,0}(1 + x_r)^t(1 + i)^t = CF_{r,t}(1 + i)^t \quad [\text{mil. €}] \quad (3)$$

Obdobný vzorec jako pro faktor nominální změny $(1+x_n)$ platí i pro faktor nominálního diskontu $(1+r_n)$:

$$1 + r_n \stackrel{\text{def}}{=} (1 + r_r)(1 + i) \quad [-] \quad (4)$$

kde r_n je nominální diskontní míra [%] a r_r reálná diskontní míra [%].

Vztah mezi reálnou a nominální diskontní mírou lze přepsat do tvaru:

$$1 + r_r = \frac{1 + r_n}{(1 + i)} \quad [-] \quad (5)$$

V této práci se z důvodu zjednodušení zápisu vzorců pro měrné výrobní náklady a zjednodušení výpočtů definuje tzv. efektivní diskontní míra r_e podle vzorce:

$$1 + r_e \stackrel{\text{def}}{=} \frac{1 + r_n}{(1 + x_n)} \quad [-] \quad (6)$$

Kromě nominálních a reálných hodnot se peněžní toky liší ještě na základě tzv. současné hodnoty. Současná hodnota peněžních toků (PV) vyjadřuje jejich význam pro investora z hlediska času, ve kterém se uskutečnily. Tento význam s časem klesá a míru toho poklesu udává diskont podle rovnice:

$$PV \stackrel{\text{def}}{=} \sum_{t=1}^T \frac{CF_t}{(1 + r)^t} \quad [\text{mil. €}] \quad (7)$$

kde T je délka provozu jaderného reaktoru [roky], CF_t hodnota CF v roce t [mil. €] a r diskontní míra [%].

Každou posloupnost peněžních toků $\{CF_1, CF_2, \dots, CF_T\}$ lze nahradit posloupností konstantního peněžního toku, tj. tzv. anuitní peněžní tok ACF (anuita), jehož současná hodnota je stejná jako současná hodnota dané posloupnosti CF, tedy platí:

$$PV = \sum_{t=1}^T \frac{CF_t}{(1 + r)^t} \equiv \sum_{t=1}^T \frac{ACF}{(1 + r)^t} = \frac{ACF}{a_T(r)} \quad [\text{mil. €}] \quad (8)$$

kde $a_T(r)$ je poměrná anuita za dobu T při diskontu r [-], která se vypočítá podle následujícího vzorce [Vít02]:

$$a_T(r) = \frac{1}{\sum_{t=1}^T \frac{1}{(1 + r)^t}} = \frac{(1 + r)^T \cdot r}{(1 + r)^T - 1} \quad [-] \quad (9)$$

Anuitní peněžní tok existuje pro každou posloupnost peněžních toků právě jeden a navíc platí, že jeho hodnota je stejná pro libovolnou jinou posloupnost peněžních toků se stejnou současnou hodnotou. Anuitní peněžní tok se vypočte podle vztahu:

$$ACF = PV \cdot a_T(r) \quad [\text{mil. €}] \quad (10)$$

Kritérium NPV vztažené k okamžiku zahájení provozu hodnocené výroby zapsané v nominálních hodnotách proměnných má následující obecný tvar [Vít02]:

$$NPV = -INV + \sum_{t=1}^T \frac{CF_{n,t}}{(1+r_n)^t} \geq 0 \quad [\text{mil. €}] \quad (11)$$

kde INV je současná hodnota investičních výdajů [mil. €], T délka provozu jaderného reaktoru [roky], $CF_{n,t}$ nominální hodnota CF v roce t [mil. €], r_n nominální diskontní míra [%], přičemž platí, že:

$$INV = \sum_{t=1-b}^0 \frac{CAP_t}{(1+r_n)^t} = \sum_{t=1-b}^0 \frac{k_1 \cdot P_e \cdot m_{CAP} \cdot q_t}{(1+r_n)^t} \quad [\text{mil. €}] \quad (12)$$

$$k_1 = 0,001 \quad [-] \quad (13)$$

kde b je délka výstavby [roky], CAP_t investiční výdaje během výstavby v roce t [mil. €], m_{CAP} měrné investiční výdaje [€/kWe], P_e čistý instalovaný elektrický výkon bloku elektrárny [MWe], q_t podíl investice během výstavby v roce t (bez ušlé příležitosti a úroků) [-], pro který platí:

$$q_t = \frac{CAP_t}{k_1 \cdot P_e \cdot m_{CAP}} = \frac{CAP_t}{TCAP} \quad [-] \quad (14)$$

kde $TCAP$ je celková účetní hodnota investice na výstavbu [mil. €].

Zápis hodnoty investice podle vzorce (12) zohledňuje ušlou příležitost projektem vázaných investičních prostředků v průběhu výstavby a platbu úroku z cizího kapitálu. Míru tohoto navýšení hodnoty investice udává vhodně zvolený diskont (jako tzv. vážená průměrná cena kapitálu – WACC). Měrné investiční výdaje vynásobené instalovaným výkonem udávají jen účetní hodnotu investice na výstavbu podle vzorce (14). Účetní hodnota investice na výstavbu se používá pro stanovení odpisů.

Nominální peněžní tok v roce t provozu jaderné elektrárny lze rozepsat pomocí následujících proměnných:

$$CF_{n,t} = \text{příjmy v roce } t - \text{výdaje v roce } t \quad [\text{mil. €}] \quad (15)$$

$$CF_{n,t} = k_1 \cdot E_e \cdot v_{e,t} - FC_t - OMC_t - DC_t - tax_t \quad [\text{mil. €}] \quad (16)$$

kde E_e je čistá roční výroba elektřiny podle instalovaného výkonu [GWh], $v_{e,t}$ cena elektřiny v roce t [€/MWh], FC_t náklady na palivo v roce t [mil. €], OMC_t náklady na provoz a údržbu v roce t [mil. €], DC_t odvod do fondu na vyřazování v roce t [mil. €] a tax_t daně v roce t [mil. €]. Dále platí, že:

$$E_e = k_2 \cdot P_e \cdot L_f \equiv konst. \quad [\text{GWh}] \quad (17)$$

$$k_2 = 8,76 \quad [\text{h}] \quad (18)$$

kde L_f je faktor využití reaktoru [%]¹⁸.

Roční výroba elektřiny se v jednotlivých letech může měnit změnou disponibilního výkonu nebo změnou faktoru využití, ale v rámci zjednodušení ekonomického modelu se uvažuje konstantní produkce v průběhu celého provozu odpovídající projektovanému instalovanému výkonu a faktoru využití.

Další členy ve vzorci (16) se vypočtou podle následujících vzorců:

$$FC_t = k_1 \cdot E_e \cdot m_{FC}(1 + x_{FC})^t \quad [\text{mil. €}] \quad (19)$$

$$OMC_t = k_1 \cdot E_e \cdot m_{OMC}(1 + x_{OMC})^t \quad [\text{mil. €}] \quad (20)$$

$$tax_t = s \cdot (k_1 \cdot E_e \cdot v_{e,t} - FC_t - OMC_t - DC_t - dep_t) \quad [\text{mil. €}] \quad (21)$$

kde m_{FC} jsou měrné náklady na palivo [€/MWh], m_{OMC} měrné náklady na provoz a údržbu [€/MWh], x_{FC} nominální míra ročního růstu palivových nákladů [%], x_{OMC} nominální míra ročního růstu nákladů na provoz a údržbu [%], dep_t daňový odpis v roce t [mil. €] a s sazba daně z příjmu právnických osob [%]. Dále platí že:

$$DC_t = \frac{INV \cdot p_{DC}(1 + i)^t}{T} \quad [\text{mil. €}] \quad (22)$$

kde T je délka provozu jaderného reaktoru [roky] a p_{DC} poměrné náklady na vyřazování, pro které platí:

$$p_{DC} = \frac{TDC_r}{INV} \quad [-] \quad (23)$$

kde TDC_r je reálná hodnota celkových nákladů na vyřazování [mil. €] (vztaženo k roku $t = 0$, tj. k začátku provozu).

Vzorec nominálního CF v roce t (16) s použitím vzorce pro daně v roce t (21) lze upravit do tvaru:

$$CF_{n,t} = (1 - s) \cdot k_1 \cdot E_e \cdot v_{e,t} - FC_t - OMC_t - DC_t + TS_t \quad [\text{mil. €}] \quad (24)$$

kde TS_t je daňový štít definovaný vztahem:

$$TS_t = s \cdot (FC_t + OMC_t + DC_t + dep_t) \quad [\text{mil. €}] \quad (25)$$

Dosazením rovnice (24) do rovnice kritéria NPV (11) se získá:

$$NPV = -INV + \sum_{t=1}^T \frac{(1 - s) \cdot k_1 \cdot E_e \cdot v_{e,t} - FC_t - OMC_t - DC_t + TS_t}{(1 + r_n)^t} \geq 0 \quad [\text{mil. €}] \quad (26)$$

¹⁸ Faktor využití reaktoru L_f odpovídá roční době využití maxima vyjádřené v hodinách a vydělené konstantou 8760 h.

5.1.2 Měrné výrobní náklady elektřiny z jaderné elektrárny

Měrné výrobní náklady elektřiny ($LCOE$) udávají minimální cenu elektřiny splňující kritérium NPV, tj. kdy NPV nabývá hodnoty nula. Za předpokladu, že reálná hodnota $LCOE$ zůstává konstantní a nominální hodnota $LCOE$ se v průběhu provozu mění podle inflace, lze vzorec (26) v souladu se vzorcem (3) přepsat do tvaru:

$$LCOE = \frac{INV + \sum_{t=1}^T \frac{FC_t + OMC_t + DC_t - TS_t}{(1 + r_n)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{k_1 \cdot (1 - s) \cdot E_e \cdot (1 + i)^t}{(1 + r_n)^t}} \quad [€/MWh] \quad (27)$$

Předpoklad konstantní reálné hodnoty měrných výrobních nákladů vede ke vzorci, který odpovídá vzorcům pro $LCOE$ podle [Org10], [Dha13] a [Abd15]. Takto stanovené $LCOE$ udává minimální cenu elektřiny, jaká by musela být na začátku provozu, aby při následném růstu ceny elektřiny podle stanovené inflace byl projekt na mezi splnění podmínky ekonomické výhodnosti.

Jiný přístup spočívá ve stanovení měrných výrobních nákladů jako anuitní peněžní tok, při kterém je NPV rovno nule. Tedy v souladu s vlastnostmi anuity podle vzorce (8) pro anuitní měrné výrobní náklady elektřiny ($LCOE_{an}$) platí:

$$LCOE_{an} = \frac{INV + \sum_{t=1}^T \frac{FC_t + OMC_t + DC_t - TS_t}{(1 + r_n)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{k_1 \cdot (1 - s) \cdot E_e}{(1 + r_n)^t}} \quad [€/MWh] \quad (28)$$

Anuitní měrné výrobní náklady nejsou pro praktické využití vhodné, jelikož zejména v případě několikaletého provozu přímo neudávají konkrétní hraniční hodnoty ceny produkce, při kterých je dosaženo ekonomické výhodnosti, a proto se v této diplomové práci vycházelo jen z měrných výrobních nákladů odvozených za předpokladu konstantní reálné hodnoty. Mezi anuitními a reálnými výrobními náklady elektřiny platí následující vztah odvozený s využitím vzorců (27) a (28), vzorce pro reálný diskont r_r (5) a vzorce pro poměrnou anuitu $a_T(r)$ (9):

$$\frac{LCOE_{an}}{LCOE} = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{k_1 \cdot (1 - s) \cdot E_e \cdot (1 + i)^t}{(1 + r_n)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{k_1 \cdot (1 - s) \cdot E_e}{(1 + r_n)^t}} = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{1}{(1 + r_r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{1}{(1 + r_n)^t}} = \frac{a_T(r_n)}{a_T(r_r)} \quad [-] \quad (29)$$

Dosazením vzorce pro náklady na palivo FC_t (19) a vzorce pro náklady na provoz a údržbu OMC_t (20) spolu s použitím vzorce pro reálnou diskontní míru r_r (5) se vzorec pro $LCOE$ (27) vyjádří ve tvaru:

$$LCOE = \frac{INV + \sum_{t=1}^T \frac{k_1 \cdot E_e \cdot m_{FC}(1 + x_{FC})^t + k_1 \cdot E_e \cdot m_{OMC}(1 + x_{OMC})^t + DC_t - TS_t}{(1 + r_n)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{k_1 \cdot (1 - s) \cdot E_e}{(1 + r_r)^t}} \quad [€/MWh] \quad (30)$$

S použitím obecného vzorce pro efektivní diskontní míru (6) vzorec pro $LCOE$ přejde do tvaru:

$$LCOE = \frac{INV + \sum_{t=1}^T \frac{k_1 \cdot E_e \cdot m_{FC}}{(1 + r_{e,FC})^t} + \sum_{t=1}^T \frac{k_1 \cdot E_e \cdot m_{OMC}}{(1 + r_{e,OMC})^t} + \sum_{t=1}^T \frac{DC_t - TS_t}{(1 + r_n)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{k_1 \cdot (1 - s) \cdot E_e}{(1 + r_r)^t}} \quad [€/MWh] \quad (31)$$

kde efektivní diskontní míra nákladů na palivo $r_{e,FC}$ a efektivní diskontní míra nákladů na provoz a údržbu $r_{e,OMC}$ se spočítají podle následujících vzorců:

$$r_{e,FC} = \frac{(1 + r_n)}{(1 + x_{FC})} \quad [%] \quad (32)$$

$$r_{e,OMC} = \frac{(1 + r_n)}{(1 + x_{OMC})} \quad [%] \quad (33)$$

S použitím vzorce pro poměrnou anuitu (9) lze vzorec pro $LCOE$ (31) zapsat ve tvaru:

$$LCOE = \frac{INV + \frac{k_1 \cdot E_e \cdot m_{FC}}{a_T(r_{e,FC})} + \frac{k_1 \cdot E_e \cdot m_{OMC}}{a_T(r_{e,OMC})} + \sum \frac{DC_t - TS_t}{(1 + r_n)^t}}{\frac{k_1 \cdot (1 - s) \cdot E_e}{a_T(r_r)}} \quad [€/MWh] \quad (34)$$

kde pro poměrné anuity podle vzorce (9) platí:

$$a_T(r_{e,FC}) = \frac{(1 + r_{e,FC})^T \cdot r_{e,FC}}{(1 + r_{e,FC})^T - 1} \quad [-] \quad (35)$$

$$a_T(r_{e,OMC}) = \frac{(1 + r_{e,OMC})^T \cdot r_{e,OMC}}{(1 + r_{e,OMC})^T - 1} \quad [-] \quad (36)$$

$$a_T(r_r) = \frac{(1 + r_r)^T \cdot r_r}{(1 + r_r)^T - 1} \quad [-] \quad (37)$$

V souladu se vztahem pro současnou hodnotu (8) lze vzorec pro $LCOE$ (34) zapsat ve tvaru:

$$LCOE = \frac{INV + PV_{FC} + PV_{OMC} + PV_{DC} - PV_{TS}}{(1 - s) \cdot PE_e} \quad [€/MWh] \quad (38)$$

kde INV se počítá podle vzorce (12), PV_{FC} je současná hodnota nákladů na palivo [mil. €], PV_{OMC} současná hodnota nákladů na provoz a údržbu [mil. €], PV_{DC} současná hodnota odvodů do fondu na vyřazování [mil. €], PV_{TS} současná hodnota daňového štítu [mil. €], PE_e diskontovaný součet výroby elektřiny podle instalovaného výkonu [TWh], pro které platí:

$$PE_e = k_1 \cdot E_e / a_T(r_r) \quad [TWh] \quad (39)$$

$$PV_{FC} = k_1 \cdot E_e \cdot m_{FC} / a_T(r_{e,FC}) \quad [mil. €] \quad (40)$$

$$PV_{OMC} = k_1 \cdot E_e \cdot m_{OMC} / a_T(r_{e,OMC}) \quad [mil. €] \quad (41)$$

$$PV_{DC} = \frac{INV \cdot k_{DC}}{T \cdot a_T(r_r)} \quad [mil. €] \quad (42)$$

$$PV_{TS} = s \cdot (PV_{FC} + PV_{OMC} + PV_{DC} + PV_{dep}) \quad [mil. €] \quad (43)$$

kde PV_{dep} je současná hodnota odpisů podle vzorce:

$$PV_{dep} = \sum_{t=1}^T \frac{dep_t}{(1 + r_n)^t} \quad [mil. €] \quad (44)$$

Zápis $LCOE$ v podobě vzorce (38) umožňuje (při nulových daní) jednoduchý univerzální výpočet bez potřeby speciálních výpočetních aplikací.

Zastoupení jednotlivých typů nákladů na celkových výrobních nákladech udávají tzv. anuitní podíly vypočtené podle vzorce:

$$ap_X = \frac{PV_X}{PV_{CAP} + PV_{FC} + PV_{OMC} + PV_{DC}} \quad [%] \quad (45)$$

$$X \in \{CAP, FC, OMC, DC\}$$

5.1.3 Klíčování nákladů teplárny metodou obchodní

Při klíčování nákladů teplárny metodou obchodní je potřeba odhadnout vývoj ceny tepla. V souladu se vzorcem (1) pro cenu tepla v roce t ($v_{h,t}$) platí vzorec:

$$v_{h,t} = v_{h,0}(1 + x_{HR})^t \quad [€/GJ] \quad (46)$$

kde $v_{h,0}$ je cena tepla při zahájení provozu teplárny [€/GJ] a x_{HR} je nominální míra ročního růstu ceny tepla [%].

Jelikož teplárna část tepla vyrobeného v jaderném reaktoru dodává do soustavy centrálního zásobování teplem, což vede ke snížení množství vyrobené elektřiny, je potřeba zavést kromě výroby elektřiny podle instalovaného výkonu E_e ještě skutečnou roční dodávku elektřiny $E_{e,dod}$, která nahradí E_e ve jmenovateli vzorců pro $LCOE$. Hodnota E_e se nadále bude používat ve vzorcích pro výpočet nákladů na palivo a nákladů na provoz a údržbu – viz vzorce (19) a (20), což je odůvodněno v úvodu kapitoly 5 a v souladu s posledním zjednodušujícím předpokladem uvedeným v úvodu kapitoly 5.1. Sumu nákladů v čitateli vzorců $LCOE$ je potřeba snížit o tržby z prodeje tepla a daňový štít snížit o daň z prodeje tepla. Vzorec (38) tedy přejde do následujícího tvaru:

$$LCOE_{tep(1)} = \frac{INV + PV_{FC} + PV_{OMC} + PV_{DC} - PV_{TS(tep1)} - PV_{HR}}{(1 - s) \cdot PE_{e,dod}} \quad [€/MWh] \quad (47)$$

udávající měrné výrobní náklady elektřiny z teplárny při klíčování nákladů metodou obchodní $LCOE_{tep(1)}$ [€/MWh], kde $PV_{TS(tep1)}$ je současná hodnota daňového štítu teplárny při klíčování nákladů metodou obchodní [mil. €], PV_{DC} se nadále počítá podle vzorce (42), PV_{HR} je současná hodnota tržeb za teplo [mil. €] a $PE_{e,dod}$ diskontovaný součet dodávek elektřiny [mil. €], pro které platí vzorce:

$$PV_{TS(tep1)} = s \cdot (PV_{FC} + PV_{OMC} + PV_{DC} + PV_{dep} - PV_{HR}) \quad [\text{mil. €}] \quad (48)$$

$$PV_{HR} = k_1 \cdot E_{h,dod} \cdot v_{h,0} / a_T(r_{e,HR}) \quad [\text{mil. €}] \quad (49)$$

$$PE_{e,dod} = k_1 \cdot E_{e,dod} / a_T(r_r) \quad [\text{TWh}] \quad (50)$$

kde $E_{h,dod}$ je roční dodávka tepla [TJ], $E_{e,dod}$ roční dodávka elektřiny [GWh], konstanta k_1 je dána vzorcem (13), poměrné anuity $a_T(r)$ se počítají podle vzorce (9) a pro efektivní diskontní míru tržeb za teplo $r_{e,HR}$ platí vzorec:

$$r_{e,HR} = \frac{(1 + r_n)}{(1 + x_{HR})} \quad [\%] \quad (51)$$

5.1.4 Klíčování nákladů pomocí výrobních nákladů prvotního tepla

Měrné výrobní náklady prvotního tepla $LCOH_p$ se vypočítají podle vzorce odvozeného ze vzorce $LCOE$ (38) záměnou diskontovaného součtu výroby elektřiny podle instalovaného výkonu PE_e diskontovaným součtem výroby prvotního tepla PE_h , tedy platí, že:

$$LCOH_p = \frac{INV + PV_{FC} + PV_{OMC} + PV_{DC} - PV_{TS}}{(1 - s) \cdot PE_h} \quad [€/MWh] \quad (52)$$

kde PE_h se vypočte podle vzorce:

$$PE_h = k_1 \cdot E_h / a_T(r_r) \quad [TWh] \quad (53)$$

kde E_h je roční výroba prvotního tepla [GWh], přičemž analogicky se vzorcem (17) platí:

$$E_h = k_2 \cdot P_h \cdot L_f \equiv konst. \quad [GWh] \quad (54)$$

kde P_h je instalovaný tepelný výkon reaktorů [MWh] a konstanta k_2 nabývá hodnoty podle vzorce (18).

Stejně jako při klíčování nákladů metodou obchodní se podle zdůvodnění v úvodu kapitoly 5 a v souladu s posledním zjednodušujícím předpokladem uvedeným na začátku kapitoly 5.1 výpočet nákladů na palivo a nákladů na provoz a údržbu provádí podle stejných vzorců, jako v případě využití jaderných reaktorů v elektrárně, tj. současné hodnoty těchto nákladů se vypočítají podle vzorců (40) a (41). Současná hodnota odvodů do fondu na vyřazování PV_{DC} se nadále počítá podle vzorce (42) a pro současnou hodnotu daňového štítu PV_{TS} se používá vzorec (43).

Metoda klíčování nákladů teplárny pomocí výrobních nákladů prvotního tepla spočívá v navýšení $LCOH_p$ v poměru odpovídající účinnosti, s jakou se daný produkt (elektřina, teplo, aj.) vyrábí. Měrné výrobní náklady dodaného tepla $LCOH_{dod}$ a měrné výrobní náklady elektřiny z teplárny při klíčování nákladů pomocí výrobních nákladů prvotního tepla $LCOE_{tep(2)}$ se tedy vypočítají podle vztahů:

$$LCOH_{dod} = \frac{LCOH_p}{k_3 \cdot \eta_h} \quad [€/G] \quad (55)$$

$$k_3 = 3,6 \quad [s] \quad (56)$$

$$LCOE_{tep(2)} = \frac{LCOH_p}{\eta_e} \quad [€/MWh] \quad (57)$$

kde η_h je čistá účinnost dodávek tepla [%] a η_e čistá účinnost výroby elektřiny [%].

Výhodou metody klíčování nákladů pomocí výrobních nákladů prvotního tepla je, že na rozdíl od metody obchodní nevyžaduje znalost ceny jak elektřiny, tak tepla. Dále není potřeba znát ani množství dodávek elektřiny a tepla, neboť měrné výrobní náklady prvotního tepla při stejném faktoru využití výkonu reaktoru zůstávají stejné nezávisle na provozním režimu stroje. Analogicky lze tuto metodu použít pro libovolný počet dalších produktů (např. vodík, jak je uvedeno v následující podkapitole).

Nevýhodou této metody je, že uvažuje konstantní účinnosti výroby jednotlivých produktů ve všech provozních stavech, což neodpovídá skutečnosti, kdy se účinnost výroby elektřiny mění v závislosti na dodávkách tepla. Avšak tyto změny jsou většinou jen v řádu procent, což je pod úrovní přesnosti ekonomických výpočtů v této diplomové práci, takže tuto chybu lze akceptovat. Další nevýhodou je sporné odlišení ztrát vyvolaných dodávkami tepla od ztrát ve strojně náležitě výrobě elektřiny, zvláště v případě odběrové turbíny. V této práci byla paušálně zvolena hodnota 95 % pro čistou účinnost dodávek tepla. Pro čistou účinnost výroby elektřiny se zjednodušeně vzala hodnota účinnosti podle čistého instalovaného elektrického výkonu (při provozu turbíny v režimu bez dodávek tepla).

Metoda klíčování nákladů pomocí výrobních nákladů je velmi univerzální, nicméně tato univerzalita je vykoupena omezenou směrodatností v případě, kdy cena určitého produktu kombinované výroby výrazně převyšuje výrobní náklady tohoto produktu, v důsledku čehož ekonomická výhodnost může být dosažena bez ohledu na cenu ostatních produktů, a tedy na jejich výrobních nákladech záleží jen omezeně. V tomto případě je pro rozhodování o ekonomické výhodnosti vhodnější metoda obchodní (viz výsledky výpočtů pro variantu B a jejich rozbor v kapitole 5.4).

Metoda klíčování nákladů pomocí výrobních nákladů prvotního tepla rovněž umožňuje vypočítat měrné výrobní náklady tepla dodávaného z reaktorů navržených pro umístění v EDU a ETE, u kterých rozsah dodávek tepla nebyl specifikován. Větší množství dodávek tepla z EDU a ETE by se mohlo uskutečnit prostřednictvím zvažovaných dálkových tepelných napáječů pro dodávky tepla z EDU do Brna nebo z ETE do Českých Budějovic. Zda se realizují tyto dálkové tepelné napáječe, bude záviset na budoucích cenách tepla z fosilních zdrojů.

5.1.5 Odhad měrných nákladů na výrobu vodíku

Doposud neexistují podrobné návrhy technického řešení jaderné výroby vodíku se specifikovanými hodnotami ekonomických parametrů [Int14]. V důsledku toho lze provádět pouze přibližné výpočty měrných výrobních nákladů vodíků z jaderné výroby. V této podkapitole jsou uvedeny zjednodušené vztahy, pomocí kterých byly měrné výrobní náklady vodíku z jaderné výroby odhadnuty s využitím výsledků studie [Ber14] zabývající se výrobou vodíku pomocí elektrolyzérů a palivových článků s výhledem vývoje této technologie do roku 2030.

Pro měrné výrobní náklady vodíku $LCOG$ přibližně platí:

$$LCOG = \frac{(g_{INV} + g_{PV})}{k_2 \cdot (1 - s) \cdot L_{f(g)}/a_T(r_r)} + \frac{LCOH_p}{\eta_g} \quad [€/MWh] \quad (58)$$

kde $LCOH_p$ se počítá podle vzorce (52), η_g je účinnost výroby vodíku [%] (vztaženo k prvotnímu teplu a spalnému teplu vodíku), g_{INV} měrná celková investice na pořízení zařízení na výrobu vodíku [€/kWh], g_{PV} měrná současná hodnota nákladů na provoz a obnovu zařízení na výrobu vodíku [€/kWh] a $L_{f(g)}$ faktor využití zařízení na výrobu vodíku.

$$g_{PV} = \frac{k_4 \cdot (1 - s) \cdot g_{INV} \cdot L_f/a_T(r_r)}{T_g} \quad [€/kWh] \quad (59)$$

$$k_4 = 8760 \quad [h] \quad (60)$$

kde T_g je životnost zařízení pro výrobu vodíku [h] (90-100 tis. h podle [Ber14], při výpočtech uvažována hodnota 90 tis. h spolu se zanedbáním poklesu účinnosti o 10 % do konce životnosti).

Hodnota g_{PV} představuje investice na obnovu zařízení pro výrobu vodíku, jejichž reálná hodnota se zjednodušeně uvažuje po celou dobu provozu jaderné výroby konstantní a rovnoměrně rozložená do jednotlivých let provozu. Nominální hodnota těchto investic na obnovu roste o inflaci. Tento výpočet aproximuje skutečné rozložení nákladů spojených s výrobou vodíku, kdy se investiční výdaje na pořízení nového zařízení vynakládají až na konci jeho životnosti a v průběhu provozu se zařízení odepisuje. Vzorec (58) s použitím vzorce (59) umožňuje jednoduchý univerzální výpočet bez potřeby speciálních výpočetních aplikací. Při velkém diskontu (přibližně pro r_r větší jak 5 %) výpočet zahrnuje i náklady na provoz a údržbu zařízení na výrobu vodíku, jejichž reálná hodnota se pohybuje v řádu pár jednotek procent z g_{INV} [Ber14].

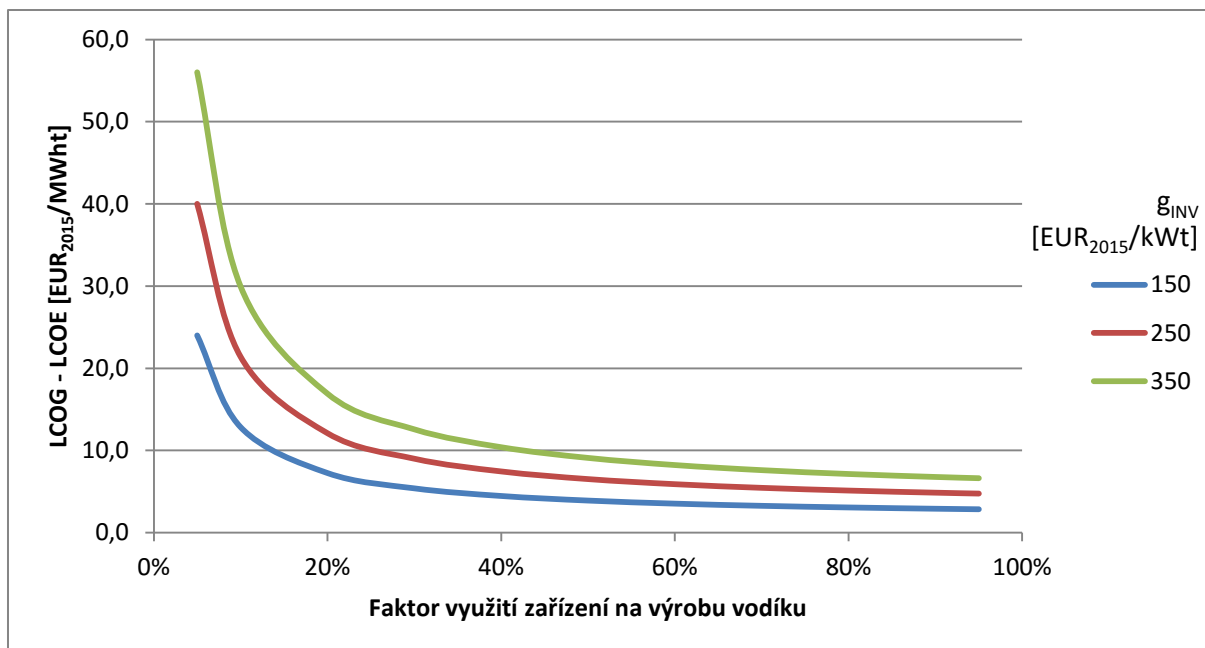
Podle Tab. 4 lze zjednodušeně předpokládat, že účinnost výroby vodíku bude přibližně shodná s účinností výroby elektřiny v ekvivalentní jaderné elektrárně, protože

vyšší účinnosti výroby vodíku je dosahováno při vyšších teplotách pracovního média, kdy je i vyšší účinnost výroby elektřiny. Pak lze vzorec (58) v souladu se vzorcem (57) zjednodušit do tvaru:

$$LCOG = \frac{1000 \cdot (g_{INV} + g_{PV})}{(1 - s) \cdot 8760 \cdot L_{f(g)}/a_T(r)} + LCOE_{tep(2)} \quad [€/MWt] \quad (61)$$

Podle [Ber14] se měrné investiční výdaje na zařízení pro výrobu vodíku pomocí elektrolýzy budou po roce 2030 pohybovat rozpětí 250-1270 €₂₀₁₅/kWt. Vzhledem k tomu, že v jaderné výrobě se očekávají jednotky na výrobu vodíku s výkonem v řádu desítek MWt, jejich měrná cena bude nízká. V této diplomové práci bylo pro g_{INV} orientačně zvoleno rozpětí 150-350 €₂₀₁₅/kWt se střední hodnotou 250 €₂₀₁₅/kWt. V ekonomickém hodnocení výroby vodíku podle [Ber14] nejsou obsaženy výdaje na kompresy, skladování a dopravu vodíku. V případě vysokotlaké výroby vodíku přicházející v úvahu v jaderné výrobě jsou náklady na kompresy vodíku minimální [Ber14].

Na základě zjednodušeného vzorce (61) byla provedena citlivostní analýza, jejíž výsledky jsou uvedeny v Obr. 22. Ukázalo se, že při faktoru využití zařízení na výrobu vodíku odpovídající faktoru využití jaderného reaktoru jsou výrobní náklady vodíku z jaderné výroby přibližně jen o 3-7 €/MWht vyšší než výrobní náklady elektřiny z jaderné elektrárny (uvažuje se, že MWh elektrické práce je ekvivalentní MWht vyrobeného vodíku). Avšak při klesajícím faktoru využití zařízení na výrobu vodíku měrné výrobní náklady vodíku prudce rostou. Proto není pravděpodobné, že by výroba vodíku v jaderné výrobě v rámci podpůrných služeb poskytovaných přenosové soustavě mohla konkurovat decentrálním elektrolyzérům, které by vyráběly vodík při nízkých spotových cenách elektřiny, přičemž navíc při jejich umístění v blízkosti čerpacích stanic by se ušetřily náklady na dopravu vodíku.



Obr. 22: Navýšení měrných nákladů na výrobu vodíku oproti elektřině

5.2 Výpočet investičních výdajů malých modulárních reaktorů

Investiční výdaje tvoří největší část výrobních nákladů jaderných zdrojů, a proto přesnost stanovení výše investic je klíčová pro směrodatnost výsledků ekonomického hodnocení jaderných zdrojů. Přestože pro všechny SMR v navržených variantách existují konkrétní odhady měrných investičních výdajů, vzhledem k tomu, že autoři těchto odhadů jsou dodavatelé příslušných SMR, kteří se pro ně snaží získat potenciální investory, je věrohodnost těchto odhadů pochybná. Aby se předešlo případnému optimistickému zkreslení výsledků, byly měrné investiční výdaje SMR stanoveny na základě obecných teoretických vztahů mezi investičními výdaji velkých reaktorů a SMR podle [Int13b] s konzervativně vzatými hodnotami parametrů těchto vztahů podle [Uni04] a [Nuc11]. Zároveň tato teorie umožňuje lépe pochopit, na čem všem ekonomická životaschopnost SMR závisí.

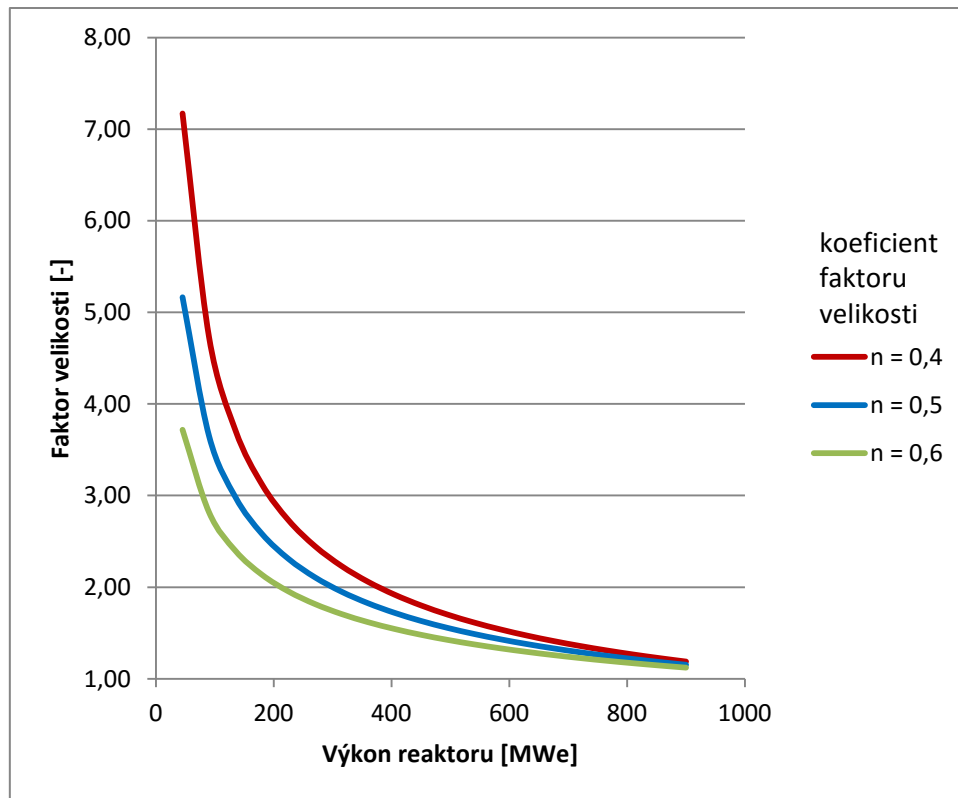
5.2.1 Faktor velikosti

V ekonomice obecně platí, že velká zařízení mají menší měrné investiční výdaje než zařízení menšího výkonu stejné konstrukce. Tento jev se nazývá úspory z rozsahu. Průběh této změny má hyperbolický charakter, jak je vidět na Obr. 23. V případě bloků s jadernými reaktory lze úspory z rozsahu vyjádřit pomocí vztahu [Int13b]:

$$m_{CAP,SR} = m_{CAP,LR} \cdot \left(\frac{P_{SR}}{P_{LR}} \right)^{n-1} = m_{CAP,LR} \cdot SF \quad [€/kWe] \quad (62)$$

kde $m_{CAP,SR}$ jsou měrné investiční výdaje malého reaktoru [€/kWe], $m_{CAP,LR}$ měrné investiční výdaje referenčního velkého reaktoru [€/kWe], P_{SR} výkon malého reaktoru [MWe], P_{LR} výkon referenčního velkého reaktoru [MWe], SF faktor velikosti [-] a n koeficient faktoru velikosti [-] ($n < 1$).

Faktor velikosti SF je stejný nezávisle na tom, zda se výkony reaktorů do vzorce (62) dosadí v tepelné nebo elektrické hodnotě (referenční velký reaktor má stejnou účinnost výroby elektřiny jako malý reaktor při využití v elektrárně). V této diplomové práci byl výkon referenčního velkého reaktoru pro všechny varianty zvolen 1 200 MWe podle [Nuc11].



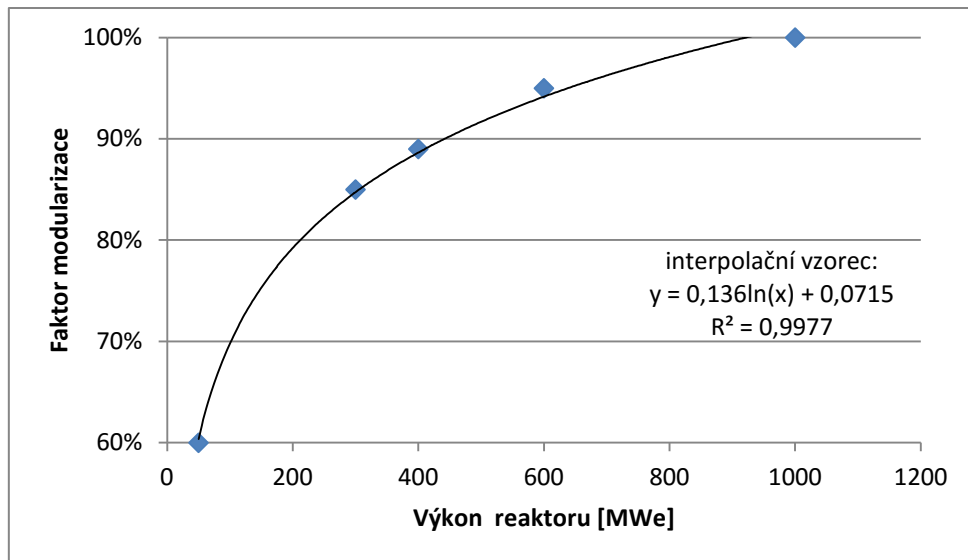
Obr. 23: Faktor velikosti [In13b] [Nuc11]

(výkon referenčního velkého reaktoru 1 200 MWe)

Každý technologický celek v jaderném bloku má svoji individuální hodnotu koeficientu faktoru velikosti [Int13b]. Avšak pro zjednodušení výpočtu se v této práci uvažuje jen souhrnný faktor velikosti pro celou jadernou výrobu s koeficientem n mezi 0,4 a 0,6 podle [Nuc11].

5.2.2 Faktor modularizace

Pokud by malé reaktory byly pouhou zmenšenou verzí velkých reaktorů, kvůli úsporám z rozsahu by malé reaktory určitě nemohly velkým reaktorům ekonomicky konkurovat. Proto se projektanti malých reaktorů snaží absenci úspor z rozsahu kompenzovat úsporami plynoucími z technologických inovací spojených s modulární konstrukcí (podrobnosti v kapitole 3.1). Tyto úspory vyjadřuje tzv. faktor modularizace. V [Int13b] jsou uvedeny výsledky teoretického modelu popisujícího, jaké hodnoty by faktor modularizace mohl v závislosti na výkonu reaktoru dosahovat. Tyto výsledky byly vyneseny do grafu a proloženy logaritmickou funkcí, která na základě hodnoty R^2 dobře interpoluje vztah pro faktor modularizace podle výsledků z [Int13b] – viz Obr. 24.



Obr. 24: Faktor modularizace [Int13b]

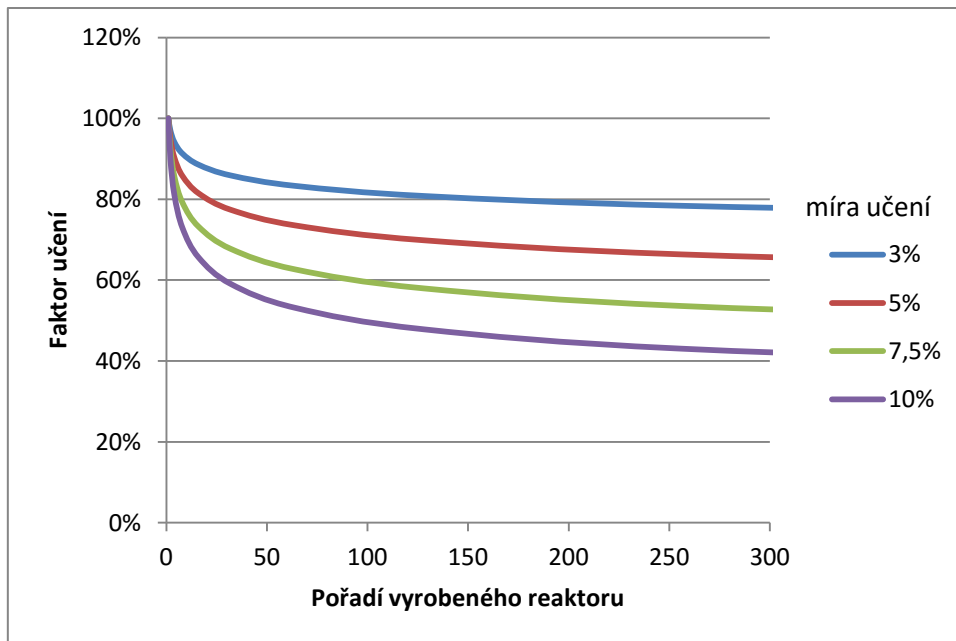
5.2.3 Faktor učení

Velký potenciál na výrazné úspory na investicích SMR spočívá v jejich sériové výrobě. Tyto úspory definuje tzv. faktor učení. Obecný vzorec faktoru učení LEF je následující [Uni04]:

$$LEF = (1 - d)^{\ln N / \ln 2} \quad [\%] \quad (63)$$

kde d je míra učení [%] a N počet reaktorů.

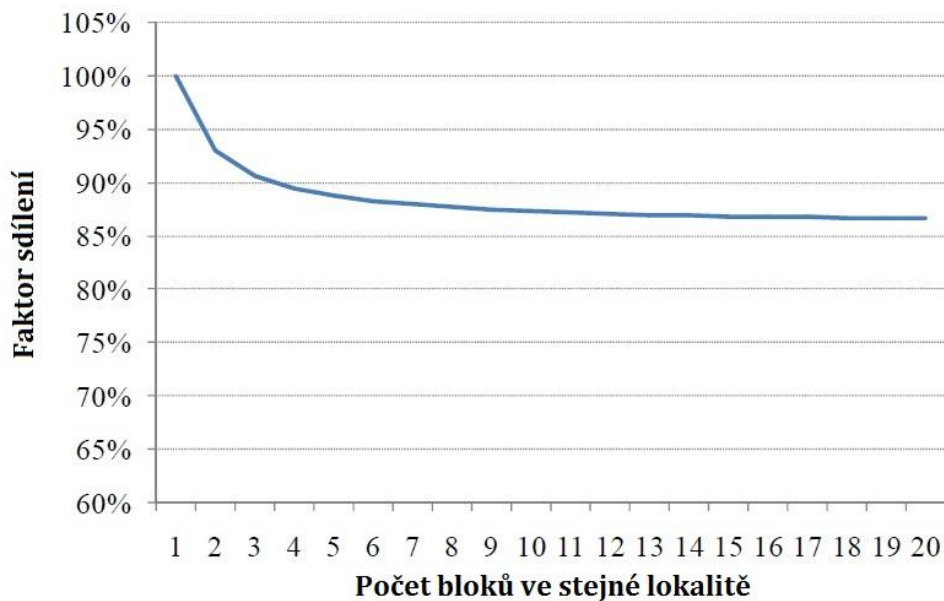
Podle vztahu (63) přibližně platí, že při zdvojnásobení počtu vyrobených reaktorů poklesnou investiční výdaje o hodnotu míry učení d . Dosažitelná míra učení pro SMR je podle [Uni04] mezi 5 % až 10 %, přičemž hodnoty blíží se 10 % předpokládají kontinuální výrobu. U velkých reaktorů se míra učení pohybuje jen okolo 3 %, což je způsobena malým podílem standardizované sériové výroby. Pokles investičních výdajů při vzrůstajícím počtu vyrobených reaktorů znázorňuje Obr. 25. [Uni04]



Obr. 25: Faktor učení [Uni04]

5.2.4 Faktor sdílení lokality

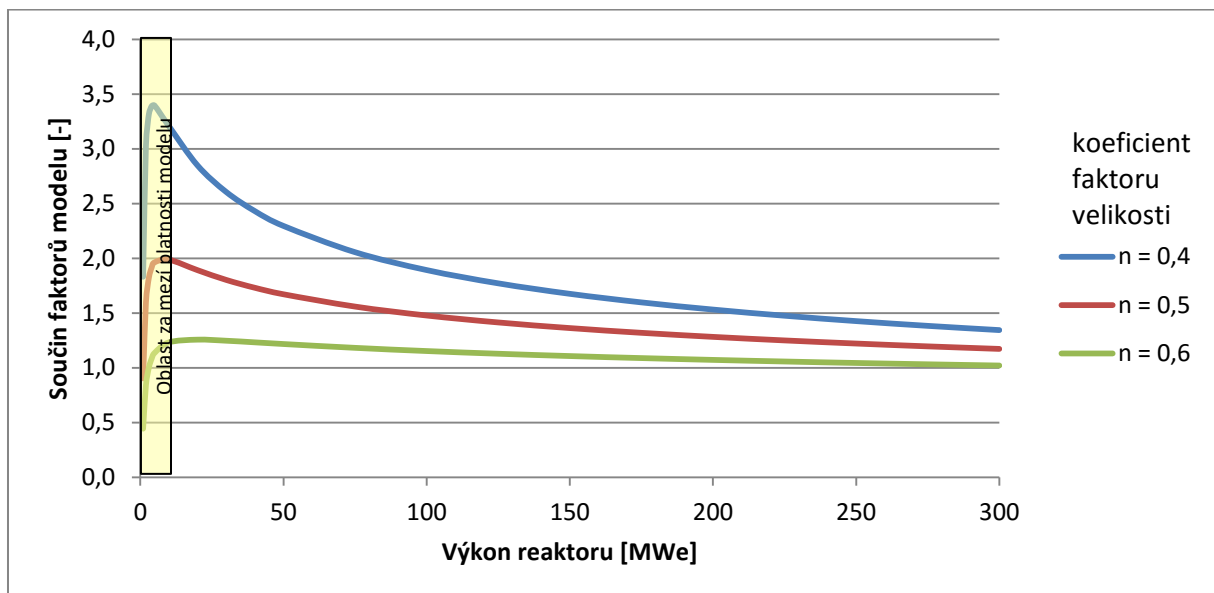
Posledním zdrojem úspor na investicích pro SMR je výstavba několika bloků se SMR v jedné lokalitě. Opakování realizace projektu jaderného bloku v dané lokalitě umožňuje využít zkušenosti z předchozí realizace a vybudovanou infrastrukturu. Tyto úspory popisuje tzv. faktor sdílení lokality, který podle [Int13b] nabývá hodnot uvedených v Obr. 26.



Obr. 26: Faktor sdílení lokality [Int13b]

5.2.5 Meze platnosti modelu výpočtu investičních výdajů

Předchozí čtyři podkapitoly se zabývaly čtyřmi faktory – faktor velikosti, modularizace, učení a sdílení lokality, na základě jejichž součinu se v této diplomové práci odvozují investiční výdaje SMR pomocí investičních výdajů referenčního velkého reaktoru. V uvedených vztazích si lze povšimnout, že existují jisté meze jejich použitelnosti. Faktor velikosti podle rovnice (62) roste pro výkon reaktoru blížící se nule nade všechny meze. Ze zkušeností s výstavbou výzkumných reaktorů je jasné, že toto neodpovídá realitě. Podle interpolace v Obr. 24 by faktor modularizace pro reaktor s téměř nulovým výkonem klesl do záporných hodnot. Záporný faktor modularizace by znamenal, že investiční výdaje jsou záporné, což je z ekonomických důvodů nepřijatelné. Proto je jasné, že pro reaktory velmi malých výkonů uvedený teoretický model pro výpočet investičních výdajů použitelný není.



Obr. 27: Součin faktoru velikosti, modularizace a učení ($d=7,5\%$, využití trhu 8 GWe)

Na Obr. 27 je výsledek testování modelu výpočtu investičních výdajů SMR pomocí součinu faktorů velikosti, modularizace a učení (faktor sdílení lokality stabilitu modelu neovlivňuje, proto do testovacího součinu faktorů není zahrnut). Pro koeficient faktoru velikosti $n = 0,6$ při výkonu reaktoru okolo 10 MWe začíná hodnota testovacího součinu faktorů prudce klesat, což naznačuje, že při tomto výkonu model již prokazatelně přestává dávat správné výsledky (pro větší hodnoty n uvedený zlom nastává pro nižší výkony). Byla provedena citlivostní analýza tohoto testu, při které se míra učení volila v rozsahu 3-10 % a využití trhu jedním typem SMR v rozsahu 2-32 GWe, na základě

kterého se počítá počet reaktorů pro určení faktoru učení. Ukázalo se, že mez použitelnosti modelu zůstává přibližně stále v oblasti výkonu reaktoru okolo 10 MWe.

Faktor učení se pro počet reaktorů blížící se nekonečnu klesá k nule, avšak v rámci uváženého využití trhu jedním SMR do 32 GWe zůstávají hodnoty faktoru učení v rozumných mezích (nejnižší hodnota faktoru učení použitá v práci je 37 %, což je stále vysoce nad hodnotami dosahovaných v jiných průmyslových odvětvích, než je jaderná energetika [Uni04]).

Na základě hodnot testovacích součinů faktorů je patrné, že při stejném využití trhu dvěma různě velkými reaktory stejného typu, u kterých lze očekávat stejnou hodnotu koeficientu faktoru velikosti, platí, že ekonomicky výhodnější je vždy reaktor s větším výkonem.

5.3 Vstupní data ekonomického modelu

Měrné investiční výdaje navržených konceptů SMR jsou odvozeny od měrných investičních výdajů referenčních velkých reaktorů, které jsou uvedeny v Tab. 7. V případě variant A, C a E se uvažuje referenční reaktor v uspořádání dvou bloků stavěných jako první svého druhu v dané lokalitě. V případě variant B a D se uvažuje referenční reaktor v uspořádání samostatného bloku stavěného jako první svého druhu v dané lokalitě. Měrné investiční výdaje pro uvedené typy uspořádání referenčních velkých reaktorů jsou uvedeny v [Dha13]¹⁹.

Jelikož se studie [Dha13] zabývala jen lehkovodními reaktory (převážně tlakovodními), pro variantu D (vysokoteplotní reaktor HTR-PM) byly investiční výdaje referenčního reaktoru zvýšeny o 20 % pro pesimistický scénář, zachovány stejné v neutrálním scénáři a sníženy o 10 % v optimistickém scénáři v porovnání s hodnotou uvedenou v [Dha13], neboť podle [Zha07] se měrné investice pro reaktor HTR-PM odhadují ve výši 120-90 % v porovnání s velkými tlakovodními reaktory. V případě varianty E (rychlý reaktor SVBR-100) byly investiční výdaje referenčního reaktoru zvýšeny o 60 % v optimistickém scénáři, o 40 % v neutrálním scénáři a o 20 % v optimistickém scénáři, neboť podle [Shr07] se odhaduje, že měrné investice velkých rychlých reaktorů budou o 20-60 % vyšší než u velkých lehkovodních reaktorů.

Tab. 7: Investiční výdaje referenčních velkých reaktorů pro výpočet investičních výdajů SMR [Dha13] [Shr07] [Zha07]

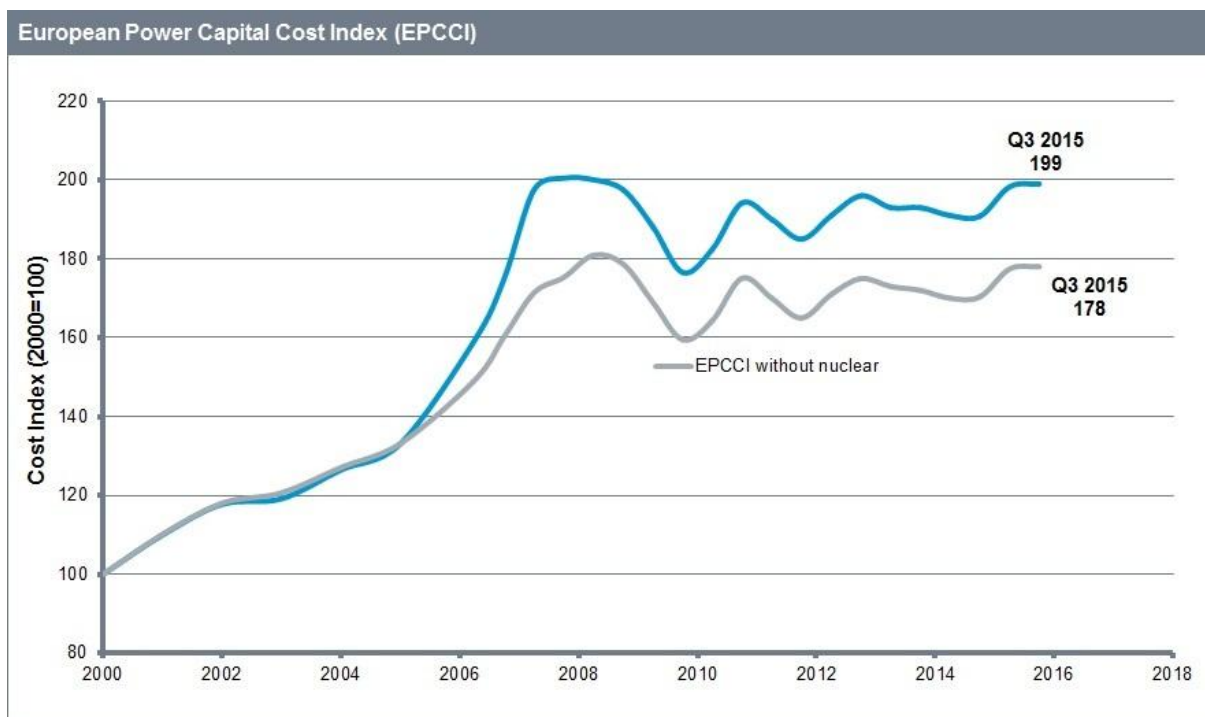
€₂₀₁₅/MWh

Varianta využití SMR	A	B	C	D	E
pesimistický scénář	5100	5500	5100	6600	8160
neutrální scénář	3900	4300	3900	4300	5460
optimistický scénář	3100	3400	3100	3060	3720
zdroj	[Dha13]	[Dha13]	[Dha13]	[Dha13] [Zha07]	[Dha13] [Shr07]

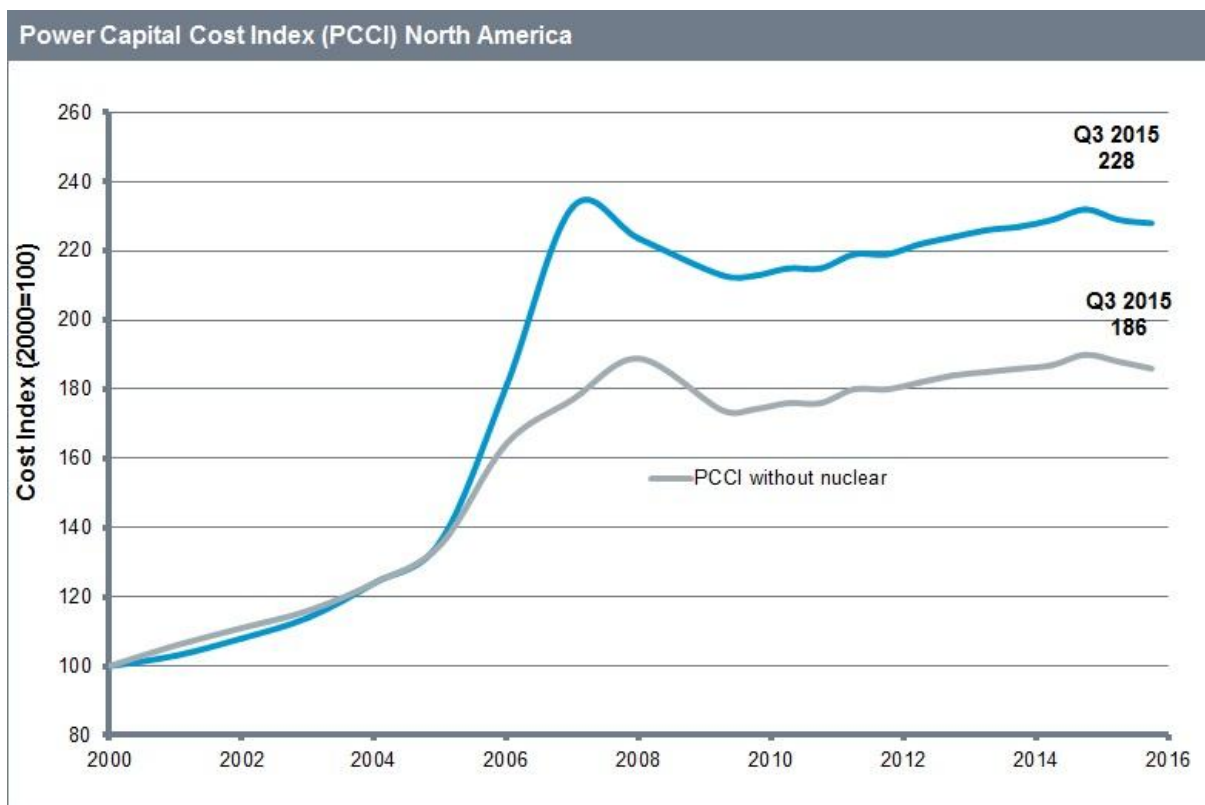
Ve studii [Dha13] jsou výsledky vyjádřeny v hodnotě vztažené k roku 2012, přičemž hodnoty veličin vyjádřených v eurech se na cenovou hladinu pro rok 2012 přepočítávaly podle indexu EPCI [Ihs16a] a hodnoty v USD se přepočítávaly podle indexu PCCI [Ihs16b]. V této práci jsou výsledky vztaženy k roku 2015. Změna těchto indexů mezi

¹⁹ Volba referenčních velkých reaktorů v podobě bloků prvních svého druhu v dané lokalitě byla provedena proto, aby v investičních výdajích referenčních velkých reaktorů nebyl již zahrnut faktor sdílení lokality.

roky 2012 a 2015 (viz Obr. 28 a Obr. 29) se pohybuje v řádu procent a v této diplomové práci se zanedbává a všechny hodnoty výsledků ze studie [Dha13] se považují za odpovídající cenové úrovně pro rok 2015.



Obr. 28: Vývoj indexu EPCCI [Ihs16a]



Obr. 29: Vývoj indexu PCCI [Ihs16b]

I když důvodem pro výstavbu nových jaderných zdrojů v EDU nebo ETE jsou mimo jiné úspory na infrastruktuře, vzhledem k tomu, že se nepodařilo dohledat relevantní podklady pro jejich stanovení a že podle [Uni04] a [Nus15] se patrně jedná o úspory jen v řádu několika procent z investice, byly tyto úspory zanedbány, s výjimkou varianty E, kde se podle [Tos05] uvažuje úspora 50 % (viz kapitola 4.1.1).

Koeficient faktoru velikosti byl podle [Nuc11] stanoven ve výši 0,4 pro pesimistický scénář, 0,5 pro neutrální scénář a 0,6 pro optimistický scénář. Faktor velikosti byl vypočítán podle rovnice (62) pro výkon referenčního reaktoru 1200 MWe v souladu s [Nuc11].

Faktor modularizace byl podle interpolačního vzorce v Obr. 24 pro jednotlivé hodnocené koncepty SMR stanoven následovně:

- reaktor NuScale: 59 %,
- reaktor CAREM-300: 85 %,
- reaktor HTR-PM a SVBR-100: 70 %.

Míra učení SMR podle [Uni04] se může pohybovat v rozmezí přibližně 5-10 %. Proto byly míry učení SMR zvoleny následovně:

- pesimistický scénář: $d = 5 \%$,
- neutrální scénář: $d = 7,5 \%$,
- optimistický scénář: $d = 10 \%$.

Využití celosvětového trhu nových jaderných zdrojů jedním typem reaktoru do roku 2060 byl pro účely stanovení počtu vystavěných reaktorů jednoho typu v rovnici faktoru učení (63) zvoleno následovně:

- pesimistický scénář: 2 GWe
tj. 40 x NuScale, 7 x CAREM-300, 20 x HTR-PM(SVBR-100),
- neutrální scénář: 8 GWe
tj. 160 x NuScale, 27 x CAREM-300, 80 x HTR-PM(SVBR-100),
- optimistický scénář: 32 GWe
tj. 640 x NuScale, 107 x CAREM-300, 320 x HTR-PM(SVBR-100).

Důvodem volby hodnot využití trhu 2, 8 a 32 GWe²⁰ je, že následně hodnoty faktoru učení vycházejí v rovnoměrném vzájemném rozpětí (viz Tab. 8), což je vhodné pro rovnoměrné rozpětí výsledků v jednotlivých scénářích, a jejich mezní hodnoty jsou přibližně 40 a 90 %, což se považuje za realistické v souladu s [Uni04].

²⁰ Potenciální trh pro SMR do roku 2035 podle [Nus15] má velikost 55-85 GWe.

Faktor sdílení lokality byl pro variantu B, D, E stanoven o hodnotě 100 % ve všech scénářích (neuvažuje se opakování projektu v dané lokalitě) a pro ostatní varianty v souladu s [Int13b] a predikcí počtu bloků v kapitole 4.3 následovně:

- pesimistický scénář: všechny varianty 100 % (jeden blok v dané lokalitě),
- neutrální scénář: 93 % pro variantu A a C (dva bloky v dané lokalitě),
- optimistický scénář: 88 % pro variantu A a C (8-9 bloků v dané lokalitě).

Vynásobením měrných investičních výdajů referenčních velkých reaktorů pro jednotlivé varianty využití SMR (viz Tab. 7) součinem faktorů velikosti, modularizace, učení a sdílení lokality se vypočítají měrné investiční výdaje navržených variant, jak je uvedeno v Tab. 8.

V případě varianty E (reaktor SVBR-100 v EDU – viz v Tab. 5) se měrné investiční výdaje počítají na základě instalovaného výkonu reaktoru 100 MWe, přestože využitelný výkon při instalaci do stávajících bloků EDU je 75 MWe. Palivové náklady a investiční výdaje reaktorů SVBR-100 se podle použitých zdrojů vztahují jen ke standardnímu projektu nového bloku elektrárny (tzn. 100 MWe), proto by výpočet na základě hodnoty 75 MWe vedl k nesprávným výsledkům. [Akm12]

V referenční variantě s velkým tlakovodním reaktorem jsou měrné investiční výdaje stanoveny podle studie [Dha13] následovně:

- pesimistický scénář: 5 500 €/kWh (nejvyšší výsledná hodnota),
- neutrální scénář: 3910 €/kWh (střední výsledná hodnota),
- optimistický scénář: 3060 €/kWh (nejnižší výsledná hodnota).

Tab. 8: Výpočet měrných investičních výdajů malých modulárních reaktorů

VARIANTA	A	B	C	D	E
REAKTOR	NuScale	NuScale (EOP)	CAREM-300	HTR-PM	SVBR-100
Faktor velikosti [Int13b] [Nuc11] - výpočet podle vzorce (62)					
pesimistický scénář	7,17	7,17	2,30	4,31	4,44
neutrální scénář	5,16	5,16	2,00	3,38	3,46
optimistický scénář	3,72	3,72	1,74	2,65	2,70
Faktor modularizace [Int13b] - výpočet podle interpolace v Obr. 24					
pesimistický scénář	59%	59%	85%	70%	70%
neutrální scénář	59%	59%	85%	70%	70%
optimistický scénář	59%	59%	85%	70%	70%
Faktor učení [Uni04]					
pesimistický scénář	76%	76%	87%	80%	80%
neutrální scénář	57%	57%	69%	61%	61%
optimistický scénář	37%	37%	49%	42%	42%
Faktor sdílení lokality [Int13b]					
pesimistický scénář	100%	100%	100%	100%	100%
neutrální scénář	93%	100%	93%	100%	100%
optimistický scénář	88%	100%	88%	100%	100%
Součin faktorů (ve variantě E korekce 50% podle [Tos05])					
pesimistický scénář	3,22	3,22	1,70	2,42	1,24
neutrální scénář	1,62	1,74	1,09	1,44	0,74
optimistický scénář	0,71	0,81	0,64	0,78	0,40
Měrné investiční výdaje (m_{CAP}) [EUR₂₀₁₅/kWe] - měrné investiční výdaje referenčních velkých reaktorů viz Tab. 7					
pesimistický scénář	16399	17685	8665	15941	10147
neutrální scénář	6299	7468	4254	6207	4038
optimistický scénář	2215	2760	1978	2384	1478

Stávající náklady na palivo pro reaktor HTR-PM jsou podle [Los14a] celkem 18,2 USD/MWh, bez fabrikace 6,24 USD/MWh – v neutrálním scénáři byly náklady na fabrikaci sníženy o 25% a v optimistickém o 50%, což je přibližně v souladu se změnou hodnoty faktoru učení reaktoru HTR-PM oproti hodnotě v pesimistickém scénáři (viz Tab. 8). Podle [Akm12] se celkové provozní náklady pro reaktor SVBR-100 budou pohybovat mezi 40-50 USD/MWh. Palivové náklady reaktoru SVBR-100 byly vypočteny po odečtení 10 €/MWh²¹ s použitím kurzu 0,778 EUR/USD z roku 2012 [Eur16a]. V případě variant s tlakovodními SMR se uvažují shodné palivové náklady s velkým tlakovodním reaktorem podle [Dha13], což je v souladu s tím, že konstrukce palivových souborů a obohacení paliva pro tlakovodní SMR je shodná se standardními palivovými soubory pro tlakovodní reaktory. Měrné náklady na palivo byly podle [Dha13] [Los14a] a [Akm12] stanoveny tedy takto:

- pesimistický scénář:
 $m_{FC} = 6,75$ (var. A, B, C a referenční), 14,2 (var. D), 28,9 (var. E) €/MWh,
- neutrální scénář:
 $m_{FC} = 6$ (var. A, B, C a referenční), 11,8 (var. D), 25,0 (var. E) €/MWh,
- optimistický scénář: $d = 10\%$
 $m_{FC} = 5,25$ (var. A, B, C a referenční), 9,5 (var. D), 21,1 (var. E) €/MWh.

Měrné náklady na provoz a údržbu byly podle [Dha13] pro všechny varianty stanoveny následovně:

- pesimistický scénář: $m_{OMC} = 13,5$ €/MWh,
- neutrální scénář: $m_{OMC} = 10$ €/MWh,
- optimistický scénář: $m_{OMC} = 6,5$ €/MWh.

Přestože se u SMR očekává omezení potřebného personálu, vzhledem ke zvýšení měrných investic v průběhu provozu se úspora na nákladech na provoz a údržbu neuvažuje. Obdobně se neuvažuje úspora na nákladech na vyřazování, jehož průběh je u SMR zjednodušen možností snadného vyjmutí a odvezení modulu s reaktorem na místo trvalého uložení. Poměrné náklady na vyřazování jsou podle [Org10] a [Hej14] pro všechny varianty stanoveny následovně (vztaženo k celkové investici na výstavbu):

- pesimistický scénář: $p_{DC} = 22\%$,
- neutrální scénář: $p_{DC} = 15\%$,
- optimistický scénář: $p_{DC} = 10\%$.

²¹ 10 €/MWh je střední hodnota nákladů na provoz a údržbu podle [Dha13].

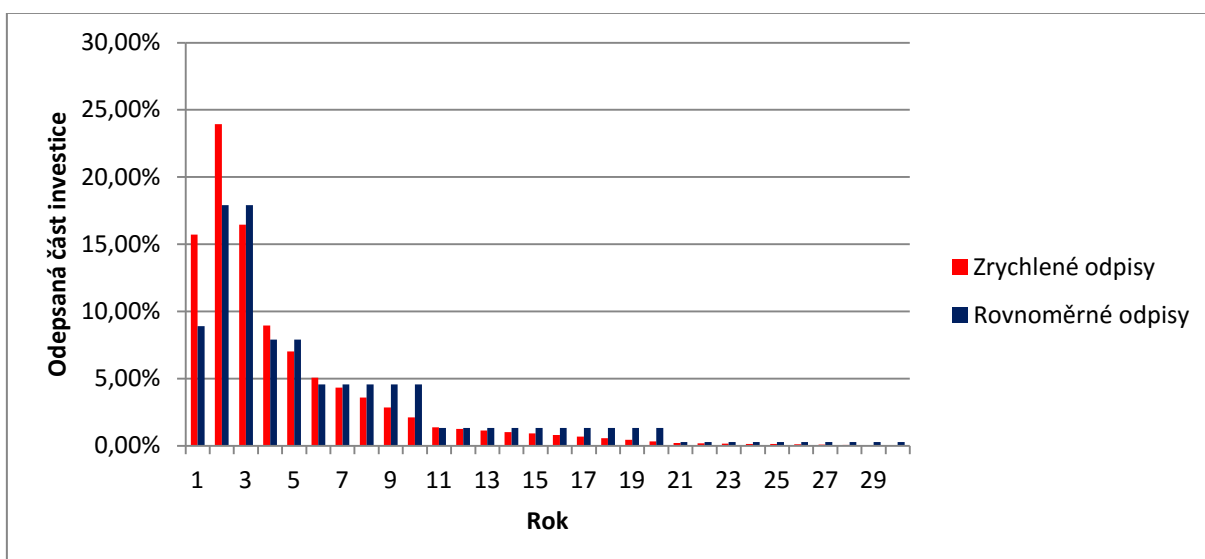
Pro všechny varianty bylo zvoleno:

- nominální diskontní míra 2 % (státní podnik), 7,1 % a 12,2 % (soukromá firma),
- růst nákladů na palivo, růst nákladů na provoz a údržbu a růst ceny tepla je roven inflaci v souladu s metodikou OECD [Org10], tj. 2 % podle predikce inflace ČNB [Čnb15a].

Při inflaci 2 % vychází pro nominální diskont 2 %, 7,1 %, resp. 12,2 % reálná hodnota diskontu 0 %, 5 %, resp. 10 %. Reálný diskont 5 % a 10 % se používá v [Dha13] a [Org10]. Výpočty pro reálný diskont 0 % byly provedeny pro zahrnutí krajní situace, ve které by nový jaderný zdroj byl plně financován ze státního rozpočtu a provozován neziskovým státním podnikem. Výpočty tedy zahrnují všechny varianty investičních modelů.

Cena tepla pro výpočet měrných výrobních nákladů elektřiny z teplárny při klíčování nákladů metodou obchodní (ve variantě B) byla stanovena na 6,7 €/GJ podle ceny tepla dodávaného z EOP v roce 2015 [Ene15a], která je přibližně rovná průměrné ceně tepla z uhelných zdrojů v ČR v roce 2015 [Ene15b] (vývoj za posledních 12 let viz příloha C - Obr. 37).

Daně včetně odpisů se určily podle stávající zákonné úpravy, tj. sazba daně z příjmu právnických osob je rovna 19 %. Na základě rozložení investice jaderné elektrárny do odpisových tříd podle [Šťa13] byl sestaven průběh daňových odpisů v jednotlivých letech provozu, který se pro všechny varianty uvažuje stejný.



Obr. 30: Průběh daňových odpisů během provozu jaderného bloku [Šťa13]

Z Obr. 30 je patrné, že při zrychleném odepisování je v druhém roce provozu jaderného zdroje hodnota daňového odpisu velmi vysoká. Proto bylo pro výpočty zvoleno rovnoměrné odepisování, aby se zvýšila pravděpodobnost, že daňový štít z odpisů bude plně využit, což je jeden ze zjednodušujících předpokladů ekonomického modelu.

Ve všech variantách kromě varianty E se uvažuje výstavba během pěti let, a to přesto, že u většiny reaktorů generace III+ (zejména u SMR) dodavatelé prohlašují, že výstavba je uskutečnitelná během třech let. Stávající průtahy ve výstavbě jaderných elektráren v Evropě a evropské legislativní nároky tomu nenasvědčují. Jedině ve variantě E se výstavba uvažuje v délce tří let, neboť se jedná o instalaci reaktorů SVBR-100 do stávajících bloků EDU, kdy odpadá významná část stavebních prací. Odhad rozložení investice v průběhu výstavby je uveden v následující tabulce:

Tab. 9: Rozložení investice v průběhu výstavby [Abd15] [Nus15]

Rok výstavby	1	2	3	4	5
NuScale	7%	18%	21%	18%	37%
CAREM-300, HTR-PM, PWR-LR*	10%	25%	30%	25%	10%
SVBR-100	25%	50%	25%	0%	0%

*rozložení investice podle [Abd15]

V případě reaktoru NuScale se uvažuje dodávka modulů s reaktory až v posledním roce výstavby, což je výhodné z hlediska snížení celkové hodnoty investice, jak vyplývá ze vzorce (12). Moduly s reaktory NuScale tvoří 30 % celkové investice [Nus15]. Zbývajících 70 % investice pro bloky s reaktory NuScale je rozloženo stejně jako investice pro velký reaktor podle [Abd15]. Pro reaktory CAREM-300 a HTR-PM bylo zvoleno stejné rozložení investice jako pro velký reaktor. Rozložení investice v případě reaktoru SVBR-100 bylo odhadnuto.

5.4 Shrnutí výsledků výpočtů

V následujících třech tabulkách jsou uvedeny výsledky výpočtů. Rozbor výsledků je proveden v podkapitole 5.4.2. V příloze D jsou uvedeny hodnoty měrných výrobních nákladů elektřiny podle studie OECD [Org15], ve které mediány výsledků pro jaderné zdroje přibližně odpovídají výsledkům pro neutrální scénář referenční varianty v této diplomové práci.

Tab. 10: Měrné výrobní náklady elektřiny

[EUR₂₀₁₅/MWh], neutrální (pesimistický/optimistický) scénář

Varianta	výpočetní vzorec	$r_r = 0 \%$	$r_r = 5 \%$	$r_r = 10 \%$
A - NuScale EDU-ETE	(38)	31 (63/17)	66 (154/29)	120 (293/48)
B - NuScale EOP (teplárna)	(47)	1 (37/-17)	48 (150/0)	122 (324/27)
	(57)	35 (68/18)	78 (170/34)	144 (326/59)
C - CAREM-300 EDU-ETE	(38)	27 (44/17)	52 (95/28)	90 (172/46)
D - HTR PM rafinérie	(57)	39 (74/22)	77 (172/37)	136 (324/60)
E - SVBR-100 EDU	(38)	61 (93/42)	92 (173/53)	140 (294/71)
Referenční - PWR-LR	(38)	27 (36/20)	51 (70/39)	88 (122/68)

Tab. 11: Měrné výrobní náklady dodaného tepla

[EUR₂₀₁₅/GJ], neutrální (pesimistický/optimistický) scénář, vypočteno podle vzorce (55)

Varianta	$r_r = 0 \%$	$r_r = 5 \%$	$r_r = 10 \%$
A - NuScale EDU-ETE	2,6 (5,1/1,4)	5,4 (12,6/2,4)	9,8 (24,1/3,9)
B - NuScale EOP (teplárna)	2,9 (5,6/1,5)	6,4 (14/2,8)	11,8 (26,8/4,8)
C - CAREM-300 EDU-ETE	2,4 (3,8/1,5)	4,7 (8,6/2,5)	7,9 (15,1/4)
D - HTR PM rafinérie	5,8 (11,9/3,1)	10,3 (23,4/4,8)	17,1 (41/7,5)
E - SVBR-100 EDU	4,7 (7,3/3,3)	7,2 (13,5/4,2)	11 (23/5,5)
Referenční - PWR-LR	2,6 (3,5/1,9)	5 (6,8/3,8)	8,6 (11,9/6,6)

Tab. 12: Anuitních podílů složek výrobních nákladů

vypočteno při reálném diskontu 5 % podle vzorce (45)

Varianta	$ap_{CAP} [\%]$	$ap_{FC} [\%]$	$ap_{OMC} [\%]$	$ap_{DC} [\%]$
A - NuScale EDU-ETE	71 (80/56)	10 (5/19)	16 (9/23)	3 (6/2)
B - NuScale EOP (teplárna)	75 (82/62)	8 (4/16)	14 (9/20)	4 (6/2)
C - CAREM-300 EDU-ETE	64 (72/55)	12 (8/20)	20 (15/24)	3 (5/2)
D - HTR PM rafinérie	67 (77/53)	16 (9/27)	14 (8/18)	3 (5/2)
E - SVBR-100 EDU	45 (61/28)	38 (24/54)	15 (11/17)	2 (4/1)
Referenční - PWR-LR	64 (65/66)	12 (10/14)	21 (20/18)	3 (5/2)

5.4.1 Citlivostní analýza výsledků výpočtů

V rámci zjednodušení citlivostní analýzy se předpokládá vzájemná nezávislost změn hodnot vstupních veličin. V následujících dvou tabulkách je uvedena citlivostní analýza pro neutrální scénář při reálném diskontu 5 %. Výpočty pro variantu B jsou provedeny při klíčování nákladů metodou obchodní, která je pro tuto variantu směrodatnější než klíčování pomocí výrobních nákladů prvotního tepla, jelikož měrné výrobní náklady dodaného tepla jsou pro některé scénáře výrazně nižší než cena tepla 6,7 €/GJ.

Tab. 13: Změna LCOE při změně vstupní veličiny -50%

veličina \ varianta	A	B	C	D	E	ref.
L_f	76%	142%	69%	72%	49%	69%
T	20%	37%	18%	19%	13%	18%
m_{CAP}	-38%	-71%	-35%	-36%	-25%	-34%
m_{FC}	-5%	-7%	-6%	-8%	-18%	-6%
m_{OMC}	-8%	-11%	-10%	-6%	-7%	-10%
p_{DC}	-2%	-3%	-1%	-1%	-1%	-1%
r_n	-41%	-76%	-37%	-38%	-26%	-37%
i	17%	17%	17%	17%	17%	17%
x_{FC}	-1%	-2%	-2%	-2%	-5%	-2%
x_{OMC}	-2%	-3%	-3%	-2%	-2%	-3%
s	-3%	8%	-3%	-3%	-2%	-3%
$v_{h,0}$	n/a	39%	n/a	n/a	n/a	n/a
x_{HR}	n/a	12%	n/a	n/a	n/a	n/a

Tab. 14: Změna LCOE při změně vstupní veličiny +50%

veličina \ varianta	A	B	C	D	E	ref.
T	-4%	-8%	-4%	-4%	-3%	-4%
m_{CAP}	38%	71%	35%	36%	25%	34%
m_{FC}	5%	7%	6%	8%	18%	6%
m_{OMC}	8%	11%	10%	6%	7%	10%
p_{DC}	2%	3%	1%	1%	1%	1%
r_n	54%	101%	49%	51%	35%	49%
i	-16%	-16%	-16%	-16%	-16%	-16%
x_{FC}	2%	3%	2%	3%	7%	2%
x_{OMC}	3%	5%	4%	3%	3%	4%
s	4%	-10%	4%	4%	3%	4%
$v_{h,0}$	n/a	-39%	n/a	n/a	n/a	n/a
x_{HR}	n/a	-16%	n/a	n/a	n/a	n/a

V Tab. 15 je uvedeno průměrné pořadí významnosti veličin stanovené na základě součtu pořadí významnosti veličin pro jednotlivé varianty (bez varianty B) pro dané scénáře při daných mírách diskontu. Při tomto výpočtu byla vynechána varianta B, neboť má 13 vstupních veličin na rozdíl od ostatních variant, které mají 11 vstupních veličin. Pořadí významnosti veličin pro danou variantu bylo určeno podle absolutní hodnoty relativní změny LCOE při změně veličiny o -50 %, přičemž tato absolutní hodnota byla zaokrouhlena na jedno desetinné místo (na základě změny veličiny o +50 % lze posuzovat jen deset veličin, neboť zvýšení zvolených faktorů využití o 50 % není možné). Pomocí součtu těchto průměrných pořadí pro všechny kombinace scénářů a diskontu bylo stanoveno celkové pořadí významnosti vstupních veličin ekonomického modelu.

Tab. 15: Průměrné pořadí významnosti veličin bez varianty B

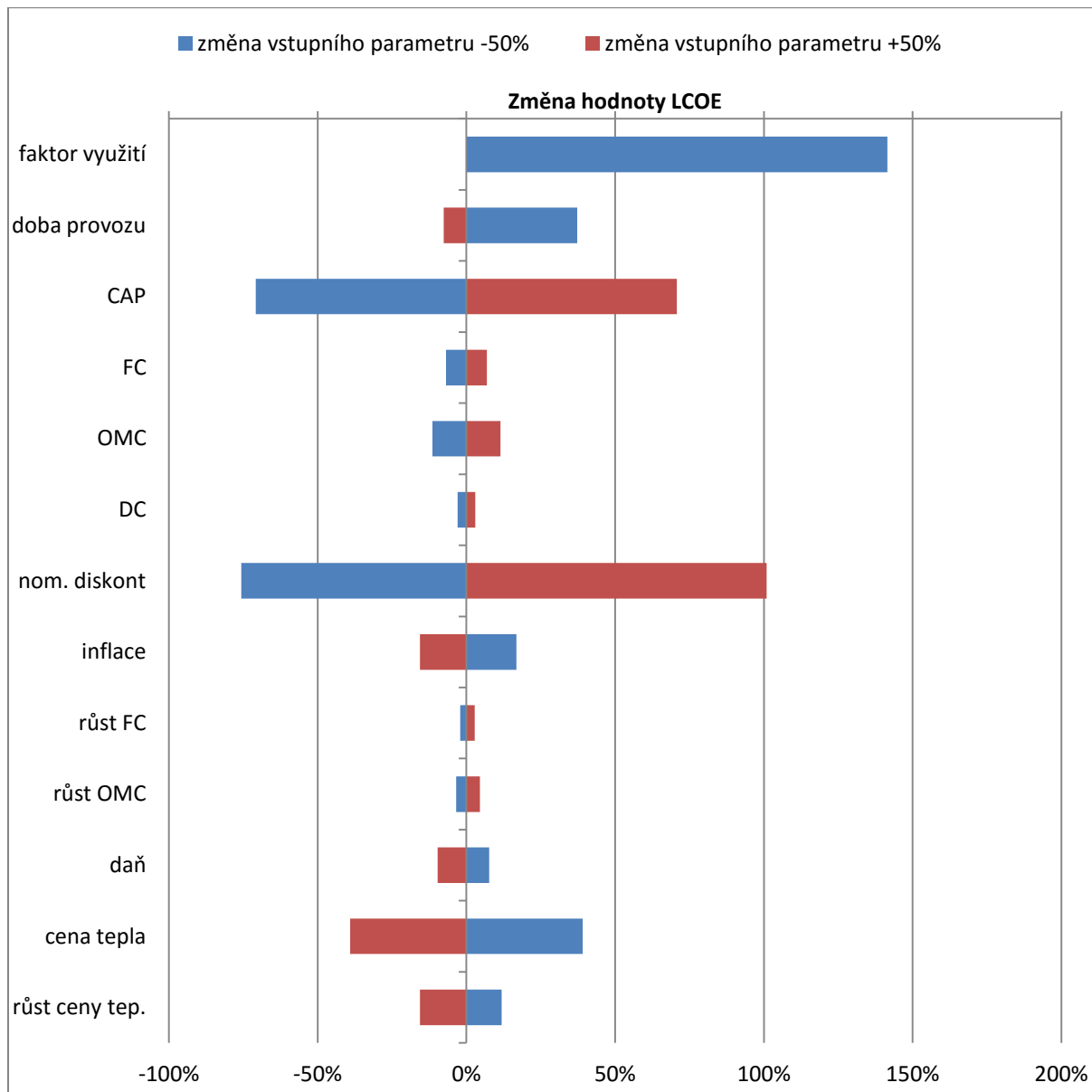
inflace 2%, neutrální (pesimistický/optimistický scénář)

Veličina	$r_r = 0\%$	$r_r = 5\%$	$r_r = 10\%$	součet pořadí	celkové pořadí
L_f	1,5 (1,5/2,5)	1 (1/1)	1 (1/1)	11,5	1
T	1,5 (1,5/2,5)	5 (4,5/6)	4,5 (4,5/6)	36,0	5
m_{CAP}	4 (4/6)	3 (3/3)	3 (3/3)	32,0	2
m_{FC}	5,5 (7/4)	6,5 (7/5)	8 (7,5/5)	55,5	6
m_{OMC}	5,5 (5,5/5)	6,5 (6/7)	6,5 (7,5/7)	56,5	7
p_{DC}	10,5 (9/10,5)	10 (9,5/10)	10 (10/9,5)	89,0	11
r_n	7,5 (5,5/9)	2 (2/2)	2 (2/2)	34,0	4
i	3 (3/1)	4 (4,5/4)	4,5 (4,5/4)	32,5	3
x_{FC}	9 (10/7)	8 (9,5/8)	10 (10/9,5)	81,0	8
x_{OMC}	7,5 (8/8)	10 (9,5/10)	10 (10/9,5)	82,5	9
s	10,5 (11/10,5)	10 (9,5/10)	6,5 (6/9,5)	83,5	10

Z výše uvedené tabulky je patrné, že pořadí významnosti vstupních veličin se mění v závislosti na kombinaci scénáře a diskontu a navíc, jak je patrné z Tab. 13 a Tab. 14, toto pořadí je různé i pro různé varianty. Přesto však lze pro většinu kombinací variant, scénářů a diskontu konstatovat, že nejvýznamnějšími veličinami jsou faktor využití reaktoru, měrné investiční výdaje, míra inflace a nominální diskont a naproti tomu nejméně výsledek ovlivňují veličiny, jako jsou poměrné náklady na vyřazování, sazba daně, míra růstu nákladů na provoz a údržbu a míra růstu nákladů na palivo. Na základě výsledků citlivostní analýzy je tedy shledáno, že zjednodušený výpočet měrných výrobních nákladů elektřiny podle metodiky studií OECD, tj. bez uvažování daní

a s růstem všech parametrů modelu v průběhu provozu rovným inflaci, je oprávněný, neboť toto zjednodušení ovlivní výsledek minimálně.

V následujících třech obrázcích je uvedeno grafické znázornění citlivostní analýzy pro variantu B, ve které figurují všechny veličiny použité při ekonomickém hodnocení.

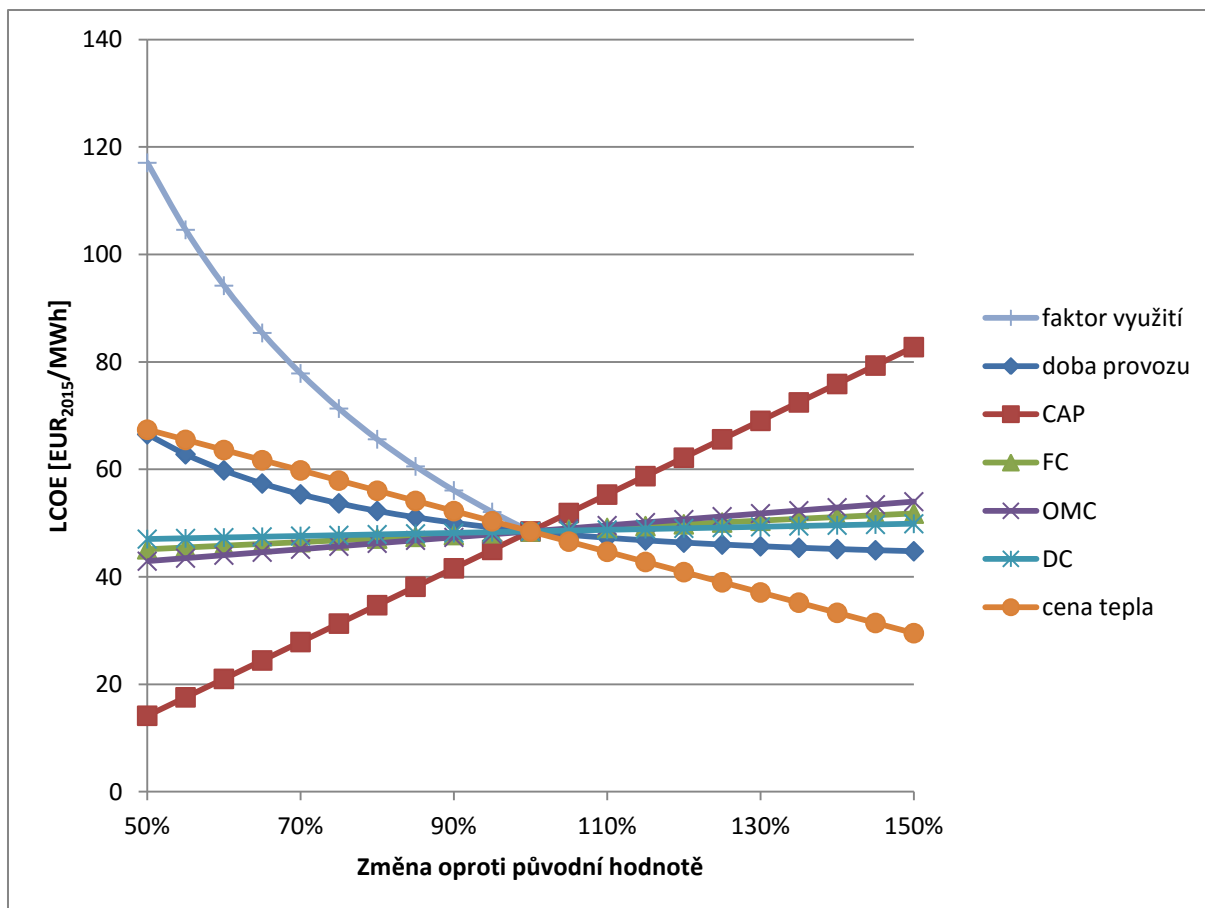


Obr. 31: Citlivostní analýza na změnu hodnoty veličiny o 50 %

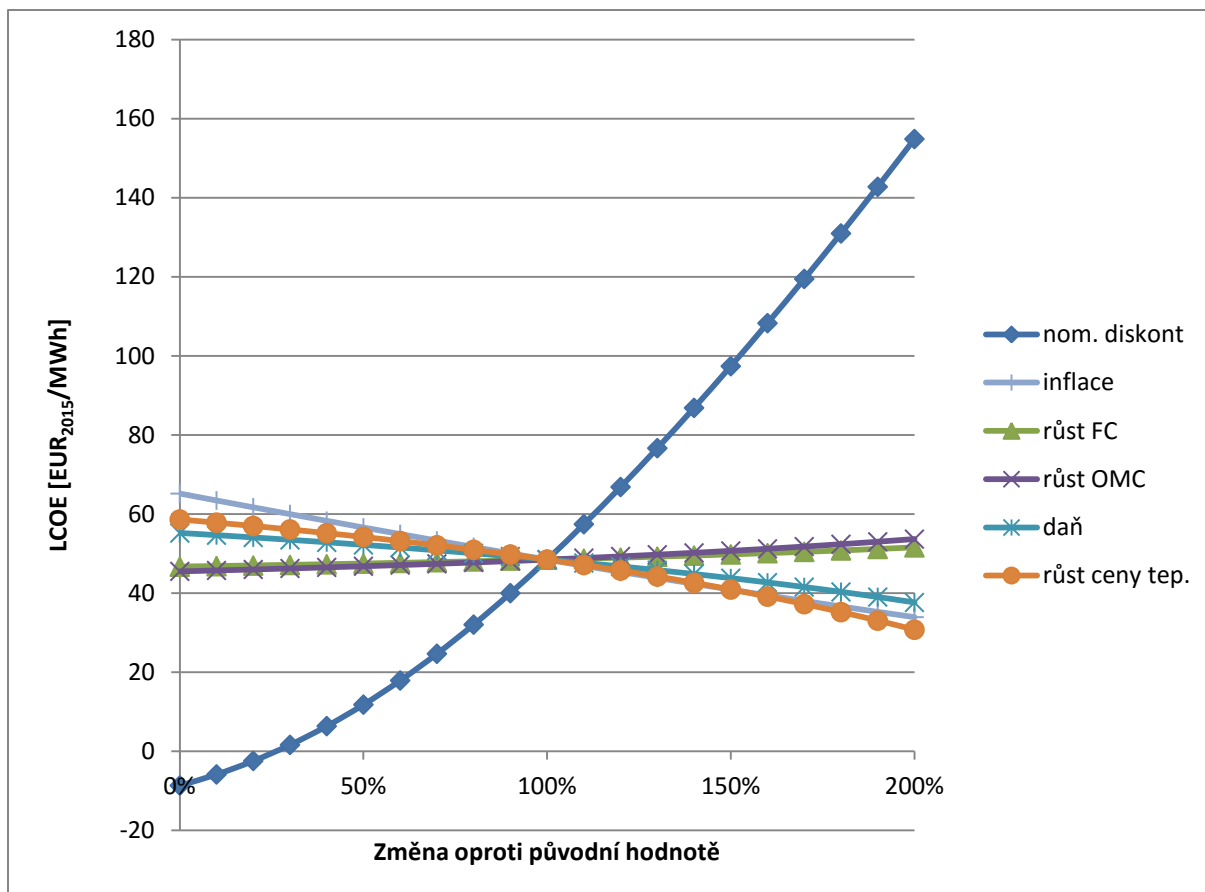
varianta B – NuScale v EOP, neutrální scénář, reálný diskont 5 %

CAP – investiční výdaje, FC – náklady na palivo,

OMC – náklady na provoz a údržbu, DC – náklady na vyřazování



Obr. 32: Citlivostní analýza na změnu hodnoty veličiny v rozsahu 50 – 150 %
 varianta B – NuScale v EOP, neutrální scénář, reálný diskont 5 %



Obr. 33: Citlivostní analýza na změnu hodnoty veličiny v rozsahu 50 – 150 %
 varianta B – NuScale v EOP, neutrální scénář, reálný diskont 5 %

5.4.2 Rozbor výsledků výpočtů

Z uvedeného souhrnu výsledků plyne vysoká neurčitost budoucího vývoje ovlivněného řadou faktorů, které nelze do vzdálené budoucnosti přesně predikovat. Nejnižší rozpětí mezi výsledky pesimistického a optimistického scénáře má referenční varianta, což je v souladu s tím, že investiční náklady velkých reaktorů nepodléhají v takové míře počtu vyrobených jednotek jako u SMR, u kterých se projevuje vysoká míra učení při sériové výrobě (viz kapitola 5.2.3).

První přiblížení pořadí výhodnosti navržených variant poskytují měrné výrobní náklady dodaného tepla $LCOH_{dod}$ spočítané pomocí vzorce (55) pro všechny varianty, přestože jsou v případě variant A, C a E pouze hypotetické, neboť u jaderných elektráren se neuvažují dodávky tepla (viz Tab. 6). Jak je patrné z hodnot $LCOH_{dod}$ (viz Tab. 11), nejvýhodnější se jeví varianta C, těsně následována referenční variantou, a poté variantami A, B, E a D v tomto pořadí.

Měrné výrobní náklady elektřiny $LCOE$ jsou uvedeny v Tab. 10, kde jsou pro variantu B uvedeny dva výsledky podle dvou metod výpočtu – klíčování nákladů metodou obchodní podle vzorce (47), resp. pomocí výrobních nákladů prvotního tepla podle vzorce (57). Jelikož uvažovaná cena tepla 6,7 €/GJ převyšuje v některých scénářích pro variantu B hodnoty $LCOH_{dod}$ (viz Tab. 11), $LCOE$ při klíčování metodou obchodní může nabývat záporné hodnoty, což se vyskytlo v optimistickém scénáři varianty B pro reálný diskont 0 %.

Bez uvažování výsledků $LCOE$ podle klíčování nákladů metodou obchodní se na základě hodnot $LCOE$ ukazuje nejvýhodnější referenční varianta následovaná variantou C, a poté variantami A, B, D a E, přičemž výhodnost varianty B a D se jeví obdobná. Pokud se $LCOE$ ve variantě B spočítá podle klíčování nákladů metodou obchodní, pořadí výhodnosti variant pro nižší hodnoty diskontu je následující: B, referenční varianta, C, A, D a E.

Pořadí výhodnosti variant se tedy pro jednotlivé způsoby hodnocení liší. Proto je nutné se při rozhodování o výhodnosti variant důkladně zamyslet nad směrodatností použitých metod hodnocení. Vzhledem k relativně vysokým cenám tepla ve srovnání s $LCOH_{dod}$ je pro variantu B směrodatnější klíčování nákladů metodou obchodní. Dodávky tepla ze stávajících jaderných elektráren bez výstavby dálkových tepelných napáječů budou zanedbatelné, tedy hodnoty $LCOH_{dod}$ nejsou pro varianty A, C, E a referenční variantu podstatné. Naproti tomu $LCOH_{dod}$ je podstatné pro variantu D, kde

lze očekávat vysoký podíl dodávek tepla na celkové produkci tepla, a tedy i nízkou výrobu elektřiny z přebytků vyrobeného tepla a v důsledku toho i nízkou významnost hodnoty *LCOE*.

Vzhledem ke stávajícímu stavu vývoje cen energetických komodit (viz příloha C), kdy se elektřina na burze obchoduje za cenu nižší jak 25 €/MWh, žádná z navržených variant v současnosti není ekonomicky výhodná. Variantu B při stávající úrovni cen silové elektřiny může i pro soukromého investora učinit ekonomicky životaschopnou prodej tepla za stávající ceny, avšak až při ekonomických parametrech blízcích se optimistickému scénáři, které do roku 2035 nejspíš dosažitelné nebudou.

Při úrovni ceny elektřiny okolo 50 €/MWh lze očekávat dosažení ekonomické výhodnosti varianty B a C a referenční varianty. Ekonomická životaschopnost varianty C a referenční varianty se v neutrálním scénáři jeví srovnatelná. Varianta A se na základě výsledků výpočtů jeví konkurenceschopná variantě C a referenční variantě jen v optimistickém scénáři. Avšak dosažení tohoto stavu do roku 2035 není pravděpodobné.

I přes úspory na investicích 50 % se varianta E nejeví ekonomicky výhodná a konkurenceschopná tlakovodním reaktorům. Je to způsobeno vysokými palivovými náklady. Anuitní podíl nákladů na palivo ve variantě E dosahuje hodnoty okolo 40 %, což je více jak trojnásobná hodnota v porovnání s ostatními variantami (viz Tab. 12). S přihlédnutím k technologické nevhodnosti využití rychlých reaktorů v ČR nelze variantu E doporučit k realizaci.

Malé vyhlídky na dosažení ekonomické životaschopnosti se ukazují také pro variantu D. V neutrálním scénáři varianty D při reálném diskontu 5 % dosahuje *LCOH_{dod}* hodnoty přibližně 9,5 €/GJ (34 €/MWht). Ekonomická konkurenceschopnost stávajícím nízkým cenám zemního plynu (okolo 15 €/MWht) a ropy (okolo 25 €/MWht), jak je uvedeno v příloze C, je ve variantě D pro neutrální scénář nedosažitelná (viz Tab. 11), a proto nelze využití vysokoteplotních reaktorů v rafinérii doporučit.

6 Závěr

Malé modulární reaktory disponují řadou výhod v oblasti bezpečnosti, zjednodušení konstrukce a možností výroby ve velkých sériích, a proto si oprávněně zasluhují pozornost, která jim byla věnována také v této diplomové práci. Velkou překážkou pro realizaci konceptů malých modulárních reaktorů vyvíjených v posledních letech je nepochybně jejich ekonomická životaschopnost.

Ekonomický model vytvořený v této diplomové práci je založený na výpočtu měrných výrobních nákladů. Výsledky jsou vyjádřeny v cenové hladině v roce 2015. Kromě jaderných elektráren byly hodnoceny i varianty v podobě jaderné teplárny nebo víceúčelového jaderného zdroje v okolí rafinérie. Při klíčování nákladů kogenerační výroby byla kromě metody obchodní využití modifikována termodynamická metoda nazvaná „klíčování nákladů pomocí výrobních nákladů primárního tepla“. Pomocí této metody lze náklady kogenerační výroby klíčovat pro libovolný počet produktů bez potřeby znalosti množství, v jakém se dodávají odběratelům.

V této diplomové práci byl také proveden odhad měrných výrobních nákladů vodíku z jaderné výroby. Ukázalo se, že při nízkém faktoru využití zařízení na výrobu vodíku by měrné výrobní náklady vodíku z jaderné výroby přesahovaly měrné výrobní náklady elektřiny z ekvivalentní jaderné elektrárny i o desítky €/MWh. Takto vyrobený vodík by patrně nebyl schopen konkurovat vodíku vyráběnému v decentrálně umístěných elektrolyzérech při nízkých spotových cenách elektřiny. Při faktoru využití zařízení na výrobu vodíku přesahující 90 % odpovídající faktoru využití reaktoru vyšlo, že měrné výrobní náklady vodíku z jaderné výroby by byly přibližně jen o 3-7 €/MWh vyšší než měrné výrobní náklady elektřiny.

Citlivostní analýza výsledků ekonomického hodnocení potvrdila možnost zjednodušení výpočtu měrných výrobních nákladů elektřiny podle metodiky ze studií OECD, ve které se neuvažují daně a růst všech typů nákladů v průběhu provozu je roven inflaci. Ekonomický model sestavený v této diplomové práci je univerzálnější, neboť umožňuje výpočet pro různé hodnoty ročních změn veličin během provozu jaderného reaktoru. Kromě posouzení ekonomické výhodnosti energetických zdrojů může být ekonomický model z této diplomové práce použit také ke stanovení garantované ceny elektřiny v Contract for Difference.

Nejperspektivnějšími koncepty malých modulárních reaktorů vhodných pro využití v ČR do roku 2060 se ukázaly tlakovodní koncepty jako je reaktor NuScale a CAREM, a to nejen z technologických důvodů daných orientací české jaderné energetiky na tlakovodní reaktory, ale i z ekonomických důvodů, jak bylo zjištěno na základě výsledků v této diplomové práci, podle kterých alternativní typy malých modulárních reaktorů, jako je vysokoteplotní reaktor HTR-PM a rychlý reaktor SVBR-100 nemohou vzhledem k jejich vysokým palivovým nákladům tlakovodním konceptům konkurovat.

I přes úspory plynoucí ze zjednodušené a modulární konstrukce se v této diplomové práci ukázalo, že bez dosažení rozsáhlé sériové výroby je málo pravděpodobné, že by malé modulární reaktory jako je reaktor NuScale mohly v České republice konkurovat velkým reaktorům při jejich využití v jaderných elektrárnách. V bližším časovém horizontu toho nejspíš budou schopny jedině koncepty malých modulárních reaktorů nejvyšších výkonů, jako je reaktor CAREM-300.

Pokud se stávající úroveň cen tepla a jejich růst udrží i nadále a systémy centrálního zásobování teplem v České republice se nerozpadnou, podle výsledků ekonomického hodnocení mohou malé modulární reaktory v dohledné době najít ekonomicky výhodné uplatnění v českém teplárenství i v případě financování soukromým investorem, pokud by úroveň ceny silové elektřiny byla alespoň přibližně 50 €/MWh, jak se ukázalo při hodnocení využití reaktorů NuScale v teplárně Opatovice nad Labem. Při ceně elektřiny okolo 50 €/MWh by bylo možné také očekávat dosažení ekonomické výhodnosti reaktorů CAREM-300 umístěných v elektrárně Dukovany nebo Temelín. Avšak pokud cena silové elektřiny zůstane pod úrovní 30 €/MWh, jak je tomu v současnosti, výstavba nových bloků jaderných elektráren soukromými investory se pro žádný z hodnocených reaktorů na základě výsledků ekonomického hodnocení nejeví ekonomicky životaschopná.

Vzhledem k výsledkům při ekonomickém hodnocení a potřebě nahrazení stávajících uhelných zdrojů novými bezemisními zdroji se jako nejperspektivnější možnost využití malých modulárních reaktorů v České republice jeví jejich uplatnění v teplárenství.

Literatura

- [Abd15] ABDULLA, A. - AZEVEDO, I. L. *Developing a range of levelized cost estimates for integral light water small modular reactors*. [online] [cit. 2015-11-07]. Dostupné z: http://www.andrew.cmu.edu/user/ayabdull/Abdulla_LCOE.pdf
- [Afp10] AF POWER AGENCY. Jaderná elektrárna Temelín si připomíná 10 let provozu. In: *All for Power, informační portál a časopis*. [online] aktualizováno: 15.10.2010 07:33 [cit. 2016-04-02]. Dostupné z: <http://www.allforpower.cz/clanek/jaderna-elektrarna-temelin-si-pripomina-10-let-provozu/>
- [Akm12] AKME ENGINEERING. *SVBR-100: New Generation Nuclear Power Plants for Small and Medium-Sized Power Applications* [online] 2012 [cit. 2016-03-21], dostupné z: <http://www.akmeengineering.com/assets/files/SVBR-100%20new%20generation%20power%20plants.pdf>
- [Ame12] AMERICAN NUCLEAR SOCIETY. *Financial Case Studies on Small- and Medium-Size Modular Reactors*. [online]. May 2012 [cit. 2015-10-17]. Dostupné z: http://www.ans.org/pubs/journals/nt/a_13561
- [Ame10] AMERICAN NUCLEAR SOCIETY. *Interim Report of the American Nuclear Society President's Special Committee on Small and Medium Sized Reactors (SMR): Generic Licensing Issues*. July 2010
- [Ber14] BERTUCCIOLI, L. - CHAN, A. - HART, D. - LEHNER, F. - MADDEN, B. - STANDEN, E. *Development of Water Electrolysis in the European. Final report*. E4tech Sàrl with Element Energy Ltd for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, February 2014.
- [Bud16] BUDÍN J. Infografika: Výstavba jaderných bloků v Evropě. In: *Oenergetice.cz* [online] 22. 2. 2016 [cit. 2016-04-02]. Dostupné z: <http://oenergetice.cz/jadernoelektrarny/infografika-vystavba-jadernych-bloku-v-evrope/>
- [Čnb15a] ČESKÁ NÁRODNÍ BANKA. Aktuální prognóza ČNB. Inflační cíl. [online] 6. 8. 2015 [cit. 2015-10-22]. Dostupné z: http://www.cnb.cz/cs/menova_politika/prognoza/
- [Čnb16b] ČESKÁ NÁRODNÍ BANKA. Kurzy devizového trhu - měsíční průměry měna: EUR, množství: 1 [online][cit. 2016-03-26] Dostupné z: https://www.cnb.cz/cs/financni_trhy/devizovy_trh/kurzy_devizoveho_trhu/prumerne_mena.jsp?mena=EUR

- [Čnb16c] ČESKÁ NÁRODNÍ BANKA. Kurzy devizového trhu - měsíční průměry měna: USD, množství: 1 [online][cit. 2016-03-28] Dostupné z: https://www.cnb.cz/cs/financni_trhy/devizovy_trh/kurzy_devizoveho_trhu/prumerne_mena.jsp?mena=USD
- [Čes16] ČESKÝ STATISTICKÝ ÚŘAD. Inlace - druhy, definice, tabulky. [online] [cit. 2016-04-02]. Dostupné z:https://www.czso.cz/csu/czso/mira_inlace
- [Čtk15] ČTK. Benzín už levnější o moc nebude, daně tvoří z litru 20 korun, marže prodejců 5 korun. *In: Reflex*. [online] 12. ledna 2015 [cit. 2016-04-05]. Dostupné z: <http://www.reflex.cz/clanek/zpravy/61553/benzin-uz-levnejsi-o-moc-nebude-dane-tvori-z-litru-20-korun-marze-prodejcu-5-korun.html>
- [Dha13] D'HAESELEER, W. D. *Synthesis on the Economic of Nuclear Energy*. Study for the European Commission, DG Energy. Contract N° ENER/2012/NUCL/SI2.643067. November 27, 2013
- [Dou11] DOUCEK, A. - TENKRÁT, D. - DLOUHÝ, P. Vodíkové hospodářství a možnosti využití vodíku k regulaci obnovitelných zdrojů energie. *In: Paliva*. [online] ročník 3 (2011), číslo 1 [cit. 2015-11-30]. Dostupné z: <http://paliva.vscht.cz/cz/archiv-clanku/detail/10>
- [Duch89] DUCHOŇ, B. a kol. *Možnosti ekonomického hodnocení prognózy kombinované výroby elektřiny a tepla v ES*. Výzkumná zpráva. Praha: ČVUT FEL, 1989
- [Ene15a] ENERGETICKÝ REGULAČNÍ ÚŘAD. Předběžné *ceny tepelné energie pro rok 2015*. [online] [cit. 2016-04-04]. Dostupné z: http://www.eru.cz/documents/10540/462926/Predbezne_ceny_teplo_2015.pdf/4eaf9a7c-635d-499a-8bd0-a9d5dd7e470c
- [Ene15b] ENERGETICKÝ REGULAČNÍ ÚŘAD. *Vyhodnocení vývoje cen tepelné energie k 1. lednu 2015*. [online] listopad 2015 [cit. 2015-12-29]. Dostupné z: http://www.eru.cz/documents/10540/462928/Vyhodnocen%C3%AD_cen_tepeln%C3%A9_energie_k_1._1._2015.pdf/0e97c8ba-5707-4f8c-b0c1-2b11b066977c
- [Eur16a] EUROPEAN CENTRAL BANK. Exchange rates - Euro foreign exchange reference rates - US dollar (USD). [online] [cit. 2016-03-24]. Dostupné z: <https://www.ecb.europa.eu/stats/exchange/eurofxref/html/eurofxref-graph-usd.en.html>
- [Eur16b] EUROSTAT. *HICP - inflation rate. Annual average rate of change (%)*. [online] [cit. 2016-04-02]. Dostupné z:

<http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=tec00118&plugin=1>

- [Hej14] HEJHAL, M. *Analýza vytváření rezerv na budoucí vyřazování jaderných elektráren*. Diplomová práce. Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd. Praha: FEL ČVUT, 2014
- [Heř13] HEŘMANSKÝ, B. *Jaderné reaktory I.: Reaktory II. Generace (1. jaderná éra)*. Vypracováno v rámci spolupráce s KJR FJFI jako podklad k autorově přednášce „Jaderné reaktory“ pro 3. ročník specializace TTJR a pro další zájemce. Praha, březen 2013
- [Iae13] IAEA ADVANCED REACTORS INFORMATION SYSTEM. *NuScale Power Modular and Scalable Reactor*. [online] last update: July 2013 [cit.2015-11-20]. Dostupné z: <https://aris.iaea.org/sites/..%5CPDF%5CNuScale.pdf>
- [Iae11] IAEA ADVANCED REACTORS INFORMATION SYSTEM. *Status report 81 - Advanced Passive PWR (AP 1000)*. [online] last update: 4. 4. 2011 [cit.2015-11-20]. Dostupné z: <https://aris.iaea.org/PDF/AP1000.pdf>
- [Ihs16a] IHS. *The IHS European Power Capital Costs Index (EPCCI)*. [online] [cit. 2015-03-28]. Dostupné z: <https://www.ihs.com/info/cera/ihsindexes/>
- [Ihs16b] IHS. *The IHS North American Power Capital Costs Index (PCCI)*. [online] [cit. 2016-03-28]. Dostupné z: <https://www.ihs.com/info/cera/ihsindexes/>
- [Ing09] INGERSOLL, D. T. *Deliberately small reactors and the second nuclear era*. *Progress in Nuclear Energy* 51, 2009, s. 589–603
- [Int14] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. *Advances in small modular reactor technology developments: A supplement to the IAEA Advanced Reactors Information System (ARIS)*. Vienna: IAEA, September 2014
- [Int13b] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. *Approaches for assessing the economic competitiveness of small and medium sized reactors*. IAEA Nuclear Energy Series No. NP-T-3.7, Vienna: IAEA, December 2013
- [Int05] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. *Innovative small and medium sized reactors: Design features, safety approaches and R&D trends*. IAEA TecDoc-1451. Vienna: IAEA, May 2005
- [Int16] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. *Nuclear Power Reactors in the World: Reference Data Series No. 2, 2016 Edition*. Vienna: IAEA, 2016
- [Int13a] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. *Status of innovative fast reactors*

- designs and concepts: A supplement to the IAEA Advanced Reactors Information System (ARIS)*. Vienna: IAEA, October 2013
- [Int06] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. *Status of innovative small and medium sized reactor designs 2005: Reactors with conventional refuelling schemes*. IAEA TecDoc-1485. Vienna: IAEA, March 2006
- [Int12] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. *Status of small and medium sized reactor designs: A supplement to the IAEA Advanced Reactors Information System (ARIS)*. Vienna: IAEA, September 2012
- [Int07] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. *Status of Small Reactors Designs Without On-Site Refuelling*. IAEA TecDoc-1536. Vienna: IAEA, January 2007
- [Jan07] JANČAR, R. Exkluzivní fotoreportáž z modernizace jaderné elektrárny Temelín. In: *Technet-IDNES.cz* [online] 1. 10. 2007 [cit. 2016-04-25].
http://technet.idnes.cz/exkluzivni-fotoreportaz-z-modernizace-jaderne-elektrarny-temelin-1fb-/tec_reportaze.aspx?c=A070827_101055_tec_reportaze_rja
- [Joh16] JOHN, A. *Tisková zpráva ke 2. ročníku konference SMR* [online] [cit. 2016-04-19]
http://malereaktory.cz/docs/2016/SMR2016_tiskova_zprava.docx
- [Kur16] KURZY.CZ *Ropa Brent - aktuální a historické ceny ropy Brent, graf vývoje ceny ropy Brent*. [online] [cit. 2016-04-04]. Dostupné z:
<http://www.kurzy.cz/komodity/ropa-brent-graf-vyvoje-ceny/>
- [Los14a] LOSA, E. - HEŘMANSKÝ, B. - KOBYLKA, D. - RATAJ, J. - SKLENKA, L'. - SOUČEK, V. - KOHOUT, P. Feasibility study of high temperature reactor utilization in Czech Republic after 2025. In: *Nuclear Engineering and Design 271*. [online] May 2014 [cit 2016-03-18]. Dostupné z:
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0029549313005918>
- [Los14b] LOSA, E. - SKLENKA, L. - RATAJ, J - KOBYLKA, D. *Jaderný reaktor malého výkonu pro výrobu tepla a elektřiny v České republice*. Závěrečná zpráva řešení projektu. Praha: Katedra jaderných reaktorů, FJFI ČVUT v Praze, prosinec 2014
- [Mik06] MIKULČÁK, J. et al. *Matematické, fyzikální a chemické Tabulky & Vzorce pro střední školy*. Praha: Prometheus, 2006. ISBN 80-7196-264-3.
- [Min15b] MINISTERSTVO PRŮMYSLU A OBCHODU ČR, MINISTERSTVO FINANČÍ ČR. *Národní akční plán rozvoje jaderné energetiky v ČR*. [online] 22. května 2015, schváleno 3. 6. 2015 vládou ČR [cit. 2015-11-30]. Dostupné z:

- <http://www.mpo.cz/dokument166679.html>
- [Min15a] MINISTERSTVO PRŮMYSLU A OBCHODU ČR. *Státní energetická koncepce České republiky* [online] prosinec 2014, schváleno 18. 5. 2015 vládou ČR [cit. 2015-11-08]. Dostupné z: <http://www.mpo.cz/dokument158059.html>
- [Nuc11] NUCLEAR ENERGY AGENCY. *Current Status, Technical Feasibility and Economics of Small Nuclear Reactors*. OECD, June 2011.
- [Nus15] NUSCALE POWER - SURINA, J. *NuScale Technology & Economic Overview. Simple, Safe, Economic*. [online] August 2015 [cit. 2015-11-20] Dostupné z: https://www.iaea.org/NuclearPower/Downloadable/Meetings/2015/2015-08-25-08-28-NPTDS/DAY2/1._NuScale_Power_SMR_-_Simple,_Safe,_Economic.pdf
- [Org10] ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT. *Projected Costs of Generating Electricity. 2010 Edition*. Paris: OECD/IEA, OECD/NEA, 2010. ISBN 978-92-64-08430-8
- [Org15] ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT. *Projected Costs of Generating Electricity. 2015 Edition. Executive Summary*. Paris: OECD/IEA, OECD/NEA, 2015
- [Pow15] POWER EXCHANGE CENTRAL EUROPE. Roční statistika - Ročenka 2014 [online] [2015-10-30]. Dostupné také z: <https://www.pxe.cz/dokument.aspx?k=Statistika>
- [Pow16] POWER EXCHANGE CENTRAL EUROPE. *Vývoj ceny roční dodávky - Historické ceny ročních kontraktů*. [online] [2016-04-19]. Dostupné z: https://www.pxe.cz/pxe_downloads/Statistics/Historicke_ceny_rocnich_kontraktů.xls
- [Rop16] ROPA.CZ. *Obchod s ropou*. [online] [cit. 2016-04-05]. Dostupné z: <http://www.ropa.cz/obchod-s-ropou/>
- [Shr07] SHROPSHIRE, D. E. et. al. *Advanced Fuel Cycle Cost Basis*. Prepared for the U.S. Department of Energy Office of Nuclear Energy, contract DE-AC07-05ID14517. Idaho: INL, April 2007.
- [Sk14] SKLENKA, L - RATAJ, J. - LOSA, E. - KOBYLKA, D. *Vývoj malých a modulárních reaktorů v letech 2013-2014*. Praha: Katedra jaderných reaktorů, FJFI ČVUT v Praze, červen 2014
- [Sk12] SKLENKA, L. - LOSA, E. - HARUTYUNYAN, D. - HUML O. - RATAJ, J. *Současný stav a vývoj malých reaktorů pro výrobu tepla a elektřiny*. Praha: Katedra jaderných

reaktorů, FJFI ČVUT v Praze, prosinec 2012

- [Skl15] SKLENKA, L. Small modulars reactors. In: *International conference Small Modular Reactors in power industry and potential of their use for Czech Republic*. Praha: FJFI ČVUT, 12. února 2015
- [Sku16] SKUPINA ČEZ. *Dostavba Temelína - aktuality*. [online] [cit. 2016-04-25]. Dostupné z: <https://www.cez.cz/cs/vyroba-elektřiny/zvazovana-dostavba-elektřarny-temelin/aktuality/>
- [Sta16] STÁTNÍ ÚŘAD PRO JADERNOU BEZPEČNOST. Rozhodnutí - povolení k dalšímu provozu prvního bloku jaderné elektrárny Dukovany. [online] [cit 2016-05-10]. Dostupné z: https://www.sujb.cz/fileadmin/sujb/docs/jaderna-bezpecnost/rozhodnuti/Povoleni_LTO_EDU1.pdf
- [Šťa13] ŠŤASTNÝ, O. *Technicko-ekonomické a bezpečnostní hodnocení výstavby 3. a 4. bloku JE Temelín*. Diplomová práce. Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd. Praha: FEL ČVUT, 2013
- [Tec15b] TECHNICKÝ MAGAZÍN. *60 let českého jaderného průmyslu. Léta 1965-1975*. [online] 42. týden, říjen 2015 [cit. 2015-01-09]. Dostupné z: http://www.techmagazin.cz/ke_stazeni/AT2.pdf
- [Tec15c] TECHNICKÝ MAGAZÍN. *60 let českého jaderného průmyslu. Léta 1975-1985*. [online] 43. týden, říjen 2015 [cit. 2016-01-09]. Dostupné z: http://www.techmagazin.cz/ke_stazeni/AT3.pdf
- [Tec15d] TECHNICKÝ MAGAZÍN. *60 let českého jaderného průmyslu. Léta 1985-1995*. [online] 44. týden, říjen 2015 [cit. 2016-01-09]. Dostupné z: http://www.techmagazin.cz/ke_stazeni/AT4.pdf
- [Tec15e] TECHNICKÝ MAGAZÍN. *60 let českého jaderného průmyslu. Léta 1995-2005*. [online] 45. týden, listopad 2015 [cit. 2016-01-09]. Dostupné z: http://www.techmagazin.cz/ke_stazeni/AT5.pdf
- [Tec15a] TECHNICKÝ MAGAZÍN. *60 let českého jaderného průmyslu. Prolog 1955-1965*. [online] 41. týden, říjen 2015 [cit. 2015-01-09]. Dostupné z: http://www.techmagazin.cz/ke_stazeni/AT1.pdf
- [Tos05] TOSHINSKY, G. I. et al. Renovation of the "Old" NPP Units as an Economically Effective Way of Nuclear Power Development. [online] Proceedings of GLOBAL 2005, Tsukuba, Japan, Oct 9-13, 2005, Paper No. 276 [cit. 2016-03-25], dostupné z: <http://www.akmeengineering.com/assets/files/GLOBAL-final.pdf>

- [Újv14] ÚJV ŘEŽ. *Etapa 4 - Koncepční řešení jaderného zdroje s malým reaktorem - řešení vazeb na okolí. Podetapa E.4.4: Návrh koncepce jaderného zařízení se SMR.* Technická zpráva. Husinec: ÚJV Řež - divize Energoprojekt, prosinec 2014
- [Uni04] UNIVERSITY OF CHICAGO. *The economic future of nuclear power.* [online] August 2004 [cit. 2016-03-20]. Dostupné z:
http://www.nei.org/corporatesite/media/filefolder/univchicago_economic_study_8-04.pdf
- [Uxc13] UXC SMR RESEARCH CENTER. *SMR Design Profile: KLT-40S* [online] April 2013 [cit. 2015-11-08]. Dostupné z:
http://www.uxc.com/smr/uxc_SMRDetail.aspx?key=KLT-40S
- [Vít02] VÍTEK, M. *Ekonomika dopravních energetických systémů.* FEL ČVUT. Praha: Vydavatelství ČVUT, 2002. ISBN 80-01-02546-2
- [Zha07] ZHANG, Z. - SUN, Y. Economic potential of modular reactor nuclear power plants based on the Chinese HTR-PM project. *Nuclear Engineering and Design 237.* [online] December 2007 [cit 2016-02-20]. Dostupné z:
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S002954930700283X>
- [Zha16] ZHANG, Z. et al. *The Shandong Shidao Bay 200 MWe High-Temperature Gas-Cooled Reactor Pebble-Bed Module (HTR-PM) Demonstration Power Plant: An Engineering and Technological Innovation.* Engineering 2 (2016) 112–118. [online] [cit 2016-04-21]. Dostupné z:
<http://engineering.org.cn/EN/10.1016/J.ENG.2016.01.020#1>

Seznam zkratek

ARIS	IAEA Advanced Reactors Information System
ASEK	Aktualizovaná státní energetická koncepce ČR
CF	Peněžní tok (Cash Flow)
CZT	Centrální zásobování teplem
ČR	Česká republika
ČVUT	České vysoké učení technické v Praze
EDU	Elektrárna Dukovany
EOP	Teplárna Opatovice nad Labem
EPCCI	European Power Capital Costs Index
ETE	Elektrárna Temelín
EU	Evropská unie
FJFI	Fakulta jaderná a fyzikálně inženýrská
IAEA	Mezinárodní agentura pro atomovou energii (International Atomic Energy Agency)
LOCA	Nehoda se ztrátou chladiva (Loss of Coolant Accident)
NAP JE	Národní akční plán rozvoje jaderné energetiky v ČR
NPV	Čistá současná hodnota (Net Present Value)
OECD	Organizace pro hospodářskou spolupráci a rozvoj (Organisation for Economic Co-operation and Development)
OZE	Obnovitelné zdroje energie
PCCI	North American Power Capital Costs Index
PEZ	Primární energetické zdroje
SMR	Malé modulární reaktory (Small Modular Reactors)
SÚJB	Státní úřad pro jadernou bezpečnost
SÚRAO	Správa úložišť radioaktivních odpadů
ÚJV Řež	Ústav jaderného výzkumu Řež
US DOE	Ministerstvo energetiky Spojených států (United States Department of Energy)

Seznam proměnných

ACF	anuitní peněžní tok [mil. €]
ap_{CAP}	anuitní podíl investičních výdajů [%]
ap_{DC}	anuitní podíl nákladů na vyřazování [%]
ap_{FC}	anuitní podíl nákladů na palivo [%]
ap_{OMC}	anuitní podíl nákladů na provoz a údržbu [%]
$a_T(r)$	poměrná anuita za dobu T při diskontu r [-]
b	délka výstavby [roky]
CAP_t	investiční výdaje během výstavby v roce t [mil. €]
$CF_{n,t}$	nominální hodnota peněžního toku v roce t [mil. €]
$CF_{r,t}$	reálná hodnota peněžního toku v roce t [mil. €]
CF_t	peněžní tok v roce t [mil. €]
d	míra učení [%]
DC_t	odvod do fondu na vyřazování v roce t [mil. €]
dep_t	daňový odpis v roce t [mil. €]
E_e	čistá roční výroba elektřiny podle instalovaného výkonu [GWh]
$E_{e,dod}$	roční dodávka elektřiny [GWh]
E_h	roční výroba prvotního tepla [GWht]
$E_{h,dod}$	roční dodávka tepla [TJ]
FC_t	náklady na palivo v roce t [mil. €]
g_{INV}	měrná celková investice na pořízení zařízení na výrobu vodíku [€/kWt]
g_{PV}	měrná současná hodnota nákladů na provoz a obnovu zařízení na výrobu vodíku [€/kWt]
i	míra roční inflace [%]
INV	současná hodnota investičních výdajů [mil. €]
k_1	konstanta 1 ($k_1 = 0,001$)
k_2	konstanta 2 ($k_2 = 8,76$ h)
k_3	konstanta 3 ($k_3 = 3,6$ s)
k_4	konstanta 4 ($k_4 = 8\,760$ h)
$LCOE$	měrné výrobní náklady elektřiny [€/MWh]
$LCOE_{an}$	anuitní měrné výrobní náklady elektřiny [€/MWh]

$LCOE_{tep(1)}$	měrné výrobní náklady elektřiny z teplárny [€/MWh] (klíčování nákladů metodou obchodní)
$LCOE_{tep(2)}$	měrné výrobní náklady elektřiny z teplárny [€/MWh] (klíčování nákladů pomocí výrobních nákladů prvotního tepla)
$LCOG$	měrné výrobní náklady vodíku [€/MWht]
$LCOH_{dod}$	měrné výrobní náklady dodaného tepla [€/GJ]
$LCOH_p$	měrné výrobní náklady prvotního tepla [€/MWht]
LEF	faktor učení [%]
L_f	faktor využití výkonu reaktoru [%]
$L_{f,g}$	faktor využití zařízení na výrobu vodíku [%]
m_{CAP}	měrné investiční výdaje na výstavbu [€/kWe]
$m_{CAP,LR}$	měrné investiční výdaje referenčního velkého reaktoru [€/kWe]
$m_{CAP,SR}$	měrné investiční výdaje malého reaktoru [€/kWe]
m_{FC}	měrné náklady na palivo [€/MWh]
m_{OMC}	měrné náklady na provoz a údržbu [€/MWh]
n	koeficient faktoru velikosti [-]
N	počet reaktorů [ks.]
NPV	čistá současná hodnota [mil. €]
OMC_t	náklady na provoz a údržbu v roce t [mil. €]
p_{DC}	poměrné náklady na vyřazování [%]
P_e	čistý instalovaný elektrický výkon bloku elektrárny [MWe]
PE_e	diskontovaný součet výroby elektřiny podle instalovaného výkonu [TWh]
$PE_{e,dod}$	diskontovaný součet dodávky elektřiny [TWht]
PE_h	diskontovaný součet výroby prvotního tepla [TWht]
P_h	instalovaný tepelný výkon reaktorů [MWt]
P_{LR}	výkon referenčního velkého reaktoru [MWe]
P_{SR}	výkon malého reaktoru [MWe]
PV_{DC}	současná hodnota odvodů do fondu na vyřazování [mil. €]
PV_{dep}	současná hodnota odpisů [mil. €]
PV_{FC}	současná hodnota nákladů na palivo [mil. €]
PV_{HR}	současná hodnota tržeb za teplo [mil. €]
PV_{OMC}	současná hodnota nákladů na provoz a údržbu [mil. €]
PV_{TS}	současná hodnota daňového štítu [mil. €]

$PV_{TS(\text{tep1})}$	současná hodnota daňového štítu teplárny [mil. €] (klíčování nákladů metodou obchodní)
q_t	podíl investice během výstavby v roce t [-]
r	diskontní míra [%]
r_e	efektivní diskontní míra [%]
$r_{e,FC}$	efektivní diskontní míra nákladů na palivo [%]
$r_{e,HR}$	efektivní diskontní míra tržeb za teplo [%]
$r_{e,OMC}$	efektivní diskontní míra nákladů na provoz a údržbu [%]
r_n	nominální diskontní míra [%]
r_r	reálná diskontní míra [%]
s	sazba daně z příjmu právnických osob [%]
SAF	faktor velikosti [-]
T	délka provozu jaderného reaktoru [roky]
tax_t	daně v roce t [mil. €]
TCAP	celková účetní hodnota investice na výstavbu [mil. €]
TDC_r	reálná hodnota celkových nákladů na vyřazování [mil. €]
T_g	životnost zařízení na výrobu vodíku [hodiny]
TS_t	daňový štít v roce t [mil. €]
$v_{e,t}$	cena elektřiny v roce t [€/MWh]
$v_{h,t}$	cena tepla v roce t [€/GJ]
x_{FC}	nominální míra ročního růstu nákladů na palivo [%]
x_{HR}	nominální míra ročního růstu ceny tepla [%]
x_n	nominální míra roční změny [%]
x_{OMC}	nominální míra ročního růstu nákladů na provoz a údržbu [%]
x_r	reálná míra roční změny [%]
η_e	čistá účinnost výroby elektřiny [%]
η_g	čistá účinnost výroby vodíku [%]
η_h	čistá účinnost dodávek tepla [%]

Seznam obrázků

Obr. 1: Schéma bloku elektrárny s reaktory VVER 1000 [Jan07]	7
Obr. 2: Předpokládaný vývoj zastoupení primárních energetických zdrojů podle optimalizovaného scénáře ASEK [Min15a]	11
Obr. 3: Předpokládaný vývoj hrubé výroby elektřiny podle optimalizovaného scénáře ASEK [Min15a]	13
Obr. 4: Srovnání dvousmyčkového reaktoru AP1000 (1150 MWe) a integrálního malého reaktoru Westinghouse SMR (225 MWe) [Abd15]	20
Obr. 5: Integrované uspořádání bez čerpadel (reaktor SMART) [Int06]	21
Obr. 6: Teploty potřebné pro různé výrobní technologie v souvislosti s možným budoucím využitím tepla z jaderných reaktorů [Váš06]	26
Obr. 7: Celosvětové rozdělení elektráren podle výkonu [Ing09]	27
Obr. 8: Lod' Akademik Lomonosov se dvěma reaktory KLT-40S [Uxc13]	28
Obr. 9: Umístění modulů reaktoru NuScale ve společném bazénu v budově reaktorů [Int12]	39
Obr. 10: Podrobný popis modulu NuScale [Nus15]	40
Obr. 11: Uspořádání bloku s 12 moduly reaktoru NuScale [Nus15]	41
Obr. 12: Budovu reaktorů NuScale [Nus15]	41
Obr. 13: Reaktor CAREM [Int12] a jeho systém odvodu tepla [Int06]	42
Obr. 14: Blok s reaktorem CAREM [Int14]	43
Obr. 15: Reaktor HTR-PM [Int14]	44
Obr. 16: Uspořádání dvojbloku s 12 reaktory HTR-PM [Zha16]	45
Obr. 17: Budova reaktorů HTR-PM [Zha16]	45
Obr. 18: Reaktor SVBR-100 [Int07]	46
Obr. 19: Uspořádání 16 reaktorů SVBR-100 v 1600 MWe bloku [Int07]	47
Obr. 20: Schéma uspořádání reaktoru SVBR-100 [Int07]	47
Obr. 21: Umístění reaktorů SVBR-100 do hermetických boxů parogenerátorů VVER 440 [Tos07]	48
Obr. 22: Navýšení měrných nákladů na výrobu vodíku oproti elektřině	66
Obr. 23: Faktor velikosti [In13b] [Nuc11]	68
Obr. 24: Faktor modularizace [Int13b]	69
Obr. 25: Faktor učení [Uni04]	70

Obr. 26: Faktor sdílení lokality [Int13b].....	70
Obr. 27: Součin faktoru velikosti, modularizace a učení ($d=7,5\%$, využití trhu 8 GWe)	71
Obr. 28: Vývoj indexu EPCCI [Ihs16a]	74
Obr. 29: Vývoj indexu PCCI [Ihs16b].....	74
Obr. 30: Průběh daňových odpisů během provozu jaderného bloku [Šťa13]	79
Obr. 31: Citlivostní analýza na změnu hodnoty veličiny o 50 %	84
Obr. 32: Citlivostní analýza na změnu hodnoty veličiny v rozsahu 50 – 150 %	85
Obr. 33: Citlivostní analýza na změnu hodnoty veličiny v rozsahu 50 – 150 %	86
Obr. 34: Cena elektřiny na burze PXE [Pow16]	109
Obr. 35: Cena zemního plynu na burze PXE [Pow16]	109
Obr. 36: Cena barelu ropy Brent [Kur16c].....	110
Obr. 37: Průměrná cena tepla z výroby při výkonu nad 10 MWt (včetně DPH) [Ene15b]	111
Obr. 38: LCOE konvenčních zdrojů podle studie OECD [Org15]	112
Obr. 39: LCOE obnovitelných zdrojů podle studie OECD [Org15].....	112

Seznam tabulek

Tab. 1: Klasifikace velikosti reaktorů podle výkonu [Int12] [Ame10]	19
Tab. 2: Zastoupení jednotlivých kategorií reaktorů podle výkonu [Int16]	19
Tab. 3: Porovnání bezpečnostních charakteristik [Int05] [Ame10] [Int14]	24
Tab. 4: Způsoby výroby vodíku bez použití fosilních paliv [Dou11]	27
Tab. 5: Změny v dokumentu IAEA ARIS z roku 2012 po aktualizaci v roce 2014 [Skl15]	30
Tab. 6: Parametry navržených variant využití SMR v ČR.....	50
Tab. 7: Investiční výdaje referenčních velkých reaktorů pro výpočet investičních výdajů SMR [Dha13] [Shr07] [Zha07].....	73
Tab. 8: Výpočet měrných investičních výdajů malých modulárních reaktorů	77
Tab. 9: Rozložení investice v průběhu výstavby [Abd15] [Nus15]	80
Tab. 10: Měrné výrobní náklady elektřiny	81
Tab. 11: Měrné výrobní náklady dodaného tepla	81
Tab. 12: Anuitních podíly složek výrobních nákladů	81
Tab. 13: Změna LCOE při změně vstupní veličiny -50%	82
Tab. 14: Změna LCOE při změně vstupní veličiny +50%	82
Tab. 15: Průměrné pořadí významnosti veličin bez varianty B	83
Tab. 16: Nové koncepty malých a středních reaktorů [Los14b]	105
Tab. 17: Seznam lokalit pro výstavbu nové jaderné elektrárny [Újv14]	108
Tab. 18: Výpočet ceny ropy vztažené na MWht.....	110
Tab. 19: Výpočet ceny benzínu vztažené na MWht.....	110

Příloha A

Tab. 16: Nové koncepty malých a středních reaktorů [Los14b]

Projekt	Typ reaktoru	Projektant, země	Výkon MWe, konfigurace	Stav projektu
Lehkovodní reaktory [Int14]				
CAREM-25	Integrální tlakovodní	CNEA, Argentina	27	Ve výstavbě
ACP-100	Integrální tlakovodní	CNNC (NPIC/CNPE), Čína	100	Detailní návrh
Flexblue	Podmořský tlakovodní	DCNS, Francie	160	Koncepční návrh
AHWR300-LEU	Těžkovodní kanálový	BARC, Indie	304	Základní návrh
DMS	Varný	Hitachi-GE, Japonsko	300	Základní návrh
IMR	Integrální modulární tlakovodní	Mitsubishi Heavy Industries, Japonsko	350	Kompletní koncepční návrh
SMART	Integrální tlakovodní	KAERI, Jižní Korea	100	Licencované
KLT-40S	Tlakovodní	OKBM Afrikantov, Rusko	35×2 moduly, plovoucí	Ve výstavbě, komerční provoz v roce 2016-2017
VBER-300	Integrální tlakovodní	OKBM Afrikantov, Rusko	325	V procesu licencování
ABV-6M	Tlakovodní	OKBM Afrikantov, Rusko	6×2 moduly, plovoucí nebo stacionární	Detailní návrh
RITM-200	Integrální tlakovodní	OKBM Afrikantov, Rusko	50	Ve výstavbě, plánované spuštění v roce 2017
VVER-300	Tlakovodní	OKB Hidropress, Rusko	300	Koncepční návrh
VK-300	Zjednodušený varný	RDIPE, Rusko	250	Detailní návrh reaktoru, standardní návrh kogenerační stanice
UNITHERM	Tlakovodní	RDIPE, Rusko	6,6	Koncepční návrh
RUTA-70	Tlakovodní	RDIPE, Rusko	70	Koncepční návrh

SHELF	Tlakovodní	RDIPE, Rusko	6	Koncepční návrh
ELENA	Tlakovodní	Kurčatovský institut, Rusko	0,068	Koncepční návrh
mPower	Integrální tlakovodní	B&W Generation mPower, USA	180×2 moduly	Základní návrh
NuScale	Integrální tlakovodní	NuScale Power LLC., USA	45×12 modulů	Základní návrh
Westinghouse SMR	Integrální tlakovodní	Westinghouse Electric Company LLC, USA	>225	Kompletní předběžný návrh
SMR-160	Tlakovodní	Holtec International, USA	160	Koncepční návrh
Vysokoteplotní reaktory chlazené plynem [Int14]				
HTR-PM	Pebble Bed	Tsinghua University, Čína	211 (2 reaktory, 1 turbína)	Ve výstavbě, plánované spuštění 2017
GT-HTR300	Prismatické palivo	JAEA, Japonsko	100-300	Základní návrh
GT-MHR	Prismatické palivo	OKBM Afrikantov, Rusko	285	Kompletní koncepční návrh
MHR-T	Prismatické palivo	OKBM Afrikantov, Rusko	205,5×4; produkce vodíku	Koncepční návrh
MHR-100	Prismatické palivo	OKBM Afrikantov, Rusko	25-87; kogenerace	Koncepční návrh
PBMR-400	Pebble Bed	Pebble Bed Modular Reactor SOC Ltd, JAR	165	Detailní návrh
HTMR-100	Pebble Bed	Steenkampskraai Thorium Limited (STL), JAR	35/modul	Koncepční návrh, příprava žádosti „pre-license“
SC-HRGR	Prismatické palivo	AREVA, USA	272	Koncepční návrh
Xe-100	Pebble Bed	X-energy, USA	35	Koncepční návrh

Rychlé reaktory [Int13a]				
4S	Sodíkem chlazený	Toshiba, Japonsko	10	Detailní návrh
PGSFR	Sodíkem chlazený	KAERI, Jižní Korea	150	Předběžný návrh
MBIR	Sodíkem chlazený	NIKIET, Rusko	60	Detailní návrh
PRISM	Sodíkem chlazený	GE-Hitachi, USA	311	Detailní návrh
CLEAR-I	Chlazený směsí Pb-Bi	INEST, Čína	10	Předběžný návrh
ALFRED	Chlazený olovem	Ansaldo, Nucleare, Itálie	125	Koncepční návrh
PEACER	Chlazený směsí Pb-Bi	Seoul National University, Jižní Korea	300	Koncepční návrh
BREST-OD-300	Chlazený olovem	RDIFE, Rusko	300	Detailní návrh
SVBR-100	Chlazený směsí Pb-Bi	AKME Engineering, Rusko	100	Detailní návrh
G4M	Chlazený směsí Pb-Bi	Gen4 Energy Inc., USA	25	Koncepční návrh
EM2	Chlazený plynem	General Atomics, USA	500	Koncepční návrh

Příloha B

V osmdesátých letech byly prováděny průzkumy lokalit v ČR potenciálně vhodných pro umístění dalších jaderných zdrojů po výstavbě stávajících bloků ETE. Výsledky těchto průzkumů jsou uvedeny v Tab. 17, přičemž tučně jsou zvýrazněné lokality, které byly ve studii ÚJV Řež [Újv14] s ohledem na stávající legislativu doporučeny jako možné pro výstavbu nových jaderných zdrojů se SMR.

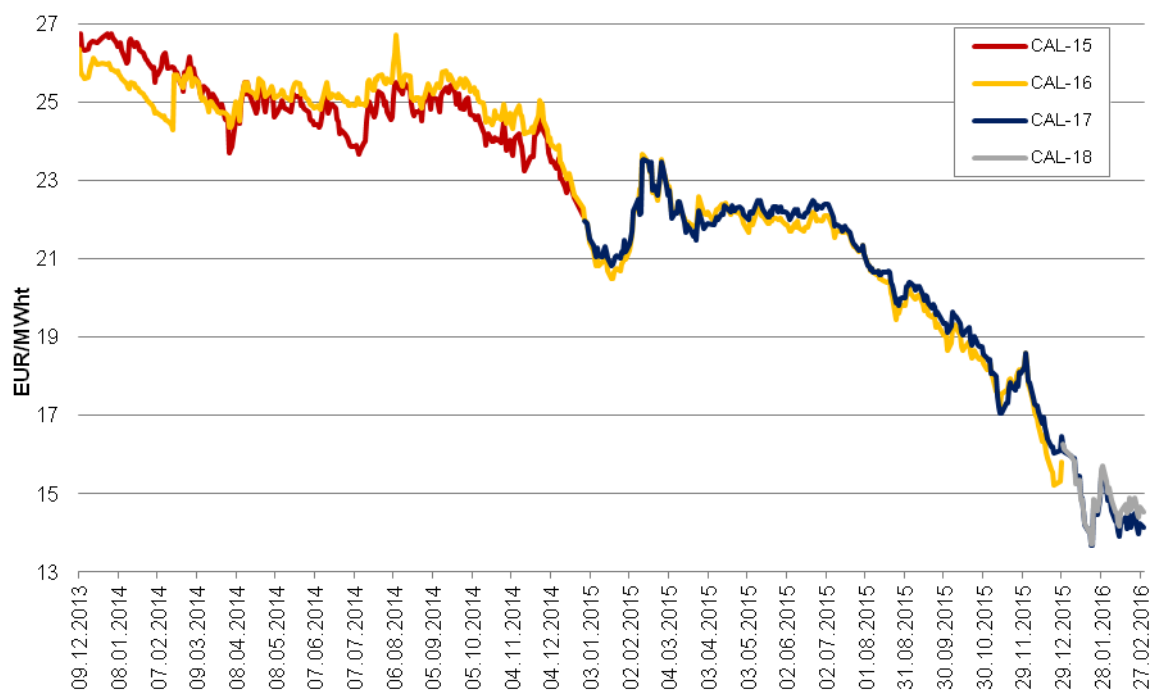
Tab. 17: Seznam lokalit pro výstavbu nové jaderné elektrárny [Újv14]

Region střední Čechy
<ul style="list-style-type: none">○ Lokalita Mníšek (13 km J od Prahy) – až 4 x 1 000 MW○ Lokalita Liteň (20 km JZ od Prahy) – až 4 x 1 000 MW○ Lokalita Neumětely (28 km JZ od Prahy) – až 4 x 1 000 MW
Region východní Čechy
<ul style="list-style-type: none">○ Lokalita Opatovice (8 km SV od Pardubic) – až 2 x 1 000 MW○ Lokalita Holice (15 km VSV od Pardubic) – až 4 x 1 000 MW○ Lokalita Tetov (16 km SV od Kolína) – až 2 x 1 700 MW
Region severní Čechy
<ul style="list-style-type: none">○ Lokalita Kopeček (6 km J od Chomutova) – až 2 x 1 400 MW○ Lokalita Počeradý (9 km J od Mostu) – až 2 x 1 700 MW○ Lokalita Koštice (10 km VSV od Loun) – až 2 x 1 700 MW
Region severní Morava
<ul style="list-style-type: none">○ Lokalita Bolatice (10 km VSV od Opavy) – až 2 x 1 000 MW○ Lokalita Hlučín (10 km SZ od Ostravy) – až 2 x 1 000 MW○ Lokalita Opava (2 km S od Opavy) – až 2 x 1 000 MW○ Lokalita Blahutovice (8 km SV od Hranic) – až 2 x 1 700 MW

Příloha C



Obr. 34: Cena elektřiny na burze PXE [Pow16]



Obr. 35: Cena zemního plynu na burze PXE [Pow16]



Obr. 36: Cena barelu ropy Brent [Kur16c]

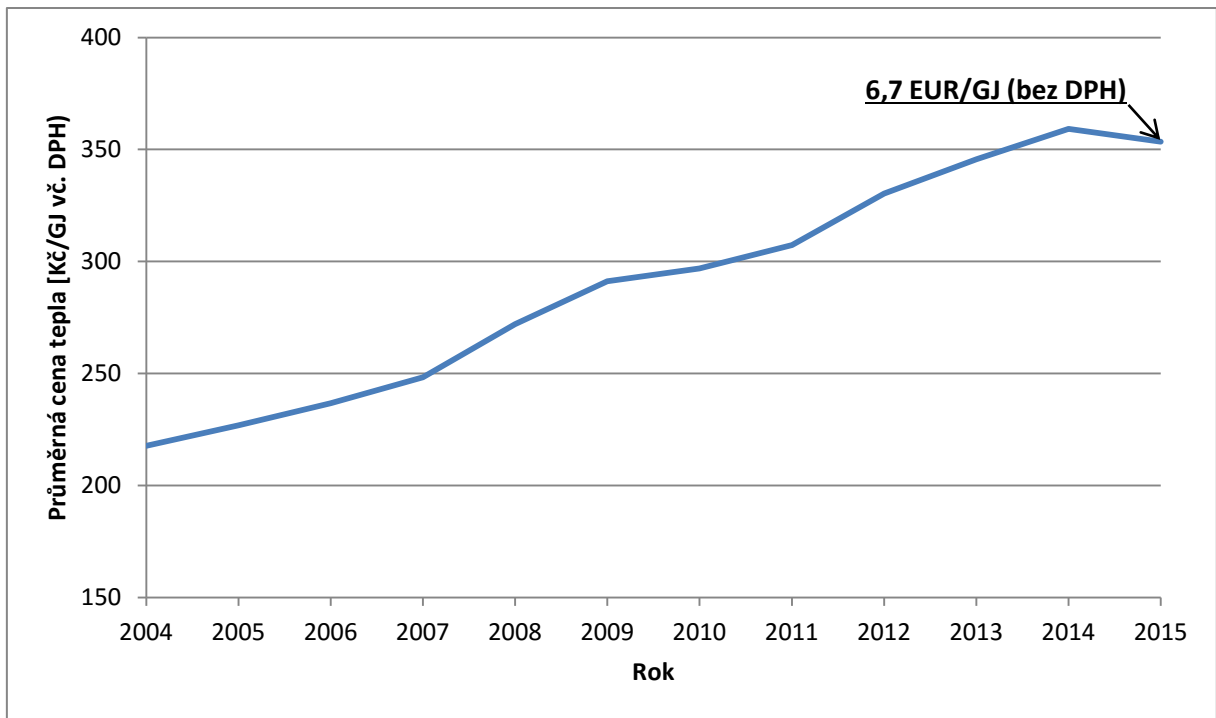
Tab. 18: Výpočet ceny ropy vztažené na MWht

výhřevnost	42	MJ/kg [Mik06]
	11,7	kWht/kg
spalné teplo	47	MJ/kg [Mik06]
	13,1	kWht/kg
poměr výhřevnosti ke spalnému teplu	1,12	[-]
hmotnost barelu ropy	132	kg [Rop16]
cena na burze + doprava	40 ²²	EUR/barel [Kur16] [Vít02]
	26	EUR/MWht (vztaženo k výhřev.)
	23	EUR/MWht (vztaženo ke spal. t.)

Tab. 19: Výpočet ceny benzínu vztažené na MWht

výhřevnost	44	MJ/kg [Mik06]
	12,2	kWht/kg
spalné teplo	47	MJ/kg [Mik06]
	13,1	kWht/kg
poměr výhřevnosti ke spalnému teplu	1,07	[-]
hustota	0,7	kg/l [Mik06]
cena bez daní	12	Kč/l [Čtk15]
	51	EUR/MWht (vztaženo k výhřev.)
	48	EUR/MWht (vztaženo ke spal. t.)

²² Kurz podle [Kur16] + odhad nákladů na dopravu 15% z celkových nákladů podle [Vít02]

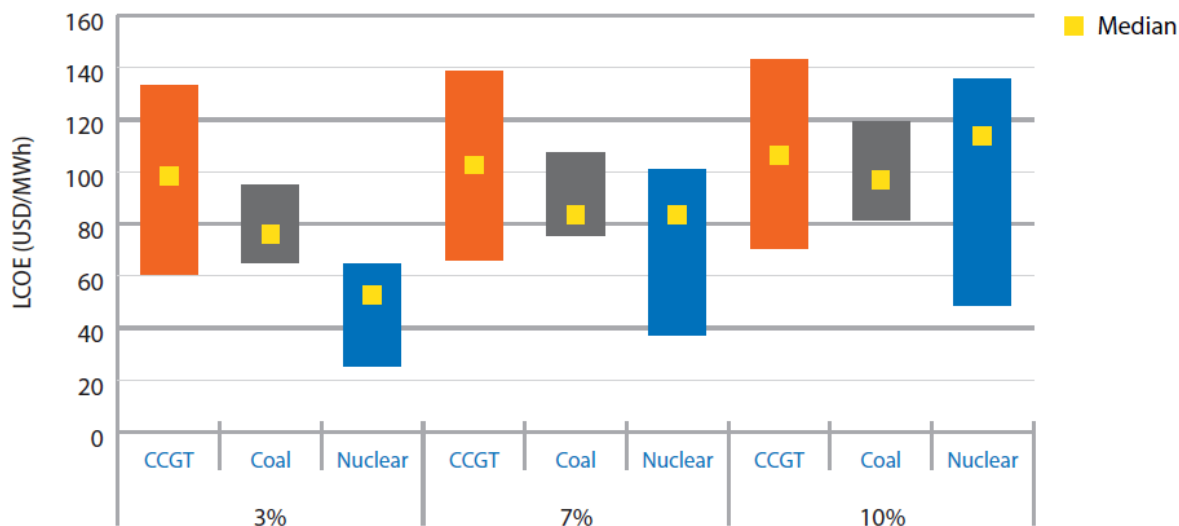


Obr. 37: Průměrná cena tepla z výroby při výkonu nad 10 MWt (včetně DPH) [Ene15b]

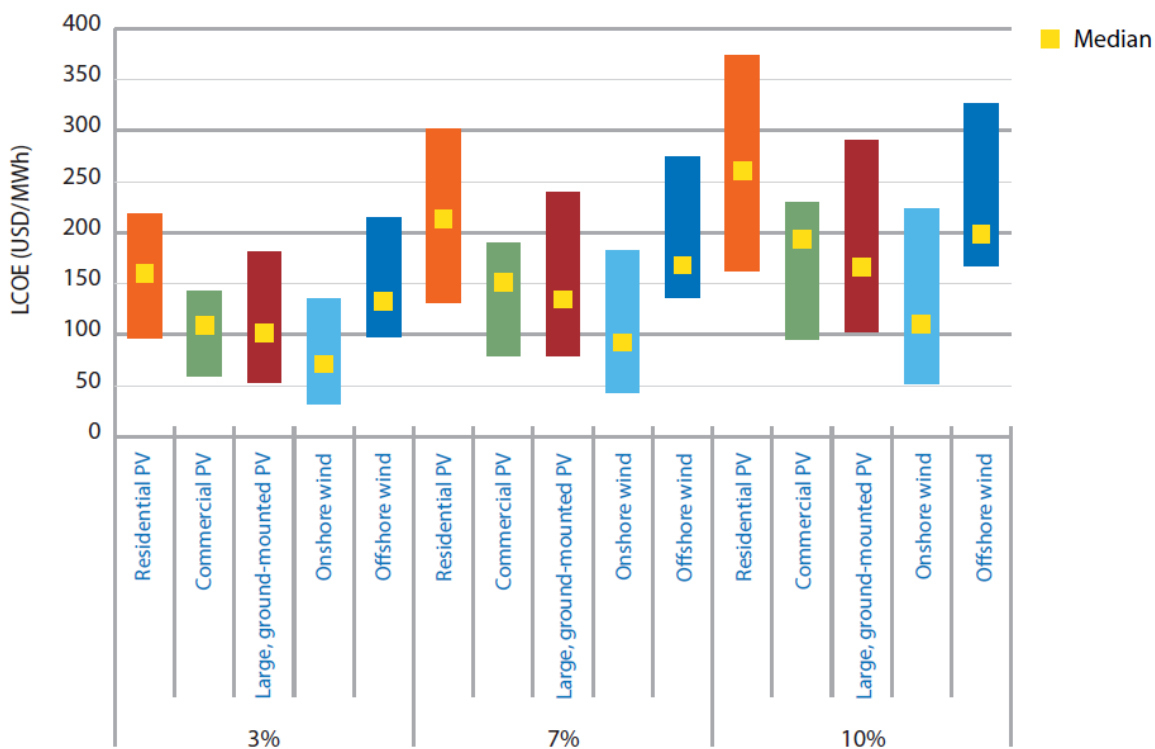
Ceny tepla v systémech CZT jsou v ČR regulovány Energetickým regulačním úřadem a nejedná o komoditu obchodovanou na burzách, jako je tomu u elektřiny [Ene15b]. Proto je dosavadní vývoj cen tepla na rozdíl od cen elektřiny mnohem stabilnější a lépe odhadnutelný do vzdálené budoucnosti. Na základě hodnot průměrné ceny tepla z výroby při výkonu nad 10 MWt [Ene15b] byl podle geometrického průměru vypočten průměrný roční růst ceny tepla rovný přibližně 3 %, což je více než 2% růst ceny tepla uvažovaný ve výpočtech v kapitole 5.

Příloha D

V následujících grafech jsou uvedeny výsledky studie OECD [Org15] z dat z roku 2014 a začátku roku 2015. Výpočty jsou provedeny při reálném diskontu 3 %, 7 % a 10 %. Podle [Eur16a] byl průměrný kurz USD/EUR v roce 2014 roven 1,33.



Obr. 38: LCOE konvenčních zdrojů podle studie OECD [Org15]



Obr. 39: LCOE obnovitelných zdrojů podle studie OECD [Org15]