



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

Porovnání ekonomické efektivity investice do jaderné a uhelné elektrárny

Comparison of nuclear and coal power plant effectiveness

Bakalářská práce

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Studijní obor: Elektrotechnika a management

Vedoucí práce: Ing. Marek Adamec

Tomáš Novák

České vysoké učení technické v Praze
Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

ZADÁNÍ BAKALÁŘSKÉ PRÁCE

Student: **Novák Tomáš**

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management
Obor: Elektrotechnika a management

Název tématu:

Porovnání ekonomické efektivity investice do uhelné a jaderné elektrárny

Pokyny pro vypracování:

1. Rozdíly v technickém provedení výroby elektrické energie v uhelné a jaderné elektrárně.
2. Rozbor investičních výdajů, nákladů a výnosů obou typů elektráren.
3. Tržní uplatnění elektrické energie.
4. Porovnání investic vybranými kritérii ekonomické efektivity.

Seznam odborné literatury:

1. Drábová D., Pačes V.: Perspektivy české energetiky. Novela Bohemica, 2013.
2. Kislíngrová E. a kol: Manažerské finance, C.H.Beck, 2007.

Vedoucí bakalářské práce: Ing. Marek Adamec

Platnost zadání: do konce letního semestru 2015/2016

L.S.

Doc.Ing. Jaroslav Knápek, CSc.

vedoucí katedry

Prof.Ing. Pavel Ripka, CSc.

děkan

V Praze dne 10.2.2015

Prohlášení

Prohlašuji, že jsem předloženou práci vypracoval samostatně a že jsem uvedl veškeré použité informační zdroje v souladu s Metodickým pokynem o dodržování etických principů při přípravě vysokoškolských závěrečných prací.

V Praze dne

podpis.....

Tomáš Novák

Poděkování

Děkuji vedoucímu mé práce panu Ing. Marku Adamcovi za jeho cenný čas, který mi věnoval, a za rady a hodnocení, které mi vždy ochotně poskytl. Děkuji také jeho kolegovi Ing. Ondřejovi Zlámalovi za poskytnuté materiály a přínosné osobní konzultace na úplném začátku mojí práce.

Dále děkuji své rodině a nejbližším přátelům za dlouhodobou podporu při studiu.

Abstrakt

Cílem této práce je srovnat uhelné a jaderné zdroje z hlediska investičního rozhodování a pokusit se zařadit tento typ zdrojů do kontextu současné situace v energetice.

Obsahem první části mojí práce je stručný popis a porovnání jaderných a uhelných elektráren z hlediska jejich historie a technického provedení. Ve druhé části se věnuji rozboru a srovnání investic do těchto zdrojů energie, především z hlediska výdajů. Ve třetí části se věnuji popisu trhu s elektrickou energií, úloze, kterou mají v jeho rámci uhelné a jaderné elektrárny, a odhadu vývoje veličin nezbytných pro výsledné porovnání. V poslední čtvrté části na základě údajů z předešlých kapitol odhaduji toky hotovosti porovnávaných investic, provádím výpočet čisté současné hodnoty a komentuji dosažené výsledky.

Abstract

The goal of this thesis is to compare coal and nuclear power plants from investment point of view and to try to identify the role of this type of power sources in current situation of the whole electricity sector.

In the first part of my thesis I briefly describe and compare nuclear and coal power plants concerning their history and technical layout. In the second part I analyse and compare investment into these power sources, especially regarding costs. In the third part I describe the electricity market, the role of coal and nuclear power plants within this market and estimate the future development of factors necessary for the final comparison. In the last fourth part I make estimates of cash flows relating the investment, compute net present value of each investment and comment obtained results.

Klíčová slova

Jaderná elektrárna, uhelná elektrárna, investice, srovnání, trh

Key words

Nuclear power plant, coal power plant, investment, comparison, market

Obsah

1	Vysvětlení cíle a zaměření práce a popis výchozích podmínek.....	8
1.1	Zaměření práce	8
1.2	Výchozí podmínky	8
2	Historie a technické rozdíly obou technologií výroby energie.....	10
2.1	Srovnání historie	10
2.2	Technické srovnání.....	11
2.2.1	Princip činnosti	11
2.2.2	Vnější srovnání	12
2.2.2.1	Uhelná elektrárna.....	13
2.2.2.2	Jaderná elektrárna.....	14
2.2.3	Uhelné kotle a jaderné reaktory	15
2.2.3.1	Elektrárenský kotel	15
2.2.3.2	Jaderný reaktor	15
2.2.4	Paliva	16
2.2.4.1	Uhelná elektrárna.....	16
2.2.4.2	Jaderná elektrárna.....	17
3	Rozbor investičních výdajů.....	18
3.1	Definice použitých pojmů.....	18
3.2	Investice do jaderné elektrárny	21
3.2.1	Obecný charakter	21
3.2.2	Poměrné složení výdajů	21
3.2.3	Odhad měrných výdajů	22
3.3	Investice do uhelné elektrárny.....	23
3.3.1	Obecný charakter a poměrné složení výdajů	23
3.3.2	Odhad měrných výdajů	24
3.4	Srovnání povahy obou investic	24
3.4.1	Požizovací a provozní výdaje	24
3.4.2	Externí náklady.....	26
3.4.3	Odhad reálné výše výdajů	27
4	Tržní uplatnění elektrické energie.....	30
4.1	Vznik energetického trhu ČR.....	30
4.2	Princip a účastníci energetického trhu.....	30
4.3	Charakteristika energetického trhu	30

4.4	Cena elektrické energie.....	31
4.5	Objem obchodované energie.....	32
4.6	Vývoj poptávky v rámci dne	34
4.7	Využití zdrojů v závislosti na ceně energie.....	34
4.8	Porovnání uhelného a jaderného zdroje.....	35
4.9	Odhady pro výpočty	36
4.9.1	Odhad budoucí ceny emisních povolenek	36
4.9.2	Odhad budoucí ceny elektrické energie.....	40
4.9.3	Odhad budoucí ceny paliva	44
4.9.4	Vliv inflace	44
4.9.5	Daň z příjmů	45
5	Porovnání investic skrze vybraná kritéria ekonomické efektivity.....	46
5.1	Definice NPV.....	46
5.2	Definice RCF	47
5.3	Diskont	47
5.4	Porovnávané varianty	47
5.5	Výpočet a výsledky	49
5.5.1	Výpočet.....	49
5.5.2	Výsledky.....	51
6	Závěr.....	53
	Seznam zdrojů.....	54
	Seznam obrázků	56
	Seznam grafů.....	56
	Seznam tabulek	56

1 Vysvětlení cíle a zaměření práce a popis výchozích podmínek

1.1 Zaměření práce

Cílem této práce je pokusit se rozebrat hlavní rozdíly výroby energie v uhelných a jaderných elektrárnách a porovnat specifika investic do těchto zdrojů energie. Několik prací na toto téma, které jsem měl možnost přečíst, se zabývalo ekonomickou efektivností těchto investic především z hlediska ceny elektrické energie. V této práci se pokusím zaměřit se na problém z druhé strany a věnovat se především odhadům jednotlivých složek výdajů a posoudit jejich vliv na výslednou ekonomickou efektivitu projektů tohoto typu.

Vzhledem k vysokým investičním výdajům a dlouhé době návratnosti obou investic lze do pozice potenciálního investora dosadit jen malý počet subjektů. Teoreticky se může jednat jak o soukromý, tak státní (popř. polostátní) podnik. Z důvodu současné nepříznivé situace na trhu s elektrickou energií jsou však podobné investice od soukromých společností velmi nepravděpodobné. Pro získání názorného příkladu si lze coby investora představit skupinu ČEZ, a.s. (nebo přesněji nově vzniklou společnost zřízenou za tímto účelem v rámci skupiny).

Ačkoliv je většina obsahu práce věnována ekonomickému srovnání, které lze na jaderné a uhelné elektrárny uplatnit obecně bez jakékoliv snahy o specifikaci pro konkrétní typ, mají porovnávané investice stanovené konkrétní parametry. Oba projekty se týkají rozšíření stávajících elektrárenských komplexů o nové bloky na území České republiky. V případě jaderné elektrárny jde o dostavbu jednoho bloku o jmenovitém výkonu 1200 MWe. Hypotetický provoz nově postaveného zařízení probíhá v letech 2025-2085. Pro dokreslení situace si lze představit rozšíření elektrárny Temelín o jeden blok s tlakovodním reaktorem III.+ generace (např. VVER 1200). Druhá investice se týká dostavby dvou bloků uhelné elektrárny o stejném celkovém jmenovitém výkonu, tedy 1200 MWe. Jejich provoz probíhá v letech 2025-2065. Pro přiblížení projektu je možno předpokládat například rozšíření elektrárny Ledvice o dva bloky s průtočnými práškovými kotli s nadkritickými parametry.

V obou případech se předpokládá provoz pouze za účelem produkce elektrické energie. Případné využití odpadního tepla na průmyslové účely nebo vytápění není v úvahách zohledněno.

1.2 Výchozí podmínky

Vzhledem k okolnostem, které v současné době panují v energetickém odvětví, jsou obě uvedené investice poměrně málo pravděpodobné. Pokud by však došlo k několika příznivým změnám v legislativě a ekonomice, mohly by se stát pro případné investory atraktivními. Na následujících řádcích se pokusím stručně popsat nejhlavnější současné problémy řízení energetiky a vysvětlit, proč nebudou dané investice s největší pravděpodobností v blízké době realizovány.

Evropská a tím pádem i česká energetika se nachází v jakémsi smíšeném stavu, kdy osciluje mezi centrálně řízeným systémem a volným trhem. Evropská unie se snaží ne příliš vhodně zvolenými a nastavenými nástroji dosáhnout vytyčených norem a kvót, čímž negativně ovlivňuje funkčnost trhu. Mezi tyto hlavní nástroje patří mimo jiné emisní povolenky a dotace OZE. Snaha EU o zvýšení účinnosti stávajících zdrojů elektrické energie a podporu a rozvoj těch obnovitelných, je jistě zodpovědný záměr korespondující s globální snahou o trvale udržitelný rozvoj naší civilizace, nicméně použité metody pro dosažení tohoto stavu se ukazují jako neefektivní a mající řadu negativních dopadů.

Dotace obnovitelných zdrojů jsou v první řadě finanční zátěží jak pro konečné spotřebitele energie, pro státní rozpočet. Dále způsobují neideální geografické rozložení

zdrojů energie a významně zatěžují svými výkyvy ve výrobě přenosovou a distribuční sítí. Tato skutečnost má mimo jiné za následek určité nutné investice do přenosové soustavy (například výstavba phase-shift transformátorů). V důsledku finanční podpory OZE mohou jejich provozovatelé prodávat vyrobenou elektřinu za výrazně nižší cenu než provozovatelé ostatních zdrojů energie. Tím pádem cena elektřiny na trhu celkově ztlačila a určité typy elektráren (především plynové) se staly nekonkurenceschopnými a prodělečnými.

Dalším významným faktorem ovlivňujícím situaci v energetickém odvětví jsou emisní povolenky. Emisní povolenka představuje právo na vypuštění jedné tuny ekvivalentu oxidu uhličitého do atmosféry. Motivujícím prvkem by měla být cena tohoto emisního práva, kterou každý účastník trhu porovnává se svými mezními náklady na omezení jednotky vypouštěných emisí. Cena povolenek by měla tedy být natolik vysoká, aby dal provozovatel elektrárny přednost úpravě technologie výroby energie na zdroj s nižšími emisemi před nákupem emisních povolenek. V tomto ohledu tento systém v současné době zatím selhává. Cena povolenek je sice dána trhem, ale odvíjí se od jejich množství vydaného nařízením Evropské unie. V důsledku ekonomické krize Evropy a tím pádem nižší průmyslové výroby a produkce emisí, je povolenek nadbytek a jejich cena příliš nízká. Hlavním problémem emisních povolenek však není jejich momentální cena, ale spíše fakt, že jejich budoucí cenu nelze s rozumnou přesností odhadnout. Údaje o tom, kolik povolenek bude v následujícím období vydáno, jsou totiž poskytnuty pouze na několik let dopředu (což je u investičního rozhodování v energetice příliš krátká doba). Kolik jich bude k dispozici v dalším období, záleží čistě na rozhodnutí příslušných orgánů Evropské unie. V důsledku toho je tedy nemožné na základě běžných ekonomických ukazatelů uspokojivě předpovědět vývoj a budoucí hodnotu této ceny. Přitom právě cena emisních povolenek je u většiny průmyslových a energetických projektů důležitý faktor často rozhodující ve prospěch té nebo oné varianty. Díky současnému nadbytku a budoucí nejistotě ohledně ceny emisních povolenek, tak panuje na trhu nedůvěra a nestabilita. Investor tak, navzdory obecně nízkým úrokům v důsledku finanční krize, není schopen získat levné financování projektu, jelikož kapitálové trhy energetickému odvětví v investicích s takhle dlouhou návratností nevěří.

Kromě výše zmíněných obtíží mohou v budoucnu zatížit energetický trh další omezující opatření. Lze mezi ně zařadit například sektorovou daň, která již byla v jiných státech zavedena v bankovním sektoru. Právě bankovní, energetické a telekomunikační odvětví jsou nejčastěji zmiňována v souvislosti s možným zavedením této daně v České republice. Účel sektorové daně je získat dodatečné příjmy do státního rozpočtu. Ze zahraničních zkušeností však vyplývá, že její negativní efekt na společnosti v daném odvětví je velmi výrazný.

Působením všech výše zmíněných vlivů se nachází energetický trh v dost nestabilní situaci s nízkou tržní cenou energie a navíc bez možnosti spolehlivě odhadnout budoucí vývoj celého odvětví. Návrh řešení této „krize energetiky“ není předmětem této práce, nicméně je nasnadě, že za současného stavu se nelze spoléhat na neviditelnou ruku trhu. Pravděpodobně bude zapotřebí upravit dílčí nástroje podpory jednotlivých zdrojů a především stanovit rozumnou a dosažitelnou koncepci státních a unijních zásahů do tohoto sektoru. Existuje i několik návrhů na sektorová „protiopatření“, která by měla navrátit konvenčním zdrojům energie jejich konkurenceschopnost vůči OZE. Mezi tyto nástroje patří například zavedení kapacitních plateb nebo smluv typu „Contract for difference“.

Vzhledem k této nepříznivé situaci je tedy nepravděpodobné, že by porovnávané investice, které jsou charakteristické vysokými investičními výdaji a dlouhou dobou návratnosti, byly za současného stavu pro investory z čistě ekonomického hlediska atraktivní.

2 Historie a technické rozdíly obou technologií výroby energie

2.1 Srovnání historie

Uhelné elektrárny mají ve světě i na našem území mnohem delší tradici než jaderné. Až na výjimky (několik vodních elektráren) byly první elektrárny na světě tzv. tepelné parostrojní (místo parních turbín zde byly používány parní stroje). Jako palivo se také používalo uhlí, které spálením v kotli ohřálo vodu a přeměnilo ji v páru, která poté svým tlakem pohybovala pístem. Píst vhodným převodem poháněl generátor. Dá se tedy říct, že první elektrárny byly uhelné a uhelná energetika spolu s vodní má nejdelší historii.

První čistě veřejná elektrárna na světě byla parostrojní elektrárna T. A. Edisona spuštěna do provozu 4. 9. 1882. Nacházela se na Pearl Street, Manhattan, New York. První spuštěnou elektrárnou na našem území byla 1. 12. 1889 elektrárna na Žižkově. V elektrárně byla zpočátku 4 dynamy vyrábějící stejnosměrný proud o napětí 60 až 110 voltů. Tato dynamy také poháněl parní stroj. Téměř všechny další elektrárny, které v té době vznikaly, byly parostrojní spalující uhlí. Na českém území v okolí Prahy následovaly například elektrárna v Karlíně (1895) a na Smíchově (1897). Výstavbu elektráren a celkovou elektrizaci zbrzdila první světová válka. Po jejím skončení však došlo k rychlému a plošnému rozvoji. Nejprve došlo k elektrifikaci měst a průmyslu, domácnosti následovaly o něco později. Stavěly se nejen veřejné (státní) elektrárny, ale velmi často také závodní (soukromé) které sloužily k napájení příslušného průmyslového komplexu a popřípadě blízké vesnice. V roce 1937 již byla elektrifikována většina obcí a k elektrině mělo přístup zhruba 90 % obyvatel v Čechách a na Moravě. Druhá světová válka opět odvedla pozornost od energetiky k jiným odvětvím. Po jejím skončení se dále pracovalo na elektrizaci všech vesnic a domácností a pomalu se začal objevovat a zkoušet potenciál dalších zdrojů elektrické energie. Do této skupiny nových technologií lze zahrnout i jadernou energetiku.

V druhé polovině 50. let započal vývoj energetických uhelných bloků využívajících nadkritické parametry páry (páru o tlaku a teplotě převyšující tzv. kritický bod). Na dlouhou dobu však byl utlumen z důvodu extrémních nároků na drahé vysoce legované materiály, jejichž užití se vzhledem k tehdejší nízké ceně paliv zdálo neekonomické. Intenzivnější vývoj těchto bloků tedy nastal až v 80. letech díky pokroku v oblastech materiálového inženýrství a stoupajícím cenám paliv (především během ropných krizí v 70. letech). Obecně vyšší ceny paliv totiž posloužily jako důležitý impulz pro snahu o vyšší účinnost přeměny energie nejen v elektrárnách. Výstavba bloků využívajících nadkritické parametry v běžném provozu začala v 90. letech a dnes patří mezi často upřednostňované typy nových zdrojů energie. Ve fázi vývoje a prototypové výstavby jsou již i systémy využívající ultrakritické parametry páry, které pravděpodobně budou hrát významnou roli v budoucnu.

Jaderné elektrárny mají zřejmě kratší historii než uhelné. První řetězovou štěpnou jadernou reakci provedl tým pod vedením Enrica Fermiho 2. 12. 1942 v Chicagu na pokusném reaktoru Chicago Pile-1. Následně 20. 12. 1951 byla pomocí experimentálního reaktoru EBR-1 v Idaho poprvé vyrobena elektrická energie skrze jadernou reakci – byly rozsvíceny 4 žárovky. První jaderná elektrárna, která byla připojena na síť a dodávala do ní energii, byla zprovozněna 26. 6. 1954 v Obninsku v SSSR. První komerční jaderná elektrárna byla spuštěna 27. 8. 1956 v Calder Hall ve Velké Británii. Toto zařízení sloužilo zároveň k výrobě plutonia pro vojenské účely. Následně začaly pomalu vznikat další prototypové elektrárny s již čistě mírovými a komerčními účely. Reaktory použité ve všech těchto prvních průkopnických elektrárnách se označují jako I. generace.

Tato jaderná zařízení I. generace umožnila ozkoušení teoretických poznatků a předpokladů v praxi a prokázala, že z hlediska technického, ekonomického a ekologického je jaderná elektroenergetika proveditelným, spolehlivým a perspektivním řešením. Díky tomu

bylo možné zařadit jaderné elektrárny v řadě zemí mezi hlavní složky skladby energetických zdrojů.

V 70. a 80. tudíž nastoupila II. generace jaderných reaktorů. Tato zařízení již využívala do určité míry standardizované a sériové komponenty, splňovala přísnější bezpečnostní a ekologické normy, disponovala o dost vyšším výkonem a budovala se ryze za účelem výroby elektřiny. Právě tyto reaktory produkují v současnosti většinu elektřiny pocházející z jaderných elektráren. Do této generace můžeme zařadit i současné české a slovenské elektrárny – Dukovany, Temelín, Jaslovské Bohunice a Mochovce. Elektrárna Jaslovské Bohunice (blok A-1) byla první jadernou elektrárnou v bývalém Československu. Její první reaktor byl uveden do provozu v roce 1972. Elektrárna Dukovany coby první elektrárna na území dnešní ČR byla zprovozněna roku 1985 a v současnosti má 4 pracující reaktory. Slovenská elektrárna Mochovce je v provozu od roku 1998, v současné době disponuje 2 reaktory v provozu a 2 další jsou ve výstavbě. Elektrárna Temelín byla spuštěna v roce 2002 a má 2 fungující reaktory.

Reaktory budované a zprovožňované od počátku tisíciletí až po současnost spadají do III. technologické generace. Tyto zdroje mají obecně oproti předchozí generaci opět vyšší výkon, delší životnost a důslednější a modernější bezpečnostní opatření. V rámci této skupiny se někdy vyčleňují reaktory tzv. III.+ generace. Ty se neliší žádnými převratnými rozdíly, pouze se zde uplatňují propracovanější bezpečnostní a havarijní prvky (zejména pasivní).

Ve stádiu plánování a výzkumu jsou reaktory IV. generace. U těchto zdrojů se neuvažuje jen o modernizaci bezpečnosti nebo mírném zvýšení účinnosti, ale o zcela nových koncepcích v oblasti paliv a chladičů, využívaných jaderných reakcích, zpracovávání jaderného odpadu a sekundárního využití v průmyslu. V současné době je vyvíjeno 6 hlavních variant, každá z nich diametrálně odlišná. Tyto nové elektrárny by měly mít výrazně delší životnost než předchozí generace a měly by využívat jaderná paliva takovým způsobem, že by současné známé zásoby vystačily na tisíce let.

2.2 Technické srovnání

Srovnání technického a technologického provedení výroby elektrické energie v obou typech elektráren je rozděleno do čtyř částí. Pokusím se v nich stručně popsat principy přeměny energie v elektrárnách, jejich hlavní komponenty a konstrukční rozdíly. Dále uvedu základní informace o jaderných reaktorech a parních kotlech. Poslední část je věnována popisu a srovnání paliv.

Na začátek je vhodné připomenout, že u uhelné elektrárny se jedná o bloky využívající nadkritické parametry páry a průtočné práškové kotle. V případě jaderné elektrárny se jedná o dvouokruhový systém s tepelným tlakovodním reaktorem chlazeným a moderovaným lehkou vodou. Některé z níže uvedených informací tedy nemusí nutně platit obecně pro všechny uhelné a jaderné elektrárenské komplexy, ale pouze pro tato dvě vybraná provedení.

2.2.1 Princip činnosti

Jak uhelná tak jaderná elektrárna patří mezi tepelné elektrárny a princip přeměny vstupní energie na výstupní elektrickou energii je podobný. V okruhu páry a vody se jedná o Clausius-Rankinův cyklus. Ten se liší u obou typů zdrojů jen minimálně (rozdíly jsou způsobeny především různou teplotou a tlakem páry).

Hlavní rozdíl v přeměně energie v obou zařízeních je hned na začátku celého procesu. V případě uhelné elektrárny dochází v kotli skrze hoření k přeměně chemicky vázané energie v palivu na tepelnou energii. V jaderné elektrárně se teplo získává uvolněním energie při štěpení atomových jader neutrony. Zbytek procesu předávání energie je u obou elektráren prakticky stejný. Teplo je v parogenerátoru předáno vodě, která se ohřeje a odpaří v páru.

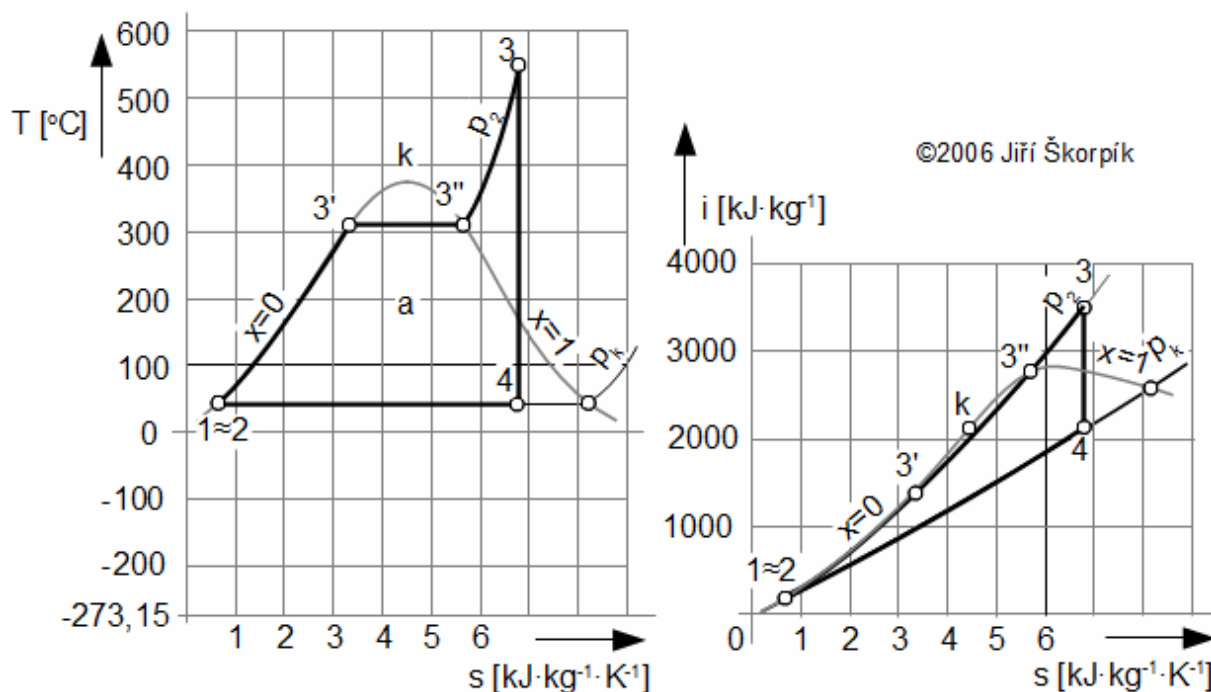
Ohřátá pára poté na turbíně odevzdá svou energii ve formě mechanické energie. Turbína převede mechanickou energii dále na s ní spojený generátor a ten přemění mechanickou energii na energii elektrickou. Napětí takto vyrobené elektrické energie je poté upraveno blokovým transformátorem a energie z většiny putuje do přenosové a distribuční soustavy a nezbytná část se přes odbočkový transformátor vrací zpět do elektrárny, kde pokrývá vlastní spotřebu.

Pára, která již odevzdala svou energii na turbíně, proudí do kondenzátoru. Zde se ochladí pomocí chladicí vody a zkondenzuje na vodu, což usnadňuje její následné opětovné čerpání do parogenerátoru.

Uvedený popis je samozřejmě značně zjednodušený, nicméně pro základní představu o fungování principu tepelné elektrárny dostačuje.

Následující dva obrázky ilustrují průběh Clausius-Rankinova cyklu z hlediska termodynamické teploty (T) a entropie (s) a entalpie (i nebo někdy také h) a entropie.

Obrázek 1: Clausius-Rankinův cyklus



Obrázek 5/id55. Rankine-Clausinův oběh v T-s a i-s diagramu vody a vodní páry.

[ŠKORPÍK, 2006 [online]. Dostupné z: www.transformacni-technologie.cz]

2.2.2 Vnější srovnání

S téměř shodným procesem předávání energie souvisí velmi podobné uspořádání jednotlivých komponent. V obou případech se v systému elektrárny nachází kondenzátor, chladicí věž, parogenerátor, parní turbína a alternátor. Celá soustava zařízení je propojena potrubím a proudící média jsou hnána čerpadly. Jak kotl, tak reaktor bývají kromě parogenerátorů napojeny i na přehříváky páry, které zvyšují účinnost celého systému. V komplexu elektrárny se navíc nachází řada čistě elektrotechnických zařízení. Především se jedná o transformátory (blokové, odbočkové, popř. záložní), venkovní vedení a výkonové vypínače a odpojovače. Pro pokrytí vlastní spotřeby energie je instalováno několik zdrojů, které plní svou funkci za různých podmínek. Jejich základní rozdělení lze provést na najížděcí, pracovní, záložní a nouzové zdroje vlastní spotřeby. Jako pracovní zdroj slouží typicky odbočkový transformátor odebírající energii z vlastní výroby elektrárny a coby

záložní zdroj slouží transformátor připojený na distribuční síť. Najížděcí a nouzové zdroje elektrické energie bývají většinou agregáty poháněné naftovým spalovacím motorem.

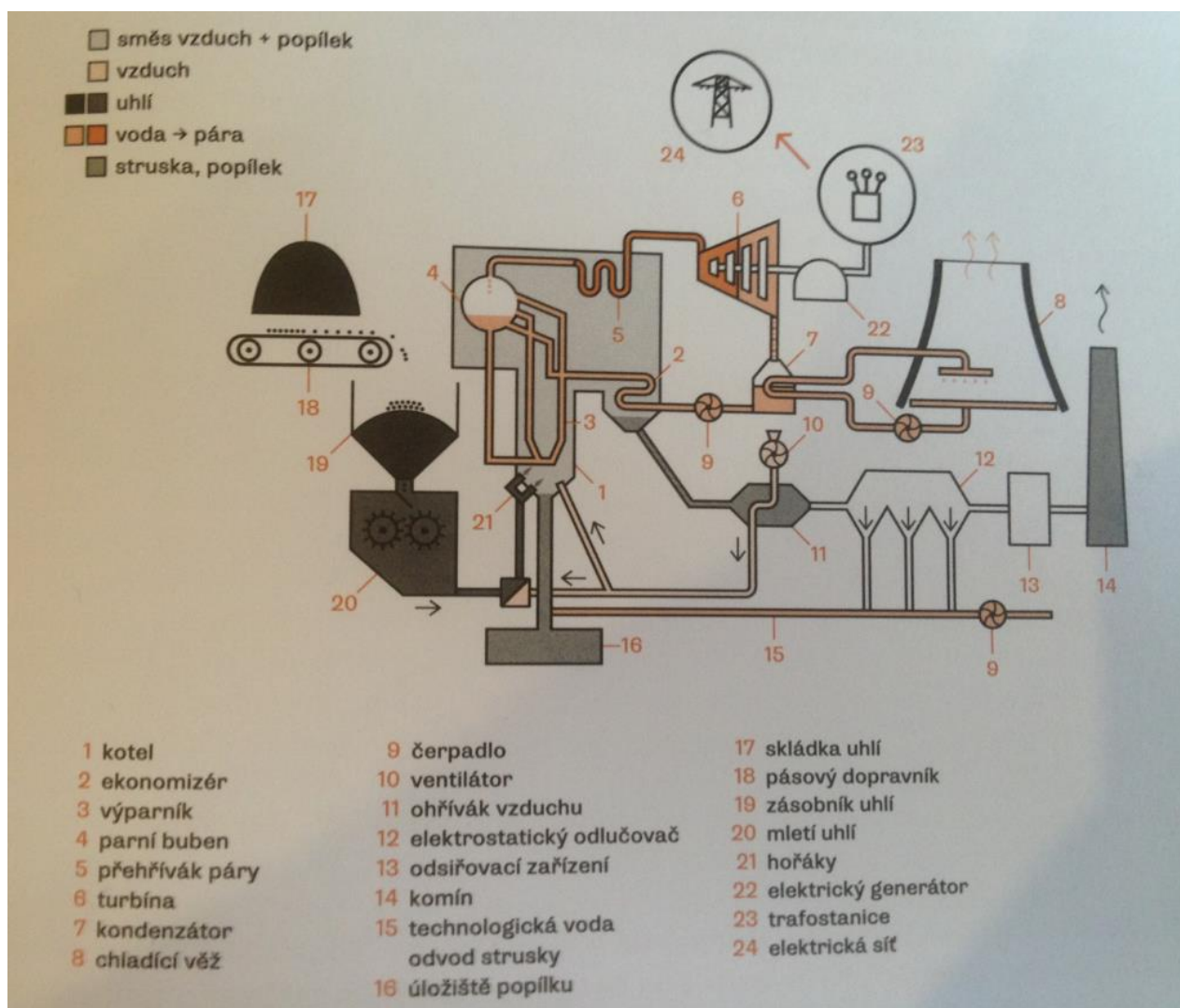
2.2.2.1 Uhelná elektrárna

Jelikož uhelná elektrárna spotřebuje denně při plném provozu poměrně velké množství uhlí, je v jejím areálu soustava zařízení zajišťující jeho dopravu, skladování a přípravu. Typicky zde bývá skládka uhlí, dopravník, podavač, dávkovač a mlýn na mletí paliva. Přeměna energie vázané v palivu na teplo probíhá v kotli. Zplodiny a popel z kotle jsou odváděny přes elektrostatische odlučovače a odsiřovací zařízení do komína. Část tepla z kotle se většinou využívá také v ekonomizéru na regenerační ohřev vody hnané z kondenzátoru. Uhelná elektrárna produkuje při svém provozu nezanedbatelné množství plyných emisí, především CO_2 a dále NO_x a SO_2 .

Uváděná doba stavby uhelného bloku je čtyři roky a předpokládaná životnost čtyřicet let.

Následující obrázek ilustruje typické uspořádání uhelné elektrárny.

Obrázek 2: Schéma uhelné elektrárny



[DRÁBOVÁ, Dana, Václav PAČES a kol., 2014, s. 149. *Perspektivy české energetiky Současnost a budoucnost*. Praha: Novela bohémica. ISBN 978-80-87683-26-2

2.2.2.2 Jaderná elektrárna

Přeměna energie vázané v palivu na energii tepelnou probíhá v jaderném reaktoru. Ten má ve svém okolí instalovány aktivní i pasivní bezpečnostní prvky zabráňující případné havárii. Mezi nejdůležitější z nich patří kompenzátor objemu, barbotážní nádrž a regulační a havarijní tyče. Kompenzátor objemu se z pravidla nachází v primárním okruhu elektrárny. Nejčastěji se jedná o samostatnou nádobu vybavenou elektroohříváky, která obsahuje pomocný objem chladicího média a plynu. Účel tohoto zařízení je vyrovnávat změny tlaku chladicího média způsobené změnami výkonu reaktoru. V blízkosti reaktoru také bývá barbotážní nádrž (většinou konstrukčně řešená jako věž). Její funkcí je snížit tlak na budovu reaktoru při náhlém úniku chladicího média primárního okruhu. Snížení tlaku je dosaženo pomocí zkondenzování unklého chladiva ve speciálních nádržích a popřípadě jeho zadržení ve zvláštních prostorách.

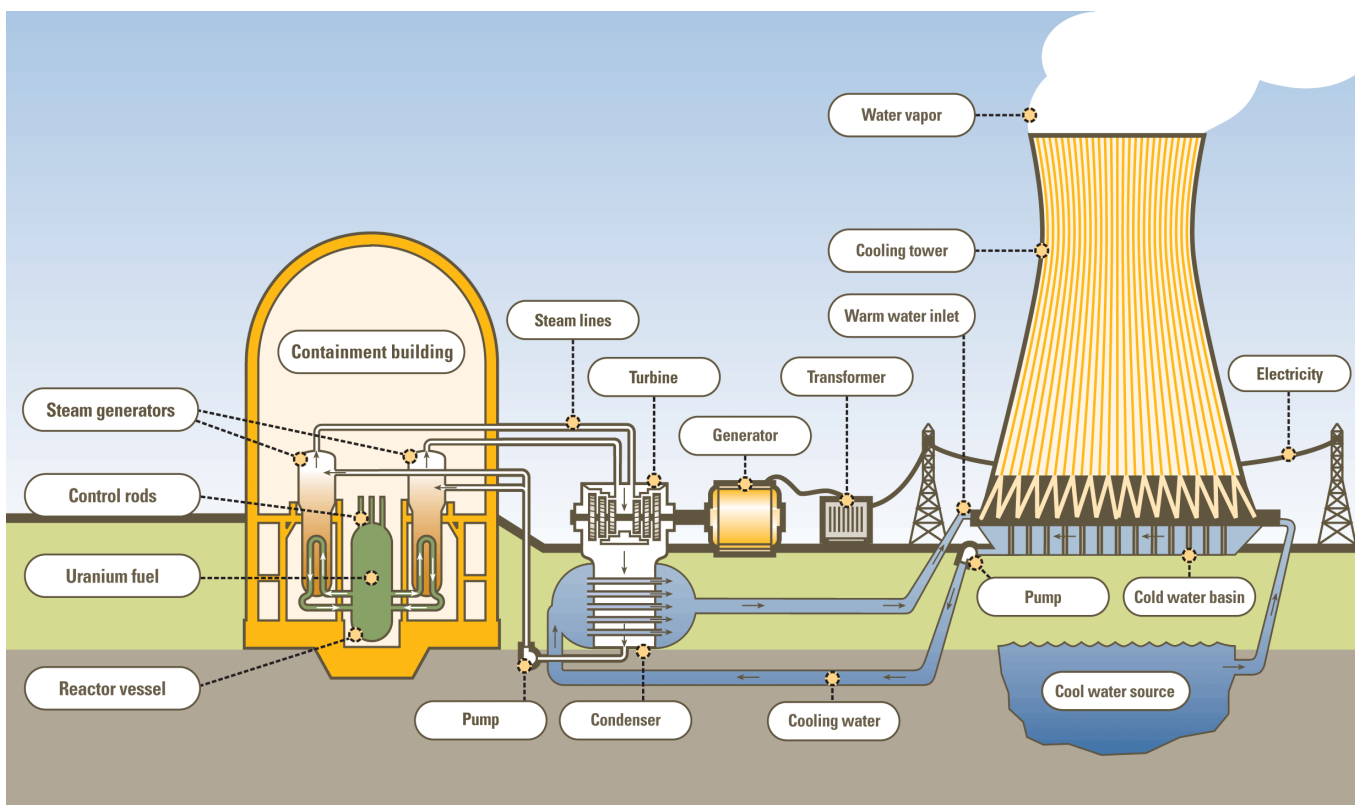
V komplexu jaderných elektráren se nachází krátkodobá úložiště (mezisklady) použitého paliva. Jedná se především o bazény s vodou umístěné v těsné blízkosti samotného reaktoru, které chladí vyhořelé palivo a zároveň chrání okolí před radioaktivním zářením. Zde se palivo skladuje po dobu několika let, než je převezeno do střednědobého úložiště.

Jaderná elektrárna neprodukuje žádné plynné emise kromě vodní páry.

Doba výstavby jaderného bloku je pět let a plánovaná životnost šedesát let.

Na následujícím obrázku je uvedeno typické uspořádání dvouokruhé jaderné elektrárny.

Obrázek 3: Schéma jaderné elektrárny



[Nuclear Reactor Designs, © 2007 [online]. Dostupné z: www.45nuclearplants.com]

2.2.3 Uhlé kotle a jaderné reaktory

2.2.3.1 Elektrárenský kotel

Kotel je zařízení, kde dochází pomocí hoření k uvolnění tepla z příslušného paliva. Zpravidla se jedná o válcovou nádobu, na jejíchž stěnách se nachází hořáky, které zapalují směs vzduchu a uhelných částic. Ve spodní části nádoby je potrubí na odvod strusky a popílku. Parní kotle lze rozdělit dle různých kritérií na více druhů. Základním dělením je rozlišujeme na čtyři typy – roštové, práškové, cyklonové a fluidní. Další rozdělení je možné provést například na základě druhu ohniště, počtu hořáků nebo skupenství odváděných zbytků po hoření, nicméně tato konkrétnější dělení nejsou pro potřeby této práce důležitá. Mnohem důležitější z hlediska celkové účinnosti, ekonomie provozu a produkce emisí jsou provozní parametry celého systému. Konkrétně se jedná o tlak a teplotu páry, podle nichž rozlišujeme elektrárny na ty s podkritickými, nadkritickými a ultrakritickými (superkritickými) parametry. Jako kritický bod páry se označuje stav, kdy se voda přeměňuje přímo na suchou páru a nevzniká směs plynného a kapalného skupenství (mokrý pára). Při teplotě vyšší než je kritická teplota, nelze páru zkapalnit stlačováním, ale pouze opětovným ochlazením pod kritickou teplotu. Kritickému bodu páry odpovídá tlak 22,1 MPa a teplota 647 °K.

U podkritických elektrárenských bloků se parametry páry většinou pohybují v rozmezí 12-20 MPa pro tlak a 780-830 °K pro teplotu. Pára v nadkritických blocích má většinou tlak 23-25 MPa a teplotu shodnou s podkritickými bloky. V případě ultrakritických systémů dosahuje tlak páry hodnot až přes 25 MPa a její teplota i více než 900 °K.

Obecně platí, že zdroje energie využívající vyšší provozní parametry páry mají vyšší celkovou účinnost (až 50 %), z čehož vyplývá menší spotřeba paliva i produkce emisí. Současně je však v případě těchto bloků nutné použití odolnějších a často velmi speciálních materiálů (např. austenitické oceli). Již od 90. let lze pozorovat tendence pro stavbu nadkritických bloků a jejich postupné upřednostňování před bloky s podkritickými parametry. Ultrakritické elektrárenské komplexy jsou zatím poměrně vzácné a hodnoty využívaných parametrů páry často vyvolávají pochyby o jejich životnosti a spolehlivosti v dlouhodobém provozu.

Na základě těchto rozdílů a charakteristik lze jako ilustrativní příklad pro porovnanou investici předpokládat použití průtočných práškových kotlů pracujících v blocích s nadkritickými parametry páry.

2.2.3.2 Jaderný reaktor

Jaderný reaktor je zařízení, v jehož aktivní zóně dochází ke kontrolované řetězové reakci. V současné době se používá k získání tepla štěpná jaderná reakce. Teoreticky by bylo možné využít i slučovací reakci, nicméně její provedení je nad naše současné technologické možnosti. Jaderné reaktory lze rozdělit na základě mnoha kritérií do různých skupin a typů. Základní rozdělení je možné provést na základě energie neutronů při jaderné reakci. Reaktory využívající neutrony s menší energií se označují jako klasické nebo termální (tepelné). Reaktory s neutrony o vysoké energii se nazývají rychlé. Až na ojedinělé výjimky jsou všechny energetické reaktory na světě tepelné. Dále se dají reaktory rozdělit například z hlediska chladiva, paliva nebo moderátoru. Výčet a popis jednotlivých specifikací však není předmětem této práce. Postačí uvést, že pro energetické účely jsou nejrozšířenější tlakovodní a varné reaktory. Tyto dva typy tvoří drtivou většinu všech reaktorů v provozu nebo ve výstavbě na světě. Od ostatních druhů (např. CANDU, MAGNOX) bylo postaveno jenom několik kusů.

V České republice se nachází v elektrárně Dukovany a Temelín dohromady celkem 6 reaktorů. Ve všech případech se jedná o tlakovodní reaktor moderovaný a chlazený lehkou vodou, který patří mezi tepelné reaktory. Jelikož tento typ reaktoru patří mezi nejrozšířenější

na světě a v ČR jsou již s jeho provozem dobré zkušenosti, můžeme předpokládat nasazení reaktoru tohoto typu také v porovnávané fiktivní investici. Při daných požadavcích na elektrický výkon a generaci III.+ lze vybrat jako vhodný ilustrativní příklad typ VVER-1200.

Hlavní částí jaderného reaktoru je aktivní zóna. Zde jsou uloženy palivové kazety a probíhá zde štěpná reakce. V reaktoru typu VVER mezi palivovými proutky protéká voda, která odvádí vznikající teplo k parogenerátoru a zároveň slouží jako moderátor štěpné reakce. Moderátor se vyskytuje u tepelných reaktorů za účelem snížení energie neutronů a tím pádem zvýšení pravděpodobnosti srážky s jádrem atomu paliva. Z vrchu jsou upevněny regulační a havarijní tyče, které mají při patřičných okolnostech zaujmout místo v aktivní zóně a absorbovat neutrony, čímž zpomalí nebo úplně zastaví probíhající jadernou reakci. Stěny reaktoru tvoří ocelová obálka, která je usazená v betonovém kontejnmentu. Ten slouží jako stínění radiace a zároveň jako ochrana před vnějším poškozením.

Životnost reaktorů generace III.+ se odhaduje zhruba na 50 až 60 let.

2.2.4 Paliva

Jak již bylo uvedeno, patří obě elektrárny mezi tepelné. V používaném palivu se však liší.

Z rozdílných paliv vyplývá pro provoz elektráren řada technických a ekonomických důsledků. Základní rozdíl je v koncentraci využitelné energie na jednotku hmotnosti, která se u uranu a uhlí liší o několik řádů. Od této skutečnosti se odvíjí značně rozdílná spotřeba a frekvence doplňování paliva.

2.2.4.1 Uhelná elektrárna

Uhelná elektrárna patří mezi tepelné elektrárny využívající fosilní paliva. Mezi takto využívaná fosilní paliva patří například černé a hnědé uhlí, koks, topné oleje, svítiplyn nebo břidlicový plyn. V některých případech se spolu s uhlím spaluje i biomasa. Jelikož se obecně černé uhlí oproti hnědému využívá v menší míře, využívá uvažovaná uhelná elektrárna primárně hnědé uhlí.

Uhlí se stejně jako ostatní fosilní paliva skládá ze tří základních složek – hořlaviny, popeloviny a vody. Pro energetiku je nejdůležitější složkou hořlavina, neboť právě v ní je vázána energie. Hořlavinu tvoří především uhlík a v menší míře vodík a síra. Zbývající dvě složky nejsou nositeli využitelné energie a naopak výhřevnost paliva snižují. Pro maximalizaci účinnosti se požaduje co nejdokonalejší prohoření a spálení uhlí v kotli. Proto se před samotným umístěním do kotle palivo upravuje drcením a mletím na částice o velikosti v řádu desítek mikrometrů.

Výhřevnost hnědého uhlí se liší podle konkrétního složení a celkové kvality, které se odvíjejí od místa naleziště. Nejčastěji se pohybuje okolo 12 MJ/kg. Roční spotřeba paliva uhelné elektrárny činí řádově stovky tisíc tun. Uhlí je doplňováno prakticky neustále podle požadovaného výkonu za provozu kotle. Cena uhlí je z větší části tvořená náklady na jeho vytěžení.

V současné době se v souvislosti s hnědým uhlím diskutuje nad jeho dostupností v budoucnosti a řeší se s tím související téma těžebních limitů. Pokud nedojde k prolomení těžebních limitů, tak při současné spotřebě bude dostatek domácího uhlí pro elektrárenské účely v ČR zhruba do roku 2040. V případě lomu Bílina, ze které bere palivo právě elektrárna Ledvice, která v rámci této práce slouží jako ilustrativní příklad pro investici, se očekává jeho vytěžení okolo roku 2035. Pokud by však došlo k posunu těžebních limitů, vydržely by zásoby až za rok 2050. Pokud budou těžební limity zachovány, je možné, že ke konci předpokládaného provozu uhelné elektrárny by se muselo palivo dovážet z jiných nalezišť

(pravděpodobně i zahraničních). Detailnější rozbor této problematiky není pro potřeby této práce nutný.

2.2.4.2 Jaderná elektrárna

Jaderná elektrárna jako palivo nevyužívá fosilní paliva ani biomasu, ale kovy s vhodnými fyzikálně-chemickými vlastnostmi. Mezi tato paliva patří především uran a plutonium. Nejčastěji se používá tzv. slabě obohacený uran, v němž je ze zhruba 2–5 % zastoupen izotop 235 a zbylou část tvoří izotop 238. V palivu pro reaktor typu VVER-1200 je míra obohacení uranu izotopem 235 přes 4,5 %.

Takto upravený a obohacený uran připravený k použití v jaderné elektrárně se získává poměrně složitým a drahým procesem z přírodního nerostu smolince (uraninitu). Smolinc se nejprve upravuje chemicky pomocí louhování v kyselinách, reakcí s různými prvky a závěrečného žhání. Produktem těchto reakcí a úprav je oxid uraničito-uranový U_3O_8 . Dále přichází na řadu obohacování. Nejrozšířenějšími metodami jsou centrifugace a difúze. V obou případech je uran převeden na plynný UF_6 a následně se využije rozdílné hmotnosti obou izotopů a dojde k jejich fyzikálnímu oddělování. Takto lze docílit ve výsledném stadiu paliva UO_2 (oxid uraničitý) požadovaného poměru izotopů. Jako poslední fáze přichází zpracování do palivových proutků a kazet, které se následně po transportu do elektrárny vsadí do aktivní zóny reaktoru.

U jaderného paliva se pojem výhřevnost užívá jen zřídka. Množství uvolnitelné energie vázané v palivu se vyjadřuje termínem „vyhoření“ a je udáváno v jednotkách MWd/kg (megawattden na kilogram). Pro přepočítání na klasickou výhřevnost pro srovnání s jinými typy paliva se údaj v MWd/kg přemnoží konstantou $8,64 \cdot 10^4$. Výsledek je poté v jednotkách MJ/kg a lze jej považovat za ekvivalent výhřevnosti. Takto vypočítaná výhřevnost uranu se pohybuje řádově v tisících GJ/kg a je tedy mnohem vyšší než u uhlí. Z toho vyplývá, že jeho spotřeba je v porovnání s uhlím v uhelné elektrárně o několik řádů nižší. Ročně se jedná o desítky tun. Cena uranu je z větší části tvořena náklady na úpravu a transport paliva. V jaderné elektrárně se vyměňuje určitá část paliva po skončení tzv. kampaně při odstávce reaktoru, což bývá většinou jednou za 12 až 18 měsíců. Odstávka trvá typicky okolo jednoho měsíce, z ekonomických důvodů je tendence stihnout všechny činnosti co nejrychleji a zkrátit její trvání na co nejméně dní.

Na následujícím obrázku jsou porovnány typické výhřevnosti několika paliv využívaných pro energetické účely.

Obrázek 4: Přehled typických výhřevností používaných paliv

Palivo	Výhřevnost MJ/kg
Černé uhlí (ČEZ v r.1994)	21,3
Hnědé uhlí (ČEZ v r.1994)	11,4
Suché dřevo	16,0
Benzín	42,7
Petrolej	44,4
Vodík	95,5
Jaderné palivo firmy WEC pro JE Temelín	cca 45 MWd/kg = $3,9 \cdot 10^8$ MJ/kg

[1 JADERNÁ TABLETA = 880 KG UHLÍ, 1999 [online]. Dostupné z: www.cez.cz]

3 Rozbor investičních výdajů

V odvětví energetiky se používá více modelových nástrojů jak odhadnout a kalkulovat investiční výdaje. Navzájem se liší mírou zjednodušení a zahrnutými parametry. Na začátek této kapitoly by proto bylo vhodné investiční výdaje rozdělit do základních složek a definovat je. Většina z používaných pojmů pochází z anglické terminologie a některým z nich nejsou v českém jazyce přiřazeny pevné ekvivalenty. Pokusím se tedy u nejdůležitějších z nich vysvětlit jejich význam a ve vhodných případech připojit český název.

3.1 Definice použitých pojmů

Základní rozdělení výdajů podle jejich účelu lze provést takto:

- počáteční investiční výdaje (capital costs)
- výdaje na provoz a údržbu (plant operating costs)

Tyto hlavní složky výdajů se dále dělí na dílčí podskupiny. Termín capital costs (kapitálové výdaje) obecně zahrnuje výdaje na koupi a přípravu staveniště, výrobu komponent, samotnou stavbu, kompletaci celého systému a jeho uvedení do provozu. Pokud se bere v úvahu i způsob financování projektu označují se tyto celkové výdaje jako investment costs. Náklady na financování výstavby se většinou označují jako financing costs nebo IDC (interest during construction). Právě způsob financování uvažovaných investic je jednou z mála položek, kde by se projevil typ investora. Obecně lze uvést, že státní investor bývá považován za bonitnějšího a proto v případě financování skrze bankovní instituce dosáhne na levnější úrok a celkově výhodnější podmínky než soukromá společnost. Financing costs jsou tím pádem u státního (popř. polostátního) subjektu nižší.

Pokud nejsou tyto náklady na financování v úvaze zahrnuty, používá se označení overnight construction costs (OCC). Pojem overnight construction costs zanedbává nejen zmíněné náklady na financování, ale i obecnou časovou cenu peněz během doby výstavby a možnou eskalaci výdajů. Prakticky tedy udává, kolik by zařízení stálo, kdyby bylo vybudováno a zprovozněno „přes noc“. Pojem OCC se dá dále rozdělit na dvě hlavní složky a sice EPCC a owner's costs. Zkratka EPCC znamená engineering-procurement-construction costs a představuje pořizovací výdaje jednotlivých součástí elektrárny, výdaje na kompletaci celého technologického systému a jeho uvedení do provozu. Owner's costs zahrnují výdaje na výkup pozemků, vybudování potřebné infrastruktury, stavbu přilehlých budov a administrativní a licenční poplatky. V některých případech se do owner's costs započítávají i výdaje na nutné posílení přenosové soustavy (jinak zahrnutý do zvláštní skupiny system costs). Zjednodušeně lze tvrdit, že owner's costs je nutné vydat před samotnou výstavbou elektrárny a EPCC pokrývají výdaje související se stavbou a zprovozněním elektrárny.

Názorněji popisují vzájemné vztahy jednotlivých pojmů dále uvedené vzorce. Ve vzorcích pro capital costs (kapitálové výdaje) se zjednodušeně předpokládá rovnoměrné rozprostření OCC do jednotlivých let výstavby.

Investment costs = Capital costs + IDC

$$\text{Capital costs} = \sum_{t=0}^T \left[\left(\frac{\text{OCC}}{T} \right)_t * \frac{i_t}{i_0} * (1+r)^{-t} \right]$$

OCC – celkové vstupní kapitálové výdaje nezohledňující diskont, způsob financování a případnou eskalaci výdajů v průběhu výstavby

T – celková doba výstavby

t – aktuální rok výstavby

i_t – hodnota příslušného eskalačního indexu v čase t

i_0 – hodnota příslušného eskalačního indexu v čase 0

r – diskont

OCC = EPCC + Owner's costs

Níže uvedený obrázek popisuje model dělení kapitálových výdajů na dílčí složky, ze kterého jsem vycházel. V později uvedených odhadech nejsou zvlášť vyčleněny položky contingency, tedy odhady nepředvídaných událostí a jejich vlivu na výslednou cenu a ekonomii elektráren, což strukturu výrazně zpřehledňuje a zjednodušuje.

Obrázek 5: Struktura vstupních kapitálových výdajů

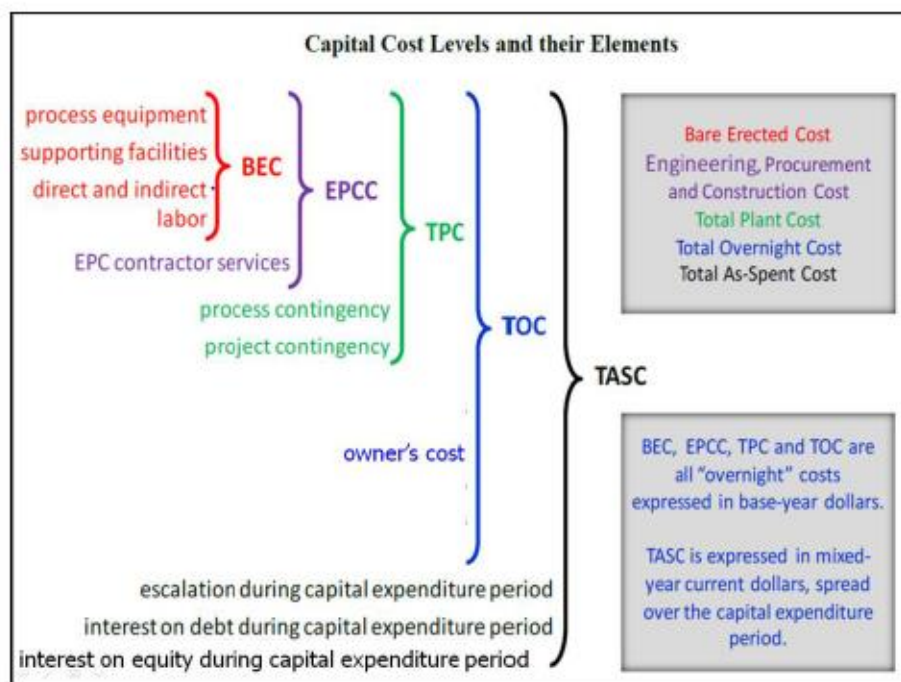


Figure 2.1: Cost components of capital expenditure (from [Ref: NETL, 2011] -slightly adapted by the author) [D'HAESLEER, 2013, s. 34]

Pod název plant operating costs (provozní výdaje) patří výdaje na palivo (fuel costs) nebo v případě jaderné elektrárny na celý palivový cyklus (full fuel-cycle costs), výdaje na provoz a údržbu (operation and maintenance costs), odvody na budoucí likvidaci elektrárny (decommissioning costs) a výdaje za nákup emisních povolenek (emission costs nebo někdy zjednodušeně carbon costs).

V rámci full fuel-cycle costs se rozlišují pojmy front-end fuel-cycle costs a back-end fuel-cycle costs. Front-end fuel-cycle costs označují kompletní výdaje na palivo před jeho umístěním do aktivní zóny reaktoru. Tedy cenu surového vytěženého paliva, výdaje za jeho nutné chemické úpravy, obohacení, zpracování do palivových proutků a dopravu do elektrárny. Back-end fuel-cycle costs zahrnují výdaje na nakládání s použitým jaderným palivem po jeho vyjmutí z reaktoru. Tedy na jeho zpracování a skladování v krátkodobých úložištích. V České republice je navíc ještě ze zákona zavedena třetí položka výdajů, která má pokrýt náklady na vybudování a provoz dlouhodobého úložiště jaderného odpadu v budoucnu. Tuto položku lze označit jako výdaje na dlouhodobé uložení použitého paliva (long term storage costs). Tato část výdajů je v České republice prováděna formou povinných odvodů na tzv. jaderný účet, který spravuje Česká národní banka (ČNB) a ze kterého čerpá prostředky Správa úložišť radioaktivních odpadů (SÚRAO). Výše povinných odvodů je stanovena na 50 Kč/MWh, což zhruba odpovídá hodnotě 2 €.

$$\text{Plant operating costs} = \text{fuel cycle costs} + \text{emission costs} + \text{O\&MC} + \\ + \text{decommissioning costs}$$

$$\text{Fuel cycle costs} = \text{front end costs} + \text{back end costs} + \text{long term storage costs}$$

V některých případech se uvádí zvláštní skupina výdajů zvaná system costs. Tato položka vyjadřuje výdaje nutné na bezpečný a spolehlivý přenos energie z elektrárny ke spotřebiteli. Tuto službu ovšem zajišťuje provozovatel přenosové soustavy a hradí ji koneční spotřebitelé v ceně energie. V některých případech platí, že se provozovatel vznikající elektrárny musí finančně podílet na nutném posílení přenosové soustavy při připojování nového zdroje energie do sítě. To ovšem závisí na konkrétní dohodě mezi oběma stranami a obecně lze tedy tvrdit, že hodnota těchto výdajů není pro provozovatele elektrárny příliš důležitá (zejména v případě soukromého investora).

V době provozu zařízení lze také výše uvedené výdaje transformovat a rozdělit na fixní a variabilní náklady na výrobu elektřiny.

Většina uvedených pojmů má někdy i několik synonymních výrazů a lze od nich odvozovat další deriváty, které se od sebe liší zanedbáním nebo naopak zahrnutím nějakého parametru. Pro potřeby této práce však uvedený přehled dostačuje.

Aby bylo možné posoudit proporcionalitu výdajů a co nejobektivněji porovnat rozdílné energetické zdroje s často odlišnými jmenovitými výkony, uvádějí se cifry přepočtené na jednotku instalovaného výkonu (v případě vstupních investičních výdajů), resp. energie (v případě provozních výdajů).

Další položkou, která sice nepatří mezi výdaje, nicméně která s investicí podobného charakteru souvisí, jsou externí náklady. Externí náklady spolu s externími výnosy patří mezi externality. Ty se snaží vyčíslit všechny vlivy daného energetického zdroje na lidskou společnost, životní prostředí a obecně své okolí, které nejsou přímo hrazeny jeho provozovatelem ani jiným účastníkem trhu s elektrickou energií. V praxi se jedná především o vyčíslení výše negativních dopadů (tedy stanovení externích nákladů), nicméně z principu mohou být externí vlivy i kladné (externí výnosy). Stanovování výše externích nákladů je poměrně problematickou záležitostí, neboť pro zmapování všech negativních vlivů je třeba do výpočtu zahrnout velké množství údajů, z nichž řada je velmi špatně vyčíslitelná. Navíc se velmi rozcházejí názory na to, co všechno lze považovat za důsledek činnosti daného zařízení. Odhady externalit se tak navzájem často liší jak zahrnutými parametry, tak jejich jednotlivými hodnotami.

V souvislosti s provozem elektráren je třeba rozlišovat dva základní druhy externích nákladů. Náklady, které se snaží vyčíslit dopady běžného provozu zařízení, a náklady, které navíc zahrnují i odhadnutou výši škod způsobených případnou havárií.

Externí náklady jsou další položkou, při jejímž zohledňování by se projevil typ investora. Vzhledem k tomu, že je provozovatel elektrárny přímo nehradí, není jejich výše pro soukromého investora příliš důležitá. Důležitá by pro něj mohla být pouze v souvislosti s obavami z budoucích legislativních změn, které by nařizovaly jejich částečnou nebo úplnou internalizaci. Státní investor by se naproti tomu měl snažit nahlížet na podobně rozsáhlé projekty v širším kontextu a zohlednit i možné nepřímé dopady na obyvatele a životní prostředí. Proto pro něj mohou externí náklady představovat relevantní kritérium rozhodování.

3.2 Investice do jaderné elektrárny

3.2.1 Obecný charakter

Investice do jaderné elektrárny je charakteristická velmi vysokými prvotními investičními výdaji na výrobu jejích komponent a celkovou výstavbu (capital costs). Výše této částky zdaleka převyšuje pořizovací výdaje u všech ostatních energetických zdrojů včetně uhelné elektrárny. Při zohlednění způsobu financování projektu hraje velkou roli, zda je investice financována z vlastních nebo cizích zdrojů. U takto nákladné investice lze předpokládat, alespoň částečné financování z cizích zdrojů (pravděpodobně skrze bankovní úvěr). V tom případě hraje velkou roli doba výstavby elektrárny. Po tuto dobu zařízení nic nevydělává a zároveň se o úroky zvyšuje dluh vůči bankovní instituci. Včasná doba stavby tak hraje důležitou roli, která může výrazně ovlivnit výslednou ekonomickou efektivitu celé investice.

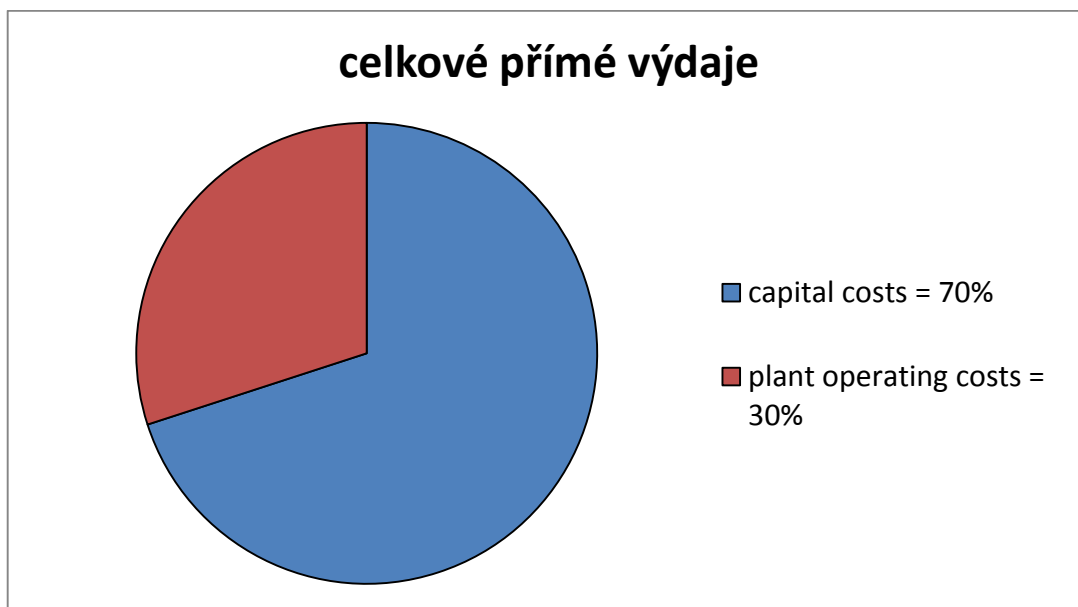
Ostatní složky výdajů jsou však naopak poměrně nízké a ve většině případů o mnoho nižší než u ostatních typů elektráren. To platí jak pro provozní výdaje (plant operating costs), tak i pro výdaje na přenos energie (system costs) a externí náklady.

3.2.2 Poměrné složení výdajů

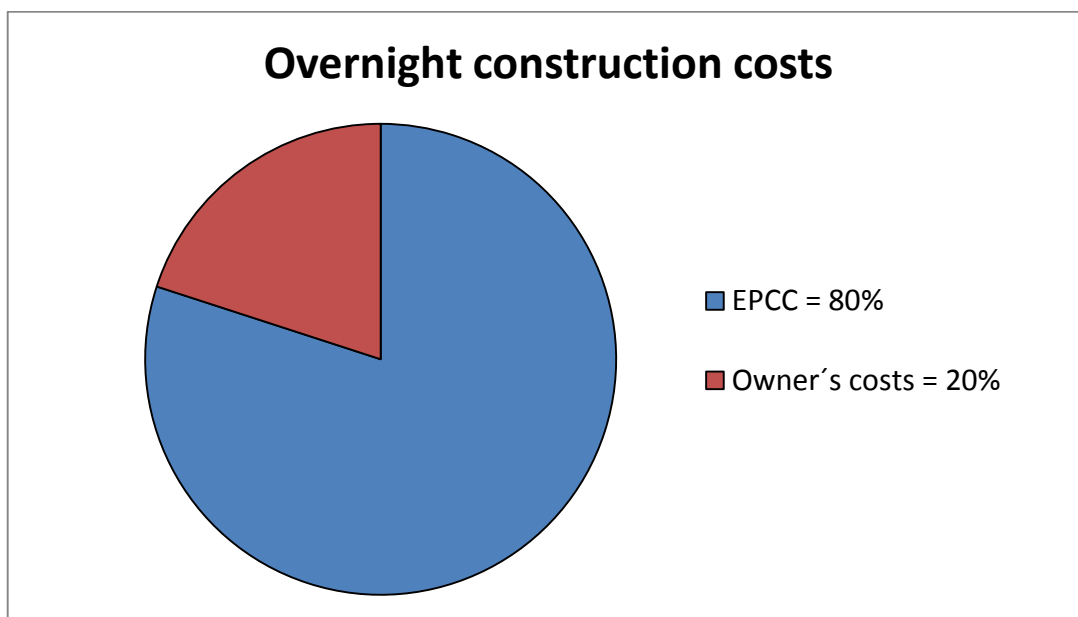
Řada studií uvádí, že vstupní kapitálové výdaje (capital costs) tvoří 60-85% celkových přímých investičních výdajů za celou dobu výstavby, provozu i likvidace elektrárny. Při zanedbání proměnné hodnoty peněz v průběhu výstavby a nahrazení capital costs zjednodušeným modelem overnight construction costs, připadá v rámci tohoto zjednodušení 15-20% na owner's costs a 80-85% na EPCC.

Na základě většiny zdrojů lze stanovit podíl provozních výdajů na celkových výdajích 17-40%. Z toho výdaje na provoz a údržbu (O&MC) 10-25%, palivové výdaje (full fuel cycle) 7-15% a výdaje na likvidaci 1-2%. Průběžně vytvářené rezervy na budoucí likvidaci elektrárny (decommissioning costs) sice představují v době jejich faktického uhrazení velkou sumu, nicméně vlivem rovnoměrného rozprostření této částky do nákladů v průběhu několika desítek let a také vlivem diskontování budoucí hodnoty peněz za takto dlouhé období tvoří tyto výdaje minimální část celkových výdajů. [D'HAESELEER, 2013]

Graf 1: Struktura celkových výdajů



Graf 2: Struktura overnight construction costs



3.2.3 Odhad měrných výdajů

Odhad skutečné výše výdajů u takto komplikovaného a nestandardizovaného projektu lze provést pouze s velkou nejistotou (většina zdrojů udává u každé cifry rozpětí desítek procent). Pro výstavbu jednoho nového bloku s novým typem reaktoru v již fungující elektrárně lze vycházet z následujících čísel.

Tabulka 1: Měrné výdaje jaderné elektrárny

druh výdajů/nákladů	střední hodnota	interval hodnot
capital costs	€ ₂₀₁₂ /kW	€ ₂₀₁₂ /kW
overnight construction	4250	[3400 ; 5525]
plant operating costs	€ ₂₀₁₂ /MWh	€ ₂₀₁₂ /MWh
full fuel-cycle	8	[5,25 ; 6,75]
front-end fuel-cycle	4,5	
back-end fuel-cycle	1,5	
long term storage	2	
operation and maintenance	10	[6,5 ; 13,5]
system costs	1,8	[1,5 ; 2,2]
external costs	3,5	
routine operation external	2,5	[1 ; 4]
external due to accidents	1	

[D'HAESELEER, 2013; EIA, 2013; EIA, 2014; IEA, 2010]

Poznámka: v případě external costs se nejedná o výdaje ale o náklady. V této i dalších tabulkách jsou uvedeny v kategorii výdajů pouze z důvodu grafické přehlednosti a možnosti bezprostředního porovnání.

3.3 Investice do uhelné elektrárny

3.3.1 Obecný charakter a poměrné složení výdajů

Poměrné zastoupení jednotlivých složek výdajů je odlišné od jaderné elektrárny. Počáteční investiční výdaje (capital costs) mají sice na celkových výdajích největší podíl, ale s menším rozdílem oproti ostatním složkám. Poměr EPCC a owner's costs v rámci OCC je obdobný jako u jaderné elektrárny, tedy zhruba 80-85% EPCC a 15-20% owner's costs.

Výdaje na provoz (plant operating costs) zde tvoří výrazně větší část vůči vstupním kapitálovým výdajům. Fixní výdaje na provoz jsou znatelně nižší oproti variabilním. Je to z důvodu vyšších výdajů za palivo a nákupu emisních povolenek. Emisní povolenka představuje právo na vypuštění jedné tuny ekvivalentu oxidu uhličitého do atmosféry. Nepokrývá se jimi tedy pouze vypouštění oxidu uhličitého, ale i jiných plynů, které jsou považovány za nežádoucí a jejichž vypouštění množství se podle příslušných vzorců přepočítává na odpovídající množství CO₂. Jak již bylo uvedeno v technickém popisu, uhelná elektrárna během svého provozu vypouští i jiné plyny, kterých se emisní povolenky týkají, nicméně oxid uhličitý tvoří drtivou většinu, proto se i výdaje na nákup povolenek často označují pouze carbon costs. Cena emisních povolenek je z dlouhodobého hlediska poměrně nejistá a je velmi obtížné spolehlivě předpovědět její budoucí vývoj.

[D'HAESELEER, 2013; EIA, 2013]

3.3.2 Odhad měrných výdajů

Uvedená čísla jsou opět zatížena značnou nejistotou. Pro výstavbu dvou nových bloků v již fungující elektrárně lze vycházet z následujících údajů.

Tabulka 2: Měrné výdaje uhelné elektrárny

druh výdajů/nákladů	střední hodnota	interval hodnot
capital costs	€ ₂₀₁₂ /kW	€ ₂₀₁₂ /kW
overnight construction	2625	[2285 ; 2964]
plant operating costs	€ ₂₀₁₂ /MWh	€ ₂₀₁₂ /MWh
operation and maintenance	5,5	
fuel	16	
carbon	6,1	
system costs	0,7	
external costs	40	

[D'HAESELEER, 2013; EIA, 2013; EIA, 2014; IEA, 2010]

3.4 Srovnání povahy obou investic

3.4.1 Pořizovací a provozní výdaje

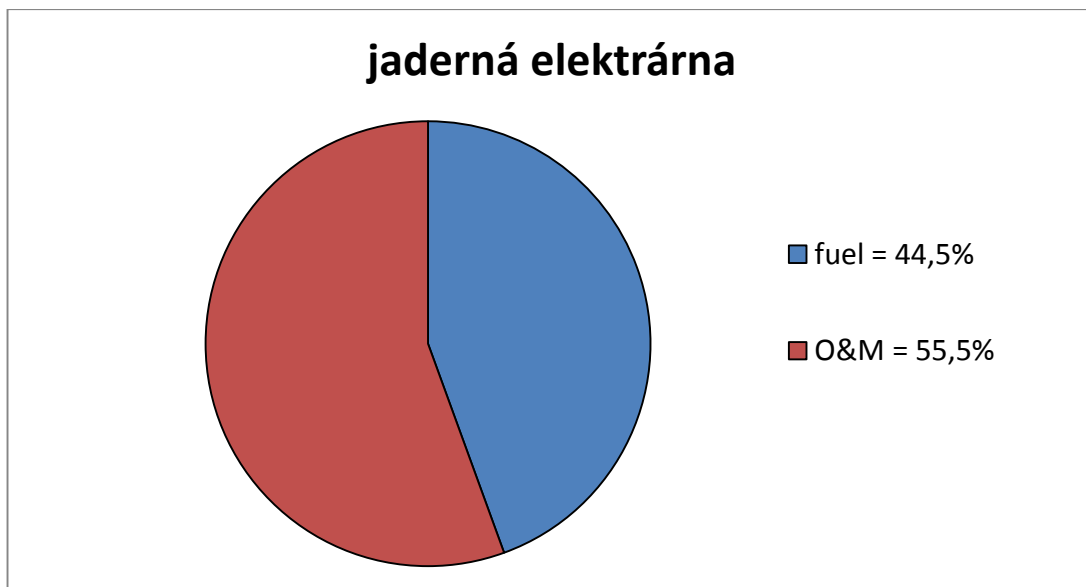
Pro jadernou elektrárnu jsou charakteristické vyšší „pořizovací“ výdaje (capital costs) než u uhelné elektrárny. Obě investice se také liší předpokládanou dobou výstavby o jeden rok. U rozšíření jaderné elektrárny tak budou počáteční kapitálové výdaje (OCC) vydány v průběhu 5 let a u rozšíření uhelné elektrárny během 4 let. Tyto odhadované doby výstavby je třeba považovat za ideální „papírové“ hodnoty a je otázka nakolik by je v praxi dokázal investor dodržet. Ve výpočtech předpokládám rovnoměrné vydávání investičních výdajů v průběhu výstavby.

Uhelná elektrárna má nižší fixní výdaje na provoz (operation and maintenance costs), což má více důvodů, mezi ty hlavní patří nižší nároky na kvalifikaci a množství personálu a nižší požadavky na bezpečnostní opatření. Na druhou stranu proměnné provozní výdaje (fuel a carbon costs) jsou znatelně vyšší než v případě jaderné elektrárny. Hlavní roli zde hraje především cena paliva a nákup emisních povolenek. Kromě nižší hodnoty je cena paliva do jaderné elektrárny také dlouhodobě stabilnější než cena za těžbu, dopravu a mletí uhlí. Souvisí to se skutečností, že cena surového uranu má poměrně nízký vliv na výslednou cenu paliva a v důsledku i na cenu produkované elektrické energie. Podle některých údajů při zdvojnásobení ceny surového uranu se cena hotového paliva zvýší přibližně o čtvrtinu a cena silové elektřiny o zhruba 9%. Naopak u dvojnásobné ceny uhlí by nárůst ceny energie z uhelné elektrárny činil až 31%. [*The Economics of Nuclear Power*, 2014 [online]. Dostupné z: www.world-nuclear.org]

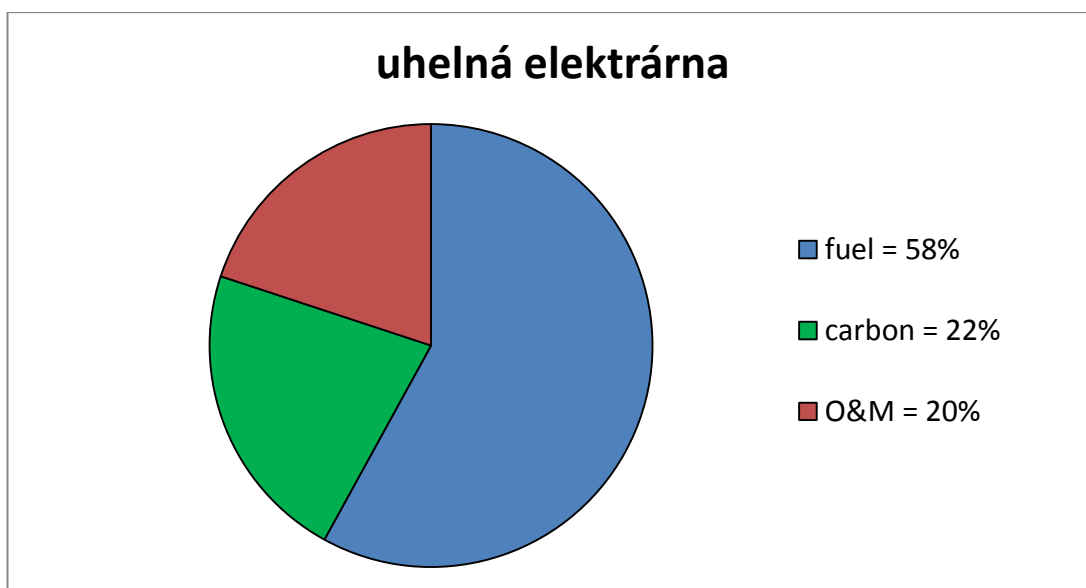
System costs jsou vyšší v případě jaderné elektrárny (ve výpočtech nejsou zahrnuty, jelikož je přímo nehradí investor)

Srovnání zastoupení jednotlivých složek výdajů v rámci plant operating costs obou typů zdrojů. Konkrétně fuel cycle costs, carbon costs a O&M costs. Decommissioning costs nejsou zobrazeny z důvodu svého nízkého podílu (okolo 1%).

Graf 3: Struktura provozních výdajů jaderné elektrárny



Graf 4: Struktura provozních výdajů uhelné elektrárny



Tabulka 3: Měrné výdaje obou investic

druh výdajů	jaderná elektrárna	uhelná elektrárna
capital costs	€ ₂₀₁₂ /kW	€ ₂₀₁₂ /kW
overnight construction	4250	2625
plant operating costs	€ ₂₀₁₂ /MWh	€ ₂₀₁₂ /MWh
fuel	8	16
carbon	0	6,1
operation and maintenance	10	5,5
system costs	1,8	0,7
external costs	3,5	40

[D'HAESELEER, 2013; EIA, 2013; EIA, 2014; IEA, 2010]

3.4.2 Externí náklady

Jak již bylo uvedeno v předchozích částech práce, problematika externích nákladů je velmi rozsáhlá a jednotlivá stanoviska v souvislosti s ní jsou obtížně doložitelná. Také platí, že pro soukromého investora není jejich výše tak důležitá jako přímé výdaje související s investicí. Proto nejsou externí náklady ve výpočtech zohledněny a jejich odhady jsou zde uvedeny spíše pro úplnost a zevrubný přehled. Informace z několika významných zdrojů uvádějí, že v případě jaderných elektráren jsou externí náklady v porovnání s capital a O&M costs velmi nízké (do 5% celkových investičních výdajů). Naopak u uhelných zdrojů dosahují zhruba stejné výše jako výdaje na pořízení a provoz a údržbu.

Zároveň platí, že i ve vzájemném porovnání externích nákladů vztažených na MWh energie dodávané do sítě je jejich hodnota u uhelných elektráren obecně vyšší než u jaderných.

[D'HAESELEER, 2013; *The Economics of Nuclear Power*, 2014 [online]. Dostupné z: www.world-nuclear.org]

Obrázek 6: Měrné externí náklady zdrojů energie

External costs	Coal & Lignite	Oil	Gas	Nuclear	Biomass	Solar PV	Wind
Austria			11-26		24-25		
Belgium	37-150		11-22	4-4.7			
Germany	30-55	51-78	12-23	4.4-7	28-29	1.4-3.3	0.5-0.6
Denmark	35-65		15-30		12-14		0.9-1.6
Spain	48-77		11-22		29-52		1.8-1.9
Finland	20-44				8-11		
France	69-99	84-109	24-35	2.5	6-7		
Greece	46-84	26-48	7-13		1-8		2.4-2.6
Ireland	59-84						
Italy		34-56	15-27				
Netherlands	28-42		5-19	7.4	4-5		
Norway			8-19		2.4		0.5-2.5
Portugal	42-67		8-21		14-18		
Sweden	18-42				2.7-3		
UK	42-67	29-47	11-22	2.4-2.7	5.3-5.7		1.3-1.5
Generat Cost	32-50	49-52	26-35	34-59	34-43	512-853	67-72

Figure 7.6. RS: External and direct costs of electricity generation in the EU in €/MWh. Reference [NEA, 2003], Table 3.6 p 37.¹⁵⁹ [D'HAESELEER, 2013, s. 133]

V uvedené tabulce sice nejsou údaje přímo přiřazené České republice, nicméně lze předpokládat, že data v položce Německo mají dostatečnou vypovídající hodnotu i pro česká zařízení. Hodnoty z tabulky naznačují, že externí náklady uhelných elektráren jsou 5-10krát vyšší než jaderných.

V případě uhelných zdrojů je ještě třeba zmínit, že skrze nákup emisních povolenek dochází k částečné internalizaci externích nákladů. Ostatní vlivy, kterých se přímo netýkají emise (např. degradace krajiny vlivem těžby), jsou však i přesto vyčísleny na poměrně vysoké hodnoty uvedené výše.

3.4.3 Odhad reálné výše výdajů

Se zohledněním výchozích podmínek uvedených na začátku práce lze provést několik základních odhadů skutečné výše výdajů. Pro přehlednost následuje stručné shrnutí a přehled relevantních předpokladů pro výpočty.

Koeficient využití (někdy také faktor zatížení) je roven 85%, což lze v případě jaderné elektrárny považovat za spíše konzervativní odhad. Kromě tohoto koeficientu je průměrná délka ročního provozu snížena o plánované i neplánované odstávky. V případě jaderné elektrárny odhaduji jednou za 18 měsíců plánovanou 30-tidenní odstávku po skončení kampaně reaktoru, což odpovídá průměrně 20 dnům ročně bez výroby. Toto číslo jsem navýšil na průměr 25 dní ročně bez provozu. Toto navýšení má pokrýt případné neplánované odstávky, které se mohou v průběhu let vyskytnout např. vlivem poruch důležitých komponent. U nadkritických uhelných bloků předpokládám stejnou průměrnou délku odstávek především z důvodu údržby, kontroly a případných poruch.

Tabulka 4: Relevantní údaje pro výpočty

	jaderná elektrárna	uhelná elektrárna
typ zdroje bloku	tlakovodní reaktor VVER 1200	průtočný práškový kotel
počet bloků	1	2
celkový instalovaný výkon	1200 MWe	1200 MWe
koeficient využití	85%	85%
emise CO ₂	0 t/MWh	0,822 t/MWh
megawatthodiny za rok	8 323 200	8 323 200
životnost	60 let	40 let

Tabulka uvedená níže obsahuje odhad vstupních investičních výdajů. Střední hodnoty pro měrné OCC z předešlých tabulek (4250 €₂₀₁₂/kWe a 2625 €₂₀₁₂/kWe) vynásobím instalovaným výkonem 1200 MWe a dostanu následující hodnoty. Pro dosažení do dalších výpočtů je třeba tyto hodnoty ještě upravit v souvislosti s odhadovaným vývojem cen do prvního roku výstavby (2020, resp. 2021) a rozdělit do jednotlivých let, kdy bude rozšiřování elektráren probíhat.

Tabulka 5: Reálné vstupní výdaje

	jaderná elektrárna	uhelná elektrárna
overnight construction	5 100 000 000 € ₂₀₁₂	3 150 000 000 € ₂₀₁₂

Co se týče prvotních investičních výdajů, z tabulky vyplývá, že částka potřebná k rozšíření uhelné elektrárny činí zhruba 60% odhadované sumy na rozšíření jaderné elektrárny.

V níže uvedené tabulce jsou odhady výdajů na provoz elektrárny během prvního roku jejího provozu. Hodnoty slouží především pro vzájemné porovnání, proto jsou uvedeny bez zohlednění časové ceny peněz. Vzájemný poměr by i po diskontování zůstal stejný.

Použiji střední hodnoty jednotlivých položek provozních výdajů z předešlých tabulek (vyjádřené v €₂₀₁₂/MWh) a vynásobím je počtem vyrobených megawatthodin za rok, tedy 8 323 200 MWh.

Tabulka 6: Reálné provozní výdaje

druh výdajů	jaderná elektrárna	uhelná elektrárna
fuel	66 585 600 € ₂₀₁₂	133 171 200 € ₂₀₁₂
carbon	0 € ₂₀₁₂	50 674 786 € ₂₀₁₂
O&M	83 232 000 € ₂₀₁₂	45 777 600 € ₂₀₁₂
celkem	149 817 600 € ₂₀₁₂	229 623 586 € ₂₀₁₂

Z tabulky lze vyčíst, že roční palivové výdaje uhelné elektrárny jsou oproti jaderné elektrárně dvojnásobné. Uhlenná elektrárna musí navíc vydat nezanedbatelnou částku na nákup

emisních povolenek (tato částka se navíc bude v budoucnu pravděpodobně zvyšovat v důsledku očekávaného zvýšení ceny emisních povolenek). Celkové variabilní výdaje na provoz uhelné elektrárny jsou tedy téměř trojnásobné oproti proměnným výdajům elektrárny jaderné. Fixní provozní výdaje jsou naopak v případě uhelné elektrárny výrazně nižší ve srovnání s jadernou elektrárnou.

4 Tržní uplatnění elektrické energie

4.1 Vznik energetického trhu ČR

Volný trh s elektrickou energií nemá v České republice dlouhou historii. Liberalizace trhu probíhala v několika etapách od roku 2002 do roku 2006. Toto uvolňování trhu bylo řízeno Energetickým zákonem (č. 458/2000 Sb.) vydaným v roce 2000, který implementoval do české legislativy obsah příslušné směrnice EU o společných pravidlech vnitřního trhu s elektřinou. Od dokončení tohoto procesu (od 1. 1. 2006) je trh otevřen pro všechny odběratele elektrické energie na všech hladinách napětí.

V červenci 2007 zahájila činnost Pražská energetická burza PXE. Až do jejího otevření probíhal obchod pouze formou bilaterálních smluv mezi jednotlivými účastníky, což znamenalo, že většina cenotvorných informací zůstávala veřejnosti skryta. Dodavatelé konečných zákazníků si obstarávali většinu elektrické energie prostřednictvím aukcí. V říjnu 2008 bylo obchodování v rámci burzy rozšířeno o elektrickou energii na Slovensku a v březnu 2009 i v Maďarsku. V současné době lze tak na PXE obchodovat s energií s místem dodání v České republice, Slovensku a Maďarsku. Objem spotových obchodů byl od zahájení činnosti burzy výrazně nižší než forwardových kontraktů a jeho podíl postupně více klesal. Od roku 2012 již nejsou spotové transakce vypisovány.

4.2 Princip a účastníci energetického trhu

Obecně se dá říci, že na trhu s elektrickou energií působí následující subjekty: výrobci (provozovatelé elektráren), provozovatel přenosové soustavy (ČEPS, a.s.), provozovatelé distribučních soustav, burza (PXE), obchodníci s energiemi, koncoví zákazníci (koneční spotřebitelé energie) a operátor trhu (OTE, a.s.). Všichni tito účastníci se podílejí svými mechanismy na utváření výsledné ceny. Tento trh je však nutné rozlišovat na velkoobchodní a maloobchodní. Na maloobchodním trhu se mnohem více uplatňují obchodníci s elektřinou a naprostou většinu zákazníků tvoří domácnosti. O velkoobchodním trhu se dá říct, že se jedná v podstatě o klasický komoditní trh, kde působí mnoho účastníků včetně spekulantů. Obchodují se jak spotové, tak i termínové kontrakty, což umožňuje kromě spekulací i zajištění se před nepříznivým vývojem ceny do budoucna, a tedy omezení rizika. Jako ve většině odvětví i zde platí, že velkoobchodní trh určuje výchozí ceny a maloobchodní trh na ně následně pouze reaguje. Vzhledem k této skutečnosti a tématu této práce je mnohem důležitější brát v úvahu situaci na velkoobchodním trhu. Následující informace se tudíž budou týkat především trhu velkoobchodního a specifika pro maloobchodní trh budou v úvahách a výpočtech zanedbána.

4.3 Charakteristika energetického trhu

Obchodování s elektrickou energií a její stabilní dodávání mají obecně určitá specifika. Základním znakem je minimální přímá skladovatelnost elektrické energie, která vyžaduje neustálou rovnováhu mezi její výrobou a spotřebou (nebo jinak také nabídkou a poptávkou). Dalšími faktory, které mohou ovlivnit cenu a obchodování elektřiny jsou přírodní podmínky, roční doba a počasí. Přírodní podmínky jako například nadmořská výška, vzdálenost od pobřeží, dostupné primární energetické suroviny apod. ovlivňují výchozí skladbu zdrojů v dané lokalitě a následně tedy i dlouhodobou cenu na trhu. Roční období a počasí ovlivňují především spotřebu energie a v některých případech i její přenos a distribuci, což se také může projevit ve změně ceny.

Česká energetická přenosová soustava a tudíž i český energetický trh jsou propojeny se svými evropskými protějšky. Proto nelze na tento trh nahlížet jako na uzavřené a nezávislé prostředí, kde probíhají pouze vnitrostátní obchody, ale jako na součást většího celku. Nelze

zatím zcela mluvit o jednotném celoevropském trhu, i když hlavní idea k tomuto cíli směřuje. Evropský energetický trh se postupně integruje, nicméně stále zůstává regionálně rozdělen. Důsledkem této integrace by měla být vyšší bezpečnost dodávek energie a také vzrůst konkurence na mezinárodní úrovni, což by mělo vést k poklesu ceny. V cestě úplnému sjednocení stojí hlavně „úzká hrdla“ při propojování jednotlivých sítí. Jedná se o klíčové části přenosových soustav s nedostatečnou kapacitou pro uspokojivé mezinárodní propojení. V Evropě tak lze stále mluvit o několika regionálních trzích. Trh lze například rozdělit na Velkou Británii, Skandinávii, střední Evropu, východní Evropu, Pyrenejský poloostrov, Balkán atd. A právě středoevropský energetický trh lze chápat jako jakýsi nadřazený systém, do něhož ten český patří. V rámci tohoto trhu je jeho největší částí s velkým náskokem Německo a proto platí, že pro celou střední Evropu je referenční vývoj a cena v Německu. Německý trh se tedy dá brát jako určitý benchmark, od něhož se s větší nebo menší odchylkou odvíjí i situace na českém trhu.

4.4 Cena elektrické energie

Další skutečnost, kterou je třeba brát v souvislosti s obchodem s elektrickou energií v úvahu je, že výraz „cena elektřiny“ může být značně zavádějící. V rámci trhu totiž rozlišujeme více druhů cen, především podle doby dodávky. Základní rozdělení lze provést na spotovou a forwardovou cenu. Spotová cena se týká (až na výjimky) okamžité dodávky energie, zatímco forwardová cena se vztahuje na budoucí dodávání. V obou případech se mohou ceny od sebe dále lišit podle toho, zda se jedná o dodávku energie v rámci „baseload“ nebo „peakload“ a zda jde o cenu hodinovou nebo blokovou. Baseload značí základní pásmo proměnlivého denního odběru energie a peakload pásmo zvýšených dočasných odběrů (vysvětleno dále). Hodinová cena se týká konstantní dodávky energie po dobu jedné hodiny a bloková cena přísluší souvislé dodávce po dobu více hodin.

Trh s elektrickou energií lze také podobně jako jednotlivé ceny rozdělit na více částí. Základním rozdělením se rozliší krátkodobý trh (spotová cena) a dlouhodobý trh (forwardová cena). Krátkodobý trh je možno dále rozlišit na denní, vnitrodenní, blokový a regulační.

S ohledem na charakter porovnávaných zdrojů v této práci (vysvětleno dále) je třeba brát v úvahu především dlouhodobý trh a forwardovou baseload cenu energie.

Při pohledu na vývoj forwardové baseload ceny od roku 2007 až do současnosti (2015) je jasně patrné, jak dokáže být její hodnota v průběhu let nestálá a jak těžké tedy je spolehlivě odhadovat ekonomický přínos dlouhodobých projektů v energetice. V roce 2007 po zahájení činnosti PXE cena stoupala z hodnot mírně převyšujících 50 €/MWh až k 60 €/MWh. Během první poloviny roku 2008 cena stále rostla až k hodnotě 90 €/MWh, poté však v důsledku projevů hospodářské krize začala cena dlouhodobě klesat. Tento a následný vývoj je viditelný na níže uvedeném grafu. Na konci roku 2008 už byla cena opět pod 60 €/MWh a její hodnota se během roku 2009 postupně dále snižovala až k 40 €/MWh. Během let 2010 a 2011 se pokles zastavil a cena se pohybovala okolo 50 €/MWh. V roce 2012 však nastalo další pozvolné snižování ceny, které trvá až do současnosti. V průběhu roku 2013 klesla cena pod 40 €/MWh a nyní na začátku roku 2015 se nachází v rozmezí 30-35 €/MWh.

Obrázek 7: Vývoj baseload ceny elektrické energie



[Elektřina, 2015 [online]. Dostupné z: www.kurzy.cz]

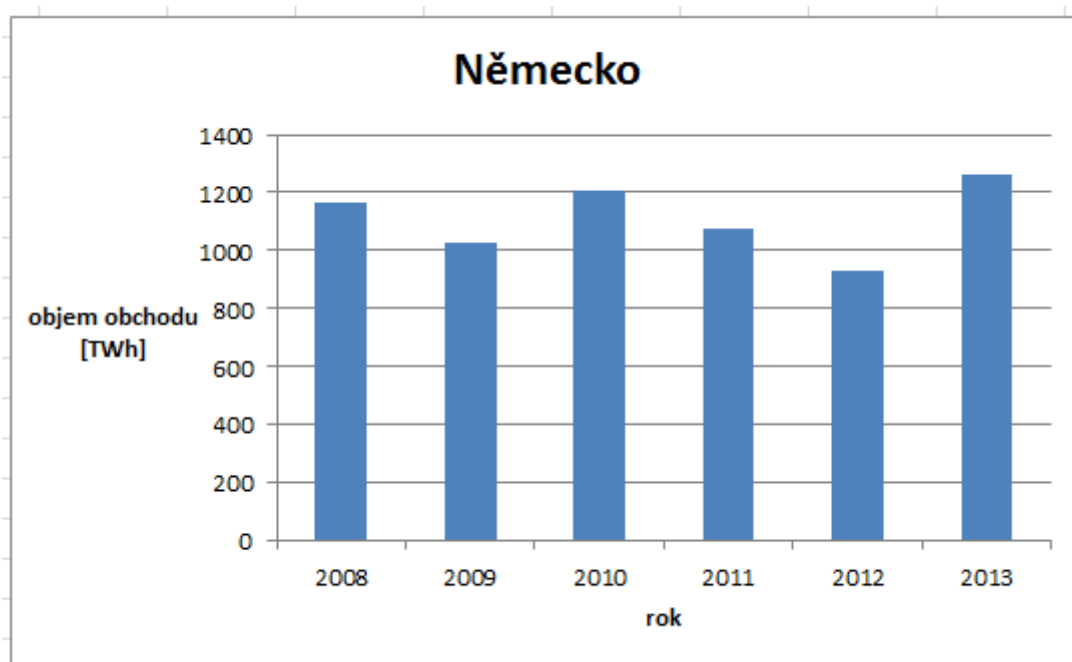
4.5 Objem obchodované energie

Z oficiálních dat zveřejněných českou PXE a německou EEX jsem sestavil následující tabulku a grafy popisující změny objemu obchodované elektrické energie v rámci baseload v průběhu posledních let.

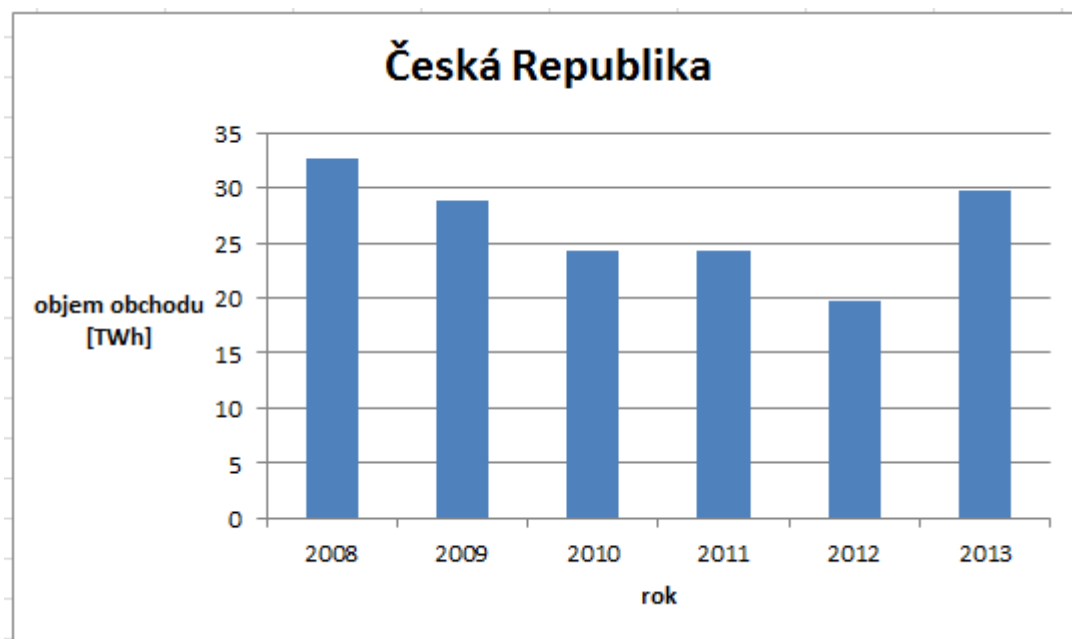
Tabulka 7: Vývoj objemu obchodu elektrické energie

rok	objem obchodované energie [TWh]		bazický index vůči roku 2008 [%]	
	ČR	Německo	ČR	Německo
2008	32,7	1165	100,0	100,0
2009	28,9	1025	88,4	88,0
2010	24,3	1208	74,3	103,7
2011	24,3	1075	74,3	92,3
2012	19,8	931	60,6	79,9
2013	29,7	1264	90,8	108,5

Graf 5: Vývoj objemu obchodu s elektrickou energií v Německu



Graf 6: Vývoj objemu obchodu s elektrickou energií v ČR



Z uvedených hodnot lze vypočítat několik podobností mezi vývojem na českém a německém trhu. Až na rozdílný stav v roce 2010, kdy se v Německu na rozdíl od ČR objem obchodu dočasně zvýšil, je průběh grafů podobný. Na obou trzích došlo k průměrnému ročnímu minimu baseload obchodu v roce 2012 a naopak v následujícím roce 2013 byl jeho objem za poslední roky maximální. V případě Německa však již došlo dokonce k překonání hodnot z posledního částečně „předkrizového“ roku 2008, zatímco český trh se jim zatím přiblížil zhruba z 90%.

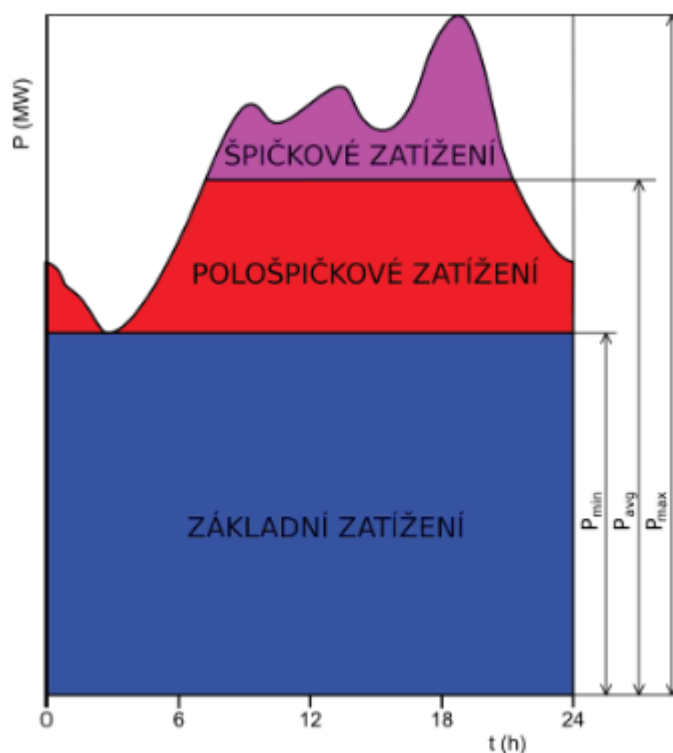
4.6 Vývoj poptávky v rámci dne

Pro znázornění výše odběru elektrické energie během dne se nejčastěji používá tzv. denní diagram zatížení. Lze z něj vyčíst, že pod určitou hodnotu spotřeba (poptávka) nikdy neklesá a je tedy třeba do soustavy neustále dodávat odpovídající výkon. Této oblasti diagramu se říká základní pásmo zatížení neboli baseload. Současně je však patrné, že křivka odběru má během dne několik výkyvů (peakload), které mnohdy hodnoty základního pásma výrazně převyšují. Pro pokrytí tohoto krátkodobého zvýšeného zatížení je třeba dodat vyšší výkon, aby byla zachována rovnováha mezi spotřebou a výrobou. Tento výkon lze získat zvýšením výkonu zdrojů, které jsou již v provozu, nasazením dalších zdrojů do provozu nebo importem energie ze zahraničí přes přenosovou soustavu.

Z obecně platných tržních principů vyplývá, že s rostoucí poptávkou roste i cena dané komodity. V případě elektrické energie, lze tedy tvrdit, že peakload cena je vyšší než cena pro baseload.

Následující obrázek popisuje jednotlivé úrovně zatížení a jejich vývoj během dne.

Obrázek 8: Denní diagram zatížení



[Úvod do elektroenergetiky Podklady 1, 2013, s. 24 [online]. Dostupné z: www.powerwiki.cz]

4.7 Využití zdrojů v závislosti na ceně energie

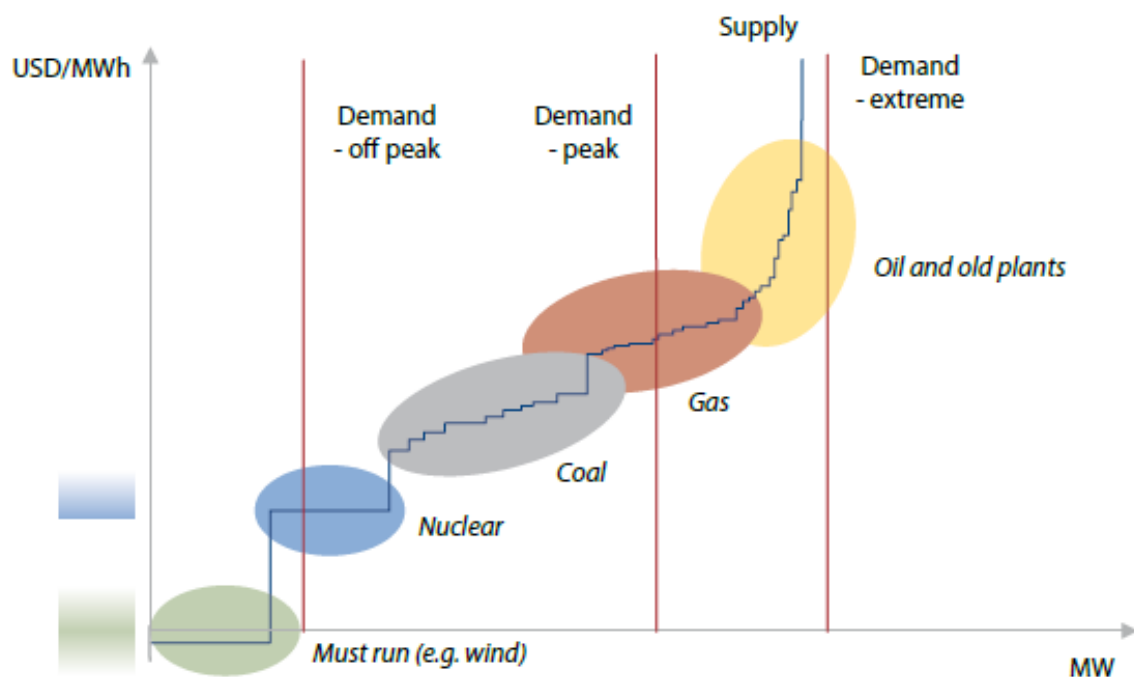
Skladba zdrojů energie v České republice zahrnuje poměrně široké spektrum odlišných typů, které se mezi sebou liší mimo jiné fixními a variabilními výrobními náklady a rychlostí reakce na požadovanou změnu výkonu. Právě tyto parametry rozhodují o tom, jakou roli zastává daný typ zdroje v pokrývání denní spotřeby.

Pro pokrývání základního zatížení se využívají především zdroje s velkým instalovaným výkonem a nízkými výrobními náklady, které jsou schopny dodávat stabilně a levně značný výkon. Do této skupiny patří především jaderné a uhelné elektrárny, doplněné vodními průtočnými elektrárnami. Pro pokrytí peakload (špičkového a pološpičkového zatížení) se dají využít i zdroje s vyššími variabilními výrobními náklady, neboť cena energie

je obecně vyšší. Mezi tyto zdroje patří paroplynové a plynové elektrárny a akumulční a přečerpávací vodní elektrárny. Výhodou těchto zdrojů je rychlá reakce na změny výkonu, která umožňuje růst a pokles výroby v celém rozsahu instalovaného výkonu během několika minut. Obnovitelné zdroje energie (především fotovoltaické a větrné elektrárny) nemají v rámci tohoto rozdělení pevně přiřazené místo, neboť jejich výroba závisí na momentálním počasí a výkup jejich energie je ze zákona povinně upřednostňován nezávisle na výši zatížení.

Rozložení zdrojů na nabídkové funkce ilustruje následující graf, ze kterého je patrné, že s rostoucí poptávkou po energii roste její cena a na trhu se uplatňují i elektrárny s vyššími variabilními provozními náklady.

Obrázek 9: Nabídková funkce zdrojů energie



[IEA, 2010, s. 170]

4.8 Porovnání uhelného a jaderného zdroje

Jak již bylo zmíněno výše, obecně platí, že uhelné i jaderné elektrárny jsou konstruované jako jednotky s vysokým výkonem, který jsou schopny dodávat nepřetržitě, stabilně a poměrně levně, a slouží tedy především k pokrytí základního zatížení. Z odhadů provedených v minulé kapitole vyplývá, že jaderná elektrárna má oproti uhelné znatelně nižší variabilní provozní náklady. Ve většině případů také platí, že uhelná elektrárna dokáže rychleji reagovat na změny zatížení než jaderná. Tyto dvě skutečnosti naznačují, že ve vzájemném porovnání se jeví jako vhodnější pro případný peakload provoz uhelná elektrárna. Ten by se mohl stát reálnou variantou například v případě výrazného zvýšení cen emisních povolenek, které by ještě více zvýšily variabilní provozní náklady uhelných bloků. V takovém případě by se mohlo teoreticky stát, že i pro provozovatele těchto zařízení by začalo být ekonomicky výhodnější nabízet vyrobenou energii pouze v časech špičkového zatížení. To by se však týkalo spíše zdrojů s menším instalovaným výkonem, než jaký mají předpokládané nadkritické bloky, které jsou předmětem této práce. Nadále tedy platí, že obě uvažované elektrárny budou provozovány za účelem pokrytí základního zatížení, tedy v pokud možno nepřetržitém provozu s maximálním možným koeficientem využití.

Tyto skutečnosti potvrzuje i níže uvedená tabulka. Z ní vyplývá, že uhelné a jaderné elektrárny regulují svůj okamžitý výkon v porovnání s jinými zdroji (zde pro srovnání plynová a paroplynová elektrárna) pomalu a nejsou vhodné pro vykrývání rychlých změn spotřeby. Ve vzájemném srovnání platí, že uhelná elektrárna je většinou schopná o něco rychlejší regulace než jaderná.

Obrázek 10: Dosažitelné změny výkonu zdrojů energie

	Start-up time	Maximal change in 30 sec	Maximum ramp rate (%/min)
Open cycle gas turbine (OCGT)	10-20 min	20-30%	20%/min
Combined cycle gas turbine (CCGT)	30-60 min	10-20%	5-10%/min
Coal plant	1-10 hours	5-10%	1-5%/min
Nuclear power plant	2 hours - 2 days	up to 5%	1-5%/min

Source: EC JRC, 2010 and NEA, 2011.

Figure 9.1: Comparison of relative load-following capability of a set of dispatchable plants. Taken from [NEA, 2012a], Table 3.2.

The sources indicated are our mentioned references [JRC, 2010a] and [NEA, 2011].

[D'HAESLEER, 2013, s. 163]

4.9 Odhady pro výpočty

4.9.1 Odhad budoucí ceny emisních povolenek

Jak již bylo v předchozích částech práce zmíněno, spolehlivý odhad vývoje ceny emisních povolenek je prakticky nemožný. Částečně ji ovlivní na straně poptávky budoucí průmyslová výroba a skladba energetických zdrojů, nicméně hlavní vliv bude mít na straně nabídky jejich množství uvolněné do oběhu na základě rozhodnutí příslušných orgánů Evropské unie.

V současné době probíhá třetí etapa obchodování s povolenkami (od roku 2013 do roku 2020), která oproti dvěma předchozím zavedla několik změn. Pravděpodobně nejdůležitější z nich je, že limit uvolněných povolenek je nyní pevně určen nařízením EU a ne rozhodnutím členských států jako dříve. Tento limit se každý rok zmenšuje o 1,74%. Z obecných tržních principů vyplývá, že při poklesu nabídky cena komodity roste. Cena povolenek by tak měla postupně růst a čím dál více motivovat do modernizace zařízení za účelem snížení produkce emisí. Během této třetí fáze je část povolenek stále ještě přidělována zdarma (teoreticky) v rámci tzv. derogací. Bezplatné přidělení povolenek je ovšem podmíněno doloženými investicemi do modernizace provozovaných zařízení, takže o přívlastku „zdarma“ se dá polemizovat. Systém derogací má zmírnit ekonomické dopady zavedení povinného nákupu povolenek a umožnit provozovatelům příslušných zdrojů postupné přizpůsobení se a přípravu na příští fáze obchodování.

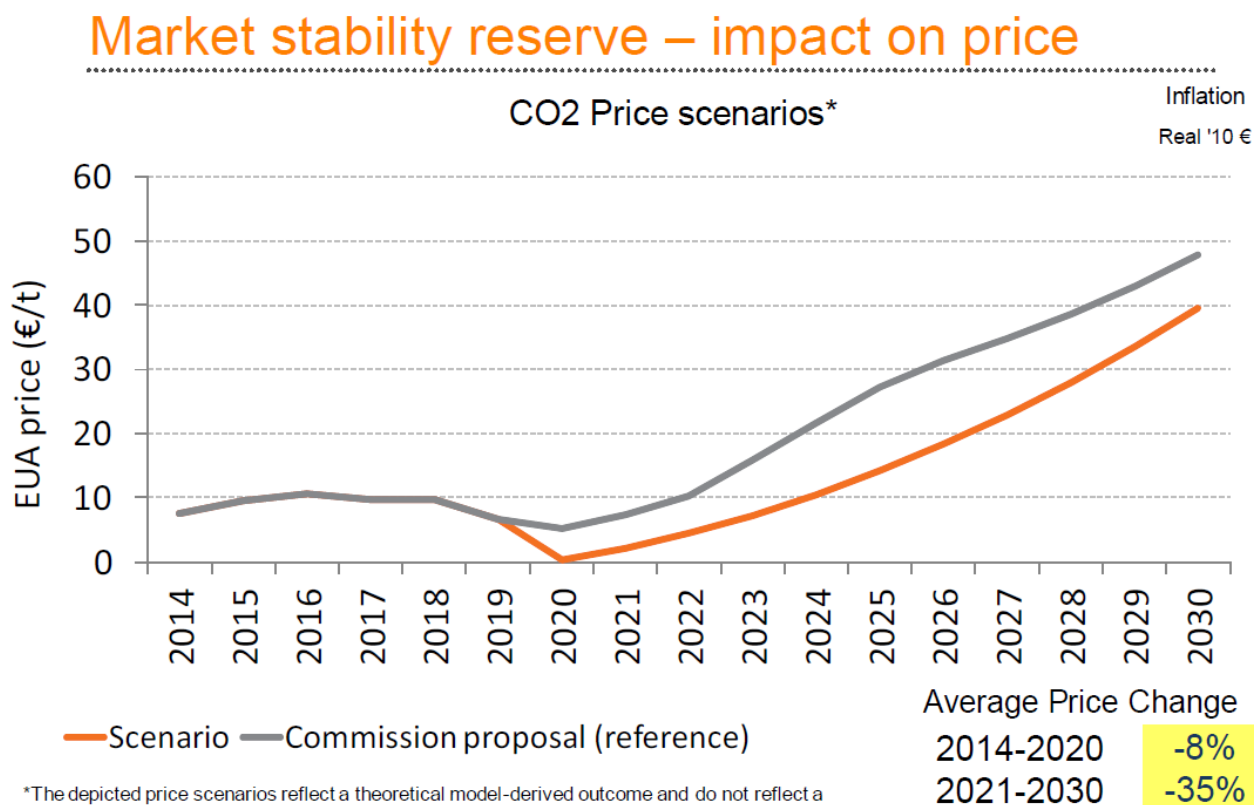
V roce 2021 má začít čtvrtá fáze obchodování s emisními povolenkami a zatím není definitivně rozhodnuto o tom, jak velký objem povolenek uvolní orgány EU do oběhu. Z vnitřních dohod a tendencí EU o postupném snižování nežádoucích emisí v odvětví průmyslu a energetiky však vyplývá, že objem povolenek se bude v dalším období každý rok snižovat rychleji, než tomu bylo doposud. K tomuto odhadu přispívá také skutečnost, že současná cena povolenek je nižší než se původně předpokládalo (stručně vysvětleno v úvodní kapitole) a jejich motivační efekt zatím není tak výrazný. Prozatímní návrhy vypovídají o trvání čtvrté etapy v letech 2021-2030 a ročním poklesu objemu vydaných povolenek o 2,2%. Tento scénář by měl údajně zajistit splnění jednoho z ekologických cílů EU na snížení produkce nežádoucích emisí v roce 2030 na úroveň 40% oproti roku 1990. [The EU emissions trading system, 2015 [online]. Dostupné z: www.ec.europa.eu]

O tom, jak bude vypadat obchodování s emisními povolenkami po roce 2030, se dá v současné době jenom spekulovat. Dá se vycházet z předpokladů, že jejich množství bude pravděpodobně nadále klesat a jejich cena tím pádem růst.

Pro vzájemné porovnání ekonomické efektivity budoucích uhelných a jaderných zdrojů je však cena povolenek jedním z klíčových parametrů, neboť v případě uhelné elektrárny již teď tvoří nezanedbatelnou část provozních výdajů a jejich podíl bude v budoucnu pravděpodobně ještě růst. Proto jsem se rozhodl na základě přibližných odhadů z dostupných zdrojů sestavit 3 hlavní scénáře budoucího vývoje ceny povolenek a demonstrovat tak alespoň vliv jejich ceny na výsledná kritéria hodnocení efektivity investic. Varianta A předpokládá nejnižší růst cen povolenek, varianta B střední růst a varianta C nejvyšší nárůst ceny. Dostupné zdroje se svými odhady končí v roce 2030, výjimečně v roce 2040. Vzhledem k tomu, že provoz porovnávané uhelné elektrárny má probíhat v letech 2025-2065, pokrývají tyto odborné odhady pouze začátek tohoto období. Neodvážuji se nicméně tyto odborně odhadované vývoje ceny nijak extrapolovat a pouštět se do vlastních předpovědí pro několik desetiletí vzdálené období. Od roku 2040 jsem tudíž ponechal již konstantní hodnotu, což považuji za vhodné řešení ze dvou důvodů. Za prvé, přesnost dalšího odhadu by byla zatížena velkou nejistotou a za druhé, změny ceny v tomto konečném období provozu již mají na výsledek počítaných kritérií poměrně malý vliv vzhledem k působení diskontu.

Jako jeden z výchozích zdrojů jsem použil následující odhad. Jedná se propočet ceny emisních povolenek, pokud bude schválen současný návrh opatření předložený Evropské komisi. Předmětem návrhu je hlavně výše MSR (market stability reserve), která má zajistit, že problém s nadbytkem emisních povolenek v současné třetí fázi se nepřesune i do další čtvrté fáze.

Obrázek 11: Odhad vlivu MSR na budoucí cenu emisních povolenek



[FERDINAND, Marcus, 2014, s. 8. *The MSR: Impact on balance nad prices*. Dostupné z: www.pointcarbon.com]

Šedá křivka popisuje vývoj ceny při použití MSR a oranžová křivka vývoj ceny bez opatření MSR (tedy postupného samovolného zmenšování až zániku současného nadbytku povolenek vlivem každoročního snižování uvolňovaného objemu). Oba scénáře předpokládají současnou nízkou cenu až do první poloviny 20. let, poté však předpovídají zvyšování ceny na úroveň minimálně 40 €/tCO₂ okolo roku 2030.

Další zdroj, který jsem využil při svých odhadech, je předpověď vývoje ceny povolenek pro USA. I když se jedná o oddělený trh od evropského, je pravděpodobné, že změny ceny budou v obou regionech podobné. V tabulce jsou uvedeny tři základní scénáře budoucího vývoje ceny do roku 2040.

Obrázek 12: Odhad vývoje ceny emisních povolenek v USA

Table ES-1: Synapse 2012 CO₂ allowance price projections (2012 dollars per ton CO₂)

Year	Low Case	Mid Case	High Case
2020	\$15.00	\$20.00	\$30.00
2021	\$16.00	\$22.25	\$34.00
2022	\$17.00	\$24.50	\$38.00
2023	\$18.00	\$26.75	\$42.00
2024	\$19.00	\$29.00	\$46.00
2025	\$20.00	\$31.25	\$50.00
2026	\$21.00	\$33.50	\$54.00
2027	\$22.00	\$35.75	\$58.00
2028	\$23.00	\$38.00	\$62.00
2029	\$24.00	\$40.25	\$66.00
2030	\$25.00	\$42.50	\$70.00
2031	\$26.00	\$44.75	\$72.00
2032	\$27.00	\$47.00	\$74.00
2033	\$28.00	\$49.25	\$76.00
2034	\$29.00	\$51.50	\$78.00
2035	\$30.00	\$53.75	\$80.00
2036	\$31.00	\$56.00	\$82.00
2037	\$32.00	\$58.25	\$84.00
2038	\$33.00	\$60.50	\$86.00
2039	\$34.00	\$62.75	\$88.00
2040	\$35.00	\$65.00	\$90.00
Levelized	\$23.24	\$38.54	\$59.38

[WILSON, Rachel, Patrick Luckow a kol., 2012, s. 4. *2012 Carbon Dioxide Price Forecast*. Dostupné z: www.synapse-energy.com]

Vzhledem k nejasnému vzájemnému kurzu mezi USD a EUR v budoucnu jsem nevycházel přímo velikosti ceny, ale z jejího tempa růstu, o kterém se domnívám, že se nebude příliš lišit. Průměrná meziroční tempa růstu pro uvedené 3 varianty měla následující hodnoty:

Low Case: $T = 0,206$

Mid Case: $T = 0,280$

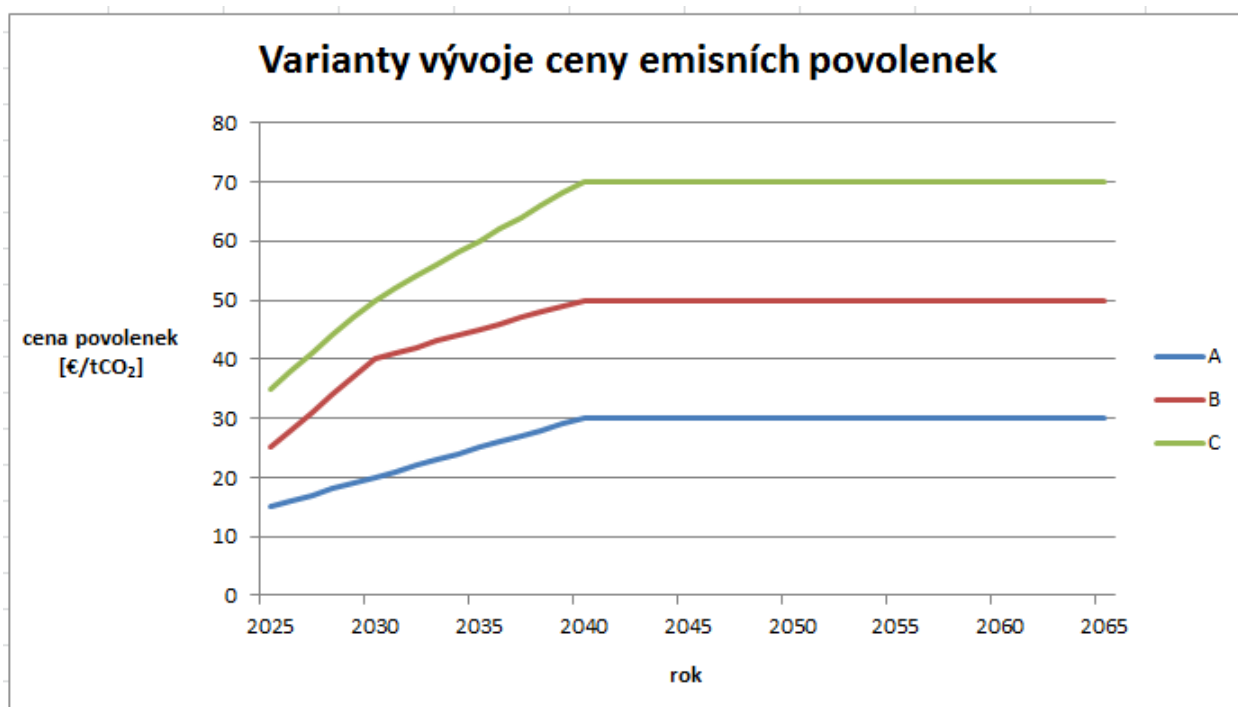
High Case: $T = 0,216$

Průměrná cena emisních povolenek v České republice v roce 2012 činila 7,4 €/tCO₂. Následující tabulka zobrazuje mé odhady 3 možných scénářů jejího vývoje v dalších letech.

Tabulka 8: Mnou sestavené scénáře vývoje ceny emisních povolenek

rok	cena povolenky [€/tCO ₂]		
	A	B	C
2025	15	25	35
2026	16	28	38
2027	17	31	41
2028	18	34	44
2029	19	37	47
2030	20	40	50
2031	21	41	52
2032	22	42	54
2033	23	43	56
2034	24	44	58
2035	25	45	60
2036	26	46	62
2037	27	47	64
2038	28	48	66
2039	29	49	68
2040	30	50	70
2040+	30	50	70
2065	30	50	70

Graf 7: Mnou sestavené scénáře vývoje ceny emisních povolenek

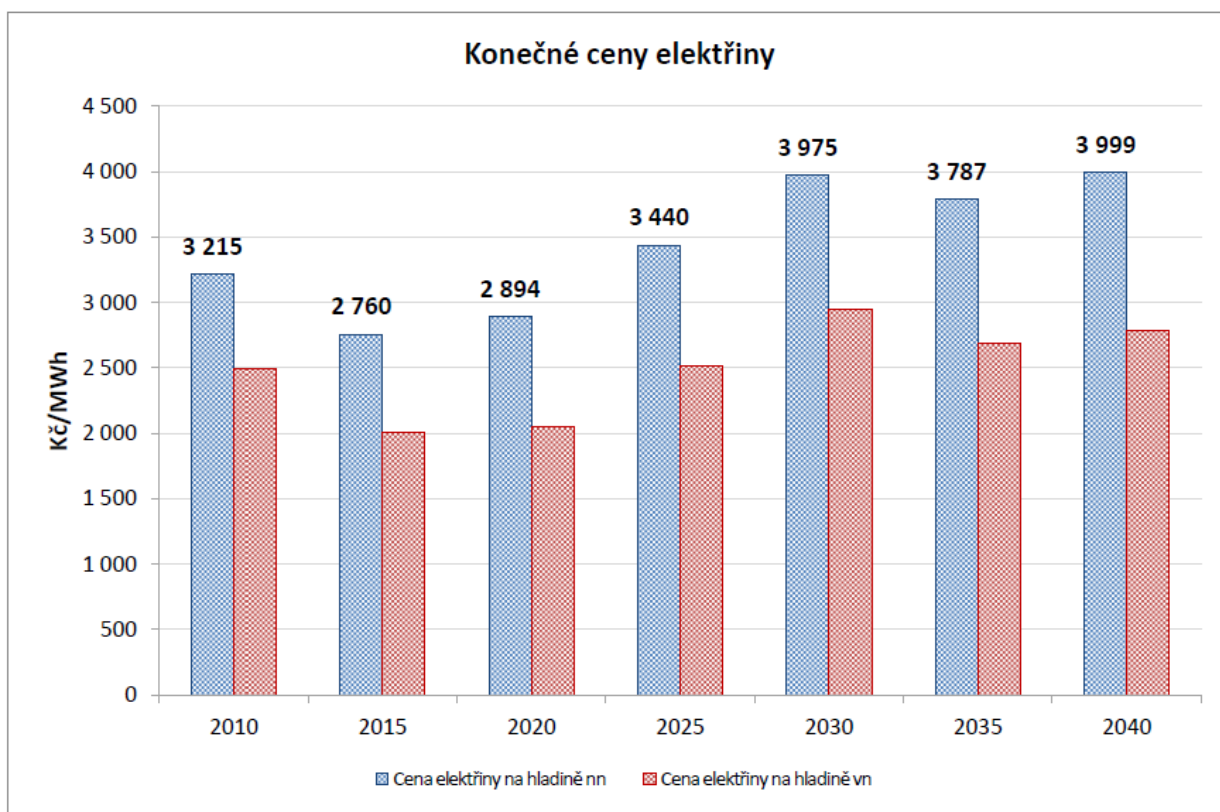


Ve všech 3 případech roste cena nelineárně a největší nárůst je v období let 2025-2030, což souhlasí s odhadem v posouzení vlivu MSR uvedeným výše. Průměrné tempo růstu jsem pro všechny 3 varianty zvolil stejné, a sice $T = 0,26$, což je hodnota, která leží uvnitř intervalu tvořeného tempy růstu z odhadu pro americký trh.

4.9.2 Odhad budoucí ceny elektrické energie

Cena elektrické energie v posledních letech dlouhodobě klesala a v současné době je na dlouholetém minimu. Odhadnout její budoucí vývoj na několik desítek let dopředu není snadné, nicméně v porovnání s odhadem ceny emisních povolenek jsou k dispozici o něco přesnější a spolehlivější predikce. Jako jeden z výchozích zdrojů pro hodnoty do svých výpočtů jsem použil následující odhad cen elektrické energie.

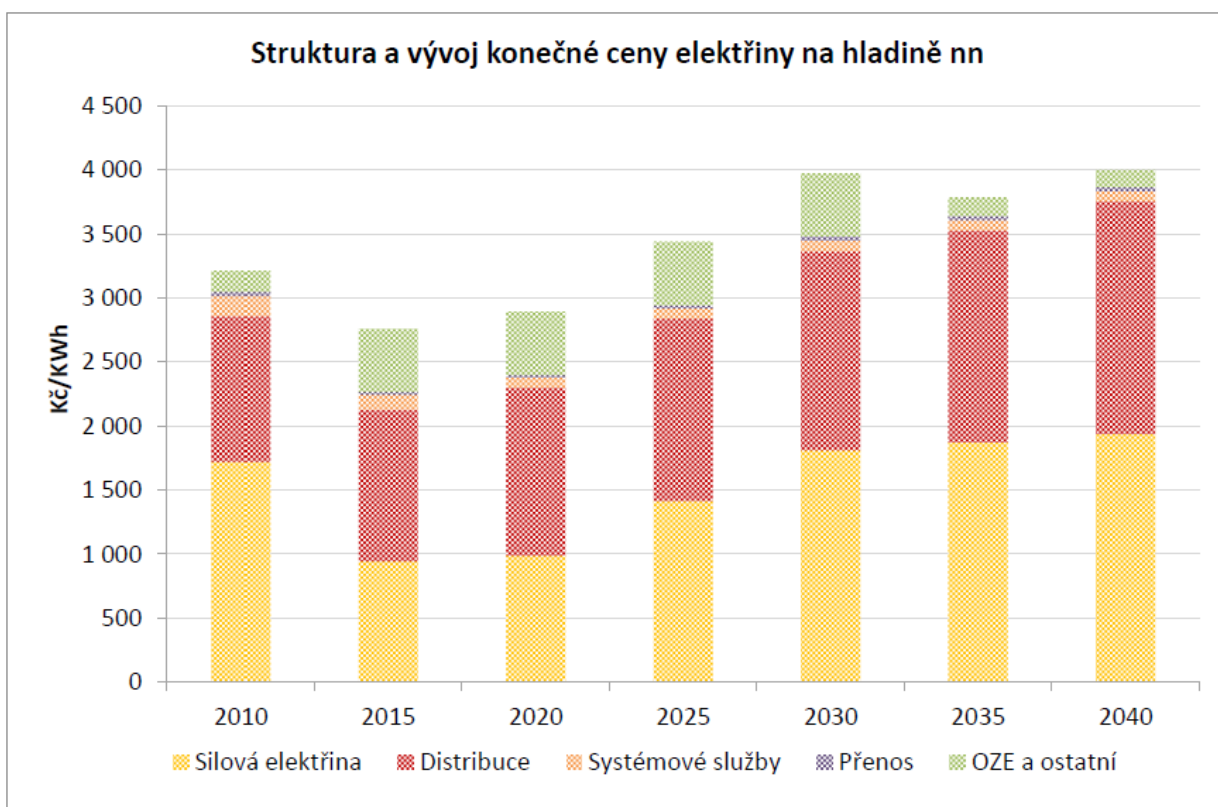
Obrázek 13: Odhadovaný vývoj cen elektrické energie



[Ministerstvo průmyslu a obchodu, 2014, s. 126. *Aktualizace Státní energetické koncepce České republiky*. Dostupné z: www.mpo.cz]

V grafu jsou zobrazeny již konečné ceny, které zahrnují kromě silové elektřiny i ostatní položky jako přenos a distribuci. Slouží tedy spíše pro zobrazení toho, že z dlouhodobého hlediska se předpokládá zvyšování ceny elektrické energie po roce 2020.

Obrázek 14: Odhadovaný vývoj jednotlivých položek ceny elektrické energie



[Ministerstvo průmyslu a obchodu, 2014, s. 126. Aktualizace Státní energetické koncepce České republiky. Dostupné z: www.mpo.cz]

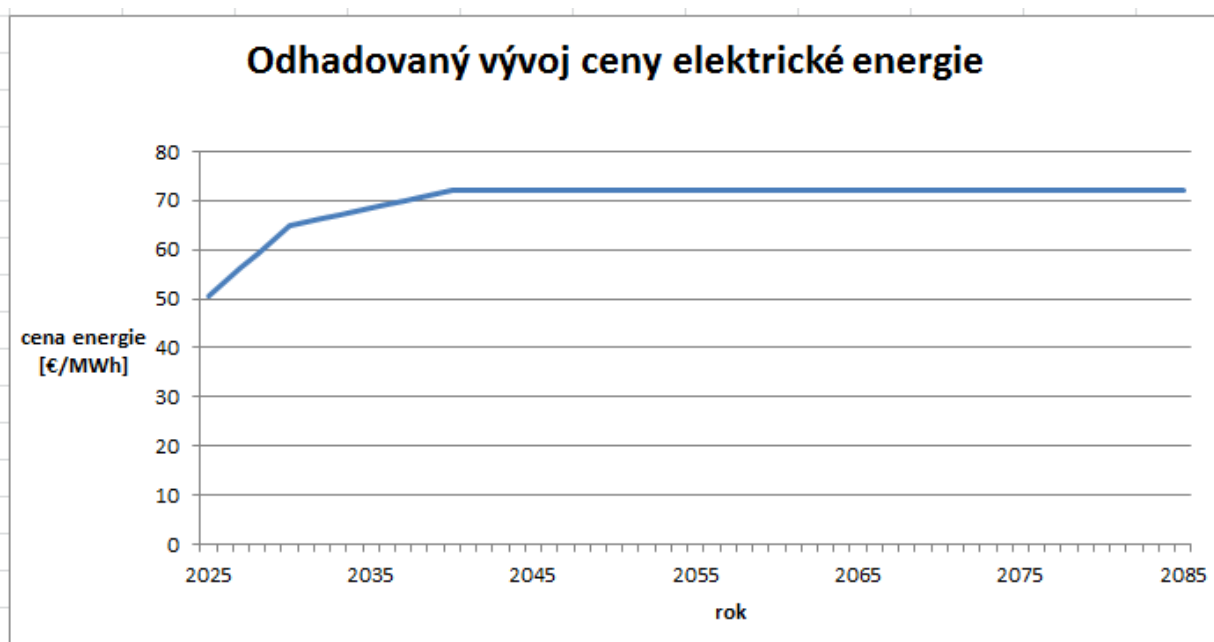
Tento graf již rozděluje konečné ceny na jednotlivé položky. Pro další výpočty je důležitý odhad ceny silové elektřiny. Ten předpokládá zvýšení ceny mezi lety 2020-2030 a v dalších letech její stagnaci na zhruba stejné hodnotě.

Pro výpočty jsem zvolil podobné hodnoty jako ty, které lze vypočítat z výše uvedeného grafu. Vývoj ceny mezi danými pětiletými intervaly jsem předpokládal pro zjednodušení lineární. Za cenu energie po roce 2040 již dosazuji do výpočtu konstantní hodnotu shodnou s tou pro rok 2040. Důvody tohoto rozhodnutí jsou stejné jako v případě odhadu ceny emisních povolenek pro toto období. Jelikož zbytek odhadů a výpočtů v této práci je proveden v eurech, je třeba i tyto údaje přepočítat na tuto měnu. Pro přepočet mezi Kč a Euro byl použit kurz: 1 EUR = 27,7 Kč.

Tabulka 9: Mnou sestavený vývoj ceny elektrické energie

rok	cena elektrické energie	
	Kč/MWh	€/MWh
2025	1400	50,5
2026	1480	53,4
2027	1560	56,3
2028	1640	59,2
2029	1720	62,1
2030	1800	65,0
2031	1820	65,7
2032	1840	66,4
2033	1860	67,1
2034	1880	67,9
2035	1900	68,6
2036	1920	69,3
2037	1940	70,0
2038	1960	70,8
2039	1980	71,5
2040	2000	72,2
2040+	2000	72,2
2065	2000	72,2
2065+	2000	72,2
2085	2000	72,2

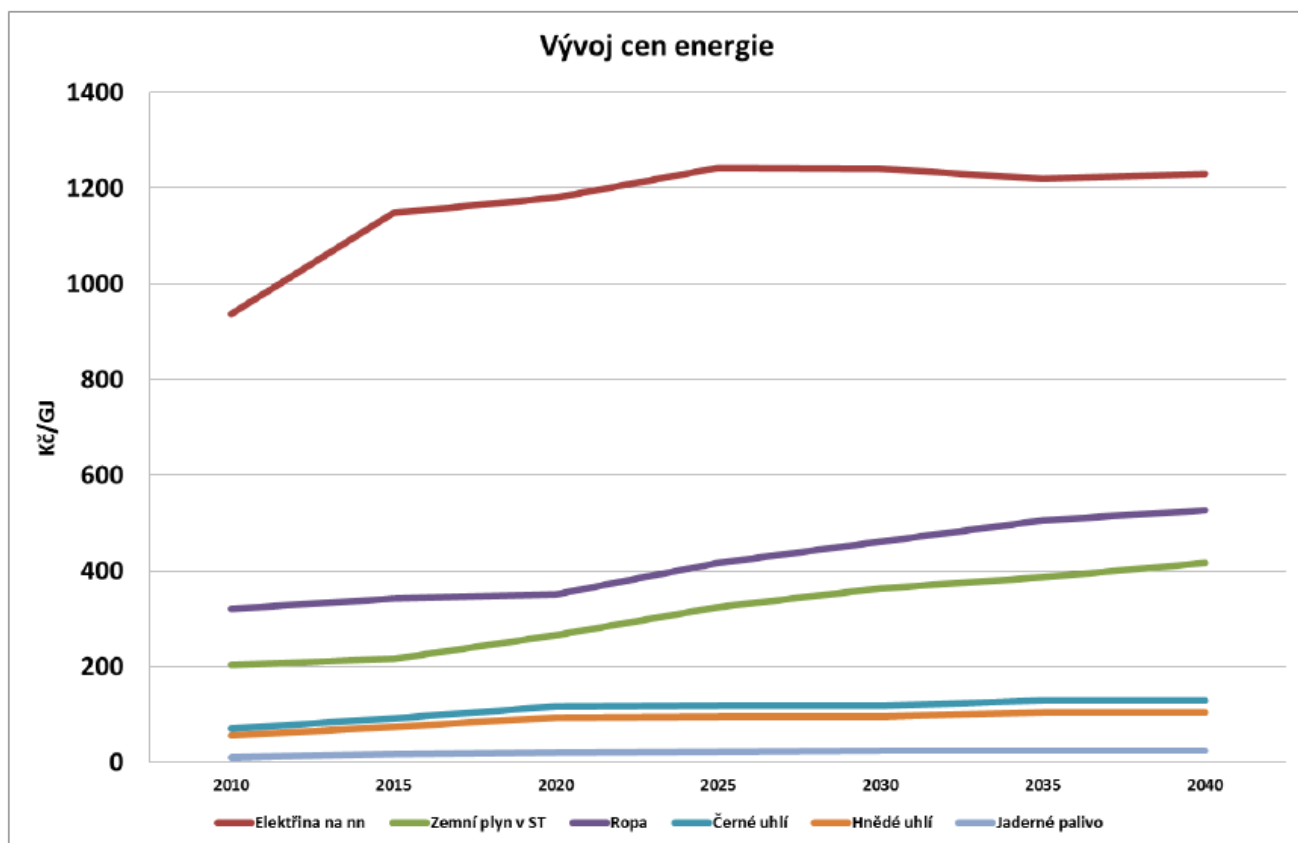
Graf 8: Mnou sestavený vývoj ceny elektrické energie



4.9.3 Odhad budoucí ceny paliva

V případě vývoje ceny paliv do obou typů elektráren jsem vycházel mimo jiné z následující předpovědi, která se zabývá vývojem cen hlavních energetických surovin a komodit do roku 2040.

Obrázek 15: Odhady vývoje cen hlavních energetických komodit



[Ministerstvo průmyslu a obchodu, 2012, s. 82. *Aktualizace Státní energetické koncepce České republiky*. Dostupné z: www.mpo.cz]

Uvedený odhad zobrazuje pouze mírné zvýšení ceny okolo roku 2020 v případě hnědého uhlí i jaderného paliva. V období od roku 2025 kdy nastává uvažované spuštění obou zdrojů, je cena již konstantní. Do výpočtů jsem se rozhodl dosadit v obou případech neměnné palivové výdaje po celou dobu provozu, jelikož ani v pozdějším období se nepředpokládá výrazné navýšení cen a malé změny se ve výsledku kritérií porovnávání téměř neprojeví vlivem diskontu.

4.9.4 Vliv inflace

Odhadnuté částky výdajů z kapitoly 3 jsou vztaženy k cenám roku 2012. Obě porovnávané investice ovšem zahajují svůj provoz až v roce 2025 a končí v roce 2065, resp. 2085. Je třeba vzít v úvahu, že v průběhu meziobdobí před zahájením stavebních prací a následně spuštěním může dojít k růstu některých výdajových položek vlivem inflace, popř. v některých případech spíše růstem indexu cen výrobců.

Od roku 2003 do roku 2014 byla průměrná meziroční inflace v Evropské unii 2,02 %. Rozhodl jsem se předpokládat, že v příštích obdobích bude její hodnota obdobná a dosadit do výpočtů každoroční zvýšení výdajů o 2% od referenčního roku 2012.

Vstupní kapitálové výdaje (OCC) budou vydávány rovnoměrně od roku 2020 do roku 2025 v případě rozšíření jaderné elektrárny a v letech 2021 až 2025 u dostavby uhelné elektrárny. Jelikož model OCC nezohledňuje změnu hodnoty peněz v čase (vysvětleno v kapitole 3), byla jejich výše přepočítána z hodnot pro rok 2012 na odhadované hodnoty v roce 2020 (resp. 2021) a poté pouze vydělena počtem let výstavby. Tyto výsledné vydělené částky jsem posléze dosadil v každém roce konstrukce za vstupní investiční výdaje. Osobně se domnívám, že v souvislosti s inflací vzrostou pravděpodobně položky patřící do owner's costs, které tvoří menšinu v rámci OCC. Větší podíl má položka EPCC, která podle mě, přinejmenším zůstane na zhruba stejných hodnotách nebo se spíše o něco sníží vlivem technologického pokroku a částečné standardizace a postupného zefektivnění výroby technologicky náročných částí elektráren. Odhadovanou eskalaci celých OCC tak považuji za pesimistický odhad (na druhou stranu odhadované doby výstavby do 5 let u obou projektů je třeba označit za optimistické). Koeficient přepočtu výdajů na rok 2020 je 1,17 a na rok 2021 1,20.

V souvislosti s O&M costs byl proveden přepočet hodnot z referenčního roku 2012 na rok 2025, kdy nastává předpokládaný začátek provozu obou zařízení. Koeficient přepočtu za toto období je 1,30.

Co se týče vývoje cen paliv a emisních povolenek na straně výdajů i ceny elektrické energie na straně příjmů, vycházím ve výpočtech z odhadů uvedených výše a jejich hodnoty již nijak neupravuji.

4.9.5 Daň z příjmů

Aktuální sazba daně z příjmů právnických osob činí 19 %. Tuto hodnotu předpokládám ve svých výpočtech i pro budoucí období.

Stavby pro účely energetiky se z hlediska daňových odpisů řadí (s výjimkou podzemních staveb) do 4. skupiny. Podzemní stavby patří do 5. skupiny a jednotlivé vnitřní komponenty elektrárny do skupin s kratší délkou odepisování. Celkově jsem se rozhodl ve výpočtech zahrnout elektrárnu jako celek do 4. skupiny, což znamená, že délka odepisování je tedy 20 let. Odepisování uvažuji lineární. První rok se od základu pro výpočet daně odečítá 2,15 % a další roky 5,15 % z celkové odepisované částky.

5 Porovnání investic skrze vybraná kritéria ekonomické efektivity

Pro vzájemné porovnání popisovaných investic jsem zvolil metodu výpočtu čisté současné hodnoty (NPV) a ročního ekvivalentního toku hotovosti (RCF). Důvody výběru a jejich vysvětlení je uvedeno v následujících dvou pasážích.

5.1 Definice NPV

Pro vysvětlení principu a objasnění výhod tohoto kritéria dobře poslouží následující úryvek z knihy profesorky Kislingerové.

„Čistá současná hodnota (Net Present Value – NPV) je základem všech dynamických metod a zároveň je metodou nejpoužívanější a nejhodnější, neboť dává srozumitelný výsledek a tím i jasná rozhodovací kritéria.

NPV je nejsprávnější způsob hodnocení efektivity investic, a to především pro tyto její vlastnosti:

- bere v úvahu časovou hodnotu peněz,
- závisí pouze na prognózovaných hotovostních tocích a alternativních nákladech kapitálu,
- je aditivní (tj. její výsledky lze v portfoliu investic sčítat).

$$NPV = -C_0 + \frac{CF_1}{(1+k)^1} + \frac{CF_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+k)^n} = -C_0 + \sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1+k)^i}.$$

Metoda je vlastně pouhým porovnáním kapitálových výdajů a příjmů z investice, ale v jejich současné hodnotě (oboje přepočítané diskontováním na úroveň hodnoty peněz v roce pořízení investice). U NPV je tak brán zřetel na faktor času a rizika i časový průběh investice.

NPV pak v absolutním čísle (v Kč nebo jiné měně) udává, kolik peněz nad investovanou částku dostane podnik navíc, tj. o kolik vzroste hodnota podniku. Investici je možné přijmout jen tehdy, je-li $NPV \geq 0$. Pokud je NPV záporná, nedojde vlastně nikdy k navrácení vloženého kapitálu v požadovaném zhodnocení.“

[KISLINGEROVÁ, Eva a kol, 2010, s. 288]

Proměnné ve vzorci:

CF_i – cash flow, tok hotovosti v roce i

C_0 – vstupní investiční výdaje

n – počet let provozu

k – diskont, vyjádření požadovaného zhodnocení

i – příslušný rok provozu

Ze vzorce vyplývá, že se zvětšujícím se vybraným diskontem se výsledná NPV blíží k nule (v kladné i záporné poloose).

Je poměrně pochopitelné, že pokud má více porovnávaných investic kladnou NPV, zvolí investor tu, jejíž NPV je nejvyšší.

5.2 Definice RCF

Při hodnocení projektů, které trvají různě dlouhou dobu je pro větší názornost lepší doplnit samotnou NPV ještě výpočtem ročního ekvivalentního toku hotovosti. V podstatě se jedná o čistou současnou hodnotu vynásobenou anuitní členem, čímž dojde k rovnoměrnému rozpočítání diskontovaných toků hotovosti do jednotlivých let.

$$RCF = NPV \cdot \frac{r}{(1 - (1 + r)^{-T})}$$

Při použití stejných proměnných jako ve vzorci pro NPV vypadá rovnice pro výpočet následovně.

$$RCF = NPV \cdot \frac{k}{(1 - (1 + k)^{-n})}$$

5.3 Diskont

Diskont vystupující ve vzorci pro NPV i RCF vyjadřuje minimální požadované zhodnocení vložených prostředků do investice. Platí, že by měl pokrýt tzv. opportunity cost, tedy náklady nejlepší možné nerealizované alternativy zkoumaného projektu. Stanovení jeho přesné výše je individuální pro každého investora, neboť se liší mimo jiné podle toho, jak efektivně dokáže investor zhodnotit své peníze v jiných investicích. Obecně je dáno, že výše požadovaného výnosu by měla odpovídat výši rizika. Mezi hlavní okolnosti volby diskontu tedy patří odhadované riziko investice a očekávané zhodnocení alternativních investic. Výše diskontu může přímo vycházet i ze souvisejících ekonomických ukazatelů, zmínit lze především WACC (Weighted average cost of capital) neboli vážené průměrné náklady na kapitál.

Ze vzorce pro NPV vyplývá, že při vyšším zvoleném diskontu je vliv pozdějších toků hotovosti na celkový výsledek nižší a naopak roste význam vstupních výdajů. V případě této práce, tak lze očekávat, že s rostoucím diskontem se bude zdát ekonomicky efektivnější investice do uhelné elektrárny a naopak.

Na základě výše zmíněných skutečností, jsem se rozhodl spočítat NPV pro 3 zvolené úrovně diskontu. Varianta 1 má přiřazený diskont 5%, varianta 2 diskont 7,5% a varianta 3 diskont 10%.

5.4 Porovnávané varianty

Z předchozích částí vyplývá, že výpočet NPV a porovnání obou investic bude provedeno pro více variant. Do výpočtu vstupují rozdílné ceny emisních povolenek jako varianty A, B a C a rozdílné míry diskontu coby varianty 1, 2 a 3. Celkově se tím pádem jedná o 9 možných scénářů od A1 až po C3, pro které spočítám a porovnáám NPV, popř. RCF. Jednotlivé případy shrnuje následující přehled.

Varianty rozdělení na základě odlišného odhadu ceny emisních povolenek v budoucích obdobích.

Tabulka 10: Počítané varianty podle ceny emisních povolenek

označení varianty	specifika varianty
A	nízká budoucí cena emisních povolenek
B	středně vysoká budoucí cena emisních povolenek
C	vysoká budoucí cena emisních povolenek

Varianty rozdělení na základě odlišné výše diskontu.

Tabulka 11: Počítané varianty podle diskontu

označení varianty	specifika varianty
1	diskont 5 %
2	diskont 7,5 %
3	diskont 10 %

Následující tabulka zobrazuje kombinace jednotlivých variant do přehledu výsledných 9 případů, pro které bude proveden výpočet.

Tabulka 12: Všechny počítané varianty

emisní povolenky (EP) / diskont (r)	1	2	3
A	A1 nízká cena EP r = 5 %	A2 nízká cena EP r = 7,5 %	A3 nízká cena EP r = 10 %
B	B1 středně vysoká cena EP r = 5 %	B2 středně vysoká cena EP r = 7,5 %	B3 středně vysoká cena EP r = 10 %
C	C1 vysoká cena EP r = 5 %	C2 vysoká cena EP r = 7,5 %	C3 vysoká cena EP r = 10 %

5.5 Výpočet a výsledky

5.5.1 Výpočet

Při opětovném pohledu na vzorec výpočtu NPV je dobré zrekapitulovat, jaké údaje dosadím za použité proměnné.

$$NPV = -C_0 + \sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1+k)^i}$$

Jako vstupní investiční výdaje (C_0) vystupují overnight construction costs. Roční toky hotovosti (CF_i) vznikají rozdílem příjmů a výdajů v daném roce. Příjmy jsou výsledkem vynásobení počtu megawatthodin dodaných do sítě a odhadované ceny za megawatthodinu. Roční výdaje se rovnají součtu provozních výdajů (tedy O&M costs, fuel cycle costs a carbon costs) a splatné dani z příjmu právnických osob pro daný rok. Položka carbon costs se bude lišit v závislosti na zvolené variantě A, B nebo C. Základ pro výpočet daně z příjmů tvoří rozdíl příjmů (které v tomto případě odpovídají výnosům) a provozních výdajů. Tato hodnota je navíc snížena o daňové odpisy v daném roce a následně přenásobena sazbou daně (19%). Diskont (k) se různí podle vybrané varianty 1, 2 nebo 3. Předpokládaný počet let provozu (n) je 40 let u uhelné elektrárny a 60 let pro jadernou elektrárnu.

Pro názornost opět uvedu odhadované výše výdajů, v tomto případě ovšem již vyjádřené v cenách vztažených vůči roku začátku výstavby nebo roku spuštění provozu obou projektů. Tyto údaje vycházejí z čísel z kapitoly 3, jsou nicméně pozměněny v souladu s předpoklady z kapitoly 4 (odhady vývoje cen, vyjádření vlivu inflace). Konkrétně se jedná o celkové OCC na začátku investice, OCC rozpočítané do jednotlivých let stavby a následně roční provozní výdaje v prvním roce provozu (zde uvedeny bez diskontu). Carbon costs v této tabulce vycházejí z varianty A.

Tabulka 13: Reálné vstupní kapitálové výdaje

	jaderná elektrárna	uhelná elektrárna
overnight construction	5 990 000 000 € ₂₀₂₀	3 770 000 000 € ₂₀₂₁

Následující tabulka popisuje rovnoměrné rozdělení overnight construction costs do jednotlivých let realizace projektu. V praxi by pravděpodobně rozdělení rovnoměrné nebylo, naopak lze předpokládat, že na začátku a na konci výstavby by byly výdaje nižší a v prostředních obdobích nejvyšší. Nicméně vzhledem k zanedbání eskalace výdajů a změny časové hodnoty peněz v průběhu stavby není přesné rozdělení výdajů až tak podstatné a lze je pro zjednodušení předpokládat v každém roce stejné.

Tabulka 14: Kapitálové výdaje v průběhu výstavby

rok	jaderná elektrárna [€ ₂₀₂₀]	uhelná elektrárna [€ ₂₀₂₁]
2020	1 198 000 000	0
2021	1 198 000 000	942 500 000
2022	1 198 000 000	942 500 000
2023	1 198 000 000	942 500 000
2024	1 198 000 000	942 500 000

Tabulka 15: Reálné roční provozní výdaje

druh výdajů	jaderná elektrárna	uhelná elektrárna
fuel	66 585 600 € ₂₀₂₅	133 171 200 € ₂₀₂₅
carbon	0 € ₂₀₂₅	102 751 302 € ₂₀₂₅
O&M	107 951 912 € ₂₀₂₅	59 373 552 € ₂₀₂₅
celkem	174 537 512 € ₂₀₂₅	295 296 054 € ₂₀₂₅

Následující tabulka zobrazuje odhadovaný roční příjem. Vzhledem ke stejnému počtu prodaných megawatthodin je u obou zdrojů hodnota příjmu stejná.

Tabulka 16: Reálné příjmy

	jaderná elektrárna	uhelná elektrárna
roční příjem [€ ₂₀₂₅]	420 667 148	420 667 148

5.5.2 Výsledky

Tabulka 17: Výsledné NPV

označení varianty	NPV [€ ₂₀₂₅]	
	jaderná elektrárna	uhelná elektrárna
A1	637 926 641	-618 626 533
A2	-1 449 929 318	-1 467 730 525
A3	-2 608 797 563	-1 996 649 777
B1	637 926 641	-2 647 158 658
B2	-1 449 929 318	-2 939 323 205
B3	-2 608 797 563	-3 122 378 945
C1	637 926 641	-4 438 831 796
C2	-1 449 929 318	-4 178 328 380
C3	-2 608 797 563	-4 033 228 636

Z výsledků vyplývá, že ve všech uvažovaných případech kromě scénáře A3 má vyšší NPV investice do rozšíření jaderné elektrárny. Investice do jaderné elektrárny vychází jako ekonomicky výhodná pro diskont 5%. Očekávaná zhodnocení 7,5 % a 10% se již ukazují jako příliš vysoká a investor v těchto případech nedostane zpět zhodnocené všechny své vložené prostředky.

U varianty A3 došlo společným působením vysokého diskontu, který snížil vliv kladných toků hotovosti v pozdějších letech provozu oproti záporným tokům během výstavby, a nízké ceny emisních povolenek, která výrazně snížila proměnné provozní výdaje uhelné elektrárny, k tomu, že uhelná elektrárna vychází jako méně prodělečný projekt. Ve všech ostatních případech vychází uhelná elektrárna při vzájemném srovnání s jadernou elektrárnou jako více nevýhodná. U variant A a B lze vyzorovat, že s rostoucí cenou povolenek a s rostoucím diskontem výsledná NPV klesá. V případě variant C je odhadovaná cena emisních povolenek natolik vysoká, že již poměrně brzy po spuštění elektrárny jsou roční toky hotovosti záporné. Zařízení tak každoročně prodělává a ještě více tedy prohlubuje svůj dluh ze vstupních výdajů. V této situaci naopak s rostoucím diskontem klesá vliv zmíněného každoročního zadlužování a scénáře pracující s vyšším diskontem tím pádem mají vyšší NPV.

Pro variantu B2, která předpokládá středně vysoký vývoj cen emisních povolenek i prostřední hodnotu ze zvolených diskontů, považují za vhodné ještě uvést RCF.

Tabulka 18: RCF varianty B2

	RCF [€ ₂₀₂₅]	
označení varianty	jaderná elektrárna	uhelná elektrárna
B2	-110 182 185	-233 383 185

Při respektování každoročního požadovaného zhodnocení investor přijde každý rok o zhruba 110 milionů euro, pokud se rozhodne pro rozšíření jaderné elektrárny. V případě, že investuje do uhelné elektrárny, bude jeho diskontovaná každoroční ztráta ještě zhruba o dalších 120 milionů euro vyšší.

6 Závěr

Ve své práci jsem se stručně věnoval výrobě energie z obou porovnávaných zdrojů z hlediska historie, principu fungování a hlavních vzájemných technických rozdílů. Následně jsem se zaměřil na ekonomické aspekty investic do těchto zdrojů a na základě odborných materiálů sestavil odhady investičních výdajů pro oba projekty. Dále jsem se krátce zmínil o současné podobě trhu s elektrickou energií a v souladu s dostupnými odbornými zdroji vyvodil zbývající parametry pro závěrečné porovnání. Na konci práce jsem odhadované investiční výdaje upravil podle uvedených předpovědí pro budoucí období a provedl výpočet a srovnání efektivity investic do obou elektráren.

Vypočítané výsledky potvrdily výchozí domněnky a dokazují, že za současných podmínek, které panují na energetickém trhu, nemohou být tyto investice obecně považované za ekonomicky efektivní. Provedené propočty a porovnání byly oproti hodnocení v praxi částečně zjednodušeny, neboť dostat se ke spolehlivým a přesným údajům není snadné a osobně považuji za vhodnější méně relevantní parametry raději zanedbat než jejich výši bez podkladů odhadovat. Ve skutečnosti by tak výsledné NPV byly pravděpodobně ještě nižší, neboť vstupní výdaje by byly navýšeny ještě o eskalaci v průběhu výstavby a výdaje spojené s financováním z cizích zdrojů. Tudíž ani v případě nízkého očekávaného zhodnocení při investici do jaderné elektrárny nelze navzdory mírně kladnému výsledku s jistotou tvrdit, že bude projekt rentabilní. Z čistě ekonomického hlediska, tak investice tohoto typu v současné době nebudou pro soukromé investory lákavé.

Na druhou stranu mnoho současných zdrojů pokrývajících baseload spotřebu energie se nachází na konci své životnosti a česká energetika tak nutně potřebuje začít v nejbližších letech s výstavbou nových zdrojů o vysokém instalovaném výkonu a možnosti stabilní dlouhodobé výroby energie. Stát nebo spíše energetické společnosti s určitým zastoupením státu tak pravděpodobně budou muset v příštích několika letech podobné investice provést navzdory nejistotě ohledně ekonomického přínosu čistě z důvodu zajištění dostatečné domácí produkce elektrické energie. V tom případě již podobná srovnání a odhady, o které jsem se zjednodušeně pokusil ve své práci, nabývají na aktuálnosti a významu. Ze vzájemného srovnání jaderného a uhelného zdroje lze potom vyvodit několik shrnujících závěrů.

Z hlediska příjmů plynoucích z těchto investic platí, že pro oba projekty má naprosto zásadní význam budoucí cena elektrické energie, která bude rozhodovat o tom, jestli vůbec budou investice tohoto typu dávat z ekonomického hlediska smysl. Z hlediska výdajů však nastávají mezi oběma projekty výrazné odlišnosti. Výdajové vstupy u jaderné elektrárny se zdají být poměrně dobře odhadnutelné s minimálními změnami v průběhu let. Celkové provozní výdaje jsou nižší a z větší části je tvoří pevné výdaje související se zajištěním údržby, oprav a odborného dozoru. Pokud tedy bude cena elektrické energie na trhu dostatečně vysoká nebo bude její výše pro tato zařízení garantovaná určitými legislativními nebo smluvními mechanismy (např. Contract for difference), lze tvrdit, že se jedná o investici s poměrně nízkým rizikem a minimálními výkyvy v ročních tocích hotovosti. Naproti tomu, v případě uhelné elektrárny panuje z hlediska výdajů do budoucna výrazně větší nejistota. Především se jedná o dostupnost hnědého uhlí v budoucích desetiletích a její vliv na jeho cenu a vývoj ceny emisních povolenek. Právě cena emisních povolenek je ve výpočtech klíčový parametr, který u uhelné elektrárny činí provozní výdaje v porovnání s jadernou elektrárnou mnohem vyšší a rozhodující měrou tak přispívá k její nízké celkové ekonomické efektivitě.

Ve vzájemném srovnání tak vychází investice do rozšíření jaderné elektrárny oproti investici do rozšíření elektrárny uhelné jako výhodnější z hlediska nejistoty a rizik u dílčích výdajových položek i z hlediska celkové ekonomické efektivity.

Seznam zdrojů

- 1 JADERNÁ TABLETA = 880 KG UHLÍ*, 1999 [online]. Dostupné z: www.cez.cz
- BICKEL, Peter, Rainer FRIEDRICH, 2005. *ExternE Externalities of Energy Methodology 2005 Update*. Lucembursko. ISBN 92-79-00423-9
- Costs: Fuel, Operation, Waste Disposal & Life Cycle*, 2014 [online]. Dostupné z: <http://www.nei.org/>
- D'HAESELEER, William D., 2013. *Synthesis on the Economics of Nuclear Energy*.
- DRÁBOVÁ, Dana, Václav PAČES a kol., 2014. *Perspektivy české energetiky Současnost a budoucnost*. Praha: Novela bohemia. ISBN 978-80-87683-26-2
- DUBŠEK, František, 1995. *Jaderné reaktory*. Brno: PC-DIR spol. s.r.o - Nakladatelství. ISBN 80-214-0715-8
- Dukovany*, 2014 [online]. Dostupné z: <http://www.cez.cz/>
- EEX, 2014. *Pressemitteilung* [online]. Dostupné z: <http://www.eex.com/>
- EIA, 2013. *Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants*.
- EIA, 2014. *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2014*.
- Elektrárna Ledvice*, 2014 [online]. Dostupné z: <http://www.cez.cz/>
- Elektrina*, 2015 [online]. Dostupné z: <http://www.kurzy.cz/>
- Energetika ve světě*, 2014 [online]. Dostupné z: <http://www.cez.cz/>
- ERÚ, 2013. *Průměrná cena emisní povolenky pro rok 2012*.
- FERDINAND, Marcus, 2014. *The MSR: Impact on balance nad prices*. Dostupné z: www.pointcarbon.com
- HRDLIČKA, František, Tomáš DLOUHÝ a Michal KOLOVRÁTNIK, 2004. *TECHNICKÉ PARAMETRY MODERNÍCH UHELNÝCH BLOKŮ* [online]. Dostupné z: <http://www.tlakinfo.cz/>
- IEA, 2010. *Projected Costs of Generating Electricity*.
- Inflation rate (HICP)*, 2014 [online]. Dostupné z: www.ec.europa.eu
- Jaderná energetika ve světě*, 2014 [online]. Dostupné z: <http://www.cez.cz/>
- KISLINGEROVÁ, Eva a kol., 2010. *Manažerské finance*. Vyd. 3. Praha: C. H. Beck. ISBN 978-80-7400-194-9

KOLAT, Pavel, Václav ROUBÍČEK a Jaroslav KOZACZKA, 2008. *POKROČILÉ ENERGETICKÉ TECHNOLOGIE*.

MICHELE, František, 2006. *Parní bloky výkonových tříd 600 až 1000 MW s nadkritickými parametry páry* [online]. Dostupné z: <http://www.technickytydenik.cz/>

MPO, 2012. *Aktualizace Státní energetické koncepce České republiky*. Praha.

MPO, 2014. *Aktualizace Státní energetické koncepce České republiky*. Praha.

NEA, 2011. *Carbon Pricing, Power Markets and the Competitiveness of Nuclear Power*. ISBN 978-92-64-11887-4

Nuclear Reactor Designs, 2007 [online]. Dostupné z: <http://www.45nuclearplants.com/>

Obohacování jaderného paliva, 2009 [online]. Dostupné z: <http://fyzmatik.pise.cz/>

RYTÍŘ, Lukáš, 2006. *Problematika externích nákladů* [online]. Dostupné z: <http://proatom.cz/>

ŠKORPÍK, Jiří, 2006. *Tepelné oběhy a jejich realizace* [online]. Dostupné z: <http://www.transformacni-technologie.cz/>

Temelín, 2014 [online]. Dostupné z: <http://www.cez.cz/>

The Economics of Nuclear Power, 2014 [online]. Dostupné z: <http://www.world-nuclear.org/>

Trh s elektrickou energií v Evropě, 2007 [online]. Dostupné z: <http://www.pxe.cz/>

Trh s elektřinou, 2010 [online]. Dostupné z: <http://www.pragoplyn.cz/>

Úvod do elektroenergetiky Podklady 1, 2013 [online]. Dostupné z: <http://www.powerwiki.cz/>

Výzkumné energetické centrum Ostrava, 2011. *Moderní energetické stroje* [online]. Dostupné z: <http://vec.vsb.cz/>

WILSON, Rachel, Patrick Luckow a kol., 2012. *2012 Carbon Dioxide Price Forecast*. Dostupné z: www.synapse-energy.com

Zákon o daních z příjmů, 2015 [online]. Dostupné z: <http://business.center.cz/>

Seznam obrázků

Obrázek 1: Clausius-Rankinův cyklus.....	12
Obrázek 2: Schéma uhelné elektrárny	13
Obrázek 3: Schéma jaderné elektrárny	14
Obrázek 4: Přehled typických výhřevností používaných paliv.....	17
Obrázek 5: Struktura vstupních kapitálových výdajů	19
Obrázek 6: Měrné externí náklady zdrojů energie.....	27
Obrázek 7: Vývoj baseload ceny elektrické energie	32
Obrázek 8: Denní diagram zatížení.....	34
Obrázek 9: Nabídková funkce zdrojů energie	35
Obrázek 10: Dosažitelné změny výkonu zdrojů energie	36
Obrázek 11: Odhad vlivu MSR na budoucí cenu emisních povolenek	37
Obrázek 12: Odhad vývoje ceny emisních povolenek v USA	38
Obrázek 13: Odhadovaný vývoj cen elektrické energie	41
Obrázek 14: Odhadovaný vývoj jednotlivých položek ceny elektrické energie	42
Obrázek 15: Odhady vývoje cen hlavních energetických komodit	44

Seznam grafů

Graf 1: Struktura celkových výdajů	22
Graf 2: Struktura overnight construction costs.....	22
Graf 3: Struktura provozních výdajů jaderné elektrárny.....	25
Graf 4: Struktura provozních výdajů uhelné elektrárny.....	25
Graf 5: Vývoj objemu obchodu s elektrickou energií v Německu	33
Graf 6: Vývoj objemu obchodu s elektrickou energií v ČR	33
Graf 7: Mnou sestavené scénáře vývoje ceny emisních povolenek.....	40
Graf 8: Mnou sestavený vývoj ceny elektrické energie.....	43

Seznam tabulek

Tabulka 1: Měrné výdaje jaderné elektrárny	23
Tabulka 2: Měrné výdaje uhelné elektrárny	24
Tabulka 3: Měrné výdaje obou investic	26
Tabulka 4: Relevantní údaje pro výpočty	28
Tabulka 5: Reálné vstupní výdaje	28
Tabulka 6: Reálné provozní výdaje.....	28
Tabulka 7: Vývoj objemu obchodu elektrické energie	32
Tabulka 8: Mnou sestavené scénáře vývoje ceny emisních povolenek.....	39
Tabulka 9: Mnou sestavený vývoj ceny elektrické energie	43
Tabulka 10: Počítané varianty podle ceny emisních povolenek	48

Tabulka 11: Počítané varianty podle diskontu	48
Tabulka 12: Všechny počítané varianty	48
Tabulka 13: Reálné vstupní kapitálové výdaje	49
Tabulka 14: Kapitálové výdaje v průběhu výstavby	50
Tabulka 15: Reálné roční provozní výdaje	50
Tabulka 16: Reálné příjmy	50
Tabulka 17: Výsledné NPV	51
Tabulka 18: RCF varianty B2	52