



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

Model použití akumulace elektřiny

-

Business case of electricity storage system

Diplomová práce

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Studijní obor: Ekonomika a řízení energetiky

Vedoucí práce: Ing. Filip Jelínek

Jakub Šmíd

Praha 2017

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: Šmíd Jméno: Jakub Osobní číslo: 382652
Fakulta/ústav: Fakulta elektrotechnická
Zadávající katedra/ústav: Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd
Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management
Studijní obor: Ekonomika a řízení energetiky

II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

Model použití akumulace elektřiny

Název diplomové práce anglicky:

Business case of electricity storage system

Pokyny pro vypracování:

- přehled technologií akumulace
- přehled možností využití akumulace v soustavě
- sestavení relevantních scénářů akumulace
- business case jednoho scénáře akumulace

Seznam doporučené literatury:

Frank S. Barnes and Jonah G. Levine, Large Energy Storage Systems Handbook. Hoboken: CRC Press, 2011.
X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, ?Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation?, Applied Energy, vol. 137, pp. 511-536, 2015.
H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, ?Progress in electrical energy storage system: A critical review?, Progress in Natural Science, vol. 19, no. 3, pp. 291-312, 2009.
Nikolai V. Khartchenko and Vadym M. Khartchenko, ADVANCED ENERGY SYSTEMS: Second Edition, 2nd ed. Boca Raton: CRC Press, 2014.

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

Ing. Filip Jelínek, EY ČR

Jméno a pracoviště druhé(ho) vedoucí(ho) nebo konzultanta(ky) diplomové práce:

Datum zadání diplomové práce: **17.02.2017** Termín odevzdání diplomové práce: _____

Platnost zadání diplomové práce: _____

Podpis vedoucí(ho) práce

Podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

Podpis děkana(ky)

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

Diplomant bere na vědomí, že je povinen vypracovat diplomovou práci samostatně, bez cizí pomoci, s výjimkou poskytnutých konzultací. Seznam použité literatury, jiných pramenů a jmen konzultantů je třeba uvést v diplomové práci.

Datum převzetí zadání

Podpis studenta

Prohlášení

Prohlašuji, že jsem diplomovou práci vypracoval samostatně a v souladu s Metodickým pokynem o dodržování etických principů pro vypracování závěrečných prací, a že jsem uvedl všechny použité informační zdroje.

V Praze dne

.....

Podpis

Poděkování

Na tomto místě bych chtěl poděkovat především vedoucímu mé diplomové práce, panu Ing. Filipovi Jelínkovi ze společnosti Ernst & Young, s.r.o., za odborné konzultace, cenné rady a čas, který mi věnoval při tvorbě této práce. A v neposlední řadě chci také poděkovat rodině, která mi poskytovala podporu a inspiraci nejen při psaní diplomové práce, ale při celém studiu.

Anotace

Tato diplomová práce se věnuje akumulaci elektrické energie. V první části diplomové práce jsou rozebrány nejběžnější technologie akumulace elektřiny. Je popsán princip jejich funkce, technické a ekonomické parametry, shrnuty jejich výhody a nevýhody, a také možnosti použití v elektroenergetice. Druhá část diplomové práce je věnována řešení případové studie systému akumulace elektřiny spolupracujícího s obnovitelným zdrojem energie, konkrétně větrnou elektrárnou. Cílem je sestavit model této spolupráce a vyhodnotit ekonomickou efektivnost takového projektu.

Klíčová slova

Akumulace elektřiny, technologie akumulace elektrické energie, akumulátory Li-Ion, model spolupráce větrné elektrárny a systému akumulace, ekonomická efektivnost spolupráce větrné elektrárny a systému akumulace

Annotation

This diploma thesis deals with the accumulation of electric energy. The first part of the diploma thesis deals with the most common technologies of electricity accumulation. The principles of their function, technical and economic parameters are described, their advantages and disadvantages are summarized, as well as the possibilities of using in power engineering. The second part of the thesis deals with the case study of the system of accumulation of electricity that cooperates with the renewable energy source, namely the wind power plant. The aim of this project is to assess the economic efficiency of such a project.

Key words

Accumulation of electricity, Energy storage technologies, Li-Ion batteries, Model of cooperation of wind power plant and energy storage system, The economic efficiency of cooperation of the wind farm and the energy storage system

OBSAH

ÚVOD	8
1 PŘEHLED TECHNOLOGIÍ AKUMULACE ELEKTRINY	9
1.1 PARAMETRY TECHNOLOGIÍ AKUMULACE ELEKTRINY	11
1.2 POPIS VYBRANÝCH TECHNOLOGIÍ AKUMULACE ELEKTRINY	12
1.2.1 Přecherčpávací vodní elektrárna (PHS)	12
1.2.2 Akumulace do stlačeného vzduchu (CAES)	14
1.2.3 Elektrochemické zdroje	17
1.2.3.1 Olověné akumulátory (Lead-acid)	18
1.2.3.2 Nikl-kadmiové akumulátory (Ni-Cd).....	20
1.2.3.3 Sodík-sírové (NaS) akumulátory	21
1.2.3.4 Sodík-nikl-chloridové (ZEBRA) akumulátory	23
1.2.3.5 Lithium-iontové (Li-Ion) akumulátory	24
1.2.4 Setrvačníky	25
1.2.5 Kapacity a superkapacity	28
1.2.6 Supravodivé magnetické systémy (SMES)	29
1.3 POROVNÁNÍ JEDNOTLIVÝCH TECHNOLOGIÍ AKUMULACE	31
2 PŘEHLED MOŽNOSTÍ VYUŽITÍ AKUMULACE ELEKTRINY V ELEKTRIZAČNÍ SOUSTAVĚ	33
2.1 KVALITA ELEKTRICKÉ ENERGIE	33
2.1.1 Regulace frekvence	33
2.1.2 Regulace napětí	34
2.2 ŘÍZENÍ SPOTŘEBY A VÝROBY ELEKTRICKÉ ENERGIE	34
2.2.1 Posun výroby a spotřeby	34
2.2.2 Akumulace elektřiny ve spolupráci s obnovitelnými zdroji elektřiny	35
2.3 SKLADOVÁNÍ ELEKTRICKÉ ENERGIE	36
2.4 PODPŮRNÉ SLUŽBY	36
2.4.1 „Točivá“ rezerva.....	36
2.4.2 „Netočivá“ rezerva	37
2.4.3 Start ze tmy.....	37
3 PŘÍPADOVÁ STUDIE AKUMULACE ELEKTRINY	38
3.1 POPIS PROJEKTU	38
3.2 PŘEDPOKLADY MODELU AKUMULACE ELEKTRINY	39
3.2.1 Výroba VTE	39
3.2.2 Náklady/Výdaje.....	40
3.2.2.1 Investiční výdaje	40
3.2.2.2 Provozní náklady.....	41
3.2.3 Výnosy.....	42
3.2.3.1 Denní trh	42
3.2.3.2 Vyrovňovací trh.....	45
3.2.3.3 Poskytování podpůrných služeb (MZ15+).....	49
3.2.4 Další parametry modelu akumulace elektřiny.....	50

3.2.4.1	Rezervovaná „kapacita“ systému akumulace pro podpůrné služby	51
3.2.4.2	Režimy dodávek akumulované elektřiny na denní trh.....	51
3.2.4.3	Financování projektu	54
3.2.4.4	Diskont.....	55
3.3	ZHODNOCENÍ EKONOMICKÉ EFEKTIVNOSTI PROJEKTU.....	56
3.4	CITLIVOSTNÍ ANALÝZA.....	59
3.4.1	Výroba VTE	59
3.4.2	Investice	60
3.4.3	Provozní náklady.....	61
3.4.4	Denní trh.....	62
3.4.5	Vyrovnávací trh.....	64
3.4.6	Podpůrné služby	65
3.4.7	Financování projektu.....	67
ZÁVĚR		69
SEZNAM POUŽITÉ LITERATURY.....		73
SEZNAM ZKRATEK A SYMBOLŮ		78
SEZNAM OBRÁZKŮ		81
SEZNAM TABULEK.....		82
SEZNAM GRAFŮ		83

ÚVOD

Dnes je naše technologicky vyspělá společnost závislá na elektrické energii více, než si jsme ochotni připustit. Pokud by po delší dobu nebyla elektřina dostupná, tak by se, troufám si tvrdit, naše civilizace, tak jak ji známe, zhroutila. Tou delší dobou nemyslím týdny nebo měsíce, ale dny. A přesto, anebo možná právě proto, že máme v Evropě spolehlivé dodávky elektrické energie – máme ji neustále a v potřebné kvalitě – neuvědomujeme si, jak jsme na ní závislí. Neuvědomujeme si, co stojí za tím, že si můžeme uvařit kávu nebo si pustit film, kdykoliv chceme. Počínaje těžbou primárních zdrojů (uhlí, ropa, zemní plyn ...), přes přeměnu energie v nich obsažené na energii elektrickou, přenos elektřiny z elektráren k velkým městům i zapadlým vesničkám, konče jejím rozvodem po městě a přivedením do našich domovů.

Bohužel může mít výroba elektrické energie i negativní vliv na životní prostředí, jako je to například při spalování uhlí, kdy jsou do ovzduší vypouštěny skleníkové plyny, zejména CO₂. V poslední době je snaha emise skleníkových plynů omezovat a tím i klimatické změny, jež s rostoucí koncentrací skleníkových plynů v ovzduší pravděpodobně souvisí. Nástrojem ke snižování skleníkových plynů jsou také obnovitelné zdroje energie (OZE), jež vyrábí elektřinu bez emisí skleníkových plynů. Dalším trendem jsou decentralizované zdroje elektrické energie (nejčastěji OZE), jež jsou připojovány přímo do distribučních soustav. Tyto, ale i další vlivy (dotace, elektromobilita, odstavování jaderných elektráren v Německu...) vedou k celkové proměně energetiky.

Jedna z oblastí, která s proměnou energetiky souvisí, je akumulace elektřiny. Její bezproblémové zvládnutí by proměně energetiky pomohlo, poněvadž by nevýhody OZE (výroba závislá na počasí, výroba v době, kdy není elektřina potřeba) mohly být potlačeny. Existuje mnoho různých technologií akumulace elektrické energie, které v první části této diplomové práce popíši. Shrnu principy jejich funkce, výhody a nevýhody. Dále uvedu, jaké úlohy v elektrizační soustavě systémy akumulace mohou plnit.

Ve druhé části diplomové práce vypracuji případovou studii spolupráce vybrané technologie akumulace elektrické energie a obnovitelného zdroje elektrické energie. Bude se jednat o spolupráci větrné elektrárny a Li-Ion akumulátorů. Cílem je pomocí vytvořeného modelu zjistit, jestli projekt této spolupráce je ekonomicky efektivní, případně za jakých podmínek by jeho realizace poskytla investorovi ekonomický přínos.

1 PŘEHLED TECHNOLOGIÍ AKUMULACE ELEKTRĚNY

Akumulace elektřiny je převod elektrické energie, kterou chceme skladovat, na jinou formu energie, ve které ji lze po určitý čas uchovávat lépe. Čas uchování závisí na technologii akumulace, jak bude ukázáno dále. Ve chvíli, kdy je potřeba elektrická energie, se provede přeměna formy energie zpět na elektrickou, která je dále využívána. Vedle tohoto způsobu akumulace, kdy je provedena přeměna energie zpět na elektrickou, existují i systémy, kde je použita přímo uskladněná tepelná energie a již nedochází k přeměně na elektrickou energii. Tyto systémy nebudu v práci popisovat.

Využití akumulace elektřiny může mít mnoho podob, počínaje akumulací v malých objemech v domácnostech k zálohování dodávek elektřiny pro počítače, po akumulaci využívanou k udržení kvality elektrické energie v části elektrizační soustavy. Je zřejmé, že vzhledem k velkým rozdílům využití akumulace elektřiny, musí být i technologie k tomu použité rozdílné, respektive ne každá technologie je vhodná ke každému využití. Může být omezena velikostí, rychlostí spuštění nebo časem, po který lze elektřinu danou technologií skladovat.

Vhodné formy energie pro akumulaci elektřiny jsou následující:

- Mechanická
- Chemická
- Termochemická
- Elektrochemická
- Elektrická
- Tepelná

Pro každou výše uvedenou formu energie existuje jeden nebo více systémů akumulace elektřiny. Mechanickou energii využívají přečerpávací vodní elektrárny (PHS), systémy se stlačeným vzduchem (CAES) a setrvačníky. Chemická energie se využívá v palivových článcích (fuel cell) a termochemická energie v solárních článcích (solar fuels). Využití elektrochemické formy energie je při skladování elektřiny rozšířené, ať už v akumulátorech, kam například patří olověné akumulátory (lead-acid), lithium-iontové a nikel-kadmiové akumulátory, nebo v průtokových bateriích (flow battery). Přímo elektrické formy energie bez nutnosti změny její formy při skladování je využíváno u kapacitorů, resp. super kapacitorů a supravodivých magnetických systémů. A nakonec tepelnou formu energie využívají termické energetické zásobníky (TES). [1,2,3,4]

Z výše uvedeného výčtu různých technologií, který zcela jistě není úplný, je vidět, že způsobů, jak akumulovat elektrickou energii, je mnoho. Ne všechny technologie jsou stejně vyvinuté, najdeme technologie na počátku svého vývoje, stejně jako najdeme plně zavedené technologie.

V tabulce 1 jsem shrnul, v jakém stavu rozvoje se technologie nacházejí. Toto členění je poměrně hrubé a někdy se může překrývat.

Název technologie	Míra vývoje technologie
Přečerpávací vodní elektrárny (PHS)	Vyspělá
Olověné akumulátory (Lead-acid)	Vyspělá
Nikl-kadmiové akumulátory	Vyvinutá
Lithium-iontové akumulátory	Vyvinutá
Sodík-sírové a sodík-niklové akumulátory	Vyvinutá
Kapacitory	Vyvinutá
Akumulace do stlačeného vzduchu (CAES)	Vyvinutá
Setrvačníky	Vyvinutá
Supravodivé magnetické systémy (SMES)	Vyvíjející se
Průtokové baterie	Vyvíjející se
Termické energetické zásobníky	Vyvíjející se
Superkapacitory	Vyvíjející se
Palivové články	Vyvíjející se
Solární články	Vyvíjející se

Tabulka 1: Porovnání rozvinutosti technologií [1,2]

Vzhledem k tomu, že ve druhé části této práce budu řešit konkrétní obchodní model akumulace elektřiny, ve kterém budu uvažovat některou z komerčně běžně dostupných technologií a budu hledat smysluplné nastavení tohoto obchodního modelu, tak už dále z podrobnějšího popisu jednotlivých technologií vynechám ty, které ještě nejsou běžně komerčně využitelné, a omezím se pouze na vyvinuté a zralé technologie. Navíc se stručně zmíním o některých zajímavých technologiích, které jsou ještě ve vývoji.

Ještě než přejdu k popisu jednotlivých technologií akumulace elektřiny, stručně popíši základní parametry, které u technologií pozorujeme a porovnááme. Tyto parametry mají posléze zásadní vliv na roli technologie v elektrizační soustavě, kterou plní.

1.1 Parametry technologií akumulace elektřiny

Velikost systému akumulace elektřiny je jeden z nejzákladnějších parametrů. Velikostí můžeme myslet to, kolik elektřiny můžeme do zařízení uložit nebo kolik místa toto zařízení zabere. Oboje spolu úzce souvisí, jak ukáží vzápětí. Rozlišujeme jmenovitou „kapacitu“ zařízení (Wh), udávající, kolik energie lze do zařízení uložit, hustotu energie a výkonu (Wh/l a W/l), což jsou poměrné veličiny vztahující energii a výkon na jednotku objemu, a měrnou energii a výkon (Wh/kg a W/kg), které jsou opět měrné veličiny, nyní vztažené k hmotnosti zařízení. Lze říci, že pro uskladnění daného množství energie, použití technologie s větší hustotou energie nebo měrnou energií znamená, že systém pro akumulaci energie může mít menší rozměry. A naopak čím menší má vybraná technologie měrné veličiny, tím musí být systém akumulace elektřiny větší pro dané množství uskladněné energie. [1,2]

Důležitým parametrem je samozřejmě také účinnost cyklu. Účinnost cyklu udává poměr elektrické energie ze systému akumulace získané k elektrické energii do systému akumulace vložené. V účinnosti cyklu není zahrnuto samovybíjení, které je zásadní parametr pro stanovení délky, po kterou lze energii skladovat, a tím i pro úlohu technologie v elektrizační soustavě. Samovybíjení, neboli kolik procent uložené energie se přemění na energii, jež už nelze přeměnit zpět na elektrickou, se často udává v procentech za den. [2,3]

Životnost technologie se udává ve dvou veličinách, a to životnost v letech a životnost v počtu cyklů nabití a vybití. Životnost má velký vliv zejména na náklady na provoz a údržbu, protože čím menší je životnost, tím se musí častěji technologie udržovat nebo nahrazovat novou. [1,4]

Náklady jsou tedy další důležitý parametr mající vliv na celkovou ekonomiku provozu. Rozlišujeme investiční a provozní. Investiční náklady se nejčastěji udávají v nákladech na jednotku energie (kWh) nebo jednotku výkonu (kW). U některých technologií je vhodné znát i náklady na jednotku energie a jeden cyklus. Provozní náklady, nebo též náklady na provoz a údržbu, je nutné znát pro kompletní ekonomické zhodnocení dané technologie a udávají se buď v procentech investičních nákladů za rok, nebo náklady na jednotku instalovaného výkonu za rok. [1,2,3,4]

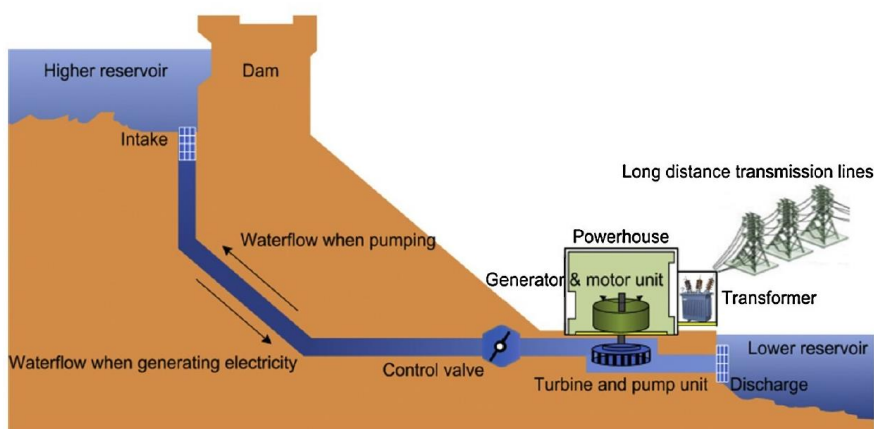
Vliv technologie na životní prostředí je také parametr, který se musí brát v potaz, minimálně v tom ohledu, že by měla být snaha tento vliv minimalizovat. Technologie akumulace elektřiny

mohou mít různé vlivy na životní prostředí jako například: toxické látky užívané v technologii; zásah do okolní přírody; silné elektromagnetické pole; emise po spalování fosilních paliv a jiné. [1]

1.2 Popis vybraných technologií akumulace elektřiny

1.2.1 Přečerpávací vodní elektrárna (PHS)

První mnou popisovaná technologie pro skladování elektrické energie, patřící mezi typ využívající mechanickou formu energie ke skladování, jsou přečerpávací vodní elektrárny. Přečerpávací vodní elektrárna se obvykle skládá ze dvou vodních nádrží s rozdílnou nadmořskou výškou spojených potrubím. Vodní nádrže jsou propojeny potrubím, které vede přes čerpadlo a turbínu, případně mohou být oba stroje spojené do jedné reverzní turbíny. Čerpadlo (reverzní turbína) za využití elektrické energie čerpá vodu z dolní nádrže do horní a naopak, když voda proudí z horní do dolní nádrže, turbína vyrábí elektrickou energii. To v podstatě znamená, že je elektřina skladována ve formě mechanické potenciální energie. Na obrázku 1 je takové typické uspořádání znázorněno.



Obrázek 1: Schéma přečerpávací elektrárny [2]

Množství energie E [Ws], které lze v přečerpávací elektrárně skladovat, je závislé na využitelném objemu vody v horní nádrži a rozdílu nadmořských výšek horní a dolní nádrže (spádu) dle vzorce:

$$E = V \cdot H \cdot g \cdot \rho \cdot \eta$$

Rovnice 1: Energie přečerpávací vodní elektrárny

kde V je využitelný objem vody horní nádrže [m^3], H spád mezi nádržemi [m], g je tíhové zrychlení [$9,81 \text{ m}\cdot\text{s}^{-2}$], ρ je hustota vody [$1000 \text{ kg}\cdot\text{m}^{-3}$] a η je účinnost cyklu [-].

Důležitý je také výkon elektrárny P závisící také na průtoku turbínou Q [m^3] dle vztahu:

$$P = Q \cdot H \cdot g \cdot \rho \cdot \eta$$

Rovnice 2: Výkon přečerpávací vodní elektrárny

Tato technologie akumulace elektrické energie je velmi vyspělá a stará. I z toho důvodu je v současné době ze všech technologií nejrozšířenější a představuje přes 99 % instalované „kapacity“ v akumulaci elektřiny [5]. První přečerpávací vodní elektrárna na našem území vznikla již koncem roku 1930 [6] a k dnešnímu dni jich je na celém světě přes 300 s instalovaným výkonem přes 180 GW [7]. Největší přečerpávací vodní elektrárna na světě je ve Virginii v USA a má instalovaný výkon 3003 MW [8].

Rozsah jmenovitých výkonů přečerpávacích elektráren je mezi 100 MW a 3000 MW, typicky kolem 1000 MW, a jmenovitá „kapacita“ této technologie je 500–8000 MWh. Hustota energie a výkonu, stejně jako měrná energie přečerpávacích elektráren, je 0,5–1,5 Wh/l, respektive W/l a Wh/kg, což je v porovnání s ostatními technologiemi málo. [1,2]

Účinnost cyklu je 70–85 %. Samovybíjení přečerpávacích vodních elektráren je velmi malé a je zapříčiněno procesem vypařování a vsakování vody, z toho důvodu se jedná o technologii vhodnou i pro dlouhodobé skladování elektřiny v horizontu měsíců až let. [1,2]

Životnost technologie je dlouhá a je závislá pouze na životnosti mechanických součástí, což jsou až desítky let, je uváděno 40–60 let. [1,2]

Investiční náklady na výstavbu přečerpávací vodní elektrárny se pohybují mezi 600–4300 \$/kW, respektive 5–100 \$/kWh [1,9], což tuto technologii řadí mezi levnější technologie akumulace elektřiny na jednotku výkonu, respektive energie. Náklady na provoz a údržbu jsou 0,004 \$/kWh, respektive 3 \$/kW/rok [10,11].

Hlavní nevýhody přečerpávacích vodních elektráren jsou nutnost najít vhodné místo v krajině pro dvě poměrně velké nádrže vody a velké absolutní náklady na výstavbu (stovky miliónů až miliard \$). S prvním problémem souvisí i poměrně velký negativní vliv na životní prostředí z důvodu zásahů do krajiny, jako je kácení stromů nebo zábor půdy při stavbě a následném zatopení nádrží [1]. V poslední době některé nové přečerpávací elektrárny využívají zatopené doly, podzemní jeskyně nebo i moře jako nádrže, což může zmírnit výše zmíněný negativní vliv na životní prostředí.

Výhody technologie	Nevýhody technologie
Vysoký instalovaný výkon	Nízká hustota energie
Dlouhá životnost	Vyšší absolutní náklady
Malé samovybíjení	Vliv na životní prostředí
Nižší náklady na jednotku výkonu	
Rozvinutost	

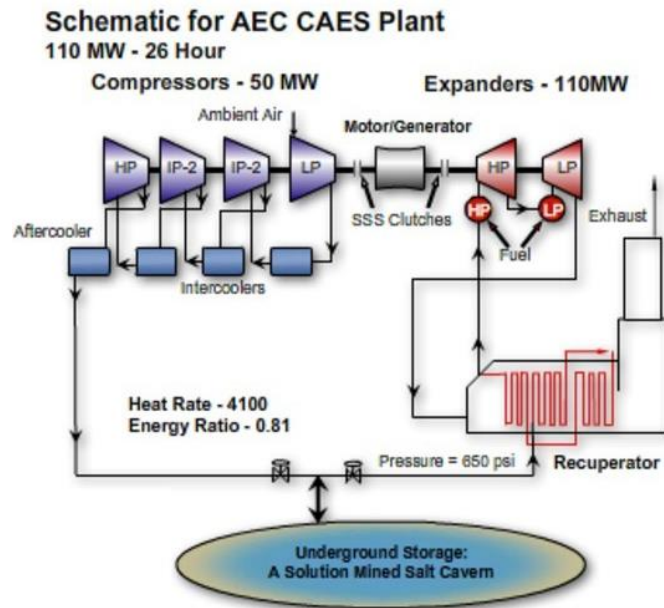
Tabulka 2: Výhody a nevýhody přečerpávacích vodních elektráren

1.2.2 Akumulace do stlačeného vzduchu (CAES)

Další systém akumulace elektřiny využívající mechanickou formu energie je skladování energie stlačením vzduchu (CAES). Základní princip je jednoduchý. Elektřinou poháněný kompresor stlačí vzduch do zásobníku, obvykle podzemní vzduchotěsný prostor (kaverna), kde je stlačený vzduch skladován, aby byl ve chvílích, kdy je potřeba elektřina, přiveden do spalovací komory, kde je spolu s palivem ohřát, a tato směs následně expanduje v turbíně pohánějící generátor. Toto má za následek výraznou úsporu paliva (zemní plyn) proti situaci, kdy by k pokrývání zvýšené poptávky po elektřině byla využita plynová elektrárna bez systému CAES. [1,2]

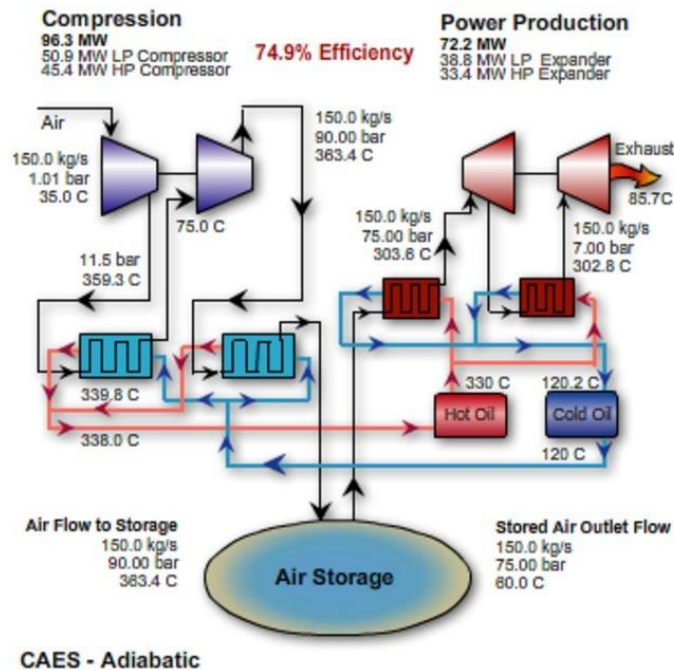
Ačkoliv je princip jednoduchý, je u této technologie komplikované to, že při stlačování je vzduch zahříván, a tím vznikají tepelné ztráty při skladování, a následně při expanzi se vzduch prudce ochlazuje. Z důvodu, že teplo vzduchu před expanzí je důležité, protože určuje množství akumulované energie, je vhodné vzduch před expanzí v turbíně zahřát. Existují dva základní typy systémů CAES, nazvané dle fyzikálních dějů, které využívají při svém provozu: diabatický a adiabatický. [1,2]

Diabatický (konvenční) CAES je ze všech nejjednodušší a také je dnes jediný komerčně využívaný. Při stlačování vzduchu vzniklé teplo není dále nijak využito a pouze se přes chladiče rozptýlí do okolí jako odpad. Při následné expanzi teplo chybí a je nutné ho dodat spálením zemního plynu ve spalovací komoře. Pro úsporu zemního plynu jsou do oběhu vkládány rekuperátory, ve kterých spaliny přehřívají stlačený vzduch proudící ze zásobníku. Na obrázku 2 je takovýto systém znázorněn. [12]



Obrázek 2: Diabatický (konvenční) CAES [13]

Adiabatické systémy CAES (AA-CAES) nepotřebují ke svému provozu žádný další zdroj tepla, tedy nemusí být spalován zemní plyn ve spalovací komoře. Je toho dosaženo tím, že teplo, vzniklé při kompresi vzduchu, je uloženo v tepelných akumulátorech (obvykle olej nebo roztavené soli) a znovu použito k ohřátí vzduchu při expanzi. Tento systém by měl mít účinnost až 75 %. Schéma takového systému je zobrazeno na obrázku 3. [12]



Obrázek 3: AA-CAES [14]

V současné době jsou v provozu dva velké systémy CAES. První je v německém Huntorfu u Brém s instalovaným výkonem 290 MW, který je v komerčním provozu od roku 1978. Podzemní kaverna má objem přibližně 310 000 m³ a vznikla z původně solného dolu v hloubce zhruba 600 m. V současnosti je provozován v denním cyklu, kdy je 8 hodin vzduch vháněn do zásobníku a poté může vyrábět 2 hodiny s výkonem 290 MW, což znamená „kapacita“ akumulace elektřiny až 580 MWh. [15]

Druhá novější elektrárna McIntosh je v USA ve státě Alabama, která také využívá jako zásobník solnou kavernu a je v provozu od roku 1991. Instalovaný výkon elektrárny je 110 MW a může vyrábět elektřinu až 26 hodin, tedy „kapacita“ akumulace je 2860 MWh. [16]

Z hlediska měrných veličin je tato technologie o něco lepší než přečerpávací vodní elektrárny, ale za jinými technologiemi stále zaostává. Hustota energie je 2–6 Wh/l a hustota výkonu je 0,5–2 W/l. Měrná energie je už vyšší ve srovnání s přečerpávacími elektrárnami, konkrétně se pohybuje mezi 30 a 60 Wh/kg. [2]

Účinnost cyklu této technologie není příliš dobrá, je to 42–54 %, ale u pokročilejší technologie AA-CAES, která je stále ve vývoji, by to mohlo být až 75 %. [2]

Stejně jako přečerpávací vodní elektrárny, tak i technologie CAES má malé samovybití, téměř nulové, a je tedy také vhodná ke dlouhodobějšímu skladování elektrické energie. [2]

Životnost této technologie se předpokládá 20–40 let, což zatím koresponduje s dobou provozu dvou výše uvedených komerčních elektráren, a počet cyklů, které je schopna tato technologie absolvovat, se předpokládá 8–12 tisíc [17].

Náklady na výstavbu CAES systémů jsou 400–1000 \$/kW nebo 2–120 \$/kWh, vztáhneme-li to k jednotce uložené energie, což je méně než u přečerpávacích vodních elektráren. Provozní náklady jsou ve srovnání s přečerpávacími elektrárnami vyšší, a to několikanásobně, pohybují se mezi 19 a 25 \$/kW/rok [11].

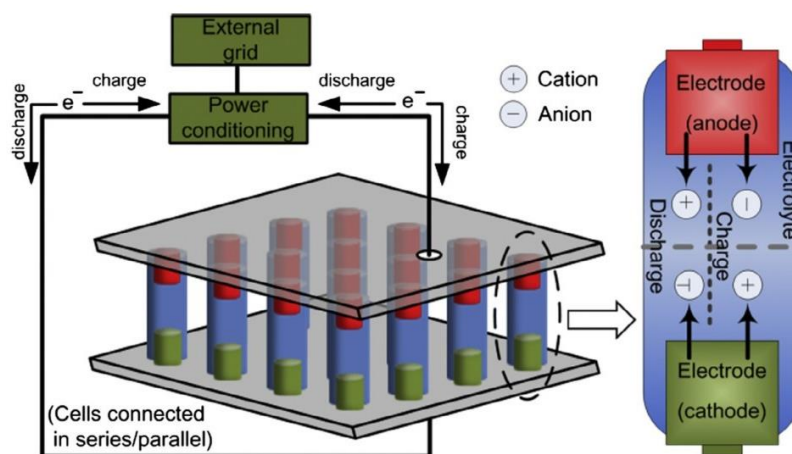
Z principu funkce konvenčního systému CAES je zřejmé, že vlivem nutnosti spalovat také zemní plyn, vznikají emise, a tudíž vliv na životní prostředí je negativní. Na druhou stranu, kdyby místo systému CAES dodávala potřebnou elektřinu pouze plynová elektrárna, emise by byly vyšší, z toho důvodu, že systém CAES uspoří 30–40 % zemního plynu, který by byl spotřebován v plynové elektrárně [16].

Výhody technologie	Nevýhody technologie
Vysoký instalovaný výkon	Vliv na životní prostředí
Dlouhá životnost	Nízká účinnost
Malé samovybíjení	
Nižší náklady na jednotku výkonu	
Vyšší hustota energie	

Tabulka 3: Výhody a nevýhody systémů CAES

1.2.3 Elektrochemické zdroje

Sekundární články, jinak řečeno akumulátory, jsou jedny z nejstarších forem skladování elektrické energie a zároveň jsou dnes jedny z nejrozšířenějších způsobů akumulace elektřiny. Akumulátory uchovávají elektrickou energii ve formě chemické energie, na kterou musí být přeměněna. Na obrázku níže je ukázán zjednodušený princip typického systému akumulace elektřiny s akumulátory.



Obrázek 4: Schematický diagram provozu systému s akumulátory [2]

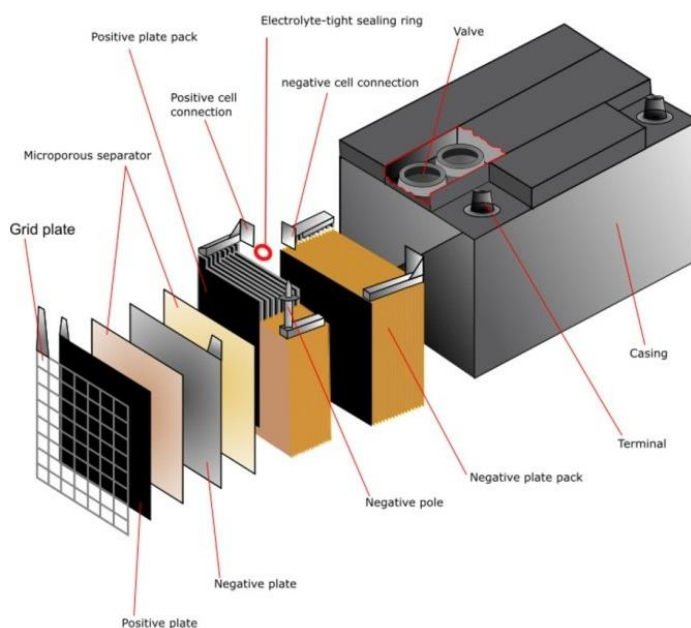
Systém akumulace je složen z více elektrochemických článků spojených sériově nebo paralelně, které vytváří elektřinu požadovaného napětí díky elektrochemické reakci. Každý článek je složen ze dvou elektrod, anody (kladně nabitá) a katody (záporně nabitá), a elektrolytu, který je mezi elektrodami. Elektrolyt může být pevný, kapalný nebo i viskózní v závislosti na typu akumulátoru. Článek umožňuje obousměrně měnit elektrickou energii na chemickou a naopak. [2]

Během vybíjení nastává chemická reakce na obou elektrodách (specifická pro každý typ akumulátoru), jež má za následek tok volných elektronů, který ve vnějším okruhu připojeném k článku vyvolá elektrický proud. Tato reakce je vratná, čehož se využívá při nabíjení, kdy po přiložení elektrického napětí na článek dojde k toku elektronů v opačném směru, čímž se akumulátor znovu nabije. [1]

Akumulátory mají velmi široké využití a pro některé aplikace skladování elektřiny jsou nejvhodnější technologií. Umějí velmi rychle reagovat na změny zátěže, mají nízké ztráty naprázdno a vysokou energetickou účinnost. Dále výstavba systému s akumulátory je poměrně rychlá a jejich umístění je flexibilní, například uvnitř budov nebo blízko zařízení, kde jsou potřeba. Nicméně i tato technologie má bariéry, které brání jejímu rozvoji v opravdu velkých měřítkách. Je to zejména omezený počet cyklů nabití a vybití, stejně jako omezená hloubka vybíjení, malá hustota energie, vysoké náklady na provoz a údržbu nebo obsah toxických látek. Každý typ akumulátoru má tyto vlastnosti trochu jiné a pět, v tuto chvíli nejrozvinutějších typů akumulátorů, podrobněji popíši a zhodnotím. Budou to olovené akumulátory, nikl-kadmiové akumulátory a sodík-sírové, sodík-niklové akumulátory a lithium-iontové akumulátory. [1,2]

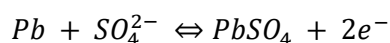
1.2.3.1 Olovené akumulátory (*Lead-acid*)

Olovené akumulátory, vynalezené v roce 1859, jsou nejstarším typem akumulátorů a od doby svého prvního sestavení se staly nejrozšířenějším typem akumulátoru. Konstrukce typického oloveného akumulátoru je znázorněna níže.

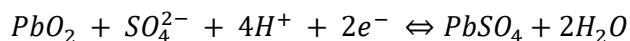


Obrázek 5: Konstrukce oloveného akumulátoru [18]

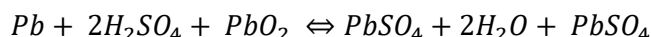
V nabitém stavu je záporná elektroda z olova (Pb), s příměsí antimonu (Sb) kvůli zlepšení mechanických vlastností, a kladná elektroda z oxidu olovičitého (PbO₂). Elektrolytem je zředěná kyselina sírová (H₂SO₄) o koncentraci cca 37 %. Ve vybitém stavu jsou obě elektrody přeměněny na síran olovnatý (PbSO₄). Zároveň se během nabíjení a vybíjení mění koncentrace elektrolytu, což umožňuje stanovovat úroveň nabití ze stavu elektrolytu. Při vybíjení je elektrolyt obohacován vodou a ochuzován o kyselinu sírovou a naopak. Napětí takového jednoho článku jsou 2 V a obvykle jsou články spojovány k dosažení vyššího napětí. Chemické reakce probíhající v oloveném akumulátoru jsou následující:



Rovnice 3: Reakce na záporné elektrodě oloveného akumulátoru



Rovnice 4: Reakce na kladné elektrodě oloveného akumulátoru



Rovnice 5: Celková rovnice reakce oloveného akumulátoru

Existuje několik typů olovených akumulátorů: zaplavené akumulátory vyžadující pravidelné doplňování destilované vody, bezúdržbové zapečetěné akumulátory s gelovým elektrolytem a akumulátory s regulačním ventilem. [1]

Měrná energie olovených akumulátorů je typicky 30–50 Wh/kg a měrný výkon 75–300 W/kg [1]. Hustota energie je 50–80 Wh/l a hustota výkonu až 400 W/l [1]. Olovené akumulátory mají relativně nízkou hustotu energie a měrnou energii. Nicméně i tak existují systémy se jmenovitým výkonem desítek MW a množstvím uskladněné energie v jednotkách MWh. Například systém v Texasu v USA s instalovaným výkonem 36 MW, který umožňuje dodávat energii po dobu 40 minut (množství energie cca 12 MWh). Nebo velký systém v Chino v Kalifornii, který umožňuje uskladnit 40 MWh energie (10 MW po dobu 4 hodin). [19]

Účinnost cyklu se pohybuje mezi 70 % a 80 %, samovybíjení je až 0,3 % denně (cca 10 % měsíčně), což není pro tuto technologii omezující v používání pro akumulaci elektřiny pro určité účely. Problémem této technologie je naopak životnost, která není příliš vysoká, zejména co se týká počtu cyklů. V letech by životnost mohla být až 15 let, ale počet cyklů je nižší než 2 000. [1,20]

Naopak výhodou jsou, i díky tomu, že se jedná o poměrně starou technologii, nižší investiční náklady. Investiční náklady jsou 300–600 \$/kW, respektive 200–400 \$/kWh, což tuto technologii řadí mezi nejlevnější technologie k akumulaci energie [1]. Z hlediska ročních provozních nákladů to naopak patří mezi dražší technologie, konkrétně cca 50 \$/kW/rok. [11]

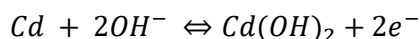
Vliv na životní prostředí této technologie je spíše negativní z důvodu používání toxických látek, jako je olovo a kyselin sírová.

Výhody technologie	Nevýhody technologie
Nízké investiční náklady	Nízká hustota energie
Vyšší účinnost	Nízký počet cyklů
Vysoký jmenovitý výkon	Vliv na životní prostředí

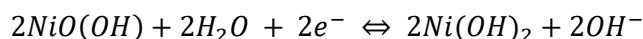
Tabulka 4: Výhody a nevýhody olověných akumulátorů

1.2.3.2 Nikl-kadmiové akumulátory (Ni-Cd)

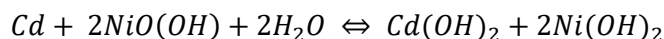
Nikl-kadmiové akumulátory mají v nabitém stavu kladnou elektrodu z oxid-hydroxidu niklitého (NiO(OH)), záporná elektroda je z kadmia (Cd). Elektrolytem je na rozdíl od olověných akumulátorů zásaditá tekutina, obvykle se jedná o vodný roztok hydroxidu draselného (KOH), jehož hustota (koncentrace) se během nabíjení a vybíjení nemění, tudíž z něj nelze jednoduše zjišťovat stav vybití, respektive nabití. Jmenovité napětí jednoho článku je 1,2 V. Chemické reakce probíhající v Ni-Cd akumulátoru jsou následující:



Rovnice 6: Reakce na záporné elektrodě Ni-Cd akumulátoru



Rovnice 7: Reakce na kladné elektrodě Ni-Cd akumulátoru



Rovnice 8: Celková rovnice reakce Ni-Cd akumulátoru

Nikl-kadmiové mohou být se zaplavenými elektrodami a tekutým elektrolytem nebo v plně hermetizovaných pouzdrech. Tyto akumulátory trpí tzv. paměťovým efektem. Tento jev vzniká při opakovaném vybíjení akumulátorů na malou, ale vždy stejnou hloubku vybití, a má za následek

dramatické snížení množství energie, kterou lze uložit do akumulátoru. Tento efekt je nicméně vratný, stačí akumulátor úplně vybit a znovu nabít. [1,2]

Z hlediska měrných veličin výkonů a energií je pro tuto technologii srovnání s olověnými akumulátory příznivé. Měrná energie Ni-Cd akumulátorů je typicky 50–80 Wh/kg a měrný výkon 150–300 W/kg [1]. Hustota energie je 60–150 Wh/l a hustota výkonu až 600 W/l [21]. Zatím existuje ve světě pouze několik instalací akumulace elektřiny s využitím této technologie. Největší je v Golden Valley (Fairbanks, Aljaška), kde je instalace, která dokáže dodávat 27 MW po dobu 15 minut, nebo 40 MW po dobu 7 minut. Ostatní instalace mají instalovaný výkon desítky kW a mohou dodávat elektřinu v řádech hodin. [22]

Účinnost cyklu je 60–80 %, což je srovnatelné s olověnými akumulátory. Porovnáme-li samo-vybíjení, pak je také srovnatelné, tedy 0,2–0,6 % za den. Větší rozdíl mezi těmito typy akumulátorů je pak při srovnání z pohledu životnosti, kdy se u nikl-cadmiových očekává životnost až 20 let, nebo až 3 500 cyklů. [23]

Problémem nikl-kadmiových akumulátorů jsou vyšší investiční náklady, které jsou 500–1500 \$/kW a 800–1500 \$/kWh [1]. Roční provozní náklady jsou 20 \$/kW/rok, tedy o něco nižší než u olověných akumulátorů [11].

Další problém je s vlivem na životní prostředí, kdy nikl a kadmium jsou těžké kovy, což vede k potenciálnímu ohrožení životního prostředí.

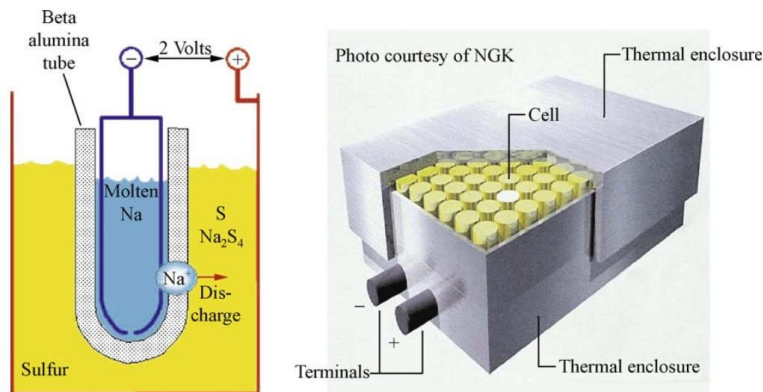
Výhody technologie	Nevýhody technologie
Možnost hlubokého vybíjení	Vysoké investiční náklady
Vyšší účinnost	Vliv na životní prostředí
Vyšší počet cyklů	

Tabulka 5: Výhody a nevýhody Ni-Cd akumulátorů

1.2.3.3 Sodík-sírové (NaS) akumulátory

Sodík-sírové akumulátory jsou považovány za nejslibnější technologii pro velkoobjemové skladování elektřiny. Tyto akumulátory jsou zvláštní tím, že obě elektrody jsou v tekutém stavu. Kladná elektroda je tekutá síra (S) a záporná roztavený sodík (Na). Jako elektrolyt je zde membrána z oxidu hlinitého (Al_2O_3). Přes membránu projdou pouze kladné ionty sodíku, které vyvolávají při spojení s vnějším obvodem elektrický proud. Napětí tohoto článku je 2 V. Při nabíjení se ionty

sodíku vrací zpět. Tato struktura je zobrazena na obrázku níže. Aby byly elektrody v tekutém stavu, je nutné udržovat teplotu baterie mezi 300–350 °C, což přináší problémy. [1,2]



Obrázek 6: Sodík-sírový akumulátor [24]

Hustota energie se pohybuje mezi 150–250 Wh/l. Hustota výkonu je pak cca 150 W/l [25]. Měrná energie se uvádí 150–240 Wh/kg a měrný výkon 150–230 W/kg. [1] V dnešní době je největší instalace této technologie v Japonsku (Buzen, Fukuoka), kde je systém se jmenovitým výkonem 50 MW a možností skladování 300 MWh elektrické energie. Systém tedy může dodávat elektřinu po dobu 6 hodin. Obvykle jsou ale instalovány systémy se jmenovitými výkony jednotky MW s dobou dodávek v jednotkách hodin. [26]



Obrázek 7: Největší instalace sodík-sírového akumulátoru [27]

Účinnost cyklu je 75–90 %, což je o něco málo lepší než olověné a Ni-Cd akumulátory. Samovybití NaS akumulátorů je téměř nulové. [20] Životnost je pak srovnatelná s Ni-Cd akumulá-

tory a očekává se až 20 let. Vyjádřeno počtem cyklů je to až 4 500 cyklů, což je více než u Ni-Cd akumulátorů. [17]

Bohužel je tato technologie nákladná. Investiční náklady jsou 1000–3000 \$/kW a 300–500 \$/kWh, ale dá se očekávat pokles investičních nákladů, jak se bude technologie rozvíjet [1]. Velmi vysoké jsou pak roční provozní náklady ve výši 80 \$/kW/rok, je to způsobeno především nutností udržení elektrod v tekutém stavu. [11].

Výhoda oproti dvěma výše uvedeným technologiím elektrochemických akumulátorů je ta, že látky používané u NaS akumulátorů nejsou toxické a jsou snadno recyklovatelné.

Výhody technologie	Nevýhody technologie
Vliv na životní prostředí	Vysoké investiční náklady
Vyšší účinnost	Vysoké provozní náklady
Vyšší počet cyklů	Nutnost tepelného systému na udržení elektrod v tekutém stavu
Relativně vysoká hustota energie	
Téměř nulové samovybíjení	

Tabulka 6: Výhody a nevýhody NaS akumulátorů

1.2.3.4 Sodík-nikl-chloridové (ZEBRA) akumulátory

Sodík-nikl-chloridové akumulátory, nazývány také ZEBRA akumulátory, jsou konstrukčně a principálně podobné sodík-sírovým. Při nabíjení baterie se sůl NaCl a nikl (Ni) mění na niklchlorid (NiCl_2) a roztavený sodík (Na), který je anodou. A naopak při vybíjení. Elektrody jsou od sebe odděleny keramickou membránou, elektrolytem, která je vodivá pouze pro kladné ionty sodíku. Opět je nutné udržovat vysokou provozní teplotu systému kolem 300 °C. [1]

Hustota energie (150–180 Wh/l) tohoto typu akumulátorů je nižší než u NaS akumulátoru. Hustota výkonu je 220–300 W/l, měrná hustota energie 100–120 Wh/kg a měrný výkon 150–200 W/kg. [1] Dnešní systémy s těmito akumulátory mají obvykle výkon jednotky MW a mohou dodávat elektřinu po dobu jednotek hodin. V největším z nich lze uskladnit 10 MWh elektrické energie při maximálním výkonu 5 MW a je v Rovnickové Guineji. [28]

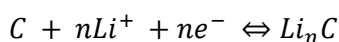
Na druhou stranu oproti sodík-sírových akumulátorům jsou investiční náklady nižší, 150–300 \$/kW a 100 \$/kWh. Životnost je srovnatelná, tedy až 15 let a více než 2 500 cyklů. [1]

Výhody technologie	Nevýhody technologie
Relativně vyšší hustota energie	Vyšší investiční náklady
Vyšší účinnost	Nutnost tepelného systému na udržení elektrod v tekutém stavu
Vyšší počet cyklů	
Téměř nulové samovybíjení	

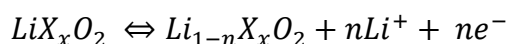
Tabulka 7: Výhody a nevýhody sodík-nikl-chloridových akumulátorů

1.2.3.5 Lithium-iontové (Li-Ion) akumulátory

Posledním popisovaným typem elektrochemických zdrojů jsou lithium-iontové (Li-Ion) akumulátory. Katoda tohoto druhu akumulátorů je z oxidu lithia (např. LiCoO_2 , LiNiO_2 , $\text{Li}_x\text{Mn}_2\text{O}_4$ a další), anoda je z grafitového uhlíku s vrstvenou strukturou a elektrolyt je pak z lithiových solí v organickém rozpouštědle (např. LiPF_6). Napětí akumulátoru je obvykle 3,7 V. Při nabíjení se z atomů lithia na katodě stávají ionty a přesouvají se elektrolytem k anodě, kde rekombinují s volnými elektrony a usazují se mezi vrstvami uhlíku. Tento proces je během vybíjení opačný. Vyjádření pomocí chemických rovnic je následující:



Rovnice 9: Reakce na záporné elektrodě Li-Ion akumulátoru



Rovnice 10: Reakce na kladné elektrodě Li-Ion akumulátoru

Na rozdíl od Ni-Cd akumulátorů tento typ akumulátorů netrpí tzv. paměťovým efektem, což je jejich výhoda. Na druhou stranu tomuto typu akumulátorů vadí úplné vybití a také akumulovatelné množství elektřiny do systému této technologie s časem klesá.

Hustota energie Li-Ion akumulátorů je 200–500 Wh/l. Měrná energie je 75 – 200 Wh/kg a měrný výkon 150–315 W/kg. [1] Největší instalace tohoto systému je v současnosti v Německu, má výkon 68 MW a může dodávat elektřinu po dobu 3 h, což znamená možnost skladovat 204 MWh energie. Nicméně nejčastější instalované výkony jsou jednotky MW a množství energie, které lze uskladnit, jsou jednotky MWh. [7]

Účinnost cyklu je velmi vysoká, až 97 %, a samovybíjení tohoto typu akumulátorů jsou desítky procenta denně. Životnost se očekává až 20 let, případně více než 10 000 cyklů v závislosti na hloubce vybíjení. [1]

Z pohledu nákladů jsou na tom Li-Ion akumulátory takto, investiční náklady vztažené na výkon jsou 1200–4000 \$/kW a vztažené na množství uložené energie 600–2500 \$/kWh. [1] Roční provozní náklady jsou větší než 10 \$/kW/rok. [37]

Výhody technologie	Nevýhody technologie
Vysoká hustota energie	Vysoké investiční náklady
Vysoká účinnost	Nelze úplně vybit
Nižší samovybíjení	Klesající akumulovatelné množství elektřiny
Rychlost odezvy systému	

Tabulka 8: Výhody a nevýhody Li-Ion akumulátorů

1.2.4 Setrvačníky

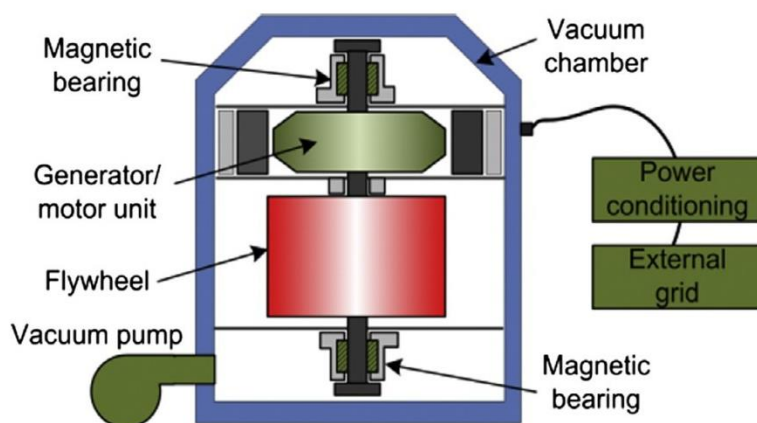
Setrvačníky jsou systémy akumulace elektřiny, které ji uchovávají ve formě kinetické energie, a to díky hybnosti rotující hmoty. Zjednodušený princip fungování je ten, že během nabíjení se setrvačnick roztáčí pomocí motoru poháněným elektřinou, a při vybíjení stejný motor funguje jako generátor produkující elektřinu z rotační energie uložené v setrvačnicku. Množství energie uložené v setrvačnicku je závislé na velikosti (momentu setrvačnosti) a rychlosti rotující části zařízení dle následující rovnice:

$$E = \frac{1}{4} \cdot m \cdot r^2 \cdot \omega^2$$

Rovnice 11: Energie uložená v systému se setrvačnickem

kde m je hmotnost válce (setrvačnicku), r je poloměr válce (setrvačnicku) a ω je rychlost, kterým se válec (setrvačnick) otáčí. [1,2]

Současné systémy setrvačnicků se skládají z pěti základních částí: setrvačnicku, skupiny ložisek, reverzního elektrického motoru/generátoru, výkonové elektronické jednotky a podtlakové komory. Na obrázku 8 je ukázána zjednodušená podoba takového systému akumulace. [1,2]



Obrázek 8: Zjednodušený popis systému akumulace se setrvačником [2]

Z důvodu minimalizování ztrát energie, které způsobuje odpor vzduchu, je setrvačnik uložen v prostředí s co největší úrovní vakua. Tření, které je v klasických ložiskách poměrně velké, je v moderních systémech snižováno používáním magnetických ložisek.

Setrvačniky mohou být rozděleny do dvou základních skupin. Nízko rychlostní a vysoko rychlostní. Nízko rychlostní mají ocelové setrvačniky a počet otáček je nižší než 6000 za minutu. Vysoko rychlostní systémy akumulace se setrvačniky využívají pokročilé kompozitní materiály, například uhlíková vlákna, a jejich rychlost otáčení je až 100 000 otáček za minutu.

Vzhledem k velkému samovybíjení, až 20 % skladované elektřiny za hodinu, jsou setrvačniky typicky používány pro krátkodobé skladování (10–100 s) o relativně velkých výkonech (kW). [2]

Hustota energie této technologie je 20–80 Wh/l a měrná energie 10–30 Wh/kg, což je řádově více než například přečerpávací vodní elektrárny, ale stále to tuto technologii řadí mezi technologie s nižší měrnou energií. Měrný výkon je pak 400–1500 W/kg a hustota výkonu 1000–2000 W/l. [2]

Účinnost cyklu je velmi vysoká, a to více než 90 %. Samovybíjení, jak jsem již zmínil, je naopak velmi velké. Za 1 den se sama vybije veškerá energie v systému uložená. [2]

Životnost systémů se setrvačniky se očekává 15 až 20 let. Vyjádřeno v počtu cyklu by měla být životnost delší než 20 000 cyklů. [1]

Investiční náklady na systémy se setrvačniky se pohybují mezi 250–350 \$/kW, což odpovídá 1000–5000 \$/kWh a z tohoto pohledu se v porovnání s ostatními technologiemi jedná o dražší technologii na skladování jedné kWh [1]. Provozní náklady se uvažují přibližně 20 \$/kW za rok, což tuto technologii řadí spíše k levnějším z hlediska provozních nákladů [11].

Vliv této technologie skladování elektřiny na životní prostředí je téměř nulový.

V současnosti je v provozu cca 40 aplikací využívající tento způsob akumulace elektřiny. Jmenovité výkony se pohybují od 10 kW po 400 MW. Nejčastěji jsou instalovány jednotky v řádech stovek kW. Praktické aplikace většinou nemají pouze jeden setrvačnick, ale jedná se o soubory mnoha setrvačnicků, které spolupracují. Doby, po které lze ze systému odebírat elektřinu, jsou od jednotek minut po 4 hodiny, což je ale spíše výjimka a většinou doba dodávky elektřiny nepřesáhne 1 hodinu [7]. Množství akumulované elektrické energie bývá 3–25 kWh [1].

Jedna z nejvýznamnějších aplikací této technologie, která je v provozu, je ve městě Stephentown, ve státě New York. Jedná se o instalaci společnosti Beacon Power o jmenovitém výkonu 20 MW, skládající se z 200 setrvačnicků. Množství uskladněné elektřiny je až 5 MWh, z čehož vyplývá, že doba provozu při plném výkonu je 15 minut. Na obrázku níže je vidět, jak tato instalace akumulace elektřiny vypadá z ptačí perspektivy. [29]



Obrázek 9: Pohled na instalaci setrvačnicku ve Stephentownu [30]

V následující tabulce jsem shrnul výhody a nevýhody technologie akumulace elektřiny s využitím setrvačnicků, kterou jsem popisoval v této kapitole.

Výhody technologie	Nevýhody technologie
Vysoká účinnost cyklu	Nízká hustota energie
Dlouhá životnost	Velké samovybíjení
Vliv na životní prostředí	Vyšší náklady na jednotku energie
Nižší náklady na jednotku výkonu	
Spolehlivost	
Rychlost odezvy	

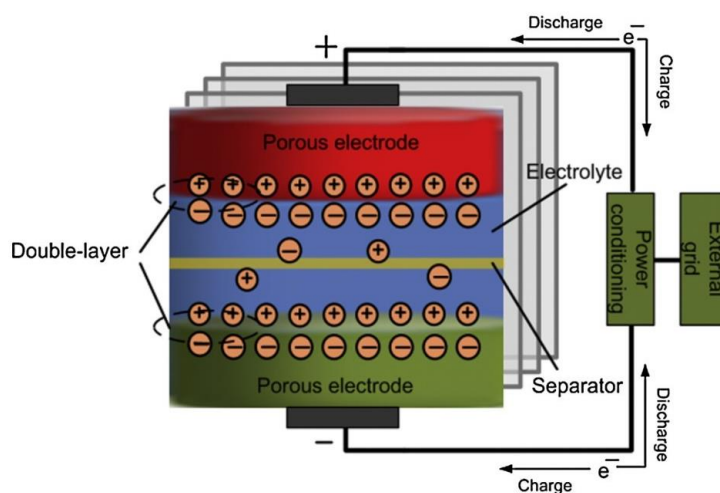
Tabulka 9: Výhody a nevýhody systémů se setrvačnický

1.2.5 Kapacitory a superkapacitory

Kapacitory, stejně jako superkapacitory, nepotřebují pro skladování elektřiny změnu formy energie na jinou a skladují energii přímo ve formě elektrické energie. Kapacitory jsou složeny z nejméně dvou elektrod (často kovové fólie) oddělených tenkou vrstvou dielektrika (nejčastěji vrstva keramiky, skla nebo plastu). Zjednodušeně lze říci, že ve chvíli, kdy je kapacitor nabit, je energie uskladněna ve vrstvě dielektrika v podobě elektrostatického pole. [2]

Hlavní problém konvekčních kapacitorů je nízká hustota energie, a chceme-li skladovat větší množství energie, pak dielektrická vrstva musí být velmi velká, což přináší problémy s velikostí celého systému a také ho činí ekonomicky neefektivní. Vylepšení z pohledu hustoty uložené energie přinesly superkapacitory. [1]

U superkapacitorů je vrstva dielektrika nahrazena elektrolytem, který je opět mezi dvěma vodivými elektrodami, mezi kterými je dále vložen porézní separátor (polypropylenová fólie). Podstatný je také materiál elektrod s velkou plošnou hustotou, kterého je dosaženo nanesením práškového uhlíku na hliníkovou fólii, a je získán poměr mezi plochou a hmotností 2 000 m²/g. Těmito úpravami se kapacita superkapacitoru zvýší na řád tisíců faradů. Elektrody od sebe bývají vzdáleny méně než 1 nm, což má za následek poměrně malé průrazné napětí. Z tohoto důvodu není provozní napětí jedné takovéto struktury větší než 3 V, a je nutné superkapacitory zapojovat sériově do modulů. Zjednodušené schéma superkapacitoru je na Obrázku 10. Nicméně ani výše uvedená vylepšení neodstranily velký nedostatek v podobě velkého samovybíjení, což ústí v užití pouze pro krátkodobé skladování elektrické energie. [31]



Obrázek 10: Schéma superkapacitoru [2]

Rozsah jmenovitých výkonů instalací kapacitorů sahá až do 50 kW a u superkapacitorů až 300 kW. Hustota energie kapacitorů je až 10 Wh/l a superkapacitorů až 30 Wh/l, to řadí obě

technologie k technologiím s malou hustotou energie. Naopak hustota výkonu je u obou technologií velmi vysoká, a to více než 100 000 W/l, což je nejvíce ze všech technologií, kterým se v této práci věnuji. Měrná energie je pak 5 Wh/kg, respektive 15 Wh/kg u superkapacitorů. [2]

Účinnost cyklu superkapacitorů je velmi vysoká, přes 90 %. Kapacitory mají účinnost cyklu nižší, kolem 70 %. [1]

Problematické samovybíjení znamená, že se u kapacitorů za 1 den samo vybije až 40 % uložené energie. Superkapacitory jsou z tohoto pohledu opět lepší, ale pořád dojde za den k poklesu uložené energie o cca 20 %. [1]

Životnost této technologie akumulace elektřiny je v porovnání s ostatními vysoká, zejména z pohledu počtu cyklů. Kapacitor během svého provozu dokáže zvládnout více než 50 000 cyklů, superkapacitor dokonce více než 100 000 cyklů. [1]

Investiční náklady na 1 kW se pohybují od 200 \$ do 400 \$ u kapacitorů a od 100 \$ do 300 \$ u superkapacitorů, což je řadí mezi levnější technologie. Ale z pohledu investičních nákladů na kWh uložené energie patří mezi nejdražší. Investiční náklady u kapacitorů jsou 500–1000 \$/kWh a 300 – 2000 \$/kWh u superkapacitorů. Náklady na provoz a údržbu nejsou pro tuto technologii nijak limitující ve srovnání s ostatními technologiemi, jsou cca 13 \$/kW/rok u kapacitorů a 60 \$/kW/rok pro superkapacitory. [2,11]

Vliv technologie na životní prostředí je malý.

Výhody technologie	Nevýhody technologie
Vysoká hustota výkonu	Nízká hustota energie
Vysoká účinnost cyklu	Velké samovybíjení
Vysoký počet cyklů	Vyšší náklady na jednotku energie
Nižší náklady na jednotku výkonu	
Rychlost nabití a vybití	

Tabulka 10: Výhody a nevýhody kapacitorů/superkapacitorů

1.2.6 Supravodivé magnetické systémy (SMES)

Akumulace pomocí SMES spočívá v uložení elektrické energie do magnetického pole vytvořeného stejnosměrným proudem v supravodivé cívce, která je chlazená pod kritickou teplotu supravodiče. Dosáhnutí supravodivosti je klíčové, protože obecně při průchodu proudu cívkou se část

elektrické energie mění na teplo (ztráty) z důvodu odporu cívky, nicméně při dosáhnutí stavu supravodivosti je odpor nulový a elektřinu lze skladovat téměř bez ztrát. [2]

Nejčastěji se jako materiál cívky používá Niob-Titan, s kritickou teplotou (pod kterou musí být chlazen, aby byl supravodivý) 9,2 K. Cívka je obvykle chlazena pomocí tekutého hélia na 4,2 K, případně super tekutým héliem na 1,8 K. Supravodivé magnetické systémy jsou tedy obvykle složeny ze tří hlavních částí: supravodivé cívky, chladicího systému a výkonové jednotky pro připojení k síti. Schématický diagram SMES je na následujícím obrázku. [1]

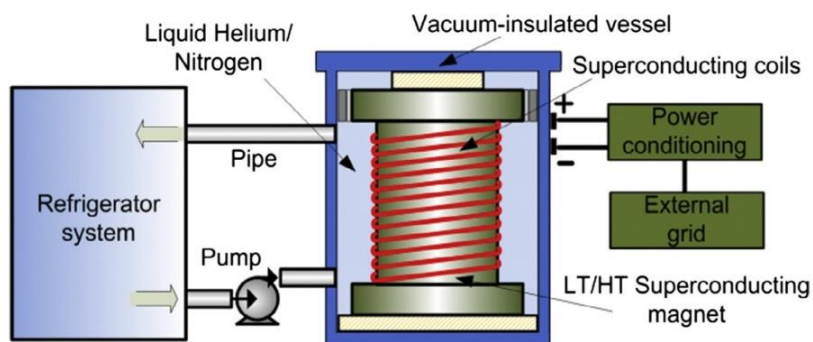


Fig. 10. Schematic diagram of a SMES system.

Obrázek 11: Schéma supravodivého magnetického systému (SMES) [2]

Supravodivé cívky jsou rozděleny do dvou skupin: nízkoteplotní (LTS) s kritickou teplotou kolem 5 K a vysokoteplotní (HTS) s kritickou teplotou cca 70 K. Technologie nízkoteplotních supravodičů je v dnešní době více rozvinutá. [2]

V současnosti jsou jmenovitě výkony zařízení pro akumulaci elektrické energie pomocí SMES až 10 MW. Výkonová hustota je relativně velká, až 4 000 W/l. Měrný výkon této technologie je 500–2000 W/kg. [2] Z pohledu hustoty energie se jedná o horší technologii akumulace elektřiny, protože hustota energie je do 6 Wh/l [21]. Měrná energie je pak až 12 Wh/kg. Množství energie, které lze v systému akumulovat, je poměrně malé, v řádu desítek kWh. [2]

Z pohledu účinnosti cyklu se jedná o vysoce efektivní systém s účinností větší než 95 %, navíc s velmi rychlou odezvou a vybíjením. [2]

Samovybíjení této technologie je 10–15 % uložené energie během 1 dne. [1]

Pozitivní vlastnost systémů SMES je velmi dlouhá životnost, až 30 let [32]. Vyjádříme-li životnost SMES počtem cyklů, pak je to více než 100 000 cyklů [1]. Výhodné je také to, že životnost není závislá na hloubce vybití a je možné hluboké vybíjení bez degradace životnosti systému.

Bohužel problémem této technologie jsou velké investiční náklady. Co se týká ceny za 1 kW instalovaného výkonu, není tato technologie dramaticky horší než ostatní, pohybuje se mezi

200 \$/kW a 300 \$/kW. Ale srovnání investičních nákladů za uskladnění kWh ukazuje, že není dražší technologie než SMES. Investiční náklady jsou 1000–10 000 \$/kWh [1]. Roční náklady na provoz a údržbu jsou 18,5 \$/kW. [2]

Vliv na životní prostředí je spíše negativní z důvodu velmi silného magnetického pole v okolí zařízení. [2]

Výhody technologie	Nevýhody technologie
Vyšší hustota výkonu	Vysoké samovybíjení
Vysoká účinnost cyklu	Vliv na životní prostředí
Vysoký počet cyklů	Vysoké náklady na jednotku energie
Dlouhá životnost	
Rychlost nabití a vybití	
Rychlost odezvy	

Tabulka 11: Výhody a nevýhody supravodivého magnetického systému (SMES)

1.3 Porovnání jednotlivých technologií akumulace

V souhrnné tabulce na další stránce jsem provedl přehledné srovnání výše popsaných technologií akumulace elektřiny, kdy technologie vynikající v daném parametru jsou podbarveny zeleně a ty, které v něm naopak zaostávají za ostatními, jsou podbarveny červeně.

	Jmenovitý výkon [MW]	Množství akumulované elektřiny [MWh]	Hustota		Měrný/á		Účinnost [%]	Samovybíjení	Životnost		Investiční náklady		Provozní náklady [\$/kW/rok]
			Výkonu [W/l]	Energie [Wh/l]	Výkon [W/kg]	Energie [Wh/kg]			Roky	Počet cyklů	Vztažené na výkon [\$/kW]	Vztažené na energii [\$/kWh]	
PHS	100–3000	500–8000	0,5–1,5	0,5–1,5	-	0,5–1,5	70–80	Velmi malé	40–60	-	600–4300	5–100	3
CAES	110–290	580–2860	0,5–2	2–6	-	30–60	42–54	Malé	20–40	až 12000	400–1000	2–120	19–25
Lead-acid	až 36	až 40	až 400	50–80	75–300	30–50	70–80	0,3 % denně	až 15	2000	300–600	200–400	50
Ni-Cd	až 40	až 6,75	až 600	60–150	150–300	50–80	60–80	0,2 % - 0,6 % za den	až 20	3500	500–1500	800–1500	20
NaS	až 50	až 300	až 150	150–250	150–230	150–240	75–90	Velmi malé	až 20	4500	1000–3000	300–500	80
ZEBRA	až 5	až 10	220–300	150–180	150–200	100–120	-	-	až 15	2500	150–300	100	-
Li-Ion	až 68	až 204	-	200–500	150–315	75–200	> 90	0,1–0,3 % denně	až 15	až 10000	1000–4000	600–2500	>10
Setrvačnický	až 400	až 5	1000–2000	20–80	400–1500	10–30	> 90	20 % za hodinu	15–20	> 20000	250–350	1000–5000	20
Kapacitory	až 0,05	-	> 100000	10	-	5	70	40 % za den	-	> 50000	200–400	500–1000	13
Superkapacitory	až 0,3	-	> 100000	30	-	15	> 90	20 % za den	-	> 100000	100–300	300–2000	60
SMES	až 10	0,01–0,09	až 4000	6	500–2000	12	> 95	10 % - 15 % za den	až 30	> 100000	200–300	1000–10000	19

Tabulka 12: Porovnání technologií akumulace

2 PŘEHLED MOŽNOSTÍ VYUŽITÍ AKUMULACE ELEKTRINY V ELEKTRIZAČNÍ SOUSTAVĚ

Systémy akumulace elektřiny mohou být v elektrizační soustavě využívány nejen pro skladování elektřiny, ale i pro plnění mnoha rozličných úloh (služeb). Z důvodu celkového pojetí této diplomové práce se zaměřím na poskytování služeb týkajících se napěťové úrovně vysokého napětí a vyšší, i když je jasné, že i pro koncové odběratele na hladině nízkého napětí mohou být systémy akumulace elektřiny prospěšné.

Vzhledem k množství úloh, jež mohou systémy akumulace plnit a které se mezi sebou velmi liší, je zřejmé, že ne každá technologie je vhodná svými technickými parametry pro všechny způsoby využití v elektrizační soustavě. V dalších podkapitolách stručně popíši způsoby použití systémů akumulace elektřiny v elektrizační soustavě a uvedu, jaké parametry musí splňovat technologie pro poskytování dané služby a které technologie jsou pro tyto služby vhodné. Využití systémů akumulace elektrické energie jsem rozdělil do následujících čtyř oblastí: Kvalita elektrické energie, Řízení výroby a spotřeby elektrické energie, Skladování elektrické energie a Podpůrné služby. Dělení, jaké jsem zvolil, rozhodně není jediné možné, ale dle mého názoru, je smysluplné a má svá opodstatnění.

2.1 Kvalita elektrické energie

Základními veličinami, kterými je definována kvalita elektrické energie, jsou frekvence a napětí. Bez dodržení těchto základních parametrů kvality není možné dodržet ani ostatní. Frekvence je systémová veličina, což znamená, že v celé propojené elektrizační soustavě by měla být frekvence stejná v každém okamžiku a na každém místě, v Evropě standardně 50 Hz. Naproti tomu velikost napětí je lokální parametr a jeho velikost se v soustavě liší, v ČR existují tyto velikosti napětí (sdružené): 0,4 kV, 22 kV, 35 kV, 110 kV, 220 kV a 400 kV. Nicméně i hodnoty napětí v soustavě by měly být udržovány na svých jmenovitých hodnotách v každém okamžiku. Systémy akumulace elektřiny mohou být využity jak v regulaci frekvence, tak napětí.

2.1.1 Regulace frekvence

Velikost frekvence v soustavě je svázána s velikostí činného výkonu. Je-li v soustavě výkonová rovnováha, tedy rovná-li se okamžitá výroba elektrické energie okamžité spotřebě, pak je frekvence konstantní a stabilní na své jmenovité hodnotě. V případě přebytku výkonu má frekvence v soustavě tendenci růst a naopak v případě nedostatku výkonu frekvence klesá. K udržení frekvence je tedy nutná regulace buď na straně výroby, nebo na straně spotřeby elektrické energie. Tato

regulace může být prováděna i pomocí systémů akumulace elektřiny, kdy v případě, že je výroba elektrické energie v soustavě větší než spotřeba, dochází k ukládání elektrické energie do akumulčních systémů, a když je spotřeba elektrické energie v soustavě větší než výroba, tak je uložená energie dodávána do sítě. Když nastane rovnováha výkonů, tak je i frekvence zregulována na své jmenovité hodnotě, jak jsem již uvedl výše. Tato regulace probíhá automaticky v časovém horizontu minut, nebo i méně.

Obvyklé rozsahy jmenovitých výkonů systému akumulace pro regulaci frekvence jsou 1–2000 MW. Se schopností dodávat výkon po dobu několika minut až jednotky hodin. Typický počet cyklu takového systému je 20 až 40 za den a odezva systému by měla být cca 1 minuta. [5]

V současnosti je v provozu přes 300 systémů akumulace elektřiny, jejichž úkolem je i regulace frekvence. Celkový instalovaný výkon zařízení používaných pro regulaci frekvence je přes 56 GW na celém světě. [7]

2.1.2 Regulace napětí

Velikost napětí v daném uzlu soustavy musí být udržována v limitech, které jsou stanoveny, obvykle se akceptuje odchylka $\pm 5\%$, případně $\pm 10\%$ od jmenovité hodnoty. V elektrizační soustavě je silná závislost mezi velikostí napětí a jalovým výkonem, čehož se využívá při jedné metodě regulace napětí. Vzhledem k lokálnímu charakteru napětí je nutné udržovat v pilotních uzlech definované napětí, tímto se ovlivňují i velikostí napětí v elektricky blízkých uzlech. Změna dodávky jalového výkonu do uzlu soustavy má za následek změnu napětí v tomto uzlu a uzlech elektricky blízkých. [33]

Typické parametry systémů akumulace elektřiny, jejichž primární úloha je napomáhat regulaci napětí, je 1–40 MW, vybíjecí doba v řádech sekund až minut a počet cyklů za den 10 až 100. [5] Je nutná velmi rychlá odezva systému v řádech milisekund a sekund.

V komerčním provozu je nyní necelých 200 instalací poskytujících tuto službu elektrizační soustavě o celkovém instalovaném výkonu přes 25 GW. [7]

2.2 Řízení spotřeby a výroby elektrické energie

2.2.1 Posun výroby a spotřeby

Spotřeba elektřiny rozhodně není v každém okamžiku stejná a během dne se mění. Stejně je jiná spotřeba i během pracovních dní a víkendů. Výroba elektřiny na tyto změny spotřeby musí umět reagovat tím, že v době větší poptávky jsou do soustavy připojovány další zdroje (špičkové),

jejichž provozní náklady bývají vyšší než u zdrojů pokrývajících základní zatížení. Na druhou stranu tyto zdroje mohou být v noci, kdy je nižší spotřeba elektřiny, provozovány mimo jejich ekonomické výkony, tedy ne s maximální účinností. Obecně je tedy vhodné přesouvat špičky spotřeby do období, kdy je obvykle spotřeba nižší, aby mohlo být co nejvíce základních zdrojů provozováno v bodech ekonomických výkonů. Vede to ke snížení nákladů na výrobu elektřiny.

Systémy akumulace elektrické energie se v této oblasti mohou uplatnit tak, že během období, kdy je nižší spotřeba elektrické energie (typicky v noci), je energie ze základních zdrojů ukládána v systémech akumulace elektřiny, a tím je umožněno základním zdrojům pracovat v optimálních bodech. Následně je takto uskladněná elektrická energie dodávána do sítě v období vysoké spotřeby elektrické energie, a tím je omezeno využívání špičkových zdrojů. [34]

Instalované výkony těchto systémů bývají v řádech stovek kW až stovek MW a mohou dodávat elektřinu až několik hodin, z čehož je zřejmé, že vhodné technologie jsou ty s velkým množstvím akumulované elektrické energie a nemusejí mít až tak rychlou odezvu. Životnost vyjádřená počtem cyklů také není omezující podmínka pro poskytování této služby. [2]

Po světě je cca 700 instalací systému akumulace elektřiny sloužících k tomuto účelu s instalovaným výkonem přes 175 GW. [7]

2.2.2 Akumulace elektřiny ve spolupráci s obnovitelnými zdroji elektřiny

Hlavní výhodou obnovitelných zdrojů elektrické energie (OZE) je výroba elektřiny bez znečišťování životního prostředí, na rozdíl od zdrojů spalující fosilní paliva, které produkují, mimo jiné, skleníkové plyny. Nicméně OZE mají zásadní nevýhody, a těmi jsou jejich hůře predikovatelná výroba a nemožnost větší regulace jejich výkonu. Další jejich nevýhodou je negativní vliv na kvalitu elektrické energie v distribuční síti, kam obvykle bývají připojeny, a to zejména kvůli odchylkám velikosti napětí a jeho kolísáním (tzv. flicker). [35]

Tyto negativní vlastnosti mohou být do jisté míry potlačeny využitím systémů pro akumulaci elektřiny, kdy se do nich může ukládat elektrická energie vyráběná OZE v době, kdy je dostatek elektřiny nebo výroba z OZE není predikována v takové výši, kolik je ve skutečnosti vyráběno. A naopak, když je očekávaná výroba elektřiny větší, než je skutečně vyráběno, může být tento rozdíl dorovnáván z akumulované elektřiny. Z OZE se tedy stává předvídatelný zdroj elektrické energie s určitou možností regulace. Zároveň jsou také potlačeny negativní vlivy na distribuční síť, kdy výstup ze systému akumulace je stabilizován a vyhlazen. [2, 34]

Dnes je provozováno přes 600 instalací systémů akumulace elektřiny poskytujících tuto službu s instalovaným výkonem cca 17 GW. [7]

2.3 Skladování elektrické energie

Další způsob využití systémů akumulace elektrické energie je samotná akumulace elektřiny. Rozlišuje se sezónní akumulace elektřiny a obchodní akumulace elektřiny (krátkodobá). [5]

Sezónní skladování elektřiny je schopnost ukládat elektrickou energii pro kompenzaci odlišné potřeby elektřiny v horizontu dnů, týdnů i měsíců. Obvyklá velikost systémů akumulace je 500–2000 MW, systémy musejí mít nízké samovybíjení (ideálně nulové), ale odezva systému může být až 1 den. Počet cyklů je obvykle 1 až 5 za rok. [5]

Elektřina může být skladována i za účelem obchodování. V době, kdy je tržní cena silové elektřiny nízká, je elektřina kupována a ukládána do systému akumulace elektrické energie, naopak v době vysoké tržní ceny elektřiny je prodávána a dodávána do sítě. Parametry systémů akumulace pro obchodování jsou podobné jako u sezónního skladování elektřiny, jen jejich odezva by měla být rychlejší, cca 1 hodina a velikost bývá i menší, 100 MW. Počet cyklů denně je pak typicky 1, nebo i více. [5]

2.4 Podpůrné služby

Podpůrné služby jsou nástrojem pro udržení elektrizační soustavy v rovnováze, tedy slouží k udržení rovnováhy mezi spotřebou a výrobou elektrické energie. Tuto regulaci provádí provozovatel přenosové soustavy a vzhledem k tomu, že v rámci „unbundlingu“ musí být provozovatel přenosové soustavy oddělen od výroby elektrické energie, musí tento regulační výkon nakupovat od výrobců elektřiny, kteří ho udržují v pohotovosti, aby ho mohli poskytnout, když je potřeba pro regulaci soustavy. Typů podpůrných služeb je celá řada a v jednotlivých zemích jsou definovány trochu odlišně, ale v tuto chvíli není mým cílem přinést jejich kompletní přehled, proto zmíním tři obecné podpůrné služby, které mohou být poskytovány (dovolují-li to standardy dané přenosové soustavy) i s využitím systémů akumulace elektrické energie. Jsou to „točivá“ rezerva, „netočivá“ rezerva a schopnost startu ze tmy.

2.4.1 „Točivá“ rezerva

Jedná se o rezervní výkon určený pro vyrovnání výroby elektřiny v situaci, kdy nějaký jiný zdroj nečekaně přestane dodávat elektrickou energii do sítě. V režimu točivé rezervy jsou ty systémy akumulace elektřiny, které mohou dodat rezervní výkon v kratším čase, například méně než 15 minut [5]. Jejich instalovaný výkon se pohybuje nejčastěji mezi 10 MW a 2000 MW a v současnosti je v komerčním provozu v režimu točivé zálohy cca 150 systémů o celkovém instalovaném výkonu necelých 60 GW. [7]

2.4.2 „Netočivá“ rezerva

Netočivá rezerva se od točivé liší v podstatě pouze v požadované rychlosti dodání rezervního výkonu, kdy odezva systému na požadavek dodání rezervního výkonu může být pomalejší než u točivé zálohy, což je jeden z důvodů, proč jsou za poskytování netočivé rezervy zpravidla menší platby od provozovatelů přenosových soustav než za točivou rezervu. Rozsah obvyklých instalovaných výkonů bývá zpravidla stejný jako u točivé zálohy [5]. Dnes je po celém světě v provozu necelých 60 systémů poskytujících tuto službu s instalovaným výkonem cca 6,5 GW. [7]

2.4.3 Start ze tmy

Poslední z úloh, které mohou mít systémy akumulace elektrické energie v soustavě, a o nichž se zmíním, je schopnost zdroje startu ze tmy. To znamená, že zdroj elektřiny je schopen bez pomoci vnějšího zdroje napětí začít dodávat elektrickou energii do soustavy po jejím rozpadu, tzv. blackoutu.

Počet provozních cyklů v tomto režimu bývá méně než jeden za rok. Požadavek na dobu odezvy je, aby byla menší než 1 hodina a systém mohl dodávat elektřinu alespoň po dobu 1 hodiny, obvykle 4 hodin. Instalovaný výkon systému akumulace elektřiny s možností startu ze tmy se pohybuje v rozmezí stovek kW až stovek MW. [5]

V současné době poskytuje tuto podpůrnou službu na více než 50 systémů akumulace elektrické energie o celkovém instalovaném výkonu necelých 12 GW. [7]

3 PŘÍPADOVÁ STUDIE AKUMULACE ELEKTRĚNY

V případové studii, která je druhou částí této diplomové práce, se pokusím analyzovat možnou spolupráci systému akumulace elektřiny s obnovitelným zdrojem energie, konkrétně s větrnou elektrárnou. Pomocí modelu, který jsem sestavil v programu EXCEL, zhodnotím možnosti této spolupráce, její ekonomickou efektivnost, pokusím se model optimalizovat a provedu citlivostní analýzu na vybrané parametry vstupující do modelu.

3.1 Popis projektu

Předpokládám situaci, kdy existuje stávající větrná elektrárna (VTE) a investor zvažuje pořízení systému akumulace elektrické energie, který by s touto větrnou elektrárnou spolupracoval. Nicméně stejně by se dalo uvažovat v případě, že se výstavba VTE plánuje a hledají se možnosti, jak zlepšit ekonomiku jejího provozu.

Vzhledem k tomu, že větrná elektrárna již stojí, nebudu investiční náklady na její výstavbu ve svém výpočtu uvažovat. Stejně tak provozní náklady větrné elektrárny by musely být placeny bez ohledu na provoz nového systému akumulace. Celá případová studie si klade poměrně jednoduchou otázku: „Je možné pořízením systému akumulace elektrické energie zvýšit ekonomickou efektivnost provozu stávající větrné elektrárny?“ Z takto definovaného zadání je zřejmé, že v celém dalším textu budou veškeré uvažované náklady a výnosy pouze ty, pro které platí, že přímo souvisí s pořízením a provozem nového systému akumulace elektřiny. Nebo lze také říci, že výnosy, které budu uvažovat, jsou rozdílem mezi výnosy z provozu větrné elektrárny a provozu větrné elektrárny se systémem akumulace elektřiny.

Instalovaný výkon větrné elektrárny v této práci uvažuji 2 MW, což je častá velikost instalovaného výkonu VTE v našich zeměpisných podmínkách [38], ale jak ještě ukáži dále, instalovaný výkon VTE nehraje pro ekonomiku projektu nikterak zásadní roli. Také ve své práci nepočítám s výkupními cenami pro elektřinu z větrných elektráren, zejména z důvodu, že projekt nezkoumá ekonomiku větrné elektrárny, ale systému akumulace.

Technologií akumulace elektrické energie, kterou jsem zvolil, jsou elektrochemické akumulátory Li-Ion. Zejména z toho důvodu, že velmi mnoho, v poslední době realizovaných, projektů akumulace elektrické energie využívá právě tuto technologii [39, 40].

Jmenovitý výkon systému akumulace uvažuji 10 MW, dobu provozu systému předpokládám 0,5 h, tudíž celkové množství akumulovatelné elektrické energie je 5 MWh. Jmenovitý výkon jsem volil z důvodu potenciální možnosti poskytovat podpůrné služby, což bude více rozebráno v kapitole o výnosech z poskytování podpůrných služeb.

Další předpoklad, se kterým jsem pracoval, byl ten, že systém akumulace elektřiny byl instalován v roce 2013 a v provozu je od roku 2014. To z toho důvodu, aby pro roky 2014, 2015 a 2016 mohl model využívat skutečná hodinová data trhu s elektřinou a hodinová data o výrobě větrné elektrárny. Pro rok 2017 jsem počítal s průměrnými hodnotami výnosů z let 2014 až 2016 pro jednotlivé uvažované kategorie výnosů. Pro další roky, až do roku konce životnosti systému akumulace, jsem uvažoval různý meziroční vývoj. Vše bude podrobně rozebráno v dalších kapitolách. Dále jsem předpokládal, že životnost větrné elektrárny bude delší než životnost systému akumulace elektřiny, tedy omezující podmínka pro spolupráci větrné elektrárny a akumulace elektřiny není životnost větrné elektrárny, ale životnost systému akumulace.

3.2 Předpoklady modelu akumulace elektřiny

3.2.1 Výroba VTE

Pro model akumulace elektřiny v letech 2014 – 2016 potřebuji znát výrobu větrné elektrárny v každou hodinu v roce. Vzhledem k tomu, že se mi nepodařilo získat reálná data z provozu jedné konkrétní větrné elektrárny, rozhodl jsem se, že vyjdu ze souhrnných hodnot pro Českou republiku, které jsem zpracoval následujícím způsobem.

Pro simulaci výroby „mojí“ větrné elektrárny jsem využil volně dostupných dat z internetových stránek provozovatele české přenosové soustavy, společnosti ČEPS, a.s. [41]. K dispozici jsou data o výrobě VTE od roku 2010 s agregací 1 hodina. Dále jsem z Ročních zpráv o provozu ES ČR pro jednotlivé roky čerpal informace o celkovém instalovaném výkonu větrných elektráren v daném roce [42]. Z těchto dvou hodnot, tedy výroby VTE v dané hodině a celkovém instalovaném výkonu, jsem spočítal pro každou hodinu koeficient využití výkonu větrné elektrárny. Přenásobením koeficientu využití instalovaným výkonem VTE, v tomto případě 2 MW, jsem dostal vyrobenou elektrickou energii v dané hodině, se kterou jsem dále počítal.

V tabulce č. 13 jsou uvedeny koeficienty ročního využití pro jednotlivé roky a výroba v těchto letech pro VTE o instalovaném výkonu 2 MW.

Rok	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Doba využití maximálního výkonu [hod]	1217,6	1559,3	852,1	1191,4	1480,4	1988,5	1695,3
Koeficient ročního využití	13,9 %	17,8 %	9,7 %	13,6 %	16,9 %	22,7 %	19,3 %
Roční výroba VTE ($P_{\text{Inst}} = 2$ MW) [GWh]	2,44	3,12	1,70	2,38	2,96	3,97	3,39

Tabulka 13: Doba využití maxima výkonu, koeficient ročního využití a výroba VTE (2010 – 2017)

Doba využití maximálního výkonu se pohybovala ve sledovaném období mezi 850 h a 1990 h za rok, to je koeficient ročního využití cca 10 % až 23 %. Nicméně, jak mi ukázal model, na době využití větrné elektrárny nijak zásadně nezáleží a jsou jiné vlivy, které mají podstatně větší vliv na ekonomiku provozu systému akumulace elektřiny. Jak již bylo uvedeno výše, v modelu akumulace elektřiny jsem pro roky 2014 – 2016 vycházel ze skutečných hodnot výroby elektřiny. Pro další léta provozu už přímo výrobu elektřiny z větrné elektrárny neřeším, ale používám pouze výnosy systému akumulace, jak již bylo vysvětleno výše.

V základním nastavení modelu neuvažuji žádný růst ani pokles koeficientu využití VTE, tedy ani výroby elektřiny z „mojí“ VTE. Jestli by případný vývoj výroby větrné elektrárny měl nějaké dopady, případně jak velké, na ekonomiku projektu, bude rozebráno dále v kapitole zabývající se citlivostní analýzou projektu.

3.2.2 Náklady/Výdaje

Další, co potřebuji znát, jsou náklady projektu, respektive výdaje. Pro účely mého projektu jsem je rozdělil na investiční výdaje, a z nich odvozené náklady (odpisy), a provozní náklady. Uvažuji, že investice bude celá zaplácena v roce 2013 a provozní náklady budou nabíhat každý rok. Jak velkou investici a jaké velké roční provozní náklady jsem volil, se pokusím vysvětlit v následujících dvou podkapitolách.

3.2.2.1 Investiční výdaje

Zásadním údajem pro ekonomické hodnocení projektu akumulace elektřiny je pořizovací cena systému akumulace elektřiny, v mém případě bateriového uložení elektrické energie sestaveného z Li-Ion akumulátorů. Z důvodu problematické možnosti získat ekonomické parametry systémů akumulace přímo od výrobců, které na rozdíl od technických parametrů nechtějí sdělovat, jsem

při stanovení velikosti investice (a s ní přímo souvisejících investičních nákladů) vycházel z veřejně dostupných informací.

První inspirací pro určení velikosti investice je projekt rozšíření bateriového uložště Schweirin, které provozuje společnost WEMAG. Dle jejich vyjádření bude pořizovací cena systému v přepočtu na české koruny cca 14,21 mil. Kč/MWh [43]. Podle studie Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050 (ETRI), která vznikla v Joint Research Centre of the European Commission z roku 2014, jsou investiční výdaje Li-Ion akumulátorů 20 mil. Kč/MWh [44]. A poslední zdroj, který bych rád zmínil, je analýza investiční banky Lazard, kde je uvedeno poměrně hodně informací o investičních výdajích rozlišených i dle použití systému akumulace [45].

Na základě výše uvedeného jsem jako výchozí velikost investice zvolil 16,25 mil. Kč/MWh, což znamená celkem 81,25 mil. Kč za systém akumulace elektrické energie, jehož parametry byly definovány výše. Nicméně vzhledem k velikosti investice a jejímu vlivu na celkovou ekonomiku projektu samozřejmě provedu citlivostní analýzu na tento parametr.

Investici budu ve svém modelu odepisovat rovnoměrně. Dle zákona o daních z příjmů č. 586/1992 Sb. patří akumulátory, primární články a baterie do odpisové skupiny 2. Budu tedy investici odepisovat v souladu se zákonem 5 let.

3.2.2.2 *Provozní náklady*

Další důležitým parametrem vstupující do mého modelu jsou roční provozní náklady. Bohužel informace o nich jsou ještě hůře dostupné než informace o investičních výdajích. Obvykle se roční provozní náklady udávají v procentech z celkové investice.

Opět jsem vycházel ze zdrojů jako u investičních výdajů, kde jsou v Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050 uváděny roční provozní náklady pro Li-Ion akumulátory 1,4 % z investičních výdajů [44]. Dle analýzy společnosti Lazard jsou roční provozní náklady dle užití systému akumulace od 1 % do 2 % z celkové investice [45]. Dále jsou v tomto zdroji uváděny náklady na obnovu po určitém počtu cyklů, respektive počtu let, kdy je systém v provozu.

Ve svém modelu beru jako základní hodnotu ročních provozních nákladů 1,5 % z investičních výdajů, tedy 1,22 mil. Kč ročně s tím, že budou růst o 2 % ročně, což je mnou předpokládaná hodnota inflace v dlouhodobém horizontu, která vychází z inflačního cíle České národní banky. Navíc předpokládám obnovu systému po deseti letech provozu za 3,5 mil. Kč/MWh, tedy 17,5 mil. Kč.

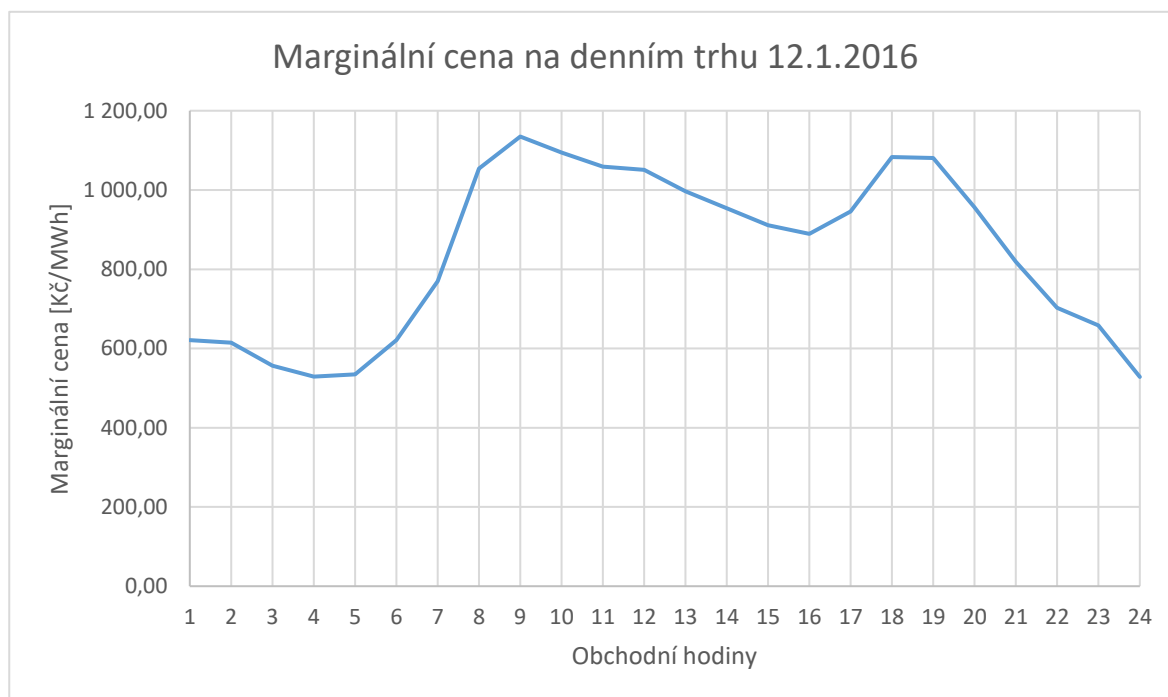
Na velikost provozních nákladů také provedu citlivostní analýzu, abych zjistil, jak velký vliv mají na ekonomickou efektivnost projektu.

3.2.3 Výnosy

Nyní přejdu k výnosům, které by mohl projekt akumulace elektřiny ve spolupráci s větrnou elektrárnou přinášet. Ve svém modelu uvažuji tři typy výnosů. Jedná se o prodej elektřiny na denním trhu v období s vyšší cenou, prodej regulační energie na vyrovnávacím trhu a poskytování podpůrných služeb. V úvahu by ještě připadal vnitrodenní trh, ale z důvodu nízké likvidity s ním v této práci jako s možným zdrojem výnosů nebudu počítat. V následujících třech podkapitolách uvedu základní informace o těchto zdrojích výnosů a předpoklady, se kterými ve svém modelu počítám.

3.2.3.1 Denní trh

Prvním trhem, na kterém ve svém modelu uvažuji prodávat elektřinu uskladněnou v systému akumulace, je denní trh se silovou elektřinou. Na denním trhu se obchoduje den před dnem, kdy má dojít k dodávce elektřiny. Na každou hodinu daného dne probíhá aukce (tzn. 24 obchodních hodin za 1 den), jež stanoví marginální cenu (cena, kdy se střetne nabídka a poptávka), za kterou je zobchodováno veškeré množství elektřiny, které bylo nabídnuté za tuto marginální cenu nebo nižší. Tato cena se během dne může poměrně výrazně měnit, jak je ukázáno na grafu níže, který znázorňuje marginální cenu elektřiny na denním trhu v úterý 12. 1. 2016.



Graf 1: Marginální cena na denním trhu 12. 1. 2016 [46]

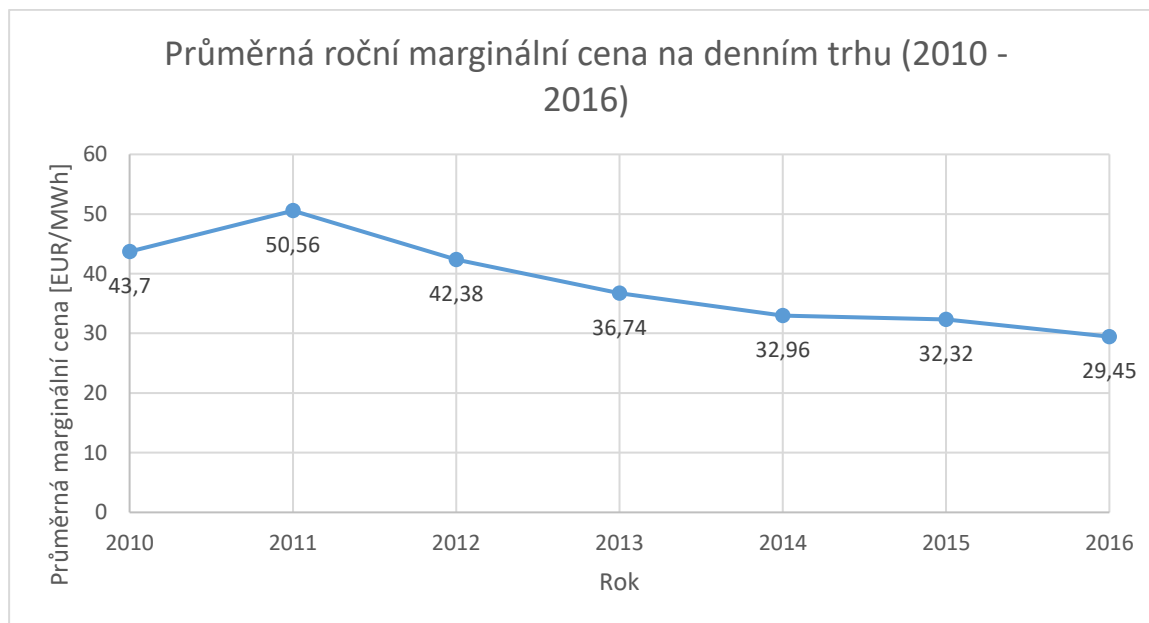
Větrná elektrárna je ze své podstaty zdroj elektrické energie, jehož výrobu nelze dost dobře regulovat, a proto když fouká vítr, dodává elektřinu do sítě bez ohledu na její cenu na denním trhu. Myšlenka využití systému akumulace spočívá v tom, že v době, kdy je elektřina levnější, bude akumulována a poté prodána na denním trhu za co nejvyšší cenu. A právě prodej co největšího množství elektřiny za co nejlepší ceny na denním trhu, by spolu s dalšími zdroji příjmů mělo zaplatit investici do systému akumulace a ještě vložené peníze zhodnotit.

Nyní bych ve stručnosti popsal vývoj denního trhu s elektřinou v posledních letech. Na grafu níže jsou průměrné měsíční marginální ceny na denním trhu od ledna 2010 do března 2017. Je vidět, že cena je poměrně hodně volatilní. Nicméně lze vypočítat trend, a to takový, že cena nejprve rostla z cca 40 EUR/MWh na 55 EUR/MWh v květnu 2011, od té doby byl trend ceny klesající, a dno dosáhla počátkem roku 2016 s cenou cca 24 EUR/MWh. Poté po zbytek roku cena rostla a v lednu 2017 byla přes 54 EUR/MWh. A od té doby v letošním roce opět klesá.



Graf 2: Průměrná měsíční marginální cena na denním trhu (2010 – 3/2017) [46]

Pro výpočet výnosů z denního trhu pro roky 2014 až 2016 vyjdu z reálných marginálních hodinových cen. Zásadní otázka je, s jakým vývojem cen na denním trhu, a tedy i výnosy, počítat v dalších letech provozu projektu. S vědomím toho, že z minulého vývoje cen na denním trhu nelze dost dobře předpovídat budoucí vývoj, jsem tento vývoj, spíše pro zajímavost analyzoval. Z analýzy průměrných ročních marginálních cen, které jsou na grafu níže, je zřejmé, že od roku 2011 cena elektřiny stále klesá. Mezi léty 2010 a 2016 bylo průměrné tempo poklesu 6,4 %.



Graf 3: Průměrná roční marginální cena na denním trhu (2010 – 2016) [46]

Pro rok 2017 jsem pro velikost výnosů z denního trhu počítal s průměrem výnosů v letech 2014 až 2016. Jejich velikosti jsou odlišné v závislosti na režimu provozu systému akumulace. Provozní režimy rozeberu později v kapitole 3.2.4.2. Pro vývoj výnosů v dalších letech jsem myšlenkově rozdělil vývoj denního trhu na vývoj „průměrné“ ceny, dále ji v text budu nazývat také cenou základního zatížení, a vývoj „maximální“ ceny denního trhu, dále v textu označována také jako cena špičkového zatížení. Cena základního zatížení je ta, při které nedochází k prodeji elektřiny ze systému akumulace na denním trhu a naopak. V modelu spolupráce větrné elektrárny a systému akumulace vznikají na denním trhu dva druhy výnosů, a to z elektřiny prodané za co nejvyšší cenu, dá se říci ve špičkách, a pak za elektřinu prodanou na denním trhu z důvodu, že už nemůže být v systému akumulace uložena kvůli omezené velikosti systému akumulace. U druhého druhu výnosů se spíše jedná o prodej elektřiny v základním zatížení. Toto dělení je důležité s ohledem na to, jak jsem přistoupil k predikci výnosů v dalších letech.

Pravděpodobně nejlepší zdroj informací o předpokládaném budoucím vývoji ceny elektrické energie jsou hodnoty futures kontraktů na burze, například na burze PXE (Power Exchange Central Europe). Na PXE se již obchodují roční kontrakty Base Load na roky 2018, 2019 a 2020. Podíváme-li se na vývoj ceny těchto kontraktů, tak k 13. 5. 2017 byla meziroční změna mezi roky 2018 a 2019 pokles o 6 % a mezi lety 2019 a 2020 pak růst o 1 %. Na EEX (European Energy Exchange) je očekávaný vývoj futures kontraktů (Base Load) pro německý trh pro roky 2018 až 2023, přičemž český trh se cenově tomu německému velmi podobá. Pouze mezi lety 2018 a 2019 má dojít k poklesu o 6 %, následně se v současné době očekává stagnace mezi lety 2019 a 2020 a poté růst

o 5 % (2020 – 2021), 4 % (2021 – 2022) a 3 % mezi lety 2022 a 2023. Průměrné tempo růstu mezi roky 2018 a 2023 je pak 1 %.

Na obou burzách se obchodují i Peak Load kontrakty na následující roky. Meziroční vývoj cen na PXE těchto kontraktů je mezi roky 2018 a 2019 pokles o 2 % a mezi lety 2019 a 2020 cena stagnuje. Na burze EEX je pak průměrné tempo růstu mezi roky 2018 a 2023 1 %.

Budoucí vývoj je do jisté míry závislý i na politických rozhodnutích, jako byl například německý odklon od jaderné a fosilní energetiky a přerod tamní energetiky na využívání obnovitelných zdrojů. Ale není vyloučeno, že dojde k částečné revizi politiky v této oblasti.

V základním nastavení modelu pro další roky budu předpokládat, v souladu se současnou situací na energetických burzách, meziroční růst výnosů o 1 %. A to jak pro výnosy související s cenou základního zatížení, tak i špičkového. Samozřejmě na oba nepředvídatelné parametry modelu provedu citlivostní analýzu, abych se přesvědčil, jak moc budoucí vývoj cen na denním trhu ovlivní ekonomiku projektu.

3.2.3.2 Vyrovnávací trh

Další možností pro prodej naakumulované elektřiny je vyrovnávací trh, kde dochází přímo k nákupu potřebné regulační energie pro zajištění systémových služeb (činnosti zajišťující kvalitu a spolehlivost dodávek elektřiny na úrovni přenosové soustavy) v dané obchodní hodině. Regulační energie může být kladná nebo záporná, v případě, že hovoříme o kladné regulační energii, jedná se o dodávku elektrické energie (zvýšení výroby zdroje, najetí nového zdroje, vybíjení systému elektrické energie) a v případě záporné regulační energie se jedná o nedodání elektrické energie (snížení výroby zdroje, odstavení zdroje, nabíjení systému akumulace elektřiny). Jediným nakupujícím na vyrovnávacím trhu je společnost ČEPS, která tak může nakupovat potřebnou elektrickou energii v reálném čase a nemusí aktivovat regulační zálohy, které tak může v případě potřeby využít později.

Pro řešený projekt se tedy nabízejí dvě možnosti, jak přinést systému akumulace elektřiny ekonomický přínos na vyrovnávacím trhu. Jak jsem se nimi ve svém modelu vypořádal, ukáží v následujících dvou podkapitolách.

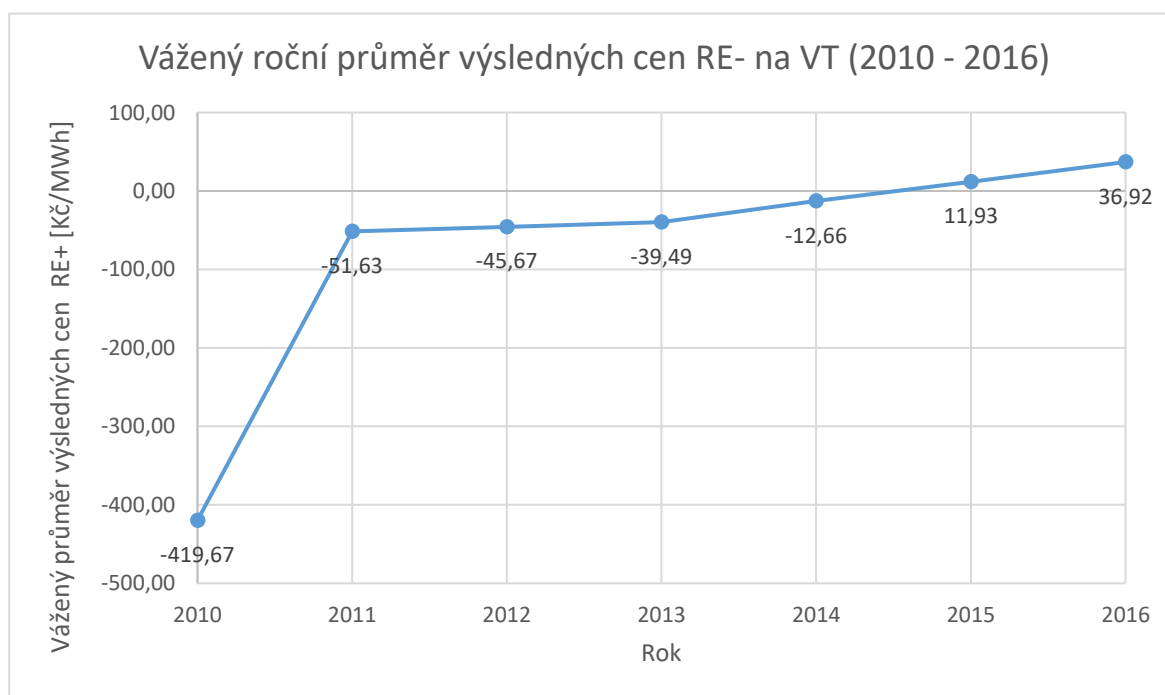
- **Regulační energie záporná (RE-)**

Systém akumulace elektrické energie může využívat situace, kdy je potřeba záporná regulační energie a může se nabíjet, samozřejmě v případě, že už není naplno nabit. Nabíjení pomocí RE- přináší dvě výhody. Zaprvé je to výnos z poskytnutí RE-, kdy je ale cena MWh ve většině případů 1 Kč/MWh. Druhý, a jak jsem zjistil ze sestaveného modelu,

i větší výnos plyne z toho, že energii získanou nabitím pomocí RE- je možné poté prodat na denním trhu za výrazně vyšší cenu. Případně lze takto získanou elektrickou energii využít k poskytnutí kladné regulační energie.

Zajímavostí trhu se zápornou regulační energií je vývoj roční vážené průměrné ceny RE- na vyrovnávacím trhu, kdy v letech 2010 až 2014 byla tato cena záporná, což znamená, že ten, kdo poskytl RE-, dostal za tuto energii zapláceno, ale v posledních dvou letech (2015 a 2016) byl roční vážený průměr cen kladný, neboli ten, kdo dodal zápornou regulační energii, za to ještě zaplatil. To je způsobeno tím, že výrobci elektrické energie se rozhodují o nasazování (regulování) zdrojů podle marginálních nákladů. Jsou-li marginální náklady zdroje například 10 EUR/MWh, tak se provozovatelé vyplatí koupit zápornou regulační energii za cenu, která je nižší než marginální náklady výroby a následně snížit výkon zdroje ve stejném objemu jako nakoupil zápornou regulační energii. Tím ušetří rozdíl mezi cenou regulační energie a marginálními náklady výroby.

Na grafu níže jsou vážené roční průměrné ceny záporné regulační energie. Množství RE- nakoupené přes vyrovnávací trh bylo od 44 000 MWh po 77 000 MWh za rok, průměrně to v tomto období bylo 55 000 MWh.



Graf 4: Vážený roční průměr výsledných cen na RE- na VT (2010 – 2016) [46]

Z grafu je patrné, že cena RE- neustále rostla a v roce 2015 a 2016 byla dokonce kladná, tedy ten, kdo, dodal zápornou regulační energii, za to ještě zaplatil, nicméně jedná se

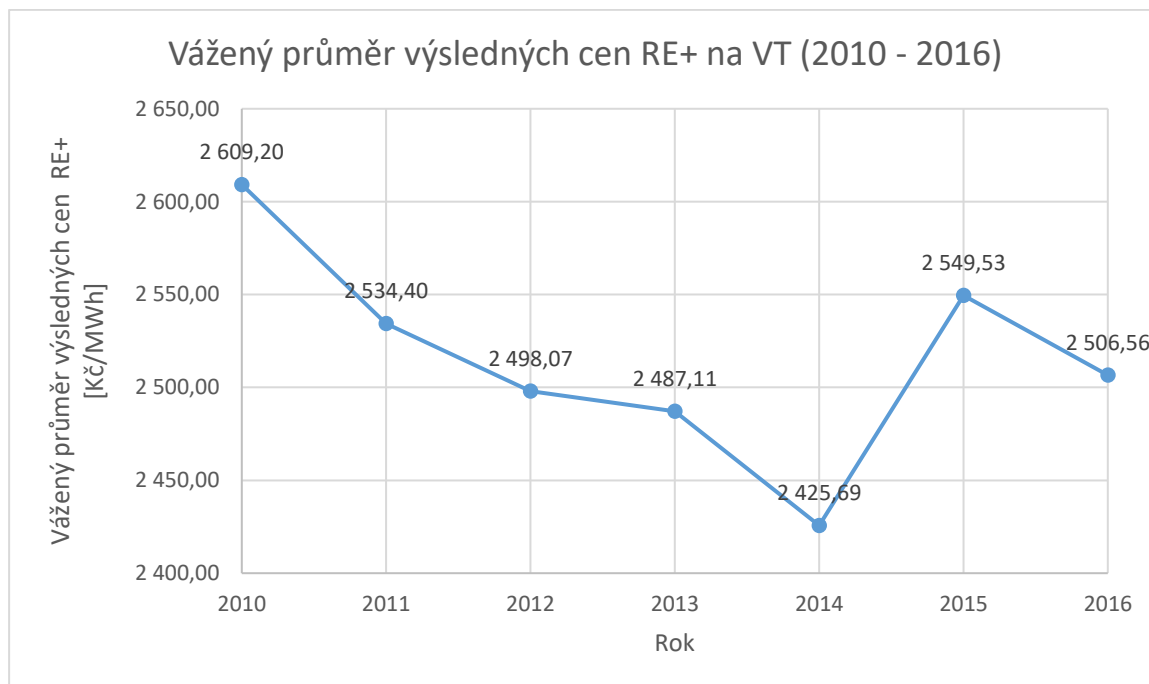
o ceny průměrné, a tedy pořád byla většina cen v dané obchodní hodině záporná, nejčastěji -1 Kč/MWh.

V modelu jsem pro roky 2014 až 2016, kdy je známé skutečné množství obchodů s RE- na vyrovnávacím trhu a vážené průměrné ceny za MWh těchto obchodů, uvažoval, že systém akumulace byl nabíjen v případě, kdy zároveň platilo, že nebyl plně nabit a cena RE- byla záporná. V případě kladných cen RE- jsem systém akumulace v modelu přirozeně nenabíjel.

Jak mi model ukázal, výnosy čisté za dodávku RE- jsou zanedbatelné, v letech 2014 až 2016 jsou to jednotky tisíců Kč ročně, tudíž nemá příliš význam řešit budoucí vývoj cen za RE-, protože ekonomiku projektu nijak neovlivní. Zajímavější pro ekonomiku projektu je ten fakt, že takto získanou elektřinu mohu ze systému akumulace prodat na denním nebo vyrovnávacím trhu za vyšší ceny a tím si zvětšit výnosy z denního a vyrovnávacího trhu. Pro další roky provozu systému akumulace předpokládám pro zjednodušení modelu stejný meziroční vývoj výnosů za RE- jako za RE+.

- **Regulační energie kladná (RE+)**

V případě, že je požadovaná dodávka kladné regulační energie na vyrovnávacím trhu, opět může být systém akumulace využit a generovat výnosy. V porovnání s denním trhem jsou ceny za dodávku 1 MWh výrazně vyšší. Průměrné roční vážené ceny regulační energie od roku 2010 do roku 2016 jsou znázorněny na grafu níže. Objemy kladné regulační energie, které jsou zobchodovány přes vyrovnávací trh, se pohybovaly od 7 000 MWh (rok 2010) do 47 000 MWh (rok 2013), průměr byl cca 26 000 MWh. Meziroční změny zobchodovaného množství RE+ nesignalizují žádný trend a jsou nepředvídatelné.



Graf 5: Vážený průměr výsledných cen RE+ na VT (2010 – 2016) [46]

Vážený průměr výsledných cen kladné regulační energie klesal od roku 2010 do roku 2014, poté opět začal růst. Lze říci, že cena RE+ je relativně stabilní, ve sledovaném období meziročně neklesla o více než 3 % a nerostla o více než 5 %. Průměrné tempo poklesu v tomto období bylo 0,7 %.

V modelu v letech 2014 až 2016 používám reálná data z vyrovnávacího trhu, kdy systém akumulace elektrické energie dodával kladnou regulační energii na vyrovnávacím trhu v případě, že byla požadována a zároveň její cena v dané obchodní hodině byla vyšší než cena na denním trhu (toto porovnání cen se dělo za předpokladu, že systém akumulace dostal povel, v závislosti na provozním režimu, k dodávce na denním trhu). Provozní režimy systému akumulace budou podrobně rozebrány v další kapitole.

Pro rok 2017 jsem opět vyšel ze situace na vyrovnávacím trhu v letech 2014 až 2016 a výnosy jsou průměrem výnosů z let 2014 až 2016. Výnosy plynoucí z vyrovnávacího trhu jsou poměrně stabilní a maximální rozdíl výnosů v letech 2014 až 2016 je cca 3 %. Meziroční vývoj výnosů z RE+ v dalších letech provozu systému akumulace budu v základním nastavení modelu předpokládat růst o 1 %, tedy stejně jako na denním trhu. Vzhledem k tomu, že z dodávek RE+ plynou výnosy v řádech milionů Kč ročně, je budoucí vývoj cen a množství RE+ důležitý, a proto provedu na vývoj výnosů z prodeje RE+ citlivostní analýzu.

3.2.3.3 Poskytování podpůrných služeb (MZ15+)

Poslední možností, se kterou počítám, že by projektu mohla přinášet finance, je poskytování podpůrných služeb, které nakupuje společnost ČEPS. V současnosti jsou pro zajištění systémových služeb nakupovány následující podpůrné služby: primární regulace frekvence bloku (PR); sekundární regulace výkonu bloku (SR); minutová záloha 5minutová (MZ5), minutová záloha 15minutová kladná (MZ15+), minutová záloha 15minutová záporná (MZ15-), snížení výkonu (SV30), sekundární regulace U/Q (SRUQ), schopnost ostrovního provozu (OP) a start ze tmy (BS) [47].

V souladu s Kodexem přenosové soustavy by připadala v úvahu podpůrná služba MZ15+, kdy zdroj poskytující tuto podpůrnou službu musí splňovat mimo jiné podmínku, že minimální velikost regulační zálohy MZ15 jednoho zařízení je 10 MW a doba aktivace není omezena. Což by navržený systém akumulace elektřiny splňoval (instalovaný výkon 10 MW, množství akumulovatelné elektrické energie 5 MWh, doba provozu 0,5 h) [47].

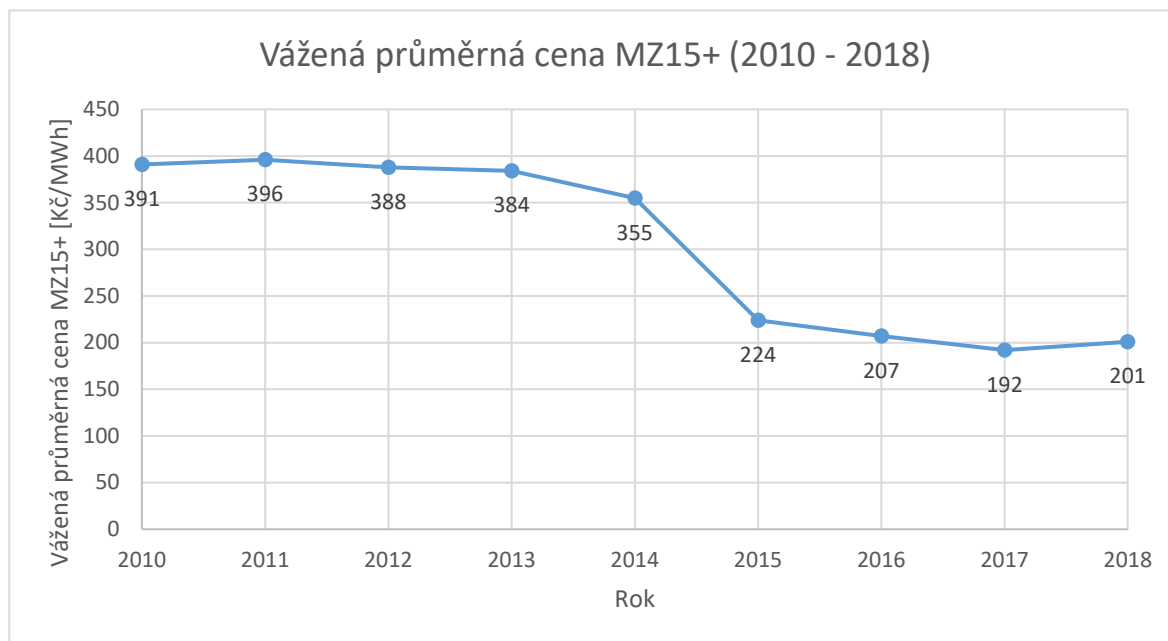
Nutná podmínka, aby zdroj mohl poskytovat podpůrné služby, je certifikace zdroje. Bohužel tato podmínka je v současnosti těžko splnitelná, protože v kapitole Certifikace v Kodexu přenosové soustavy nejsou obnovitelné zdroje ani systémy akumulace elektřiny (s výjimkou přečerpávacích vodních elektráren) uvedeny, a tudíž s nimi provozovatel přenosové soustavy nepočítá [47].

Nicméně v této práci si definuji předpoklad, že by systém akumulace elektrické energie podmínky certifikace splnil a mohl by poskytovat podpůrnou službu MZ15+.

Provozovatel přenosové soustavy nakupuje podpůrné služby z 95 % pomocí dlouhodobých kontraktů, zbytek je nakupován na denním trhu s podpůrnými službami. Platba za poskytování MZ15+ se dělí na dvě části, platba za rezervaci výkonu a platba za aktivaci, tedy za skutečně dodanou regulační energii. Výsledky výběrových řízení jsou dostupné na webových stránkách společnosti ČEPS, kde jsou mimo jiné zveřejňovány vážené ceny jednotlivých podpůrných služeb z dlouhodobých kontraktů, už dnes jsou například známé vážené ceny na rok 2018. Z těchto dat jsem čerpal při analýze cen za rezervaci výkonu systému akumulace v rámci podpůrné služby MZ15+. Údaje o tom, kolik regulační energie a za jakou cenu bylo skutečně dodáno podpůrnou službou MZ15+, není veřejně dostupné. Operátor trhu zveřejňuje pouze celkové množství a cenu regulační energie bez rozdělení na jednotlivé druhy podpůrných služeb.

Z ročních plánů provozu je patrné, že ČEPS potřebuje v posledních letech pro zajištění systémových služeb rezervovat cca 300 MW až 350 MW v kategorii MZ15+. Lze očekávat, že při změně podmínek certifikace, by se systém akumulace elektřiny, který uvažuji ve svém modelu, uplatnil [48].

Na grafu níže jsou uvedeny vážené průměrné ceny za rezervaci výkonu v MZ15+.



Graf 6: Vážená průměrná cena MZ15+ (2010 – 2018) [49]

Vážená průměrná cena podpůrné služby MZ15+ měla v posledních osmi letech zajímavý vývoj. Rozhodně lze říci, že tato cena klesla od roku 2010 do roku 2018 na cca polovinu a ačkoliv je celkové tempo průměrné tempo poklesu 13 %, lze vývoj ceny rozdělit do dvou poměrně stabilních období. Období mezi roky 2010 a 2014 a poté 2015 a 2018, kdy v těchto obdobích bylo průměrné tempo poklesu 3 %, respektive 4%.

Ve svém modelu předpokládám ceny v letech 2014 až 2016 z grafu a pro další léta v základním nastavení modelu beru cenu za rezervovaný výkon v MZ15+ ve výši 200 Kč/MWh s tím, že další vývoj této ceny, a tedy i výnosů, bude podroben citlivostní analýze. Také ukáží, jak velký vliv má cena za MZ15+ na ekonomiku projektu, což bude nejlépe patrné při porovnání let 2014 a 2016, kdy cena klesla o 58 %.

3.2.4 Další parametry modelu akumulace elektřiny

Na výsledky modelu projektu akumulace elektrické energie a zhodnocení jeho ekonomické efektivity, jež jsem sestrojil v této diplomové práci, má vliv mnoho dalších parametrů, které v této kapitole popíši. Jedná se zejména o provozní režim systému akumulace, tedy to, kdy bude elektřina ze systému dodávána do sítě. Dále to, jak velká část „kapacity“ systému akumulace bude rezervována pro poskytování podpůrných služeb a jak velká část bude k dispozici pro obchodování na denním a vyrovnávacím trhu. Obecně lze říci, že provoz systému akumulace je komplexní problém a nastavení jednotlivých parametrů má vliv na celkovou ekonomickou efektivity projektu.

3.2.4.1 Rezervovaná „kapacita“ systému akumulace pro podpůrné služby

Pro poskytování podpůrné služby MZ15+ musí být vyčleněna část „kapacity“ systému akumulace, která bude stále nabitá a připravena případně poskytnout případný rezervní výkon dispečinku provozovatele přenosové soustavy. Zbytek systému akumulace je připraven na vybití při prodeji elektrické energie na denním nebo vyrovnávacím trhu a na nabíjení pomocí větrné elektrárny a regulační energie z vyrovnávacího trhu.

Čím větší bude část vyčleněná pro poskytování MZ15+, tím větší bude zaručený výnos z rezervace výkonu, ale zase bude menší prostor pro vytváření výnosů na denním a vyrovnávacím trhu. Na množství akumulované elektřiny pro poskytování podpůrných služeb závisí i hloubka vybití systému akumulace. Například, když by se uvažovalo o rezervaci poloviny „kapacity“ pro podpůrné služby, byla by hloubka vybití 0,5 (50 %). Obecně platí, že s klesající hodnotou hloubky vybití klesá životnost vyjádřená počtem cyklů, neboli když by byl systém akumulace nastaven na hloubku vybití například 20 %, byla by rezervovaná „kapacita“ pro podpůrné služby poloviční a životnost vyjádřena počtem cyklů menší než při nastavení hloubky vybití 40 %.

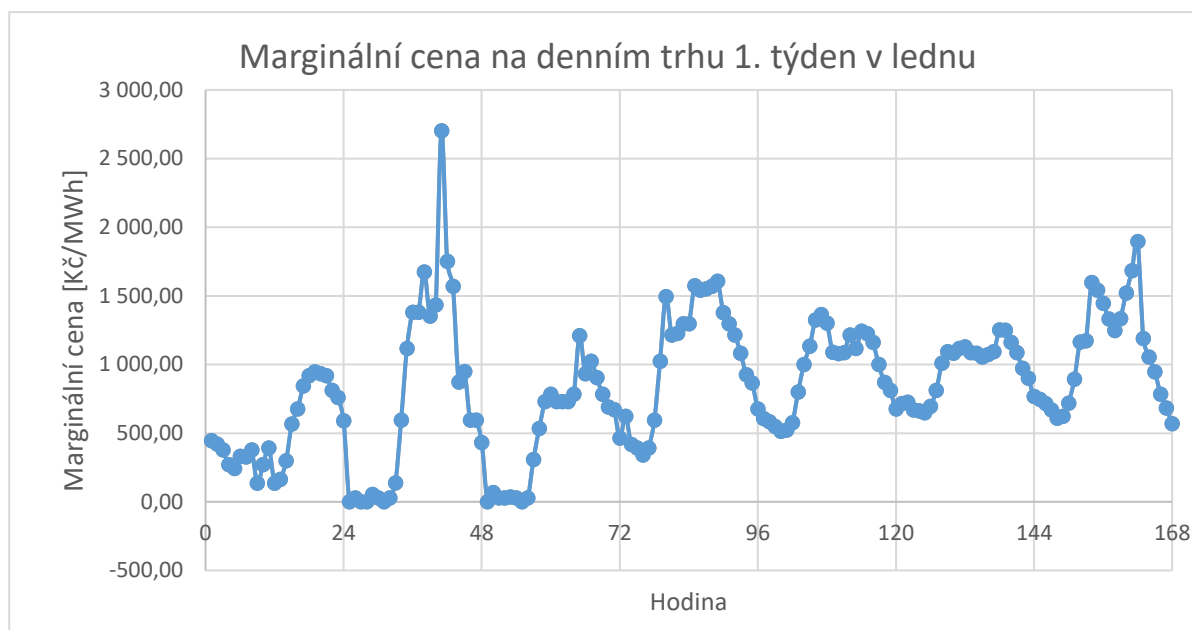
V základním nastavení modelu akumulace jsem předpokládal, že hloubka vybití je 50 % a na její změnu jsem provedl citlivostní analýzu, na změnu hloubky vybití od 0 % (bez poskytování podpůrných služeb) po 100 % (veškerá naakumulovaná elektrická energie pro poskytování podpůrných služeb).

Možností, jak by se dala zlepšit ekonomická efektivnost projektu, je nabízet více regulační energie pro MZ15+, než kolik bude v každý okamžik v systému akumulace k dispozici, protože bude tato kapacita zároveň využívána pro prodej elektrické energie na denním a vyrovnávacím trhu. Pro potvrzení oprávněnosti předpokladu, že nebude docházet k požadavku na dodávku regulační energie ve chvílích, kdy v systému akumulace nebude, by bylo nutné zanalyzovat, jak často a v kterých denních hodinách obvykle dochází k aktivaci regulační energie v rámci MZ15+, a pak v těchto obdobích toto spekulování neprovádět, a nabízet tolik regulační energie, kolik je opravdu v systému uloženo. Bohužel tato data nejsou veřejně dostupná, přesto se pokusím dále v práci demonstrovat, jaký ekonomický přínos pro projekt by toto spekulování mohlo přinést.

3.2.4.2 Režimy dodávek akumulované elektřiny na denní trh

Klíčové pro projekt, který analyzuji v této diplomové práci, je určení momentů, kdy se bude akumulovaná elektrická energie prodávat na denním trhu. Cena na denním trhu se, jak už bylo řečeno výše, velmi mění a vývoj není úplně předvídatelný, proto určení chvíle pro prodej elektřiny

je problematické. Vývoj marginální ceny v prvním lednovém týdnu v roce 2016 je ukázán na následujícím grafu.



Graf 7: Marginální cena na denním trhu 1. týden v lednu [46]

Je vidět, že maximum ceny není vždy ve stejnou hodinu dne, ale mění se. Tento problém jsem se pokusil vyřešit tak, že jsem sestrojil dva teoretické modely a pak jsem se pokusil sestavit model s predikcí ideální chvíle na prodej naakumulované elektřiny na denním trhu. Všechny tři režimy provozu popíší podrobně vzápětí.

Na teoretických modelech se pokusím zjistit, zda alespoň při nejlepších možných momentech prodeje elektřiny na denním trhu, bude projekt ekonomicky efektivní. Když se to nepodaří ani za těchto ideálních podmínek, tak každý jiný režim provozu by měl být horší. Zda je tato úvaha správná, bude rozebráno dále.

a. Provozní režim – „Nejvyšší cena dne“

První teoretický režim provozu, který jsem uvažoval, je ten, že by se každý den podařilo prodat veškerou naakumulovanou elektřinu (a vybití systém akumulace do předem definované hloubky vybití) na denním trhu za maximální cenu dne.

Dále jsem při tomto provozu počítal s poskytováním podpůrných služeb. A také prodej, respektive nákup elektřiny na vyrovnávacím trhu, jak jsem popsal v kapitole 3.1.2.3 b).

Za těchto předpokladů byl v letech 2014 až 2016 počet cyklů nabití a vybití systému akumulace cca 1200.

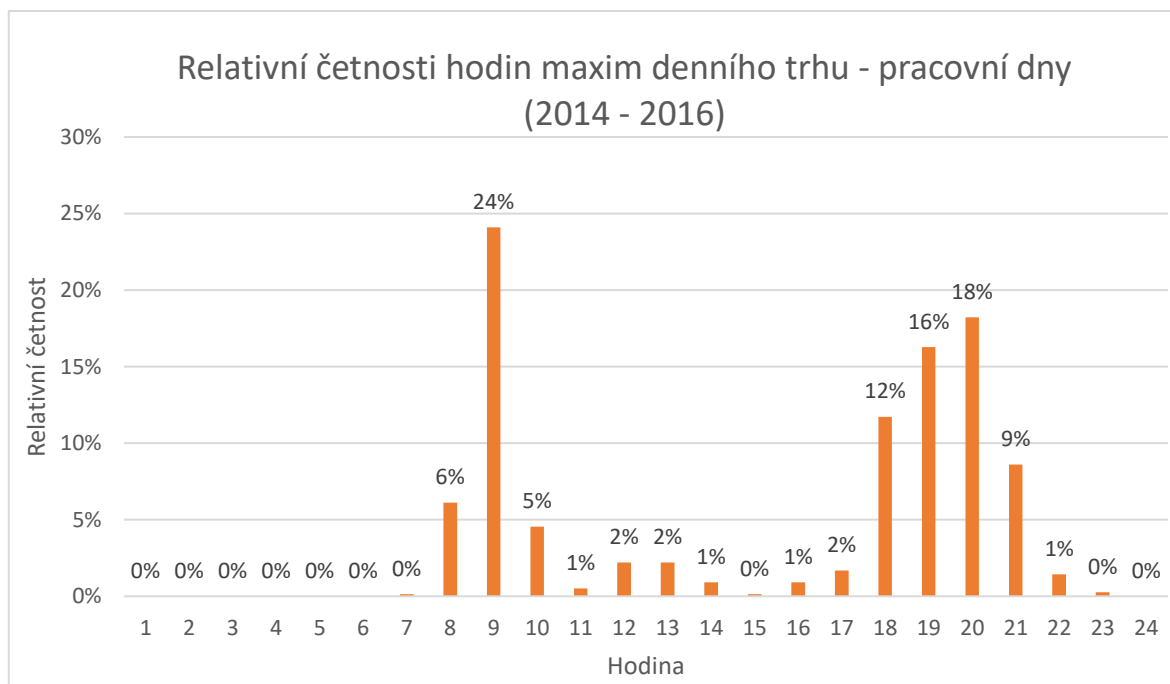
b. Provozní režim – „Tři nejvyšší ceny dne“

Oproti režimu Nejvyšší cena dne jsem pro zlepšení efektivity provozu systému počítal s tím, že během každého dne dojde k prodeji elektřiny na denním trhu třikrát, a to opět v ideální momenty, tedy při třech nejvyšších cenách na denním trhu.

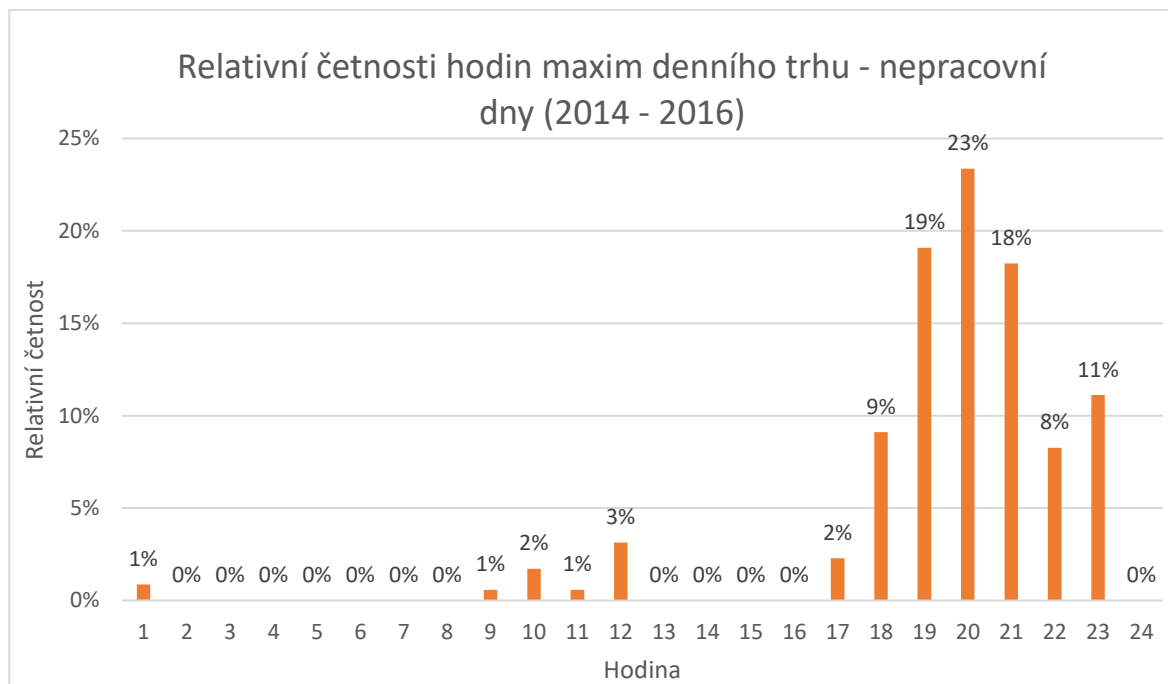
Je logické, že počet cyklů nabití a vybití při tomto režimu bude v porovnání s předchozím režimem provozu větší. Konkrétně v letech 2014 až 2016 cca 1800 cyklů.

c. Provozní režim – „Dodávka dle statistiky denního trhu“

V tomto režimu provozu, který není teoretický, ale už konkrétní nastavení okamžiků prodeje naakumulované elektřiny na denním trhu, jsem vyšel z předpokladu, že ač se hodina maximální marginální ceny na denním trhu mění, lze vysledovat častěji se opakující hodiny těchto maxim. Zanalyzoval jsem data o denním trhu v letech 2014 až 2016, kdy jsem rozlišil, zda se jedná o pracovní nebo nepracovní den. V následujících grafech jsou uvedeny procentuální četnosti jednotlivých hodin maxim dne během uvedených tří let.



Graf 8: Relativní četnosti hodin maxim na denním trhu – pracovní dny (2014 – 2016) [46]



Graf 9: Relativní četnosti hodin maxim denního trhu – nepracovní dny (2014 – 2016) [46]

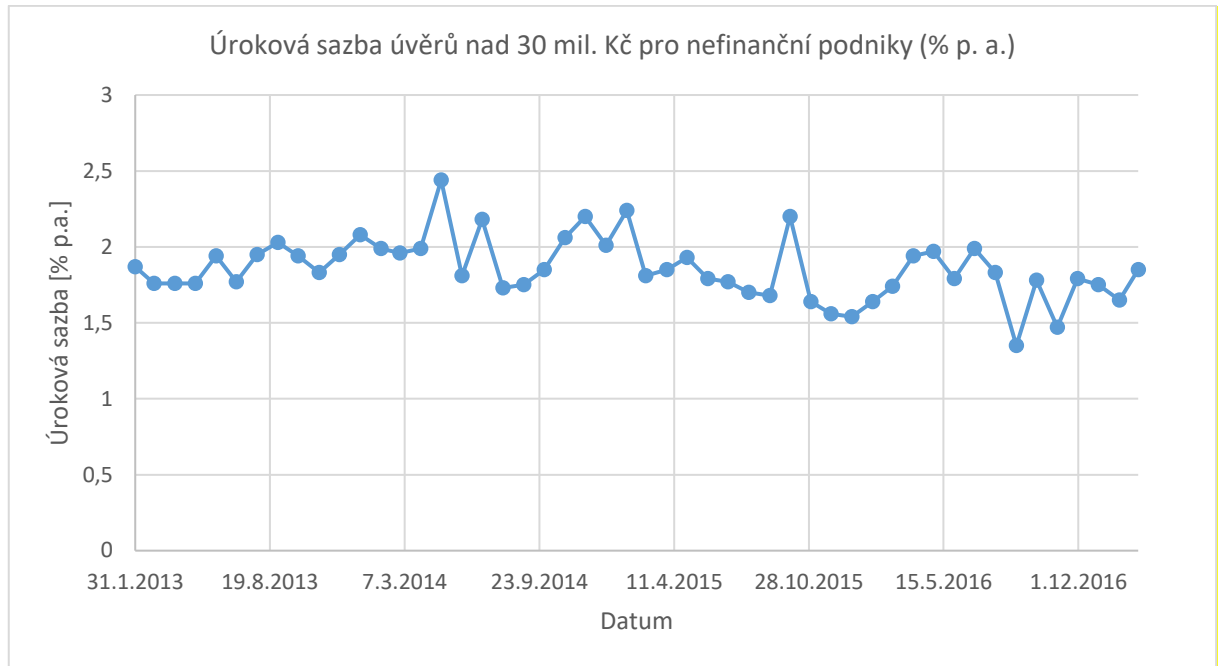
Z analýzy hodin maxim vyplývá poznatek, že v pracovních dnech bývají nejvyšší marginální ceny v 9. obchodní hodinu a poté mezi 18. a 20. obchodní hodinou. V nepracovních dnech jsou nejčastějšími hodiny maxim 19. až 21. obchodní hodina.

Pro tento režim provozu jsem nakonec zvolil prodej elektřiny na denním trhu 9. obchodní hodinu a 20. obchodní hodinu v pracovní dny, čímž by měla být prodána při cca 42 % hodin denních maxim. V nepracovní dny jsem nastavil prodej elektřiny na 19., 20. a 21. obchodní hodinu, tím by mělo být prodejem pokryto 60 % denních maxim.

3.2.4.3 *Financování projektu*

Projekt může být financován z vlastních zdrojů nebo z cizího kapitálu pomocí úvěru. Vzhledem k velikosti investice se nedá předpokládat, že by byl celý financován z vlastních zdrojů, což by ani nemuselo být ekonomicky efektivní, jak bude rozebráno později. V základním nastavení modelu akumulace, respektive hodnocení ekonomické efektivnosti projektu, předpokládám, že 20 % investice bude placeno z vlastních zdrojů a na 80 % investice si investor vezme úvěr.

Předpokládám, že úvěr bude splácen anuitně po dobu 20let a úroková míra bude 5 % p. a. Úrokovou sazbu jsem odvozoval ze statistik České národní banky, konkrétně statistiky Úrokové sazby MFI - nové obchody (sazby a objemy), kde je sestava Nefinanční podniky: úvěry s objemem nad 30 mil. CZK - sazba (% p. a.), hodnoty úrokových sazeb pro nefinanční podniky od roku 2013 do současnosti jsou v následujícím grafu.



Graf 10: Úroková sazba úvěrů nad 30 mil. Kč pro nefinanční podniky (% p. a.) [50]

Průměrná roční sazba za uvedené období je 1,86 % p. a. [50]. Já zvolím, s ohledem na předpokládanou rizikovitost projektu, úrokovou sazbu úvěru 5 % p. a.

Na podobu financování projektu také provedu citlivostní analýzu, a to jak na velikost podílu vlastního a cizího kapitálu, tak i na délku splácení a úrokovou sazbu.

3.2.4.4 Diskont

Další parametr, jež má relativně velký vliv na celkovou efektivnost projektu a je nutné ho zvolit, je velikost diskontní sazby, která se pro případ méj diplomové práce, kdy uvažuji tzv. „free cash flow to ekvity“ (FCFE) rovná výnosu vlastního kapitálu. Požadovaný výnos vlastního kapitálu jsem stanovil na 10 % p. a.

V případě, že bych uvažoval tzv. „free cash flow for the firm“, byla by velikost diskontu stanovena pomocí vážené ceny kapitálu (WACC):

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

První sčítanec je cena vlastního kapitálu a druhý cena cizího kapitálu, kde je zahrnut úrok i a daňová sazba t . E je vlastní kapitál a D jsou cizí kapitál (dluh).

Daňová sazba t je zvolena s ohledem na sazbu daně z příjmů právnických osob ve velikosti 19 %.

Výsledný diskont, který by dále vstupoval do hodnocení ekonomické efektivity, by se měnil v závislosti na velikosti poměru dluhu k vlastnímu kapitálu a délce splácení. Z důvodu klesajícího dluhu během splácení úvěru se mění i poměr dluhu k vlastnímu kapitálu, a tedy i velikost diskontu pro jednotlivé roky projektu. Proto by bylo vhodné počítat diskont pro každý rok provozu projektu a tyto diskonty poté zprůměrovat.

3.3 Zhodnocení ekonomické efektivity projektu

Ekonomická efektivity investičního projektu a následné rozhodnutí o realizaci nebo zamítnutí projektu, se nejčastěji hodnotí pomocí kritéria čisté současné hodnoty (NPV), případně pomocí vnitřního výnosového procenta (IRR).

Čistá současná hodnota je finanční veličina, která vyjadřuje celkovou tvorbu nebo čerpání finančních prostředků investora za dobu ekonomické životnosti (T_z) pomocí diskontovaného součtu toku hotovosti v jednotlivých letech (CF_t).

$$NPV = \sum_{t=0}^{T_z} CF_t \cdot (1 + \text{diskont})^{-t}$$

NPV je maximalizační kritérium, tedy čím je NPV větší, tím je projekt ekonomicky efektivnější. Vyjde-li NPV kladné, projekt je efektivní, a lze jeho realizaci doporučit. V případě, že je $NPV=0$, přinese projekt za dobu životnosti výnos právě ve výši zvoleného diskontu. Vyjde-li NPV záporné, pak projekt není ekonomicky efektivní při stanoveném diskontu, a neměl by být realizován.

Do výpočtu čisté současné hodnoty vstupují hotovostní toky. V této diplomové práci budu uvažovat tzv. „free cash flow to equity (FCFE)“, což je výnos vlastního kapitálu investora, který v podstatě říká, kolik peněz z projektu získá investor po zaplacení všech nákladů, včetně nákladů financování projektu. Když v textu píšete ekonomická efektivity projektu, tak mám na mysli právě výnosnost vlastního kapitálu investora.

Než přejdu k výsledkům ekonomické efektivity projektu, zopakují v tabulce níže parametry vstupující do základního modelu, které jsem uvedl již výše v textu.

Parametr	Hodnota
Instalovaný výkon VTE	2 MW
Investice do systému akumulace	81,25 mil. Kč
Ekonomická životnost	20 let
Roční provozní náklady	1,5 % z investice
	1,22 mil. Kč
Obnova systému po deseti letech provozu	17,5 mil. Kč
Podíl rezervované "kapacity" systému akumulace pro podpůrné služby	50%
Provozní režimy dodávek elektřiny na denní trh	a) „Nejvyšší cena dne“
	b) „Tři nejvyšší ceny dne“
	c) „Dodávka dle statistiky denního trhu“
Podíl úvěru na celkové investici	80%
Úrok	5 % p. a.
Požadovaný výnos vlastního kapitálu	10 % p. a.

Tabulka 14: Parametry základního nastavení modelu

Po dosazení těchto parametrů a všech předpokladů uvedených výše v textu do sestaveného modelu, jsem dospěl k následujícím výsledkům.

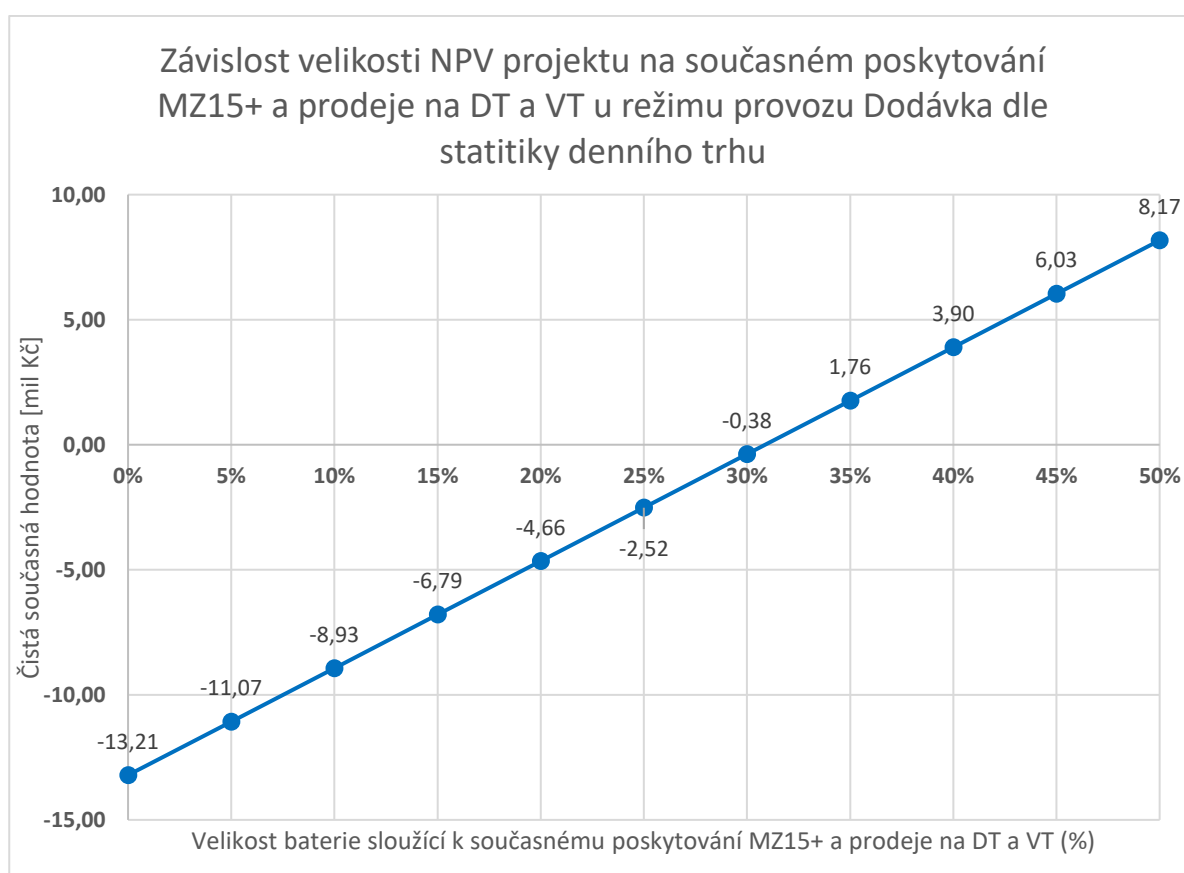
Režim provozu			
	„Nejvyšší cena dne“	„Tři nejvyšší ceny dne“	„Dodávka dle statistiky denního trhu“
NPV	-13 665 432 Kč	-13 633 579 Kč	-13 209 357 Kč

Tabulka 15: Vyhodnocení ekonomické efektivity projektu

Čistá současná hodnota projektu je s použitím výchozích parametrů bez ohledu na provozní režim záporná, a tedy projekt bych nedoporučil realizovat.

Poměrně překvapivě není rozdíl mezi provozními režimy. Rozdíl mezi nejlepším a nejhorším provozním režimem, z hlediska čisté současné hodnoty, je menší než 3,5 %. Jednotlivé provozní režimy se liší příspěvkem jednotlivých typů výnosů. Provozní režim „Nejvyšší cena dne“ má nižší výnosy při prodeji na denním trhu za co nejvyšší ceny z důvodu, že dochází pouze k jednomu prodeji za den, ale zase na druhou stranu jsou vyšší výnosy z dodávek regulační energie na vyrovnávací trh než u provozního režimu „Tři nejvyšší ceny dne“. Model s předem nastavenými hodinami, kdy dochází k prodeji elektřiny na denním trhu, vychází lépe než oba teoretické modely, kdy je elektřina prodávána v obchodních hodinách s nejvyšší cenou na denním trhu. Je to z toho důvodu, že když jsou tyto tři obchodní hodiny blízko sebe, nestačí se elektřina vyrobit a uložit v systému akumulace a prodá se menší množství elektrické energie na vyrovnávacím trhu s regulační energií, s čímž souvisí i menší celkové výnosy.

Jak jsem uvedl a popsal myšlenku v kapitole 3.2.4.1, ekonomika provozu projektu by se dala zlepšit nabízením více regulační energie pro MZ15+, než kolik bude zaručeno, že je v každý okamžik v systému akumulace k dispozici. Nyní se pokusím zjistit, kolik by teoreticky toto „spekulování“ mohlo přinést projektu při provozním režimu „Dodávka dle statistiky denního trhu“. Při základním nastavení modelu je pro poskytování MZ15+ k dispozici 2,5 MWh. V případě, že bychom pro současné poskytování MZ15+ a prodeje na DT a VT zvolili například 10 % velikosti systému akumulace, znamenalo by to, že pro MZ15+ by byly rezervovány 3 MWh a zároveň pro prodej elektřiny na denním a vyrovnávacím trhu 2,5 MWh. A analogicky by se dalo postupovat teoreticky až do 50 %, kdy by pro MZ15+ bylo rezervováno 5 MWh a zároveň 2,5 MWh. Jaký vliv by to mělo na ekonomickou efektivnost projektu je vidět v následujícím grafu.



Graf 11: Závislost velikosti NPV projektu na současném poskytování MZ15+ a prodeje na DT a VT u režimu provozu Dodávka dle statistiky denního trhu

Z provedeného výpočtu je patrné, že kdyby se podařilo zajistit po důkladné analýze, v kterých obchodních hodinách dochází k aktivacím MZ15+, a bylo by s dostatečnou pravděpodobností možné vyloučit, aby došlo k dodávce regulační energie v rámci MZ15+ a zároveň prodeji a VT a DT větším, než jaké by bylo množství elektrické energie uložené v systému akumulace, bylo by možné provozovat projekt systému akumulace ekonomicky efektivně. V případě, že by se poda-

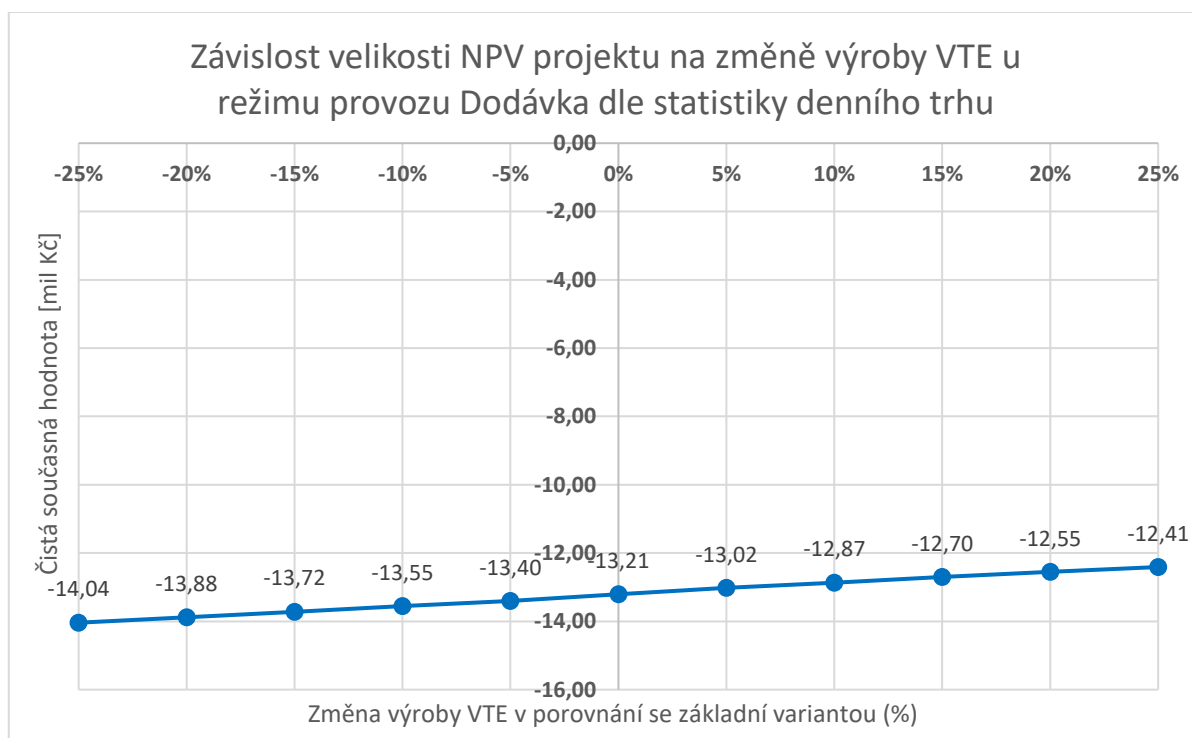
řilo 35 % velikosti systému (tedy 1,75 MWh) používat na generování více druhů výnosů, byla by čistá současná hodnota projektu cca 1,76 mil. Kč.

3.4 Citlivostní analýza

Citlivostní analýzu provedu pouze na ten provozní režim, který vycházel při základním nastavení modelu akumulace nejlépe, tedy pro provozní režim „Dodávka dle statistiky denního trhu“. Nicméně závislosti změny jednotlivých parametrů na výsledky ekonomické efektivity projektu budou platit i pro další dva provozní režimy, pouze by byly jiné hodnoty čistých současných hodnot, ale trend změny by byl stejný.

3.4.1 Výroba VTE

První parametr modelu, který se může během provozu systému akumulace měnit, je rozdílná výroba v jednotlivých letech. Výroba větrné elektrárny je v jednotlivých letech poměrně rozdílná, jak je vidět v kapitole 3.2.1. U mnou sledovaných let se roční využití maxima pohybovalo od cca 850 do cca 1990 hodin. Dle mého názoru se vzhledem k relativně dlouhodobému projektu jednotlivé roky, kdy je výroba větrné elektrárny menší nebo naopak větší než průměr, vyrovnají, a tento průměr bude dlouhodobě podobný jako mnou uvažovaná hodnota výroby. Jak by se měnila ekonomika projektu v závislosti na změně výroby, ukáže následující graf.

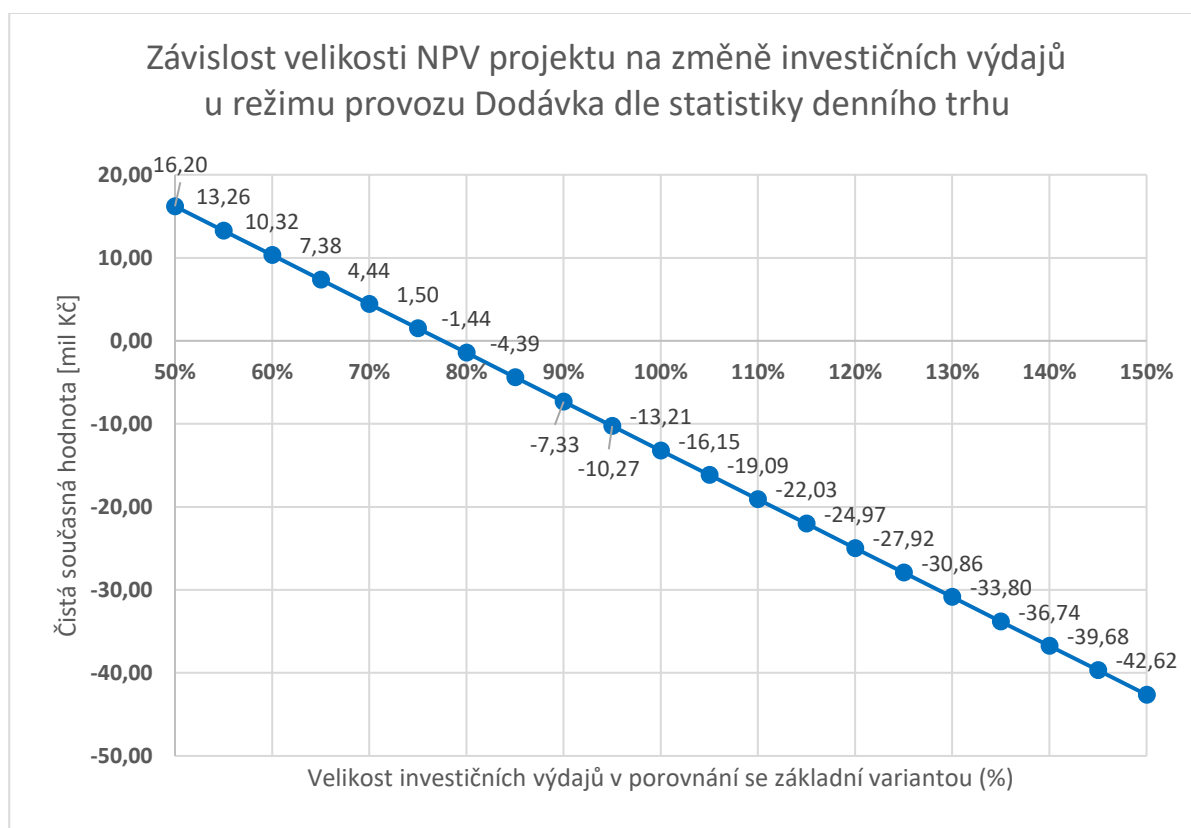


Graf 12: Závislost NPV na změně výroby VTE

Zkoumal jsem změnu dlouhodobého průměru výroby v rozsahu: pokles o 25 % až růst o 25 %. Je vidět, že při rostoucí výrobě VTE by ekonomika projektu byla lepší, ale stále by byl projekt ekonomicky neefektivní. Při zvýšení výroby větrné elektrárny o 25 % by se NPV změnilo o cca 6,5 % a bylo by -12,41 mil. Kč. Z výše uvedeného lze tvrdit, že výroba elektřiny ve VTE spolupracující se systémem akumulace nemá na ekonomickou efektivnost projektu zásadní vliv, a ani při poměrně velkém nárůstu výroby během provozu by se nestal projekt ekonomicky efektivním.

3.4.2 Investice

Druhým, a jak bude ukázáno pro ekonomickou efektivnost projektu výrazně podstatnějším parametrem, jsou investiční výdaje na pořízení systému akumulace, tedy Li-Ion akumulátorů. V základním nastavení modelu počítám s 16,25 mil. Kč na MWh, což je 81,25 mil. Kč na celý systém akumulace. Investiční výdaje jsem snažil odhadnout co nejpřesněji dle dostupných informací, ale je přesto možné, že skutečné náklady na výstavby budou odlišné. Jaký by tato změna měla vliv na ekonomiku projektu, ukazuje graf níže.

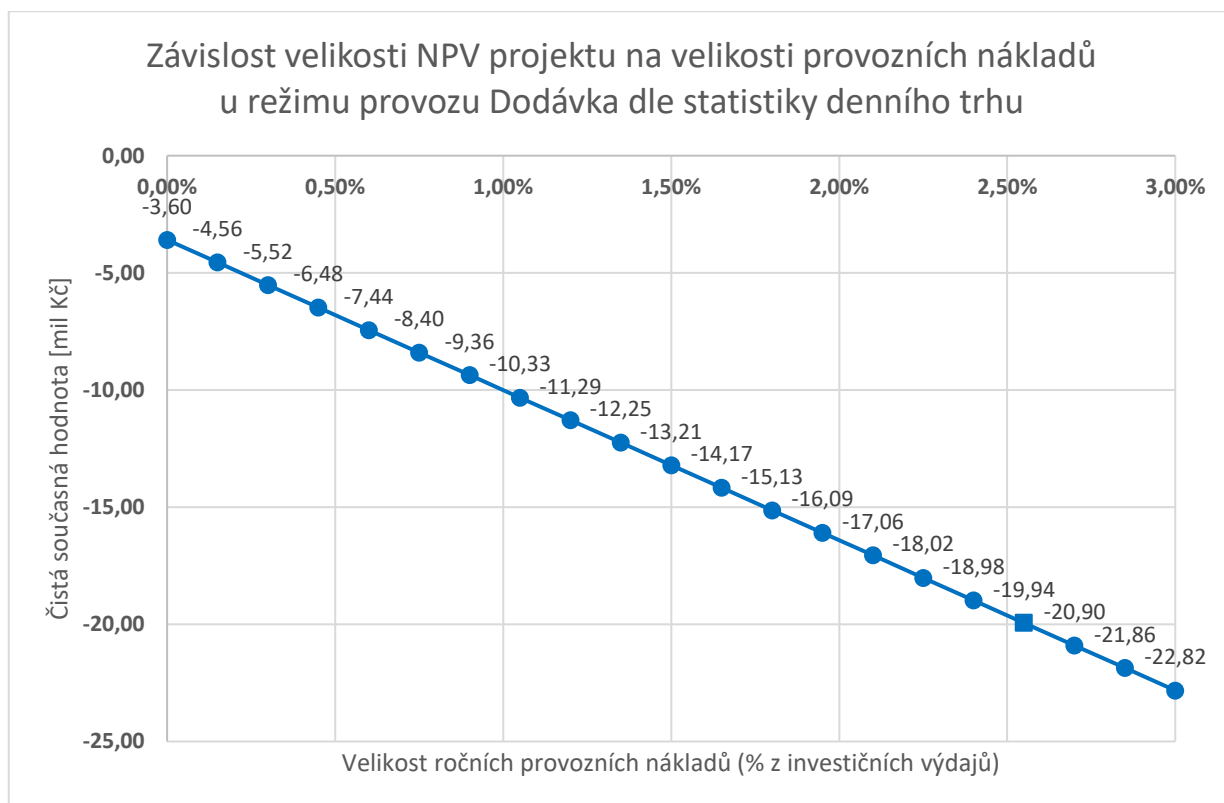


Graf 13: Závislost NPV na velikosti investičních výdajů

Dle očekávání je vidět, že s poklesem investičních nákladů roste NPV projektu. V případě, že by pokles byl větší než cca 22,5 %, tedy investiční náklady systému by byly nejvýše 63,01 mil. Kč, byl by projekt pro investora ekonomicky efektivní s požadovaným výnosem. Vliv změny investičních výdajů je velký, protože při vzrůstu investičních výdajů o 20 % by NPV projektu kleslo o více cca 90 %.

3.4.3 Provozní náklady

Dalším, a ještě hůře z veřejných zdrojů zjistitelným ekonomickým parametrem než investiční výdaje systému akumulace, jsou roční provozní náklady. V základním nastavení modelu jsem zvolil roční provozní náklady ve výši 1,5 % z investičních výdajů s tím, že se zvyšují meziročně o inflaci, kterou jsem uvažoval 2 %. V následujícím grafu jsou vidět velikosti čisté současné hodnoty projektu v závislosti na změně ročních provozních nákladů při inflaci 2 %.



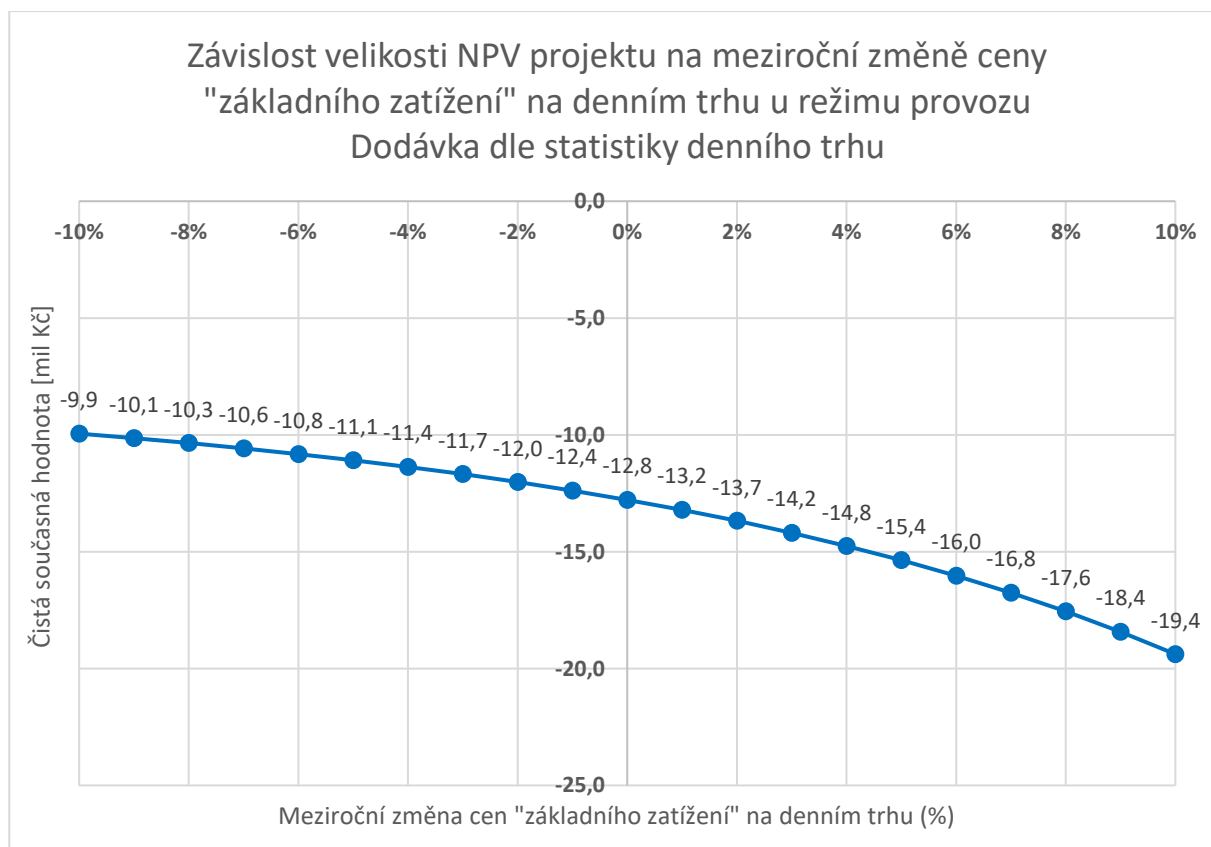
Graf 14: Závislost NPV na velikosti ročních provozních nákladů

Z grafu je zřejmé, že s klesajícími ročními provozními náklady roste i čistá současná hodnota projektu. Ale i kdyby roční provozní náklady byly nulové, stejně by projekt systému akumulace nebyl ekonomicky efektivní, a velikost NPV projektu by byla -3,60 mil. Kč. Citlivost změny NPV na změně ročních provozních nákladů je taková, že při poklesu provozních nákladů o 20 % (tedy na 1,2 % z investičních výdajů ročně) by čistá současná hodnota projektu stoupla o cca 19 %.

3.4.4 Denní trh

Předchozí tři citlivostní analýzy se zabývaly nákladovou stránkou projektu, a proto nyní přejdu k výnosové stránce projektu. Stejně jako analýzu denního trhu v kapitole 3.2.3.1, tak i citlivostní analýzu rozdělím na vývoj základního zatížení (Base Load) a špičkového zatížení (Peak Load).

Závislost čisté současné hodnoty projektu na meziročním vývoji cen na denním trhu při základním zatížení je zobrazena na grafu níže.

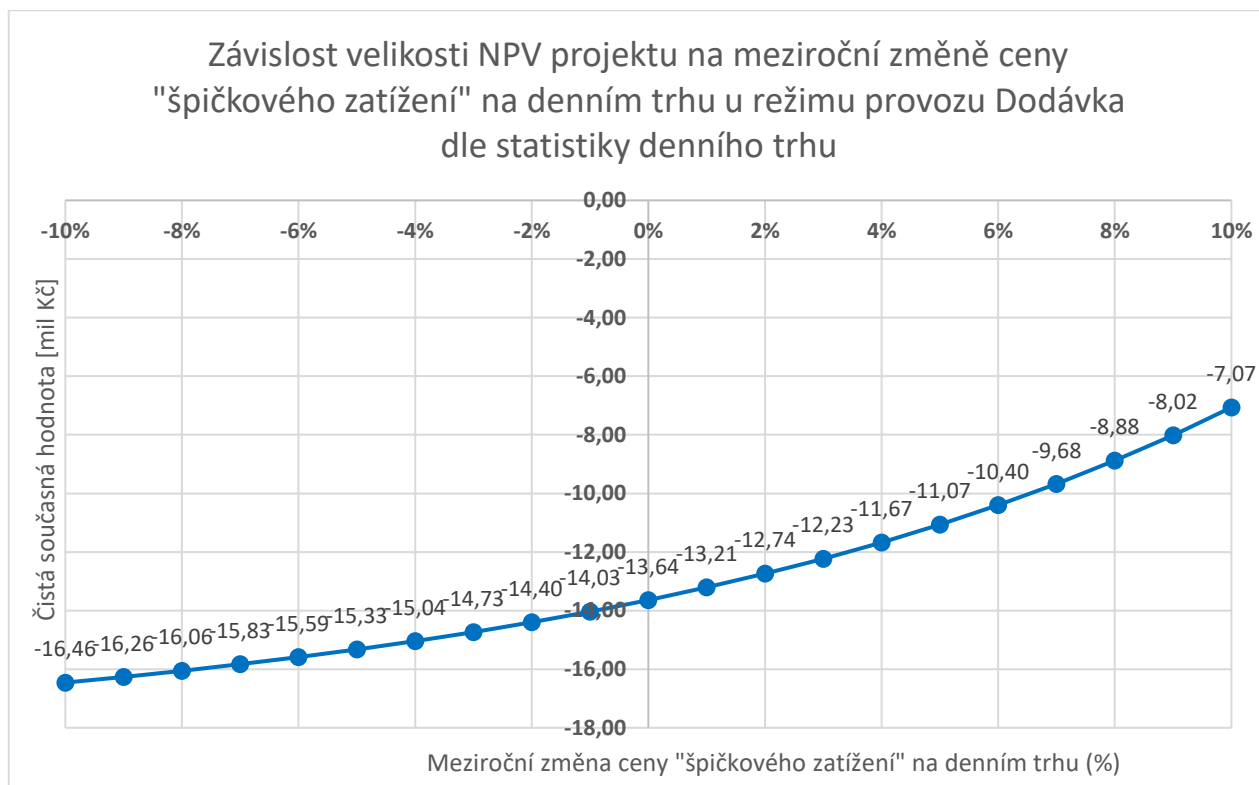


Graf 15: Závislost NPV na vývoji cen základního zatížení na denním trhu

V základním nastavení předpokládám meziroční růst cen při základním zatížení na denním trhu ve výši 1 %. Možná poněkud překvapivě lze říci, že v případě růstu cen při základním zatížení by byl projekt ekonomicky méně efektivní než při poklesu těchto cen. Je to zapříčiněno tím, že model je nastaven tak, aby co nejvíce akumulované elektrické energie bylo prodáno při cenách špičkové energie. Zároveň mě zajímá rozdíl výnosů VTE bez systému akumulace a s ním, což má za následek, že v případě většího meziročního růstu cen základního zatížení v porovnání s meziročním růstem cen špičkového zatížení, dochází ke snižování rozdílů výnosů bez a se systémem akumulace, a to má za následek zhoršení ekonomické efektivity projektu. Jak je patrné z grafu, se zvětšujícím se tempem růstu cen základního zatížení na denním trhu, roste i nevýhod-

nost projektu stále rychleji. Nicméně ani při poklesu cen základního zatížení o 10 % ročně při růstu cen špičkového zatížení o 1 % ročně nevyhází NPV projektu kladně, má hodnotu -9,9 mil. Kč.

Druhá možnost je, že by se při zvolené neměnné meziroční změně cen základního zatížení, měnila velikost meziroční změny cen špičkového zatížení na denním trhu.



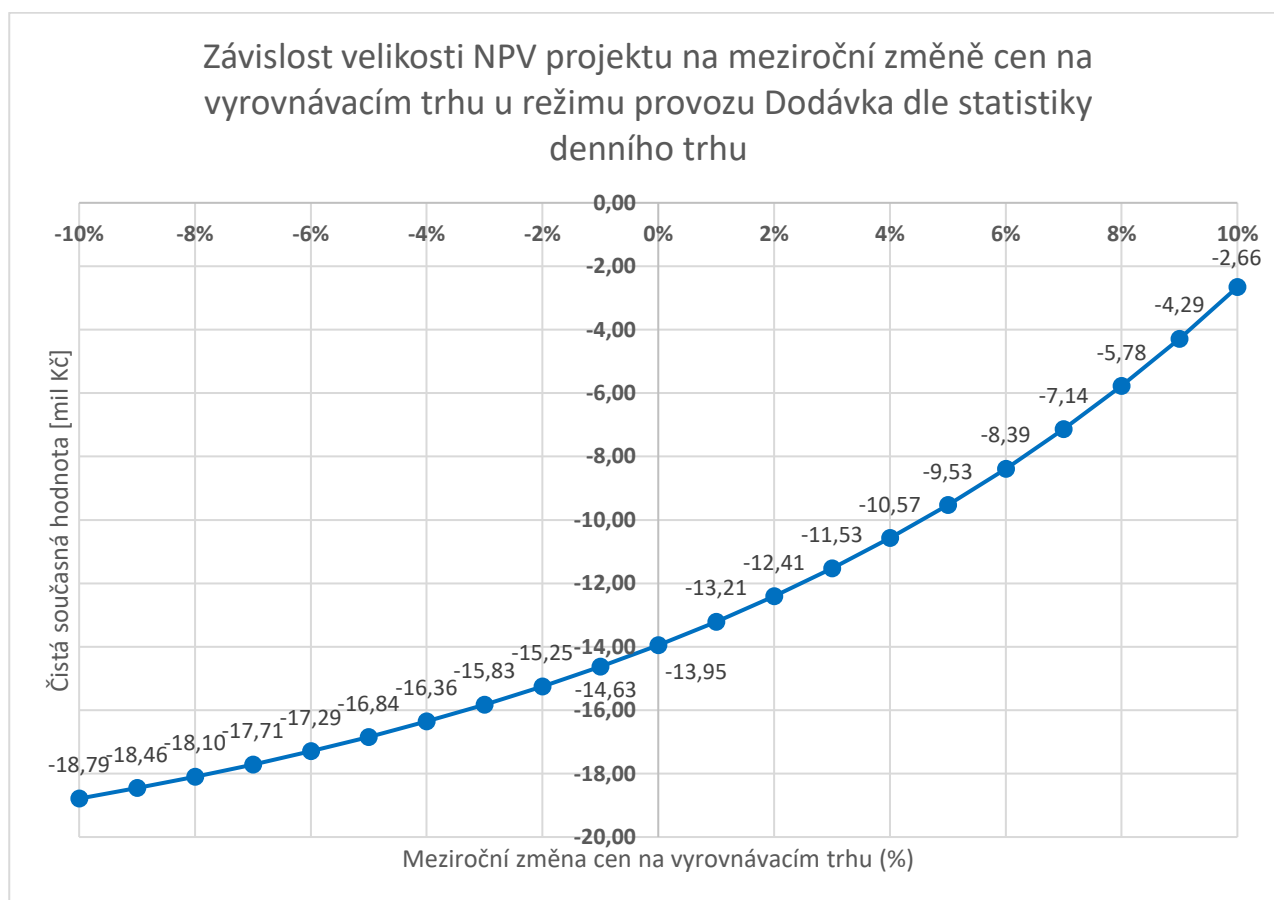
Graf 16: Závislost NPV na vývoji cen špičkového zatížení na denním trhu

V případě změny cen denních maxim, což v práci nazývám změnou špičkového zatížení, se už ekonomická efektivnost projektu chová tak, že při meziročním růstu se ekonomická efektivnost zlepšuje. Nicméně ani při meziročním růstu cen o 10 % by nebyla čistá současná hodnota projektu kladná, byla by -7,07 mil. Kč.

Ze závěrů citlivostní analýzy na vývoj cen na denním trhu se nabízí otázka, co by se s ekonomikou projektu stalo, kdyby meziročně klesaly ceny základního zatížení a zároveň rostly ceny špičkového zatížení. Tabulka této dvourozměrné citlivostní analýzy je přílohou této diplomové práce a vyplývá z ní, že ani při růstu cen maxim na denním trhu meziročně o 10 % a meziročního poklesu cen základního zatížení o 10 %, by NPV projektu nebylo kladné, bylo by -3,8 mil. Kč.

3.4.5 Vyrovnávací trh

Další parametr, na který jsem provedl citlivostní analýzu, byl meziroční vývoj cen na vyrovnávacím trhu s regulační energií. Neřešil jsem zvlášť kladnou a zápornou regulační energii, ale meziroční změna cen platila jak pro RE+, tak RE-. Vzhledem k tomu, že výnosy z prodeje záporné regulační energie jsou zanedbatelné, nemá dle mého názoru, význam meziroční změnu energie na VT+ a VT- rozlišovat. Na grafu níže je pak vidět závislost čisté současné hodnoty projektu akumulace na meziroční změně cen na vyrovnávacím trhu.



Graf 17: Závislost NPV na meziroční změně cen na vyrovnávacím trhu

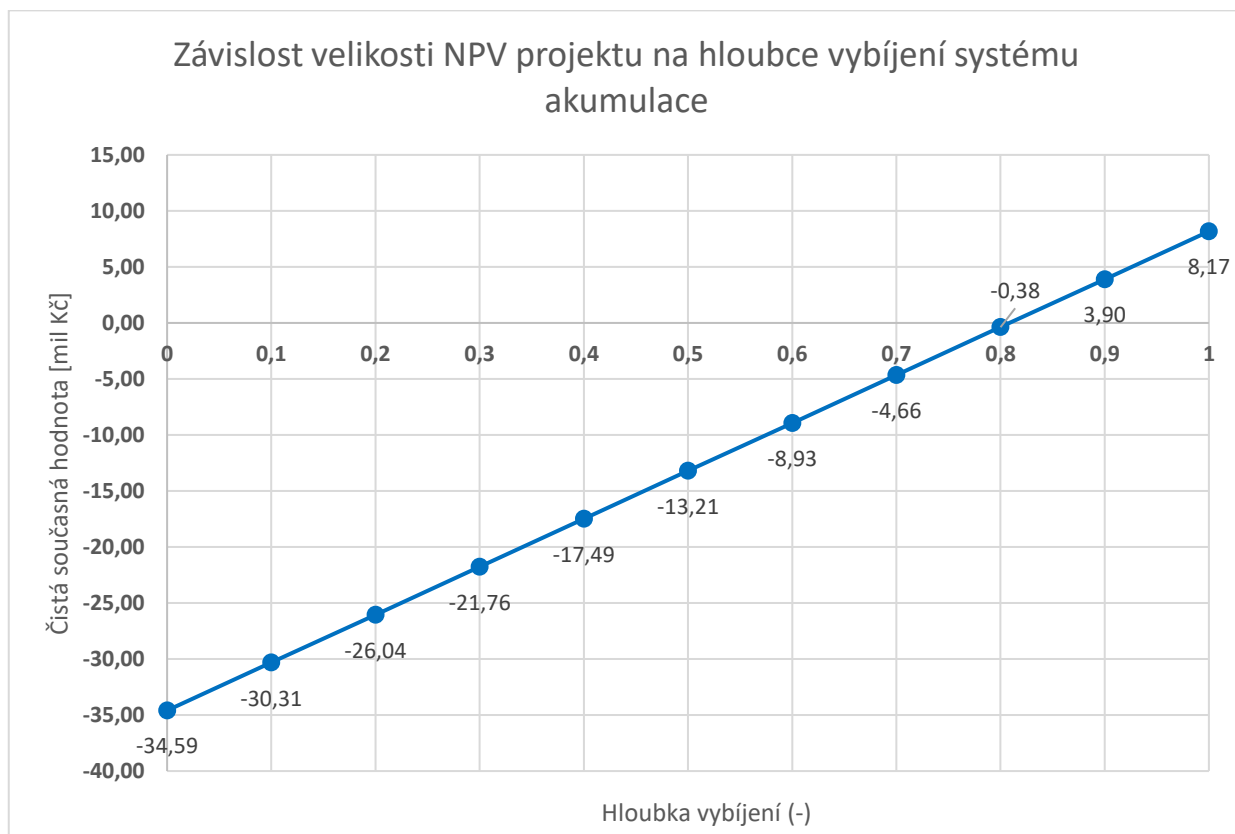
Při meziročnímu růstu cen elektřiny na vyrovnávacím trhu by se ekonomická efektivnost projektu zlepšovala tím víc, čím větší by tento růst cen byl. I kdyby byl tento meziroční růst během doby provozu 10 %, nestal by se projekt ekonomicky efektivním. Konkrétně by NPV bylo -2,66 mil. Kč.

Dále je vidět, že projekt je více náchylný na změnu ceny regulační energie na vyrovnávacím trhu než na změnu cen elektřiny na denním trhu.

3.4.6 Podpůrné služby

U výnosů z poskytování podpůrných služeb lze v mém modelu provést citlivostní analýzu na dva parametry. První je množství rezervované „kapacity“ systému akumulace pro poskytování podpůrných služeb (MZ15+) a druhý je budoucí vývoj plateb za MZ15+. Vzhledem k tomu, že právě z poskytování MZ15+ plynou největší výnosy, dá se předpokládat, že ekonomická efektivnost projektu bude těmito parametry velmi ovlivněna.

Rezervovaná „kapacita“, jak jsem detailně popsal v kapitole 3.2.4.1, závisí na hloubce vybíjení systému akumulace a určuje rozdělení systému na část generující výnosy na denním a vyrovnávacím trhu a na část přinášející výnosy z poskytování podpůrných služeb. Citlivostní analýza v grafu níže je od 0 %, což znamená, že veškerá akumulovaná elektřina je prodávána na denním a vyrovnávacím trhu, a naopak při hloubce vybíjení 100 % k žádnému prodeji na denním a vyrovnávacím trhu nedochází, a veškerá akumulovaná elektřina je rezervovaná pro poskytování podpůrných služeb.

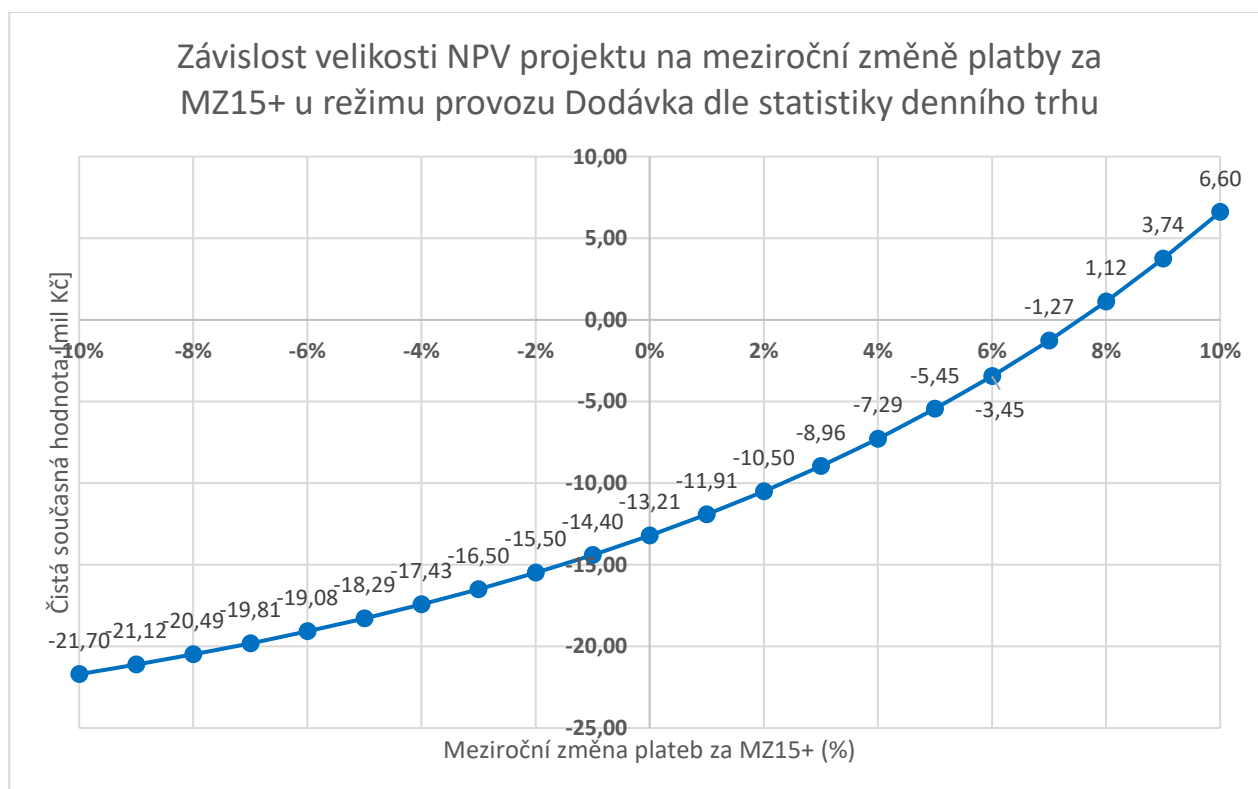


Graf 18: Závislost NPV na hloubce vybíjení

Je vidět, že s rostoucí úrovní na jakou je systém vybíjen, roste ekonomická efektivnost projektu. Jinak řečeno, čím více „kapacity“ systému rezervujeme pro poskytování podpůrných služeb na úkor obchodování na denním a vyrovnávacím trhu, tím větší bude ekonomická efektivnost pro-

jektu. Projekt se stává ekonomicky efektivní v případě, že je hloubka vybíjení cca 81 %. Změna hloubky vybíjení o 10 % má za následek změnu čisté současné hodnoty projektu o 4,3 mil. Kč. Za předpokladu, že by se celý systém akumulace využíval pro MZ15+, byla by čistá současná hodnota projektu 8,17 mil. Kč. To vše ovšem za předpokladu, že by systém získal certifikaci a mohl by poskytovat uvedenou podpůrnou službu, jak předpokládám v souladu s kapitolou 3.2.3.3.

Vliv meziroční změny plateb za poskytování podpůrné služby MZ15+ na čistou současnou hodnotu ukazuje následující graf.



Graf 19: Závislost NPV na meziroční změně plateb za MZ15+

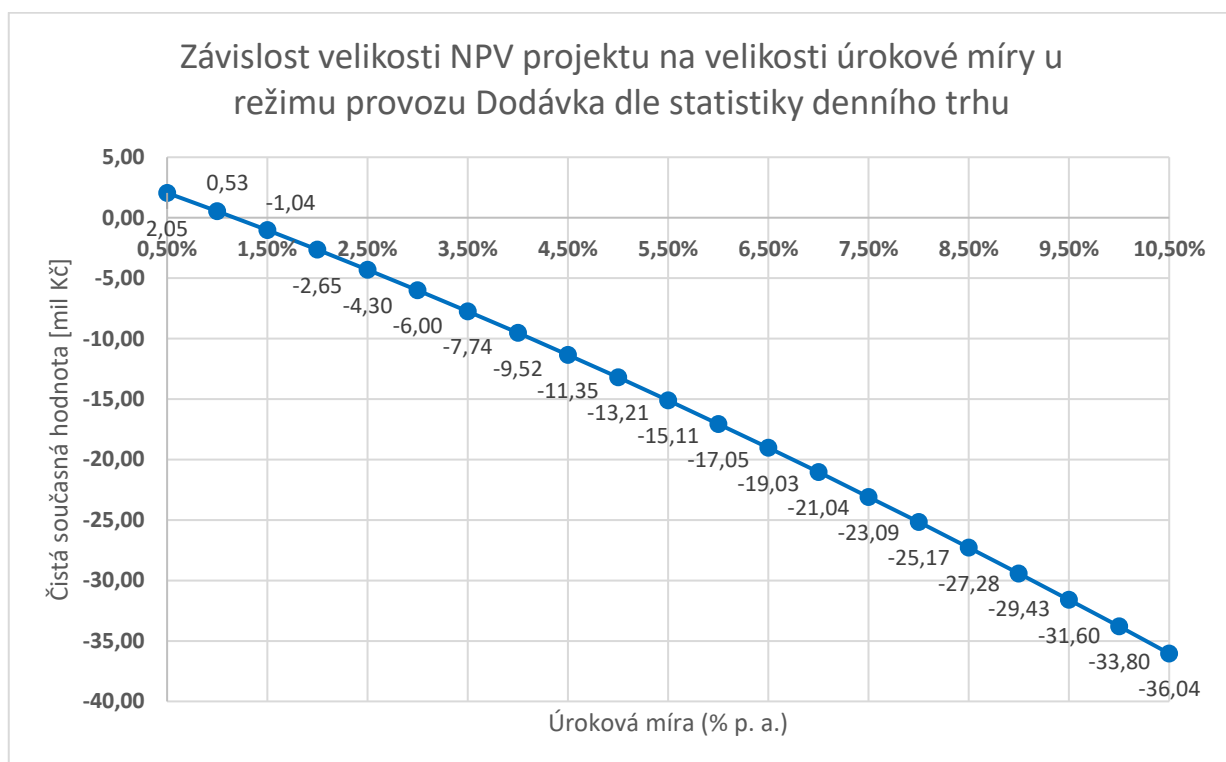
Není překvapivé, že s rostoucími meziročními platbami za rezervovaný výkon v rámci MZ15+, roste i ekonomická efektivnost projektu. Při meziročním růstu plateb o 8 % během doby provozu projektu je už čistá současná hodnota projektu kladná ve výši 1,12 mil. Kč. Případ klesajících plateb za MZ15+ by nadále zhoršoval ekonomickou efektivnost, která je při základním nastavení, tedy stagnaci plateb za MZ15+, modelu záporná.

Citlivostní analýza na oba výše uvedené parametry zároveň, jež je přílohou této diplomové práce, ukazuje, že při meziročním poklesu plateb za MZ15+ o 4 % a více, by nebyl projekt ekonomicky efektivní ani při využívání celého systému akumulace pro poskytování podpůrných služeb.

3.4.7 Financování projektu

Citlivostní analýzu financování projektu provedu na velikosti roční úrokové míry a také na velikost úvěru k vlastnímu kapitálu. Pro připomenutí, financování při základním nastavení modelu bylo zvoleno takové, že poměr velikosti úvěru k vlastnímu kapitálu byl 80 % a úroková míra 5 %.

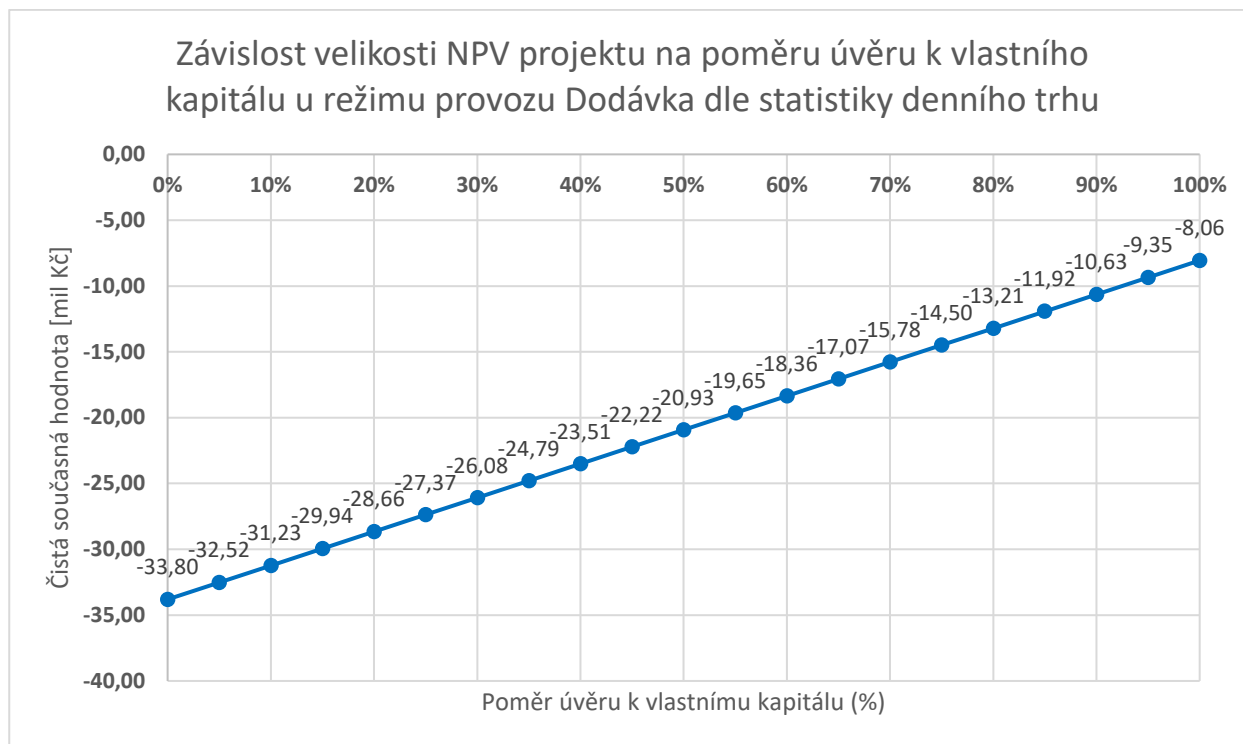
Roční úrokovou míru jsem při citlivostní analýze měnil od velmi nepravděpodobných 0,5 % p. a. po, v dnešní době také ne moc reálných, 10,5 % p. a. Výsledné hodnoty čisté současné hodnoty projektu jsou uvedeny v grafu níže.



Graf 20: Závislost NPV na velikosti roční úrokové míry

S rostoucí úrokovou mírou klesá ekonomická efektivnost projektu. Projekt by byl ekonomicky efektivní v případě, že by se podařilo získat úvěr s úrokovou mírou 1 %, poté by bylo NPV projektu 0,53 mil. Kč.

Závislost čisté současné hodnoty projektu na velikosti úvěru k vlastnímu kapitálu je vidět na následujícím grafu.



Graf 21: Závislost NPV na poměru úvěru k vlastnímu kapitálu

Z grafu vidíme, že čím větší část peněz na zaplacení projektu si půjčíme, tím je ekonomika projektu lepší. Nicméně projekt by nebyl při zvoleném ročním úroku 5 % ekonomicky efektivní, ani kdybychom od banky dostali 100% úvěr.

Z citlivostní analýzy provedené zároveň na roční úrokovou míru a poměr úvěru k vlastnímu kapitálu, která je přílohou této diplomové práce, vyplývá, že kdyby se podařilo získat úvěr s úrokovou mírou 2 % p. a. o velikosti 90 % z investice, bylo by NPV projektu 1,25 mil. Kč. Při 2% roční úrokové míře a 100% úvěru by pak čistá současná hodnota projektu byla 5,14 mil. Kč.

ZÁVĚR

V první části diplomové práce jsem provedl shrnutí těch technologií akumulace elektrické energie, které jsou již rozvinuté a schopné komerčního provozu. Technologie se dají porovnávat z mnoha hledisek a každá technologie v nějakém vyniká a v jiném zaostává. Nelze říci, že nějaká technologie je vhodná pro všechna použití. Obecné možnosti použití jsem v kapitole 2 této práce také popsal, a to konkrétně ty, jež jsou vhodné pro hladinu vysokého napětí a vyšší.

Z pohledu jmenovitých výkonů mají největší výkony přečerpávací vodní elektrárny, CAES a setrvačnický, nejmenší instalované výkony mívají kapacitory a superkapacitory. Množství akumulované elektřiny je největší u přečerpávacích vodních elektráren, CAES a sodík-sírových (NaS) akumulátorů a nejmenší opět u kapacitorů, superkapacitorů a ještě supravodivých magnetických systémů (SMES).

Hustotu výkonu mají naopak kapacitory, superkapacitory a SMES největší, kdežto hustota energie je předností NaS, ZEBRA a Li-Ion akumulátorů, stejně jako měrná energie. Měrný výkon je pak předností setrvačnicků a SMES. Nejmenší hustotu výkonu a energie mají přečerpávací vodní elektrárny a CAES. Měrná energie je nízká u přečerpávacích vodních elektráren, kapacitorů, superkapacitorů a SMES.

Více než 90% účinnost mají setrvačnický, superkapacitor, Li-Ion akumulátory a SMES. Nízkou účinnost oproti tomu mají CAES, Ni-Cd akumulátory a kapacitory. Nejmenší samovybíjení mají přečerpávací vodní elektrárny, CAES a NaS akumulátory. Největší samovybíjení pak mají setrvačnický, kapacitory a superkapacitory.

Životnost počítanou v letech mají nejdelší přečerpávací vodní elektrárny, CAES a SMES, životnost v počtech cyklů mají největší kapacitory, superkapacitory a SMES. Relativně nízký počet provozních cyklů mají olověné akumulátory, Ni-Cd a ZEBRA akumulátory.

Z pohledu investičních nákladů vztahených k jednotce výkonu jsou nejlevnější akumulátory ZEBRA, superkapacitory a SMES, nejdražší jsou pak přečerpávací vodní elektrárny, Ni-Cd, NaS a Li-Ion akumulátory. Vztáhneme-li investiční náklady na jednotku energie, kterou lze v systému uložit, jsou nejlevnější přečerpávací vodní elektrárny, CAES a opět akumulátory ZEBRA. Nejdražší technologie vztahené na jednotku energie jsou Ni-Cd a Li-Ion akumulátory, setrvačnický a SMES. Provozní náklady jsou příznivé pro přečerpávací vodní elektrárny, kapacitory a SMES a naopak nepříznivé pro superkapacitory, olověné a NaS akumulátory.

Z výše uvedeného shrnutí, které je též v tabulce v kapitole 1.3, je patrné, že není možné říci, který systém akumulace elektrické energie je nejlepší. Vždy se musí pro řešený problém nalézt

co nejlepší technologie akumulace elektrické energie jak z hlediska technických parametrů, tak i s ohledem na ekonomické parametry.

Ve druhé části této práce jsem se o řešení jednoho takového problému pokusil. Řešil jsem případ, kdy investor zvažuje, zda by bylo ekonomicky efektivní ke stávající větrné elektrárně pořídit systém akumulace, který by s touto větrnou elektrárnou spolupracoval. Technologii akumulace, kterou jsem zvolil, byly Li-Ion akumulátory.

Mám-li na tomto místě stručně popsat tento projekt, podrobně jsou všechny předpoklady rozebrány výše, tak se jedná o větrnou elektrárnu o instalovaném výkonu 2 MW, systém akumulace má výkon 10 MW a množství elektřiny, které do něj lze naakumulovat, je 5 MWh.

V modelu jsem uvažoval pouze náklady a výnosy, které přímo souvisí s pořízením a provozem nového systému akumulace elektřiny. Výnosy, které jsem počítal, byly rozdílem mezi výnosy z provozu větrné elektrárny a provozu větrné elektrárny se systémem akumulace elektřiny.

Investiční výdaje jsem stanovil ve výši 81,25 mil. Kč a roční provozní náklady 1,5 % z investice s růstem o 2 % ročně během doby provozu. Navíc po polovině doby životnosti, tedy po deseti letech, muselo být vynaloženo 17,5 mil. Kč na obnovu systému akumulace.

V modelu jsem uvažoval tři typy výnosů. Jednalo se o prodej elektřiny na denním trhu v období s vyšší cenou, prodej regulační energie na vyrovnávacím trhu a poskytování podpůrných služeb. Vše je podrobně popsáno výše v textu, jen bych chtěl na tomto místě zdůraznit, že v Kodexu přenosové soustavy existuje podmínka, která říká, že aby zdroj mohl poskytovat podpůrné služby, musí být certifikován. Bohužel tato podmínka je v současnosti těžko splnitelná, protože v kapitole Certifikace v Kodexu přenosové soustavy nejsou obnovitelné zdroje ani systémy akumulace elektřiny (s výjimkou přečerpávacích vodních elektráren) uvedeny, a tudíž s nimi provozovatel přenosové soustavy v současné době nepočítá. Nicméně pro účely této diplomové práce jsem počítal s tím, že by se tento stav podařilo změnit, a systém akumulace by mohl poskytovat podpůrnou službu MZ15+.

Předpokládal jsem, že akumulátory byly pořízeny v roce 2013 a systém byl v provozu od roku 2014. To z toho důvodu, aby pro roky 2014, 2015 a 2016 mohl model využívat skutečná hodinová data trhu s elektřinou a hodinová data o výrobě elektřiny. Pro rok 2017 jsem počítal s průměrnými hodnotami jednotlivých typů výnosů z let 2014 až 2016 a pro další roky jsem stanovil předpoklad meziroční změny výnosů, kdy výnosy z denního trhu a vyrovnávacího trhu porostou o 1 % ročně a výnosy za poskytování podpůrných služeb budou stagnovat. V základním nastavení modelu jsem předpokládal, že polovina energie akumulované v systému bude použita pro poskytování podpůrné služby MZ15+ a zbytek pro obchodování na denním a vyrovnávacím trhu.

Sestavil jsem tři provozní režimy modelu. První provozní režim byl teoretický s názvem „Nejvyšší cena dne“, při kterém by se podařilo prodat všechnu elektrickou energii určenou pro obchodování na denním trhu za maximální cenu daného dne, druhý byl také teoretický model „Tři nejvyšší ceny dne“, kdy by se dostupná elektrická energie prodávala ve třech obchodních hodinách s nejvyšší cenou. Poslední provozní režim „Dodávka dle statistiky denního trhu“, spočíval v prodeji elektřiny na denním trhu v předem určených hodinách na základě analýzy denního trhu v letech 2014 až 2016.

Uvažované financování projektu bylo pomocí úvěru ve výši 80 % z investičních výdajů, zbylých 20 % by investor financoval z vlastních zdrojů s tím, že požadovaný výnos vlastního kapitálu by byl 10 %. Doba splácení úvěru jsem zvolil 20 let a roční úrokovou míru úvěru jsem stanovil ve výši 5 %.

Ze sestaveného modelu a ekonomického zhodnocení projektu vyplývají následující závěry. Výnos vlastního kapitálu investora, který jsem počítal, byl bez ohledu na provozní režim záporný. Mezi provozními režimy nebyl výrazný rozdíl a nejlépe vyšel provozní režim „Dodávka dle statistiky denního trhu“. Čistá současná hodnota projektu vyšla -13,2 mil. Kč.

Z provedené citlivostní analýzy na jednotlivé parametry modelu pro režim provozu „Dodávka dle statistiky denního trhu“ vyplynulo, že za splnění jistých podmínek, by se projekt mohl stát pro investora ekonomicky efektivním.

Jednou z těchto podmínek je ta, že by investiční náklady klesly o více než 22 %, tedy byly by nejvýše 63,01 mil. Kč, neboli 12,602 mil. Kč/MWh. To se v krátkodobém horizontu nedá, dle mého názoru, předpokládat.

Zajímavý výstup z citlivostní analýzy je ten, že na vývoji cen elektřiny na denním trhu, je projekt závislý nejméně, mnohem více závisí na vývoji výnosů z vyrovnávacího trhu a na vývoji výnosů z případného poskytování podpůrných služeb.

Projekt je nejvíce závislý na výnosech z poskytování podpůrných služeb. Citlivostní analýzu jsem provedl jednak na velikost části systému akumulace, která bude na poskytování MZ15+ vyčleněna, a také samozřejmě na vývoj plateb za poskytování této služby. Kdyby bylo cca 81 % velikosti systému akumulace rezervováno pro poskytování podpůrných služeb, stal by se projekt ekonomicky efektivní. V případě, že by se pro poskytování MZ15+ použil celý systém akumulace, byla by čistá současná hodnota projektu 8,17 mil. Kč. Minimální meziroční růst plateb za poskytování podpůrných služeb, aby byl projekt ekonomicky efektivní, by musel být alespoň 8 %. V situaci, kdy by byl celý systém akumulace rezervován pro MZ15+, by nesměl být meziroční

pokles plateb za tuto službu během provozu větší než 4 %. V případě většího meziročního poklesu by byl projekt ekonomicky neefektivní.

Z analýzy závislosti ekonomické efektivnosti projektu na způsobu financování vyplynulo, že kdyby investor dokázal sehnat úvěr na celou investici při úrokové míře 2 % p. a., byla by čistá současná hodnota projektu 5,14 mil. Kč. V případě, že by při této úrokové míře byla velikost úvěru 90 %, byl by projekt také ekonomicky efektivní, ale NPV by byla pouze 1,25 mil. Kč.

Na základě zjištěných a výše uvedených skutečností bych investorovi za současných podmínek nedoporučil pořízení systému akumulace elektrické energie, který by spolupracoval s větrnou elektrárnou.

SEZNAM POUŽITÉ LITERATURY

- [1] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, “Progress in electrical energy storage system: A critical review,” *Prog. Nat. Sci.*, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, 2009.
- [2] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation,” *Appl. Energy*, vol. 137, pp. 511–536, 2014.
- [3] H. Ibrahim, A. Ilinca, and J. Perron, “Energy storage systems-Characteristics and comparisons,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 12, no. 5, pp. 1221–1250, 2008.
- [4] Hadjipaschalis, A. Poullikkas, and V. Efthimiou, “Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 6–7, pp. 1513–1522, 2009.
- [5] “Technology Roadmap: Energy storage“. Paris: International Energy Agency, 2014.
- [6] “Nejstarší přečerpávací elektrárně bylo v sobotu 85 let”, *PRŮMYSL.cz — český informační portál*, 2015. [Online]. Available: <http://www.prumysl.cz/nejstarsi-precerpavaci-elektrarne-bylo-v-sobotu-85-let/>. [Accessed: 30-Dec.-2016].
- [7] “DOE Global Energy Storage Database”. [Online]. Available: <http://www.energystorageexchange.org/projects>. [Accessed: 30-Dec.-2016].
- [8] “Bath County Pumped Storage Station - Dominion Generation / First Energy”, *DOE Global Energy Storage Database*. [Online]. Available: <http://www.energystorageexchange.org/projects/4>. [Accessed: 30-Dec.-2016].
- [9] Electricity Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits. Palo Alto, California: ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, 2010.
- [10] Farret FA, Simões MG. Integration of alternative sources of energy. John Wiley & Sons Inc.; 2006. p. 262–300.

- [11] Paul B. The future of electrical energy storage: the economics and potential of new technologies. Report. Business Insights (Energy). 2009. Table of Contents and brochure.
- [12] “ENERGY STORAGE POWER CORPORATION: Compressed Air Energy Storage”. [Online]. Available: http://www.espcinc.com/mobile/index.php?option=com_k2&view=itemlist&layout=category&task=category&id=4&Itemid=3. [Accessed: 30-Dec.-2016].
- [13] “Conventional CAES”, *ENERGY STORAGE POWER CORPORATION*. [Online]. Available: http://www.espcinc.com/mobile/index.php?option=com_k2&view=item&id=4:conventional-caes&Itemid=3. [Accessed: 30-Dec.-2016].
- [14] “CAES Adiabatic”, *ENERGY STORAGE POWER CORPORATION*. [Online]. Available: http://www.espcinc.com/mobile/index.php?option=com_k2&view=item&id=10:caes-adiabatic&Itemid=3. [Accessed: 30-Dec.-2016].
- [15] “Kraftwerk Huntorf”, *DOE Global Energy Storage Database*. [Online]. Available: <http://www.energystorageexchange.org/projects/1245>. [Accessed: 30-Dec.-2016].
- [16] “McIntosh CAES Plant”, *DOE Global Energy Storage Database*. [Online]. Available: <http://www.energystorageexchange.org/projects/136>. [Accessed: 30-Dec.-2016].
- [17] Beaudin M, Zareipour H, Schellenberg A, Rosehart W. Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: an updated review. *Energy Sust Dev* 2010;14:302–14
- [18] “Lead/acid batteries”, *DoITPoMS*. [Online]. Available: https://www.doitpoms.ac.uk/tlplib/batteries/batteries_lead_acid.php. [Accessed: 30-Dec.-2016].
- [19] “SCE Chino Battery Storage Project”, *DOE Global Energy Storage Database*. [Online]. Available: <http://www.energystorageexchange.org/projects/2186>. [Accessed: 30-Dec.-2016].

- [20] Díaz-González F, Sumper A, Gomis-Bellmunt O, Villafáfila-Robles R. A review of energy storage technologies for wind power applications. *Renew Sust Energy Rev* 2012;16:2154–71
- [21] “Electrical Energy Storage: White Paper“. Geneva: International Electrotechnical Commission, 2011.
- [22] “Golden Valley Electric Association (GVEA) Battery Energy Storage System (BESS)”, *DOE Global Energy Storage Database*. [Online]. Available: <http://www.energystorageexchange.org/projects/69>. [Accessed: 30-Dec.-2016].
- [23] McDowall J. Integrating energy storage with wind power in weak electricity grids. *J Power Sources* 2006;162:959–64.
- [24] “Tecnologías de Almacenamiento”, *Pontificia Universidad Católica de Chile: Departamento de Ingeniería Eléctrica*. [Online]. Available: <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno12/almacenaernc/page2.html>. [Accessed: 30-Dec.-2016].
- [25] Kluiters EC, Schmal D, Ter Veen WR, et al. Testing of a sodium/ nickel chloride (ZEBRA) battery for electric propulsion of ships and vehicles. *J Power Sources* 1999;80:261–4.
- [26] “Kyushu Electric - Buzen Substation - Mitsubishi Electric / NGK Insulators”, *DOE Global Energy Storage Database*. [Online]. Available: <http://www.energystorageexchange.org/projects/2142>. [Accessed: 30-Dec.-2016].
- [27] “Mitsubishi Installs 50MW Energy Storage System to Japanese Power Company”, *Electronics360*. [Online]. Available: <http://electronics360.globalspec.com/article/6402/mitsubishi-installs-50mw-energy-storage-system-to-japanese-power-company>. [Accessed: 30-Dec.-2016].
- [28] “Annobon Island Microgrid”, *DOE Global Energy Storage Database*. [Online]. Available: <http://www.energystorageexchange.org/projects/1354>. [Accessed: 30-Dec.-2016].
- [29] “Grid-Scale Flywheel Energy Storage Plant”, *Beacon Power*. [Online]. Available: <https://energy.gov/sites/prod/files/Beacon.pdf>. [Accessed: 30-Dec.-2016].

- [30] “Stephentown, New York”, *Beacon Power*. [Online]. Available: <http://beaconpower.com/stephentown-new-york/>. [Accessed: 30-Dec.-2016].
- [31] “Akumulace elektrické energie”, *ELEKTRO*, 2011. [Online]. Available: <http://www.odbornecasopisy.cz/elektro/casopis/tema/akumulace-elektricke-energie--9696>. [Accessed: 30-Dec.-2016].
- [32] Shoenung SM. Characteristics and technologies for long- vs. short-term energy storage: a study by the DOE energy storage systems program. Technical report. SAND2001-0765. Sandia National Laboratories. United States Department of Energy. Published March 2001.
- [33] I. Petružela, *Regulace frekvence a napětí*. Praha, 2006.
- [34] O. Grygar, Bc., “Accumulation of electricity”, Diplomová práce, Praha, 2014.
- [35] L. Hronek, Bc., “Kvalita napětí v distribuční síti z pohledu distributora elektřiny”, Diplomová práce, Plzeň, 2014.
- [37] W. G. Manuel, “Energy Storage Study 2014”, 2014, p. 28.
- [38] “Aktuální instalace”, *ČSVE - Větrné elektrárny | Větrná energie*, 2016. [Online]. Available: <http://www.csve.cz/clanky/aktualni-instalace-vte-cr/120>. [Accessed: 19-Apr.-2017].
- [39] “První evropské komerční bateriové úložiště ztrojnásobí svou kapacitu”, *OEnergetice.cz*, 2016. [Online]. Available: <http://oenergetice.cz/elektrina/akumulace-energie/prvni-evropske-komercni-bateriove-uloziste-ztrojnasobi-svou-kapacitu/>. [Accessed: 19-Apr.-2017].
- [40] “E.ON vybuduje 10MW bateriové úložiště pro rozvodné sítě ve Velké Británii”, *OEnergetice.cz*, 2016. [Online]. Available: <http://oenergetice.cz/elektrina/akumulace-energie/e-on-vybuduje-10mw-bateriove-uloziste-rozvodne-site-ve-velke-britanii/>. [Accessed: 19-Apr.-2017].
- [41] “Výroba”, *ČEPS,a.s.*, 2016. [Online]. Available: <http://www.ceps.cz/CZE/Data/Vsechna-data/Stranky/Vyroba.aspx>. [Accessed: 19-Apr.-2017].

- [42] “Roční zprávy o provozu”, *Energetický regulační úřad*. [Online]. Available: <http://www.eru.cz/cs/elektrina/statistika-a-sledovani-kvality/rocnizpravy-o-provozu>. [Accessed: 20-Apr.-2017].
- [43] “Wemag, Younicos to triple energy storage capacity of Germany's Schwerin battery park”, *Energy Management Energy Storage*. [Online]. Available: <http://energystorage.cleantechnology-business-review.com/news/wemag-yunicos-to-triple-commercial-energy-storage-plant-in-europe-061016-5025347>. [Accessed: 20-Apr.-2017].
- [44] J. Carlsson, “ETRI 2014 Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050”, 2014.
- [45] “LAZARD ' S LEVELIZED COST OF STORAGE ANALYSIS — VERSION 1.0”, 2015.
- [46] “Roční zpráva”, *OTE, a.s.* [Online]. Available: <http://www.ote-cr.cz/statistika/rocnizprava>. [Accessed: 01-May-2017].
- [47] KODEX PŘENOSOVÉ SOUSTAVY: Část II. Podpůrné služby (PpS), vol. Revize 16. Praha: ČEPS, 2016.
- [48] “Příprava provozu: Roční příprava provozu:”, *ČEPS, a.s.*, 2017. [Online]. Available: http://www.ceps.cz/CZE/Cinnosti/Dispecerske_rizeni/Priprava_provozu/Stranky/default.aspx. [Accessed: 14-May-2017].
- [49] “Jak se obstarávají PpS”, *ČEPS, a.s.*, 2017. [Online]. Available: <http://www.ceps.cz/CZE/Data/Jak-seobstaravaji-PpS/Stranky/default.aspx>. [Accessed: 14-May-2017].
- [50] “ARAD - Systém časových řad - Česká národní banka: Tabulka 10: Úrokové sazby MFI - nové obchody (sazby a objemy)”, *Česká národní banka*. [Online]. Available: http://www.cnb.cz/cnb/STAT.ARADY_PKG.VYSTUP?p_period=1&p_sort=2&p_des=50&p_sestuid=19589&p_uka=24%2C25%2C53%2C54&p_strid=AAAF&p_od=200201&p_do=201702&p_lang=CS&p_format=0&p_decsep=%2C. [Accessed: 14-May-2017].

SEZNAM ZKRATEK A SYMBOLŮ

OZE	obnovitelné zdroje energie
CO ₂	oxid uhličitý
PHS	Pumped-Storage Hydroelectricity (Přečerpávací vodní elektrárna)
CAES	Compressed Air Energy Storage (Akumulace do stlačeného vzduchu)
AA-CAES	Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage (Adiabatická akumulace do stlačeného vzduchu)
TES	Termické energetické zásobníky
SMES	Superconducting Magnetic Energy System (Supravodivé magnetické systémy)
Pb	olovo
Sb	antimon
PbO ₂	oxid olovičitý
H ₂ SO ₄	kyselina sírová
PbSO ₄	síran olovnatý
e ⁻	volný elektron
Cd	kadmium
Ni-Cd	nikl-kadmium
NiO(OH)	nikl oxid hydroxid
KOH	hydroxid draselný
OH ⁻	hydroxid
H ₂ O	voda
Cd(OH) ₂	hydroxid kademnatý
Ni(OH) ₂	hydroxid nikelnatý
S	síra
Na	sodík

Al ₂ O ₃	oxid hlinitý
ZEBRA	sodík-nikl-chloridové akumulátory
NaCl	chlorid sodný
NiCl ₂	chlorid nikelnatý
Li-Ion	lithium-iontové akumulátory
LiCoO ₂	lithium kobalt oxid
LiNiO ₂	lithium nikl oxid
LiPF ₆	lithium hexafluorofosfát
C	uhlík
LTS	Low-temperature superconductors (Nízko teplotní supravodiče)
HTS	High-temperature superconductors (Vysoko teplotní supravodiče)
VTE	větrná elektrárna
ČEPS, a.s.	provozovatel české přenosové soustavy
PR	primární regulace
SR	sekundární regulace
MZ5	minutová záloha 5minutová
MZ15+	minutová záloha 15minutová kladná
MZ15-	minutová záloha 15minutová záporná
SV30	snížení výkonu
SRUQ	sekundární regulace napětí a jalového výkonu
OP	schopnost ostrovního provozu
BS	start ze tmy
NPV	čistá současná hodnota

CF	Cash Flow (hotovostní tok)
WACC	Weighted Average Cost of Capital (vážený průměr nákladů kapitálu)
p. a.	per annum (roční způsob úročení)

SEZNAM OBRÁZKŮ

Obrázek 1: Schéma přečerpávací elektrárny [2]	12
Obrázek 2: Diabatický (konvenční) CAES [13]	15
Obrázek 3: AA-CAES [14]	15
Obrázek 4: Schematický diagram provozu systému s akumulátory [2]	17
Obrázek 5: Konstrukce olověného akumulátoru [18]	18
Obrázek 6: Sodík-sírový akumulátor [24]	22
Obrázek 7: Největší instalace sodík-sírového akumulátoru [27]	22
Obrázek 8: Zjednodušený popis systému akumulace se setrvačником [2]	26
Obrázek 9: Pohled na instalaci setrvačníku ve Stephentownu [30]	27
Obrázek 10: Schéma superkapacitoru [2]	28
Obrázek 11: Schéma supravodivého magnetického systému (SMES) [2]	30

SEZNAM TABULEK

Tabulka 1: Porovnání rozvinutosti technologií [1,2]	10
Tabulka 2: Výhody a nevýhody přečerpávacích vodních elektráren	14
Tabulka 3: Výhody a nevýhody systémů CAES	17
Tabulka 4: Výhody a nevýhody olověných akumulátorů	20
Tabulka 5: Výhody a nevýhody Ni-Cd akumulátorů	21
Tabulka 6: Výhody a nevýhody NaS akumulátorů	23
Tabulka 7: Výhody a nevýhody sodík-nikl-chloridových akumulátorů	24
Tabulka 8: Výhody a nevýhody Li-Ion akumulátorů	25
Tabulka 9: Výhody a nevýhody systémů se setrvačníky	27
Tabulka 10: Výhody a nevýhody kapacitorů/superkapacitorů	29
Tabulka 11: Výhody a nevýhody supravodivého magnetického systému (SMES)	31
Tabulka 12: Porovnání technologií akumulace	32
Tabulka 13: Doba využití maxima výkonu, koeficient ročního využití a výroba VTE (2010 – 2017)	40
Tabulka 14: Parametry základního nastavení modelu	57
Tabulka 15: Vyhodnocení ekonomické efektivity projektu	57

SEZNAM GRAFŮ

Graf 1: Marginální cena na denním trhu 12. 1. 2016 [46]	42
Graf 2: Průměrná měsíční marginální cena na denním trhu (2010 – 3/2017) [46].....	43
Graf 3: Průměrná roční marginální cena na denním trhu (2010 – 2016) [46]	44
Graf 4: Vážený roční průměr výsledných cen na RE- na VT (2010 – 2016) [46].....	46
Graf 5: Vážený průměr výsledných cen RE+ na VT (2010 – 2016) [46].....	48
Graf 6: Vážená průměrná cena MZ15+ (2010 – 2018) [49].....	50
Graf 7: Marginální cena na denním trhu 1. týden v lednu [46]	52
Graf 8: Relativní četnosti hodin maxim na denním trhu – pracovní dny (2014 – 2016) [46]	53
Graf 9: Relativní četnosti hodin maxim denního trhu – nepracovní dny (2014 – 2016) [46]	54
Graf 10: Úroková sazba úvěrů nad 30 mil. Kč pro nefinanční podniky (% p. a.) [50].....	55
Graf 11: Závislost velikosti NPV projektu na současném poskytování MZ15+ a prodeje na DT a VT u režimu provozu Dodávka dle statistiky denního trhu	58
Graf 12: Závislost NPV na změně výroby VTE	59
Graf 13: Závislost NPV na velikosti investičních výdajů.....	60
Graf 14: Závislost NPV na velikosti ročních provozních nákladů	61
Graf 15: Závislost NPV na vývoji cen základního zatížení na denním trhu.....	62
Graf 16: Závislost NPV na vývoji cen špičkového zatížení na denním trhu.....	63
Graf 17: Závislost NPV na meziroční změně cen na vyrovnávacím trhu	64
Graf 18: Závislost NPV na hloubce vybíjení	65
Graf 19: Závislost NPV na meziroční změně plateb za MZ15+.....	66
Graf 20: Závislost NPV na velikosti roční úrokové míry	67
Graf 21: Závislost NPV na poměru úvěru k vlastnímu kapitálu.....	68

PŘÍLOHY

1. Citlivostní analýza vlivu meziroční změny cen základního a špičkového zatížení na NPV projektu v mil. Kč

		Meziroční změna cen špičkového zatížení na denním trhu																				
		-10%	-9%	-8%	-7%	-6%	-5%	-4%	-3%	-2%	-1%	0%	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
Meziroční změna cen základního zatížení na denním trhu	-10%	-13,2	-13,0	-12,8	-12,6	-12,3	-12,1	-11,8	-11,5	-11,1	-10,8	-10,4	-9,9	-9,5	-9,0	-8,4	-7,8	-7,1	-6,4	-5,6	-4,8	-3,8
	-9%	-13,4	-13,2	-13,0	-12,8	-12,5	-12,3	-12,0	-11,7	-11,3	-11,0	-10,6	-10,1	-9,7	-9,2	-8,6	-8,0	-7,3	-6,6	-5,8	-4,9	-4,0
	-8%	-13,6	-13,4	-13,2	-13,0	-12,7	-12,5	-12,2	-11,9	-11,5	-11,2	-10,8	-10,3	-9,9	-9,4	-8,8	-8,2	-7,5	-6,8	-6,0	-5,2	-4,2
	-7%	-13,8	-13,6	-13,4	-13,2	-13,0	-12,7	-12,4	-12,1	-11,8	-11,4	-11,0	-10,6	-10,1	-9,6	-9,0	-8,4	-7,8	-7,0	-6,3	-5,4	-4,4
	-6%	-14,1	-13,9	-13,7	-13,4	-13,2	-12,9	-12,7	-12,3	-12,0	-11,6	-11,2	-10,8	-10,4	-9,8	-9,3	-8,7	-8,0	-7,3	-6,5	-5,6	-4,7
	-5%	-14,3	-14,1	-13,9	-13,7	-13,5	-13,2	-12,9	-12,6	-12,3	-11,9	-11,5	-11,1	-10,6	-10,1	-9,5	-8,9	-8,3	-7,6	-6,8	-5,9	-4,9
	-4%	-14,6	-14,4	-14,2	-14,0	-13,7	-13,5	-13,2	-12,9	-12,6	-12,2	-11,8	-11,4	-10,9	-10,4	-9,8	-9,2	-8,6	-7,8	-7,0	-6,2	-5,2
	-3%	-14,9	-14,7	-14,5	-14,3	-14,1	-13,8	-13,5	-13,2	-12,9	-12,5	-12,1	-11,7	-11,2	-10,7	-10,1	-9,5	-8,9	-8,1	-7,4	-6,5	-5,5
	-2%	-15,3	-15,1	-14,9	-14,6	-14,4	-14,1	-13,8	-13,5	-13,2	-12,8	-12,4	-12,0	-11,5	-11,0	-10,5	-9,9	-9,2	-8,5	-7,7	-6,8	-5,9
	-1%	-15,6	-15,4	-15,2	-15,0	-14,8	-14,5	-14,2	-13,9	-13,6	-13,2	-12,8	-12,4	-11,9	-11,4	-10,8	-10,2	-9,6	-8,8	-8,1	-7,2	-6,2
	0%	-16,0	-15,8	-15,6	-15,4	-15,2	-14,9	-14,6	-14,3	-14,0	-13,6	-13,2	-12,8	-12,3	-11,8	-11,2	-10,6	-10,0	-9,2	-8,5	-7,6	-6,6
	1%	-16,5	-16,3	-16,1	-15,8	-15,6	-15,3	-15,0	-14,7	-14,4	-14,0	-13,6	-13,2	-12,7	-12,2	-11,7	-11,1	-10,4	-9,7	-8,9	-8,0	-7,1
	2%	-16,9	-16,7	-16,5	-16,3	-16,1	-15,8	-15,5	-15,2	-14,9	-14,5	-14,1	-13,7	-13,2	-12,7	-12,1	-11,5	-10,9	-10,1	-9,4	-8,5	-7,5
	3%	-17,4	-17,2	-17,0	-16,8	-16,6	-16,3	-16,0	-15,7	-15,4	-15,0	-14,6	-14,2	-13,7	-13,2	-12,7	-12,0	-11,4	-10,7	-9,9	-9,0	-8,0
	4%	-18,0	-17,8	-17,6	-17,4	-17,1	-16,9	-16,6	-16,3	-15,9	-15,6	-15,2	-14,8	-14,3	-13,8	-13,2	-12,6	-11,9	-11,2	-10,4	-9,6	-8,6
	5%	-18,6	-18,4	-18,2	-18,0	-17,7	-17,5	-17,2	-16,9	-16,6	-16,2	-15,8	-15,4	-14,9	-14,4	-13,8	-13,2	-12,6	-11,8	-11,0	-10,2	-9,2
	6%	-19,3	-19,1	-18,9	-18,7	-18,4	-18,1	-17,9	-17,6	-17,2	-16,9	-16,5	-16,0	-15,6	-15,1	-14,5	-13,9	-13,2	-12,5	-11,7	-10,8	-9,9
	7%	-20,0	-19,8	-19,6	-19,4	-19,1	-18,9	-18,6	-18,3	-17,9	-17,6	-17,2	-16,8	-16,3	-15,8	-15,2	-14,6	-14,0	-13,2	-12,4	-11,6	-10,6
	8%	-20,8	-20,6	-20,4	-20,2	-19,9	-19,7	-19,4	-19,1	-18,7	-18,4	-18,0	-17,6	-17,1	-16,6	-16,0	-15,4	-14,7	-14,0	-13,2	-12,4	-11,4
	9%	-21,7	-21,5	-21,3	-21,0	-20,8	-20,5	-20,3	-20,0	-19,6	-19,3	-18,9	-18,4	-18,0	-17,4	-16,9	-16,3	-15,6	-14,9	-14,1	-13,2	-12,3
10%	-22,6	-22,4	-22,2	-22,0	-21,8	-21,5	-21,2	-20,9	-20,6	-20,2	-19,8	-19,4	-18,9	-18,4	-17,8	-17,2	-16,6	-15,9	-15,1	-14,2	-13,2	

2. Citlivostní analýza vlivu hloubky vybíjení a meziroční změny plateb za MZ15+ na NPV projektu v mil. Kč

		Meziroční změna plateb za MZ15+																				
		-10%	-9%	-8%	-7%	-6%	-5%	-4%	-3%	-2%	-1%	0%	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
Hloubka vybíjení	0	-34,6	-34,6	-34,6	-34,6	-34,6	-34,6	-34,6	-34,6	-34,6	-34,6	-34,6	-34,6	-34,6	-34,6	-34,6	-34,6	-34,6	-34,6	-34,6	-34,6	
	0,1	-32,0	-31,9	-31,8	-31,6	-31,5	-31,3	-31,2	-31,0	-30,8	-30,6	-30,3	-30,1	-29,8	-29,5	-29,1	-28,8	-28,4	-27,9	-27,4	-26,9	-26,4
	0,2	-29,4	-29,2	-29,0	-28,7	-28,4	-28,1	-27,7	-27,4	-27,0	-26,5	-26,0	-25,5	-25,0	-24,3	-23,7	-22,9	-22,1	-21,3	-20,3	-19,3	-18,1
	0,3	-26,9	-26,5	-26,1	-25,7	-25,3	-24,8	-24,3	-23,7	-23,1	-22,5	-21,8	-21,0	-20,1	-19,2	-18,2	-17,1	-15,9	-14,6	-13,2	-11,6	-9,9
	0,4	-24,3	-23,8	-23,3	-22,8	-22,2	-21,6	-20,9	-20,1	-19,3	-18,4	-17,5	-16,4	-15,3	-14,1	-12,7	-11,3	-9,7	-7,9	-6,0	-3,9	-1,6
	0,5	-21,7	-21,1	-20,5	-19,8	-19,1	-18,3	-17,4	-16,5	-15,5	-14,4	-13,2	-11,9	-10,5	-9,0	-7,3	-5,5	-3,5	-1,3	1,1	3,7	6,6
	0,6	-19,1	-18,4	-17,7	-16,9	-16,0	-15,0	-14,0	-12,9	-11,7	-10,4	-8,9	-7,4	-5,7	-3,8	-1,8	0,4	2,8	5,4	8,3	11,4	14,8
	0,7	-16,5	-15,7	-14,9	-13,9	-12,9	-11,8	-10,6	-9,3	-7,9	-6,3	-4,7	-2,8	-0,9	1,3	3,6	6,2	9,0	12,1	15,4	19,1	23,1
	0,8	-14,0	-13,0	-12,0	-10,9	-9,8	-8,5	-7,1	-5,7	-4,0	-2,3	-0,4	1,7	4,0	6,4	9,1	12,0	15,2	18,7	22,6	26,7	31,3
	0,9	-11,4	-10,3	-9,2	-8,0	-6,7	-5,3	-3,7	-2,0	-0,2	1,8	3,9	6,2	8,8	11,5	14,6	17,9	21,5	25,4	29,7	34,4	39,6
	1	-8,8	-7,6	-6,4	-5,0	-3,6	-2,0	-0,3	1,6	3,6	5,8	8,2	10,8	13,6	16,7	20,0	23,7	27,7	32,1	36,8	42,1	47,8

3. Citlivostní analýza vlivu roční úrokové míry a poměru velikosti poměru úvěru k vlastnímu kapitálu na NPV projektu v mil. Kč

		Roční úroková míra úvěru																				
		0,5%	1,0%	1,5%	2,0%	2,5%	3,0%	3,5%	4,0%	4,5%	5,0%	5,5%	6,0%	6,5%	7,0%	7,5%	8,0%	8,5%	9,0%	9,5%	10%	10,5%
Poměr úvěru k vlastnímu kapitálu	0%	-33,8	-33,8	-33,8	-33,8	-33,8	-33,8	-33,8	-33,8	-33,8	-33,8	-33,8	-33,8	-33,8	-33,8	-33,8	-33,8	-33,8	-33,8	-33,8	-33,8	-33,8
	5%	-31,6	-31,7	-31,8	-31,9	-32,0	-32,1	-32,2	-32,3	-32,4	-32,5	-32,6	-32,8	-32,9	-33,0	-33,1	-33,3	-33,4	-33,5	-33,7	-33,8	-33,9
	10%	-29,3	-29,5	-29,7	-29,9	-30,1	-30,3	-30,5	-30,8	-31,0	-31,2	-31,5	-31,7	-32,0	-32,2	-32,5	-32,7	-33,0	-33,3	-33,5	-33,8	-34,1
	15%	-27,1	-27,4	-27,7	-28,0	-28,3	-28,6	-28,9	-29,3	-29,6	-29,9	-30,3	-30,7	-31,0	-31,4	-31,8	-32,2	-32,6	-33,0	-33,4	-33,8	-34,2
	20%	-24,8	-25,2	-25,6	-26,0	-26,4	-26,9	-27,3	-27,7	-28,2	-28,7	-29,1	-29,6	-30,1	-30,6	-31,1	-31,6	-32,2	-32,7	-33,3	-33,8	-34,4
	25%	-22,6	-23,1	-23,6	-24,1	-24,6	-25,1	-25,7	-26,2	-26,8	-27,4	-28,0	-28,6	-29,2	-29,8	-30,5	-31,1	-31,8	-32,4	-33,1	-33,8	-34,5
	30%	-20,4	-20,9	-21,5	-22,1	-22,7	-23,4	-24,0	-24,7	-25,4	-26,1	-26,8	-27,5	-28,3	-29,0	-29,8	-30,6	-31,4	-32,2	-33,0	-33,8	-34,6
	35%	-18,1	-18,8	-19,5	-20,2	-20,9	-21,6	-22,4	-23,2	-24,0	-24,8	-25,6	-26,5	-27,3	-28,2	-29,1	-30,0	-31,0	-31,9	-32,8	-33,8	-34,8
	40%	-15,9	-16,6	-17,4	-18,2	-19,1	-19,9	-20,8	-21,7	-22,6	-23,5	-24,5	-25,4	-26,4	-27,4	-28,4	-29,5	-30,5	-31,6	-32,7	-33,8	-34,9
	45%	-13,6	-14,5	-15,4	-16,3	-17,2	-18,2	-19,1	-20,1	-21,2	-22,2	-23,3	-24,4	-25,5	-26,6	-27,8	-28,9	-30,1	-31,3	-32,6	-33,8	-35,1
	50%	-11,4	-12,3	-13,3	-14,3	-15,4	-16,4	-17,5	-18,6	-19,8	-20,9	-22,1	-23,3	-24,6	-25,8	-27,1	-28,4	-29,7	-31,1	-32,4	-33,8	-35,2
	55%	-9,2	-10,2	-11,3	-12,4	-13,5	-14,7	-15,9	-17,1	-18,4	-19,6	-21,0	-22,3	-23,6	-25,0	-26,4	-27,9	-29,3	-30,8	-32,3	-33,8	-35,3
	60%	-6,9	-8,1	-9,2	-10,4	-11,7	-13,0	-14,3	-15,6	-17,0	-18,4	-19,8	-21,2	-22,7	-24,2	-25,8	-27,3	-28,9	-30,5	-32,2	-33,8	-35,5
	65%	-4,7	-5,9	-7,2	-8,5	-9,8	-11,2	-12,6	-14,1	-15,6	-17,1	-18,6	-20,2	-21,8	-23,4	-25,1	-26,8	-28,5	-30,2	-32,0	-33,8	-35,6
	70%	-2,4	-3,8	-5,1	-6,5	-8,0	-9,5	-11,0	-12,6	-14,2	-15,8	-17,4	-19,1	-20,9	-22,6	-24,4	-26,2	-28,1	-30,0	-31,9	-33,8	-35,8
	75%	-0,2	-1,6	-3,1	-4,6	-6,1	-7,7	-9,4	-11,0	-12,8	-14,5	-16,3	-18,1	-20,0	-21,8	-23,8	-25,7	-27,7	-29,7	-31,7	-33,8	-35,9
	80%	2,1	0,5	-1,0	-2,6	-4,3	-6,0	-7,7	-9,5	-11,3	-13,2	-15,1	-17,1	-19,0	-21,0	-23,1	-25,2	-27,3	-29,4	-31,6	-33,8	-36,0
	85%	4,3	2,7	1,0	-0,7	-2,5	-4,3	-6,1	-8,0	-9,9	-11,9	-13,9	-16,0	-18,1	-20,2	-22,4	-24,6	-26,9	-29,2	-31,5	-33,8	-36,2
90%	6,5	4,8	3,1	1,2	-0,6	-2,5	-4,5	-6,5	-8,5	-10,6	-12,8	-15,0	-17,2	-19,4	-21,7	-24,1	-26,5	-28,9	-31,3	-33,8	-36,3	
95%	8,8	7,0	5,1	3,2	1,2	-0,8	-2,9	-5,0	-7,1	-9,3	-11,6	-13,9	-16,3	-18,6	-21,1	-23,5	-26,1	-28,6	-31,2	-33,8	-36,5	
100%	11,0	9,1	7,2	5,1	3,1	1,0	-1,2	-3,5	-5,7	-8,1	-10,4	-12,9	-15,3	-17,8	-20,4	-23,0	-25,7	-28,3	-31,0	-33,8	-36,6	