

ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

Možnost využití akumulčních zařízení pro poskytování podpůrných služeb

Utilization of Energy Storage for Auxiliary Services

Bakalářská práce

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Studijní obor: Elektrotechnika a management

Vedoucí práce: Ing. Tomáš Králík

Michal Koráb

Praha, 2017

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Koráb** Jméno: **Michal** Osobní číslo: **420877**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávající katedra/ústav: **Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**
Studijní obor: **Elektrotechnika a management**

II. ÚDAJE K BAKALÁŘSKÉ PRÁCI

Název bakalářské práce:

Možnost využití akumulčních zařízení pro poskytování podpůrných služeb

Název bakalářské práce anglicky:

Utilization of Energy Storage for Auxiliary Services

Pokyny pro vypracování:

- 1) Analyzujte současné požadavky ES ČR na podpůrné služby
- 2) Identifikujte a popište klíčové parametry akumulčních zařízení vhodných pro poskytování podpůrných služeb
- 3) Technicko ekonomické vyhodnocení vybraných akumulčních zařízení

Seznam doporučené literatury:

- 1) Kodex PS: Část II. Podpůrné služby, ČEPS
- 2) STROE, D. I., V. KNAP, M. SWIERCZYNSKI, A. STAN a R. TEODORESCU. Suggested operation of grid-connected lithium-ion battery energy storage system for primary frequency regulation: Lifetime perspective. IEEE Transactions on Industry Applications
- 3) THORBERGSSON, Egill, Vaclav KNAP, Maciej SWIERCZYNSKI, Daniel STROE a Remus TEODORESCU. Primary Frequency Regulation with Li-Ion Battery Based Energy Storage System - Evaluation and Comparison of Different Control Strategies.

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) bakalářské práce:

Ing. Tomáš Králík Ph.D., katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd FEL

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

Datum zadání bakalářské práce: **07.02.2017**

Termín odevzdání bakalářské práce: _____

Platnost zadání bakalářské práce: **27.05.2018**

Podpis vedoucí(ho) práce

Podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

Podpis děkana(ky)

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

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

Datum převzetí zadání

Podpis studenta

Poděkování

Rád bych poděkoval vedoucímu mé práce Ing. Tomáši Králíkovi za cenné rady a připomínky k mé práci, dále panu Ing. Zdeňku Hruškovi ze společnosti ČEPS, a.s. za pomoc při hledání některých dat a v neposlední řadě rodině a přátelům za povzbuzení a podporu při psaní.

Prohlášení

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

Nemám závažný důvod proti užití tohoto školního díla ve smyslu §60 zákona č. 121/2000 Sb., o právu autorském, o právech souvisejících s právem autorským a o změně některých zákonů (autorský zákon).

V Praze dne

.....

Michal Koráb

Abstract

The aim of this bachelor thesis is evaluation of possibilities of using energy storage systems for provision of ancillary services especially Primary Frequency Control from technical and economical point of view. In the first chapter I show the role of ancillary services in grid and their requirements. In the second chapter I compare individual methods of energy storage. For appropriate ones I show examples of real projects which provide ancillary services and I also show usable strategy of this provision. In third chapter I set necessary conditions allowing this type of projects in the Czech Republic and economic evaluation based on generally given information.

Keywords

Ancillary services, Frequency control, Electrical energy storage, Battery energy storage system, Li-ion battery

Abstrakt

Cílem práce je zhodnotit možnosti využití akumulčních zařízení pro poskytování podpurných služeb s důrazem na primární regulaci frekvence a to jak z technického, tak i ekonomického hlediska. V první kapitole popisují roli podpurných služeb v elektrizační soustavě a současné požadavky na ně kladené. Ve druhé kapitole porovnávám jednotlivé akumulční metody. Pro vhodné z nich uvádím příklady existujících projektů poskytujících podpurné služby a využitelné strategie tohoto poskytování. Ve třetí kapitole stanovuji podmínky nutné k umožnění těchto projektů v ČR a na základě obecně dohledatelných dat provádím jejich ekonomické vyhodnocení.

Klíčová slova

Podpurné služby, Primární regulace frekvence, akumulace elektrické energie, bateriové systémy, Li-ion baterie

Obsah

Seznam použitých symbolů a zkratek.....	10
Úvod	11
1 Požadavky ES ČR na podpůrné služby	13
1.1 Základní uvedení ES ČR	13
1.1.1 Přenosová soustava	13
1.1.2 Distribuční soustava.....	14
1.1.3 Trh s elektřinou a její výroba	14
1.2 Systémové služby	15
1.3 Podpůrné služby.....	16
1.3.1 Základní požadavky PpS.....	16
1.3.2 Jednotlivé kategorie podpůrných služeb.....	16
1.3.3 Sumární regulační záloha pro primární regulaci.....	19
1.3.4 Obchod s PpS	20
1.3.5 Shrnutí klíčových parametrů.....	21
2 Možnosti poskytování PpS akumulacími zařízeními.....	22
2.1 Akumulační metody	22
2.1.1 Mechanické akumulacími metody.....	22
2.1.2 Elektrochemické akumulacími metody	23
2.1.3 Chemické akumulacími metody.....	24
2.1.4 Elektrické akumulacími metody.....	24
2.1.5 Tepelné akumulacími metody	24
2.1.6 Vyhodnocení vhodných akumulacími metod pro PR.....	25
2.2 BESS.....	25
2.2.1 Li-ion baterie.....	26
2.2.2 Poskytování primární regulace frekvence pomocí BESS.....	27
3 Ekonomický model	33

3.1 Předpoklady o projektu.....	33
3.1.1 Vstupní data.....	35
3.1.2 Scénáře a citlivostní analýza	36
3.2 Výsledky jednotlivých variant a scénářů projektu	39
3.3 Vyhodnocení ekonomického modelu	40
Závěr	42
Zdroje	43
Seznam obrázků	45
Seznam tabulek	46
Seznam grafů	47
Přílohy.....	49

Seznam použitých symbolů a zkratek

DS	Distribuční soustava
DT	Denní trh s elektřinou
ERÚ	Energetický regulační úřad
ES	Elektrizační soustava
OTE	Operátor trhu s elektřinou
OZE	Obnovitelné zdroje energie
PpS	Podpůrné služby
PPS	Provozovatel přenosové soustavy
PS	Přenosová soustava
RGCE	Regional Group Continental Europe
RZPR	Regulační záloha primární regulace
RZSR	Regulační záloha sekundární regulace
SyS	Systémové služby
VDT	Vnitrodenní trh s elektřinou
BESS	Bateriový systém (battery energy storage system)
CAES	Akumulace do stlačeného vzduchu (compressed air energy storage)
DLC	Akumulace do kapacitoru (double-layer capacitors)
FES	Setrvačníky (flywheel energy storage)
PHS	Přečerpávací vodní elektrárny (pumped hydro storage)
SMES	Akumulace do cívky (superconducting magnetic energy storage)
SOC	Stav nabití (state of charge)
IRR	Vnitřní výnosové procento (internal rate of return)
NPV	Čistá současná hodnota (net present value)
f	Frekvence
Hz	Hertz
K	Kelvin
P	Činný výkon
Q	Jalový výkon
U	Napětí
V	Volt
W	Watt
Wh	Watt hodina

Úvod

Elektrická energie je v současnosti pro lidstvo zcela zásadní, neboť se dotýká téměř všech oblastí lidského života a pouhý den bez ní by byl pro mnoho moderních lidí jen těžko představitelný. Někdy je označována za nejčistší formu energie a má mnoho zásadních výhod. Zejména relativně jednoduchý přenos z místa výroby na místo spotřeby a snadnou převoditelnost na ostatní druhy energie. Nevýhodami je nebezpečí pro lidský organismus, znečišťování ovzduší (nejvíce elektráren v České republice je uhelných), ztráty při dlouhých přenosových vzdálenostech a skutečnost, že je třeba udržovat rovnováhu mezi okamžitou výrobou a spotřebou, protože energii v této formě prakticky nejsme schopni uchovat¹. Zajištění rovnováhy se dosahuje naplánováním objemu výroby pro daný den, na základě poptávky na trhu s elektřinou, a vzniklé odchylky od této hodnoty vyřeší provozovatel přenosové soustavy (dále PS) systémovými službami (dále SyS), které zajistí aktivací podpůrných služeb (dále PpS), případně příhraniční dodávkou elektřiny.

Současnými tzv. „konvenčními poskytovateli“ PpS jsou zejména elektrárny s parní turbínou. Službu poskytující elektrárna v běžném provozu nevyužívá celého instalovaného výkonu, ale upravuje za chodu účinnost tak, aby výkon dodaný do sítě odpovídal požadavkům PS a to buď automaticky, či na základě pokynů dispečinku (informace o třídění služeb a požadavcích na ně budou popsány dále). Do budoucna je však cílem vyspělých států uhelné i jaderné elektrárny plně nahradit OZE elektrárnami. Ty mají výhodu ekologického provozu, s výjimkou vodních však nejsou schopné dodávat do sítě rovnoměrný výkon a ani předem predikovat jeho velikost. Zvyšování jejich průniku do soustavy tak bude klást zvýšené nároky na stabilitu sítě. Nejčastěji uvažovaným řešením je využití akumulčních zařízení (electrical energy storage systems), a to jak v přímé součinnosti s větrnými a solárními elektrárnami pro stabilizaci jimi poskytovaného výkonu, tak i v oblasti PpS jako náhrada současných poskytovatelů.

Principem těchto zařízení je převedení energie z elektrické na jinou, trvalejší formu, ze které ji lze snadno převést zpět. V současné době již v několika státech (například v Německu, USA, ale i v Indii či Číně) existují první projekty, které PpS poskytují a jsou vůči konvenčním dodavatelům konkurenceschopné. Nejčastěji poskytují službu v zahraničí nazývanou frequency control, v ČR je odpovídající alternativou primární regulace frekvence.

Cílem bakalářské práce je vyhodnotit, zda je akumulace elektrické energie vhodným řešením pro poskytování PpS, zejména pak se zaměřením na primární regulaci. K tomu provedu analýzu současných požadavků ES ČR na PpS, dále představím současné akumulční technologie a určím, které se pro poskytování služeb hodí. Pro nejvhodnější typ pak sestavím Technicko-ekonomické

¹ Výjimkou umožňující zachování elektromagnetické energie jsou kondenzátory a cívky, které jsou však pro dlouhodobou akumulaci nevhodné

vyhodnocení provozu při poskytování služby primární regulace. S ohledem na fakt, že v ČR prozatím legislativa neumožňuje poskytování PpS zdrojům omezené kapacity, ve svém výpočtu navrhnu určité změny, které to umožní. Inspirací mi budou jiné Evropské státy. Nebudu počítat s žádnými dotacemi či jiným zvýhodňováním oproti konkurenci, přestože v případě aktivní podpory ekologických projektů ze strany státu a EU jsou pravděpodobné.

1 Požadavky ES ČR na podpůrné služby

V první části práce se zabývám podpůrnými službami v ČR a požadavky na ně kladenými. Nejprve stručně popisuji Elektrizaci soustavu ČR, její složky a princip fungování trhu s elektřinou. Vysvětluji úlohu, kterou zde hrají podpůrné služby, jak se obstarávají, kdy jsou požadovány a co musí zájemci o poskytování těchto služeb splňovat.

1.1 Základní uvedení ES ČR

ES je „vzájemně propojený soubor zařízení pro výrobu, přenos, transformaci a distribuci elektřiny, včetně elektrických přípojek, přímých vedení, a systémy měřicí, ochranné, řídicí, zabezpečovací, informační a telekomunikační techniky, a to na území České republiky“[1].

Tento soubor je centrálně a jednotně řízený, a spolupracuje s ES okolních evropských států. O to, i o hlavním úkol soustavy, tj. spolehlivou a dostatečnou dodávku elektřiny pro všechny odběratele ve stanovené kvalitě a s minimálními náklady, se stará PS.

V roce 2006 proběhla v ČR plná liberalizace energetického odvětví. Liberalizací je myšlen proces vzájemného oddělení výroby, přenosu a distribuce, dále pak snaha decentralizovat i samotnou výrobu elektřiny a umožnit soukromým osobám v této oblasti volně podnikat a opačně umožňuje zákazníkům přecházet mezi dodavateli. S ohledem na klíčovou strategickou roli energetiky ve státě musí být toto podnikání transparentní a splňovat další nutné náležitosti dané příslušnými zákony a vyhláškami ERÚ.

V oblasti přenosu a distribuce je však zachován monopol jednoho provozovatele v dané oblasti, zejména z důvodů nákladnosti investic budování nových vedení i kvůli prostorovým požadavkům. Prozatím nejsou důvody tento koncept opouštět.

1.1.1 Přenosová soustava

V České republice je výhradním provozovatelem přenosové soustavy akciová společnost ČEPS, která vznikla jako dceřiná společnost ČEZu, a to na základě licence na přenos elektřiny, udělené dle Energetického zákona Energetickým regulačním úřadem. Společnost v rámci ES ČR zajišťuje kromě přenosové služby i systémové služby, o nichž bude řeč dále. Je začleněna do dalších evropských struktur a zprostředkovává přenosy pro export, import a tranzit elektrické energie, jak je uvedeno výše.

PS je dle Energetického zákona[1] definována jako: „vzájemně propojený soubor vedení a zařízení 400 kV, 220 kV a vybraných vedení a zařízení 110 kV, uvedených v příloze Pravidel

provozování přenosové soustavy, sloužící pro zajištění přenosu elektřiny pro celé území České republiky a propojení s elektrizačními soustavami sousedních států, včetně systémů měřicí, ochranné, řídicí, zabezpečovací, informační a telekomunikační techniky; přenosová soustava je zřizována a provozována ve veřejném zájmu“ [1].

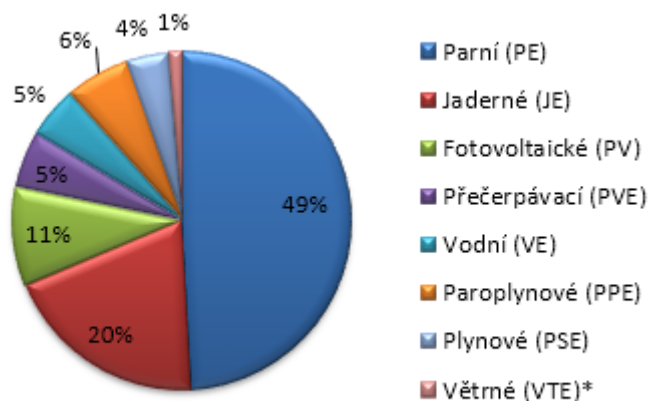
1.1.2 Distribuční soustava

DS je dle Energetického zákona [1] definována jako: *„vzájemně propojený soubor vedení a zařízení o napětí 110 kV, s výjimkou vybraných vedení a zařízení o napětí 110 kV, která jsou součástí přenosové soustavy, a vedení a zařízení o napětí 0,4/0,23 kV, 1,5 kV, 3 kV, 6 kV, 10 kV, 22 kV, 25 kV nebo 35 kV sloužící k zajištění distribuce elektřiny na vymezeném území České republiky, včetně systémů měřicí, ochranné, řídicí, zabezpečovací, informační a telekomunikační techniky včetně elektrických přípojek ve vlastnictví provozovatele distribuční soustavy; distribuční soustava je zřizována a provozována ve veřejném zájmu“.* Provozovateli na našem území jsou v současné době 3 společnosti: ČEZ Distribuce, a. s., dále E.ON Distribuce, a. s. a PRE Distribuce, a. s.

1.1.3 Trh s elektřinou a její výroba

Objem výroby se řídí tržními principy a závisí na plánovaném odběru spotřebitelů. Trh můžeme jednoduše rozdělit na neorganizovaný, kde se strana výrobce a spotřebitele dohodne na vlastních podmínkách pomocí tzv. bilaterálních dohod a organizovaný, který zajišťuje OTE (operátor trhu s elektřinou). Dále je ho možno dělit na dlouhodobý a krátkodobý. Strany jsou zodpovědné za odchylku od původně smlouveného objemu a je třeba, aby byly PS zaplacený náklady za SyS vedoucí k nápravě. V případě spotřebitelů typu domácností je tato zodpovědnost přenesena na obchodníka s elektřinou, nicméně cena za regulační energii, stanovena každoročně ERÚ, je v celkové zahrnuta [2]. Pro provozu akumulačního zařízení jako poskytovatele podpůrné služby bude třeba zajistit možnosti rychlého nákupu či prodeje elektřiny, k čemuž bude nejvhodnější bilaterální dohoda s vhodnou protistranou.

V současnosti je v západním světě silná tendence zlepšovat životní prostředí. V oblasti výroby elektrické energie se projevuje plány o postupném nahrazení veškerých uhelných i jaderných elektráren elektrárnami využívajícími OZE, zejména pak slunečními a větrnými. Jednotlivé vize se liší v detailech, obecně však operují s horizontem několika desítek let. Rozložení výroby v roce 2015 viz následující obrázek.



Obrázek 1: Energetický mix ČR v % pro rok 2015 (převzato z [3])

Odstavení uhelných a jaderných elektráren však bude vyžadovat také nový koncept zajištění dostatečného objemu PpS, neboť hlavními poskytovateli jsou nyní právě tyto elektrárny. Jak ukáží dále, tento problém by mohla vyřešit vhodná akumulční zařízení.

Vysoký průnik OZE se projeví také nevyvážeností i horší předvídatelností výroby v jednotlivých hodinách i měsících. Zejména bude třeba vyřešit problém, jak zajistit dostatečný objem energie v zimě, kdy je spotřeba nejvyšší a jak naopak efektivně využít výrazné nadbytky v létě, kdy se výroba zvýší a spotřeba sníží. Vyřešit oba problémy naráz by mohla opět akumulace elektrické energie, byť by se zde uplatnily jiné metody a technologie než u PpS.

1.2 Systémové služby

Jak bylo řešeno výše, hlavním úkolem soustavy je spolehlivá a dostatečná dodávka elektřiny pro všechny odběratele ve stanovené kvalitě a s minimálními náklady. O splnění těchto požadavků se s ohledem na provoz v rámci propojených elektrizačních soustav stará provozovatel PS, a to právě prostřednictvím SyS. [1] Mezi ně patří zejména:

- udržování kvality elektřiny (frekvence a napětí, definované Kodexem PS, včetně povolených odchylek)
- udržování výkonové rovnováhy v reálném čase
- obnovení provozu
- dispečerské řízení

SyS jsou součástí ceny za elektřinu pro všechny spotřebitele i výrobce připojené k ES a k jejich zajištění využívá PPS PpS. Cena systémových služeb je každoročně stanovena Energetickým regulačním úřadem (ERÚ) vydáním Cenového rozhodnutí.

1.3 Podpůrné služby

„Podpůrnými službami rozumíme činnosti fyzických či právnických osob, jejichž zařízení jsou připojena k elektrizační soustavě, které jsou určeny k zajištění systémových služeb, a po jejichž aktivaci zpravidla dochází k dodávce regulační energie“ [1]. Tyto činnosti fungují na principech volného trhu a rovného, nediskriminačního přístupu ke všem účastníkům splňujícím požadavky a jejich aktivit Čeps zajistí potřebné SyS.

1.3.1 Základní požadavky PpS

Základní požadavky na podpůrné služby jsou dle kodexu PS [4]:

- *Měřitelnost – se stanovenými kvantitativními parametry a způsobem měření.*
- *Garantovaná dostupnost služby během denního, týdenního a ročního cyklu s možností vyžádat si inspekci.*
- *Certifikovatelnost – stanovený způsob prokazování schopnosti poskytnout služby pomocí periodických testů.*
- *Možnost průběžné kontroly poskytování*

Kromě těchto požadavků jsou pak na každou konkrétní službu kladeny další. Pojdme si teď jednotlivé služby blíže přiblížit.

1.3.2 Jednotlivé kategorie podpůrných služeb

Přehled podpůrných služeb v rámci PS v ČR je znázorněn v následující tabulce, konkrétně ve sloupci Nakupovaná služba. Je zde názorně ilustrován vztah mezi systémovou službou regulačních záloh a formou PpS k ní využitou.

Tabulka rozdělení regulačních záloh a energií				
Časový rámec	Rozdělení podle času	Rozdělení podle typu	Nakupovaná služba	Certifikace
0.5 minut	RZV Regulační záloha vteřinová		RZPR Regulační záloha primární regulace	Ano
5 minut	RZ₅ Regulační záloha dosažitelná do 5 minut	RZ₅⁺ Regulační záloha kladná dosažitelná do 5 minut	RZMZ₅ Regulační záloha minutová dosažitelná do 5 minut	Ano
15 minut	RZ₁₅ Regulační záloha dosažitelná do 15 minut	RZSR Regulační záloha sekundární regulace	RZSR Regulační záloha sekundární regulace (PE, JE, PPE)	Ano
		RZ₁₅⁺ Regulační záloha kladná dosažitelná do 15 minut	RZMZ₁₅⁺ Regulační záloha minutová kladná dosažitelná do 15 minut	Ano
		RZ₁₅⁻ Regulační záloha záporná dosažitelná do 15 minut	RZMZ₁₅⁻ Regulační záloha minutová záporná dosažitelná do 15 minut	Ano
30 minut	RZ₃₀ Regulační záloha dosažitelná do 30 minut	RZ₃₀⁻ Regulační záloha záporná dosažitelná do 30 minut	RZSV₃₀ Regulační záloha snížení výkonu dosažitelná do 30 minut	Ne
více než 30 minut	RZ_{>30} Regulační záloha dosažitelná v čase delším než 30 minut	Ereg_{>30}⁺ Regulační energie kladná		Ne
		Ereg_{>30}⁻ Regulační energie záporná		Ne
		EregZ⁺ Regulační energie ze zahraničí kladná		Ne
		EregZ⁻ Regulační energie ze zahraničí záporná		Ne

Tabulka 1: Rozdělení regulačních záloh a energií (převzato z [4])

Nejdůležitější a při všech výchylnkách frekvence v síti první poskytovanou službou je **primární regulace frekvence bloku**. Jde o lokální automatickou funkci, která je zajišťovaná obvody primární regulace. Spočívá v **přesně definované změně výkonu elektrárenského bloku v závislosti na odchylce frekvence** od zadané hodnoty, tj. od 50 Hz.

$$\Delta P = - \frac{100}{\delta} * \frac{Pn}{fn} * \Delta f \quad (1)$$

kde:

ΔP ... požadovaná změna výkonu bloku [MW]

Pn ... nominální výkon bloku [MW]

Δf ... odchylka frekvence od zadané hodnoty [Hz]

δ ... statika primární regulace [%]

fn ... zadaná frekvence (obvykle jmenovitá 50 Hz)

Poskytovatel je povinen uvolnit požadovanou regulační zálohu do **30 sekund** od okamžiku vzniku odchylky frekvence a z důvodu omezení vlivu případných výpadků je maximální stanovená velikost této regulace **10 MW** na jednom bloku, minimální pak **3 MW**. Pro bloky do **300 MW** platí, že maximální rezervovaná velikost na bloku je uvolněna při změně kmitočtu o **200 mHz**, pro bloky nad

300 MW je pak uvolněna při změně o **100 mHz**. Závislost velikosti výkonu na odchylce frekvence je v obou případech lineární. Služba je vyžadována po celou dobu trvání odchylky, což znemožňuje její poskytování akumulacním zařízením. V některých státech (Německo, Dánsko) je pro odpovídající podpůrnou službu (Primary control) vyžadováno uvolňování výkonu pouhých 15 minut po vzniku odchylky a zařízení má následně nárok na obnovu výchozího stavu nabití (recovery time). Zařízení schopné poskytovat plný výkon po tuto dobu tak může službu spolehlivě poskytovat. V další práci se budu zabývat právě primární regulací, nyní však stručně popíši i ostatní PpS.

Sekundární regulací P bloku je myšlen proces změny hodnoty výkonu regulovaného elektrárenského bloku, tak jak je požadováno **sekundárním regulátorem frekvence a salda předávaných výkonů**. Využití RZSR je dáno algoritmem sekundárního regulátoru Dispečinku ČEPS. Změna výkonu bloku musí být realizována do **10 minut** od požadavku a to minimálně rychlostí **2 MW/min**. Minimální certifikovaná velikost je **20 MW**, maximální **70 MW**. Tuto regulaci je možno dodávat pouze jako symetrickou službu, v rámci jednotlivých bloků jednoho poskytovatele však může být poskytována asymetricky.

Snížení výkonu bloku rozumějme schopnost bloku do **30 minut** omezit či plně odstavit výkon, využívá se při nedodržení sjednaných diagramů a z nich plynoucí záporné odchylce v soustavě.

Minutové zálohy (t = 5 min nebo t = 15 min) poskytují zařízení připojená k ES, která jsou schopna poskytnout sjednanou kladnou či zápornou změnu výkonu po **neomezenou** dobu pro **t = 15 min**, či alespoň na **4 hodiny** v případě **t = 5 min**.

Sekundární regulací U/Q označujeme automatickou funkci. Využívá celý rozsah jalového výkonu bloků pro udržení zadané velikosti napětí a rozděluje jalový výkon na jednotlivé stroje. Proces je aperiodický nebo maximálně s jedním překmitem a ukončený do **2 minut**.

Schopnost ostrovního provozu bloku je nezbytná pro předcházení a řešení nouzových stavů a je legislativně podložena vyhláškou č. 80/2010 Sb., o stavu nouze v elektroenergetice a o obsahových náležitostech havarijního plánu, v platném znění[5]. Ostrovem rozumíme vydělenou část vnější sítě. Ostrovní provoz se v důsledku vydělení vyznačuje výraznými změnami frekvence a napětí, které blok musí být schopen řešit svou autonomní regulací. Přejít do tohoto regulačního režimu nastane automaticky při změně frekvence o víc, než **200 mHz**. Blok se po ukončení ostrovního provozu musí být schopen opět připojit k ES.

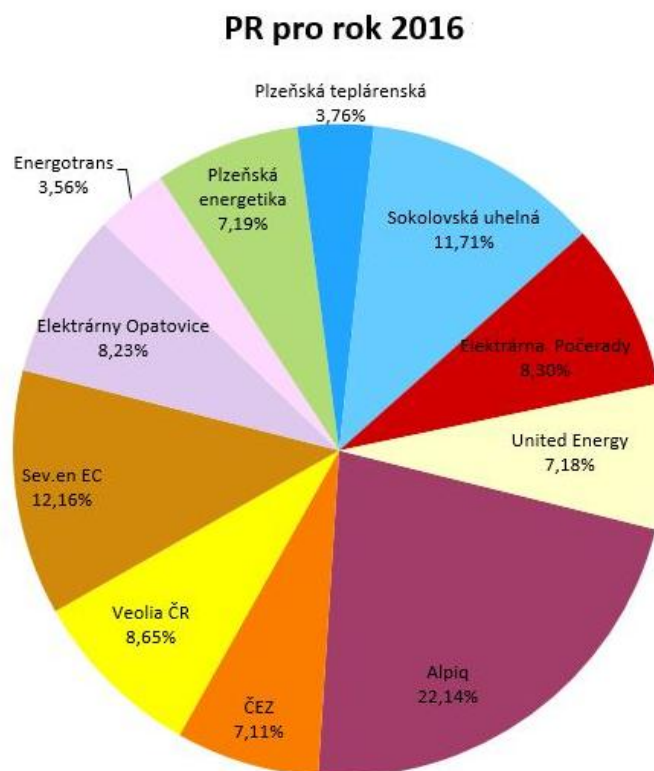
Schopnost startu ze tmy umožňuje najetí bloku na jmenovité otáčky, dosažení jmenovitého napětí, připojení k síti a její napájení v ostrovním režimu, bez pomoci vnějšího zdroje. Tato schopnost je též podložena vyhláškou č. 80/2010 Sb. Stejně jako Schopnost ostrovního provozu bloku má poměrně složité požadavky, kterými se zde nebudeme více zabývat.

V případě, že PS již využila všech dostupných PpS, může požádat o **přeshraniční dodávku elektřiny**. Ta pak není garantovaná, nevyžaduje certifikaci. Požadavek na dodávku vychází od PPS,

kteřá musí zajistit potřebnou přenosovou kapacitu, a je adresován smluvnímu poskytovateli. Součástí nabídky poskytovatele musí být parametry dodávky a to zejména velikost výkonu, cena a časový interval dodávky. Sousední PPS přenos povolí nebo zamítne v závislosti na aktuální situaci v PS[4].

1.3.3 Sumární regulační záloha pro primární regulaci

Metodika stanovení regulačních záloh jednotlivých PpS je podrobně popsána v kodexu PS [4] a na obrázku 2 níže vidíme rozdělení současných dodavatelů této služby na rok 2016.



Obrázek 2: Poskyvatel primární regulace pro rok 2016 (převzato z [6]; upraveno)

Velikost regulační zálohy pro primární regulaci je pak v každé hodině roku dána součtem požadavku RGCE a rezervy za výpadek největšího možného příspěvku primární regulace. Vzorec tedy vypadá takto:

$$RZPRS_{ES \text{ } \check{C}R} = Round(RZPRS_{RGCE} + RZPRS_{REZ}) \quad (2)$$

kde:

$RZPRS_{RGCE}$... požadavek RGCE na velikost $RZPRS_{ES \text{ } \check{C}R}$ (cca 84 MW)

$RZPRS_{REZ}$... rezerva výkonu pro výpadek bloku v primární regulaci (většinou 10 MW)

$RZPRS$... zaokrouhluje se s krokem 5 MW

Zaokrouhlování je prováděno u všech kategorií PpS podle stejného principu, a to vždy nahoru s daným krokem. Rozložení záloh by v soustavě mělo být rovnoměrné, v závislosti na maximální spotřebě dané oblasti. V ČR jsou 3 logické oblasti a rozložení záloh by mohlo být následující: **34 MW** v oblasti 400 kV **Čechy**, **25 MW** v oblasti 400 kV **Morava** a **25 MW** v síti **220 kV**.

1.3.3.1 Sumární regulační záloha pro primární regulaci dle požadavku RGCE

Dle pravidel RGCE nesmí být při výpadku výroby nebo spotřeby vyšší odchylka frekvence, než 200 mHz. Propojená ES se řídí principem solidarity: při narušení rovnováhy mezi zatížením a výkonem zdrojů se na regulaci podílejí všechny zdroje zapojené v rámci propojené ES do systému primární regulace frekvence. Velikost doporučena pro jednotlivé oblasti:

$$RZPRS_{RGCE} = \frac{E_{iso}}{E_u} * P_{pu} \quad (3)$$

E_{iso}	...	celková výroba elektrické energie v dané regulační oblasti za uplynulý rok
E_u	...	celková výroba elektrické energie v synchronně pracujícím propojeném systému za uplynulý rok
P_{pu}	...	celková záloha pro primární regulaci pro RGCE (stanovena na 3000 MW)

1.3.3.2 Sumární rezerva výkonu pro výpadek bloku v primární regulaci ES ČR

Je stanovena pro případ výpadku některého z bloků zařazených do primární regulace frekvence. Velikost této rezervy odpovídá v každé hodině největšímu z příspěvků bloků do zálohy pro primární regulaci frekvence. Na rozdíl od $RZPRS_{RGCE}$ se může během roku měnit, například v důsledku plánovaných oprav jednotlivých bloků.

1.3.4 Obchod s PpS

„ČEPS podle zákona č. 458/2000 Sb., § 24 odst. 1 písm. d) odpovídá na úrovni přenosové soustavy za zajištění systémových služeb pro elektrizační soustavu a má podle § 24 odst. 3 písm. b) tohoto zákona právo obstarávat za nejnižší náklady podpůrné služby a elektřinu pro krytí ztrát elektřiny v přenosové soustavě a pro vlastní potřebu; pro řízení rovnováhy mezi výrobou a spotřebou a pro řízení toků elektřiny podle § 24 odst. 1 písm. c) zákona č. 458/2000 Sb. obstarávat regulační energii“ [4].

Při výběru poskytovatelů se řídí zásadou otevřenosti ke každému zájemci a nediskriminačním přístupem dle závazných pravidel výběrového řízení. Vyžaduje prokazatelnost a zabezpečení veškerých přenášených dat. Sledovanými cíli jsou „zajištění kvality a spolehlivosti na úrovni PS v reálném čase a v souladu se standardy RGCE, minimalizace nákladů na zajišťování a optimalizace nákladů účastníků trhu spojených s vyrovnáním odchylek“[4].

Poskytovatel musí dále prokázat vlastnictví licence na výrobu elektřiny, platnou a účinnou Dohodu o přistoupení k všeobecným obchodním podmínkám nákupu a poskytování podpůrných služeb, platný certifikát pro poskytování PpS, souhlas držitele licence na distribuci s poskytováním (PpS) v případě, že se jedná o zdroj vyvedený do DS (konkrétní podmínky k získání souhlasu je k nalezení v kodexu distributorů [7]), zavedené užívání elektronického podpisu a „Protokol o úspěšném provedení zkoušek bod-bod a funkčních testů“.

Samotný nákup PpS pak probíhá ve třech variantách. První jsou dlouhodobé smlouvy na základě výběrového řízení mezi jednotlivými nabídkami. Tímto způsobem je zajištěno až 95% potřebné kapacity. Druhou jsou přímé smlouvy s poskytovateli v případě potřeby dalšího nákupu podpůrných služeb na delší období nad rámec objemů nabídnutých ve výběrovém řízení. Třetí je dodatečný nákup na denním trhu s regulační elektřinou. Ten se provádí vždy pro následující den, ČEPS uvede poptávku pro jednotlivé kategorie PPS a zájemci následně pošlou nabídky.

1.3.5 Shrnutí klíčových parametrů

Klíčovými parametry nutnými k poskytování podpůrných služeb jsou tedy zejména:

- schopnost dostatečně rychle změnit velikost dodávaného výkonu dle potřeb sítě
- zajistit trvání tohoto výkonu po potřebnou dobu
- optimalizované příjmy a výdaje, aby dodavatel dosáhl konkurenceschopnosti vůči konvenčním dodavatelům, tzn. vůči elektrárnám s parní turbínou. V případě využití vhodných akumulčních zařízení je také nutné zajistit účinnou strategii jejich dobíjení během provozu pro umožnění spolehlivého poskytování služby.

2 Možnosti poskytování PpS akumulacími zařízeními

Jak jsem zmínil výše, rozvoj technologií umožňujících akumulaci elektrické energie bude v budoucnu z mnoha důvodů zásadní. Kromě mnou řešeného uplatnění v oblasti poskytování PpS (zde se uvažuje zejména o využití pro regulaci frekvence, regulační zálohy výkonu, či startu ze tmy) je využitelná i v dalších oblastech a aplikacích. Umožňuje například provádět arbitráž (tj. odkupovat elektrickou energii v době nižší ceny a její následné prodání či vlastní využití v době špičky, kdy je cena nejvyšší), a to jak v rámci dnů, tak i sezón. Také umožňuje OZE elektrárnám regulovat výkon dodávaný do sítě a v neposlední řadě se uplatňuje v mnoha aplikacích mimo síť (řeč je například o elektromobilech či drobných bateriích do malých zařízení). Ve všech těchto oblastech je další rozvoj žádoucí.

V této kapitole budu v souvislosti s akumulací používat výhradně anglické zkratky, neboť mnoho z nich není v česku plně ustálených a zjednoduší to případné hledání doplňkové literatury. Pro zachování konzistentnosti budu používat anglické zkratky i pro termíny, mající ustálené české ekvivalenty (například PHS místo PVE).

2.1 Akumulační metody

Akumulační metody můžeme dělit dle formy uložené energie či dle doby trvání akumulacího cyklu. Dle formy energie jsou dle [5] děleny na **mechanické**: přečerpávací vodní elektrárny (PHS), stlačování vzduchu/plynu (CAES) nebo využití rotujících setrvačnicků (FES), dále na **elektrochemické**, pracující s bateriemi různého typu. Jako **chemická** akumulace je označována hydrolýza vody a získávání vodíku, dále existují i metody **elektrické**, ukládající energii v nezměněné podobě, a to supravodivé cívky (SMES) a superkapacitory (DLC). Poslední uvedenou metodou je **tepelná** akumulace, která jako úložiště tepelné energie využívá kapalinu (vodu) či roztavené soli. Následující informace v této kapitole vycházejí převážně z [8], [9] a [10].

Pro PpS, možná s výjimkou služby Start ze tmy, jsou uplatnitelné pouze technologie s dobou cyklu nižší než jednotky až desítky minut, v závislosti na konkrétní službě. Z metod, které dále uvedu, nás proto budou zajímat zejména bateriové systémy, rotační setrvačnický, supravodivé cívky a superkapacitory.

2.1.1 Mechanické akumulacími metody

Nejvyšší kapacitu poskytují přečerpávací vodní elektrárny, tvořící v současné době 95 % [9] veškerého akumulacího výkonu (v roce 2009 bylo uváděno 99 % [8], což znamená prakticky

pětinásobný nárůst objemu výkonu ostatních zařízení). Jde o technologii dobře zvládnutou, využívanou od roku 1890, kdy byla uvedena do provozu první přečerpávací elektrárna ve Švýcarsku. Účinnost moderních PHS je kolem 75%. Pro poskytování PR se ovšem s ohledem na požadavky rychlé reakce nehodí, a uplatnění nalézá v rámci arbitráže na denním trhu s elektřinou či pro poskytování minutových záloh. Ze stejného důvodu není pro PR vhodná ani akumulace do stlačeného vzduchu. Ta sice dosahuje nižší účinnosti než přečerpávací (okolo 50%). Její hlavní výhodou je velká kapacita a oproti PHS nižší nároky kladené na umístění. Hlavní využití je též plánováno pro denní trh, případně i jako sezónní sklad energie na blokovém trhu s elektřinou.

U rotačních setrvačnicků je výhodou velký výkon, snadno a rychle měnitelný v čase, i účinnost, nicméně umožňuje pouze krátkodobé uskladnění kvůli rotačním ztrátám a nižší denzitně energie. Pro krátce trvající primární regulaci frekvence je tato technologie využitelná, zejména v mikrosítích, například na ostrovech, jejichž hlavním zdrojem elektřiny je větrná energie. Dále například v New Yorku či Kalifornii se setrvačnický na regulaci frekvence podílí již od roku 2006 [11]. Největší současný projekt vznikl v roce 2011 díky společnosti Beacon power. Je umístěn ve městě Stephentownu ve státě New York a pro lokální síť poskytuje zálohu 20 MW výkonu. Kapacita energie je však pouhých 5 MWh, a tedy plně nabitý by dokázal svůj plný výkon poskytovat nejdéle 15 minut. V Evropě by tak byl proto vhodný pouze pro státy, umožňující dodávání jednostranné regulace a zároveň poskytování 20 MW v rámci jednoho bloku [12]. Kromě těchto důvodů i kvůli vysoké měrné ceně na kWh se proto v přenosových soustavách nejvíce konkurenceschopným oproti klasickým konvenčním zdrojům či v dnešní době upřednostňovaným bateriovým zálohám.

Technologie se nicméně stále vyvíjí a nelze říct, zda setrvačnické nebudou bateriím v budoucnu opět konkurovat. Příkladem může být první setrvačnický se supravodivým magnetickým ložiskem i rotorem, vytvořeným v roce 2015 v Railway Technical Research Institute (technická výzkumná společnost spadající pod sdružení železničních společností v Japonsku). Jeho využití však leží spíše v oblasti elektromobilů, či v součinnosti s větrnými elektrárnami [12].

2.1.2 Elektrochemické akumulční metody

Současné projekty, týkající se využití akumulace pro regulaci frekvence, se spoléhají zejména na již dobře zvládnutou elektrochemickou metodu, tj. na využití různých bateriových systémů (BESS – battery energy storage systems). Podrobněji je popisují v kapitole BESS.

2.1.3 Chemické akumulční metody

Další z dnes hodně diskutovaných metod je akumulace do vodíku (případně metanu), která se provádí elektrolýzou vody. Vodík je získán pomocí elektrické energie a zkapalněný uložen. Následně je takzvaným studeným spalováním převeden na vodu, čímž se uvolní energie, která je poté převedena na elektrickou. Druhou možností je využít zkapalněného vodíku jako paliva o velmi vysoké výhřevnosti. Pro využití v PpS není tato metoda vhodná a to kvůli nízké účinnosti (celková Ac-Ac účinnost je kolem 40%) a potřebě fungovat kontinuálně. Hlavní uplatnění tedy má jako palivo či pro sezónní uskladnění energie.

2.1.4 Elektrické akumulční metody

Elektrická akumulace využívá v principu 2 základních součástí všech obvodů: kondenzátoru a cívky. Obě možnosti jsou vhodné pro vysoký počet cyklů a schopné rychle reagovat, což z nich, z technického hlediska, dělá velmi dobré kandidáty na poskytovatele regulace frekvence. Bohužel by v současném stavu vývoje toto poskytování nebylo z finančního hlediska únosné a i technické aspekty (energetická kapacita) zatím nejsou dostačující. Lze však očekávat, že budou postupně nalézat stále širší uplatnění.

Superkapacitory vyplňují mezeru mezi obyčejnými kondenzátory a bateriemi. Jejich obrovskou výhodou je nezávislost životnosti na počtu cyklů, kterých může být až 10^6 za vteřinu, obrovská kapacita (tisíce Faradů), vysoká denzita, účinnost (90%) a schopnost velmi rychlé změny nabíjení a vybíjení.

Supravodivé cívky naproti tomu využívají energii uloženou v jejich magnetickém poli. Jsou schopny reagovat v prakticky nulovém čase a též dosahují vysoké účinnosti (85%-90%). Energie v nich může být uložena po prakticky neomezenou dobu, po kterou má materiál supravodivé vlastnosti. Ty bohužel ztrácí při teplotě nad 100 K a udržování teploty cívky pod touto hranicí je značně nákladné a technicky obtížné.

2.1.5 Tepelné akumulční metody

Tepelná akumulace spočívá, jak je z názvu patrné, v izolovaném uložení vygenerované tepelné energie, která se poté využije k vytápění, ohřevu vody či se ve výjimečných případech převede zpět na elektřinu. Konkrétních způsobů uskladnění a využití tepla je celá řada, protože však žádný z nich není vhodný k poskytování rychle se měnícího výkonu, nebudu je zde dále rozvádět.

2.1.6 Vyhodnocení vhodný akumulčních metod pro PR

Z uvedeného výčtu vlastností jednotlivých metod vyplývá, že k poskytování PR jsou vhodné bateriové systémy, pro poskytování jednosměrné či krátkodobé regulace i setrvačníky a mnoho slibných vlastností vykazují superkapacity se supravodivými cívkami. Pro potřeby velkých sítí v Evropě i USA se zatím nejvíce uplatňují baterie a jejich vlastnosti se ve střednědobém horizontu budou pravděpodobně stále zlepšovat.

2.2 BESS

Systémy akumulace energie v bateriích se v zahraniční literatuře nazývají zkratkou BESS (Battery energy storage systém). Pro zajišťování regulace frekvence jsou většinou jako nejvhodnější považovány sekundární Li-ion baterie, které také budou brát v další práci v potaz. Tento typ si za posledních 20 let prošel značným zdokonalením a využívá se též jako majoritní metoda akumulace energie pro malá přenosná zařízení. Do budoucna se nadále očekává vývoj, a ze zlepšovaných parametrů jsou nejdůležitější tyto: snižování měrné ceny na kW i kWh, prodlužování životnosti, případně i možnost opětovného využití již znehodnocených článků.

Ve světě jsou již tyto projekty rozšířeny, významně například v Německu. První megawattová baterie se zde začala na regulaci frekvence podílet již v roce 2012. V roce 2015 bylo zapojeno 10 systémů o dosud nejvyšším celkovém instalovaném výkonu 27 MW, a jeden z největších německých dodavatelů elektřiny, společnost STEAG, v současné době uvádí do provozu již 6 15MW baterií, z nichž jsou již 3 nainstalovány a zbylé by měly být připraveny do začátku roku 2018 [13][14][15]. Celkový instalovaný výkon baterií podílejících se na regulování frekvence v rámci německé sítě bylo na přelomu let 2016/2017 141 MW [16].

Z nám blízkých států se problematikou dále zabývá například Dánsko. Podobně jako v Německu je zde výrazná tendence přejít přibližně do roku 2050² výhradně od konvenčních elektráren na OZE elektrárny, s ohledem na zdejší podmínky zejména na větrné elektrárny, a je proto třeba řešit vzrůstající deviace v soustavě způsobené nestabilním výkonem těchto zdrojů.

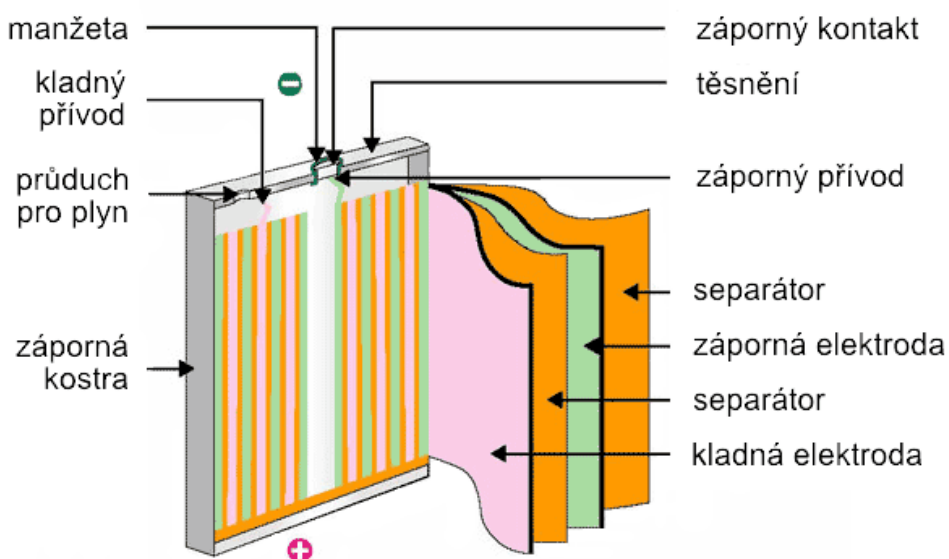
Tradiční Li-ionové baterie mohou být v blízké budoucnosti nahrazeny některým z nově vyvíjených progresivních typů. Jedním typem, někdy označovaným za převratný, jsou takzvané trojrozměrné lithiové baterie firmy HE3DA, jejichž technologii vymyslel a patentoval český chemik Jan Procházka a teprve začínají pronikat na náš trh. Hlavní oblast jejich využití by měla být právě

² Jde pouze o orientační rok, jednotlivých vizí je více a pracují s různými časovými etapami

v síťových aplikacích a zřejmě budou dosahovat vyšší kapacity než klasické Li-ion. V některých projektech a plánech se též uvažuje o využívání NaS (Sodíkovo-sírových), příkladem je [17].

2.2.1 Li-ion baterie

Jedná se o souhrnné označení baterií, využívající ke svému chodu stejného principu. Technologie byla vyvinuta z primárních lithiových článků, vynálezcem je Asahi Kasei. Již kolem roku 2000 zaujaly místo nejvyužívanější akumulární technologie v oblasti mobilních a přenosných zařízení a za posledních 20 let procházejí soustavným vývojem, který je očekáván i nadále. Životnost baterií je minimálně 5 000 celých cyklů, v závislosti na materiálu, ze kterého jsou vyrobeny elektrody. Je však ovlivněna také stářím baterie a hloubkou vybíjení³.



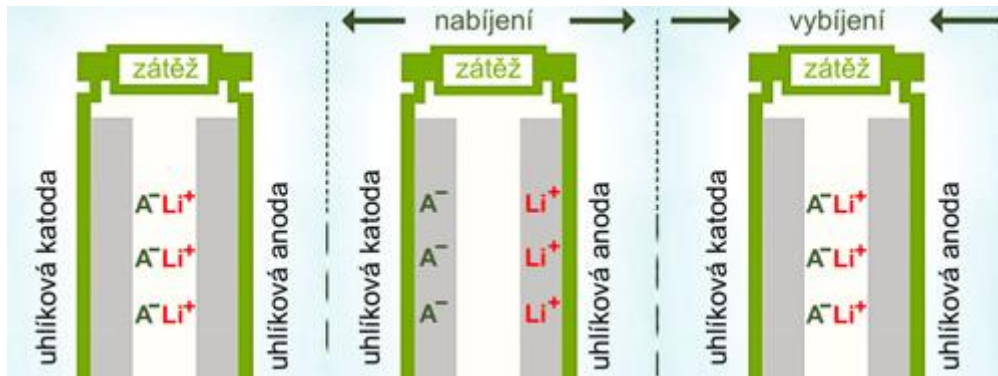
Obrázek 3: Struktura jednoho článku Li-ion baterie (převzato z [18])

Napětí jednoho článku, jehož struktura je ukázána na obrázku 3, bývá zhruba 3,7 V (což je zhruba 3x více než u jiných typů), proto pro dosažení požadovaného napětí stačí využít nižší počet sériově spojených. Konkurenční bateriové technologie zastiňuje Li-ion také vyšší denzitou energie a vysokou účinností až 98%, zatímco jejich dlouholetá slabina, vysoká cena, se díky zdokonalování a masové výrobě stále snižuje. Rovněž dosahuje vysoké míry flexibility z hlediska řízení rychlosti poskytování akumulované energie (výkonu) a jediným konkurenčním bateriovým systémem jsou jim v tomto ohledu olověné akumulátory.

Princip je znázorněn na obrázku 4. Na kladné elektrodě se nachází směs lithia s dalším kovem, na záporné elektrodě pak směs chemikálií, vždy obsahující vysoký podíl uhlíku. Elektrolytem je směs

³ Dosažení krajních mezí SOC má na baterii negativní dopad a projeví se snížením životnosti, ve strategiích využití nastíněných dále je s tímto faktem počítáno.

esterů a její složení si každý výrobce hlídá. Při vybíjení probíhá na anodě oxidace, čímž dojde k uvolnění kladných lithiových iontů. Ty se pohybují elektrolytem směrem ke katodě, ke které se ve stejný čas proudí tok elektronů vnějším obvodem, který se s iontovým vzájemně vykompenzuje a dojde k absorbování lithiových iontů katodou. Při nabíjení probíhá stejný proces opačně.



Obrázek 4: princip Li-ionových baterií (převzato z [18])

Hlavním rizikem při jejich provozu je bezpečnost. Je třeba zajistit, aby teplota nepřesáhla kritické hodnoty a vyhnout se překročení mezních stavů nabití. K minimalizaci rizik jsou baterie vybaveny kontrolními jednotkami a ochrannými obvody na každém článku. Při provozu baterií v síti jsou segmenty do výkonu o výši jednoho MW uloženy do speciálních kontejnerů, obsahujících systémy chlazení, zabezpečovací i řídicí. V případě, že se s Li-ionovými bateriemi chce čtenář blíže seznámit, odkazuji ho na zdroje, ze kterých jsem sám čerpal: [8], [19], [20], [21] a [22].

2.2.2 Poskytování primární regulace frekvence pomocí BESS

Při poskytování PpS pomocí akumulačních zařízení je třeba překonat určitá technická omezení. U baterií je jedním z nich fakt, že mají na přívodech stejnosměrné napětí. Technologie střídačů (či naopak usměrňovačů při nabíjení) je však pro potřeby sítě na dostatečné úrovni a výsledný průběh napětí je vyhlazen natolik, že téměř odpovídá požadované sinusovce a nezpůsobuje v síti zásadní potíže.

Skutečným problémem je, jak jsem zmiňoval výše, omezená energetická kapacita baterie a s ní související nutnost zajištění účinné strategie, jak udržovat SOC na přijatelných hodnotách. Tradiční konvenční poskytovatelé mohou svůj výkon dodávat nepřetržitě a v Kodexu [4] je s tímto faktem počítáno, proto v ČR není prozatím poskytování PpS bateriemi možné. Budu se tedy inspirovat modely ze zahraničí, zejména Německa a Dánska, kde projekty již existují a legislativa je jim přizpůsobena, což je zapříčiněno výraznějším podílem OZE elektráren v celkové výrobě a tím

způsobenou nutností nějak nahradit ustupující tepelné elektrárny. Konkrétní metody řešení proberu v následující kapitole.

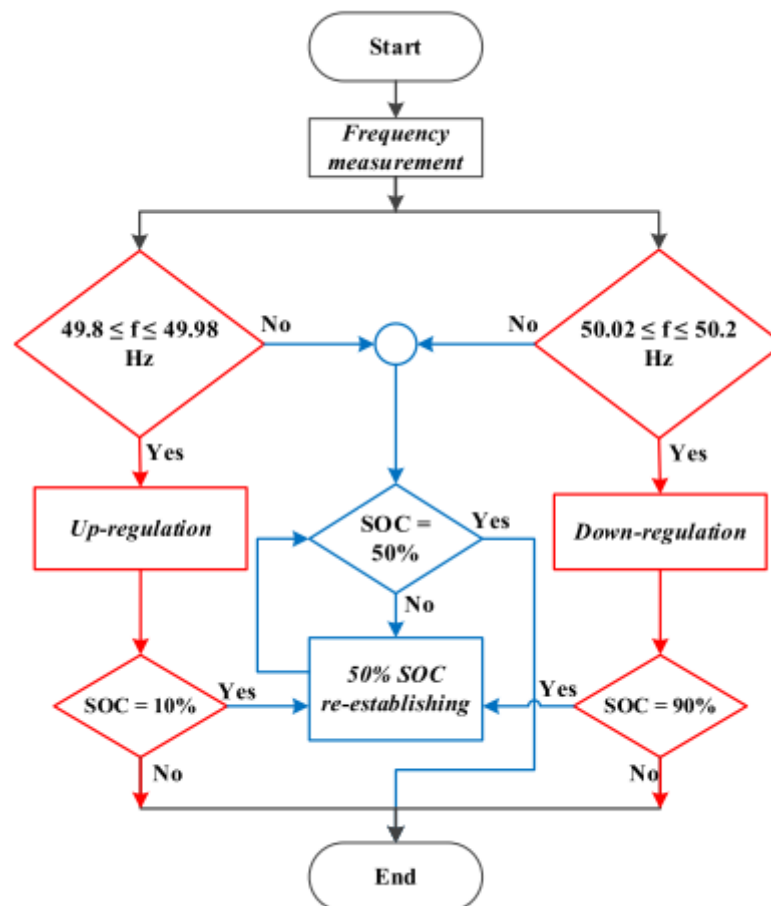
2.2.2.1 Strategie poskytování

V rámci Německé PS již baterie poskytují primární regulaci frekvence 5 let. Legislativní požadavky na poskytovatele se tak od našich v několika ohledech liší a s nízkou kapacitou baterií je počítáno. Požadavek na rezervu je stanoven tak, aby baterie mohla poskytovat plný výkon do půl minuty od požadavku (což mají s námi stejné) a to aspoň po minimální dobu 15 minut (v minulém roce sníženo z 30 minut). Poskytovatel má následně právo na nezbytný čas pro obnovení SOC (recovery time) [23]. Pro můj ekonomický model budu uvažovat zavedení tohoto pravidla i v naší ES. Dalším technickým omezením je citlivost na dosahování krajních mezí SOC, které má negativní vliv na rychlost degradace kapacity a tím životnost baterie. Proto budu, stejně jako [21], počítat s dolní mezí 10 % a horní 90 % SOC.

Provoz v Německu ukázal, že existují zajímavé možnosti, jak plně využít nastavených pravidel. Jednou je možnost využívat takzvaný **deadband**, což je oblast frekvence ± 20 mHz. Na takto nízkou deviaci není poskytovatel povinen reagovat. Další ze zajímavých možností je využívat **gradientu**: pravidla stanovují, že služba musí naběhnout do 30 vteřin. To znamená, že na každý poskytovaný MW musí být rychlost nárůstu výkonu 2MW/minuta. V případě, že je deviace frekvence nižší než 200 mHz je však možné zvyšovat výkon pomaleji, což se baterii hodí kvůli šetření energie. Další možnost jak využít pravidel pro nabíhání výkonu je **delay** (zpoždění): dle pravidel musí být dosaženo 100% žádaného výkonu do půl minuty a 50% již po 15 sekundách. Místo lineárního růstu tak baterie může výkon zvýšit skokově z 0 na 50% v 15. sekundě a 50% na 100% v 30., čímž opět ušetří malé množství energie. Poslední možností, kterou zde uvedu, je **over-fulfillment**. Jde o využití pravidla, že poskytovatel si může zvolit vyšší výkon, který dodává do sítě a to v rozmezí 100% - 120% z požadovaného. Toho poskytovatelé mohou využívat pro optimalizaci stavu nabití a možnost získat více energie poskytnutím záporné regulační energie [23].

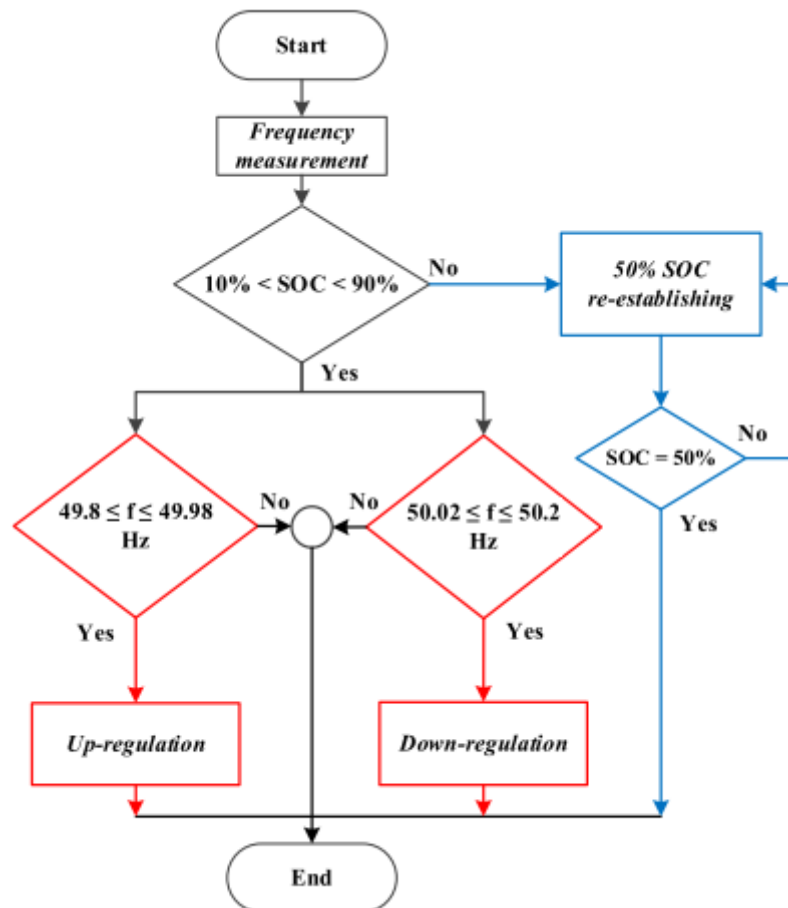
Podobná pravidla platí i v Dánské ES a v [24] jsou pro tuto zemi nastíněny 3 možné strategie poskytování:

- A Poskytovaná služba je přerušena ve dvou případech: po 15 minutách (stejně jako v Německu) nebo pokud frekvence dosáhne deadbandu (49,98 – 50,02 Hz). V okamžiku přerušeni je ihned obnoven SOC baterie na výchozí hodnotu. Pro obousměrnou službu je stanovena na 50%. Operátoři přenosových soustav v Dánsku a v některých dalších evropských zemích povolují poskytovat primární regulaci nesymetricky, pouze jedním směrem. V takovém případě je stav nabití nastaven buď na 10 %, v případě záporné rezervy, nebo na 90 % v případě rezervy kladné.



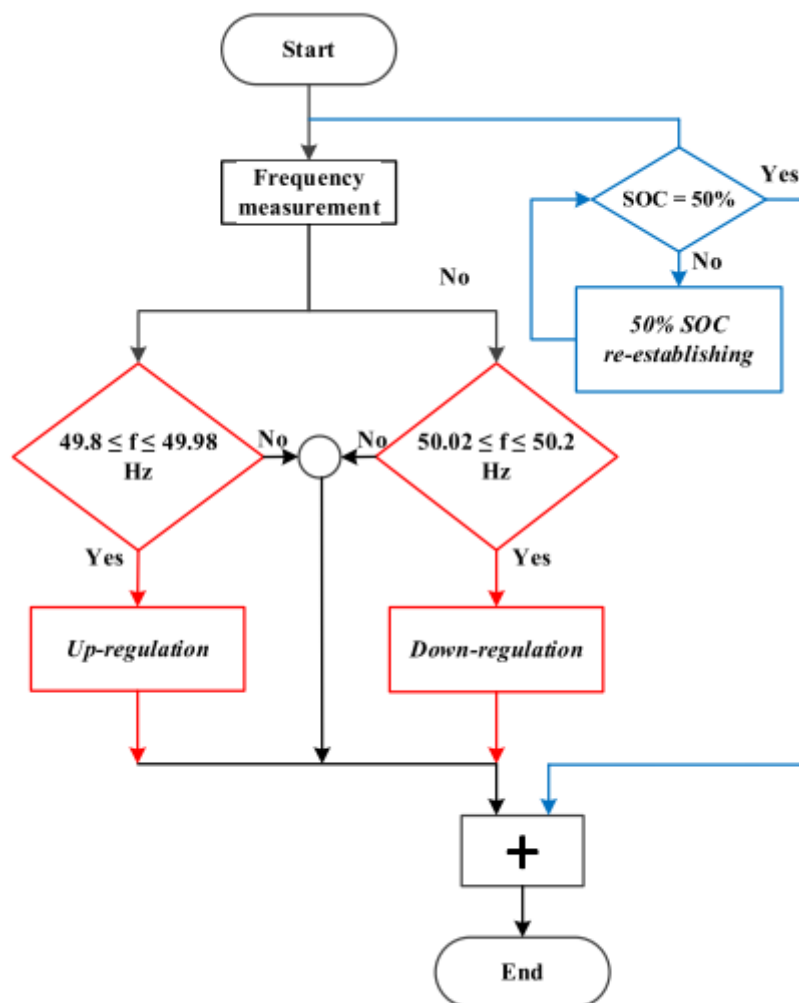
Obrázek 5: Strategie A (převzato z [21])

B V této strategii se baterie podílí jak na kladné, tak na záporné regulaci. Stav nabití je nastaven na 50 % a je znovu zajištěn teprve po dosažení mezní hodnoty: 10 % nebo 90 %. Je zde ovšem nejvyšší riziko neschopnosti dodat požadovaný výkon a proto tuto strategii považují pro ČR nepoužitelnou a celkově nevhodnou.



Obrázek 6: Strategie B (převzato z [18])

- C Tento případ počítá s paralelním poskytováním služby a zároveň udržováním požadovaného SOC. Využívá se toho, že znovunabytí/vybití baterie trvá většinou kratší dobu než poskytování služby. BESS se tedy ve stejnou chvíli může chovat jako dodavatel primární služby a zároveň odběratel/dodavatel elektrické energie do sítě (za předpokladu, že systém je rozdělen do několika samostatných bloků). S touto strategií přes její výhody nebudu počítat, neboť by v českém prostředí bylo komplikované nalézt vhodnou protistranu, která by okamžitě zajistila obnovu SOC.



Obrázek 7: Strategie C (převzato z [18])

V rámci výzkumu byly provedeny simulace chování baterií využívajících těchto strategií v PS, s důrazem zejména na příjmy, rychlost snižování kapacity baterií a NPV. K tomu byla vytvořena analýza ročních potřeb sítě. Porovnání výsledků jednotlivých strategie vychází dle [24] následovně:

Strategie	Degradace za rok [%]	Životnost [roky]	Příjmy za 1. rok [k€]	NPV [k€]
A	1,47	13,6	2849	23409
B	1,31	15,3	2817	23899
C	1,20	16,7	2825	24911

Tabulka 2: Zhodnocení jednotlivých strategií poskytování primární regulace frekvence BESS (převzato z [18])

Hodnoty příjmů a NPV mají význam pouze pro vzájemné porovnání variant, neboť nevíme, jaké byly vstupní investice a jak byla zvolena diskontní míra. Zajímavá je pro nás závislost životnosti projektu a související roční degradace na strategii využívání.

Strategie A se vyznačuje nejvyšší degradací kapacity a s tím související nejkratší životností, na druhé straně poskytuje v prvním roce nejvyšší příjmy. NPV však vychází nejhůře, právě z důvodu rychlejší degradace a tím kratší životnosti. Při jejím použití se může v ojedinělých případech stát, že se SOC během poskytování služby dostane do krajních hodnot a služba je přerušena.

Při použití strategie B má baterie životnost o téměř 2 roky vyšší a tak i přes nejnižší roční příjem (daný pokutami z občasně neschopnosti poskytovat službu) dosahuje vyšší NPV. I přes nejnižší míru využívání baterie je však životnost nižší než u strategie C, což je dle mého názoru dáno častým přibližováním stavu nabití ke krajním hodnotám. Takový způsob poskytování PR mi navíc přijde zcela nevhodný, neboť není pro PS spolehlivý. Sankce za neposkytnutí energie by proto měly být dostatečně velké, aby provozovatele baterie odradily.

Nejšetrnější pro životnost baterie, a zároveň finančně nejvýhodnější, je strategie C. Plynou z ní sice nepatrně nižší roční příjmy než v případě A, ale svou dlouhou životností to vynahrazuje. Je nicméně otázkou, zda by se provozovateli baterie podařilo najít v ČR takového výrobce i spotřebitele elektrické energie, se kterým by bylo možné uzavřít bilaterální smlouvu na dodávku elektřiny ihned při požadavku (namísto nákupu energie v rámci VDT, který musí být oznámen minimálně hodinu předem). Vhodným subjektem by mohl být poskytovatel jiného akumulačního zařízení, pak by však náklady byly rovné oportunitním, tedy v podstatě výnosům z vlastního poskytování.

V následující sekci Ekonomický model budu uvažovat strategii A, neboť je nejspolehlivější z hlediska proveditelnosti a nejjednodušeji vypočitatelná.

3 Ekonomický model

Na základě současného vývoje akumulčních zařízení jsem si pro technicko-ekonomické posouzení zvolil Li-ion bateriový systém poskytující PR prostřednictvím dlouhodobých smluv s PPS. Vyhodnocovat budu 2 varianty (A a B) podle způsobu a doby obnovování SOC na výchozí stav, stanovený na 50%. Varianta A předpokládá uzavírání smluv na VDT vždy po aktivaci služby a recovery time až 2 hodiny, varianta B bilaterální smlouvu se subjektem poskytujícím či odebírajícím energii do několika minut po ukončení předešlé aktivace služby a recovery time s rezervou nejvýše půl hodiny.

Při posuzování výnosnosti této investice se zaměřuji na dvě základní a nejčastěji využívaná ekonomická kritéria, NPV (Net present value, někdy překládáno jako čistá současná hodnota) a IRR (vnitřní výnosové procento), pro úplnost uvádím též dobu návratnosti a diskontovanou dobu návratnosti. Všechna zmíněná kritéria mají výhodu jednoduchosti a názornosti, na druhé straně jsou v praxi snadno zmanipulovatelná vhodně zvolenými předpoklady, čehož se zde snažím vyvarovat. Také předpokládám, že je s nimi čtenář seznámen a v práci je nevysvětluji. Ve výpočtech budu uvažovat financování vlastním kapitálem. Přítomnost cizího kapitálu by mohla díky daňovému štítu optimalizovat zisky, stejně jako případné dotace v potaz možné dotace.

3.1 Předpoklady o projektu

S ohledem na omezení maximální výše regulačního výkonu dodávaného jedním fiktivním blokem o velikosti 10 MW jsem se rozhodl pro jeho plné využití prostřednictvím 10 baterií o celkové kapacitě 6,25 MWh⁴. Toto rozdělení jsem určil z důvodu udržení životnosti, která u baterie s výkonem nad 1 MW začíná rychle klesat. Také tím zajistíme snadnější lokalizaci a vyřešení případné poruchy v systému.

Pro umožnění projektu vycházím z následujících předpokladů:

- Budou provedeny nezbytné úpravy legislativy, aby bylo poskytování PR bateriemi umožněno, zároveň však nebudou nijak zvýhodněny vůči jiným poskytovatelům. Jako hlavní změny uvažuji (po vzoru Dánska a Německa) stanovení povinné doby poskytování kontinuální služby na 15 minut a právo na následný recovery time⁵. Ten uvažuji ve 2 variantách, založených na způsobech zajištění původní hodnoty SOC.

⁴ Toto číslo bylo zvoleno tak, aby baterie nastavená na 50% SOC byla schopna poskytovat 10 MW po dobu 15 minut, aniž by SOC překročil 10% (či 90% v případě záporného regulačního výkonu).

⁵ „Doba obnovy“, v češtině se mi nepodařilo najít vhodný a ustálený ekvivalent, proto budu dále používat anglický výraz

- Varianta A: Recovery time stanovíme na 2 hodiny⁶. SOC v tomto modelu může být udržován pomocí dynamicky uzavíraných průběžných obchodů na VDT, kdy je nabídka či poptávka daná ihned po ukončení aktivace služby. U nákupu i prodeje počítám s průměrnými cenami elektřiny na VDT. Tato varianta je pro poskytovatele výhodnější, neboť prakticky eliminuje vliv ceny elektřiny na ekonomiku projektu, na druhé straně je menší pravděpodobnost jejího povolení ze strany PS, kterému odpadne rezervovaný výkon na poměrně dlouhou dobu.
- Varianta B: Recovery time stanovíme na 30 minut. Aby během něj mohla baterie obnovit SOC na výchozí stav, potřebuje uzavřít bilaterální dohodu s vhodnou protistranou (uvažujme například PHS), schopnou do 15 minut od požadavku baterie, vzneseném ihned po skončení aktivace služby, uskutečnit prodej či nákup energie v množství nutném na obnovení SOC baterie. Protistrana musí garantovat, že požadavek do 15 minut splní a v případě selhání ponese odpovědnost za odchylku v síti vzniklou obnovováním SOC baterie. Za to bude naopak požadovat, aby pro ni smlouva vyrovnala oportunitní náklady i určité náklady spojené s riziky. Pro jednoduchost uvažuji, že by jinak s touto energií obchodovala na DT či VDT. Vezmu-li v potaz rizika a omezení flexibility + případné vyšší opotřebení častější používáním, tak předpokládám, že baterii bude prodávat energii za 150 % průměrné ceny nejdražší hodiny v rámci VDT a naopak od baterie jí odkoupí za 50 % průměrné ceny nejlevnější hodiny.
- Cena baterií zahrnuje i kontejnery se systémy chlazení a potřebné řídicí systémy, dále komponenty umožňující připojení k síti (střídače a usměrňovače).
- Celkovou výši denní kladné i záporné regulační energie budu s rezervou počítat 10 MWh.
- Provozovatel baterii umístí k již existující vhodné rozvodně (projekt počítající i s výstavbou takové rozvodny by byl samozřejmě výrazně dražší a téměř jistě nevýhodný) na zabezpečeném místě. S platbou PPS za rezervaci kapacity přenosových zařízení nicméně počítám a to pro celých 10 MW [25].
- Provoz bude jednou měsíčně zastaven kvůli technickým kontrolám a případným opravám, poruchy však nejsou pravděpodobné a při této prevenci je zanedbáme.

⁶ Minimálně hodina předem je třeba k nalezení protistrany a následně čtvrt hodina samotného nabíjení/vybíjení.

- S ČEPSem budou pravidelně uzavírány dlouhodobé smlouvy po celou dobu životnosti. Z odhadnutého vývoje průměrných cen PR budu proto z principu opatrnosti počítat jen 90%, kvůli maximalizaci šance na získání těchto smluv⁷.

3.1.1 Vstupní data

Instalovaný výkon (MW)	10
Kapacita (MWh)	6,5
Účinnost (%)	96 %
Požizovací cena Li-ion baterie (Kč/KW)	24500
Celková pořizovací cena Li-ion baterie (mil Kč), v ceně je zahrnuta instalace	245
Očekávaný výnos	8 %
Plánovaná životnost (roků)	13
Počet dní provozu za rok	353
Průměrný příjem za poskytování PR (Kč/MW) za jednu hodinu	653
Snížený příjem za poskytování PR (Kč/MW) za jednu hodinu (90% z průměrného)	588
Příjem za poskytování služby naší baterií za jednu hodinu	5877
Příjem za poskytování služby naší baterií za rok (mil Kč)	49,790
Průměrný denní požadavek na výši kladné regulační energie (MWh)	10
Průměrný denní požadavek na výši záporné regulační energie (MWh)	10
Průměrná cena elektřiny na VDT (Kč/MWh)	863
Cena kupované elektřiny v rámci bilaterální dohody	1452
Cena prodávané elektřiny v rámci bilaterální dohody	308
Cena rezervované kapacity přenosových zařízení (tis Kč/MW/měsíc)	78,222
Náklady za rezervovanou kapacitu přenosových zařízení (mil Kč/rok)	9,387
Náklady na pojištění majetku (% z pořizovací ceny/rok)	1 %
Náklady na provoz a údržbu (% z pořizovací ceny/rok)	2 %
Daňová odpisová skupina	3
Účetní odpisy (% z pořizovací ceny/rok)	7,7 %

Tabulka 3: Vstupní data

Důvody zvolení hodnot instalovaného výkonu a kapacity jsem uvedl výše. Účinnost baterie uvádějí různé zdroje v rozsahu 90%-98%, zvolil jsem 96% dle [23]. Pořizovací cenu baterie bylo poměrně složité dohledat, navíc velkou část nákladů tvoří i software s hardwarem. Nakonec jsem se rozhodl použít investiční náklady uvedené na stránkách AES Energy Storage [26], u kterých počítám se zahrnutím celé investice. Očekávaný výnos jsem s ohledem na fakt, že jde o novou investici v soukromém sektoru a s relativně vysokými riziky, stanovil na 8 %. Životnost projektu jsem určil

⁷ V případě, že bychom ani tak neuspěli, by baterie mohla fungovat aspoň v rámci arbitráže na DT a VDT, případně na denním trhu s regulační energií. S ohledem na relativně nízkou energetickou kapacitu (5 MWh) by však pravděpodobně šlo o nouzové a nevýhodné řešení.

13 let, dle údajů z [24], se zahrnutím principu opatrnosti a počítáním pouze celých let. 353 dní v roce provozu v roce je dáno kontrolami a údržbou, plánovanou každý měsíc, tedy 12 dní v roce.

Příjem za poskytování primární regulace vychází ze zveřejněných dat o vážených průměrech cen za poskytování PpS na stránkách ČEPSu. V řádku snížený příjem počítám s poskytováním služby za nižší, než průměrnou cenu, z důvodu maximalizace šance na výhru kontraktu, jak jsem uvedl výše. Vývoj cen za poskytování služby uvažuji ve 3 scénářích.

Stanovit skutečnou výši průměrného denního požadavku na energii dodanou poskytovatelem PR je obtížné a data o odchylkách frekvence jsou veřejnosti nedostupná, budu tedy s rezervou uvažovat průměrnou kladnou i zápornou energii ve výši 10 MWh.

Ceny elektřiny vycházejí z roční zprávy o trhu z roku 2016 zveřejněné na stránkách OTE. V případě varianty A počítám s nákupem i prodejem za průměrnou cenu elektrické energie na VDT, zatímco u varianty B jsem ceny v rámci bilaterální dohody odhadl takto: nákup za 150 % ceny na VDT v nejdražší hodině a prodeje za 50 % ceny na VDT v nejlevnější hodině, důvody jsou popsány výše, v předpokladech projektu. Vývoje těchto cen předpokládám ve 3 scénářích.

Důležitou položkou je cena za kapacitu rezervovaných zařízení, stanovena v Cenovém rozhodnutí ERÚ 7/2016 [25]. Její přítomnost jako nákladu je otázkou diskuze, nicméně se domnívám, že v takovém projektu zahrnuta pravděpodobně bude a z principu opatrnosti s ní jako nákladem budu v projektu počítat.

Jak jsem zmiňoval výše, správně navržené projekty BESS jsou nenáročné na údržbu a v případě průběžných oprav je jen malé riziko havárie. Pojištění jsem proto stanovil na pouhé 1% z celkové ceny investice ročně a tento náklad považuji jako neměnný po celou životnost projektu. Cenu za provoz a údržbu jsem s rezervou stanovil jako 2% z celkové investice, na rozdíl od pojištění však budu očekávat růst tohoto nákladu o předpokládanou inflaci, tj. 2% ročně. Poslední nákladovou položku tvoří účetní odpisy. Ty jsem zaokrouhleně stanovil na 7,7 %⁸.

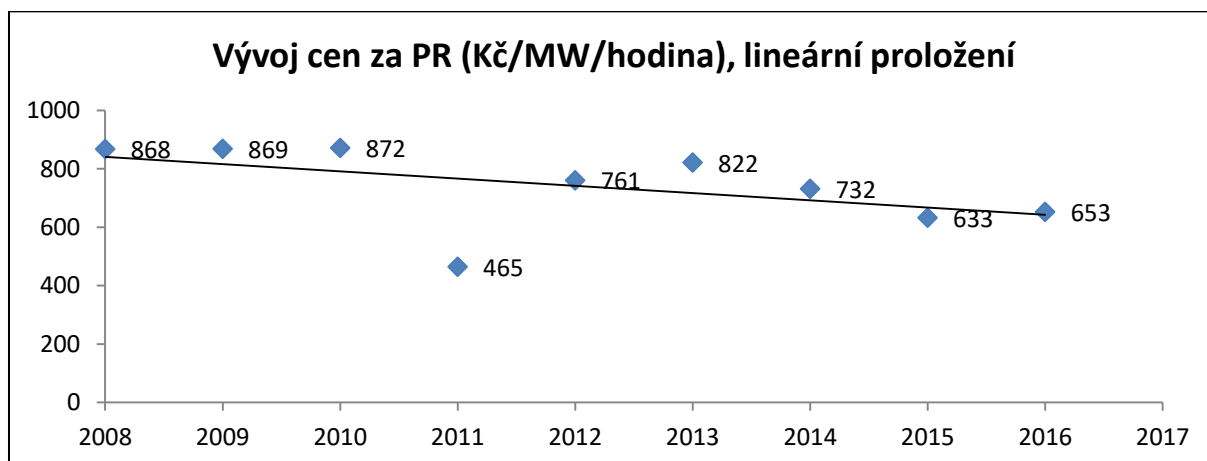
3.1.2 Scénáře a citlivostní analýza

Jak jsem zmiňoval, uvažuji 2 varianty na základě stanovené doby recovery time. Pro A: 2 hodiny, pro B: 30 minut. Obě jsem vyhodnotil pro 3 scénáře vývoje cen za poskytování PR a pro 3 na nich nezávislé scénáře vývoje cen za elektrickou energii na VDT. V tabulkové příloze je možnost volit kombinaci scénářů pro vzájemné porovnání. S ohledem na předpoklad, že pro delší období budeme uvažovat stejnou výši průměrné kladné i záporné odchylky a tedy výše celkové kladné a záporné energie se bude lišit jen díky účinnosti baterie, nehraje tato cena ve variantě A příliš významnou roli.

⁸ Ve výpočtech pracuji s přesným procentem (100/13). Zvolil jsem rovnoměrné odpisování.

U scénářů vycházím z předpokladu, že se ceny každý rok nemění lineárně ale o určitá procenta. Odhady jsem stanovoval s přihlédnutím k inflaci (kterou odhaduji na 2% po celých 13 let), částečně s přihlédnutím k vývojem cen za posledních 8 let a předpokládanému vlivu zvyšování podílu OZE.

3.1.2.1 Vývoj cen za poskytování služby primární regulace frekvence



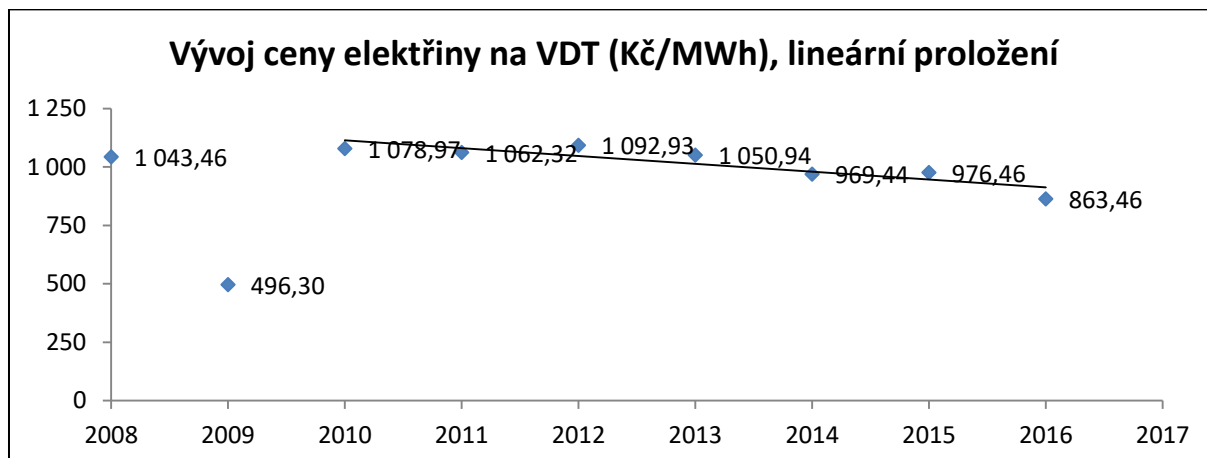
Graf 1: Vývoj cen za poskytování PR

Na základě takto krátkého období bychom mohli očekávat dlouhodobý pokles cen o zhruba 25 Kč ročně. Ten byl způsoben růstem nabídky, nicméně ho do budoucna nebudu očekávat. Místo toho budu po krátkou dobu uvažovat stagnaci, poté očekávám v základní variantě aspoň nárůst pokrývající inflaci. Jde samozřejmě o odhad značně nejistý a zvláště v posledních letech životnosti projektu jen orientační. V případě masového využívání BESS či jiného dnes nevyužívaného poskytovateli by se ceny samozřejmě měnili skokově.

Vývoj ceny za poskytování PR	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
základní	1%	1%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
příznivý	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
nepříznivý	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%

Tabulka 4: Vývoj cen za poskytování PR

3.1.2.2 Vývoj cen elektřiny na VDT



Graf 2: Vývoj cen elektřiny na VDT

Vývoj posledních let by mohl budit dojem dlouhodobě klesajících cen za elektřinu, nicméně při zvyšování podílu OZE elektráren lze naopak očekávat výrazné zdražení a z předběžných údajů lze usuzovat zdražení energie i na tento rok. Významnou roli bude mít zejména politika, kterou stát v následujících letech v energetice zvolí.

Nebudu-li předpokládat skokové změny, odhaduji relativně stabilní růst cen. Přesto budu očekávat, že relativní růst se bude pomalu zvyšovat, i v příznivé variantě (tj. variantě kde cena poroste nejpomaleji) aspoň s inflací. Přesná predikce je zde opět nemožná a naštěstí nehraje zásadní roli pro ekonomiku našeho projektu.

Vývoj ceny elektřiny na VDT	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
základní	3%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	5%	5%	5%	5%	5%
příznivý	1%	1%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%
nepříznivý	5%	5%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	7%	7%	7%	7%	7%

Tabulka 5: Vývoj ceny elektřiny na VDT

3.2 Výsledky jednotlivých variant a scénářů projektu

Podrobné tabulky s výpočty jsou uvedeny v elektronické příloze. V práci uvádím pro každou variantu a všechny kombinace scénářů graf kumulovaného CF, kumulovaného diskontovaného CF a 4 výše zmíněná kritéria: IRR, NPV, dobu návratnosti, diskontovanou dobu návratnosti.

Pro přehlednost a jednodušší zápis budu varianty a scénáře označovat zkratkami dle následující tabulky, oddělenými pomlčkami, například A-PR1-VDT1 označuje variantu A se scénářem základního vývoje ceny za poskytování PR a se scénářem základního vývoje ceny elektřiny na VDT.

Varianta/Scénář	Zkratka
Varianta A	A
Varianta B	B
Základní vývoj ceny za poskytování PR	PR1
Příznivý vývoj ceny za poskytování PR	PR2
Nepříznivý vývoj ceny za poskytování PR	PR3
Základní vývoj ceny elektřiny na VDT	VDT1
Příznivý vývoj ceny elektřiny na VDT	VDT2
Nepříznivý vývoj ceny elektřiny na VDT	VDT3

Tabulka 6: Zkratky používané ke specifikaci varianty a scénářů

Výsledky jednotlivých kombinací jsou z důvodu značného rozsahu uvedeny v přílohách.

3.3 Vyhodnocení ekonomického modelu

Scénář vývoje cen za PR	PR1			PR2			PR3		
Scénář vývoje ceny elektřiny na VDT	VDT1	VDT2	VDT3	VDT1	VDT2	VDT3	VDT1	VDT2	VDT3
Varianta A									
IRR	9,59%	9,61%	9,57%	10,99%	11,00%	10,97%	8,17%	8,18%	8,15%
NPV (mil Kč)	23,05	23,29	22,78	45,37	45,61	45,10	2,30	2,53	2,02
Doba návratnosti	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Diskontovaná doba návratnosti	12	12	12	11	11	11	13	13	13
Varianta B									
IRR	7,30%	7,60%	6,95%	8,86%	9,12%	8,55%	5,69%	6,02%	5,30%
NPV (mil Kč)	-9,69	-5,63	-14,39	12,63	16,69	7,93	-30,45	-26,39	-35,15
Doba návratnosti	9	9	9	8	8	9	10	9	10
Diskontovaná doba návratnosti	x	x	x	13	12	13	x	x	x

Tabulka 7: Vyhodnocení ekonomického modelu

Při porovnání jednotlivých výsledků se potvrdilo, že varianta A je pro investora lukrativnější a pro všechny možné scénáře splňuje požadavek na 8% zhodnocení investice. Při příznivých vývoji cen za poskytování PR a za elektřinu na VDT dosahuje IRR rovných 11%, bez započtení možných dotací či daňového štítu díky cizímu kapitálu. Vliv ceny za elektřinu na VDT je zde téměř zanedbatelný, neboť uvažujeme stejnou cenu při prodeji i nákupu. Aby však byla tato varianta umožněna, bylo by nutno zásadně změnit současná pravidla poskytování PR a nastavit dvouhodinový recovery time. Pro soustavu by bylo poměrně náročné tuto dobu pokrýt, proto není umožnění této varianty příliš pravděpodobné.

Ve variantě B je povolený recovery time půl hodiny, který by se dal v případě nalezení vhodné protistrany poskytující či odebírající energii k obnovení SOC zkrátit, a to až na 15 minut. Investorův požadavek sice splňuje jen při příznivém vývoji cen za PR, i přesto se rozhodně nedá hovořit o ztrátové investici. Umožnění této doby recovery time ČEPSem je navíc mnohem pravděpodobnější než doby u varianty A. S ohledem na skutečnost, že IRR nejhorší varianty vychází sympatických 5,3 % a doba návratnosti 10 let, jde stále o poměrně zajímavou investici.

Pro skutečné rozhodování by samozřejmě bylo potřeba lépe upřesnit detaily ohledně ceny baterie a všech nezbytných komponent, vyřešit konkrétní umístění a problémy s ním spojené. Dále by bylo třeba provést podrobné analýzy o deviacích frekvence v síti a o možnostech najít vhodné obchodní partnery pro rychlé vyrovnávání SOC. Na základě těchto analýz by bylo vhodné nastavit efektivnější strategii dobíjení, jak časově, tak finančně.

Dalším aspektem, ke kterému bych v rozhodování doporučil přihlédnout, je všeobecný předpoklad, že baterie čeká v blízké době neustálé zlepšování vlastností a snižování ceny. Načasování projektu tak bude klíčové.

Závěr

Cílem práce bylo nalezení vhodných akumulačních zařízení pro poskytování podpůrných služeb se zaměřením zejména na primární regulaci frekvence a jejich technicko-ekonomické vyhodnocení. Po shrnutí podmínek kladených provozovatelem přenosové soustavy na poskytovatele podpůrných služeb v ČR jsem, na základě současného stavu problematiky v zahraniční literatuře a s přihlédnutím k již existujícím projektům, určil jako nejvhodnější zařízení bateriový systém využívající Li-ionové baterie, který se pro poskytování regulace frekvence v mnoha zemích již používá. Přesto, že v nedávné době vzniklo i několik projektů využívajících rotační setrvačnický, pro jejich malou kapacitu jsem s nimi nepočítal.

Po vzoru Německa a Dánska jsem navrhl změny v české legislativě a v kodexu přenosové soustavy, které by umožnily bateriovému systému službu poskytovat. Konkrétně jsem definoval dobu, po kterou musí baterie výkon kontinuálně dodávat na 15 minut (za tuto dobu počítám s plným převzetím problému sekundární regulací) a následný recovery time, během kterého se baterie nastaví zpět na výchozí SOC (50%). Délku tohoto času jsme uvažoval ve dvou variantách. V první variantě 2 hodiny, což umožňuje vlastníku baterie operovat na vnitrodenním trhu, zatímco ve druhé, pro soustavu přijatelnější variantě, je tento čas stanoven maximálně na půl hodiny. Poskytovatel tak potřebuje na trhu s elektřinou najít vhodnou protistranu schopnou a ochotnou zajistit oboustranně prospěšnou bilaterální dohodu. Ve výpočtu jsem neuvažoval variantu dobíjení během poskytování, neboť by byla technicky náročnější a baterie by nemohla během dobíjení poskytovat celý instalovaný výkon.

Podle mých výsledků se vnitřní výnosové procento projektu pohybuje při předpokládaných scénářích mezi 5,3% a 11%, projekt proto považuji za výnosný. Je navíc ohleduplný k životnímu prostředí a dle mého názoru existuje velká šance, že by byl státem dotovaný. Proto ho doporučuji případným investorům.

V rámci přípravy konkrétního projektu bude samozřejmě nutné provést důkladný průzkum aktuálního stavu vývoje na trhu bateriových systémů se všemi příslušnými komponenty, sestavit kvalitní strategii dobíjení, založenou na podrobných analýzách výchylek v přenosové soustavě a situace na trhu s elektřinou včetně přesnějších předpokladů jeho vývoje.

Zdroje

- [1] zákon č. 458/2000 Sb. v platném znění. 2016.
- [2] SALAVEC, Jiří. Trh s elektřinou [online]. [cit. 2017-05-11]. Dostupné z: <http://oenergetice.cz/elektrina/trh-s-elektrinou/trh-s-elektrinou/>. 2015.
- [3] *Webové stránky české společnosti pro větrnou energii* [online]. [cit. 2017-05-13]. Dostupné z: <http://www.csve.cz/clanky/energeticky-mix-cr/485>.
- [4] ČEPS. Kodex PS: Část II. Podpůrné služby. [online]. Dostupné z: https://www.ceps.cz/CZE/Media/Tiskove-zpravy/Documents/ČástII_16_fin.pdf. 2016.
- [5] zákon č. 80/2010 Sb. v platném znění. 2010, s. 946–957.
- [6] *Webové stránky společnosti ČEPS* [online]. [cit. 2017-05-13]. Dostupné z: https://www.ceps.cz/CZE/Data/Jak-seobstaravaji-PpS/Documents/2016/PR_2016_cely.JPG.
- [7] Provozovatelé distribučních soustav. Pravidla provozování distribučních soustav příloha 7 [online]. Dostupné z: <https://www.eon-distribuce.cz/dokumenty-ke-stazeni/elektrina-2/predpisy/pravidla-provozovani-distribucni-soustavy/priloha-7-k-ppds-2016-pravidl>. 2011.
- [8] IEC. Executive summary. *Electrical Energy Storage White Paper* [online]. 2009, roč. 39. ISSN 01466453. Dostupné z: doi:10.1016/j.icrp.2009.12.007
- [9] ENIPEDIA. Electricity Storage. *Enipedia TU Delft* [online]. 2015, č. June. Dostupné z: doi:10.1007/978-88-470-1998-0_8
- [10] MAREŠ, Jan, Vladislav POULEK. Akumulace elektrické energie [online]. [cit. 2017-05-11]. Dostupné z: <http://www.odbornecasopisy.cz/elektro/casopis/tema/akumulace-elektricke-energie--9696>. 2011.
- [11] LAZAREWICZ, M.L. a J.a. ARSENAUX. Status of pilot projects using flywheels for frequency regulation. *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting* [online]. 2006, roč. 1887, s. 1–4. Dostupné z: doi:10.1109/PES.2006.1709512
- [12] AWADALLAH, M A a B VENKATESH. *Energy Storage in Flywheels: An Overview* [online]. 2015. ISBN 0840-8688 VO - 38. Dostupné z: doi:10.1109/CJECE.2015.2420995
- [13] MOLEK, Tomáš. Výkon baterií pro regulaci frekvence v Německu prudce roste. [online]. [cit. 2017-05-11]. Dostupné z: <http://oenergetice.cz/elektrina/akumulace-energie/vykon-baterii-pro-regulaci-frekvence-v-nemecku-prudce-roste/>. 2015.
- [14] BUDÍN, Jan. STEAG nainstaluje 90 MW baterií pro regulaci frekvence v síti. [online]. [cit. 2017-05-11]. Dostupné z: <http://oenergetice.cz/elektrina/akumulace-energie/steag-nainstaluje-90-mw-baterii-pro-regulaci-frekvence-v-siti/>. 2015.
- [15] BUDÍN, Jan. Německý STEAG uzavírá 2,5 GW uhelných bloků a pokračuje ve spouštění baterií. [online]. [cit. 2017-05-11]. Dostupné z: <http://oenergetice.cz/nemecko/nemecky-steag>

- uzavira-25-gw-uhelných-bloku-pokracuje-ve-spousteni-baterii/. 2016.
- [16] BRÄUTIGAM, Anne. Batteries for Stationary Energy Storage in Germany: Market Status & Outlook. *Intersolar* [online]. 2016. Dostupné z: <https://www.gtai.de/GTAI/Content/EN/Meta/Events/Invest/2016/Reviews/Renewables/intersolar-2016-presentation-anne-braeutigam.pdf?v=2>
- [17] LU, Dan a Student MEMBER. Long-term Planning with Battery-based Energy Storage Transportation in Power System [online]. 2017, s. 227–232. Dostupné z: doi:10.1109/GreenTech.2017.53
- [18] *Aldebaran* 26/2014 [online]. [cit. 2017-05-13]. Dostupné z: http://www.aldebaran.cz/bulletin/2014_26_jyr.php
- [19] MCDOWALL, J. Understanding lithium-ion technology. *Battcon, Marco Island, FL* [online]. 2008, s. 1–10. Dostupné z: http://www.battcon.com/PapersFinal2008/McDowallPaper2008PROOF_9.pdf
- [20] NITTA, Naoki, Feixiang WU, Jung Tae LEE a Gleb YUSHIN. Li-ion battery materials: Present and future. *Materials Today* [online]. 2015, roč. 18, č. 5, s. 252–264. ISSN 18734103. Dostupné z: doi:10.1016/j.mattod.2014.10.040
- [21] STROE, D. I., V. KNAP, M. SWIERCZYNSKI, A. STAN a R. TEODORESCU. Operation of Grid-Connected Lithium-Ion Battery Energy Storage System for Primary Frequency Regulation: A Battery Lifetime Perspective. *IEEE Transactions on Industry Applications* [online]. 2016, roč. PP, č. 99, s. 430–438. ISSN 0093-9994. Dostupné z: doi:10.1109/TIA.2016.2616319
- [22] BLOMGREN, George E. The Development and Future of Lithium Ion Batteries. *Journal of The Electrochemical Society* [online]. 2017, roč. 164, č. 1, s. A5019–A5025. ISSN 0013-4651. Dostupné z: doi:10.1149/2.0251701jes
- [23] HOLLINGER, Raphael, Luis M DIAZGRANADOS, Christof WITTEWER a Bernd ENGEL. Optimal Provision of Primary Frequency Control with Battery Systems by Exploiting All Degrees of Freedom within Regulation. *Energy Procedia* [online]. 2016, roč. 99, č. March, s. 204–214. ISSN 18766102. Dostupné z: doi:10.1016/j.egypro.2016.10.111
- [24] THORBERGSSON, Egill, Vaclav KNAP, Maciej SWIERCZYNSKI, Daniel STROE a Remus TEODORESCU. Primary Frequency Regulation with Li-Ion Battery Based Energy Storage System - Evaluation and Comparison of Different Control Strategies. *Telecommunications Energy Conference „Smart Power and Efficiency” (INTELEC), Proceedings of 2013 35th International*. 2013, č. October, s. 1–6.
- [25] *cenové rozhodnutí ERÚ 7/2016*
- [26] *Webová stránka společnosti AES. Choose Storage* [online]. [cit. 2017-05-11]. Dostupné z: <http://aesenergystorage.com/choosestorage/index.php>

Seznam obrázků

OBRÁZEK 1: ENERGETICKÝ MIX ČR v % PRO ROK 2015 (PŘEVZATO Z [3])	15
OBRÁZEK 2: POSKYTOVATELÉ PRIMÁRNÍ REGULACE PRO ROK 2016 (PŘEVZATO Z [6]; UPRAVENO)	19
OBRÁZEK 3: STRUKTURA JEDNOHO ČLÁNKU LI-ION BATERIE (PŘEVZATO Z [18])	26
OBRÁZEK 4: PRINCIP LI-IONOVÝCH BATERÍ (PŘEVZATO Z [18])	27
OBRÁZEK 5: STRATEGIE A (PŘEVZATO Z [21])	29
OBRÁZEK 6: STRATEGIE B (PŘEVZATO Z [18])	30
OBRÁZEK 7: STRATEGIE C (PŘEVZATO Z [18])	31

Seznam tabulek

TABULKA 1: ROZDĚLENÍ REGULAČNÍCH ZÁLOH A ENERGIÍ (PŘEVZATO Z [4])	17
TABULKA 2: ZHODNOCENÍ JEDNOTLIVÝCH STRATEGIÍ POSKYTOVÁNÍ PRIMÁRNÍ REGULACE FREKVENCE BESS (PŘEVZATO Z [18])	32
TABULKA 3: VSTUPNÍ DATA	35
TABULKA 4: VÝVOJ CEN ZA POSKYTOVÁNÍ PR.....	37
TABULKA 5: VÝVOJ CENY ELEKTRINY NA VDT	38
TABULKA 6: ZKRATKY POUŽÍVANÉ KE SPECIFIKACI VARIANTY A SCÉNÁŘŮ	39
TABULKA 25: VYHODNOCENÍ EKONOMICKÉHO MODELU	40
TABULKA 26: A-PR1-VDT1	50
TABULKA 27: A-PR1-VDT2	51
TABULKA 28: A-PR1-VDT3	52
TABULKA 29: A-PR2-VDT1	53
TABULKA 30: A-PR2-VDT2	54
TABULKA 31: A-PR2-VDT3	55
TABULKA 32: A-PR3-VDT1	56
TABULKA 33: A-PR3-VDT2	57
TABULKA 34: A-PR3-VDT3	58
TABULKA 35: B-PR1-VDT1	59
TABULKA 36: B-PR1-VDT2	60
TABULKA 37: B-PR1-VDT3	61
TABULKA 38: B-PR2-VDT1	62
TABULKA 39: B-PR2-VDT2	63
TABULKA 40: B-PR2-VDT3	64
TABULKA 41: B-PR3-VDT1	65
TABULKA 42: B-PR3-VDT2	66
TABULKA 43: B-PR3-VDT3	67

Seznam grafů

GRAF 1: VÝVOJ CEN ZA POSKYTOVÁNÍ PR	37
GRAF 2: VÝVOJ CEN ELEKTRINY NA VDT	38
GRAF 39: A-PR1-VDT1 KUMULOVANÝ CF	50
GRAF 40: A-PR1-VDT1: KUMULOVANÝ DISKONTOVANÝ CF	50
GRAF 41: A-PR1-VDT2 KUMULOVANÝ CF	51
GRAF 42: A-PR1-VDT2: KUMULOVANÝ DISKONTOVANÝ CF	51
GRAF 43: A-PR1-VDT3 KUMULOVANÝ CF	52
GRAF 44: A-PR1-VDT3: KUMULOVANÝ DISKONTOVANÝ CF	52
GRAF 45: A-PR2-VDT1 KUMULOVANÝ CF	53
GRAF 46: A-PR2-VDT1: KUMULOVANÝ DISKONTOVANÝ CF	53
GRAF 47: A-PR2-VDT2 KUMULOVANÝ CF	54
GRAF 48: A-PR2-VDT2: KUMULOVANÝ DISKONTOVANÝ CF	54
GRAF 49: A-PR2-VDT3 KUMULOVANÝ CF	55
GRAF 50: A-PR2-VDT3: KUMULOVANÝ DISKONTOVANÝ CF	55
GRAF 51: A-PR3-VDT1 KUMULOVANÝ CF	56
GRAF 52: A-PR3-VDT1: KUMULOVANÝ DISKONTOVANÝ CF	56
GRAF 53: A-PR3-VDT2 KUMULOVANÝ CF	57
GRAF 54: A-PR3-VDT2: KUMULOVANÝ DISKONTOVANÝ CF	57
GRAF 55: A-PR3-VDT3 KUMULOVANÝ CF	58
GRAF 56: A-PR3-VDT3: KUMULOVANÝ DISKONTOVANÝ CF	58
GRAF 57: B-PR1-VDT1 KUMULOVANÝ CF	59
GRAF 58: B-PR1-VDT1: KUMULOVANÝ DISKONTOVANÝ CF	59
GRAF 59: B-PR1-VDT2 KUMULOVANÝ CF	60
GRAF 60: B-PR1-VDT2: KUMULOVANÝ DISKONTOVANÝ CF	60
GRAF 61: B-PR1-VDT3 KUMULOVANÝ CF	61
GRAF 62: B-PR1-VDT3: KUMULOVANÝ DISKONTOVANÝ CF	61
GRAF 63: B-PR2-VDT1 KUMULOVANÝ CF	62
GRAF 64: B-PR2-VDT1: KUMULOVANÝ DISKONTOVANÝ CF	62
GRAF 65: B-PR2-VDT2 KUMULOVANÝ CF	63
GRAF 66: B-PR2-VDT2: KUMULOVANÝ DISKONTOVANÝ CF	63
GRAF 67: B-PR2-VDT3 KUMULOVANÝ CF	64
GRAF 68: B-PR2-VDT3: KUMULOVANÝ DISKONTOVANÝ CF	64
GRAF 69: B-PR3-VDT1 KUMULOVANÝ CF	65
GRAF 70: B-PR3-VDT1: KUMULOVANÝ DISKONTOVANÝ CF	65
GRAF 71: B-PR3-VDT2 KUMULOVANÝ CF	66

GRAF 72: B-PR3-VDT2: KUMULOVANÝ DISKONTOVANÝ CF	66
GRAF 73: B-PR3-VDT3 KUMULOVANÝ CF	67
GRAF 74: B-PR3-VDT3: KUMULOVANÝ DISKONTOVANÝ CF	67

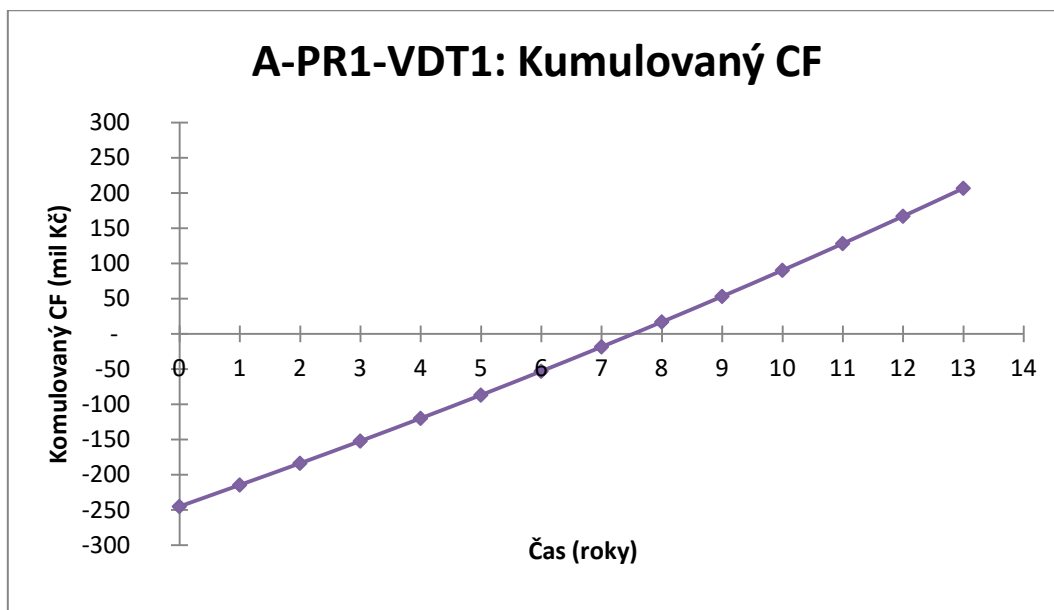
Přílohy

Příloha 1:	A-PR1-VDT1	50
Příloha 2:	A-PR1-VDT2	51
Příloha 3:	A-PR1-VDT3	52
Příloha 4:	A-PR2-VDT1	53
Příloha 5:	A-PR2-VDT2	54
Příloha 6:	A-PR2-VDT3	55
Příloha 7:	A-PR3-VDT1	56
Příloha 8:	A-PR3-VDT2	57
Příloha 9:	A-PR3-VDT3	58
Příloha 10:	B-PR1-VDT1	59
Příloha 11:	B-PR1-VDT2	60
Příloha 12:	B-PR1-VDT3	61
Příloha 13:	B-PR2-VDT1	62
Příloha 14:	B-PR2-VDT2	63
Příloha 15:	B-PR2-VDT3	64
Příloha 16:	B-PR3-VDT1	65
Příloha 17:	B: PR3-VDT2.....	66
Příloha 18:	B: PR3-VDT3.....	67

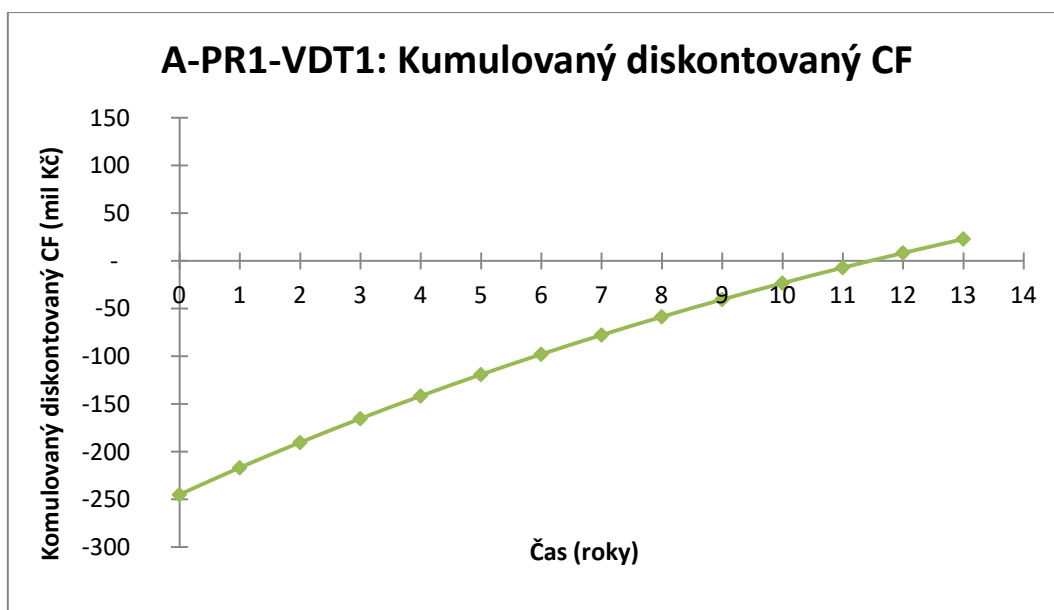
Příloha 1: A-PR1-VDT1

A-PR1-VDT1	
IRR	9,6%
NPV (mil Kč)	23,05
Doba návratnosti	8
Diskontovaná doba návratnosti	12

Tabulka 8: A-PR1-VDT1



Graf 3: A-PR1-VDT1 Kumulovaný CF

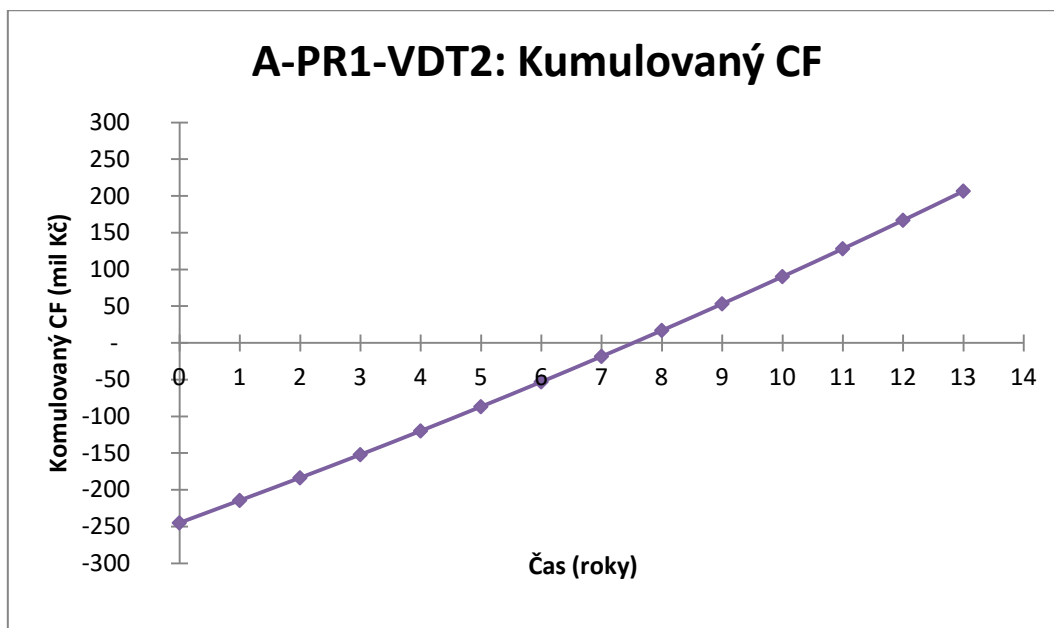


Graf 4: A-PR1-VDT1: Kumulovaný diskontovaný CF

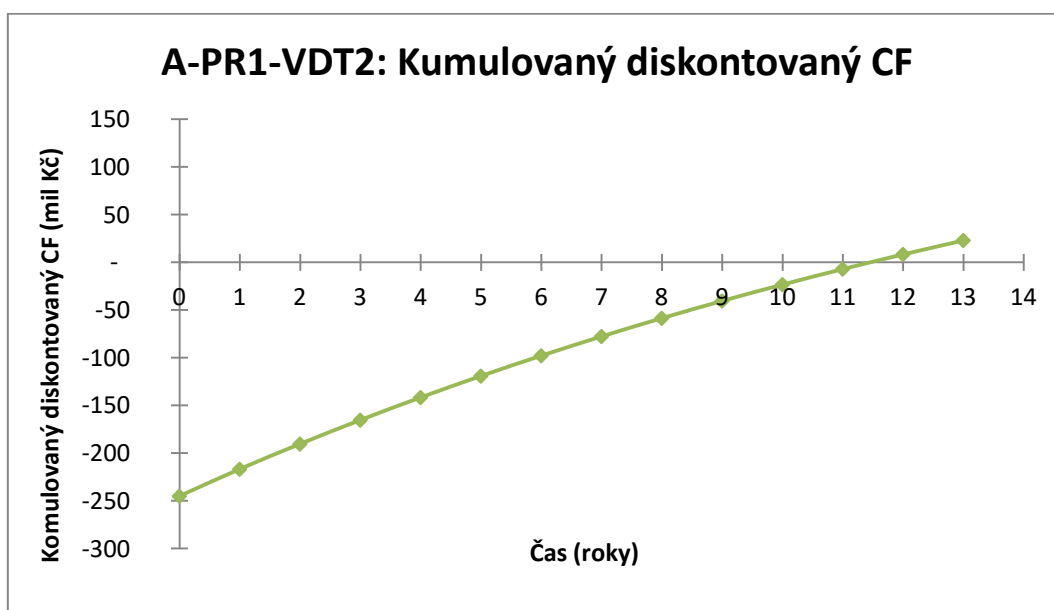
Příloha 2: A-PR1-VDT2

A-PR1-VDT2	
IRR	9,6%
NPV (mil Kč)	23,29
Doba návratnosti	8
Diskontovaná doba návratnosti	12

Tabulka 9: A-PR1-VDT2



Graf 5: A-PR1-VDT2 Kumulovaný CF

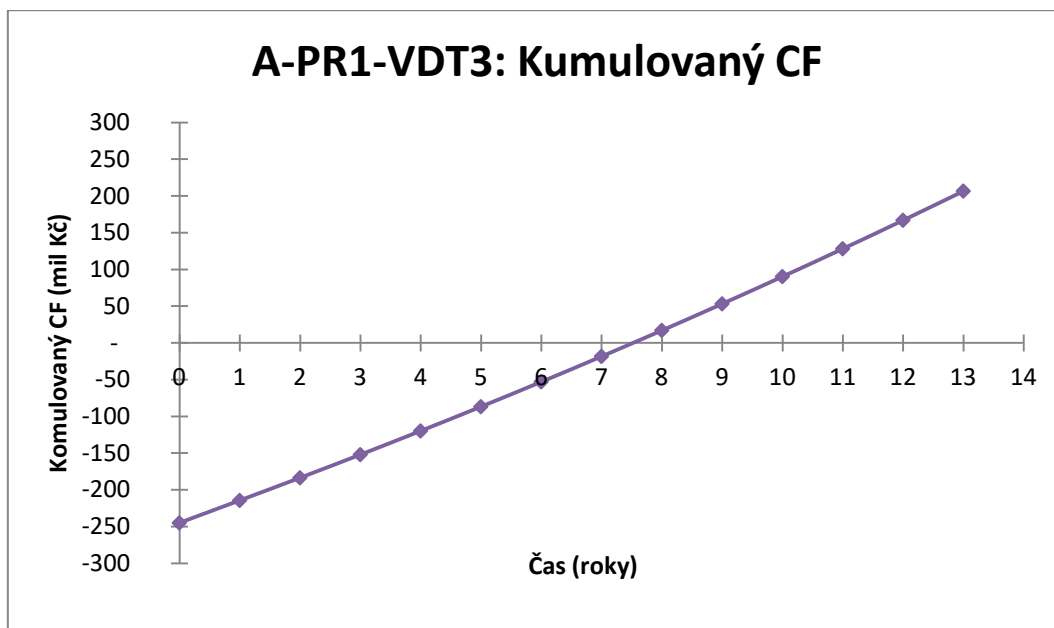


Graf 6: A-PR1-VDT2: Kumulovaný diskontovaný CF

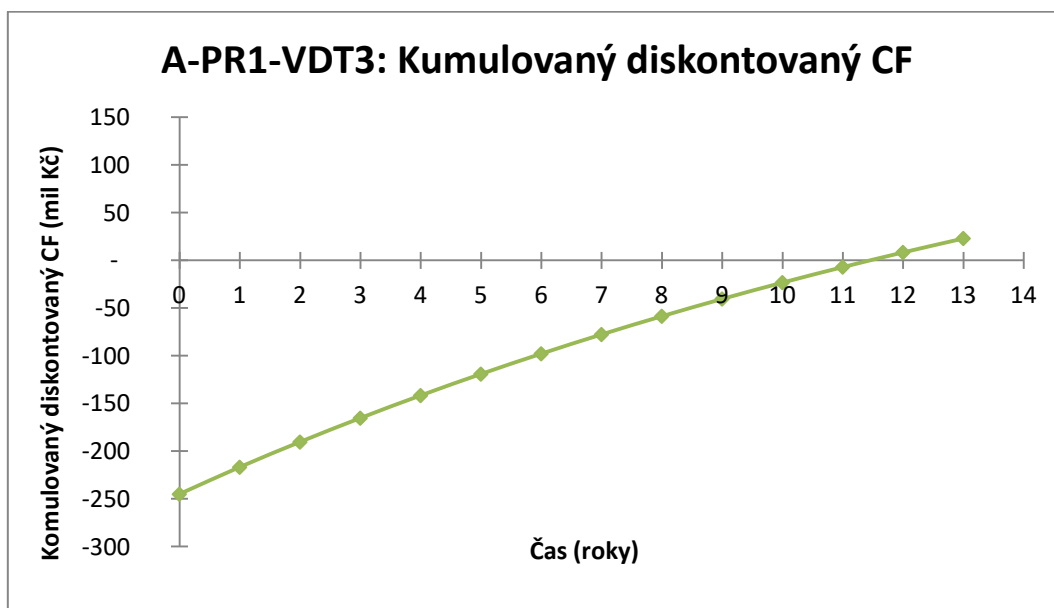
Příloha 3: A-PR1-VDT3

A-PR1-VDT3	
IRR	9,6%
NPV (mil Kč)	22,78
Doba návratnosti	8
Diskontovaná doba návratnosti	12

Tabulka 10: A-PR1-VDT3



Graf 7: A-PR1-VDT3 Kumulovaný CF

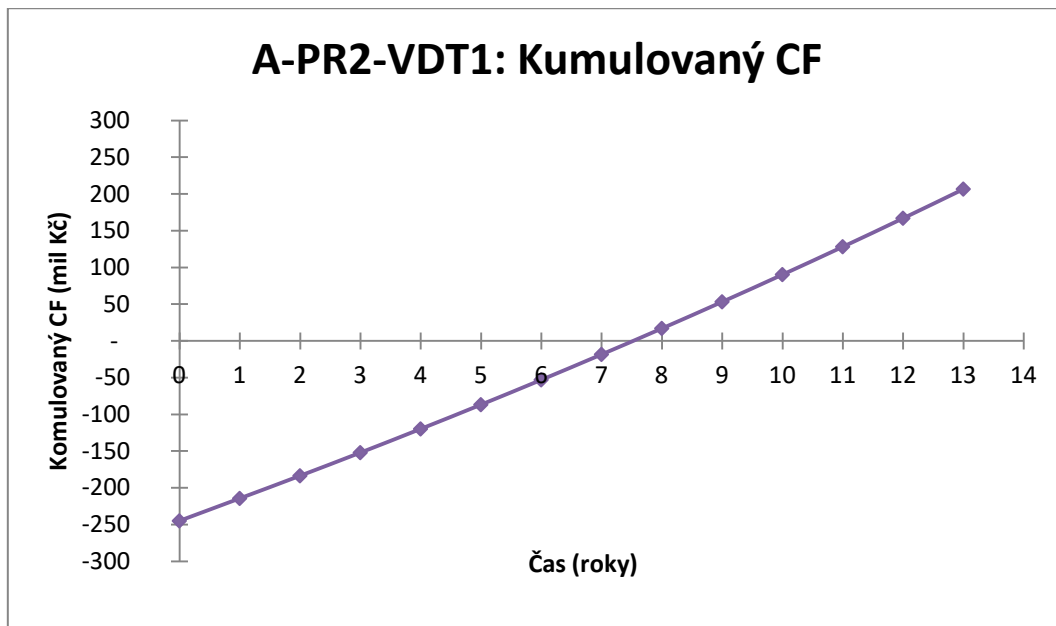


Graf 8: A-PR1-VDT3: Kumulovaný diskontovaný CF

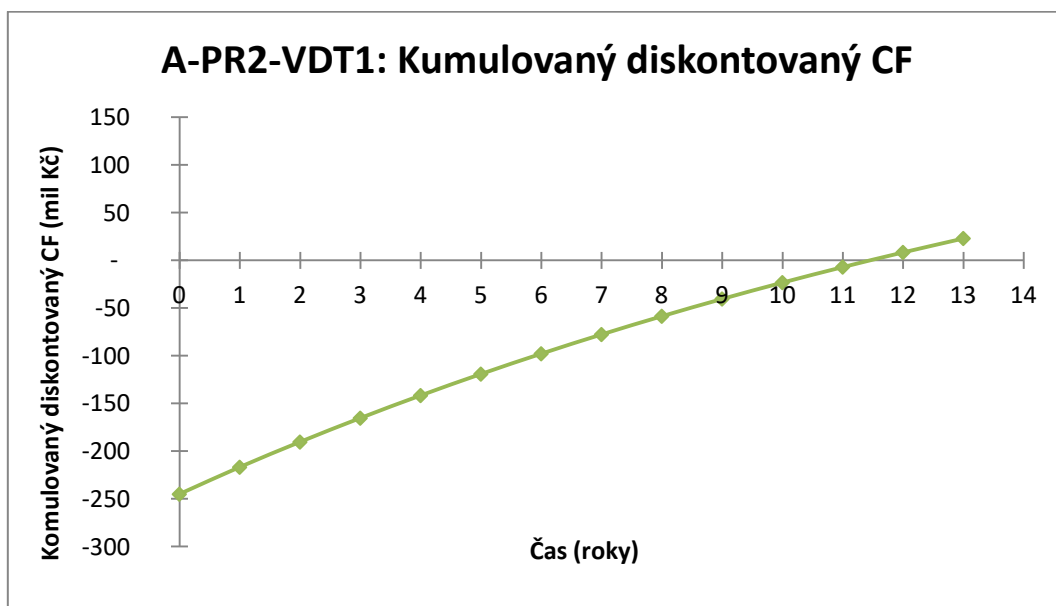
Příloha 4: A-PR2-VDT1

A-PR2-VDT1	
IRR	11,0%
NPV (mil Kč)	45,37
Doba návratnosti	8
Diskontovaná doba návratnosti	11

Tabulka 11: A-PR2-VDT1



Graf 9: A-PR2-VDT1 Kumulovaný CF

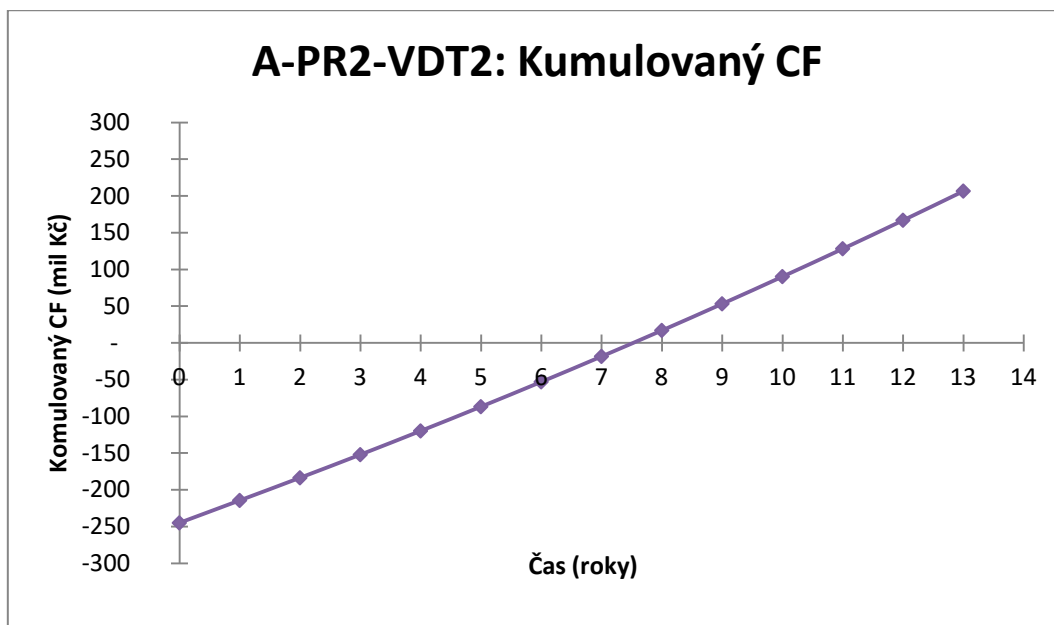


Graf 10: A-PR2-VDT1: Kumulovaný diskontovaný CF

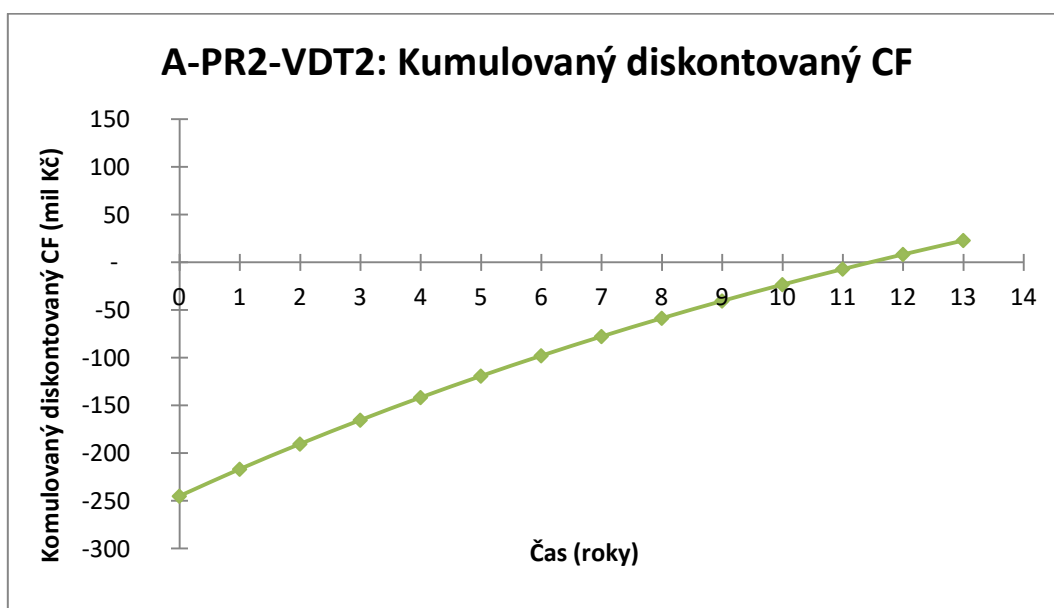
Příloha 5: A-PR2-VDT2

A-PR2-VDT2	
IRR	11,0%
NPV (mil Kč)	45,61
Doba návratnosti	8
Diskontovaná doba návratnosti	11

Tabulka 12: A-PR2-VDT2



Graf 11: A-PR2-VDT2 Kumulovaný CF

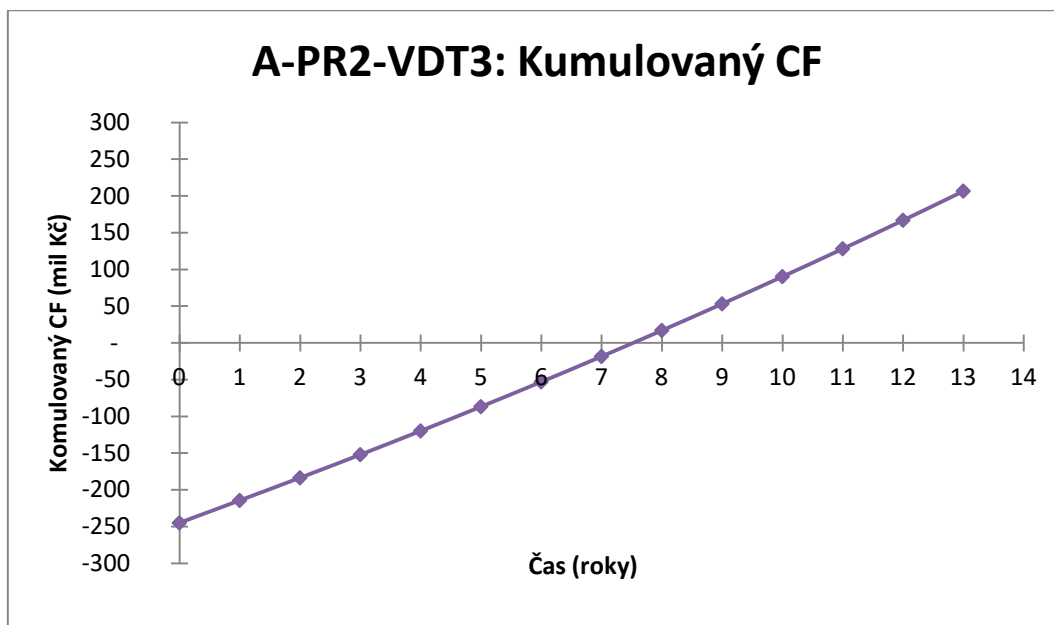


Graf 12: A-PR2-VDT2: Kumulovaný diskontovaný CF

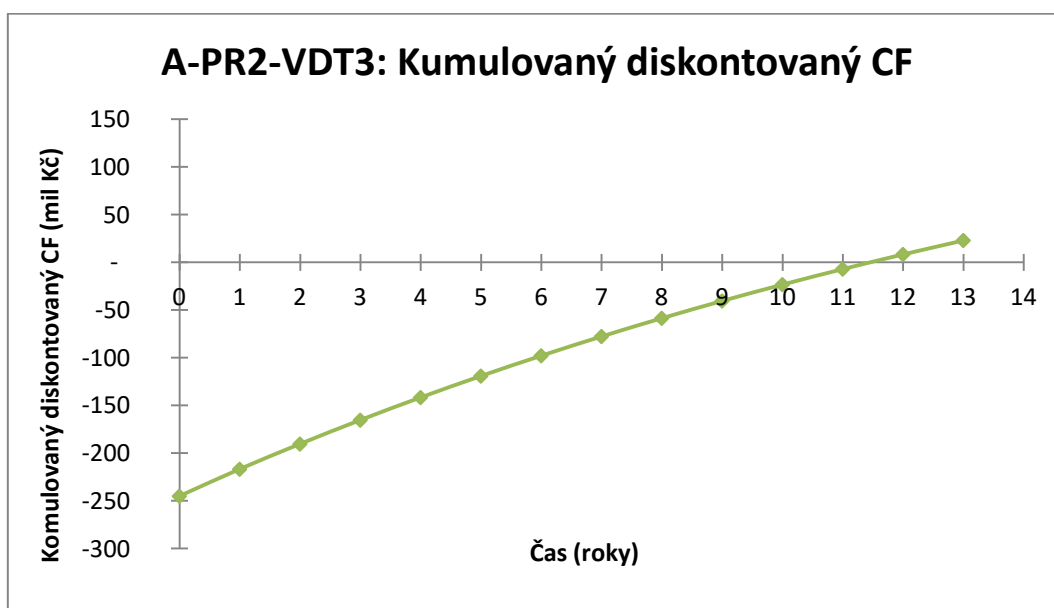
Příloha 6: A-PR2-VDT3

A-PR2-VDT3	
IRR	11,0%
NPV (mil Kč)	45,10
Doba návratnosti	8
Diskontovaná doba návratnosti	11

Tabulka 13: A-PR2-VDT3



Graf 13: A-PR2-VDT3 Kumulovaný CF

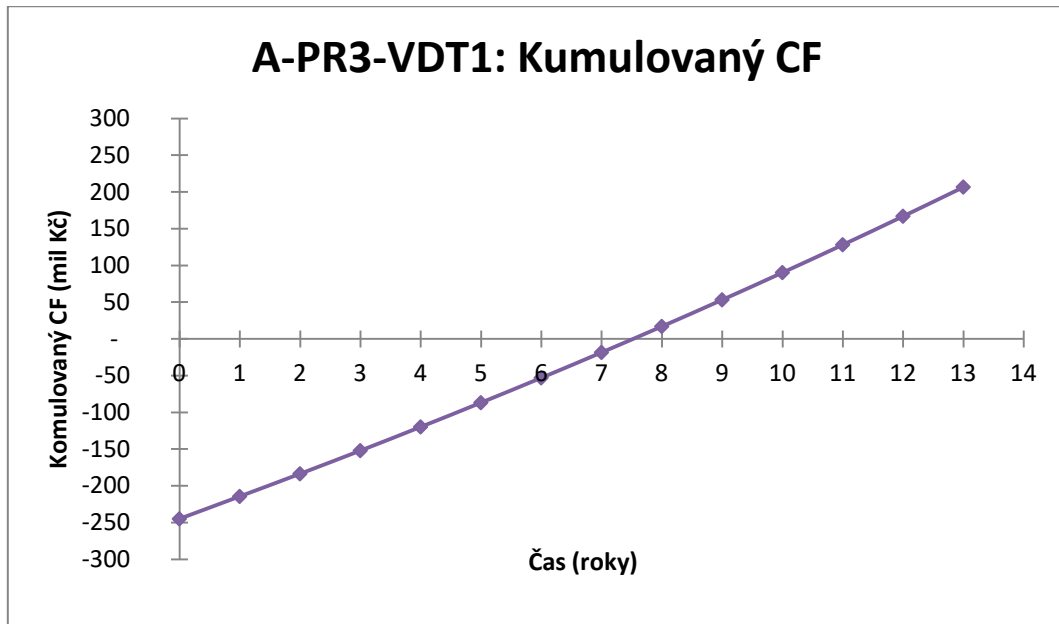


Graf 14: A-PR2-VDT3: Kumulovaný diskontovaný CF

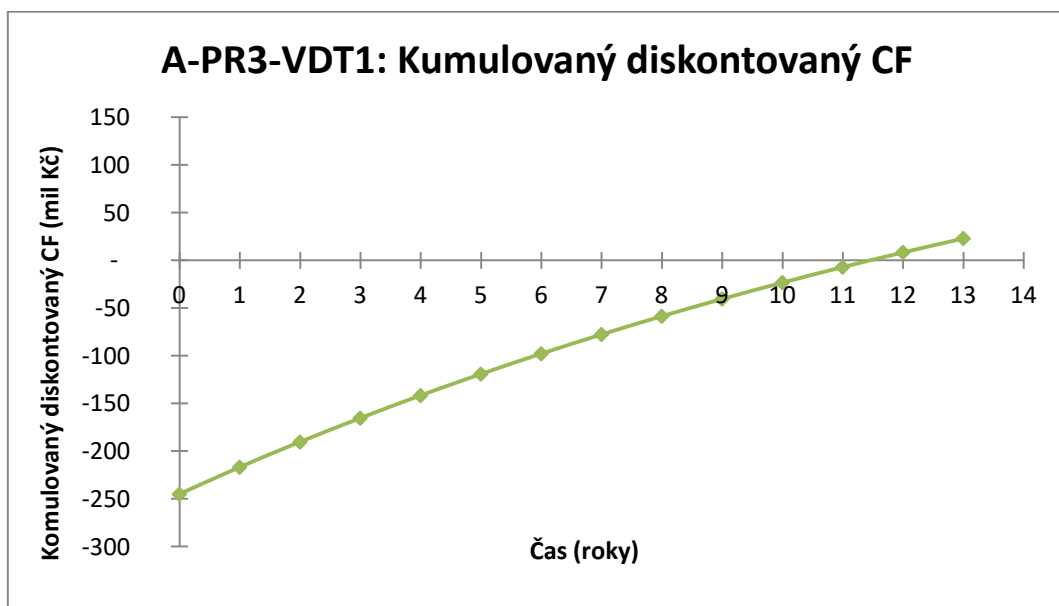
Příloha 7: A-PR3-VDT1

A-PR3-VDT1	
IRR	8,2%
NPV (mil Kč)	2,30
Doba návratnosti	8
Diskontovaná doba návratnosti	13

Tabulka 14: A-PR3-VDT1



Graf 15: A-PR3-VDT1 Kumulovaný CF

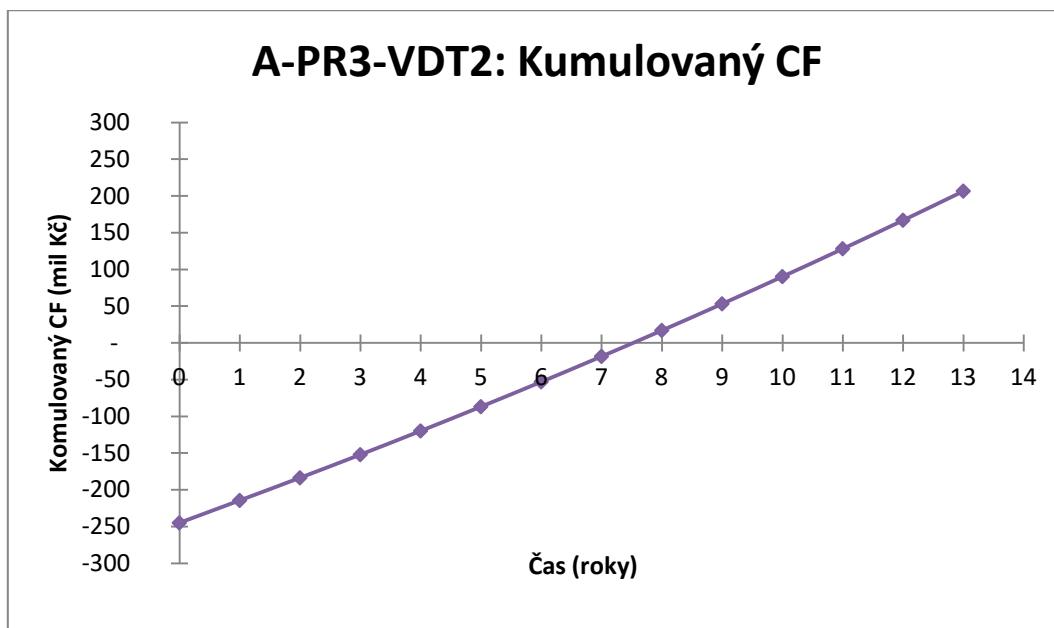


Graf 16: A-PR3-VDT1: Kumulovaný diskontovaný CF

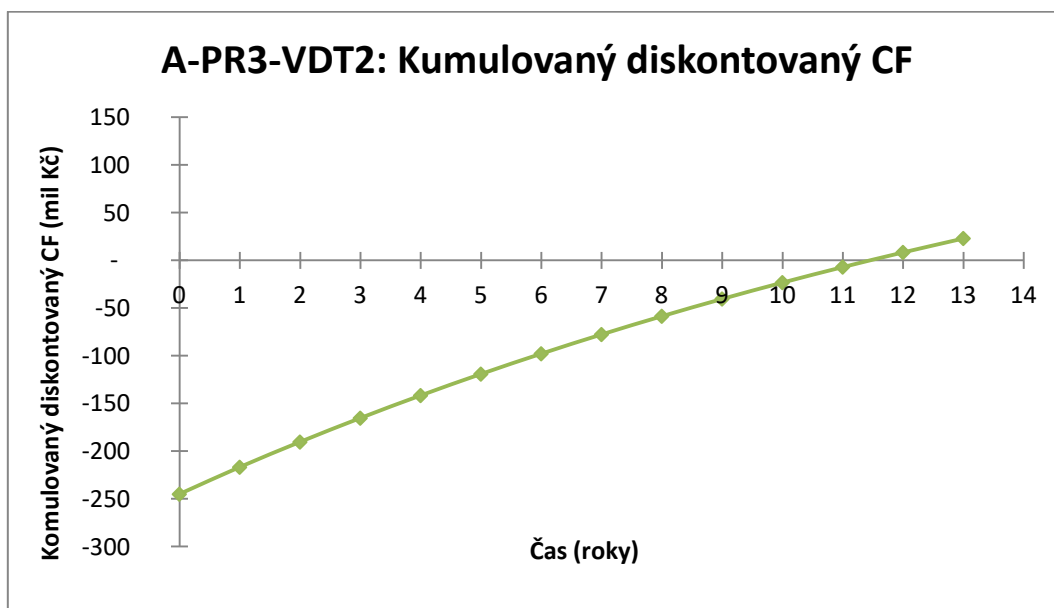
Příloha 8: A-PR3-VDT2

A-PR3-VDT2	
IRR	8,2%
NPV (mil Kč)	2,53
Doba návratnosti	8
Diskontovaná doba návratnosti	13

Tabulka 15: A-PR3-VDT2



Graf 17: A-PR3-VDT2 Kumulovaný CF

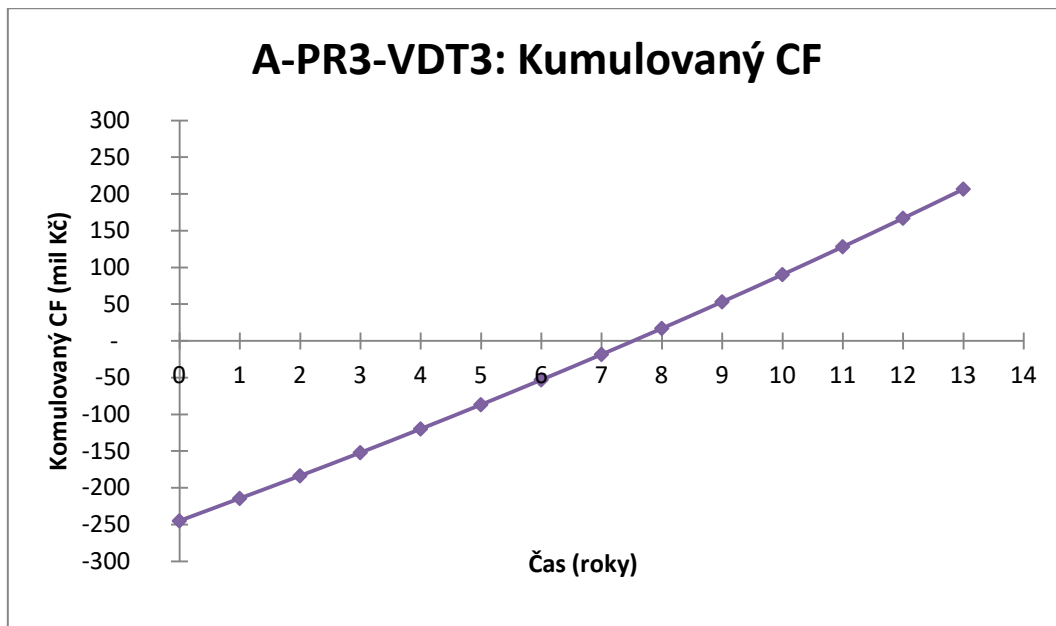


Graf 18: A-PR3-VDT2: Kumulovaný diskontovaný CF

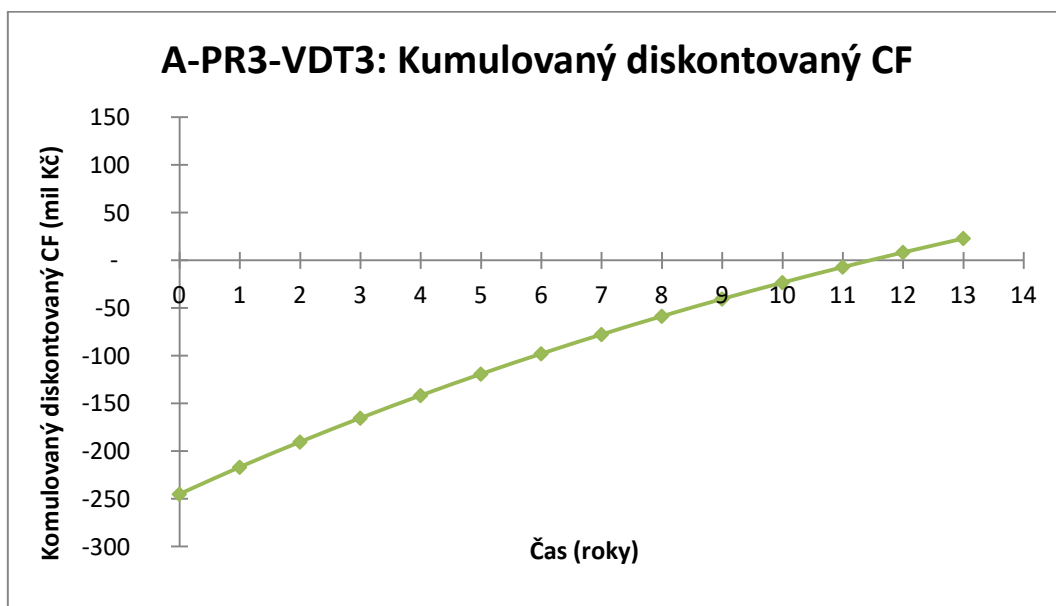
Příloha 9: A-PR3-VDT3

A-PR3-VDT3	
IRR	8,1%
NPV (mil Kč)	2,02
Doba návratnosti	8
Diskontovaná doba návratnosti	13

Tabulka 16: A-PR3-VDT3



Graf 19: A-PR3-VDT3 Kumulovaný CF

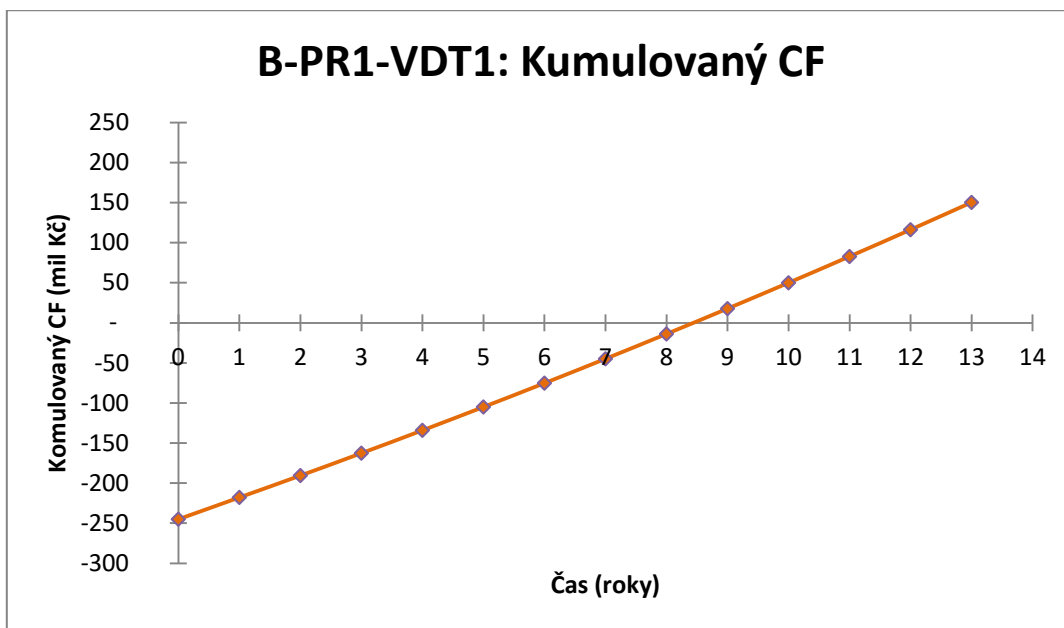


Graf 20: A-PR3-VDT3: Kumulovaný diskontovaný CF

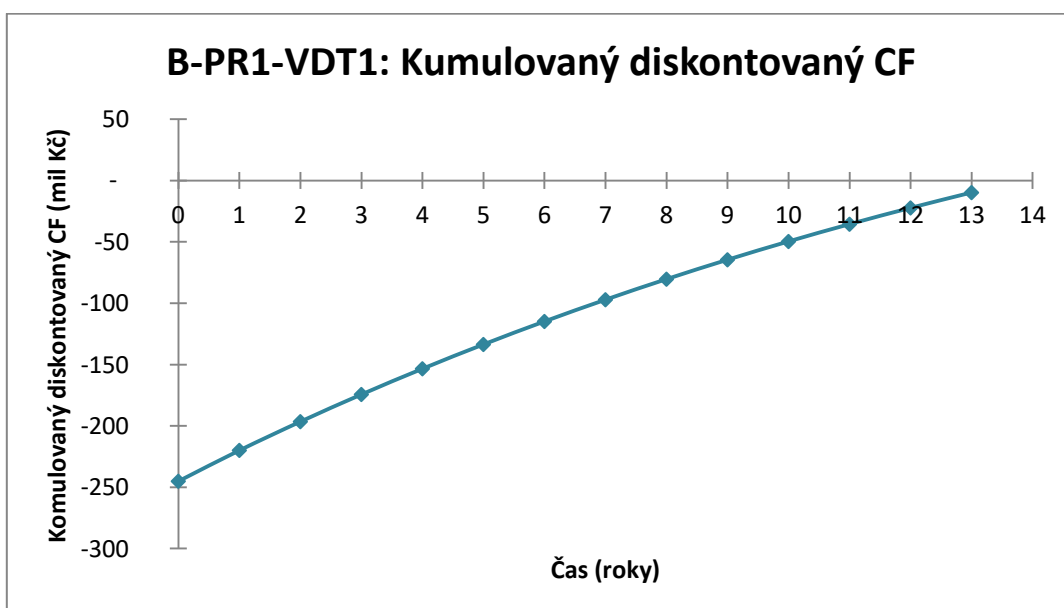
Příloha 10: B-PR1-VDT1

B-PR1-VDT1	
IRR	7,3%
NPV (mil Kč)	-9,69
Doba návratnosti	9
Diskontovaná doba návratnosti	x

Tabulka 17: B-PR1-VDT1



Graf 21: B-PR1-VDT1 Kumulovaný CF

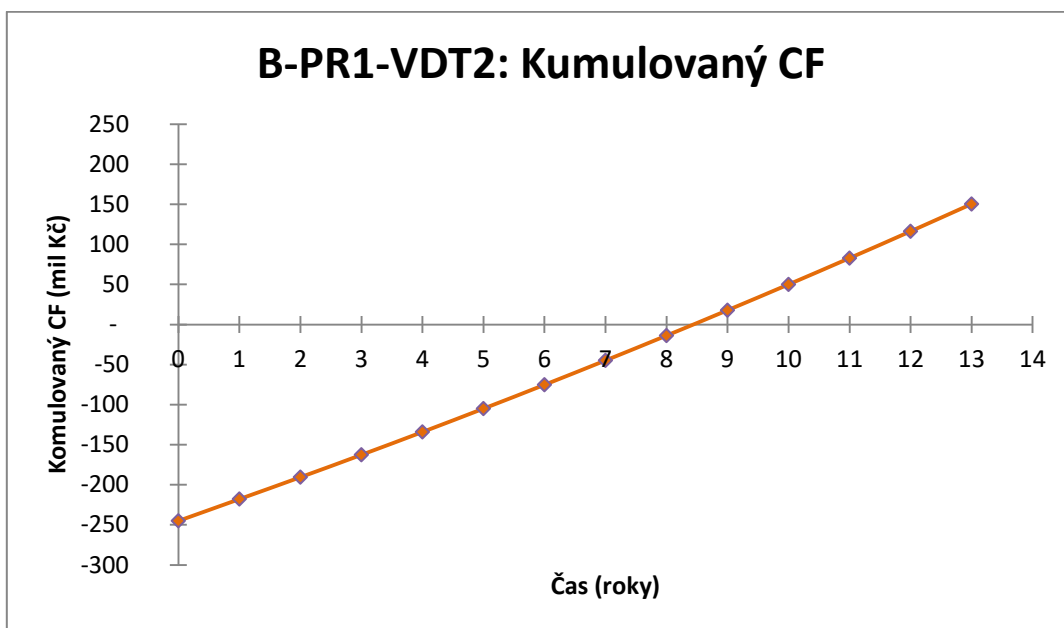


Graf 22: B-PR1-VDT1: Kumulovaný diskontovaný CF

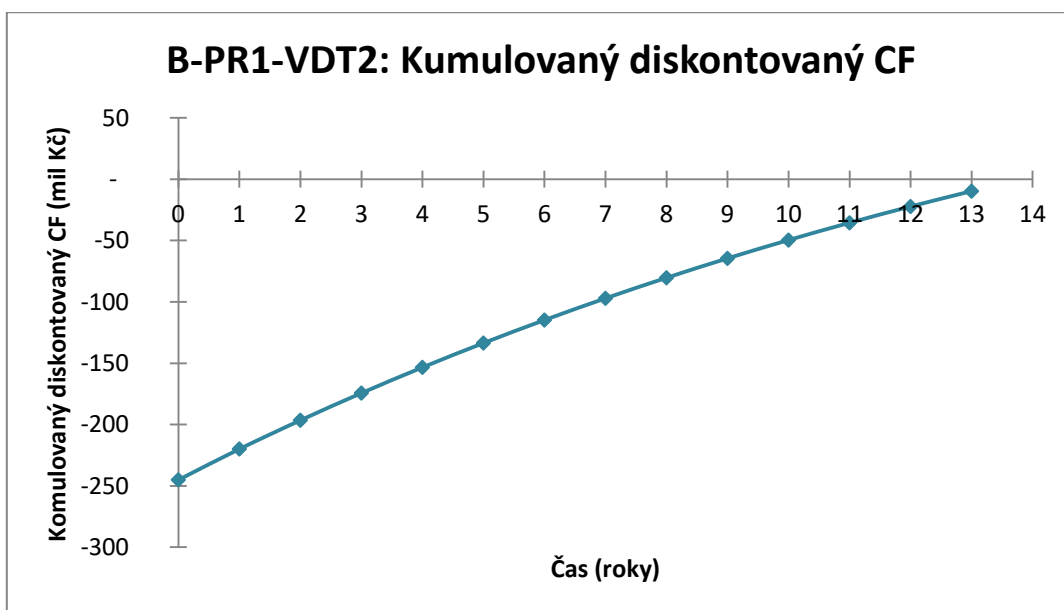
Příloha 11: B-PR1-VDT2

B-PR1-VDT2	
IRR	7,6%
NPV (mil Kč)	-5,63
Doba návratnosti	9
Diskontovaná doba návratnosti	x

Tabulka 18: B-PR1-VDT2



Graf 23: B-PR1-VDT2 Kumulovaný CF

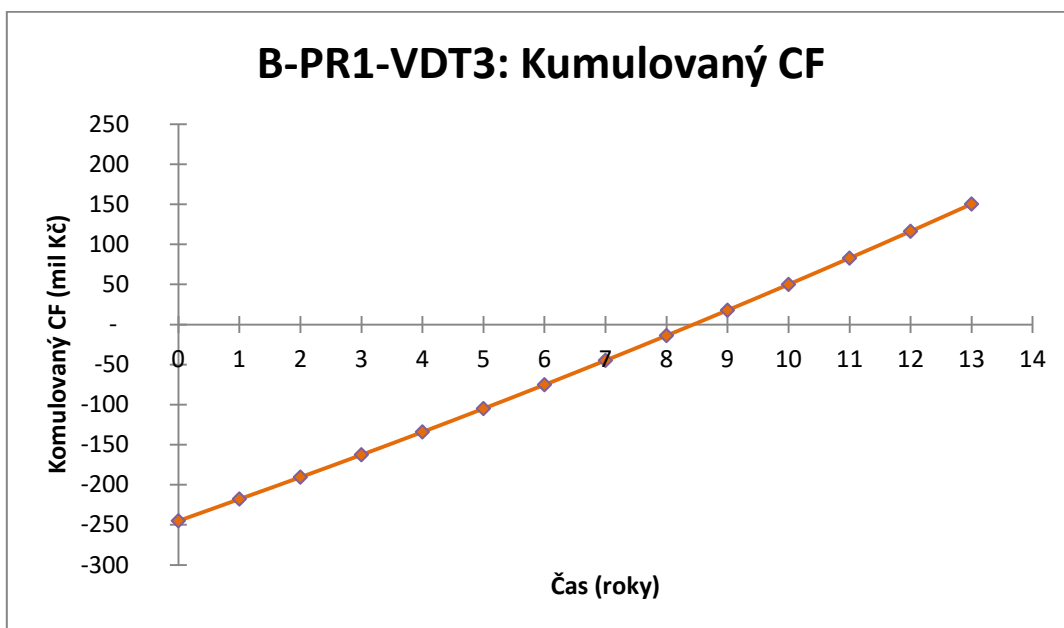


Graf 24: B-PR1-VDT2: Kumulovaný diskontovaný CF

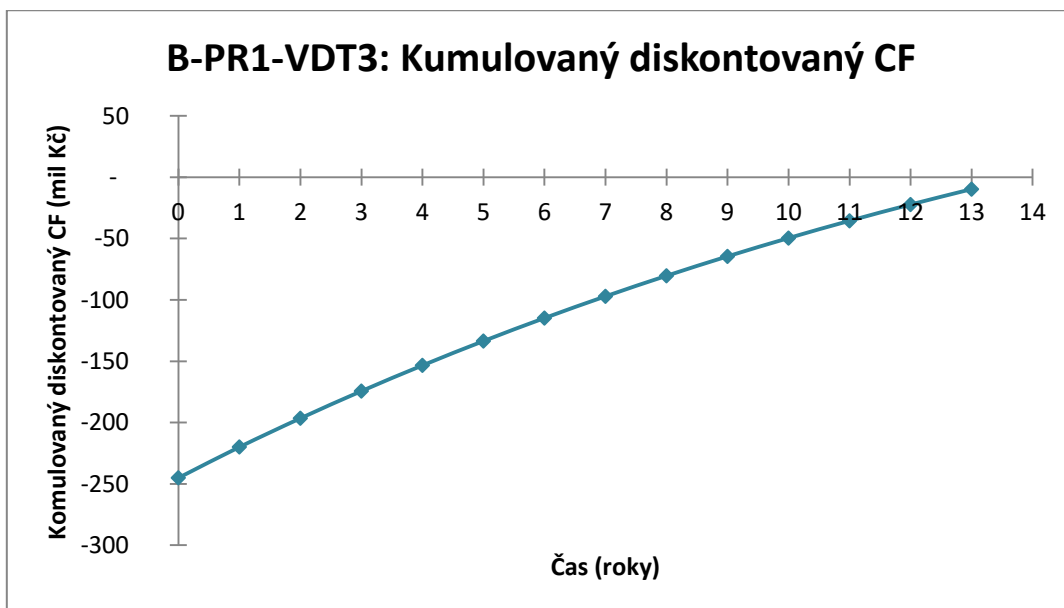
Příloha 12: B-PR1-VDT3

B-PR1-VDT3	
IRR	7,0%
NPV (mil Kč)	-14,39
Doba návratnosti	9
Diskontovaná doba návratnosti	x

Tabulka 19: B-PR1-VDT3



Graf 25: B-PR1-VDT3 Kumulovaný CF

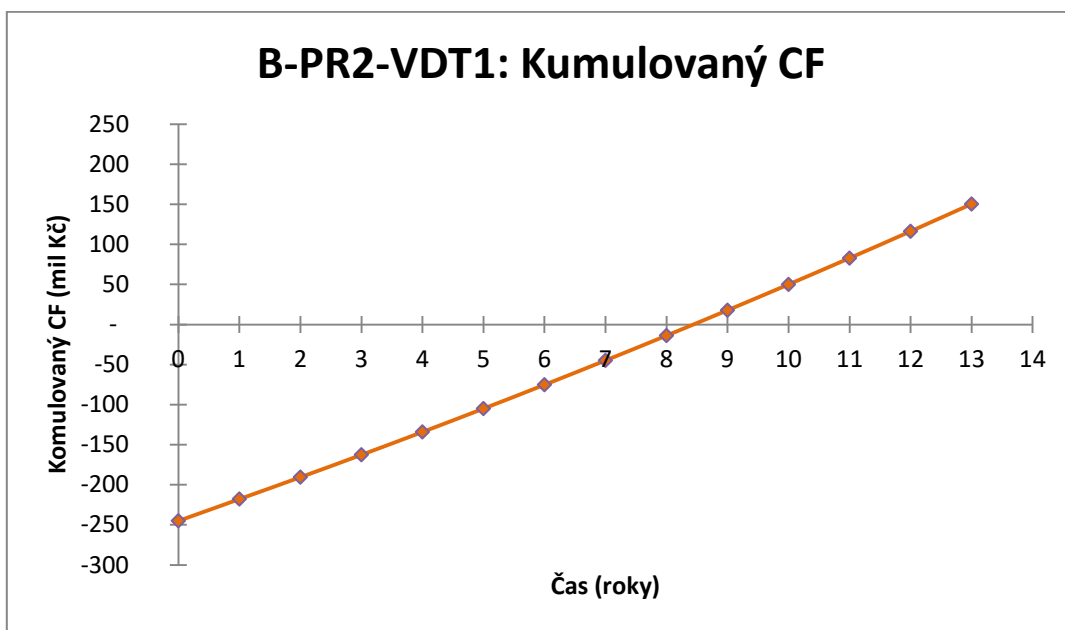


Graf 26: B-PR1-VDT3: Kumulovaný diskontovaný CF

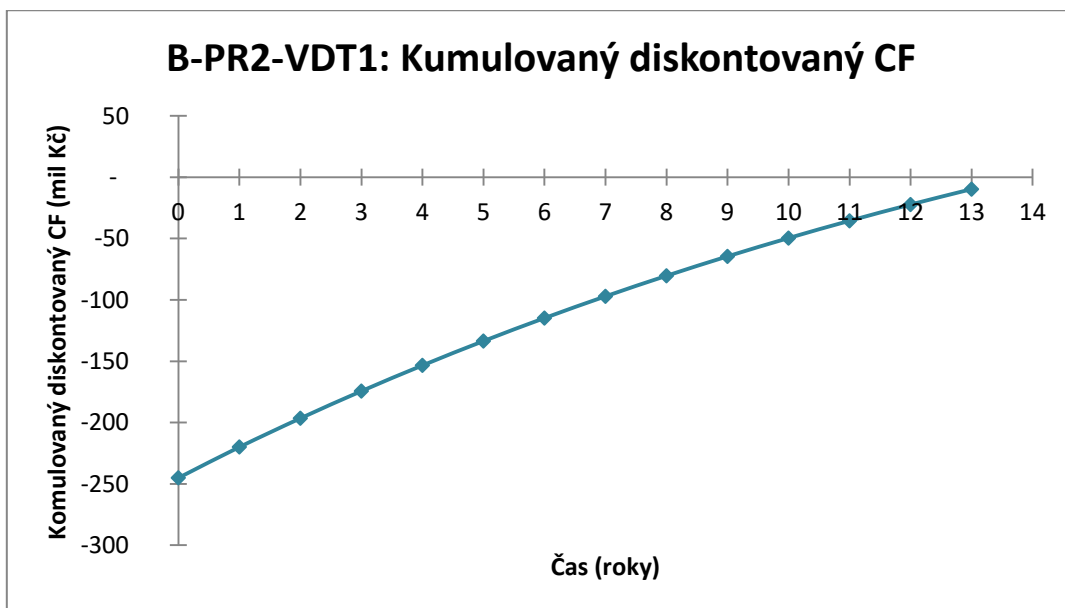
Příloha 13: B-PR2-VDT1

B-PR2-VDT1	
IRR	8,9%
NPV (mil Kč)	12,63
Doba návratnosti	8
Diskontovaná doba návratnosti	13

Tabulka 20: B-PR2-VDT1



Graf 27: B-PR2-VDT1 Kumulovaný CF

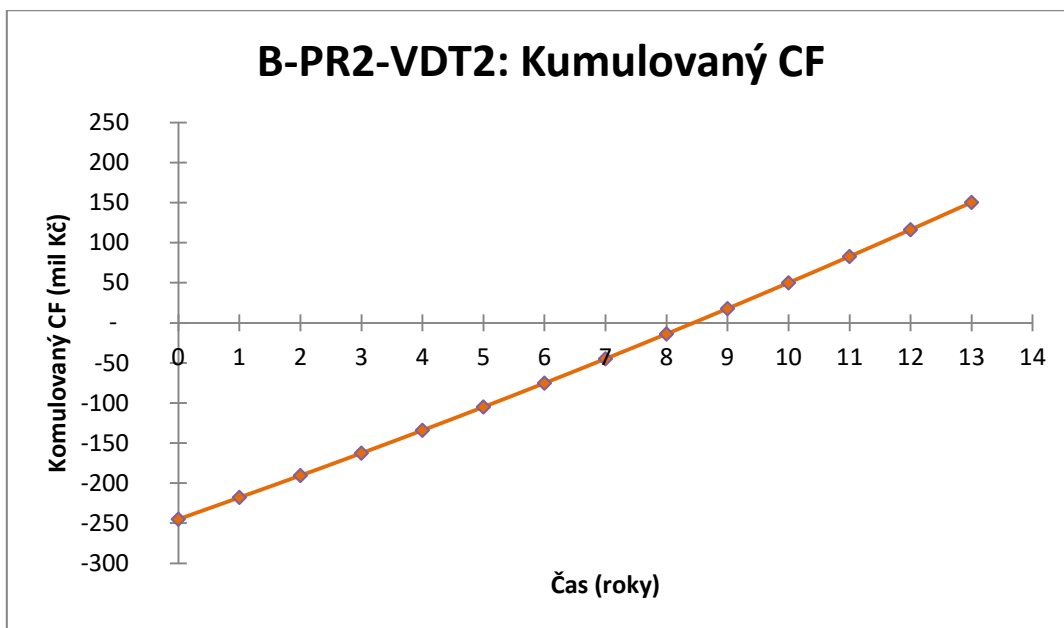


Graf 28: B-PR2-VDT1: Kumulovaný diskontovaný CF

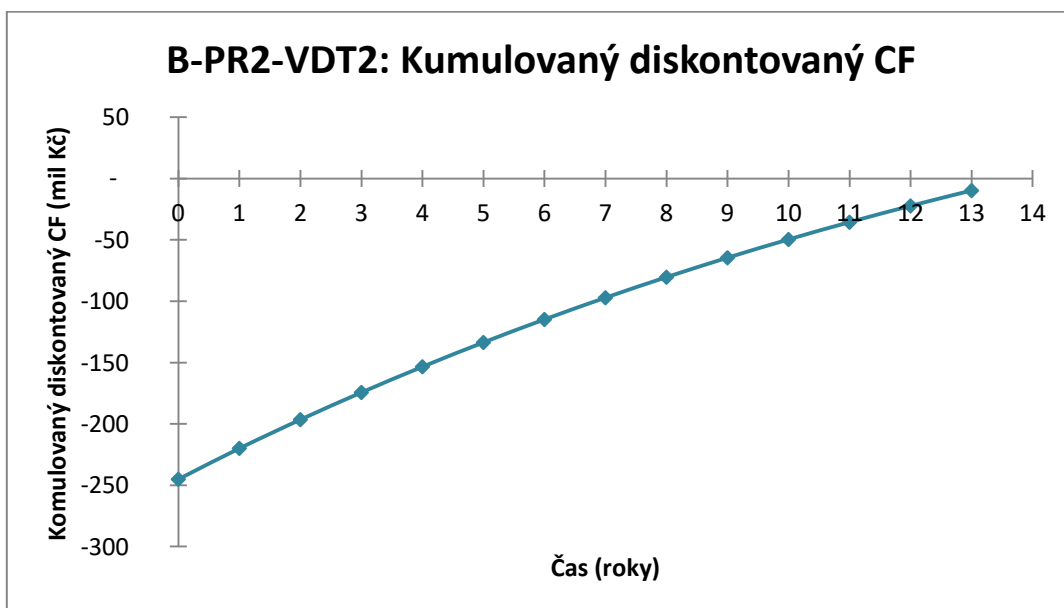
Příloha 14: B-PR2-VDT2

B-PR2-VDT2	
IRR	9,1%
NPV (mil Kč)	16,69
Doba návratnosti	8
Diskontovaná doba návratnosti	12

Tabulka 21: B-PR2-VDT2



Graf 29: B-PR2-VDT2 Kumulovaný CF

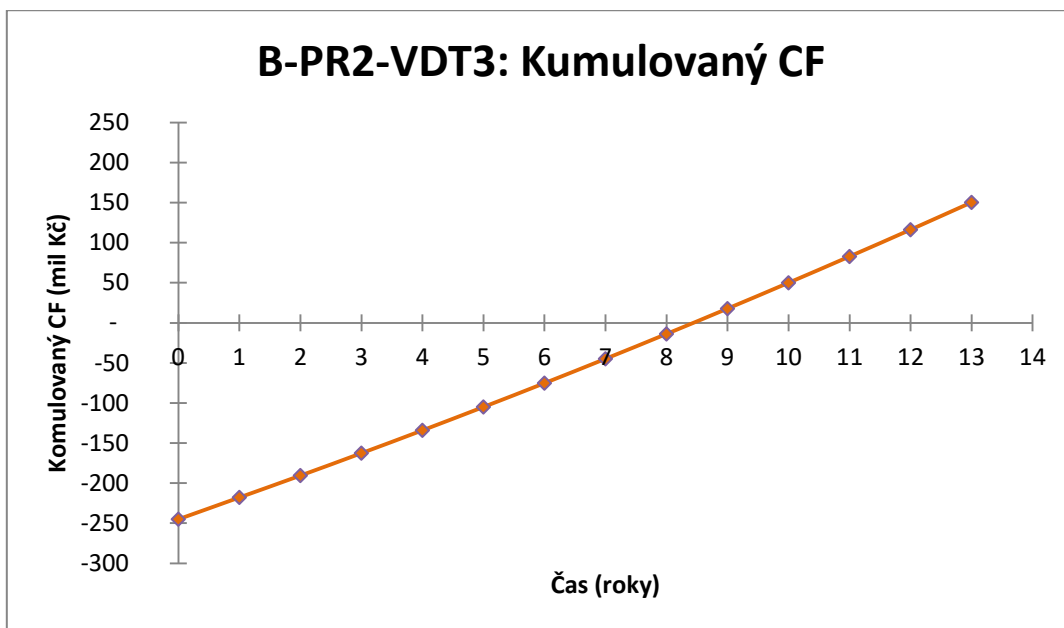


Graf 30: B-PR2-VDT2: Kumulovaný diskontovaný CF

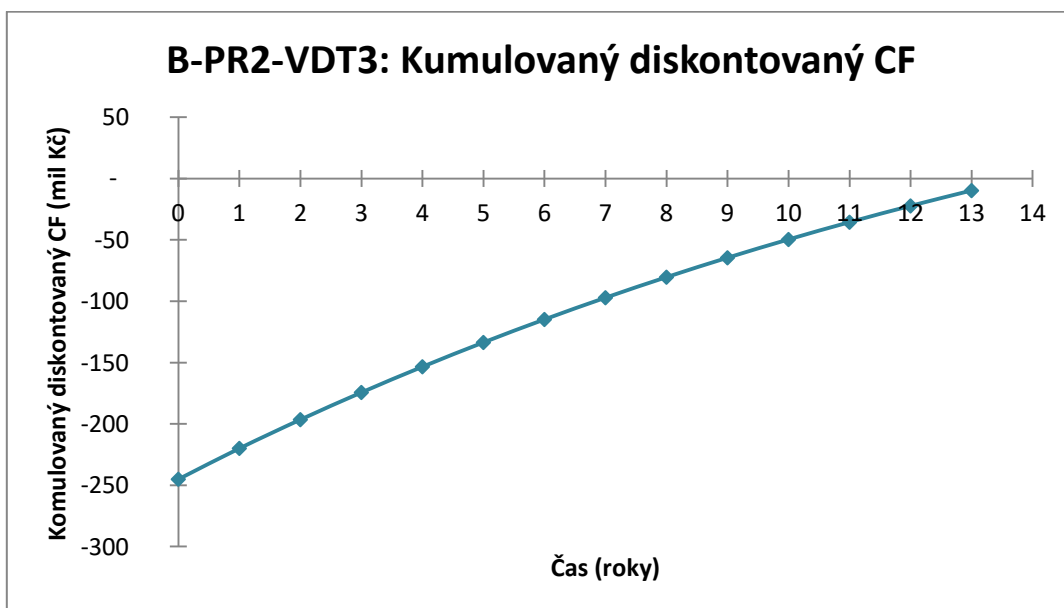
Příloha 15: B-PR2-VDT3

B-PR2-VDT3	
IRR	8,5%
NPV (mil Kč)	7,93
Doba návratnosti	9
Diskontovaná doba návratnosti	13

Tabulka 22: B-PR2-VDT3



Graf 31: B-PR2-VDT3 Kumulovaný CF

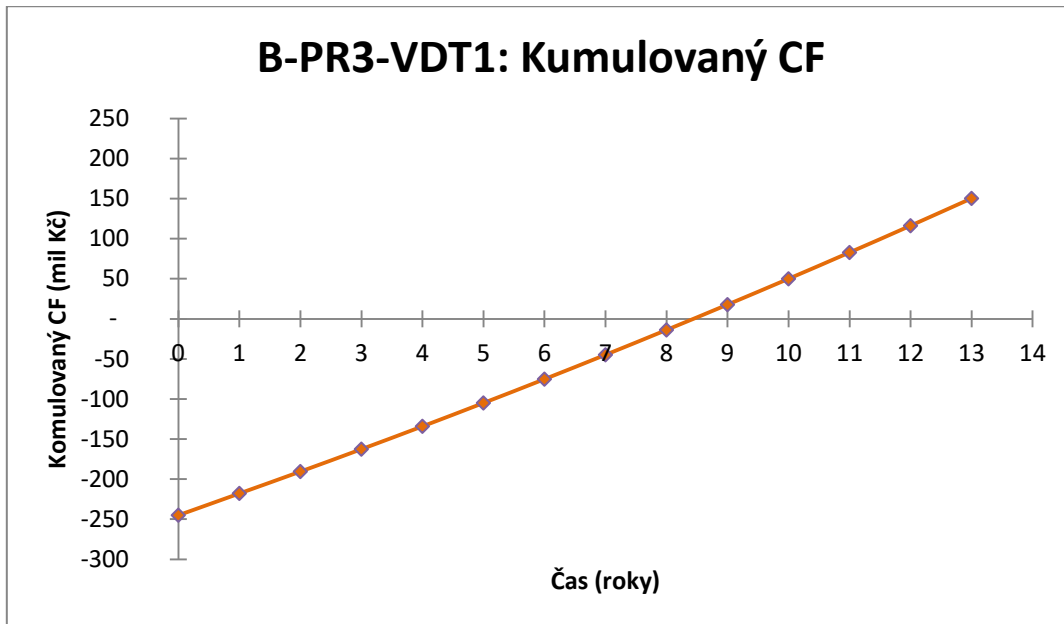


Graf 32: B-PR2-VDT3: Kumulovaný diskontovaný CF

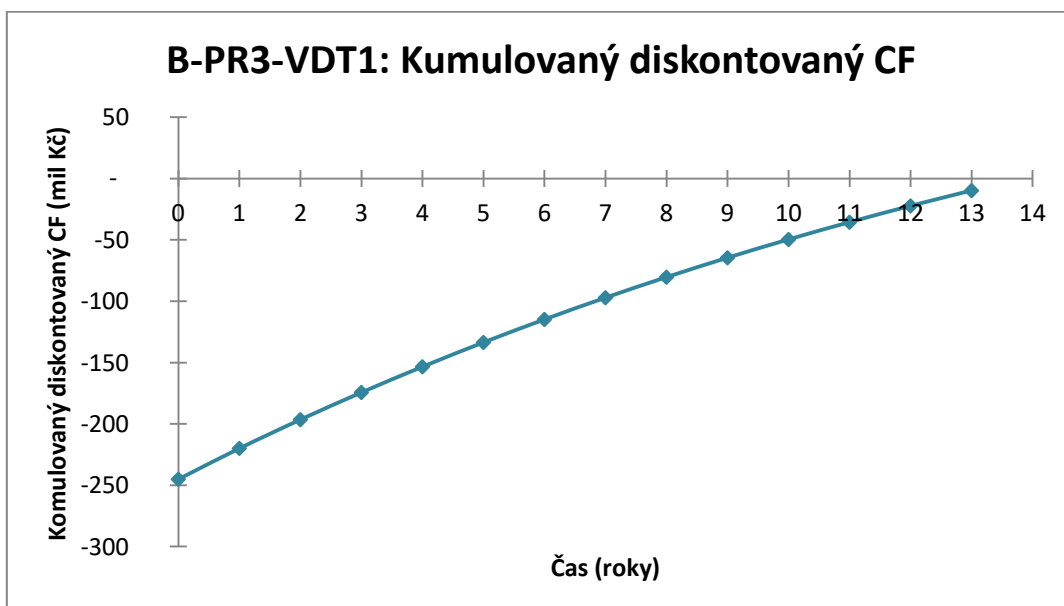
Příloha 16: B-PR3-VDT1

B-PR3-VDT1	
IRR	5,7%
NPV (mil Kč)	-30,45
Doba návratnosti	10
Diskontovaná doba návratnosti	x

Tabulka 23: B-PR3-VDT1



Graf 33: B-PR3-VDT1 Kumulovaný CF

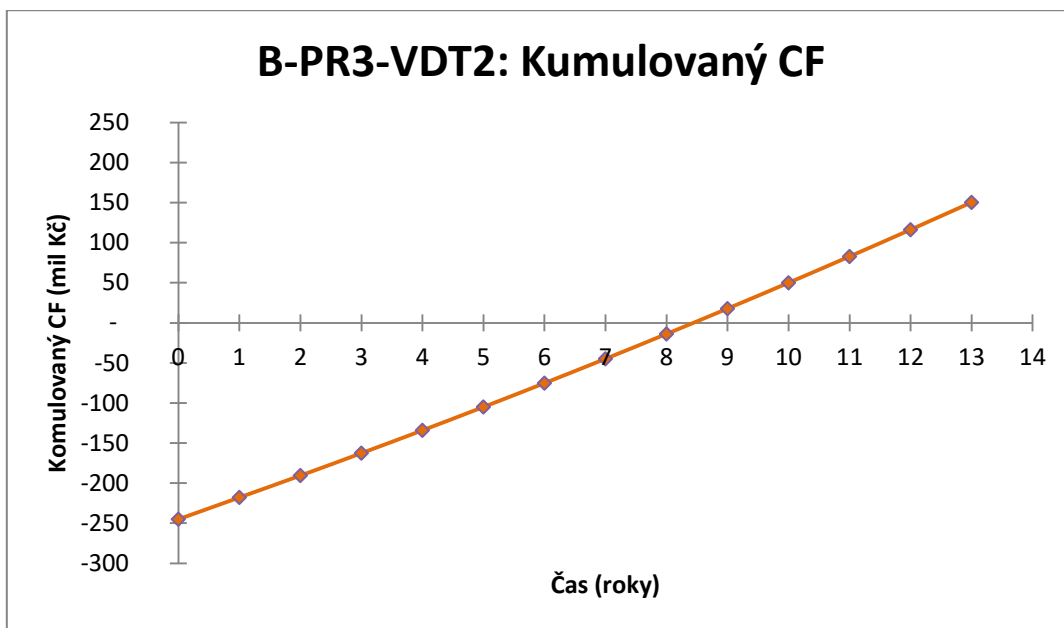


Graf 34: B-PR3-VDT1: Kumulovaný diskontovaný CF

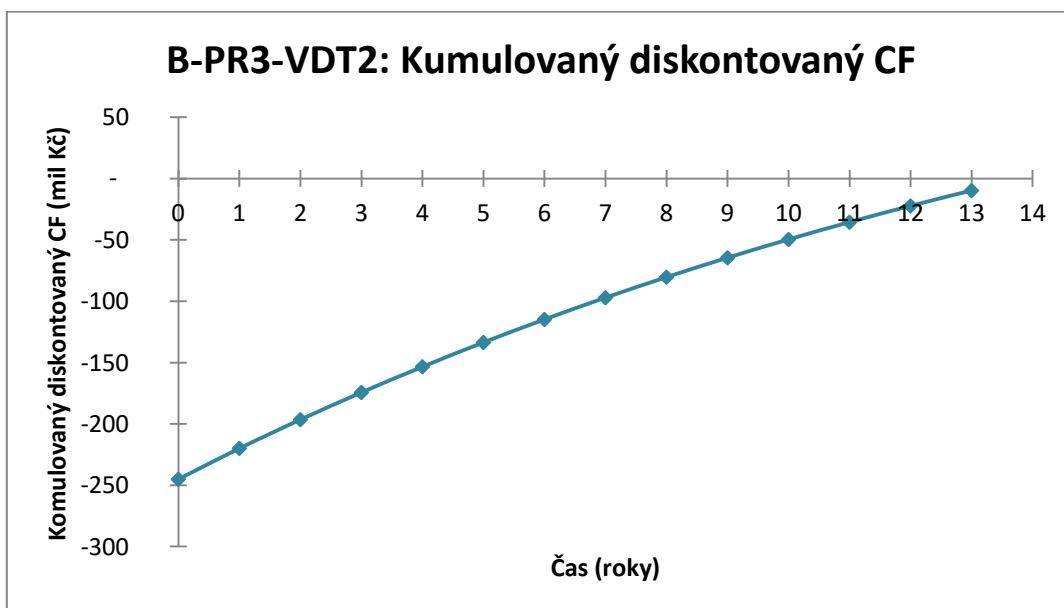
Příloha 17: B: PR3-VDT2

B-PR3-VDT2	
IRR	6,0%
NPV (mil Kč)	-26,39
Doba návratnosti	9
Diskontovaná doba návratnosti	x

Tabulka 24: B-PR3-VDT2



Graf 35: B-PR3-VDT2 Kumulovaný CF

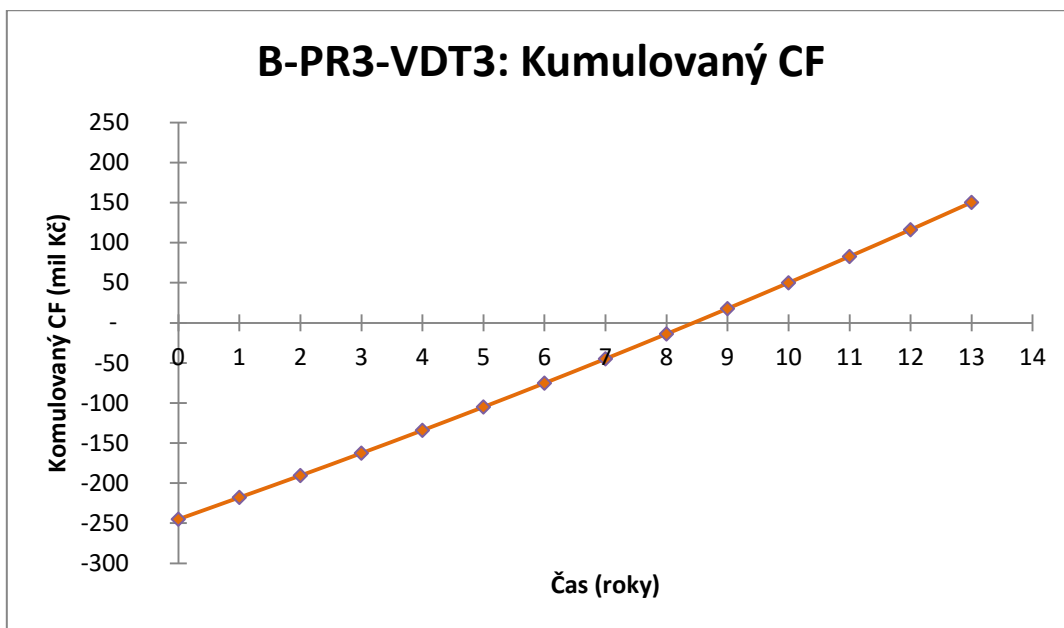


Graf 36: B-PR3-VDT2: Kumulovaný diskontovaný CF

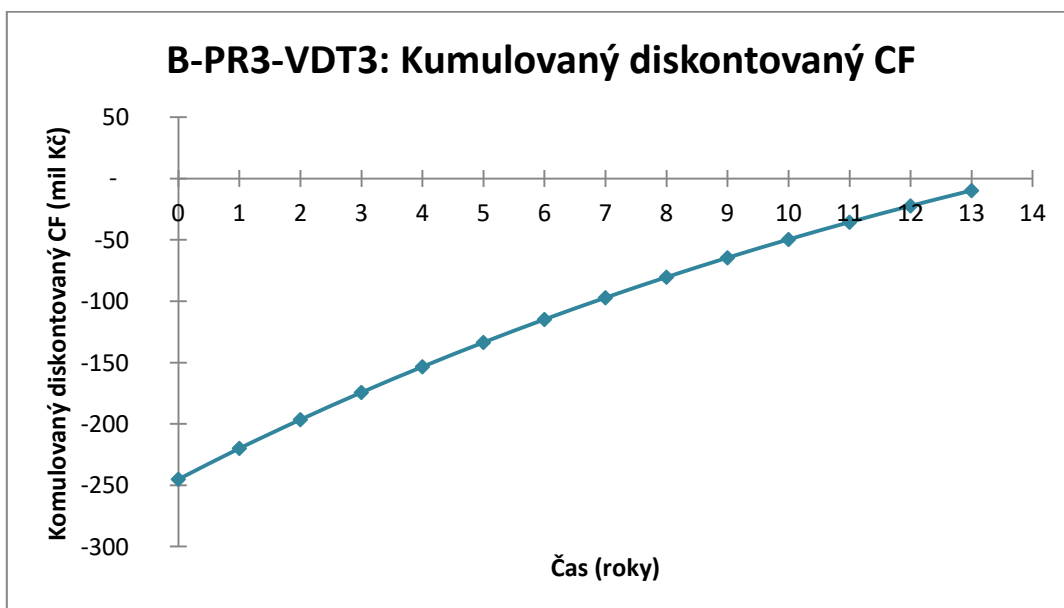
Příloha 18: B: PR3-VDT3

B-PR3-VDT3	
IRR	5,3%
NPV (mil Kč)	-35,15
Doba návratnosti	10
Diskontovaná doba návratnosti	x

Tabulka 25: B-PR3-VDT3



Graf 37: B-PR3-VDT3 Kumulovaný CF



Graf 38: B-PR3-VDT3: Kumulovaný diskontovaný CF