VYSOKÁ ŠKOLA EKONOMICKÁ V PRAZE

Fakulta financí a účetnictví

Katedra měnové teorie a politiky

Studijní obor: Finanční inženýrství

Uplatnění virtuální elektrárny v podmínkách ČR: aplikace u distributora v lokální distribuční soustavě vs. aplikace u obchodníka s elektřinou

Autor diplomové práce: Bc. Hrdinová Pavla

Vedoucí diplomové práce: doc. Ing. Karel Brůna, Ph.D.

Rok obhajoby: 2019

Čestné prohlášení:

Prohlašuji, že jsem diplomovou práci na téma „Uplatnění virtuální elektrárny v podmínkách ČR: aplikace u distributora v lokální distribuční soustavě vs. aplikace u obchodníka s elektřinou“ vypracoval samostatně a veškerou použitou literaturu a další prameny jsem řádně označil a uvedl v přiloženém seznamu.

V Praze dne ……..…….. ……..…..……

Podpis

Poděkování:

Tímto bych chtěla poděkovat vedoucímu mé diplomové práce, doc. Ing. Karlovi Brůnovi, Ph.D., vedoucímu katedry měnové teorie a politiky na VŠE v Praze, a také vedoucímu oddělení obchodování s elektřinou ve společnosti Amper Market, a.s., panu Ing. Danielu Mocovi za poskytnuté rady, připomínky a odborné vedení mé diplomové práce.

Abstrakt

Diplomová práce se zabývá konceptem virtuální elektrárny, definuje ji a porovnává její výhody a nevýhody. Zkoumá vliv podmínek na trhu s elektřinou v České republice při její aplikaci u obchodníka s elektřinou a u distributora v lokální distribuční soustavě. Za tímto účelem jsou analyzovány jejich dopady na vybrané zdroje, resp. demonstrovány na cash flow čtyř namodelovaných projektů. Porovnány budou na základě vybraných ekonomických ukazatelů, zejména vnitřní výnosové procento. Pro vyhodnocení nejdůležitějších faktorů a rizik, která nejvíce ovlivňující výnos investora, byla také zpracována citlivostní analýza. Jelikož vybraným zdrojem je větrná elektrárna, byla zjištěna nejvyšší závislost výnosu na rychlosti větru. Tržby jsou nejvíce ovlivňovány cenou, za kterou bude vyprodukovaná energie prodána. První projekt nabízí stabilní vysoké výnosy na základě výkupní ceny, proto má i nejvyšší IRR. Jakmile ale s elektřinou obchodujeme, výnosy už nejsou tak predikovatelné a navíc má na tržby významný vliv i měnový kurz, jelikož se elektřina obchoduje v EUR. Rozpočty projektů se liší především v zapojení, či nezapojení akumulační baterie, která výrazně zvyšuje náklady.

Klíčová slova: Virtuální elektrárna, obchodování s elektřinou, větrná elektrárna, lokální distribuční soustava, akumulace elektřiny, cena elektrické energie

Abstract

The thesis deals with the concept of virtual power plant, defines it and compares its advantages and disadvantages. It examines the influence of the conditions on the electricity market in the Czech Republic when applied to the electricity trader and the distributor in the local distribution system. For this purpose, their impacts on selected sources are analysed, resp. demonstrated on the cash flow of four modelled projects. They are compared on the basis of selected economic indicators, especially the internal rate of return. A sensitivity analysis was also prepared to evaluate the most important factors and risks that influence the investor's return the most. As a wind power plant is the selected source, the highest dependence of yield on wind speed was found. Sales are mostly affected by the price at which the energy produced will be sold. The first project offers stable high yields based on feed-in tariffs, which is why it has the highest IRR. But when we trade electricity, revenues are no longer predictable, also the exchange rate has a significant impact, as electricity is traded in EUR. Project budgets differ mainly in connection or non-involvement of accumulator battery, which increases the costs significantly.

Keywords: Virtual power plant, electricity trading, wind power plant, local distribution system, electricity accumulation, electricity price

Obsah

Úvod 1

1. Trh s elektřinou v ČR 4

1.1. Obchodování s elektřinou 4

1.1.1. Liberalizace odvětví energetiky 5

1.1.1. Model obchodu s elektřinou 5

1.1.2. Model trhu s elektřinou 7

1.1.3. Bilance elektrizační soustavy 9

1.2. Rozdělení trhu s elektřinou dle jeho organizace 10

1.3. Rozdělení trhu s elektřinou podle délky a charakteru dodávek 10

1.3.1. Dlouhodobý trh 11

1.3.2. Krátkodobí trh 11

1.3.3. Trh s regulační energií 12

1.3.4. Podpůrné služby 13

1.3.5. Obchod s podpůrnými službami 15

1.4. Účastníci trhu s elektřinou 16

1.5. Specifika trhu s elektřinou 19

1.6. Zahraniční spolupráce elektrizační přenosové soustavy ČR 21

1.7. Přeshraniční obchod s kapacitami 23

2. Úvod, definice a koncept virtuální elektrárny 24

2.1. Definice a princip virtuální elektrárny 25

2.1.1. Další definice 25

2.1.2. Nové role a flexibilita 26

2.1.3. Podmínky pro efektivní fungování virtuální elektrárny 27

2.2. Decentralizované zdroje 27

2.3. Výhody a nevýhody virtuální elektrárny pro účastníky na trhu 29

2.4. Anatomie virtuální elektrárny 34

2.5. Současná situace virtuálních elektráren v ČR 36

3. Aplikace VE u distributora v lokální distribuční soustavě a aplikace u obchodníka s elektřinou 39

3.1. Výrobci a obchodníci 39
3.2. Obchodní virtuální elektrárna 40
3.3. Lokální distribuční soustava 40
3.3.1. Zřízení LDS 41
3.3.2. Fakturace poplatků za služby LDS 42
3.4. Složky ceny elektrické energie 43
3.4.1. Neregulovaná cena silové elektřiny 44
3.4.2. Regulované ceny za související služby v elektroenergetice 44
3.5. Aplikace decentralizovaného výrobního zdroje v LDS 46
3.6. Zapojení akumulace elektřiny do VE 47
3.6.1. Využití akumulační baterie 47
3.6.2. Skladování energie v českém právním řádu 49
3.6.3. Akumulace elektřiny a odběr elektřiny ze sítě 53
4. Dopad podmínek aplikace v LDS a u obchodník na VE 54
4.1. Výroba elektřiny z větrné elektrárny 54
4.1.1. Stručný popis technického a technologického řešení 54
4.1.2. Využitelnost větrné elektrárny v dané lokalitě (množství vyrobené elektřiny za rok a při dané rychlosti větru) 55
4.1.3. Investice a návratnost VTE a financování 59
4.2. VTE prodávající vyrobenou energii za výkupní cenu 63
4.3. VTE obchodující s elektřinou na burze 64
4.4. VTE obchodující s elektřinou na burze s využitím akumulační baterie (1 MWh) 64
4.5. Porovnání projektů 65
4.6. Citlivostní analýza projektu a vyhodnocení 66
Závěr 69
Bibliografie 72
Přílohy 77

Seznam obrázků

Obrázek 1 Fyzikální tok elektřiny od výroby ke spotřebě 6
Obrázek 2 Schematické zobrazení obchodu s elektřinou 6
Obrázek 3 Schéma maloobchodu a velkoobchodu 8
Obrázek 4 Časové uspořádání trhu s elektřinou 17
Obrázek 5 Množství zobchodované elektřiny 19
Obrázek 6 Synchronní propojené oblasti v Evropě 22
Obrázek 7 Vývoj elektrické soustavy 25
Obrázek 8 Druhy flexibility OZE 27
Obrázek 9 Anatomie virtuální elektrárny 35
Obrázek 10 Energetický mix v ČR 36
Obrázek 11 Průměrné cena elektřiny pro domácnosti 43
Obrázek 12 Výkonová křivka Vestas V100 58
Obrázek 13 Porovnání projektů 65
Obrázek 14 Citlivostní analýza IRR – Vstupy podle efektu na IRR 67
Obrázek 15 IRR – pravděpodobnostní rozdělení 68

Seznam tabulek

Tabulka 1 Parametry VTE 55
Tabulka 2 Naměřené a modelované rychlosti větru v místě umístění větrného parku ve výšce 10 m nad zemí 56
Tabulka 3 Třídy drsnosti zemského povrchu 57
Tabulka 4 Rozpočet projektu 60
Tabulka 5 Roční provozní náklady projektu 61
Tabulka 6 Návrh financování projektu 61
Tabulka 7 Splácení úvěru 62
Tabulka 8 Srovnání výkupních cen elektrické energie z OZE 63
Tabulka 9 Akumulační baterie – Technické parametry 65
Tabulka 10 Akumulační baterie – Náklady 65
Tabulka 11 Citlivostní analýza – vliv na rozsah průměrných hodnot IRR 68

Úvod

Doposud v oblasti výroby elektrické energie dominovaly především tradiční výrobny, mezi které patří hlavně velké uhelné a jaderné elektrárny. Díky zavedení veřejné podpory se staly ekonomicky perspektivní i decentralizované zdroje a klasické zdroje začaly být doplňovány o zdroje obnovitelné. Vytvořil se v relativně krátké době nový segment výroby, jehož zastoupení v energetickém mixu se stále navyšuje. Některými subjekty energetického trhu je vnímán jako určitá zátěž v distribuční soustavě a ze strany výrobců elektřiny je považován za konkurenci.

V současnosti dochází k transformaci energetiky na celoevropské úrovni, kdy je větší zaměření na energetickou účinnost a nahrazování výroby elektřiny z fosilních paliv za obnovitelné zdroje. Vývojem evropské energetiky se zabývá i Evropská komise. Na základě celosvětových trendů sleduje možný další vývoj a vytváří referenční scénáře vývoje v oblasti energetiky, dopravy a emisí jednotlivých členských zemí. Poslední scénář počítá s pokračováním ve snižování emisí uhlíku v oblasti energetiky. Cílem je zvýšení podílu energie z obnovitelných zdrojů k nejméně 30 % do roku 2030. Podle některých studií by mělo dojít k zastoupení intermitentních obnovitelných zdrojů jako jsou slunečné a větrné elektrárny na téměř jednu pětinu do roku 2020, jednu čtvrtinu do roku 2030 a v roce 2050 budou obnovitelné zdroje dodávat až 36 %.

Virtuální elektrárna je spojení jednotek decentralizovaných zdrojů energie různých technologií v takové formě, aby fungovaly jako jedna elektrárna, která má schopnost řídit agregované jednotky a tok elektrické energie mezi těmito jednotkami za účelem lepšího fungování systému. Obecně těmito zdroji energie mohou být zdroje obnovitelné i neobnovitelné, řízené i neřízené. Spolu
se spotřebiteli mohou dohromady jednat jako jediný subjekt na trhu s elektřinou a být ovladatelné díky vyváženému portfoliu generátorů a spotřebitelů. Hlavní výhodou pro koncové zákazníky jsou nízké a udržitelné ceny za silovou elektřinu.

S narůstajícím zastoupením OZE v energetickém mixu ČR bude narůstat potenciál pro uplatnění virtuální elektrárny. Tyto zdroje jsou totiž charakteristické zejména tím, že mají velmi proměnlivý výkon a kladou tak nové požadavky na přenosovou distribuční soustavu. Elektrizační soustava byla původně vybudována pouze pro přenos a distribuci elektřiny vyrobenou v menším množství velkých zdrojů. Částečně by bylo možné eliminovat zvýšené

požadavky pomocí novějších moderních technických a softwarových nástrojů v rámci zapojení zdrojů do virtuální elektrárny (VE).

Cílem této diplomové práce je uvést čtenáře do problematiky fungování virtuální elektrárny s důrazem na její aplikaci v podmínkách trhu s elektřinou v České republice. Dále popsat a analyzovat specifika při aplikaci virtuální elektrárny u obchodníka s elektřinou a u distributora v lokální distribuční soustavě, demonstrované na čtyřech namodelovaných projektech. Za tímto účelem byla provedena také citlivostní analýza zaměřená na identifikaci faktorů, které nejvíce ovlivňující výnos investora.

Diplomová práce je rozdělena na teoretickou a praktickou část. V teoretické části je provedena literární rešerše, jejímž cílem je na základě kvalitních a aktuálních zdrojů poskytnout teoretickou základnu pro praktickou část. Metodika práce zahrnuje dále také kvantitativní výzkum, v rámci kterého byla dále provedena citlivostní analýza.

Celá práce je rozdělena do pěti kapitol. První kapitola se zabývá trhem s elektřinou obecně a specifikuje jeho fungování v České republice, rozebírá jeho rozdělení a jednotlivé části, účastníky a produkty. Další kapitola pojednává o konceptu virtuální elektrárny, definuje ji a porovnává její výhody a nevýhody pro účastníky trhu s elektřinou a možné uplatnění v České republice. Třetí kapitola se věnuje samotné aplikaci virtuální elektrárny u obchodníka s elektřinou a v lokální distribuční soustavě. Následně zkoumá a syntetizuje podmínky trhu s energetikou České republiky při aplikaci virtuální elektrárny v obou případech a diskutuje tuto problematiku.

V návaznosti na prozkoumané podmínky bude čtvrtá kapitola analyzovat jejich dopad na vybrané zdroje zapojené v rámci virtuální elektrárny, resp. na cash flow pro čtyři zvolené projekty. Porovnány budou na základě vybraných ekonomických ukazatelů, které jsou investory v praxi nejčastěji využívány. Pro vyhodnocení nejdůležitějších faktorů a rizik projektů bude také zpracována citlivostní analýza. K jejímu zpracování bude využita nástavba MS Excel @RISK. Detaily k jednotlivým zkoumaným projektům jsou uvedeny v rámci jednotlivých podkapitol případové studie a následně shrnuty a vyhodnoceny v závěru diplomové práce.

Tato práce má též své etické aspekty, primárně vyplývající ze skutečnosti, že byly použity interní, mnohdy citlivé informace, týkající se zrealizovaného projektu, jehož parametry byly

využity v praktické části pro účely vypracování analýzy. Z tohoto důvodu není v práci uvedeno více informací a zdrojů k použitému projektu, skutečný název společnosti ani žádné další informace, které by umožnily její identifikaci.

1. Trh s elektřinou v ČR

Elektroenergetika patří spolu s dodávkou plynu, vody a telekomunikačních služeb ke skupině hromadných síťových odvětví. Elektrizační soustava je definována jako vzájemně propojený soubor výrobních, přenosových, distribučních a spotřebních zařízení, přičemž všechna zařízení se vzájemně ovlivňují. Elektřina se dopravuje po sítích, a i způsob odběru je obdobný jako u vody a plynu. Specifikem síťové komodity je, že si ji spotřebitel ze sítě „bere“ a o své objednávce rozhoduje tedy neustále v reálném čase svým skutečným odběrem. (1)

Zásadní vlastností elektřiny je její rychlost šíření a prakticky nulové dopravní zpoždění. Z toho vyplývá, že elektřina musí být vyrobena právě v okamžiku spotřeby, neboť je ve stejném okamžiku dopravena. Znamená to, že v každém okamžiku jí musí být vyrobeno právě tolik, kolik je jí spotřebováváno. Kdyby tento poměr nebyl vyrovnán a v síti by buď chyběla, nebo naopak přebývala, došlo by k prudkému zhoršení její kvality a následně ke kolapsu soustavy. V síti se navíc jakékoli poruchy šíří extrémní rychlostí. Výpadek na straně výroby, či spotřeby na jednom místě vyvolá okamžitý nedostatek, či přebytek a zhoršení její frekvence v celé síti. (1)

Z této skutečnosti vyplývá, že všichni čerpají v zásadě stejnou dodávku i kvalitu elektřiny. Proto je naprostou nezbytností mechanismus dispečerského řízení zajišťující tuto rovnováhu v každém okamžiku. Kvůli počtu spotřebitelů pohybujícímu se v řádech milionů odběrných míst a současně pro vlastnosti elektřiny v souvislosti s její okamžitou dostupností a dodávky podle potřeb spotřebitele, se řízení odehrává především na straně výroby. Za tímto účelem je od části výrobců vyžadováno, aby měli k dispozici rezervní výkony reagující na povely z dispečinku ke zvyšování, či snižování výroby pro udržení rovnováhy na trhu. (1)

Další specifičností elektřiny je, že sítěmi protéká elektricky nejkratší cestou, současně všemi dostupnými cestami, které nemusí být vzdálenostně nejkratší. Elektřinu navíc nelze prozatím ve větším měřítku skladovat. (1)

1.1. Obchodování s elektřinou

Pro možnost uplatnění virtuální elektrárny v podmínkách ČR je potřeba nejdříve popsat model trhu a obchodu s elektřinou fungujícím na českém trhu.

1.1.1. Liberalizace odvětví energetiky

V celé Evropě funguje liberalizovaný model výroby a dopravy elektrické energie k zákazníkům. Mezi základní charakteristiky tohoto modelu patří legislativa zajišťující nastavení transparentních a nediskriminačních pravidel v tržní ekonomice v oblastech stanovení cen energie a podmínek podnikání. Důležitou součástí takto fungujícího trhu je transparentnost trhů energie a toku financí s využitím nových informačních technologií. (2 stránky 17-20)

Deregulace v energetice začala u rozdělení tradičního modelu vertikálně integrovaného, který je řízený a vlastněný státem, odpovídající centrálně plánované ekonomice, přes oddělení výroby od distribuce a přenosu energie. Jedna společnost vlastnila a provozovala rozhodující výrobny, přenosovou soustavu, distribuční společnosti, a také prodávala elektřinu koncovým zákazníkům za stanovenou cenu. Oproti vertikálně integrovanému modelu rozšiřuje liberalizovaný model trh o další subjekty. Na trhu si konkurují a nesou investiční a obchodní rizika. (2 stránky 17-20)

Liberalizace trhu vyčlenění právě ty oblastí podnikání, které mají charakter přirozeného monopolu, mezi které patří právě síťová odvětví. Tyto činnosti jsou zároveň regulovány. Trh s elektřinou je v ČR plně liberalizován od roku 2006. (3)

Jedním z cílů liberalizace elektroenergetiky bylo zajistit, aby odběratel energie měl možnost zvolit si svého dodavatele sám. V současnosti je pro konečného zákazníka rozhodující cena elektrické energie. Je vytvářena na nezávislém velkoobchodním trhu, kde má strukturu peněžních jednotek za MWh. (2 stránky 17-20)

V podmínkách ČR je celkové složení ceny podrobně popsáno v kapitole 3.4. Složky ceny elektrické energie.

1.1.1. Model obchodu s elektřinou

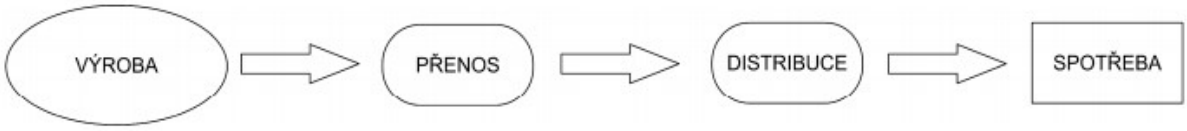
Při prodeji a dodávce elektřiny mezi výrobcem a spotřebitelem se i v rámci obchodu s elektřinou může jednat o poměrně jednoduchý vztah. Výhodou je, že pokud jsou geograficky umístěni blízko sebe, nemusí využívat dalších služeb elektrizační soustavy. Následně spolu uzavřou vzájemnou dohodu mezi výrobcem a zákazníkem o podmínkách dodávky elektřiny, a zvláště o ceně elektřiny, za kterou bude poskytovat výrobce elektřinu zákazníkovi. (2 stránky 21-25)

Pro elektrickou síť je ale charakteristické, že většina elektřiny je vyráběna menším počtem velkých zdrojů, a naopak je spotřebovávána vysokým počtem jednotek geograficky rozptýlených po celém území, kam elektřina musí být dopravena.

Obchod s elektřinou může probíhat pouze mezi dvěma subjekty, ale samotná realizace takového obchodu je dále významně ovlivněna jinými obchody s elektřinou a zároveň stavem elektrizační soustavy jako celku. Následně může mít uzavřený obchod zároveň vliv na realizovatelnost jiných transakcí. Při obchodování je dále třeba respektovat technologické problémy elektrizační soustavy, které mohou mít významné dopady i na samotnou cenu komodity. (2 stránky 21-25)

Průběh fyzikálního toku (od výroby k zákazníkovi) a finančního toku (od spotřeby k výrobě) elektřiny je zjednodušeně znázorněn na následujících dvou obrázcích. Obchod s elektřinou se v současnosti vyznačuje velkou různorodostí v jednotlivých částech obchodu. Jedná se o velmi rozvinutý systém, proto se ve skutečnosti může jednat o mnohem složitější finanční toky, na jejichž realizaci se podílí i doprava elektřiny (přenos, distribuce). (2 stránky 21-25)

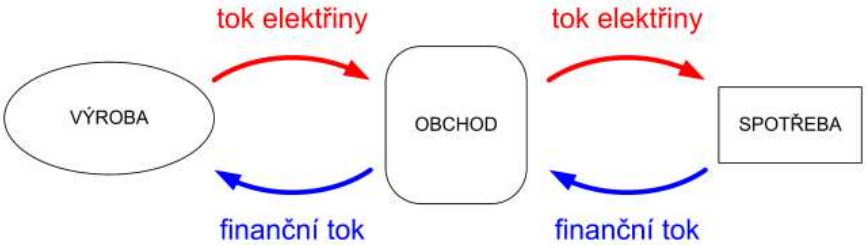
Obrázek 1 Fyzikální tok elektřiny od výroby ke spotřebě



Zdroj: (2 str. 23)

Základem obchodování je interakce mezi prodávajícím (výroba) a kupujícím (spotřeba) dané komodity. Typické je i pro obchodování s elektřinou vstoupení obchodníka mezi nabízejícího a poptávajícího. Tok elektřiny sítí se však zároveň řídí fyzikálními zákony, a proto také typicky nesouhlasí s uzavřenými obchodními smlouvami mezi účastníky obchodu. (2 str. 23)

Obrázek 2 Schematické zobrazení obchodu s elektřinou



Zdroj: (2 str. 23)

Z obrázků vyplývá, že v liberalizovaném modelu trhu je oddělen obchod s elektřinou od její dopravy (přenos a distribuce). Tato skutečnost je základním principem pro vznik liberalizovaného trhu s energiemi.

V prostředí obchodování s elektřinou se subjekty dělí na regulované a neregulované. Regulované subjekty jsou mimo jiné subjekty, které obstarávají službu dopravy elektřiny. U přenosu a distribuce elektřiny se předpokládá existence přirozeného monopolu, jelikož by bylo velmi náročné a nesmyslné budovat paralelní sítě. Funkci provozovatele přenosové, či distribuční sítě může vykonávat subjekt na základě udělení licence regulačním úřadem a nikdo jiný nesmí tuto funkci vykonávat. (2 str. 23)

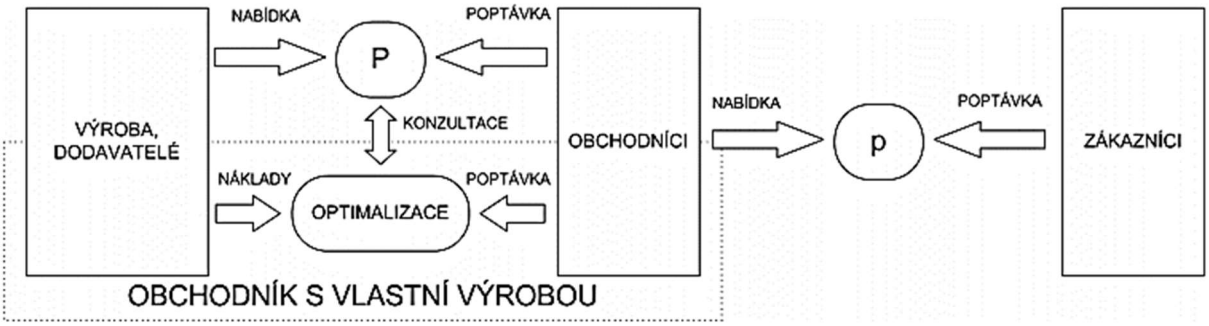
Na tržní bázi pak fungují neregulované subjekty, které obstarávají dodávku elektřiny (výroba) a následný prodej (obchod) konečným zákazníkům. Obchodovat s elektřinou na tržní bázi značí, že podmínky obchodu, zejména pak cenu elektřiny, určují aktéři na tomto trhu.

Trh se dále dělí na organizovaný a neorganizovaný. V případě organizovaného trhu jsou především cena a zobchodované množství elektřiny určovány burzou na základě dopředu vyhlášených pravidel a postupů. Neorganizovaný trh se vztahuje ke dvoustranným smlouvám, který je naopak definován přímým vztahem mezi dvěma a více účastníky a nimi uzavřenými dohodami. Podrobněji jsou jednotlivé druhy obchodu popsány dále. (2 str. 23)

1.1.2. Model trhu s elektřinou

Trh s elektřinou lze dále rozdělit podle odpovědnosti účastníků za odchylku. Stejnou odpovědnost mají všichni účastníci velkoobchodního trhu. Tento trh neslouží pro koncové odběratele, naopak je určen primárně pro obchod mezi výrobci a obchodníky. Tyto subjekty nemusí přímo vlastnit výrobní zdroje, ale musí splňovat podmínky pro přístup na tento trh v podobě např. licence nebo jiných smluv uzavřených s regulačním úřadem. Obchodníci slouží především výrobcům na obchodování s jimi vyrobenou elektřinou a dále pak i velkým odběratelům pro dosažení co nejvýhodnější ceny elektřiny. Obchodováním na velkoobchodním trhu se stanoví následně i cena pro maloobchodní trh. Zde je cena dále upravena o regulovanou složku. (4)

Obrázek 3 Schéma maloobchodu a velkoobchodu



Zdroj: (2 str. 40)

Zkratky na obrázku představují velkoobchodní cenu elektřiny (P) a maloobchodní cenu elektřiny (p). Na velkoobchodním trhu se obchoduje s cenou podle typu trhu, buď s cenou hodinovou v případě denního trhu s elektřinou, nebo s cenou pro daný den a pásmo v případě trhu forwardového, burzovního, či bilaterálního. Na obrázku výše je zjednodušeně znázorněna klasická situace na velkoobchodním trhu. Zde mívají někteří účastníci velkoobchodního trhu k dispozici i vlastní zdroje výroby. Optimalizační úlohou pak řeší, zda bude efektivnější provozovat vlastní zdroje a v jakém režimu, nebo zda je možné výhodněji získat elektřinu na velkoobchodním trhu. (2 str. 40)

Pro maloobchod je typická jednoduchá cena platná po celé sjednané období (rok). Pro maloobchodní trh bylo naprosto klíčové rozhodnutí EU, které dává právo všem odběratelům vybrat si svého dodavatele elektřiny, což mělo za cíl zajistit lepší kvalitu služeb, výhodnější ceny a podnítit inovaci produktů. Dodavatel pak sjednává s odběratel (zákazníkem) smlouvu na dodávku elektřiny. Fyzická dodávka elektřiny zahrnující připojení k síti a měření velikosti dodávky je následně úkolem provozovatele distribuční soustavy. (2 str. 40)

V praxi zákazník platí většinou pouze jednu fakturu dodavateli, kdy je v ceně za dodávku elektřiny započtena i cena za služby provozovatele distribuční soustavy. Dodavatel poté zajišťuje platby provozovateli distribuční soustavy. (2 stránky 38-42)

Do vztahu mezi oběma trhy také vstupují regulatorní zásahy, které trh narušují (zejména dotacemi na výrobu). Výrobci, kteří získají dotace na výrobu, nejsou při obchodování tolik pod tlakem a mohou elektřinu nabízet mnohem výhodněji a tlačit tak ceny elektřiny níže. Poklesne

sice cena na velkoobchodním trhu za silovou elektřinu, ale na maloobchodním trhu zákazníkovi o to víc naroste ve formě regulované položky. (4)

Následující rozdělení se již vztahuje pouze k trhu velkoobchodnímu.

1.1.3. Bilance elektrizační soustavy

Elektrizační soustava je řízena dispečinkem provozovatele přenosové soustavy. Vyrovnanou bilanci celé soustavy zajišťuje v každý okamžik bilanční mechanizmus, který lze rozdělit do tří částí, které na sebe časově navazují: bilanční trh s elektřinou, opatření dispečinku včetně aktivování rezervních zdrojů (podpůrné služby) a výpočet a finanční vypořádání odchylek mezi sjednaným a skutečným množstvím dodávek účastníků trhů. Bilanční trhy s elektřinou jsou funkční v okamžik těsně před reálným časem. V ČR se jedná o vyrovnávací trh s elektřinou, kde jediným subjektem, který může přijímat nabídky, nebo poptávat je dispečink provozovatele přenosové soustavy.

Dispečink využívá k bilanci i denní trh, kdy na základě výsledků denního trhu stanovuje předběžnou poptávku po elektrické energii na příští den. Účastníky a jejich funkcemi vyrovnávacího mechanizmu jsou hlavně:

- **dispečink přenosové soustavy** – řídí mechanismus a zajišťuje v případě potřeby elektrickou energii k vyrovnání elektrizační soustavy za pomoci nákupu elektřiny na bilančních trzích, nebo aktivací systémových služeb,
- **subjekty zúčtování** – jsou zodpovědné jednak za svoji odchylku a zároveň za odchylku jiných účastníků trhu, která na ně byla přenesena na základě smlouvy,
- **operátor trhu** – obstarává sběr měření, zúčtování a vypořádání odchylek subjektů, a
- **regulační úřad** – stanovuje pravidla a hodnotí fungování vyrovnávacího mechanizmu. (2 stránky 60-63)

Při obchodování s elektřinou je nejefektivnější vědět co nejpřesněji, jaké množství elektřiny a kdy přesně plánujeme do sítě dodávat, a naopak v případě spotřeby odebírat. Za odchylku, kterou v síti způsobíme, musíme následně zaplatit. Jedná se o cenu za regulační energii, která musela být v zájmu rovnováhy použita. Obchodující subjekty jsou odpovědností za svoji odchylku motivováni k co nejpřesnější dodávce, či odběru. Tato odpovědnost za odchylku může být přenesená jako v případě spotřebitele typu domácností na obchodníka, se kterým má uzavřenou smlouvu. (4)

Princip zúčtování odchylek není příjmově neutrální, ale generuje přebytek finančních prostředků v hodinách s příjmem z odchylek vyšším, než jsou náklady na regulační energii, které OTE poskytuje provozovateli elektroenergetické přenosové soustavy (společnosti ČEPS) na úhradu části nákladů na systémové služby. Z tohoto přebytku jsou hrazeny náklady na regulační energii i v těch hodinách, které negenerují dostatečný příjem z odchylek. Na stanovení velikosti zúčtovací ceny se vedle ceny regulační energie ze zdrojů poskytujících podpůrné služby, opatřené na vyrovnávacím trhu (VT) a v zahraničí, podílí limitní cena stanovená ERÚ. (4)

1.2.Rozdělení trhu s elektřinou dle jeho organizace

Na neorganizovaném trhu se sjednávají dvoustranné dohody, kdy dva účastníci vyjednávají dohodu o průběhu obchodu a na všech podmínkách, ovšem bez omezování pravidly. Musí však být ještě nahlášeny před dohodnutým obchodem operátorovi trhu. (4)

Na tomto trhu lze využít například standardizovanou smlouvu EFET[1]. Jedná se o předem sestavenou mezinárodní modelovou smluvní dokumentaci, kdy je potřeba aby se protistrany pouze dohodli na její nejvhodnější variantě a zvolí si z nabízených podmínek. (4)

Pro organizovaný trh je charakteristická jedna centrální protistrana (burza) a mnoho účastníků, kteří komunikují s ní, namísto přímé protistrany. Burza má za úkol spravovat trh, stanovit pravidla a zajistit finanční vypořádání obchodů. Jednotlivé transakce se mohou realizovat pomocí aukcí, nebo mohou probíhat průběžně. V případě aukce je stanovena uzávěrka, do kdy je nezbytné stihnout podat své nabídky a poptávky. Následně dojde k vyhodnocení aukce jako průsečík křivek nabídky a poptávky. Při průběžném obchodování jsou nabídky a poptávky vyhodnocovány hned jak se objeví příslušná protistrana. (4)

1.3. Rozdělení trhu s elektřinou podle délky a charakteru dodávek

Velkoobchodní trh lze rozdělit podle délky a charakteru dodávek na trh s dlouhodobými produkty, krátkodobý trh a na trh s regulační energií.

[1] Společnost European Federation of Energy Traders

1.3.1. Dlouhodobý trh

Na dlouhodobém trhu se obchoduje jednak na delší časový úsek a zároveň i na časově vzdálenější období (obchody s dodávkou elektřiny na období delší než jeden měsíc a více). Proto je tento trh vhodné využít zejména jako zajišťovací nástroj ceny elektřiny. Obchoduje se zde s kontrakty typu futures, forwards, opcí nebo CfD (Contracts for Difference)[2], kdy ne vždycky musí nutně docházet k fyzické dodávce elektřiny a může sloužit pouze pro účely obchodování s elektřinou jako s komoditou. (2 str. 58)

1.3.2. Krátkodobí trh

Naopak na krátkodobém trhu se obchoduje s dodávkou elektřiny v rozmezí několika hodina až dní předem, maximálně však na období jednoho týdne. I zde existuje více možností, jak obchodovat. Podle délky a charakteru dodávek se jedná o blokový, denní a vnitrodenní trh. (4)

Blokový trh je trh, kde se obchodují dodávky s denními krátkodobými kontrakty v tzv. blocích. Produkty bloků jsou standardního charakteru – Base, Peak, Off peak. Názvy v překladu říkají, na které období dne je dodávka sjednávána. Base neboli základ znamená dodávku pro celý den, Peak (špička) pro období od 8 do 20 hodin a Off-Peak (mimo špičku) pro dobu od 20 do 8 hodin. (2 str. 58)

Minimální obchodovatelná úroveň je 1 MW v hodinách časového období bloku. Poptávky a nabídky na blokový trh je možno podávat nejdříve 30 dní před obchodním dnem. Ukončení obchodování na blokovém trhu je ve 13:00 hodin, v den před dnem dodávky. Protistranou obchodu, tzn. i finančního vypořádání je OTE. Po obchodování s produktem následuje fyzická dodávka a produkt je finančně vypořádán standardním způsobem za cenu uskutečněného obchodu následující pracovní den po dni dodávky. (1)

Denní trh, velmi často také označovaný jako spotový trh, slouží k organizaci dodávek jeden den předem. Obchod se pomocí aukcí, každou hodinu, tedy formou 24 aukcí za den. Každou

---

[2] *„Contracts for Difference jsou kontrakty na vyrovnání (hedgeování) proti rozdílu v cenách elektřiny v jednotlivých oblastech (regionech). Referenční cenou pro futures i forwards je obvykle cena na denním trhu s elektřinou – spotová cena. Pokud však v prostoru trhu s elektřinou existují oblasti, které mají s ohledem na technologická omezení v elektrizační soustavě spotové ceny různé od systémové (vyšší i nižší), je vhodné se proti těmto rozdílům zajistit.“* (2 str. 58)

hodinu je zároveň aukce vyhodnocena. Takto je stanovena výsledná cena a zobchodované množství elektřiny pro každou hodinu dne. (1)

Vnitrodenní trh je organizován OTE pro jednotlivé hodiny uvnitř daného obchodního dne. Na tomto trhu se obchoduje na dodávku většinou minimálně jednu hodinu dopředu. Zde mohou účastníci trhu vyrovnávat svoji odchylku, pokud neplánovaně mají příliš mnoho nebo naopak málo elektřiny k dodávce. (1)

Pro daný obchodní den je v 15.00 hodin předcházejícího obchodního dne otevřen pro všechny hodiny daného obchodního dne a lze na něm zadávat a akceptovat nabídky na dodávku nebo odběr elektřiny. Vnitrodenní trh je uzavírán postupně po jednotlivých hodinách, doba uzavírky nabídek na dodávku nebo odběr elektřiny pro jednotlivé obchodní hodiny je jedna hodina před danou obchodní hodinou. (1)

Význam vnitrodenního trhu narůstá zejména v souvislosti s instalací a provozem obnovitelných zdrojů energie, tedy zdrojů, jejichž provoz je obtížně predikovatelný a závisí zejména na aktuálních výkyvech počasí. Uzavírané obchody mohou, podobně jako již i v některých evropských zemích, dosahovat také záporných hodnot. Možnosti obchodování na vnitrodenním trhu využívá čím dál větší počet obchodníků. (1)

1.3.3. Trh s regulační energií

Základním účelem trhu s regulační energií je bilanční řešení stavů nerovnováhy elektřiny v elektrizační soustavě. Iniciátorem trhu a současně jednou z protistran je společnost ČEPS, která vykonává funkci licencovaného provozovatele přenosové soustavy. Elektřina opatřená provozovatelem přenosové soustavy je:

- regulační energie pocházející z aktivovaných rezervních zdrojů, získaná pomocí tzv. podpůrných služeb (PpS), které poskytují pouze výrobci certifikovaní pro poskytování určitých podpůrných služeb;
- elektřina zobchodovaná na vyrovnávacím trhu s regulační energií organizovaným OTE;
- elektřina importovaná ze zahraničí. (5)

Vyrovnávací trh (VT) je trh organizovaný operátorem trhu s elektřinou, kde poptávající/nabízející stranou je ČEPS s cílem zajistit regulační energii potřebnou k vyrovnání systémové odchylky. Účastníci trhu mají možnost nabídnout volný výkon jednu hodinu před začátkem každé dodávky, čas uzavření VT je 30 minut před začátkem dodávky

obchodní hodiny. Pro vyrovnání sítě je potřeba regulační energie kladná i záporná, proto mohou účastníci nabízet obě varianty. (5)

Elektřinu nakoupenou ze zahraničí obstarává PPS na základě smluv se subjekty po předchozí dohodě s příslušným zahraničním provozovatelem přenosové soustavy, nebo se samotným zahraničním provozovatelem přenosové soustavy, a to pouze v případě, není-li ani po opakované poptávce zajištěn dostatek podpůrných služeb. (5)

1.3.4. Podpůrné služby

Provozovatel přenosové soustavy má za úkol zajišťovat kvalitu a spolehlivost dodávky elektřiny. V České republice se jedná o společnost ČEPS, která vykonává tuto činnost pojmenovanou jako systémové služby. Zabezpečují okamžité vyrovnání sítě v případě kolísání spotřeby a poruchách ve výrobě. Navíc slouží k plnění mezinárodních závazků a podmínek propojení elektrické soustavy ČR. K zajištění podpůrných služeb slouží podpůrné služby, které poskytují uživatelé přenosové soustavy a tím se současně podílí na systémových službách. (5)

Vývoj, složení a způsob zajištění podpůrných služeb je rozdílný v jednotlivých státech. Odvíjí se hlavně od skladby zdrojů a aplikovaném modelu trhu. Podpůrné služby jsou v ČR zabezpečovány třemi hlavními způsoby skládající se z výběrových řízení, přímých smluv s poskytovateli a spoluprací s jinými přenosovými soustavami. (6)

Mezi podpůrné služby zajišťovaných pomocí výběrových řízení, případně nakupované na denním trhu patří tzv. **služby výkonové rovnováhy** skládající se z primární regulace, sekundární regulace a minutové zálohy. Tyto podpůrné služby slouží k vyrovnání nerovnováhy mezi výrobou a spotřebou vznikající při výpadku elektrárenského bloku, či např. při poruše v síti nebo při neočekávaném nárůstu zatížení. (6)

1) **Primární regulace frekvence**

   Jedná se o lokální automaticky řízenou funkci spočívající v přesně definované změně výkonu elektrárenského bloku v závislosti na odchylce frekvence. V rámci výkonu bloku musí být trvale vyčleněna primární regulační záloha, kterou musí být provozovatel schopen uvolnit do 30 sekund od vzniku výkonové nerovnováhy. (5)

2) **Sekundární regulace výkonu (SR)**

Sekundární regulaci zajišťuje změnu hodnoty výkonu regulovaného bloku na základě požadavku regulátora frekvence a salda předávaných výkonů. V rámci výkonu bloku musí být vyčleněn výkon umožňující regulaci, tzv. sekundární regulační záloha. Je závislá na technologických parametrech bloku. Musí být k dispozici do 10 minut od zadání požadavku. (5)

3) **Terciální regulace výkonu neboli minutová záloha (MZt±)**

V tomto případě se nejedná o automatický nýbrž ručně ovládaný proces obnovení rovnováhy při změně výkonu regulovaného zařízení podle požadavku dispečinku. Zálohy musí být aktivovány manuálně do t minut. Realizace může probíhat na základě zvýšení či snížení výkonu zdroje, připojením zdroje, odpojením čerpání, nebo jeho úplným odpojením od sítě, podle toho, zda je požadována kladná, nebo záporná změna výkonu. Regulované zařízení musí mít minimální velikost 30 MW a být schopno poskytovat službu po minimální dobu 4 hodin. Do této kategorie patří ručně ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy do 5, nebo 15 minut a snížení výkonu do 30 minut. (6)

V případě **snížení výkonu** se jedná o schopnost regulovaného bloku snížit výkon do 30 minut od zadání požadavku dispečerem o předem sjednanou hodnotu, nebo jeho úplného odstavení. Služba se využívá při významnějších záporných odchylkách v síti, které nedokáží pokrýt standardní sekundární regulace a ani minutová záloha. Zařízení musí být schopno aktivovat službu po minimální dobu 24 hodin. (6)

Druhou kategorií podpůrných služeb jsou **služby využívané k zajištění zejména kvality provozu soustavy a napětí v síti**. Tyto služby jsou obstarávány na základě přímých smluv s jejich poskytovateli. (6)

1) **Sekundární regulace U/Q (SRUQ)**
Jedná se také o automaticky řízenou funkci jako v případě sekundární regulace výkonu. Zde se ale využije celého přesně smluveného rozsahu výkonu bloku pro regulaci napětí. Tato regulace musí mít schopnost spolupracovat s prostředky terciární regulace napětí a jalových výkonů. (5)

2) **Schopnost ostrovního provozu (OP)**

Elektrárenský blok musí být schopen vyrábět do vydělené části sítě. Vyznačuje se vysokými nároky na regulační schopnosti bloku, jelikož pracuje do izolované ostrovní části sítě s významnými změnami frekvence a napětí, kdy musí být schopný předcházet a řešit případný stav nouze. (5)

3) **Schopnost startu ze tmy**

Startem ze tmy se chápe schopnost najetí bloku elektrárny bez potřeby využití vnějšího zdroje napětí na jmenovité otáčky, dosáhnutí jmenovitého napětí, připojení k síti a jejího napájení v ostrovním provozu. Této schopnosti se využívá při rozpadu sítě tzv. „blackoutu“ k obnovení dodávky a zabezpečení normálního stavu v co nejkratším čase. Součástí elektrárenského bloku musí být nezávislý záložní zdroj, který bude schopný dodat dostatečný výkon k rozběhu elektrárny. Typicky se využívají přečerpávací vodní elektrárny, kde záložní zdroj představuje malá průtočná vodní elektrárna nebo třeba generátor pro pokrytí vlastní spotřeby elektřiny. (5)

Posledním způsobem obstarání podpůrných služeb je **výpomoc** z tzv. **synchronně spolupracujících elektrizačních soustav** na základě havarijních smluv, kdy se jedná o výpomoc mezi provozovateli přenosových soustav k regulaci rovnováhy v síti nebo obchodem elektřiny na základě nejvýhodnější nabídky ze zahraničí. (5)

1.3.5. Obchod s podpůrnými službami

Provozovatel přenosové soustavy může obstarat regulační energii tedy buď aktivací služeb výkonové rovnováhy nebo jejím nákupem na vyrovnávacím trhu.

Nabízet podpůrné služby smějí pouze subjekty, které splňují technické a obchodní podmínky stanovené provozovatelem přenosové soustavy a byla jim udělena licence pro poskytování jednotlivých služeb výkonové rovnováhy. Subjekty pak mají právo uskutečňovat obchod s podpůrnými službami. Cena regulační energie se tvoří na tržním principu, ale v případě sekundární regulace, je cena stanovena cenovým rozhodnutím ERÚ. Podpůrné služby jsou nakupovány prostřednictvím dlouhodobých kontraktů (na základě výběrových řízení pro jednotlivé kategorie) a na denního trhu s podpůrnými službami, kde je nakupována zbývající část. (6)

Na vyrovnávacím trhu, kde jediným nakupujícím je provozovatel přenosové soustavy, mohou své nabídky na kladnou i zápornou energii vyvěšovat na obchodním portálu OTE všichni registrovaní účastníci trhu. Je potřeba souhlasu jejich subjektu zúčtování a smlouvy o přístupu na vyrovnávací trh s OTE. Hlavním rozdílem je, že není potřeba aktivovat certifikované bloky jako v případě služeb výkonové rovnováhy. (6)

1.4. Účastníci trhu s elektřinou

Na trhu s elektřinou působí aktivně tito licencovaní účastníci:

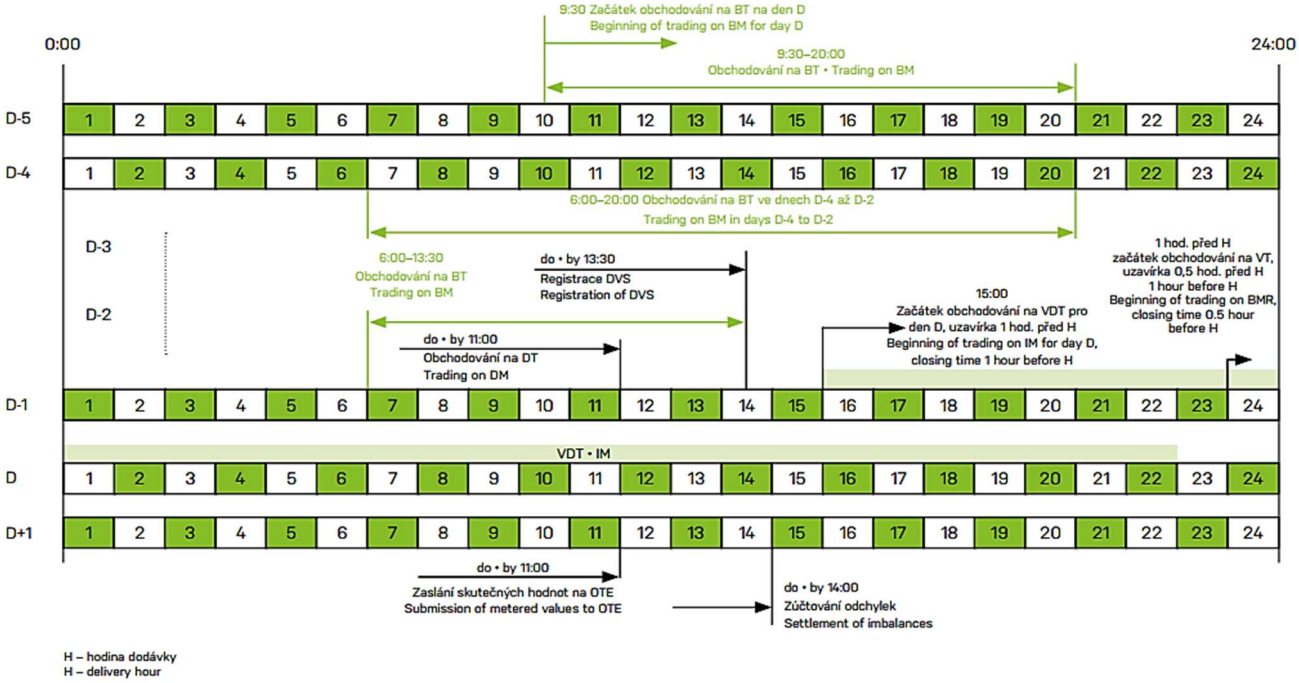
- subjekt zúčtování (SZ),
- dodavatel,
- účastník s přístupem na vyrovnávací trh (VT),
- poskytovatel podpůrných služeb (PpS),
- provozovatel distribuční soustavy (PDS),
- provozovatel přenosové soustavy (PPS),
- výrobci.

Obchodníci na trhu s elektřinou mohou být buď dodavatelé koncovým zákazníkům s přenesenou odpovědností za svou odchylku, nebo subjekty zúčtování, kterým je kromě dodávky elektřiny umožněno také obchodovat na krátkodobých trzích s elektřinou.

Atraktivita energetického trhu a přibývající zkušenosti v obchodování s komoditami zpřístupnily toto odvětví i malým a středním společnostem, které působí na trhu nejčastěji v roli dodavatele energií. Tento trend potvrzuje významný nárůst počtu dodavatelů elektřiny v roce 2016, který dosahoval nárůstu až o 37 % oproti předešlému roku. (7)

Energetická legislativa vyžaduje od účastníků trhu registrovat jejich dvoustranné obchody v systému OTE prostřednictvím tzv. realizačních diagramů (ERD). Součástí obchodování s elektřinou v ČR je i zúčtování odchylek (včetně obchodování s regulační energií a vyrovnávacího trhu s regulační energií). Časové úseky jednotlivých činností jsou uvedeny na obrázku níže. (7)

Obrázek 4 Časové uspořádání trhu s elektřinou



Zdroj: (7)

Subjekt zúčtování

Účastníci trhu s elektřinou nesou odpovědnost za odchylku a jsou tzv. subjekty zúčtování odchylek. Subjekt zúčtování je podle energetického zákona fyzická nebo právnická osoba, pro kterou operátor trhu s elektřinou na základě smlouvy o zúčtování provádí vyhodnocení, zúčtování a vypořádání odchylek. (4)

Neoprávněným odběrem elektřiny z elektrizační soustavy je odběr elektřiny bez smlouvy o zúčtování odchylek nebo smlouvy, jejímž předmětem je přenesení odpovědnosti za odchylku na subjekt zúčtování trvající déle než 10 pracovních dní. (4)

Potřeba vyhodnocovat odchylku vyplývá z vlastnosti elektřiny, která je ve větším množství neskladovatelná. Proto je nezbytné výrobu plánovat, aby byla nadprodukce ze sítě spotřebovávána, a naopak v případě nedostatku rychle další elektřina vyrobena. To sebou přináší ale náklady na udržení stability sítě. (4)

Pokud se tedy subjekt zúčtování zaváže k určité spotřebě, bude OTE s ním vypořádávat odchylku mezi plánovaným a reálně odebraným množstvím energie, aby došlo k pokrytí takto vzniklých nákladů. (8)

Odpovědnost mohou přenášet na základě smlouvy o odpovědnost za odchylku na jiný subjekt zúčtování odchylek, což může být uskutečněno v lokální distribuční soustavě. Zároveň platí, že takto přenesená odpovědnost za odchylku subjektu zúčtování nelze již dále přenést na jiný subjekt zúčtování. V tomto režimu je zákazník pouze registrovaným účastníkem trhu a nemá povinnost nahlašovat své nákupy OTE – to za něho provede jeho dodavatel, na kterého byla odpovědnost přenesena. Dodavateli je tedy zodpovědný za případné odchylky, které jsou účtovány přímo jemu. (8)

V režimu vlastní odpovědnosti za odchylku je konečný zákazník registrovaným subjektem zúčtování. Subjekt je povinen dělat nákupy na své odběrové diagramy a všechny nákupy registrovat v systému u OTE. Následně OTE porovnává rozdíl mezi nákupem a skutečným odběrem. Takto se stanoví velikost odchylky a její cena, která je typicky vyšší než cena obchodovaná běžně na trhu. (8)

Přenést odpovědnost lze například i zahájením dodávky elektřiny podle smlouvy o sdružených službách dodávky elektřiny dochází k přenesení odpovědnosti za odchylku z výrobce elektřiny nebo zákazníka na výrobce elektřiny nebo na obchodníka s elektřinou. (9)

Obecně v případě přenesení odpovědnosti subjekt zúčtování spojuje své závazky se závazky a povinnostmi dodávky a odběru elektřiny účastníků trhu (výrobce i konečné zákazníky), za které převzal odpovědnost. Odchylkou subjektu zúčtování pro každou obchodní hodinu je pak rozdíl mezi skutečnou dodávkou a skutečným odběrem elektřiny na straně jedné a celkovou sjednanou dodávkou a celkovým sjednaným odběrem elektřiny na straně druhé. (9)

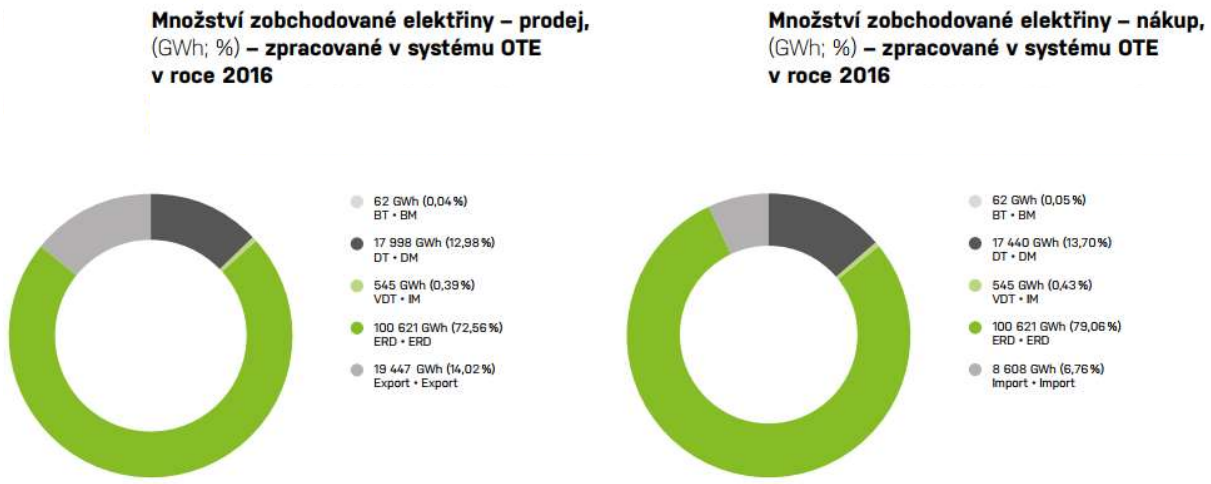
Zúčtování odchylek

Operátor zajišťuje zúčtování a finanční vypořádání odchylek mezi subjekty zúčtování. Tyto prostředky slouží pro úhradu elektřiny, která musela být dodána do elektrizační soustavy nebo naopak odebrána z elektrizační soustavy nad rámec sjednaného množství, přestože byla ve smlouvách sjednána. ČEPS získává elektřinu pro řešení stavů nerovnováhy pro každou obchodní hodinu jako regulační energii prostřednictvím aktivace podpůrných služeb, na vyrovnávacím trhu s regulační energií, nebo jako dodávku ze zahraničí nebo do zahraničí na základě smluv, jak již bylo popsáno výše. Jejich účelem je operativní dodávka elektřiny pro vyrovnání systémové odchylky. Cena takové elektřiny slouží k určení zúčtovací ceny a je zahrnuta do systému vyhodnocení a zúčtování odchylek. Platba subjektu zúčtování za odchylku se stanoví jako součin velikosti odchylky a příslušné zúčtovací ceny. (9)

1.5. Specifika trhu s elektřinou

Trh s elektřinou je specifickým tím, že je geograficky omezený. Jeho vývoj je přímo závislý na stavu ekonomiky. Pokud je ekonomika stabilní a roste, roste také trh s elektřinou (přibližně o 2-3 % ročně). Naopak v případě krize dochází s poklesem trhu i k poklesu spotřeby elektřiny kvůli klesajícímu množství výroby. Během poslední krize došlo k poklesu o cca 30 %. (1 str. 17)

Obrázek 5 Množství zobchodované elektřiny



Zdroj: (7 str. 18)

V roce 2016 bylo v systému OTE registrováno v podobě realizačních diagramů (vnitrostátních i zahraničních) 72 % prodané, resp. 79 % nakoupené elektřiny, což znázorňují diagramy na obrázku výše. Celkový objem vnitrostátních dvoustranných obchodů prostřednictvím realizačních diagramů dosáhl v roce 2016 hodnoty 100,6 TWh. (7 str. 18)

Trh s elektřinou je závislí i jako i jiné trhy, na kterých se obchoduje, na výpočetní technice. Nejedná se však o plně automatické obchodní systémy jako např. při obchodování s měnami, jelikož tento trh je mnohem méně likvidní a na cenotvorbu mají důležitý vliv fundamentální změny. Další zvláštností je, že dosud nebyla v obchodě s elektřinou využita páka. (7 str. 18)

Při regulování energetického trhu a obchodu s elektřinou podléhá primárně fyzikálním zákonům, na které se zaměřuje ČEPS, a až ve druhé řadě je prostředí upravováno legislativně zákony a směrnicemi energetiky, případně i zákony platnými pro kapitálové trhy.

„Povinnost účastníků trhu oznamovat obchody z organizovaných tržních míst je stanovena Nařízením parlamentu a Rady (EU) č. 1227/2011 ze dne 25. října 2011 o integritě a transparentnosti velkoobchodního trhu s energií (Nařízení REMIT) a Prováděcím nařízení Komise č. 1348/2014 ze dne 17. prosince 2014 o oznamování údajů za účelem provedení čl. 8 odst. 2 a 6 nařízení EP a Rady (EU) č. 1227/2011 o integritě a transparentnosti velkoobchodního trhu s energií (Prováděcí nařízení REMIT)“. (1 stránky 17-20)

Strategie při obchodování obchodníků tradingu a obchodníku retailu se významně odlišuje. Pro obchodníky tradingu je klíčová fundamentální analýza založená na analýze energetického systému jako celku. S krátícím se termínem pro realizaci fyzické dodávky elektřiny narůstá podíl váhy fundamentální analýzy na rozhodnutí až na 100 %. Retail se zaměřuje více na sledování parametrů chování odběrného místa. Důležitější je při rozhodování technická analýza, která analyzuje dodávky pro koncového spotřebitele. Na celkovém rozhodnutí se podíly přibližně 80 % a v čase se nemění. Cílem je totiž co nejlepší optimalizace skladby nákupu a prodeje, aby byly pokryty potřeby konkrétního odběratele na základě všech dodávek konkrétního dodavatele na základě očekávaného vývoje cen. (1 stránky 17-20)

V případě, že obchodník realizuje fyzickou dodávku a nakoupí, nebo naopak prodá více, či méně elektřiny, než kolik má dodat výrobce nebo odebrat spotřebitel, případně importuje, nebo exportuje z České republiky, je potřeba dorovnat nerovnováhu v síti. Rovnováhu obstará provozovatel přenosové soustavy automaticky formou podpůrných služeb a zúčtováno subjektu zúčtování (obchodníkovi) prostřednictvím ceny odchylky. (1 stránky 17-20)

V současnosti ovlivňuje ceny na trhu s elektřinou celá škála faktorů:

- ceny paliv (uhlí, ropa, zemní plyn, uran),
- ceny povolenek EUA CO2,
- výrobní náklady jednotlivých zdrojů energie a jejich dostupnost a spolehlivost,
- ceny a dostupnost přeshraničních přenosových kapacit,
- poruchy národního energetického systému,
- poruchy okolních zahraničních energetických systémů,
- nevyžádané fyzikální přeshraniční toky energie,
- produkce z obnovitelných zdrojů,
- roční období,
- denní doba,
- geografická poloha,

- počasí (intenzita slunečního svitu, vítr, oblačnost, teplota),
- cena peněz a
- kurzy měn. (1 stránky 17-20)

1.6. Zahraniční spolupráce elektrizační přenosové soustavy ČR

Česká republika je součástí přenosové soustavy kontinentální části Evropy skrze sousední státy. Propojení umožňují hraniční vedení, které se sestává z pěti vedení se Slovenskem a po čtyřech s Německem, Rakouskem a Polskem. Jednotlivé soustavy jsou tzv. „sítě synchronně propojeny v jednu propojenou síť“.[3] (10)

Synchronní soustavy jsou výhodné, protože mají zejména vyšší kapacitu exportu a importu, jelikož není na rozdíl od asynchronní omezena výkonem stejnosměrné spojky a záleží pouze na počtu hraničního vedení mezi zeměmi. Umožňuje také snížit množství potřebných rezervních výkonů, jelikož může být sdílen s ostatními soustavami. Propojená síť je vlivem vyššího instalovaného výkonu tvrdší, tzn. kmitočet je stabilnější. To umožňuje instalovat elektrárenské bloky vyšších výkonů. Díky propojení sítí dochází k vzájemnému doplňování rozdílných typů výrobních zdrojů dle paliva, které v samostatné soustavě mohly způsobovat přetížení sítě. (10)

Synchronně propojené sítě se ale mohou snadno navzájem ovlivňovat i v negativním smyslu. Vlivem spojení soustav, dovozem a vývozem elektřiny mezi zeměmi může docházet k velkým přetokům a ohrozit bezpečnost provozu. Aby byly minimalizovány neočekávané toky přes propojené soustavy a nedocházelo k velkým přetokům výkonů, byla zavedena zařízení pro regulaci. Jedná se o transformátory s příčným posuvem fáze. (10)

Dříve se tohoto spojení používalo primárně pro vzájemnou pomoc při zajišťování vyšší spolehlivosti provozu. Dnes jsou sítě čím dál tím více ovlivňovány narůstajícím podílem

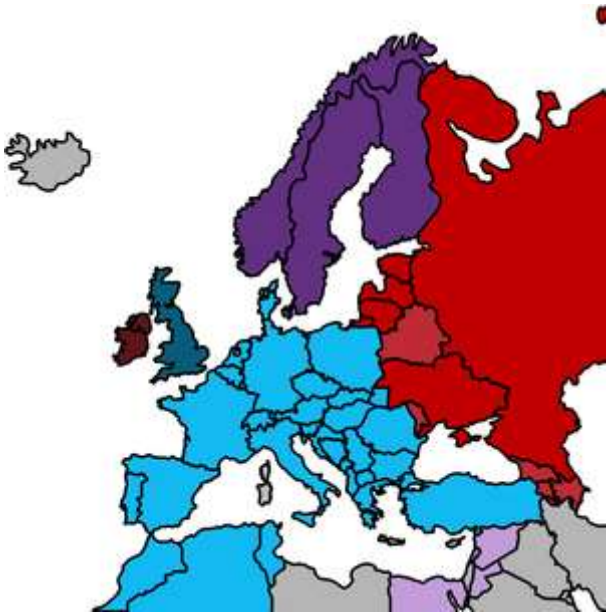
[3] *„Přenosové soustavy se propojují buď synchronně, tzn. jsou propojeny přímo vedeními, anebo je propojení soustav provedeno asynchronně pomocí stejnosměrných spojek. Synchronně propojené soustavy mají shodný kmitočet střídavého napětí, protože kmitočet je celosystémová veličina, která je dána rovnováhou činného výkonu mezi výrobou a spotřebou v celé propojené soustavě. Asynchronní soustavy mají kmitočet navzájem odlišný a jsou na hodnotách svých kmitočtů nezávislé (…).“* (10)

elektřiny z obnovitelných zdrojů a propojení umožní, aby nedošlo k přetížení síti v rámci jedné soustavy. K výměně dochází nyní ale především kvůli běžnému obchodování s elektřinou. (10)

V Evropě máme následující synchronně spojené přenosové sítě (viz obrázek 6):

1. Systém kontinentální Evropy (včetně přenosová soustavy ČR),
2. Systém Severní Evropy (Finsko, Švédsko, Norsko a východní část Dánska),
3. Systém IPS/UPS – systém Ruska a bývalých sovětských států včetně Pobaltí,
4. Systém Anglie, Walesu a Skotska, a
5. Systém Irska a Severního Irska.

Obrázek 6 Synchronní propojené oblasti v Evropě



Zdroj: (10)

Systém kontinentální Evropy se skládá ze sítí 30 států, do kterých jsou zapojeny také Turecko, Burštýnský ostrov (západní část Ukrajiny), západ Dánska a přes Gibraltar některé státy v Africe (Tunisko, Maroko a Alžírsko). Burštýnský ostrov je důležitý, jelikož připojuje do propojené soustavy jednak burštýnskou elektrárnu a dále také navazuje soustavy Rumunska, Slovenska a Maďarska. Druhá část Dánska je připojena do systému severní Evropy. Ukrajinská elektrizační soustava je napojena na ruský systém IPS/UPS. Existuje i jedno stejnosměrné propojeni uvnitř systému, který propojuje Řecko s Itálií pomocí podmořského kabelu. (10)

1.7. Přeshraniční obchod s kapacitami

Propojení jednotlivých národních sítí v jednu soustavu umožňuje i přeshraniční obchod s elektřinou. Ten má ale také svá specifika, která vychází už jen ze stávající infrastruktury. Přenosová soustava je ve většině národních soustav Evropy více než dostačující, ale propojení s dalšími zeměmi už většinou nestačí (viz. hraniční vedení v předchozí kapitole). Byly proto zavedeny tzv. přeshraniční kapacity, kdy je nezbytné při obchodování s jiným státem koupit si „možnost dodávku do těchto států přenést“. (4)

V rámci Evropy se již vyskytují oblasti s organizovaným nadnárodním trhem. Jedná se o denní trh, kde jsou při hledání protistrany zohledněny i přeshraniční kapacity omezující stav sítě. Systém nedovolí překročit přeshraniční kapacitu a zároveň obchodník ji nemusí ani kupovat. Funguje to tak, že se na trhu sesbírají všechny nabídky a poptávky z oblasti skládající se ze všech zapojených národní soustav a následně se dohromady vyhodnotí (např. Market Coupling CZ-SK-HU-RU nebo zatím největší oblast takto fungující skládající se ze zemí od Portugalska po Finsko). Zároveň zformovat jednotný evropský denní trh je i cílem Evropské unie. (4)

Liberalizace trhu s elektrickou energií přispěla k nárůstu přeshraničního obchodování. Nejen, že se naskytla možnost vybrat si svého dodavatele, ale otevřela se i cesta novým možnostem nákupu či prodeje elektrické energie po celé Evropě. Tento proces provází i několik problémů, kterými je především nedostatečná přenosová schopnost vedení na rozhraní mezi jednotlivými státy. Je třeba zabránit přetížení soustavy. Nedostatečná přenosová schopnost přeshraničního vedení zabraňuje vzniku jednotnému evropskému trhu. Otevřením trhu mělo dojít k odstranění diskriminace a umožnění přístupu k přeshraniční kapacitě vedení. Byly zavedeny explicitní alokace kapacit, kdy se k obchodování s elektrickou energií využívají pouze volné přeshraniční kapacity. Cílem je zavedení takového mechanismu, kdy je kapacita přidělována implicitně, v rámci obchodu s elektrickou energií. (2)

2. Úvod, definice a koncept virtuální elektrárny

Prozatím neexistuje v literatuře přesná definice virtuální elektrárny. Obecně se termín používá v určitém kontextu a základní myšlenka může být vysvětlena bez nutnosti striktní definice. Termín virtuální elektrárna úzce souvisí se zavedením obnovitelné energie v energetickém systému.

Elektrickou soustavu lze rozdělit na výrobu elektrické energie a její spotřebu. V každém okamžiku je nezbytná dokonalá rovnováha mezi výrobou elektrické energie a poptávkou po ní. Typické složení „tradičního“ elektroenergetického systému:

- malý počet centrálně řízených elektráren s vysokou výrobní kapacitou,
- přenosová a rozvodná síť, a
- velké množství nekontrolovatelné poptávky.

Při malém počtu jednotek vyrábějících energie je vyvážení poptávky a výroby relativně jednoduše zvládnutelné.

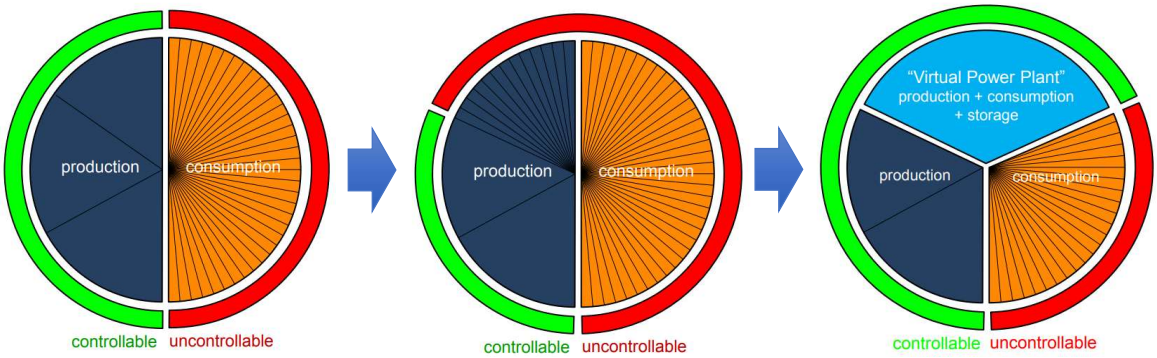
Obnovitelné zdroje energie mění elektrickou soustavu z mnoha hledisek:

- zvyšuje se počet jednotek vyrábějících energii;
- výrobní kapacita může být jak vysoká (pobřežní větrné farmy), tak i nízká (vychází ze strany spotřebitelů);
- energie získaná z obnovitelných zdrojů je značně proměnlivá (např. solární a větrné elektrárny) a je obtížnější je kontrolovat.

Zavedení obnovitelných zdrojů energie se kvůli těmto důvodům stává mnohem obtížnější. (11)

Popsaný vývoj od typického složení klasického elektroenergetického systému, se zaváděním OZE a nakonec utvořením VE je zachycen na diagramech na následujícím obrázku:

Obrázek 7 Vývoj elektrické soustavy



Zdroj: (11)

Poznámka: Controllable – Řiditelné, Uncontrollable – Neřiditelné, Production – Výroba, Consumption – Spotřeba, Storage – Skladování, Virtual Power Plant – Virtuální elektrárna

2.1. Definice a princip virtuální elektrárny

Koncept virtuální elektrárny má různé definice, které se shodují na tom, že VE je agregací jednotek decentralizovaných zdrojů energie různých technologií, aby fungovala jako jedna elektrárna, která má schopnost řídit agregované jednotky a řídit tok elektrické energie mezi těmito jednotkami za účelem lepšího fungování systému. Obecně těmito zdroji energie mohou být zdroje obnovitelné i neobnovitelné, řízené i neřízené. A spolu se spotřebiteli mohou dohromady jednat jako jediný subjekt na trhu s elektřinou a být ovladatelné díky vyváženému portfoliu generátorů a spotřebitelů.

Zdroji mohou být např. kogenerační jednotky nebo kombinované výroby elektřiny a tepla (KVET), malé vodní elektrárny, fotovoltaické elektrárny na střechách, nebo třeba větrné elektrárny. Fyziky mohou být zdroje geograficky vzdáleny. Důležité je ale skutečnost, že tato skupina zdrojů je řízena skrze společný řídící systém. Celkový výkon virtuální elektrárny je definován součtem všech výkonů zařízení dohromady. (12)

2.1.1. Další definice

Některé výzkumy elektrických společností nebo výzkumných skupin mají odlišnou definici virtuální elektrárny, někteří výzkumníci dokonce používají jinou terminologii, tj. virtuální nástroj. Níže jsou uvedeny definice od několika výzkumných pracovníků a projektů v Evropě:

- VE je soubor technologických aplikací pro inteligentní spotřebu energie v decentralizovaném nastavení optimalizující spotřebu elektrické energie v prostoru a čase. Může se skládat z technických komponentů (např. inteligentního měření, prognózování energie, nebo spojování spotřebitele a výrobce do jednoho samospotřebitele).
- VE je skupina decentralizovaných zařízení (KGJ, větrné turbíny, FVE, flexibilní poptávka, skladování energie, malé vodní elektrárny), které jsou centrálně řízeny.
- VE je skupina propojených decentralizovaných obytných mikroprocesorů využívajících technologii palivových článků instalovaných v rodinných domech, malých podnicích a veřejných zařízeních apod. pro individuální vytápění, chlazení a výrobu elektřiny.
- VE je velké množství propojené energie a ovládání geograficky rozptýlených výrobců energie. VE je schopna vytvářet množství energie a „vstupy pro poskytování systémových služeb“ jako konvenční elektrárnu. Největší instalací VE je veřejný systém dodávky energie.
- VE zahrnuje celou řadu decentralizovaných mikroprocesorových jednotek s využitím palivových článků, plynových turbín, plynových motorů, parních článků nebo šterlinkových motorů, které jsou instalovány v rodinných domech, malých podnicích, veřejných zařízeních apod., individuální vytápění a chlazení a flexibilní výroba elektřiny. Mnoho decentralizovaných jednotek může být centrálně řízeno jako součást propojené sítě, což vede k virtuální elektrárně, která může být provozována a fungovat jako distribuovaná velká elektrárna s velkou flexibilitou, pokud jde o výběr paliva (zemní plyn, bioplyn, LPG, vodík), příspěvek k dosažení vrcholné poptávky po energii ve veřejném sektoru elektřiny. (11)

2.1.2. Nové role a flexibilita

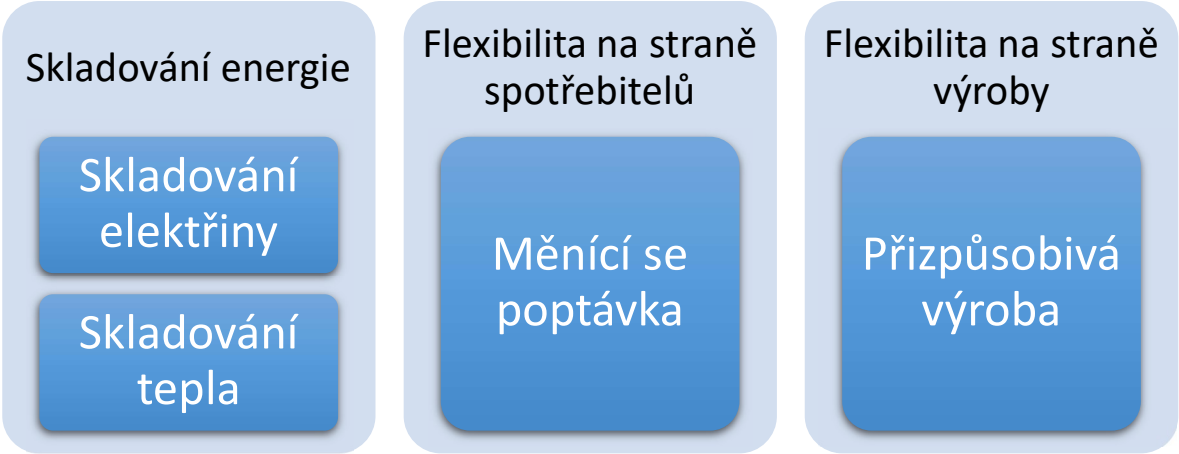
Při zřizování VE je potřeba určitého prostředníka nebo agregátoru. Úlohu agregátorů mohou převzít stávající účastníci trhu s energií nebo se mohou objevit nové subjekty.

Agregátoři mohou být definováni jako aktéři, jejichž hlavní rolí je být zprostředkovatel mezi spotřebiteli, kteří poskytují (prodávají) svou poptávkovou flexibilitu (změny ve spotřebě) a trhy, kde agregátoři nabízejí (prodávají) tuto flexibilitu pro využití jinými aktéry elektroenergetického systému. (11)

V rámci konceptu VE lze agregátora považovat za „účastníka, který shrnuje flexibilitu (ve výrobě, spotřebě a skladování), kterou poskytují spotřebitelé (většinou průmysloví) nebo

jiní účastníci trhu, a nabízí tuto flexibilitu různým účastníkům trhu, kteří požadují flexibilitu.“ Flexibilita je rozhodujícím prvkem VE, která usnadňuje řízení nestabilních obnovitelných zdrojů energie. Druhy flexibility jsou zachycena na obrázku níže. (11)

Obrázek 8 Druhy flexibility OZE



Zdroj: Vlastní zpracování, (11)

2.1.3. Podmínky pro efektivní fungování virtuální elektrárny

Pokud je řeč o efektivním využívání zdrojů a zvyšování podílu obnovitelných zdrojů, je z tohoto pohledu zcela zásadní úspora energie jako taková. Je tedy potřeba podívat se nejen na stranu výroby ale i spotřeby, kdy je nutné zaměřit se na snižování spotřeby zaměnitelné elektřiny. Není totiž nezbytné elektřinou vytápět, naopak chladit (klimatizovat) a ohřívat vodu. (12)

Budovy lze navrhnou a postavit, či zrekonstruovat tak, aby co energeticky co nejšetrnější, potřebovaly minimální množství energie na topení a v nejlepším případě nepotřebovaly chlazení. Virtuální elektrárny řeší částečně i tento problém, jelikož je potřeba řídit co nejefektivněji i relativně malé toky elektřiny. Úspora energie se proto stala důležitou součástí budování virtuálních elektráren. (12)

2.2. Decentralizované zdroje

Za decentrální nebo také decentralizovaný zdroj energie jsou považovány veškeré zdroje připojené do sítí vysokého napětí (VN) a nízkého napětí (NN) elektrizační soustavy. Jedná

hlavně o obnovitelné zdroje energie (OZE) a o mikrokogenerační jednotky na zemní plyn. Takový zdroj je typicky umístěn blízko konečného spotřebitele a je využívaný na úrovni maloodběru, jelikož jde většinou o zdroje malého až středního výkonu v řádech jednotek kilowattů až desítek megawattů. (13 stránky 28-31)

Decentralizované zdroje můžeme dále rozdělit na fosilní (hlavně zemní plyn) a obnovitelné. Toto dělení má především vliv na výši výkupní ceny elektřiny. Zatímco pro obnovitelné zdroje není důležitý čas dodávky elektřiny do sítě, jelikož mají daný příspěvek jistý v kteroukoli dobu. Na druhou stranu výroba elektřiny pomocí fosilních zdrojů musí zohlednit i cenu paliva a výkupní cenu v přesně vymezeném čase. Kvůli výši příspěvku a ceny paliva je nejvýhodnější výroba elektřiny z kogenerace. (13 stránky 28-31)

Důležitou charakteristikou zdroje je také jeho řiditelnost. **Řiditelné zdroje** jsou schopny elektřinu dodat na vyžádání a její dodávka lze dopředu naplánovat, což umožňuje výše zmíněnou dodávku v přesně vymezeném čase kogeneračními jednotkami na zemní plyn. **Neřiditelné zdroje** jsou naopak závislé na počasí, povětrnostních podmínkách a ročním období. Jsou schopny vyrábět elektřinu pouze za pro nich příznivých podmínek (slunečno, větrno), jinak se jim nedostává paliva. Existují i zdroje, které jsou **řiditelné pouze částečně**. Jde o zdroje, které jsou poháněny různými druhy bioplynu (např. ze zemědělských, či komunálních odpadů, skládkový plyn) nebo třeba důlním plynem. (13 stránky 28-31)

V souvislosti s rozvojem obnovitelných zdrojů, zejména fotovoltaiky, je stále vyšší poptávka po regulačním výkonu. Ale ve správné kombinaci neřiditelných zdrojů spolu s částečně řiditelným zdroji mají potenciál pro plánované řízení dodávek elektřiny do sítě. Pokud by došlo k výpadku výroby z jednoho zdroje (např. když rychlost větru nedosahuje požadované minimální rychlosti pro spuštění výroby z větrné elektrárny), může být výroba nahrazena spuštěním jiného zdroje zapojeného do virtuální elektrárny. Některé decentralizované zdroje mohou fungovat i jako nouzové zdroje elektřiny a dodávat energii do objektu i v případě výpadku sítě. Tím přispívají jednak ke zvýšení spolehlivosti a bezpečnosti sítě, pokud by byly řízeny na základě požadavků dispečinku. Zároveň by dokonce mohly být schopny poskytovat některé podpůrné služby. Tato vlastnost je důležitá také hlavně pro výrobní firmy, které mají ztráty z výpadků elektřiny kvůli náhlému zastavení výrobních linek a zařízení, kdy je následně nutné je přenastavit do startovacích poloh před jejich opětovným spuštěním. Mezi základní výhody těchto zdrojů patří samozřejmě i jejich ekologický význam v případě obnovitelných

zdrojů. Navíc u kogeneračních jednotek je výhodou i jejich vysoká účinnost, která může dostáhnout až 95 %, a snižuje se tím výrazně jejich spotřeba paliva. (13 stránky 28-31)

Výhody ale vyplývají především z toho, že jsou tyto zdroje součástí nějakého řízeného systému. Pokud pracují sami o sobě a nejsou centrálně řízeny spolu s dalšími zdroji, není možné většinu z nich, hlavně obnovitelné zdroje, řádně řídit podle aktuální situace a mohou způsobovat naopak přetížení sítě. (13 stránky 28-31)

2.3. Výhody a nevýhody virtuální elektrárny pro účastníky na trhu

Koncepce virtuální elektrárny přináší řadu výhod pro jednotlivé účastníky trhu zahrnující i menší výrobce elektřiny v řádu desítek kilowatt, obchodníky a provozovatele sítě. (15)

Z ekonomické i praktické stránky věci je určitě pro obchodníka výhodnější a jednodušší nakoupit elektřinu od jednoho dodavatele, virtuální elektrárny než při dodávce stejného množství elektřiny od každého jednotlivého zdroje zvlášť. Efektivně nastavená virtuální elektrárna dokáže dodat přesně naplánované množství energie v dohodnutém čase. Kvůli tomu může prodávat elektřinu v čase špičky a díky tomu i za tu nejvyšší cenu. Díky tomu dojde ke zlepšení ekonomické stránky i u menších dodavatelů zapojených do systému. Zároveň se stane zdroj lépe řiditelným, dá se dálkově zasáhnout v případě nestandardního stavu provozu nebo ho dokonce eliminovat, jelikož je zdroj nepřetržitě monitorován a diagnostikován. (15)

Pokud by došlo k výpadku nebo odstavení jednoho zdroje, je výhodou, že nedojde k okamžitému výpadku celé naplánované dodávky energie, ale pouze její části, případně vůbec k žádnému, pokud má virtuální elektrárna v danou chvíli k dispozici záložní zdroj, nebo byl z důvodu nadvýroby jiný zdroj odstavený. (15)

Mezi hlavní výhody a nevýhody virtuálních elektráren dále patří následující:

Výhody:

1) **Potřebné nižší investiční požadavky než v případě nové klasické elektrárny**

- Podle Americké energetické informační správy jsou náklady na výstavbu nové uhelné elektrárny zhruba 3 miliony dolarů/MW. Náklady na výstavbu zařízení na zemní plyn jsou sice nižší, na úrovni kolem 900 USD /kW, obě možnosti mají značný negativní vliv na životní prostředí, přináší značná investiční rizika spolu se značným množstvím odpadu.

- Naproti tomu VE nabízí finanční a environmentální přínosy pro své majitele a zároveň schopnost udržení rovnováhy na straně poptávky a nabídky v síti. Náklady jsou navíc mnohem nižší – kolem 80 USD/kW. (14)
- Navíc OZE a KVET jsou v Evropě státem podporovanými zdroji. Se závazkem EU k razantnímu navýšení podílu těchto zdrojů na produkci elektřiny, se dá očekávat, že bude pokračovat státní podpora při jejich budování i prodeji a dodání do sítě.

2) Bezemisní a částečně bezemisní zdroje

- Existují také jasné přínosy pro životní prostředí. Většina tradičních elektráren v současné době spaluje fosilní paliva, ať už plyn, uhlí nebo jiné palivo, zatímco VE může pomoci při zavádění obnovitelných technologií.

3) Zlepšení spolehlivosti systému jako celku

- Před volbami do roku 2016 na Filipínách úředníci se obávali potenciálního výpadku kvůli problému s integrací solární energie do sítě. Přebytečná energie způsobovala výpadky a systém potřeboval podpůrné služby – zejména pro regulaci frekvence – pro udržení proudění elektřiny.
- Stejně tak čelí problému s přebytkem energie z obnovitelných zdrojů v síti i více států typicky USA (Havaj, Arizona, severozápadní Pacifik, Texas a Kalifornie), Austrálii, Německu, Chile, Velké Británii a v dalších zemích. Např. ve větrné části Texasu bývá nabízena bezplatná elektřina mimo špičku. V Británii se energetické společnosti spolu spolupracují na pokusu o snížení nákladů spojených s integrací větrné energie do britské sítě pomocí úschovy energie.
- Donedávna distributoři a provozovatelé sítí vyvažovali variabilitu obnovitelné energie pomocí rychle nastupitelných reserv z klasických zdrojů fungujících na bázi fosilních paliv. Jak s narůstajícím množství OZE v síti, bude potřeba najít efektivnější a uhlíkově-neutrální způsob – jedním takovým je právě VE.
- Pokud vítr nefouká nebo slunce nesvítí, sluneční a větrná energie generují méně energie. Kombinace nejrůznějších zdrojů energie v portfoliu VE je proto nezbytná, aby se zabránilo nerovnoměrné bilanci napájení. Vzhledem k omezenému úložnému prostoru sítě může být do sítě přiváděno pouze přibližně stejné množství energie, jaké spotřebováváte (s určitou tolerancí). (15)
- VE by naopak jednoduše snížila výkon spojených vodních a bioplynových zařízení, aby reagovala na přebytky větrné energie. A pokud je na síti příliš malý výkon, řídící systém může zvýšit výrobu energie z vodních elektráren nebo z výroby bioplynu. VE proto

okamžitě vyváží fluktuaci v produkci elektrické energie v reálném čase, aniž by narušila veřejnou síť.

- Pokud by například jedna větrná elektrárna generuje více energie, než se předpokládalo, a jiná generuje méně, VE tyto dva zdroje vyváží, což vede k vyšší rovnováze v síti, ale i k přesnější prognóze. Navíc se větrná energie stává spolehlivějším zdrojem kapacity na trhu. Takto nemusí být použity velké, méně účinné elektrárny o výkonu stovek MW, pokud je zapotřebí pouze 5 MW pro vyrovnání malé mezery v poptávce. S virtuální elektrárnou, když operátor požádá o 5 MW, udělá VE 2 dvě věci – bude hledat místa s možným snížení zatížení, takže systém nemusí potřebovat všechny 5 MW, a dále bude také hledat místa, kde může sama generovat elektrickou energii (vybíjením baterií nebo dispečinkem vodní energie, větru nebo solárních zařízení). (14)
- Zároveň pokud klíčová součást konvenční elektrárny zaznamená poruchu, může dojít k jejímu úplnému odstavení. VE ale nemá tuto slabost. Pokud porucha postihuje jeden z generačních systémů připojených k VE, dochází pouze k velmi malé ztrátě kapacity. (16)

4) Snížení zatížení sítě

- Když se používají konvenční elektrárny, jejich plný výkon musí být veden elektrickými vedeními, aby pak mohl být distribuován pomocí rozvoden a menších rozvodů. S VE jsou také distribuovány energetické toky, což snižuje zatížení jednotlivých elektrických vedení. (15)

5) Přístup na nové trhy bez potřeby vlastnit velké elektrárny (spotový trh, vyrovnávací trh atd.)

- VE mohou dosáhnout celkové kapacity, která se rovná jedné nebo několika jaderných elektrárnách, avšak kvůli volatilitě obnovitelných zdrojů energie se neustále mění.
- Jednotlivé malé elektrárny nemohou obecně nabízet služby jako vyrovnávací rezervu nebo nabízet svou flexibilitu na energetických burzách, neboť jejich výrobní nebo spotřební profil se značně liší, mají nedostatečnou dostupnost v důsledku nepředvídaných výpadků nebo prostě nesplňují minimální velikost nabídky trhů. Kromě toho existují přísné požadavky na dostupnost a spolehlivost flexibility nabízené na trhu.
- Aby byla zajištěna vyrovnávací rezerva, aktiva musí mít kapacitu alespoň jednoho megawattu. Několik aktiv může být spojeno dohromady ve VE, aby bylo dosaženo této prahové hodnoty. Kolektivní majetek tak reaguje na vyrovnávací rezervy provozovatele

přenosové soustavy kolektivně a sdílí zisky mezi všemi provozovateli aktiv. Spotřebitelé elektřiny mohou navíc poskytnout zápornou vyrovnávací rezervu. (15)

6) **Poskytování energie do sítě bez potřeby vlastnit elektrárnu**

- VPP může být definována také jako *„systém, který spoléhá na software a inteligentní síť, který na dálku a automaticky odesílá a optimalizuje decentralizované zdroje prostřednictvím agregující a optimalizační platformy umožňující tak maloobchodu přístup na velkoobchodní trhy“*. (14)
- Virtuální elektrárny mohou být centrálně řízeny, založeny na technologii cloud, nebo fungovat pomocí platformy, které agregují, optimalizují a řídí různorodé a heterogenní zdroje, aby se chovaly jako konvenční elektrárny. (14)

7) **Flexibilita**

- Flexibilita znamená rychlou a všestrannou schopnost vyvážit síť, patří mezi největší přednosti virtuálních elektráren a jejich nejvýraznější rozdíl ve srovnání s konvenčními elektrárnami.
- Flexibilní aktiva mohou kompenzovat rozdíly v přívodu energie způsobené nedostatkem větru nebo shlukem mraků – v negativních i pozitivních směrech.
- Velké elektrárny s konzistentním výkonem několika stovek megawattů dosahují relativně rychle svých technických omezení. Trvá poměrně dlouho, dokud turbíny závodu nebudou dostatečně zpomaleny, aby vyhovovaly zvýšenému přívodu větrné energie během např. bouřky. Klimaticky neutrální větrné elektrárny by se místo toho vytáhly z rozvodné sítě, aby se zabránilo přetížení sítě.
- VE mohou využít agregované síly reagovat na změny ceny elektřiny na burzách, rychle se přizpůsobit stávající dodávce energie v síti, a tak provádět obchody. Cena elektřiny se totiž neustále mění, a to až 96krát denně v rámci obchodování na burze cenných papírů v rámci dne. Cenový rozdíl dvou nebo dokonce tří číslic na megawatthodinu není překvapením. (15)

8) **Flexibilní konfigurace**

- Virtuální elektrárnu lze rozšířit jednoduše přidáním dalších zdrojů energie do virtuální platformy. Konvenční elektrárny nenabízejí tuto flexibilitu, neboť zařízení je obvykle hodnoceno v megawatech.

9) **Optimalizaci nákladů při správné kombinaci obnovitelných a neobnovitelných zdrojů**

- VE šetří peníze zákazníkům tím, že se mohou vyhnout některým poplatkům, špičkám s nejvyššími cenami nebo tím, že prodávají svou kapacitu na velkoobchodním trhu s dodatečnými výnosy nebo podporují sítě v některých oblastech.
- Průmysloví a komerční spotřebitelé elektřiny mohou díky datům shromážděným ve VE profitovat z cenových signálů pocházejících z energetických ústředen. Mohou omezit svoji spotřebu energie v době, kdy je elektřina snadno dostupná na trhu, a tudíž levná – celkově tak mohou společnosti snížit své náklady na energii až o třetinu.
- Tato optimalizace spotřeby může být v případě potřeby plně automatizována virtuální elektrárnou. Řídící systém VE pak pošle příkazy do řídící místnosti společnosti, splňuje samozřejmě individuální omezení a nastavení, zasahuje pouze podle toho, jak je potřeba. Pro tento účel je však vyžadován měřiče spotřeby, které jsou k dispozici pouze pro spotřebitele s očekávanou spotřebou energie přesahující 100 000 kWh ročně. (15)

Nevýhody:

1) **Software**

- Asi největší problém, kterému čelí expanze trhu VE trhu, není ekonomika, je to software. Aby VE fungovala, je důležité, aby aktiva spolu propojená ve VE mohla mezi sebou komunikovat. To představuje problém, jelikož natolik rozdílná zařízení jako různá výrobní zařízení, která lze vypnout ve špičkách, technologie nové generace jako jsou např. baterie a automatizace budov používají různé operační systémy a různé ovládací prvky. Je potřeba, aby všichni mluvili „stejným jazykem“.
- Aktiva „v současné době v oboru často nepodporují žádné komunikační standardy,“ říká Dr. Thomas Werner z divize inteligentních rozvodných sítí u řídicích a přístrojových zařízení Siemens AG. „Proto integrace do VE může být náročná a nákladná.“ (17)

2) **Optimalizace zdrojů zapojených do VE**

- Jednoduchá VE, která spojuje všechny zdroje dohromady jako jednu entitu, je obvykle nemůže optimálně využívat. Nezohledňuje ztráty v síti v reálném čase, nebude považovat síťové technické omezení jako mezní hodnoty proudu a napětí, nemůže zohledňovat specifické energetické potřeby jednotlivých domácností a neumožňuje reagovat na časově a lokálně specifické reakce na cenové signály. Obecně se s otázkami spravedlnosti mezi spotřebiteli příliš nezajímá a může vyžadovat soukromé informace o energetickém chování spotřebitelů. (18)

3) **Velikost zdrojů ve VE**

- Distribuované zdroje je třeba nasadit v dostatečném objemu a tak, aby mohly komunikovat s platformou burzy, automaticky vytvářet proveditelné nabídky a následně je realizovat při přijetí těchto nabídek. (18)

4) **Regulace**

- Právní a regulační rámec na energetickém trhu může být překážkou. Zavedení VE na liberalizovaném energetickém trhu vyžaduje navíc vytvoření komplexních obchodních procesů.
- Tyto regulační problémy se však pravděpodobně vyřeší spolu s tím, jak bude stavěno více potenciálních aktiv zapojitelných do VE, malé projekty obnovitelných zdrojů budou rozkvétat a VE budou více testovány.
- Takže růst obnovitelné energie umožní více VE a naopak. VE poskytují nové tržní příležitosti pro tyto zdroje. (17)

5) **Další negativa spojená se zapojením OZE do sítě**

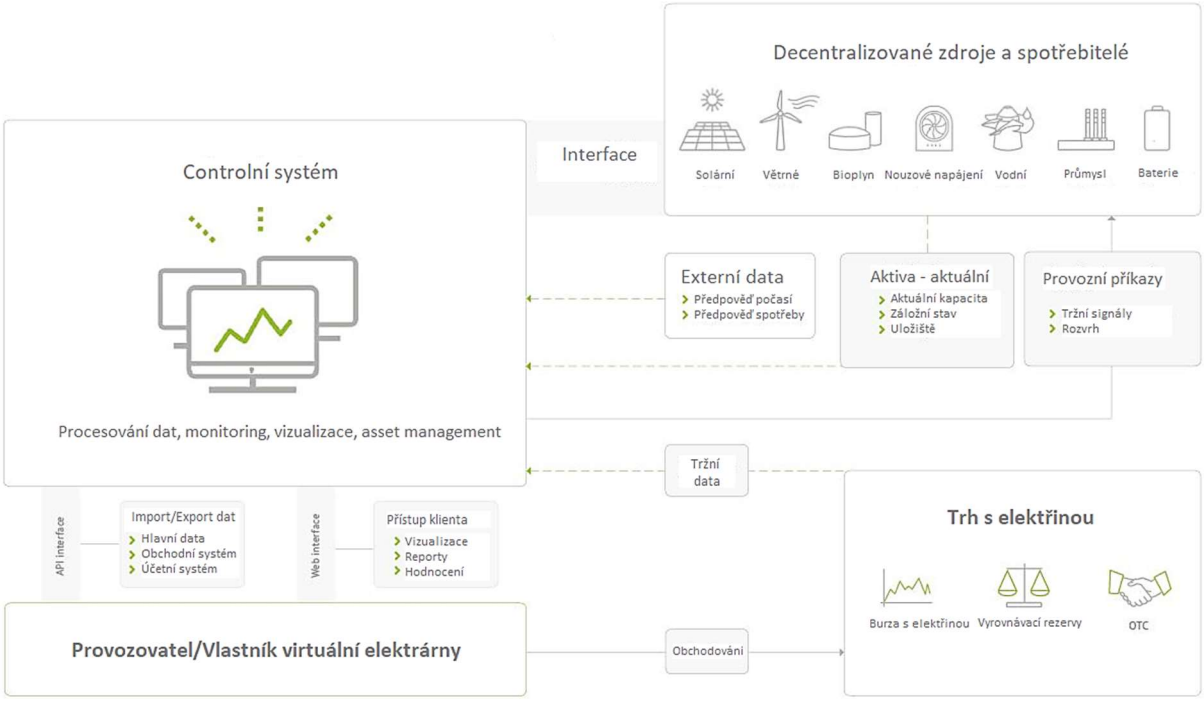
- Převaha obnovitelných zdrojů závislých na počasí, zejména na sluneční a větrné energii v elektrizační soustavě představuje vážné riziko pro bezpečnost a spolehlivost dodávek energie. Jejich výroba je typicky nespojitou funkcí, velmi obtížně regulovatelnou, respektive je možné zdroj pouze zapojit, nebo odpojit.
- Obnovitelné zdroje s menším instalovaným výkonem jsou většinou ve vlastnictví koncových spotřebitelů, kdy se stává odebíraná energie ze sítě hůře predikovatelnou a zvyšuje nároky na regulaci a řízení na straně distributorů energie. (12)

2.4. Anatomie virtuální elektrárny

Jak vypadá VE ve fyzickém pojetí? Začíná to decentralizovanými zdroji a jejich vlastníky, kteří jsou zároveň i spotřebiteli energie. Všechny jednotky musí být připojeny do sítě, aby bylo možné elektřinu do sítě odesílat a zároveň ji i odebírat. Každý zdroj nebo zatížení bude vyžadovat určitý typ ovladače, který musí být zároveň připojen ke cloudu (internetu) tak, aby mohly být efektivně přenášeny řídicí signály a data. Připojení ke cloudu bude nějakým druhem obchodní aplikace, která může sledovat umístění a výkon všech zdrojových a spotřebních zařízení. Tato aplikace musí být připojena k platformě velkoobchodního trhu s elektřinou, aby VE mohla obchodovat.

Klíčovým rozdílem mezi konvenčními centralizovanými elektrárnami je to, že ve VE mají vlastníci jednotlivých aktiv konečnou kontrolu. Uživatelé mají možnost se odhlásit, pokud například chtějí, aby jejich klimatizace běžela raději než, aby byla omezována. Operátoři VPP proto musí pracovat spíše na statistickém než na deterministickém základě. (19)

Obrázek 9 Anatomie virtuální elektrárny



Zdroj: (Next Kraftwerke GmbH 2018)

Řídící systém je technologickým jádrem VE. Zde se shromažďují v reálném čase všechny informace za jednotlivá aktiva pomocí komunikace M2M (mezi stroji). To poskytuje přesný obraz dostupné kapacity VE v každém okamžiku. Data o trhu a síti se také zpracovávají v řídícím systému a pomocí nich jsou prováděny jednotlivé operační příkazy. To umožňuje, aby byly flexibilní prostředky více, či méně napájeny podle potřeby. Například společnost Next Kraftwerke GmbH, provozovatel jedné z největší VE v Evropě, využívá systém NEMOCS, který je založen na standardních interfacích, a je proto rozdělitelný a otevřený pro všechny typy technologií. Import a export dat do a z jiného systému není problém s rozhraním API (zkratka pro Application Programming Interface) - označuje v informatice rozhraní pro programování aplikací. (19)

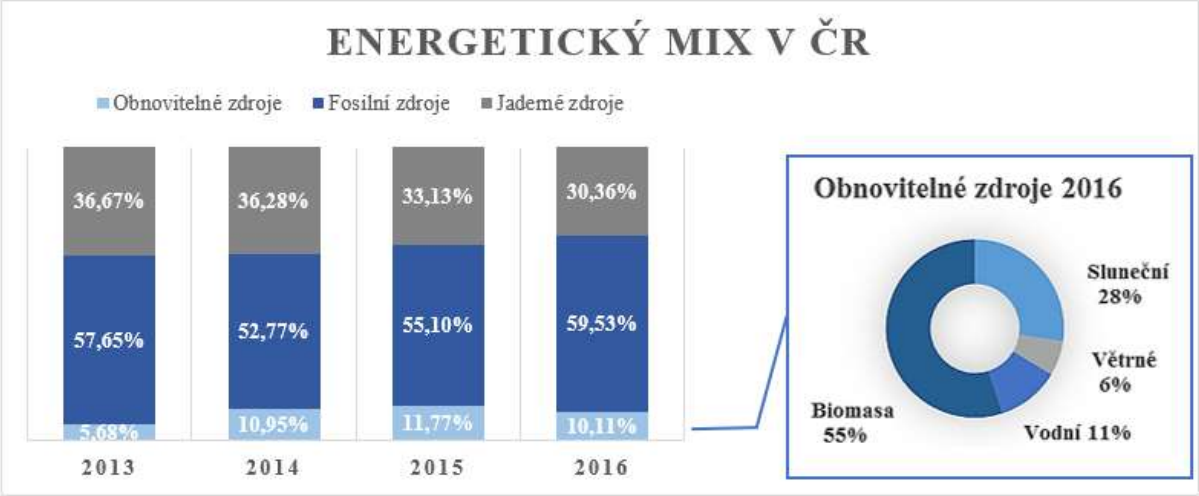
Příklady praktického uplatnění nového softwarového řešení NEMOCS jako služby zahrnující poskytování krátkodobých rezerv pro provozovatele přenosové soustavy nebo schopnost vyvážit nerovnosti v síti během několika sekund. U flexibilních aktiv může NEMOCS také

vytvářet provozní plány, které jsou spojeny s cenami energie pro obchodování s energií na energetických burzách. Systém zobrazuje a zaznamenává informace o aktuálním výstupu, úrovních rezerv a stavu pohotovosti v reálném čase. Cenové signály z ústředen a síťové signály od provozovatelů přenosových soustav jsou zpracovávány v sekundách a převáděny na příkazy pro síťová decentralizovaná aktiva. To znamená, že aktiva jsou provozována na základě poptávky a cenového vývoje na burzách, což maximalizuje výnosy. Zda je aktivum využíváno pro vyrovnávací rezervu nebo cenově orientovanou dodávku, se řídí stanoveným omezením daného aktiva, což musí být neustále zohledňováno v rovnici systému. (20)

2.5.Současná situace virtuálních elektráren v ČR

S narůstajícím podílem větrných a solárních elektráren, jejichž výkon se namísto tržní logiky odvozuje od počasí, se stává úkol vyrovnat výrobu se spotřebou stále náročnější.

Obrázek 10 Energetický mix v ČR



Zdroj: (21; 22)

Jedním z řešení, které stále více rozvíjejí energetické společnosti v Česku i jinde v Evropě, je právě VE. Velcí i menší hráči v české energetice se pokoušejí pospojovat malé elektrárny do větších celků. V podstatě se snaží najít správnou kombinaci různých druhů OZE a regulovatelných zdrojů jako např. teplárny a plynové kogenerační jednotky. Cílem je vyhnout se situacím, kdy jsou výrobci elektřiny pokutováni za nadměrnou produkci naopak i případně vydělat v době, kdy je na trhu energie nedostatek.

Zatím nejkomplexnější virtuální elektrárnu se podařilo dát dohromady společnosti Amper Market vedené Janem Palaščákem. Amper Holding jako první uvedl do praxe koncept virtuální elektrárny nejen v ČR ale i v zemích Visegrádské čtyřky. Na trhu alternativních dodavatelů energie a energetických služeb se stal předním hráčem s obratem přes 4 miliardy korun. Spustil tím zároveň i realizaci směrnice EU o energetické účinnosti zavazující dodavatele energií k úsporám. Během posledních šesti let posbírala tato VE dohromady portfolio zdrojů skládající se třetinou z tepláren, druhou třetinu představují větrné parky a zbytek připadá na ostatní zdroje zahrnující fotovoltaické elektrárny a bioplynové stanice. (23)

Další VE vytvořila energetická skupina E.ON, která vznikla spojením jejích vlastních kogeneračních zdrojů a vodních elektráren spolu s teplárenskými zdroje jejích parterů. E.ON se navíc snaží pracovat se spotřebou energie zapojováním velkých průmyslových zákazníků, kteří díky svým technologiím mohou po určitou dobu pracovat se svou spotřebou energie flexibilněji. Cílem společnosti je dále spojit dohromady takovou soustavu elektráren, které by mohly poskytovat podpůrné služby přenosové síti ČEPS, k čemuž by mohla napomoci i výše zmíněná nová evropská legislativa. (23)

ČEZ spojil do virtuální elektrárny přede dvěma lety své kogenerační jednotky na zemní plyn o celkovém výkonu přibližně 100 megawattů, kterou řídí dceřiná společnost ČEZ Energo. Rovněž se pokouší i o řízení spotřeby u velkých společností jako jsou např. mrazírny a jiné průmyslové závody s flexibilitou v načasování spotřeby elektřiny, kterou lze obchodně využít. Takováto spolupráce je možná evidentně pouze se souhlasem odběratele, který nejen vydělá na úspoře dosažené v době vysokých cen elektřiny, ale zároveň se s ním energetická společnost i rozdělí o zisk. (23)

Čtvrtým provozovatelem VE je energetická skupina Solar Global Energy, která má zatím k dispozici 35 megawattů v rámci vlastních fotovolataických elektráren a dalších 50 megawattů ji poskytují partnerské solární panely. Pro zajištění flexibility má sloužit velkokapacitní bateriové uložiště, které chce skupina postavit u obce Prakšice na Zlínsku. V budoucnu by chtěla skupina dále zapojit z důvodu možnosti větší regulace výkonu i teplárny nebo plynové kogenerační zdroje. (23)

Problémem u VE s vyšším podílem fotovoltaických a větrných elektráren je závislost na počasí, a tedy nezbytností jsou co nejpřesnější informace o počasí pro nejbližší hodiny a dny. V tomto směru vyčnívají společnosti Amper Market a Solar Global. Sestavily tým meteorologů, aby

uměly předpovídat výrobu elektřiny z větrných parků a fotovoltaiky co možná nejpřesněji. V rámci Amper Holdingu byla proto založena profesionální meteorologická firma Amper Meteo. Vytvořili velmi komplexní koncept nabídky služeb cílující na decentralizovanou energetiku. (24)

3. Aplikace VE u distributora v lokální distribuční soustavě a aplikace u obchodníka s elektřinou

Rozdíl v aplikaci VE u distributora v LDS a mimo ni, u obchodníka s elektřinou, souvisí především se současnou regulací a připravovanou legislativou na evropské úrovni popsanou v kapitole 2.2. Rozdílnou aplikací je ovlivněno především cash flow VE. Na ceně elektřiny netvoří cena za silovou energii ani polovinu celkového vyúčtování, většinou pokrývají především související služby.

3.1. Výrobci a obchodníci

Výrobcem elektřiny je fyzická či právnická osoba, která vyrábí elektřinu a je držitelem licence na výrobu elektřiny. V podmínkách ČR se může stát výrobcem elektřiny tedy každý, kdo splní technické parametry pro připojení do distribuční nebo přenosové soustavy a získá licenci od ERÚ. Licenci na výrobu elektřiny vydává ERÚ na 25 let. Poplatek za licenci na výrobu elektřiny je ve výši 1 000 Kč do instalovaného výkonu 1 MW včetně a ve výši 10 000 Kč s výkonem nad 1 MW. Energetický regulační úřad i operátor trhu (OTE) má kompletní přehled o všech výrobcích elektřiny na území ČR. (4)

Obchodník s elektřinou může být také fyzická i právnická osoba. I obchodník musí nejprve získat licenci od ERÚ pro obchod s elektřinou. Tuto licenci vydává regulační úřad pouze na 5 let a je mimo další administrativní záležitosti nutné zaplatit poplatek za licenci ve výši 100 000 Kč. Jeho motivem je nakoupit elektřinu za účelem jejího dalšího prodeje se ziskem. (4)

Za všeobecné předpoklady pro udělení licence je nutno považovat dosažení věku 18 let, svéprávnost (dříve úplná způsobilost k právním úkonům), bezúhonnost a odborná způsobilost žadatele o udělení licence nebo ustanoveného odpovědného zástupce. Pro velké výrobce dále platí nutnost provést tzv. autorizaci u Ministerstva průmyslu a obchodu (MPO). (4)

3.2. Obchodní virtuální elektrárna

Výrobce je účastníkem trhu zodpovědným za odchylku, pokud tuto odpovědnost nepřenese na jiný subjekt (viz dále). Decentralizované zdroje jsou typické, tím, že mají i kvůli své technologické podstatě velmi proměnlivý výkon.

Aby bylo obchodování s elektřinou vyrobenou obnovitelnými zdroje, je potřeba, aby bylo možné výrobu řídit a plánovat a pouze v případě nedostatku vyrobené energie obstarat zbývající na trhu (na krátkodobém a dlouhodobém). K tomu slouží nástroj tzv. „obchodní virtuální elektrárna“, kterou tvoří soubor řídících komponent a softwaru. (25)

Základními funkcemi obchodní virtuální elektrárny jsou zejména:

- Řízení provozu zdrojů,
- Monitorování, sběr dat a diagnostika provozu zdrojů a jejich uložení v centrálním datovém skladu
- Předpověď počasí a odhad jeho vlivu na výrobu elektřiny z OZE
- Řízení odchylky jakožto subjektu zúčtování
- Proces optimalizace – kolik nabízet a kolik nakoupit tak, aby byla dosažena co nejnižší cena silové elektřiny pro spotřebitele v rámci virtuální elektrárny, a
- Odesílání technologických dat smluvním výrobcům. (25)

Pomocí obchodní virtuální elektrárny lze zpracovávat a řídit nabídky a poptávky po elektřině on-line z jednoho centra. Hlavním rozdílem této verze je v nastavování rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou. Obchodní VE se totiž nezaměřuje na vyrovnávání v prostoru, ale pouze v čase. Naopak v rámci lokální distribuční soustavy je potřeba vyrovnávat na úrovni obou rovin. Virtuální elektrárna tak může být velmi přínosná pro systém tím, že může přispět k vyrovnávání systémové odchylky, snižovat potřebu regulačních služeb a nákladů s nimi spojených, jelikož provozovatel přenosové soustavy zodpovídá za vyrovnanou bilanci celé elektrizační soustavy. (25)

3.3. Lokální distribuční soustava

„LDS je ohraničená energetická síť, která je v našich podmínkách vymezena napájecím transformátorem ze strany vysokého napětí a na straně nízkého napětí jsou k síti připojeni nájemci – odběratelé elektřiny. Ti obvykle získají nižší cenu silové elektřiny vůči ceníku majoritního regionálního obchodníka s elektřinou.“ (26)

LDS tedy umožňuje připojit koncové odběratele k síti, ať už elektrické nebo k rozvodu zemního plynu. Současně zajišťuje dodávku komodity na odběrné místo až ke spotřebiteli. K provozování LDS je potřeba licence, která současně přesně vymezuje území distribuční soustavy. Jedná se zejména o větší objekty jako průmyslové a komerční zóny (obchodní centra, administrativní objekt, průmyslové a logistické parky) bytové domy, soubory rodinných domů apod. Může být vytvořena prakticky všude, kde jsou koncoví odběratelé napojeni na nadřazenou distribuční soustavu skrze jedno připojovací místo. (26)

3.3.1. Zřízení LDS

Kromě zřízení napojení na nadřazenou distribuční síť a potřeby transformátoru, jsou ke zřízení potřeba učinit i legislativní kroky. Investor uzavírá s LDS Smlouvu o vymezení území pro distribuci elektřiny. LDS pak na základě této smlouvy podá žádost o vymezení distribučního území ke stávajícímu distributorovi. Dále je potřeba ne ERÚ doložit všechny potřebné dokumenty včetně dokladů prokazující vlastnické nebo užívací právo k energetickému zařízení. (27)

Existují dva možné případy zřízení LDS v závislosti na tom, zda provozovatel zhotovuje, či nezhotovuje tzv. „zařízení distribučních rozvodů“. Většinou jde o zavedení transformátorů, rozvaděčů VN a NN, kabeláž, měřidla apod. Pokud ano, jedná se o kombinaci dvou smluv – Smlouvy o dílo a Smlouvy o budoucí smlouvě o zřízení práva odpovídajícího věcnému břemenu – služebnosti. Pokud ne, zařízení přijímá pouze do správy a podepsána Smlouva o nájmu. (27)

Provozovatel LDS pak zodpovídá za dodávku elektřiny na licencí vymezeném distribučním území a za připojení koncových odběratelů ve shodném rozsahu jako provozovatelé regionálních distribučních soustav. Provozovatel LDS má ve správě všechna technická zařízení, jeho povinností je ze zákona údržba sítě a veškeré ztráty jsou přímo za ním. Jednotliví zákazníci si pak v rámci LDS mohou sami vybrat obchodníka s elektřinou. Vedle distribuce elektřiny, může mít provozovatel LDS jako vedlejší činnost dodávku vlastní elektřiny. (27)

„Legislativně je toto odvětví upraveno zákonem č. 458/2000 Sb. Zákon o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), ve znění účinném k 1.1.2016 a navazujících vyhlášek Ministerstva průmyslu a obchodu ČR.“ (27)

Provozovatel LDS je fyzická či právnická osoba, která je držitelem licence na distribuci elektřiny na částech vyjmutých z vymezeného území provozovatele regionální. Je potřeba zaplatit správní poplatek za udělení licence ve výši 1 000 Kč. Provozovatel LDS odpovídá za její bezpečný a spolehlivý provoz způsobem přiměřeným ochraně životního prostředí a za její rozvoj. Další technické a jiné předpoklady jsou obsaženy v Pravidlech provozování lokální distribuční soustavy. (28)

3.3.2. Fakturace poplatků za služby LDS

Vyhláška, kterou se stanoví pravidla trhu s elektřinou, ukládá provozovatelům LDS fakturovat zákazníkům připojeným k jejich LDS, tj. oprávněným zákazníkům nebo obchodníkům jednajícím jejich jménem, poplatky za:

- rezervaci kapacity LDS (Kč/MW)
- použití LDS (Kč/MWh)
- systémové služby na úrovni PS (sazba za systémové služby PS krát spotřeba odběratele)

Cenu systémové služby pro každé distribuční území (ČEZ, E.ON, PRE) reguluje stát. Tyto poplatky stanoví ERÚ na základě návrhu provozovatele LDS, který je bude následně fakturovat za zúčtovací místo odběratele. Provozovatel LDS, pokud to právní předpis umožňuje, může převzít poplatky stanovené ERÚ pro regionální DS. Spotřebovává-li konečný zákazník výhradně elektřinu vyrobenou ve vlastním zařízení, platí jen poplatky za systémové služby pro lokální spotřebu výrobců druhé kategorie. Fakturace elektřiny chráněným zákazníkům se provádí dle cenových rozhodnutí ERÚ na kalendářní rok. Odběratel energie buďto hradí službu sám přímo distribuční společnosti, nebo přes obchodníka elektřinou pomocí Smlouvy o sdružených službách, tak že v rámci jedné faktury spolu s cenou za silovou elektřinu. (30)

Pokud jde o virtuální elektrárnu aplikovanou v LDS, jsou jednotliví koncoví odběratelé elektřiny povinni platit za systémové služby stejně jako ostatní odběratelé v rámci regionální soustavy. (29 str. 13)

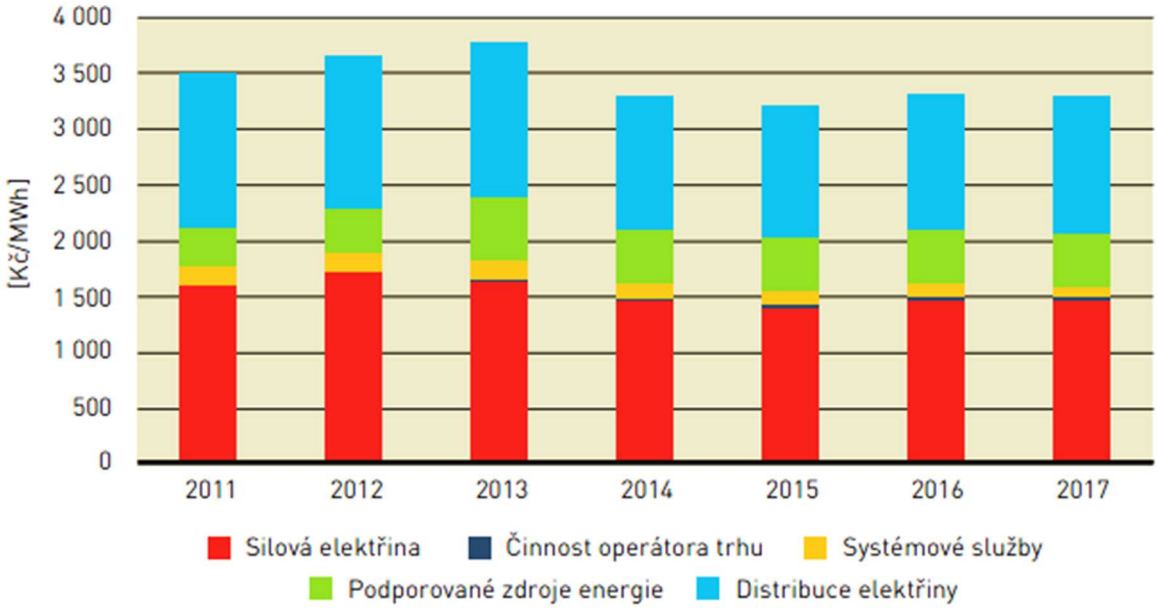
Výhodou je ale, že výrobci elektřiny z POZE mohou nárokovat podporu ve formě zelených bonusů na lokální spotřebu výrobce. Touto spotřebou je elektřina účelně využitá právě tímto výrobcem nebo jiným účastníkem trhu s elektřinou, pokud není použita přenosová nebo regionální distribuční soustava. ERÚ už ale nereguluju cenu za elektřinu, která nebyla

výrobcem spotřebována a následně přetéká do distribuční soustavy. Cena je založena tržních principech, dohodnutá ve smlouvě o dodávce mezi výrobcem a odběratelem. (30)

3.4.Složky ceny elektrické energie

Složky celková ceny silové elektřiny lze rozdělit na dvě základní. **Neregulovaná cena** elektřiny, která vzniká na tržních principech a závisí na nabídce energetických firem, a **regulované ceny** za související systémové služby v elektroenergetice. Ty určuje stát, většinou Energetický regulační úřad (ERÚ) nebo vláda. Následující rozklad ceny na jednotlivé složky byl proveden pomocí Cenového rozhodnutí ERÚ. (31)

Obrázek 11 Průměrné cena elektřiny pro domácnosti



Zdroj: (32 str. 27)

Průměrná regulovaná složka ceny související s dodávkou elektřiny pro maloodběr domácností pro rok 2017 činí 1843,01 Kč/MWh, což představuje meziroční nárůst o 0,1 procenta. Průměrná regulovaná složka ceny související s dodávkou elektřiny pro maloodběr podnikatelů pro rok 2017 činí 2069,23 Kč/MWh, což představuje meziroční nárůst o 0,7 procenta (při srovnání ceny za distribuci elektřiny za rok 2016 na stejný charakter a výši plánovaného odběru elektřiny jako pro rok 2017). Jak se vyvíjela průměrná cena za energii pro maloodběr domácností a jejích jednotlivých složek od roku 2011 je uveden na obrázku 3.1. (32 str. 27)

3.4.1. Neregulovaná cena silové elektřiny

První část ceny je neregulovaná státem, tvořena na základě tržního principu, na základě předkládaných nabídek obchodníky a dodavateli firmám. Ty si vyberou svého dodavatele a následně hradí za každou spotřebovanou jednotku silové elektřiny navýšenou o paušální měsíční poplatek. Spotřeba energie je počítána v kilowatthodinách (kWh), nebo v megawatthodinách (MWh). Cena bývá stále stejná, pokud se s elektřinou zároveň nevytápí nebo neohřívá voda. Pak dojde na rozdělení na dva tarify, kdy část dne je v klasickém dražším vysokém tarifu (VT) a část v levnějším nízkém tarifu (NT). Pevný měsíční poplatek se platí v souvislosti s pouhou existencí odběrného místa související s dalšími nezbytnými výdaji dodavatele (zákaznický servis, komunikace s úřady, marketing). (31)

Výše ceny silové elektřiny je závislá především na cenové úrovni produktů obchodovaných na burzách s elektřinou. Pro český trh je rozhodující obchodování na burze EEX v Německu (European Energy Exchange AG) a Energetické burze Praha PXE (Power Exchange Central Europe).

3.4.2. Regulované ceny za související služby v elektroenergetice

Výše regulovaných cen souvisejících s dodávkou elektřiny je ovlivněna výchozími parametry regulace, investiční aktivitou provozovatelů soustav, odběrem elektřiny, rezervovanou kapacitou přenosové soustavy a distribučních soustavách, cenou silové elektřiny na krytí ztrát v přenosové soustavě a v distribučních soustavách, výší dotace vyhrazenou v rámci státního rozpočtu, která přímo ovlivňuje složku ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie, a dále korekčními a inflačními faktory. Státem regulovanou část ceny elektřiny tvoří jednotlivé poplatky za související služby a daně. Tyto poplatky se musí platit v případě připojení k distribuční síti. (31)

Poplatek za zajišťování přenosu elektřiny

Cena zajišťování přenosu elektřiny je složena z ceny za rezervovanou kapacitu přenosové soustavy a z ceny za použití přenosové sítí v rámci elektrizační soustavy. Za rezervovanou kapacitu platí provozovatelé přenosové soustavy 84 447 Kč/MW/měsíc. Tuto cenu účtuje provozovatel přenosové soustavy zákazníkovi, provozovateli distribuční soustavy nebo výrobci elektřiny podle vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou, jejichž zařízení jsou

připojena přímo do přenosové soustavy, s výjimkou ČEZ Distribuce, E.ON Distribuce, PRE Distribuce a LDS Server, spol. s.r.o., pro které je poplatek stanoven jinak. (31)

Poplatek za zajišťování distribuce elektřiny a služeb souvisejících se zabezpečením spolehlivého a bezpečného provozu distribuční soustavy provozovatelem distribuční soustavy

V ČR probíhá přeprava energie direktivně. Jedná se o bezpečný způsob, kdy si ale koncový odběratel nemůžeme vybrat svého distributora sám, jelikož je distributor dán už jen geografickým umístěním zákazníka. Největším provozovatelem distribuční soustavy je ČEZ Distribuce, v jižní části E.ON Distribuce a v Praze PRE Distribuce. Regionálnímu distributorovi elektrické sítě hradíme distribuční poplatky za každou odebranou megawatthodinu. V distribuční síti je pro každé odběrné místo rezervované určité množství energie, za kterou se musí zaplatit, i když zákazník vůbec nic nespotřebujete. (31)

Cena elektřiny s poplatkem za distribuci může narůst až o 40 %. Cena zajišťování distribuce elektřiny na hladině velmi vysokého napětí (VVN) a vysokého napětí (VN) se skládá z ceny za **rezervovanou kapacitu distribuční soustavy** a z ceny za **použití sítí distribuční soustavy**. Cena za použití sítí mezi provozovateli regionálních distribučních soustav na napěťových úrovních nad 52 kV je 48,24 Kč/MWh. Ceny za rezervovanou kapacitu jsou cenami za maximální hodnotu čtvrthodinového elektrického výkonu, kterou smí zákazník, provozovatel lokální distribuční soustavy, výrobce elektřiny nebo provozovatel ostrovního provozu v zahraničí odebrat v jednom odběrném nebo předávacím místě ze zařízení provozovatele distribuční soustavy. (31)

Cena na hladině nízkého napětí (NN) se skládá z ceny za příkon podle jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem a z ceny za distribuované množství elektřiny. Obecně platí, že cena je tím vyšší, čím početnější a náročnější spotřebiče jsou, jelikož vyžadují větší jištění. (31)

Poplatky za související služby v elektroenergetice

Podstatnou částí poplatku za související služby je **příspěvek na podporované zdroje energie.** Touto částí ceny podporujeme výrobce „zelené elektřiny“, kteří mají garantované výkupních ceny nebo dostávají příspěvek ve formě „zelených bonusů“.

Cena na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů je pro rok 2020 stanovena na 57 674,52 Kč/MW/měsíc pro napěťové hladiny VVN a VN na základě rezervovaného příkonu. Na napěťové hladině NN je na základě jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem stanovena na 13,27 Kč/A/měsíc. Maximální cena je určena součinem částky 495 Kč/MWh a celkového odebraného množství elektřiny. (31)

Poplatek za systémové služby slouží k pokrytí ceny za údržbu infrastruktury. Regionální distribuční sítě propojuje celostátní přenosová soustava, kterou provozuje státem vlastněná akciová společnost ČEPS. připočíst poplatek za systémové služby.

Pevná cena za systémové služby poskytované provozovatelem přenosové soustavy účastníkům trhu s elektřinou, jejichž zařízení je připojeno k elektrizační soustavě České republiky, je 77,12 Kč/MWh, tuto cenu účtuje provozovatel distribuční soustavy výrobci elektřiny nebo zákazníkovi připojenému k distribuční soustavě ke každé MWh. (31)

Cenu za činnosti operátora trhu účtuje provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy zákazníkovi za každé jeho odběrné místo na území České republiky připojené k přenosové nebo distribuční soustavě. Cenu za činnosti operátora trhu tvoří cena za činnosti související se zúčtováním odchylek ve výši 1,62 Kč/odběrné místo/měsíc a cena za činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů ve výši 1,07 Kč/odběrné místo/měsíc. (31)

Daň z elektřiny

Cena elektřiny je navíc zatížena **ekologickou daní** ve výši 28,30 Kč za odebranou megawatthodinu proudu. Elektřina vyrobená čistě z obnovitelných zdrojů energie ekologickou daní zdražena není. Následně je k vyúčtování spotřeby elektřiny a ke všem poplatkům přičtena **daň z přidané hodnoty (DPH)**, respektive její základní sazba 21 %. (31)

3.5. Aplikace decentralizovaného výrobního zdroje v LDS

Vnoření výrobního decentralizovaného zdroje např. fotovoltaické elektrárny (FVE) do LDS můžeme dosáhnout optimálního stavu pro používání elektřiny vyrobené ve FVE a dále k okamžitému spotřebovaní v odběrném místě, navíc prakticky beze ztrát v síti LDS.

Společnosti CEFIL s.r.o. se v jejích LDS z FVE spotřebuje až 60 % vyrobené elektřiny. Přebytky pak dále zobchoduje na trhu s elektřinou. Problém s predikcí výroby elektřiny z FVE navíc řeší nabídkou on-line dat z FVE těmto smluvním obchodníkům s elektřinou. Díky tomu dokáže společnost vyrovnat rozdíl mezi plánovaným a skutečným hodinovým výrobním diagramem výrobny FVE a dojde k minimalizaci odchylku na vnitrodenním trhu. (26)

V další fázi se společnost zaměřuje na možnost inteligentního řízení a plně automatizované ukládání přebytků z vyrobené elektřiny do akumulačních baterií s následnou zpětnou dodávkou přes střídač zpět do odběrného místa, ve prospěch odběratelů uvnitř LDS nebo do distribuční soustavy. Účinnost tohoto cyklu podle společnosti je až 97 %.

Zapojením akumulátorů by výroba z neřiditelného zdroje byla možná prakticky bez omezení výroby na těchto výrobnách. Zároveň by bylo možné využít naakumulovanou energii jako regulační výkon elektrizační soustavy a fungovat jako Pps. (26)

3.6. Zapojení akumulace elektřiny do VE

V současnosti fungující akumulační zařízení (záložní zdroj energie, hybridní systémy) spíše pouze zvyšují podíl vlastní spotřeby při jejich dobíjení. Prozatím není ještě možné z důvodu chybějící legislativy dodávat elektřinu z úložiště do elektrizační soustavy. Veškerá energie ze zařízení slouží pouze pro vlastní spotřebu. Bylo by ale možné doplnit volatilní OZE v rámci virtuální elektrárny k dosažení vyrovnání výkonové křivky a rovnoměrné dodávky elektřiny do sítě. (33)

3.6.1. Využití akumulační baterie

Pomocí velkokapacitní akumulační baterie by bylo možné velmi rychle stabilizovat elektrickou síť a její frekvenci. Jejich výhodou je, že se elektřina z nich dá využít v řádu minut, tak by se daly uplatnit zejména při vyrovnání nedostatku v období špiček, a naopak k odběru ze sítě mimo špičku. Například při nedostatku by mohli dodávat elektřinu do sítě během doby, než se rozběhnou další regulační zdroje. Problém by byl při opakované potřebě, kdy by nebyl dostatek času a přebytků v síti k nabití akumulátoru.

Pro provozovatele velkokapacitních akumulátorů představuje toto potencionální příležitost zisku na trhu s podpůrnými službami pro provozovatele přenosové soustavy. V současnosti jsou stále dominovány tradičními velkými elektrárnami, případně i teplárnami. V nejbližších letech

se plánují postavit zařízení s celkovou kapacitou přes 100 MW. Následně by se jednalo už o dostatečnou kapacitu a skutečně by mohlo dojít k jejich zapojení do regulace frekvence v síti, s tím, že dokážou svou rezervovanou kapacitu aktivovat v řádech sekund. Dokonce společnost ČEPS do budoucna i s tímto využitím akumulačních baterií počítá. Přispěje k tomu i připravovaná evropská legislativa a novelizace energetického zákona. (34)

Již loni došlo ke změně pravidel pro poskytování podpůrných služeb. V rámci nich ČEPS dovoluje využít k regulaci soustavy baterie, které jsou součástí klasické výrobny elektřiny. Prakticky tak ČEPS umožnil instalaci baterií k teplárnám. Díky tomu se v současnosti o akumulační baterie teplárny začali více zajímat. Teplárny nemohou upravit výkon generátoru tak rychle, jak by ČEPS potřeboval. Výhodou by byla možnost dobíjet akumulátor z energie vytvořené nad rámec potřeby ČEPS. Z ekonomického hlediska se by se u tepláren mohly využívat akumulátory do výkonu přibližně 5 MW. Pro porovnání tato hodnota představuje asi tak pětinásobek velikosti výkonu baterií instalovaných v Česku už postavil společnostmi Solar Global a E.ON. (34)

Pořizovací cena akumulátorů se pohybuje kolem 20 milionů Kč za 1 MW kapacity. Jejich návratnost bude záviset především na tom, jaké služby bude ČEPS prodávat. Nejvýnosnější, a tak pro provozovatele baterií i nejzajímavější je vyrovnávání frekvence v síti. (34)

Akumulační zařízení jsou zajímavé ale také pro výrobní podniky. Na instalaci akumulace elektrické energie lze nyní již i získat dotace z operačního programu OP PIK (Operační program Podnikání a inovace pro konkurenceschopnost). (35)

V podnicích mohou baterie sloužit k regulaci čtvrthodinového maxima odběru elektřiny ze sítě. Nejvyšší spotřebu mají podniky zejména při ranním startu všech strojů. V tu chvíli potřebují nejvyšší rezervovaný výkon a musí mít s distributorem sjednaný dostatečně vysoký rezervovaný příkon přípojky. Nejvyšší výkon ovšem plně využívají pouze tuto část dne. Baterie by mohla ve špičce potřebnou elektřinu dodat a firma si může snížit velikost rezervovaného příkonu. Tato úspora v poplatcích distributorovi (popsaných v kapitole 3.2.) by pokryla část investice do baterie, která je v současné době stále vysoká. (34)

Dalších úspor by společnost získala pomocí omezení výpadků elektřiny, odolností vůči výkyvům v napětí nebo přerušení napájení. Baterie by dokázala poskytnou dostatek energie pro výrobním linky a zařízení, aby mohly pokračovaly v činnosti, případně i dokončit určité

technologické úkony, a poskytovat tak záložní zdroj. Zamezí se tím jednak prostojům, vychladnutí strojů, nárůstu zmetkovitosti a nutnosti přenastavení strojů do startovacích poloh. Takto vzniklé náklady mohou být velmi značné především u dražších výrobků. Příkladem může být automobilka se stovkami strojů. (34)

3.6.2. Skladování energie v českém právním řádu

Nad skladováním energie se lidé začali zymýšlet hned od počátku, kdy ji začali plně využívat. S čím dál tím větším zastoupením obnovitelných zdrojů na energetickém mixu, se tato problematika stává ještě více důležitější. Pokud by se do systému připojily záložní sklady energie, přenosová soustava by se stala celkově pružnější a nebylo potřeba předimenzovaných zdrojů čekajících jako záložní zdroj pro případně výkyvy ve spotřebě nebo výrobě. Jejich zapojení do virtuální elektrárny se stává proto snad přímo nezbytností. (12)

Pro krátkodobé skladování energie se nejčastěji využívají setrvačníkové akumulátory. Dokážou uložit elektřinu v podobě kinetické energie a to díky setrvačníkovým kolům otáčejících se obvykle rychlostí několika desítek tisíc otáček za minutu. V současnosti se ale nejvíce pro vyrovnání stavu v síti používají přečerpávající vodní elektrárny. (12)

Pro vyrovnání nerovnoměrné produkce větrných elektráren se dnes používá metoda využívající stlačený vzduch. Jedná se o celkem starší princip, kdy se uskladní stlačený vzduch v podzemních zásobnících, který je pak v případě potřeby vypuštěn do plynové turbíny spojené s generátorem, kde se vyrobí elektřina. (12)

Elektřinu je možné skladovat také s využitím vodíku. Jedná se o jednu nejzkoumanějších možností na světě. Tato metoda má ale ještě řadu technických problémů. Perspektivní se zdá metoda uložení vodíku ve struktuře nanotrubic. Odtud následně může být bezpečně uvolňován v okamžiku potřeby. Plánuje se jeho využití zejména v palivových článcích. V současnosti se pracuje na zvyšování účinnosti tohoto způsobu současně se snahou co nejvíce snížit jeho náklady. (12)

Právní úprava akumulátoru

Český právní řád poměrně podrobně upravuje chod jednotlivých, i těch nejmenších střešních fotovoltaických elektráren, ale naopak akumulaci elektřiny neusměrňuje téměř vůbec. Pojem akumulace, případně skladování elektřiny nemá zatím ani přesné legislativní vymezení a není proto ani přesně jasné, jaké jsou podmínky provozování akumulace elektřiny.

Konkrétně jsou základní pojmy definované v § 2 energetického zákona. Skladování elektřiny není však popisován ani v dalších paragrafech. Akumulace je zmíněna až v rámci prováděcích předpisů energetického zákona. Právní povahu zařízení lze tedy pouze dedukovat pouze z nich.

Hlavním předpisem, kde je akumulace charakterizována, je vyhlášce o připojení (vyhláška č. 16/2016 Sb., o podmínkách připojení k elektrizační soustavě). Ani ta však nedává přesnou definici akumulačního zařízení. Legislativní vymezení akumulátoru lze tedy odvodit z následujícího:

„Příloha 10 vyhlášky stanovuje, co musí obsahovat žádost o uzavření smlouvy o připojení mikrozdroje k distribuční soustavě v tzv. režimu zjednodušeného připojení, a podle této přílohy se zařízení pro akumulaci v žádosti uvádí mezi tzv. údaje o mikrozdroji. Zařízení pro akumulaci je tedy v zásadě parametr nebo spíše součást mikrozdroje, který sestává kromě samotného zdroje elektřiny také z dalších zařízení.“ (36)

Ve smyslu definice v energetickém zákoně se lze na akumulaci energie dívat jako na výrobnu. Z tohoto pohledu se jedná o zařízení, které umí přeměňovat různé formy energie na elektřinu. Z této definice ale automaticky nevyplývá, že by byla potřeba na provoz takového zařízení zároveň i licence na výrobu elektřiny. Akumulace elektřiny slouží totiž primárně k optimalizaci vlastní spotřeby elektřiny (např. koncový spotřebitel si vyrábí elektřinu pomocí fotovoltaické elektrárny umístěné na střeše). Elektřina se v takovém případě vůbec nedostane do distribuční soustavy. Zařízení tedy neslouží k podnikání, jelikož není prodávána, ale je využita pouze vlastní spotřebu a není proto potřeba žádat o udělení licence na výrobu elektřiny ERÚ. (36)

Licence pro provoz akumulátoru

Pokud budeme akumulátor elektřiny považovat za výrobní zdroj na základě výše popsaného výkladu, pak provoz může být možný s udělením licence ERÚ, ale i bez ní. Licence není nutná, pokud platí tyto 3 předpoklady:

1) akumulátor neslouží k podnikání, ale jen pro vlastní spotřebu,
2) akumulátor svým instalovaným výkonem nepřesáhne 10 kW,
3) ve stejném odběrném místě není připojena jiná výrobna držitele licence. (36)

Pokud by ale šlo přímo o podnikatelský záměr provozu skladovacího systému energie, (např. provoz zdroje pro dodávky regulační energie do sítě) nastala by už ale jiná situace a bylo

by nutné požádat o licenci. Zároveň by byla nutná i pokud by byl akumulátor připojen ke stávajícímu zdroji vyrábějícímu energii a provozuje ho již držitel licence. (36)

Připojení k distribuční soustavě

Zdroje vyrábějící elektřinu mohou být připojení buď tzv. zjednodušeným, nebo standardním způsobem. To samé platí o pro akumulační zařízení. Zjednodušený způsob lze uplatnit v případě mikrozdroje s maximálním instalovaným výkonem 10 kW naměřeným v místě připojení, s technickým řešením, které znemožní přetoky do distribuční soustavy a naplnění dalších podmínek podle § 16 vyhlášky o připojení. Pokud jsou tyto podmínky splněny, lze společně s tímto výrobním zdrojem napojit i akumulační zařízení, jelikož se podle vyhlášky stává součásti výrobního zdroje. V případě, že podmínky nejsou dodrženy, pak je třeba podat žádost o připojení provozovateli distribuční soustavy. Současně může být vyžádána i studie připojitelnosti a uzavření smlouvy o připojení. (36)

Připojením akumulačního zařízení k výrobnímu zdroji vznikají také ale určitá rizika. Riziko představuje už jen pouhá výměna fotovoltaických panelů. Aby nedocházelo k nárůstu elektřiny ze zdrojů, které mají nárok na podporu, považuje ERÚ už jen tuto výměnu za rekonstrukci, případně modernizaci, čímž ztrácí zdroj nárok na vyplacení podpory. Pozor by se měly dát zejména výrobní zařízení pobírající podporu na provoz výroby elektřiny. Připojení akumulačního zařízení by mohlo být souzeno právě jako modernizace, rekonstrukce, nebo dokonce uvedení nové výrobny do provozu. Na základě takového posouzení by mohl výrobní zdroj dokonce ztratit podporu. (36)

Pokud se připojení akumulátoru podíváme z pohledu, že se tedy jedná o nový samostatný výrobní zdroj, tak ovšem jeho připojením ke stávajícímu zařízení beztak nedochází k navyšování technického a ani ekologického stupně. Připojením akumulátoru totiž nejsou dotčeny žádné parametry stávajícího zdroje. (36)

U většiny fotovoltaických elektráren by musel být vyměněn stávající síťový střídač za tzv. hybridní střídač. Jinak není elektrárna schopna ukládat energii do skladovacího systému. Tato výměna však nezvyšuje instalovaný výkon zařízení, jelikož je definován právním předpisem jako součet nominálních výkonů instalovaných panelů. ERÚ by neměl tedy mít námitky, či dokonce tendenci odebrat podporu, když instalovaný jmenovitý výkon zůstane nezměněn. (36)

„Výměna střídačů nesplňuje ani podmínky rekonstrukce či modernizace, obsažené v zákoně 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích.“ (36) Podle zákona by muselo dojít k takové rekonstrukci či modernizaci, aby byla zvýšena technologická, případně environmentální úroveň výrobny jako celku. Musela by být dosažena ale alespoň taková úroveň, aby zařízení bylo srovnatelné s nově budovanými výrobními zdroji. (36)

Zimní energetický balíček

Ambicí EU a Komise je změnit současnou situaci roztříštěné a nekoncepční úpravy skladování energie. Cestou ke změně je tzv. „Zimní balíček“, který byl zveřejněn 30.11.2016. Pod souhrnným názvem „Clean Energy For All Europeans“ obsahuje balíček 8 legislativních návrhů na změnu evropské regulace, množství dokumentů nelegislativního charakteru, zprávy a cíle evropské energetiky do roku 2030. Hlavním záměrem je především decentralizace výroby elektřiny. (37)

V oblasti akumulací je klíčový především návrh novely o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou (směrnice č. 2009/72/ES).

„Zavádí se pojem aktivní spotřebitel, kterým je spotřebitel nebo skupina společně jednajících spotřebitelů, kteří spotřebovávají, ukládají nebo prodávají elektřinu vyrobenou v jejich prostorách.“ (38)

Spotřebiteli umožňuje širší zapojení do energetického trhu, aniž by byl vystavován nepřiměřené regulaci (např. povinná licence pro výrobu nebo pro obchodování s elektřinou). Aby výrobce mohl být aktivním spotřebitelem, je důležité, aby výroba elektřiny nebyla jeho hlavní podnikatelskou činností.

„Minimální hranice pro možnost dodávek elektřiny bez licence se navrhuje 10 MWh pro domácnosti a 500 MWh pro podnikatele ročně. Pokud však jde o dodávky vyrobené elektřiny přímým vedením v rámci jedné budovy, žádný limit stanoven není a lze tedy dodávat do jednotlivých bytových jednotek bez omezení.“ (38)

Kromě konceptu aktivního spotřebitele zavádí návrh novely důležitý pojem skladování energie. Pojem znamená, dochází k odložení určitého množství elektřiny až do chvíle spotřeby. Může být odložena buď v podobě konečné energie, nebo může být přeměněna na jiný druh energie. (38)

Návrh novely směrnice č. 2009/28/ES, o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů, který je rovněž součástí zimního balíčku, se pak na skladování elektřiny dívá přímo jako na součást vlastní spotřeby energie z OZE. Vlastní spotřebou se podle tohoto návrhu rozumí výroba a spotřeba, popřípadě akumulace energie z OZE samospotřebiteli. (39)

Záměrem zimního balíčku je umožnit podnikání se systémem skladování energie. Cílem je zvýšit bezpečnost a spolehlivost dodávky elektřiny spotřebiteli. Přispět by k tomu měla i úprava nastavení tarifního systému tak, aby nedošlo k diskriminaci SSE v souvislosti s poplatky. Dále také garance připojení k distribuční nebo přenosové soustavě pro každé skladovací zařízení. Navíc nebude umožněno provozovatelům přenosových a distribučních sítí provozovat zařízení ke skladování elektřiny. Nebudou ho smět ani vlastnit, vyvíjet nebo spravovat. (39)

3.6.3. Akumulace elektřiny a odběr elektřiny ze sítě

Úložiště propojené s elektrizační soustavou a dodávající do ní elektřinu by mělo být chápáno jako výrobna, neboť ve fázi vybíjení přeměňuje chemickou vazbu na elektrickou energii. Zároveň akumulátory nemají stoprocentní účinnost, a tedy vyrobí méně energie, než kolik spotřebují ke svému dobití.

Při akumulaci elektřiny do uložiště jsou v celkové ceně za odebranou elektřinu ze sítě zahrnuty zároveň i regulované složky popsané v kapitole 3.5.2. Výjimku mají podle Cenového rozhodnutí ERÚ pouze přečerpávací vodní elektrárny a výrobny na elektřinu odebranou pro technologickou vlastní spotřebu z přenosové soustavy. Aby provozování akumulátoru bylo ekonomicky výhodné, bylo by potřeba tuto výjimku aplikovat i na akumulátory, nebo zkrátka nabíjet zařízení pouze pomocí vlastní vyrobené elektřiny např. ze solární elektrárny. Pro potenciál akumulátorů při pomoci rychlého vyrovnání rovnováhy výroby a spotřeby v síti, by bylo možné při dodávce regulační energie zachovat podporu výroby elektřiny z OZE v režimu zelených bonusů. (33)

4. Dopad podmínek aplikace v LDS a u obchodník na VE

V návaznosti na prozkoumané podmínky bude čtvrtá kapitola analyzovat jejich dopad na profitabilitu vybraného zdroje zapojeného v rámci virtuální elektrárny. Ke zpracování analýzy, zejména pak citlivostní analýzy, bude využita nástavba MS Excel @RISK, pomocí níž bude analyzován vliv jednotlivých složek na celkové tržby a IRR. Analyzovány budou 4 následující projekty využívající k výrobě elektřiny větrnou elektrárnu (VTE):

1. VTE prodávající vyrobenou energii za výkupní cenu,
2. VTE obchodující s elektřinou na burze,
3. VTE obchodující s elektřinou na burze s využitím akumulační baterie (1 MWh) a
4. VTE obchodující s elektřinou na burze s využitím akumulační baterie (2 MWh).

4.1. Výroba elektřiny z větrné elektrárny

K analýze bude využita větrná elektrárna typu Vestas V100. Jedná se o typ větrné elektrárny, který je úspěšně využíván napři. v Rakousku, v Německu apod. Projekt bude tvořen 5 větrnými elektrárnami toho typu s celkovým instalovaným výkonem 5 x 2,2 MW nacházejícími se mimo obec, ve vzdálenosti přibližně 2 km od okraje bytové zástavby. Větrný park zabírá minimální plochu. Celkové náklady na větrný park byly 428 mil. Kč. Životnost VTE je konstrukčně navržena na 20 let.

4.1.1. Stručný popis technického a technologického řešení

Větrná elektrárna Vestas V100 má výkon 2 200 kW. Na celokovovém (ocelovém) tubusu stožáru o výšce 95 m je umístěna gondola s generátorem elektrárny, který je hlavní hřídelí přes převod napojen na trojlistý rotor o průměru 100 m. Elektrárna je vybavena systémem OptiSpeed. Pomocí tohoto systému může rotor pracovat s variabilním počtem otáček. Zapínací rychlost větru je 3 m/s, jmenovitá rychlost větru je 20 m/s a vypínací (maximální) rychlost větru je 22 m/s. Po překročení této rychlosti dojde k automatickému zabrzdění a odstavení stroje.

Výstupní výkon je vyhlazený, výsledkem je vysoká kvalita elektrické energie a nízká úroveň kolísání. Rozběh větrné elektrárny je možný bez motoru, a naopak zastavit turbínu je možné bez použití mechanické brzdy. Větrná elektrárna má bezpečný a technicky dokonalý provoz bez lidské obsluhy. Základním atributem větrné elektrárny je minimální poruchovost

a nenáročná údržba. Provoz elektrárny vykazuje nízké hladiny venkovního hluku. Technické parametry elektrárny jsou shrnuty v následující tabulce.

Tabulka 1 Parametry VTE

Parametry větrné elektrárny		
Turbína	Vestas V100 2,2 MW	
Počet rotorových listů	3	
Průměr	100	m
Pracovní plocha	7 854	m2
Stožár		
Výška náboje	95	m
Provozní údaje		
Rychlost větru zapínací	3	m/s
Jmenovitá rychlost větru	20	m/s
Rychlost větru vypínací	22	m/s
Generátor		
Jmenovitý výkon	2 200	kW
Celkový výkon	11 000	kW
Předpokl. roční výnos	31 700 000	kWh/Y
Ztráty	27,82%	
Čistý výnos	22 882 645	kWh/Y
Celkové náklady na větrný park	428 071 000	Kč

Zdroj: Vlastní zpracování, webové stránky Vestas

4.1.2. Využitelnost větrné elektrárny v dané lokalitě (množství vyrobené elektřiny za rok a při dané rychlosti větru)

Větrná energie pochází, jako většina energií zde na zemi, ze slunce. Vzniká nestejnoměrným ohříváním zemského povrchu, tvorbou tlakových níží a výší a následným prouděním vzduchu mezi nimi. (40)

Bylo zjištěno, že pro výpočty větrných elektráren se dá využít tzv. Weibullova statistického rozdělení. Weibullovým rozdělením lze proložit naměřené hodnoty rychlostí větru, které jsou měřeny minimálně po dobu jednoho roku a pomocí tohoto proložení vypočíst přibližnou energetickou bilanci sledovaného místa.

Z Ústavu fyziky atmosféry ČR pomocí naměřených a modelovaných průměrných rychlostí větru metodou VAS/WAsP vyplývá, že průměrná rychlost větru v oblasti alokace elektrárny je 4,18 m/s ve výšce 10 m s Weibullovým rozdělením s parametry A=4,71 [m/s] a k=1,94.

Tabulka 2 Naměřené a modelované rychlosti větru v místě umístění větrného parku ve výšce 10 m nad zemí

zem. šířka:	49°43'47.215"N	**výška nad zemí (střed rotoru):**	10 m
zem. délka:	17°23'57.520"E	**průměr rotoru:**	100 m
		maximální výkon:	2200000 W

směr větru [°]	relativní četnost				prům. rychlost [m/s]	parametry Weibull		výroba energie	
	vše	0-4 m/s	4-8 m/s	> 8 m/s		A [m/s]	k	roční [kWh]	relativně
0	5.0%	2.22%	2.18%	0.60%	4.73	5.33	1.85	144240.2	9.00%
30	16.6%	6.15%	8.72%	1.73%	4.96	5.60	2.29	311949.7	19.47%
60	11.9%	6.06%	5.36%	0.48%	4.14	4.67	2.17	152651.6	9.53%
90	4.4%	3.59%	0.81%	0.00%	2.81	3.18	2.29	14601.3	0.91%
120	2.8%	2.43%	0.36%	0.01%	2.29	2.55	1.58	10002.9	0.62%
150	5.9%	3.48%	2.42%	0.01%	3.71	4.16	2.97	34908.1	2.18%
180	19.5%	8.59%	9.98%	0.93%	4.45	5.02	2.39	249520.4	15.57%
210	10.9%	6.76%	4.03%	0.10%	3.59	4.06	2.26	83639.2	5.22%
240	5.4%	3.70%	1.45%	0.25%	3.28	3.61	1.41	107681.2	6.72%
270	9.5%	4.70%	3.71%	1.09%	4.49	5.03	1.67	318017.7	19.85%
300	6.3%	2.60%	2.91%	0.79%	4.89	5.51	1.96	169143.4	10.56%
330	1.9%	1.61%	0.29%	0.00%	2.61	2.95	2.04	5913.1	0.37%
celkem	**100%**	**51.91%**	**42.21%**	**5.98%**	**4.18**	**4.71**	**1.94**	**1602268.9**	**100%**

Zdroj: (41)

Rychlost větru je nutné přepočítat ke zjištění rychlosti větru ve výšce rotoru elektrárny podle vzorce 1.

Vzorec 1 Výpočet rychlosti větru ve výšce rotoru (42)

$$v_w(\mathbf{h}) = v_{10} \left(\frac{h}{h_{10}}\right)^a \qquad [m.s^{-1}; m; -] ,$$

kde $\mathbf{v_w}$ **(h)** znamená rychlost větru ve výšce rotoru (výška h) [m/s], $\mathbf{v_{10}}$ rychlost větru ve výšce 10 metrů [m/s], $\mathbf{h_{10}}$ výška 10 metrů [m] a exponent **a** (-), jehož velikost se odvozuje od reliéfu krajiny – odvozeno od třídy drsnosti zemského povrchu, viz následující tabulka. (42)

Tabulka 3 Třídy drsnosti zemského povrchu

Třída drsnosti	Charakter krajiny	*a* (-)
0	Otevřené pobřeží bez jakýchkoliv překážek s větrem směřujícím k pobřeží	0,12
1	Otevřená krajina s ojedinělými volně stojícími keři a stromy (pobřeží, prérie)	0,15
2	Zemědělská krajina s rozptýlenými budovami a křovinami	0,18
3	Uzavřená krajina s porostem stromů, mnoha křovinami a sousedícími budovami	0,24

Zdroj: (42)

Rychlost větru ve výšce 95 m vypočítáme na základě vztahu pro přepočet rychlosti větru podle výšky nad povrchem, což je výška umístění gondoly elektrárny, přičemž exponent ***a*** uvažujeme 0,18 (odpovídá zemědělské krajině s rozptýlenými budovami a křovinami). Výsledná průměrná rychlost větru ve výšce 95 m vychází po přepočtu 6,3 m/s.

Betzovo pravidlo (vzorec 2) je jedna ze základních rovnic používána pro výpočty u větrných elektráren. Pravidlo určuje, jaká maximální energie lze získat z větru pomocí točivého mechanismu stroje. Díky tomuto pravidlu víme a obecně lze říci, že energie předaná větrné elektrárně je úměrná třetí mocnině rychlosti větru a hustotě vzduchu.

Je důležité zdůraznit, že takto vypočtená energie je pouze teoretická a předpokládá úplné zastavení větru a předání veškeré jeho energie lopatkám rotoru VTE. Reálně se samozřejmě vítr pouze zpomalí po průchodu přes lopatky rotoru a nezastaví.

Vzorec 2 Betzovo pravidlo (43)

$$E = \frac{1}{2}\,\rho\,.S.v^3 \qquad [J; kg.m^{-3};\ m^2; m.s^{-1}],$$

kde ***E*** je energie, kterou vítr předá rotoru, v Joulech, ***S*** průřez pomyslného rotoru v m^2, ***ρ*** hustota vzduchu v $kg.m^{-3}$ a ***v*** rychlost větru v $m.s^{-1}$.

Výkon větrné turbíny je vždy mnohem menší, než činí referenční výkon větrné turbíny vypočítaný pomocí Betzova pravidla. Přibližný výkon větrné turbíny získáme vynásobením referenční výkon větrné turbíny s výkonovým koeficientem větrné turbíny podle následujícího vzorce 3.

Vzorec 3 Výkon větrné turbíny (43)

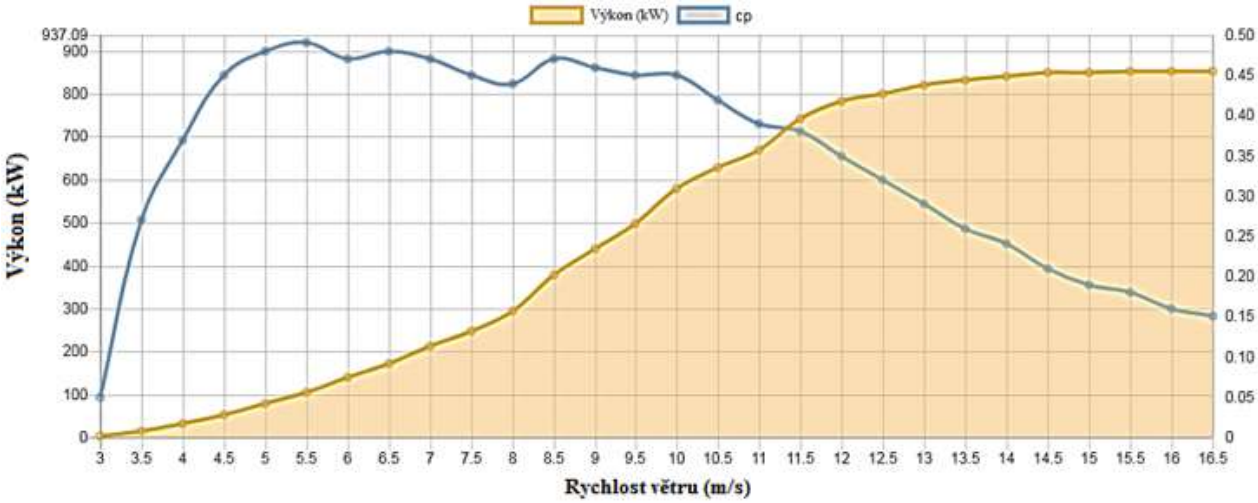
$$P_i = C_P . P_t \quad [W; (-); W],$$

Kde $\mathbf{P_i}$ [W] výkon větrné turbíny, $\mathbf{P_t}$ [W] referenční výkon větrné turbíny a $\mathbf{C_P}$ [-] výkonový koeficient větrné turbíny.

Nelze dosáhnou 100% přeměny kinetické energie větru na práci, protože to by znamenalo úplné zastavení proudění větru přes turbínu a z toho plynoucí účinnost 0 %. Proto existuje jisté optimální snížení rychlosti proudění vzduchu. V současnosti největší větrné turbíny mohou dosahovat účinnosti turbíny kolem 45 %. Výkonová křivka elektrárny Vestas V100 poskytuje výrobce – dánská společnost Vestas na svých webových stránkách (naměřené hodnoty). (43)

U vyráběných turbín jsou udávány tzv. výkonové křivky (power curve), které udávají, kolik energie dokáže elektrárna vyrobit při určité rychlosti větru. Příklad výkonové křivky pro turbínu Vestas V100-2.2MW je uvedeno v následujícím grafu.

Obrázek 12 Výkonová křivka Vestas V100



Zdroj: (44)

Pomocí výkonových křivek a přibližného rozložení četností větru v dané lokalitě lze vypočíst přibližnou výrobu určité větrné elektrárny. Lze pak mezi sebou porovnat různé typy elektráren od různých výrobců a dospět k výběru nejvhodnější větrné turbíny pro vybranou lokalitu. Při volbě větrné turbíny však nelze zapomínat na ekonomickou stránku problému, kdy turbína, která vyrobí v dané lokalitě největší množství energie, však nemusí být ekonomicky nejvýhodnější, protože od velikosti instalovaného výkonu se přímo odvíjí cena elektrárny.

Lze dospět i k závěru, že turbína, která by vyrobila nejvíce energie by se za celou dobu svého provozu ani nezaplatila, proto je nutné provést důkladnou ekonomickou analýzu. (40)

4.1.3. Investice a návratnost VTE a financování

V souvislosti s omezováním dotací v sektoru OZE zaměřují se investoři na to, zda a do jaké míry bude ještě výhodné investovat do výstavby nebo rekonstrukce obnovitelných zdrojů. Investor si může vypočítat investiční hranici tzv. „měrný limit investice“, kterou by investor neměl překročit, pokud mu má investice přinést alespoň požadovaný minimální výnos. Do výpočtu vstupuje řada technickoekonomických parametrů, což má za následek určitou míru nejistoty a jeho složitost.

Do celkové kalkulace vstupuje řadu vstupních proměnných s určitou mírou nejistoty. Jestliže odhlédneme od formy financování, zvolíme deterministický přístup, lze stanovit sedm základních faktorů, kterým bude efektivnost celé investice podléhat:

1. Minimální výkupní cena elektřiny [Kč/kWh].
2. Doba životnosti zdroje $T_ž$ [roky].
3. Roční doba využití instalovaného (maximálního, jmenovitého) výkonu zdroje T_m [h].
4. Roční provozní stálé náklady N_{ps} [Kč], popř. jejich měrná hodnota n_{ps} [Kč/kW] nebo poměrná hodnota p_{ps} [–].
5. Měrné proměnné náklady n_w [Kč/kWh], popř. jejich celková roční hodnota N_w [Kč].
6. Požadovaná roční míra zisku investovaných prostředků r [% p. a.].
7. Investiční (pořizovací) výdaje, resp. jejich měrná hodnota vztažená na jednotku instalovaného elektrického výkonu [Kč/kW].

Vždy je potřeba znát 6 parametrů, s kterými v každém případě můžeme dopočítat ten poslední. V případě větrné elektrárny platí, že měrné proměnné náklady jsou nulové, jelikož nemá prakticky žádné variabilní ani palivové náklady. Usnadňuje se tím jak samotný výpočet, tak i míra nejistoty správnosti vypočítaného výsledku.

Výsledkem je limitní pořizovací cena elektrického výkonu, který by měl být instalován – stanovení ještě pro investora akceptovatelných měrných investičních výdajů [Kč/kW].

„Výpočet je založen na stanovení kumulovaného diskontovaného peněžního toku za určenou dobu provozování (KDCF), což je vlastně čistá současná hodnota investice (NPV).

Diskontovaný součet ročních peněžních toků byl měl být pak stejný nebo větší, než jsou investiční výdaje na jeho pořízení.“ (45)

Kapitálové a provozní náklady

Nejvyšší položkou rozpočtu projektu je samozřejmě samotný nákup technologie. Do rozpočtu ale vstupují ale i další nezanedbatelné položky jako je projekční činnost, zajištění pozemků, stavební práce, transformační stanice, náklady financování a další. Nutno je počítat i s náklady na údržbu poskytované společností Vestas a příspěvky obcím viz následující tabulka shrnující celkové náklady na referenční projekt. Celkové náklady projektu dosahují na rozmezí 35 až 40 milionů Kč za instalovaný jeden megawatt výkonu větrné elektrárny. Zda se bude jednat o částku vyšší, či nižší, záleží také na celkovém počtu strojů, rozsahu úprav přístupových komunikací, vzdálenosti a provedení elektrické přípojky. (46)

Tabulka 4 Rozpočet projektu

Rozpočet projektu:	
Turbína - 5*Vestas V100 2,2 MW	237 900 000
Základy	17 500 000
Elektrické části (VN, optický systém)	10 800 000
Přípravné/stavební práce vč. Cesty	42 000 000
Transformační stanice	25 000 000
Připojení	18 000 000
Věcná břemena na pozemku (kabel)	2 500 000
Připojení k distribuční síti	10 200 000
Platba obci	500 000
Povolení, dokumentace	11 250 000
Náklady financování	7 039 000
Due dilligence, posouzení projektu	1 500 000
Projekt management	20 000 000
Ostatní platby	10 200 000
Rezerva	20 721 000
Akumulátor	40 000 000
DSRA (Debt service reserve account)	8 000 000
Total	**483 110 000**
Bez financování:	468 071 000

Zdroj: Vlastní zpracování

Tabulka 5 Roční provozní náklady projektu

OPEX (roční báze)	
Servisní náklady VESTAS	4 845 000
Variabilní poplatky VESTAS 1-10 let 0,0085 EUR/kWh	671 925
Servisní náklady VN	120 000
Pojištění	356 000
Platba obec	325 000
Věcná břemena	1 475 000
Monitoring ptáků	81 000
Spotřeba energie	180 000
Střežení objektů	24 000
Internet	30 000
Revize výtahů	25 000
Celkem	**8 132 925**

Zdroj: Vlastní zpracování

Financování projektu

Projekt může být financován pouze z vlastních zdrojů investora, nebo může vyhledat i cizí zdroje. Projekt ze své podstaty poskytuje dostatečné zajištění a CF, proto by neměl být problém získat bankovní úvěr. Jedná se o zástavu pozemků, technologie, pojištění, pohledávky z prodeje elektřiny ostatní závisející na majiteli jako je zástava běžných účtů, spoludlužnictví apod.

Pro projekt bude využito financování s parametry zachycenými v následujících tabulkách.

Tabulka 6 Návrh financování projektu

Financování	
Celková investice	476 071
Státní dotace	-
Equity (20%)	95 214
Bankovní úvěr:	
Tenor	15
Základní úroková sazba	1,80%
Marže	1,80%
Poplatek za závazek	0,25%
Poplatek za sjednání	0,30%
Kapitalizace (měsíce)	7
Potřebná výše limitu	**388 279**
Náklady na financování	**7 422**
Úroky	6 115
Poplatek za závazek	142
Poplatek za sjednání	1 165
Celkový rozpočet financování	**395 700**

Zdroj: Vlastní zpracování

Tabulka 7 Splácení úvěru

Úvěr																
Rok	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**
BoP	**388 279**	**368 304**	**347 611**	**326 172**	**303 962**	**280 952**	**257 114**	**232 417**	**206 832**	**180 325**	**152 864**	**124 415**	**94 941**	**64 407**	**32 773**	**0**
Úrok	-13 978	-13 259	-12 514	-11 742	-10 943	-10 114	-9 256	-8 367	-7 446	-6 492	-5 503	-4 479	-3 418	-2 319	-1 180	0
úroková marže	*-6 989*	*-6 629*	*-6 257*	*-5 871*	*-5 471*	*-5 057*	*-4 628*	*-4 184*	*-3 723*	*-3 246*	*-2 752*	*-2 239*	*-1 709*	*-1 159*	*-590*	*0*
úroková sazba	*-6 989*	*-6 629*	*-6 257*	*-5 871*	*-5 471*	*-5 057*	*-4 628*	*-4 184*	*-3 723*	*-3 246*	*-2 752*	*-2 239*	*-1 709*	*-1 159*	*-590*	*0*
Jistina	-19 974	-20 694	-21 439	-22 210	-23 010	-23 838	-24 696	-25 586	-26 507	-27 461	-28 449	-29 474	-30 535	-31 634	-32 773	
Anuita	-33 953	-33 953	-33 953	-33 953	-33 953	-33 953	-33 953	-33 953	-33 953	-33 953	-33 953	-33 953	-33 953	-33 953	-33 953	
EoP	**368 304**	**347 611**	**326 172**	**303 962**	**280 952**	**257 114**	**232 417**	**206 832**	**180 325**	**152 864**	**124 415**	**94 941**	**64 407**	**32 773**	**0**	

Zdroj: Vlastní zpracování

Investor vloží vlastní prostředky ve výši 20 % celkové hodnoty projektu, na zbývajících 80 % bude poskytnut úvěr. Úvěr bude poskytnut na 15 let.

Podpora

„Formy podpory elektřiny definuje zákon č. 165/2012 Sb., jedná se o podporu formou výkupní ceny nebo zeleného bonusu v ročním nebo hodinovém režimu.“(47)

Výkupní cena je stanovena vždy aktuálním cenovým rozhodnutím ERÚ. Při volbě výroby elektřiny z OZE s podporovou ve formě výkupní ceny, musí tzv. povinně vykupující povinně veškerou tuto energii dodanou do elektrizační soustavy vykoupit za stanovenou výkupní cenu. Zároveň se na pouze podporu formou výkupní ceny uplatňuje ze zákona garance 15ti-leté prosté návratnosti. To znamená, že elektřina vyrobená těmito zdroji bude vykupována po 15 let za výkupní cenu, která se stanoví na začátku, kdy je zařízení připojeno do sítě a spustí se výroba. Každý rok je pak pravidelně zachována jako minimální s pravidelnou 2% indexací, s výjimkou výroben využívajících biomasu, bioplyn nebo bio kapaliny. Není však možný nárok na podporu na technologickou vlastní spotřebu elektřiny. (47)

V případě **zeleného bonusu**, vyplácí OTE, a.s. za veškerou elektřinu vyrobenou z OZE kromě technologické vlastní spotřeby elektřiny. Výrobce s podporou ve formě zeleného bonusu ale nemá k dispozici povinně vykupujícího a musí si sám najít svého odběratele elektrické energie. Cenu si pak spolu musí vyjednat. Zelený bonus většinou přináší větší výnos oproti výkupní ceně, ale za cenu vyššího rizika prodeje vyrobené energie. (47)

Hodinový zelený bonus nemá předem stanovenou hodnotu, naopak je různý pro každou hodinu a je dostupný na webových stránkách OTE. Zatímco výše ročního zeleného bonusu je pro každý typ podporovaného zdroje energie každoročně pozměňována a zveřejněna v aktuálním

cenovém rozhodnutí ERÚ. Při stanovení výše zeleného bonusu se použije výkupní ceny jako referenční hodnoty. (47)

Doba návratnosti investice je pak při daných investičních nákladech ovlivněna především roční průměrnou rychlostí větru na lokalitě a také použitou technologií. Výkupní cena a zelený bonus pro každý rok vychází z platného Cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu.

4.2. VTE prodávající vyrobenou energii za výkupní cenu

V roce 2014 došlo ke změně v systému podpor. Došlo k omezení možnosti vybrat si podporu formou výkupních cen pro nové zdroje s výkonem nad 100kW. Mají nárok už jen pouze na zelený bonus. (47)

Tabulka 8 Srovnání výkupních cen elektrické energie z OZE

Srovnání výkupních cen elektrické energie z obnovitelných zdrojů v ČR v CZK/kWh*												
Zdroj	**Cena 2007**	**Cena 2008**	**Cena 2009**	**Cena 2010**	**Cena 2011**	**Cena 2012**	**Cena 2013**	**Cena 2014**	**Cena 2015**	**Cena 2016**	**Cena 2017**	**Cena 2018**
Fotovoltaika**	13,46	13,46	12,79	12,15	5,5	6,16	2,83	0	0	0	0	0
VĚTRNÉ ELEKTRÁRNY* **	**2,46**	**2,46**	**2,34**	**2,23**	**2,23**	**2,23**	**2,12**	***2,014***	***1,98***	***1,93***	***1,93***	***1,93***
Malé vodní elektrárny	2,39	2,6	2,70	3,00	3,00	3,19	3,23	3,23	3,23	3,069	2,741	2,741
Biomasa	3,37	4,21	4,49	4,58	4,58	4,58	3,73	*3,335*	*3,263*	*3,263*	*3,263*	*3,263*
Bioplyn z BPS	3,04	3,9	4,12	4,12	4,12	4,12	3,55	0	0	0	0	0

Poznámky:

**v grafu jsou v případě rozmezí cen pro různé kategorie uváděna maxima (jedná se zejména o biomasu a bioplyn);*

***od roku 2012 jsou podporované pouze FVE s výkonem do 30 kWp, u FVE je proto od tohoto roku uvedena cena pro FVE s výkonem do 30 kWp;*

**** Od začátku roku 2014 je zastavena podpora pro nové větrné elektrárny, uvedená výše výkupní(referenční) ceny platí pouze pro tzv. reziduální projekty, tj. projekty s autorizací vydanou do 1.10.2013 (to samé platí v případě Biomasy a Geotermální energie).*

Zdroj: (47)

4.3. VTE obchodující s elektřinou na burze

Pokud by byla elektřina prodána povinně odebírajícímu za sjednanou cenu navýšenou o zelený bonus, investor má predikovatelnější příjem, ovlivněn dále spíše povětrnostními podmínkami. V tomto případě je elektřina prodávána na burze za aktuální tržní cenu a přináší investorovi vyšší riziko, jelikož nemá jistou prodejní cenu předem.

4.4. VTE obchodující s elektřinou na burze s využitím akumulační baterie (1 MWh)

Oproti předchozímu případu, bude navíc zapojena k zařízení i akumulační baterie. Celkové náklady budou proto navýšeny o jejich hodnotu. V současnosti je instalace akumulace elektrické energie podporována např. dotačním programem OPPIK. Podpora je poskytována formou dotace ve výši 0,3 mil - 400 mil. Kč. Výše dotace bude odvozena od velikosti podniku:

1. malý podnik (do 49 zaměstnanců) - 50 % prokázaných způsobilých výdajů;
2. střední podnik (50 až 249 zaměstnanců) - 40 % prokázaných způsobilých výdajů;
3. velký podnik (od 250 zaměstnanců) – 30 % prokázaných způsobilých výdajů. (48)

Podstatou zkoumání bude analyzovat proveditelnost projektu v rámci, kterého bude pořízení akumulační baterie o výkonu 1 MW. Během provozu bude baterie dva krát denně plně nabita a vybita. Nabíjení bude probíhat v hodinách s nejnižší cenou za MWh. Podle zprůměrovaných výsledků hodnot za jednotlivé hodiny za rok 2018. Nejnižší průměrná cena vychází na 4. a 15. hodinu. Naopak vybíjet akumulátor se bude ve špičce, kdy bude elektřina prodávána. Nejvyšší průměrná cena vychází na 9. a 20. hodinu.

Pro účel analýzy byla vybrána velkokapacitní baterie o celkové kapacitě 1 MW. Podle výrobce Siemens je účinnost 85–90 % s životností 5 000 cyklů, což představuje jedno plné nabití a vybití. Časová reakce baterie je do jedné sekundy. Vstupní investice je přibližně ve výši 20 000 000 Kč. Všechny parametry jsou shrnuty v tabulce níže. Z této specifikace se bude dále vycházet při výpočtech se zapojením akumulační baterie.

Tabulka 9 Akumulační baterie – Technické parametry

Kapacita	1 MWh
Účinnost	85–90 %
Časová reakce	<sekunda
Životnost	5 000 cyklů
Počet cyklů za den	2
Živostnost při 2 cyklech/den	7
Roční provoz	365 dní
Zůstatková hodnota 5 %	1 000 000 Kč

Zdroj: Vlastní zpracování

Tabulka 10 Akumulační baterie – Náklady

Cena po odečtení dotace		20 000 000 Kč
Cena baterie		20 000 000 Kč
Dotace (0-50 %)		0 %
Náklady na opravy a údržbu	1 %	200 000 Kč
Náklady na zaměstnance		379 752 Kč
Průměrná mzda		31 646 Kč
Počet zaměstnanců		1
Ostatní náklady (pojištění)	0,50 %	100 000 Kč
Odpisy (15 let)	10 %	1 333 000 Kč

Zdroj: Vlastní zpracování

4.5.Porovnání projektů

Detail výpočtů jednotlivých projektů včetně způsobu financování je zaznamenán v přiloženém souboru MS Excel.

Obrázek 13 Porovnání projektů

UKAZATEL	IRR	DCF projektu	Equity multiple	DCF pro investora
1. VTE prodávající vyrobenou energii za výkupní cenu	18,44%	518 222	1,90	165 478
2. VTE obchodující s elektřinou na burze	17,58%	506 135	1,81	157 538
3. VTE obchodující s elektřinou na burze s využitím akumulační baterie (1 MWh)	16,63%	514 665	1,78	155 357
4. VTE obchodující s elektřinou na burze s využitím akumulační baterie (2 MWh)	15,74%	523 089	1,61	153 075

Zdroj: vlastní zpracování

V tabulce výše jsou uvedeny vybrané ukazatele pro porovnání jednotlivých projektů:

1. **IRR**;
2. **DCF projektu** – s využitím WACC, který v tomto případě vychází 4,88 % (využití z 20 % vlastního kapitálu s požadovaným výnosem 10 % a z 80 % bankovního financování s úrokovou sazbou 3,60 %);
3. **DCF pro investora** – diskontované CF, které po zaplacení dluhové služby zůstane investorovi (diskontní sazbou je požadovaný výnos ve výši 10 %);
4. **Equity multiple** (diskontované CF, které po zaplacení dluhové služby zůstane investorovi, dělené celkovými investovanými prostředky investora) – pokud je větší než jedna, investice přináší více, než kolik do ní investor vložil. (49)

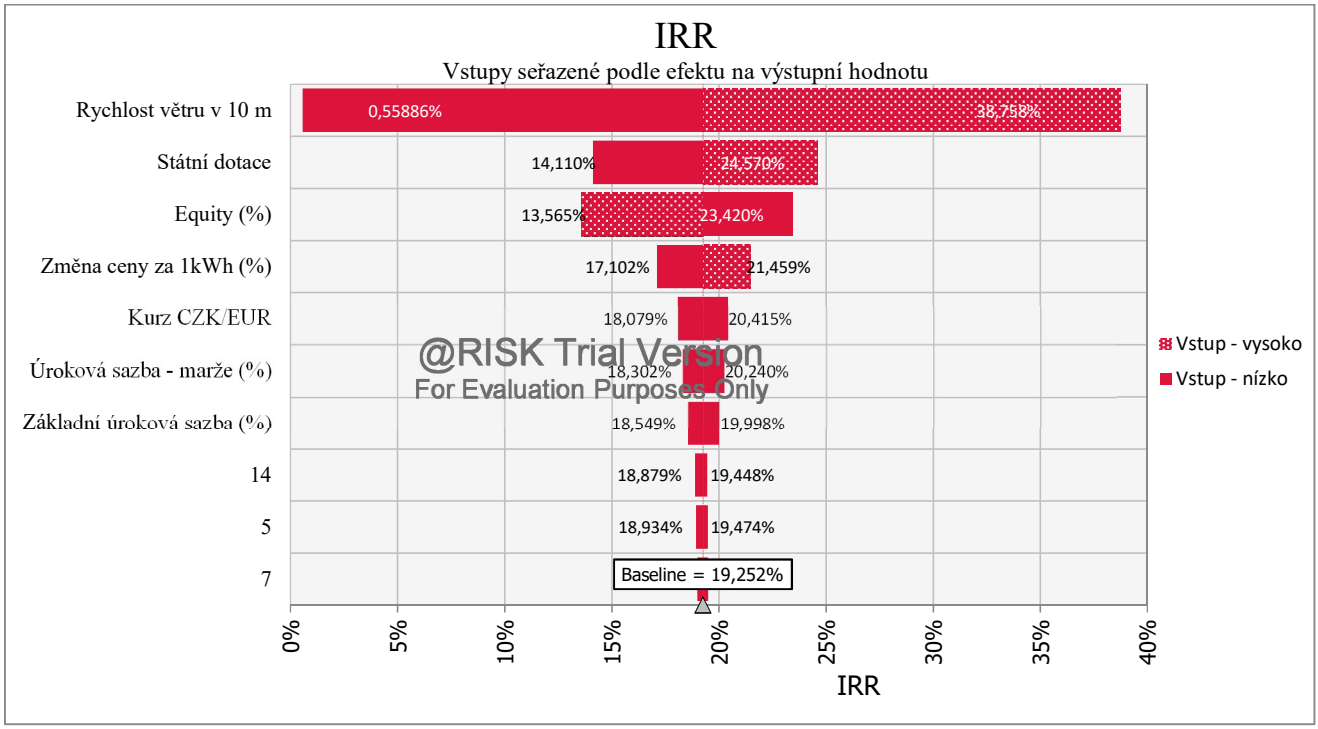
Porovnáme-li jednotlivé projekty, IRR i Equity multiple vychází nejvyšší pro VTE, která prodává vyrobenou energii za výkupní cenu bez využití akumulační baterie, následovaná VTE obchodující s elektřinou na burze. Důvody a jednotlivé faktory, které nejvíce ovlivnily výsledky budou dále rozebrány v rámci citlivostní analýzy.

4.6. Citlivostní analýza projektu a vyhodnocení

Pomocí nástavby MS Excel @RISK byly namodelovány rizikové vstupní parametry, u kterých může dojít v průběhu realizace projektu ke změně. Při simulaci proběhlo 100 000 iterací. Výstupem je identifikace jednotlivých vstupů seřazené podle efektu na výstupní hodnotu podle jejich účinku na rozsah průměrných hodnot sledovaného výstupu – IRR.

Podle analýzy citlivosti zobrazené dále v následujícím tabulce a na obrázku jsou zobrazené vstupy s nejvyšším vlivem na cílovou hodnotu.

Obrázek 14 Citlivostní analýza IRR – Vstupy podle efektu na IRR



Zdroj: Vlastní zpracování, výstup z nástavby MS Excel @RISK

Největší vliv má konkrétně rychlost větru v dané lokalitě, na základě, které se vyrobí dané množství energie, popřípadě žádná, pokud nebude rychlost větru dostatečná. Či naopak příliš vysoká.

Dalšími faktory jsou zejména parametry vstupující do způsobu financování. Při výpočtech nebylo uvažováno získání dotace, jejíž přidělení by výrazně vylepšilo celkový výnos investice. Naopak je tomu u vloženého kapitálu do projektu investorem, který bude chtít vložit, co nejméně svých vlastních prostředků – tím pak dosahuje zároveň i vyššího ukazatele Equity multiple. Minimem je pro banky je typicky 20 % z celkové výše investice, ale může být vyšší na základě přihlédnutí ke specifickým rizikům projektu.

Při využití bankovního financování vzniká dluhová služba potřebná pravidelně platit, jejíž součástí je splátka a úroky. Z analýzy citlivosti byly proto identifikovány obě části celkové úrokové sazby – základní i marže. Na jejich pořadí důležitosti měla vliv simulace, jelikož v rámci projektu byly využity ve shodné výši a stejně namodelovány.

Tabulka 11 Citlivostní analýza – vliv na rozsah průměrných hodnot IRR

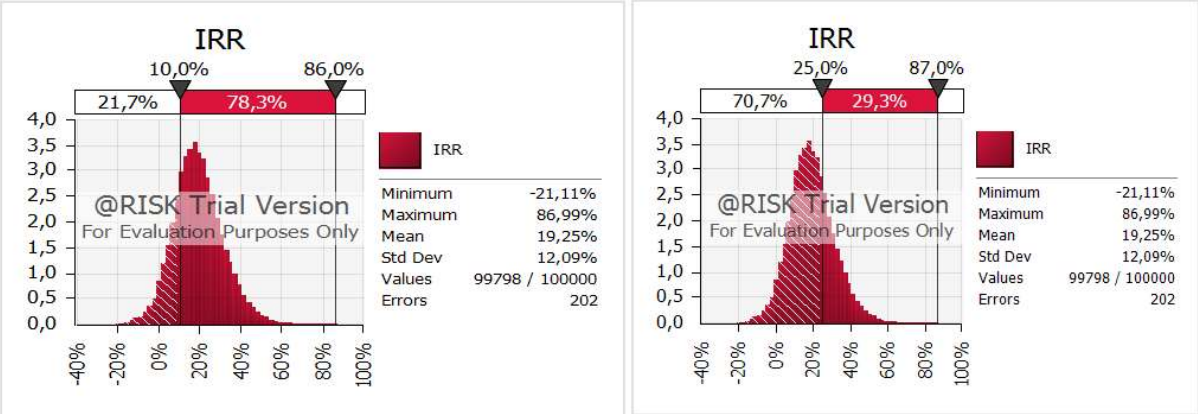
Pořadí	Vstup	IRR - rozsah průměrných hodnot
1.	Rychlost větru v 10 m	38,20%
2.	Státní dotace	10,46%
3.	Equity (%)	9,85%
4.	Změna ceny za 1kWh (%)	4,36%
5.	Kurz CZK/EUR	2,34%
6.	Úroková sazba - marže (%)	1,94%
7.	Základní úroková sazba (%)	1,45%
8.	Cena na trhu	0,36%

Zdroj: Vlastní zpracování, výstup z nástavby MS Excel @RISK

Dalším rizikovým faktorem je změna ceny uvažovaná jako inflace ve výši 2 % namodelována pomocí trojúhelníkového rozdělní, která ovlivňuje jak příjmy, tak ale i náklady.

Na tržby za prodanou elektřinu mají vliv ceny elektřiny na trhu v každou hodinu, obchodovány v EUR, a proto násobeny měnovým kurzem CZK/EUR, který může výsledné IRR významně ovlivnit.

Obrázek 15 IRR – pravděpodobnostní rozdělení



Zdroj: Vlastní zpracování, výstup z nástavby MS Excel @RISK

Dalším výstupem simulace je i pravděpodobnostní rozdělení IRR, u kterého lze také vyčíst, s jakou pravděpodobností dosáhne určité hodnoty. Investor při této simulaci dosáhne IRR vyššího než 10 % (stanovená ROE) s pravděpodobností přes 78 % a IRR vyššího než 25 % s pravděpodobností téměř 30 %.

Závěr

V předcházejících třech kapitolách byl čtenář uveden do problematiky fungování trhu s elektřinou v České republice a možnosti aplikace virtuální elektrárny v těchto podmínkách. Přičemž v bližším detailu byly představeny potencionální možnosti využití jako např. obchodovat nejen na denním trhu, ale i trhu s regulační energií, nebo se zapojit do podpůrných služeb při využití identifikovaných výhod, které virtuální elektrárna přináší.

Mezi významné výhody patří právě možnost přístupu na různé trhy s elektřinou bez potřeby vlastnit velké elektrárny, jelikož VE mohou dohromady dosáhnout vysoké kapacity stejně jako tradiční velké elektrárny. Může dojít k významné optimalizaci nákladů při správné kombinaci obnovitelných a neobnovitelných zdrojů, dosáhnout vyšší flexibility. VE může pomoci při zavádění obnovitelných a zároveň bezemisních zdrojů, a zlepšit tak spolehlivost sítě při současném narůstajícímu podílu decentralizovaných zdrojů na energetickém mixu.

VE má ale i své limitace. Asi největší problém, kterému čelí její expanze, představuje software. Aby VE fungovala, je potřeba, aby všechna zapojená zařízení spolu byla schopna komunikovat. Zatím ale neexistují žádné komunikační standardy těchto zařízení. Určité obavy může vyvolávat také skutečnost, že pro maximální optimalizaci je potřeba požadovat soukromé informace o energetickém chování jednotlivých zapojených spotřebitelů, nezabývá se spravedlností mezi nimi a nemůže zohledňovat specifické energetické potřeby jednotlivých domácností. Neumožňuje navíc reagovat na časově a lokálně specifické reakce na cenové signály. Překážkou by mohl také být současně nastavený právní a regulační rámec na energetickém trhu, který bude potřeba řešit s nárůstem obnovitelné energie.

Rozdíl v aplikaci VE u distributora v LDS a mimo ni, u obchodníka s elektřinou, souvisí především se současnou regulací a připravovanou legislativou na evropské úrovni. Rozdílnou aplikací je ovlivněno především cash flow VE. Na ceně elektřiny netvoří cena za silovou energii ani polovinu celkového vyúčtování, většinu pokrývají především související služby. Navíc se platí i marže distributorovi. Obecně platí, že čím nižší napětí, tím vyšší cena za elektřinu. Naopak při jejím prodeji distributorovi LDS se cena odvíjí od každoročního smlouvání fixní ceny, za kterou bude distributor elektřinu celý rok nakupovat. Obchodník s elektřinou obchoduje přímo na trhu za aktuální tržní cenu. Jeho cash flow je sice hůře predikovatelné, ale při zapojení více zdrojů v rámci VE by mohlo být dosaženo vyšších výnosů, např. pomocí zapojení i akumulační baterie.

V návaznosti na prozkoumané podmínky byl ve čtvrté kapitole analyzován jejich dopad na profitabilitu vybraného zdroje zapojeného v rámci virtuální elektrárny. Ke zpracování analýzy, zejména pak citlivostní analýzy, byla využita nástavba MS Excel @RISK, pomocí níž byl analyzován vliv jednotlivých složek na celkové tržby, a především pak na vnitřní výnosové procento. Byly analyzovány následující čtyři projekty: VTE prodávající vyrobenou energii za výkupní cenu, VTE obchodující s elektřinou na burze, VTE obchodující s elektřinou na burze s využitím akumulační baterie (1 MWh) a VTE obchodující s elektřinou na burze s využitím akumulační baterie (2 MWh).

Nejprve bylo popsáno fungování větrné elektrárny, aby bylo možné správně provést simulaci projektu. Díky tomu byla zjištěna nejvyšší závislost výnosu projektu na povětrnostních podmínkách. Navíc při příliš nízké, či naopak příliš vysoké rychlosti větru se výroba elektřiny úplně zastaví.

Pro zpracování výkazu zisku a ztrát jednotlivých projektů bylo klíčové určit vhodný způsob financování. Bylo založeno na bankovním úvěru ve výši 80 % celkové hodnoty projektu a zbývajících 20 % vložil investor. Rozpočty projektů se liší především v zapojení, či nezapojení akumulační baterie, která zvyšuje náklady o 20 mil. na baterii o výkonu 1 MWh. Na základě vybraných ukazatelů je vidět, že je to příliš vysoká cena, a proto poslední dva projekty využívající akumulátor přináší nejnižší výnos. Z citlivostní analýzy byla zároveň identifikována vysoká závislost na potencionální dotaci, která v rámci projektů nebyla využita. Ta by mohla být udělena právě v souvislosti se zapojením akumulátoru a projekty by se rázem staly výnosnějšími. V opačném případě by bylo vhodnější počkat s investicí na další vývoj v oblasti akumulace.

Tržby jsou nejvíce ovlivňovány cenou, za kterou bude vyprodukovaná energie prodána. První projekt nabízí stabilní vysoké výnosy na základě vysoké výkupní ceny stanovené ERÚ, proto má i nejvyšší IRR. Jakmile ale s elektřinou obchodujeme výnosy už nejsou tak predikovatelné. Jednak se s elektřinou obchoduje v EUR a má proto na tržby významný vliv i měnový kurz a za druhé nemůžeme ovlivnit rychlost větru, abychom mohli prodávat vždy během špičky za nejvyšší cenu.

Na základě namodelování nejrizikovějších proměnných byla spuštěna simulace IRR s využitím 100 000 iterací. Výstupem simulace je i pravděpodobnostní rozdělení IRR, u kterého lze vyčíst, s jakou pravděpodobností dosáhne určité hodnoty. Investor při této simulaci dosáhne IRR

vyššího než 10 % (stanovená ROE) s pravděpodobností přes 78 % a IRR vyššího než 25 % s pravděpodobností téměř 30 %.

Bibliografie

1. Kolektiv autorů. *TRH S ELEKTŘINOU - ÚVOD DO LIBERALIZOVANÉ ENERGETIKY.* Praha : Asociace energetických manažerů, 2016. stránky 14-20. ISBN 978-80-260-9212-4.

2. Ing. Igor Chemišinec, Ph.D., Ing. Miroslav Marvan, Ing. Jakub Nečesaný, Ph.D., Ing. Tomáš Sýkora, Prof. Ing. Jiří Tůma, DrSc. *Obchod s elektřinou.* Příbram : CONTE spol. s r.o., 2010. ISBN 978-80-254-6695-7.

3. Salavec, Jiří. Trh s elektřinou – specifika, účastnící trhu a rozdělení. *OENERGETICE.CZ.* [Online] 9. 6 2017. [Citace: 7. 1 2018.] http://oenergetice.cz/elektrina/trh-s-elektrinou/trh-s-elektrinou/.

4. ČEPS, a.s. KODEX PŘENOSOVÉ SOUSTAVY. [Online] 15. 2 2018. [Citace: 6. 5 2018.] https://www.ceps.cz/cs/kodex-ps.

5. OTE, a.s. Roční zpráva o trhu s elektřinou a plynem. *OTE, a.s.* [Online] 2017. [Citace: 10. 1 2018.] http://www.ote-cr.cz/o-spolecnosti/soubory-vyrocni-zprava-ote/rocni-zprava-2016.pdf.

6. Zákon č. 458/2000 Sb. o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon) . [Online] 28. 11 2000. [Citace: 30. 4 2018.] http://www.eru.cz/documents/10540/463082/Energetick%C3%BD%20z%C3%A1kon+-+zn%C4%9Bn%C3%AD%20do+31.+7.+2017/3c905076-0399-4839-a807-85d77ab2ce8c.

7. Energetický regulační úřad. VYHLÁŠKA 408/2015 Sb. o Pravidlech trhu s elektřinou . [Online] 23. 12 2015. [Citace: 29. 4 2018.] http://www.eru.cz/documents/10540/463080/Vyhl%C3%A1%C5%A1ka+408_2015_konsolidovan%C3%A1/5d42fff7-7258-4b9d-97ec-e8c519f435d9.

8. Galetka, Martin, Ph.D. TZB-info. *Přenosová soustava elektrické energie.* [Online] 11. 1 2016. [Citace: 27. 1 2019.] https://energetika.tzb-info.cz/elektroenergetika/13676-prenosova-soustava-elektricke-energie.

9. Kessels, Kris. Virtual Power Plants: definition, classification and business models. *Flux50.* [Online] 22. 3 2012. [Citace: 13. 1 2018.] https://flux50.com/sites/default/files/Annex01_120322_SGF-VPP_EnergyVille.pdf.

10. Šafařík, Miroslav. Virtuální elektrárny. *Zelený kruh.* [Online] 2008. [Citace: 14. 1 2018.] http://www.zelenykruh.cz/wp-content/uploads/2015/01/virtualni-elektrarny_PORSENNA.pdf.

11. PhDr. Vlado Murár, TEDOM a. s.. Rozptýlená elektrárna. *PRO-ENERGY magazín.* [Online] 4 2010. [Citace: 30. 4 2018.] http://pro-energy.cz/clanky16/1.pdf.

12. Microgrid Knowledge. Creating a 21st Century Utility Grid with DERMS and VPPs. [Online] 2018. [Citace: 12. 11 2018.] https://sun-connect-news.org/fileadmin/DATEIEN/Dateien/New/MGK_Report_Utility_Grid_with_DERMS_and_VPPs.pdf.
13. Christian, Sperling. Next Kraftwerke. *What is a Virtual Power Plant?* [Online] 2018. [Citace: 10. 11 2018.] https://www.next-kraftwerke.com/energy-blog/virtual-power-plant.
14. Jahnavi, Sajip. New York Engineers. [Online] 2018. [Citace: 10. 11 2018.] https://www.ny-engineers.com/blog/virtual-power-plant.
15. Curwin, Trevor. CNBC LLC. [Online] 13. 4 2012. [Citace: 10. 11 2018.] https://www.cnbc.com/id/46892511.
16. Franklin, Evan a Jotzo, Frank. The Independent. [Online] 12. 3 2018. [Citace: 11. 11 2018.] https://www.independent.co.uk/environment/virtual-power-plants-energy-batteries-households-electricity-a8251621.html.
17. General Electric. Why Virtual Power Plants Are Becoming a Reality. [Online] 7. 6 2018. [Citace: 13. 11 2018.] https://www.ge.com/power/transform/article.transform.articles.2018.jun.virtual-power-plants-becoming-reality.
18. Next Kraftwerke GmbH. Next Kraftwerke introduces new VPP software as a service solution NEMOCS. [Online] 2018. [Citace: 13. 11 2018.] https://www.next-kraftwerke.com/news/next-kraftwerke-introduces-new-vpp-software-as-a-service-solution-nemocs.
19. ERÚ. Roční zpráva o provozu ES ČR. [Online] 2016. [Citace: 20. 3 2018.] http://www.eru.cz/documents/10540/462820/Rocni_zprava_provoz_ES_2016.pdf/800e5a09-a58a-4a73-913f-abc30cda42a5.
20. Česká společnost pro větrnou energii. Česká společnost pro větrnou energii. *Energetický mix ČR.* [Online] 2013. [Citace: 20. 3 2018.] http://www.csve.cz/clanky/energeticky-mix-cr/485.
21. Amper Market, a.s. Amper Market realizoval v roce 2017 rekordní obchody. Stal se jedním z největších obchodníků s elektřinou v ČR. *Amper Market, a.s.* [Online] 17. 1 2018. [Citace: 12. 2 2018.] http://www.ampermarket.cz/novinky-100.
22. Tramba, David. Poskládané elektrárny. Energetici začínají spojovat zdroje do větších celků Více na: https://www.euro.cz/byznys/poskladane-elektrarny-energetici-zacinaji-spojovat-zdroje-do-vetsich-celku-

1366388#utm_medium=selfpromo&utm_source=euro&utm_campaign=copylink. *www.euro.cz.* [Online] 17. 8 2017. [Citace: 22. 2 2018.] https://www.euro.cz/byznys/poskladane-elektrarny-energetici-zacinaji-spojovat-zdroje-do-vetsich-celku-1366388.
23. Amper Market, a.s. Virtuální elektrárna. [Online] 2013-2018. [Citace: 31. 3 2018.] http://www.ampermarket.cz/virtualni-elektrarna#prettyPhoto.
24. CEFIL s.r.o. Lokální distribuční soustava. [Online] [Citace: 1. 5 2018.] http://www.cefil.cz/princip-lds.html.
25. Innovation Advisors s.r.o. Lokální distribuční soustavy (LDS). [Online] [Citace: 2. 5 2018.] http://innovationadvisors.cz/cs/lds.
26. Energetický regulační úřad. Licence. [Online] 2014-2018. [Citace: 2. 5 2018.] http://www.eru.cz/cs/licence/informace-pro-zadatele.
27. PSP Technické služby a.s. PRAVIDLA PROVOZOVÁNÍ LOKÁLNÍ DISTRIBUČNÍ SOUSTAVY. [Online] leden 2003. [Citace: 1. 5 2018.] http://www.psptsl.cz/Energie/pravidla_provozovani.pdf.
28. Energetický regulační úřad. POZE. [Online] 2014-2018. [Citace: 18. 4 2018.] http://www.eru.cz/cs/poze/casto-kladene-dotazy?p_p_id=56_INSTANCE_t9M5gp82bvH5&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-3&p_p_col_count=2.
29. ERÚ. Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 6/2017, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a další regulované ceny. [Online] 21. 11 2017. [Citace: 18. 4 2018.] http://www.eru.cz/documents/10540/2887244/ERV_8_2017.pdf/96b4e385-52f3-48ac-a446-fc588182b5cb.
30. ERÚ. Zpráva o činnosti a hospodaření 2016. [Online] 2017. [Citace: 28. 4 2018.] http://www.eru.cz/documents/10540/462982/VZ_ERU_2016.pdf/3e3e5ba7-ca9b-45bc-87a4-abbb313745b1.
31. Doucha Šikola advokáti s.r.o. Nové trendy ve využití elektřiny z obnovitelných zdrojů z pohledu legislativy. [Online] 22. 3 2017. [Citace: 6. 5 2018.] http://alies.cz/sites/default/files/01_pavel_doucha_blok_1.pdf.
32. (E15), Jan Stuchlík. Baterkáři v Česku bojují o místo na slunci. [Online] 30. 3 2018. [Citace: 4. 5 2018.] http://zpravy.e15.cz/byznys/prumysl-a-energetika/baterkari-v-cesku-bojuji-o-misto-na-slunci-1345105.

33. ENOVATION S.R.O. OPPIK Informační portál o dotacích pro podnikatele. [Online] [Citace: 4. 5 2018.] http://www.oppik.cz/dotacni-programy/uspory-energie.
34. Doucha, Pavel. Je nutné mít licenci na akumulaci energie z FVE? *Doucha Šikola advokáti s.r.o.* [Online] 21. 10 2016. [Citace: 17. 1 2018.] http://www.dsadvokati.cz/cz/blog/dsa-clanky/5-je-nutne-mit-licenci-na-akumulaci-energie-z-fve-rozhovor-pro-solarninovinky-cz.
35. Blažek, Kamil. Akumulace energie z právního pohledu. *ENERGY-HUB s. r. o.* [Online] 5. 6 2017. [Citace: 17. 1 2018.] https://cz.energyhub.eu/clanek/pro-energy/23928-akumulace-energie-z-pravniho-pohledu.
36. Doucha, Pavel. Kam směřuje evropská energetika. *Doucha Šikola advokáti s.r.o.* [Online] 21. 4 2017. [Citace: 17. 1 2018.] http://www.dsadvokati.cz/cz/blog/dsa-clanky/31-kam-smeruje-evropska-energetika.
37. Francová, Anna. Akumulační a bateriové systémy pohledem právníka: jak je využít pro zvýšení energetických úspor. *Frank Bold Advokáti.* [Online] 22. 12 2017. [Citace: 17. 1 2018.] http://www.fbadvokati.cz/cs/clanky/667-akumulacni-a-bateriove-systemy-pohledem-pravnika-jak-je-vyuzit-pro-zvyseni-energetickych-uspor.
38. Dohnal, Petr. VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ. [Online] 15. 6 2014. [Citace: 10. 4 2019.] https://kke.zcu.cz/export/sites/kke/about/projekty/enazp/projekty/06_Elektrotechnika_15-17/16_MMP/040_Vetrna-elektrarna---P1.pdf.
39. Ústav fyziky atmosféry AV ČR. Mapa všeobecných větrných podmínek či výroby energie malou větrnou elektrárnou ve výšce 10 m nad povrchem. [Online] 2011. [Citace: 1. 5 2018.] http://vitr.ufa.cas.cz/male-vte/.
40. SMART POWER. Povětrnostní podmínky. [Online] 7. 5 2015. [Citace: 2. 5 2018.] http://smartpower.vsb.cz/Documents/Povetrnostni_podminky.pdf.
41. Škorpík, Jiří. Využití energie větru. *Transformační technologie.* [Online] 15. 1 2018. [Citace: 5. 5 2018.] http://www.transformacni-technologie.cz/04.html#menu. ISSN 1804-8293.
42. wind-turbine.com GmbH. [Online] 2019. [Citace: 13. 4 2019.] https://en.wind-turbine-models.com/turbines/71-vestas-v52#datasheet.
43. Trnavský, Jiří. Energie 21. [Online] 21. 6 2018. [Citace: 14. 4 2019.] https://www.energie21.cz/limitni-investice-do-vetrne-elektrarny/.
44. www.pro-vetrniky.cz. [Online] 2019. [Citace: 15. 4 2019.] http://www.pro-vetrniky.cz/cs/fakta-o-vetrnych-elektrarnach/investice-a-navratnost-ve.html.

45. ERÚ. [Online] 2018. [Citace: 28. 4 2019.] https://www.eru.cz/cs/poze/casto-kladene-dotazy#6.
46. OPPIK. [Online] 2018. [Citace: 30. 4 2019.] https://www.oppik.cz/dotacni-programy/uspory-energie.
47. Commercialrealestate.loans, Inc. [Online] 11. 7 2018. [Citace: 15. 5 2019.] https://www.commercialrealestate.loans/commercial-real-estate-glossary/equity-multiple.
48. W.E.B Větrná energie s.r.o. Větrný park Břežany. [Online] 2010. [Citace: 5. 5 2018.] http://www.vetrna-energie.cz/projekty/vetrne-elektrarny_7.
49. Next Kraftwerke GmbH. NEMOCS - The platform for your Virtual Power Plant. [Online] 2018. [Citace: 13. 11 2018.] https://vpp.next-kraftwerke.com/.

Přílohy

VTE prodávající vyrobenou energii za výkupní cenu

Rok provozu	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Výstup jednotky	kWh	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613
Cena výstup	CZK/kWh	2,27	2,32	2,37	2,41	2,46	2,51	2,56	2,61	2,67	2,72	2,77	2,83	2,88	2,94	3,00	3,06	3,12	3,18	3,25	3,31
Roční výstup	MWh	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891
Tržby	**tis. CZK**	**52 068**	**53 110**	**54 172**	**55 255**	**56 360**	**57 488**	**58 637**	**59 810**	**61 006**	**62 226**	**63 471**	**64 740**	**66 035**	**67 356**	**68 703**	**70 077**	**71 479**	**72 908**	**74 366**	**75 854**
Servisní náklady VESTAS		(5 517)	(5 627)	(5 740)	(5 855)	(5 972)	(6 091)	(6 213)	(6 337)	(6 464)	(6 593)	(6 725)	(6 860)	(6 997)	(7 137)	(7 279)	(7 425)	(7 574)	(7 725)	(7 880)	(8 037)
Servisní náklady VN		(120)	(122)	(125)	(127)	(130)	(132)	(135)	(138)	(141)	(143)	(146)	(149)	(152)	(155)	(158)	(162)	(165)	(168)	(171)	(175)
Pojištění		(356)	(363)	(370)	(378)	(385)	(393)	(401)	(409)	(417)	(425)	(434)	(443)	(451)	(461)	(470)	(479)	(489)	(498)	(508)	(519)
Platba obec		(325)	(332)	(338)	(345)	(352)	(359)	(366)	(373)	(381)	(388)	(396)	(404)	(412)	(420)	(429)	(437)	(446)	(455)	(464)	(473)
Věcná břemena		(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)
Spotřeba energie		(180)	(184)	(187)	(191)	(195)	(199)	(203)	(207)	(211)	(215)	(219)	(224)	(228)	(233)	(238)	(242)	(247)	(252)	(257)	(262)
Ostatní		(160)	(163)	(166)	(170)	(173)	(177)	(180)	(184)	(187)	(191)	(195)	(199)	(203)	(207)	(211)	(215)	(220)	(224)	(229)	(233)
OPEX	**tis. CZK**	**(8 133)**	**(8 266)**	**(8 402)**	**(8 540)**	**(8 682)**	**(8 826)**	**(8 973)**	**(9 123)**	**(9 276)**	**(9 432)**	**(9 591)**	**(9 753)**	**(9 919)**	**(10 088)**	**(10 260)**	**(10 436)**	**(10 615)**	**(10 798)**	**(10 984)**	**(11 174)**
EBITDA	**tis. CZK**	**43 935**	**44 844**	**45 770**	**46 715**	**47 679**	**48 662**	**49 664**	**50 687**	**51 730**	**52 795**	**53 880**	**54 987**	**56 116**	**57 268**	**58 443**	**59 641**	**60 864**	**62 110**	**63 382**	**64 679**
Odpisy		**(28 538)**	**(28 538)**	**(28 538)**	**(28 538)**	**(28 538)**	**(28 538)**	**(28 538)**	**(28 538)**	**(28 538)**	**(28 538)**	**(28 538)**	**(28 538)**	**(28 538)**	**(28 538)**	**(28 538)**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
EBIT		15 397	16 306	17 232	18 177	19 141	20 124	21 126	22 149	23 192	24 257	25 342	26 449	27 578	28 730	29 905	59 641	60 864	62 110	63 382	64 679
Náklady na financování		(12 804)	(12 145)	(11 463)	(10 756)	(10 023)	(9 264)	(8 478)	(7 664)	(6 820)	(5 946)	(5 041)	(4 103)	(3 131)	(2 124)	(1 081)	0	0	0	0	0
Zisk před zdaněním		2 594	4 161	5 769	7 421	9 117	10 859	12 648	14 485	16 372	18 310	20 301	22 346	24 448	26 606	28 824	59 641	60 864	62 110	63 382	64 679
Daň		(493)	(791)	(1 096)	(1 410)	(1 732)	(2 063)	(2 403)	(2 752)	(3 111)	(3 479)	(3 857)	(4 246)	(4 645)	(5 055)	(5 477)	(11 332)	(11 564)	(11 801)	(12 043)	(12 289)
Čistý zisk	**tis. CZK**	**2 101**	**3 370**	**4 673**	**6 011**	**7 385**	**8 796**	**10 245**	**11 733**	**13 261**	**14 831**	**16 444**	**18 101**	**19 803**	**21 551**	**23 348**	**48 310**	**49 300**	**50 309**	**51 340**	**52 390**
Projekce CF a DSCR																					
Cash před DS		43 443	44 053	44 674	45 305	45 946	46 598	47 261	47 935	48 620	49 316	50 023	50 741	51 471	52 213	52 966	48 310	49 300	50 309	51 340	52 390
Obsluha dluhu (DS)		(31 100)	(31 100)	(31 100)	(31 100)	(31 100)	(31 100)	(31 100)	(31 100)	(31 100)	(31 100)	(31 100)	(31 100)	(31 100)	(31 100)	(31 100)	0	0	0	0	0
DSCR		1,40	1,42	1,44	1,46	1,48	1,50	1,52	1,54	1,56	1,59	1,61	1,63	1,66	1,68	1,70	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
CF pro vlastníka	-87214,2	12 343	12 953	13 574	14 205	14 847	15 499	16 162	16 835	17 520	18 216	18 923	19 641	20 372	21 113	21 867	48 310	49 300	50 309	51 340	52 390

VTE obchodující s elektřinou na burze

Rok provozu		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Výstup jednotky	kWh	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613
Zelený bonus	CZK/MWh	1080	1102	1124	1146	1169	1192	1216	1241	1265	1291	1317	1343	1370	1397	1425	1454	1483	1512	1543	1573
Roční výstup	MWh	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891
Změna ceny el.	%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Celkem za zelený bonus	tis. CZK	24 722	25 217	25 721	26 236	26 760	27 296	27 842	28 398	28 966	29 546	30 137	30 739	31 354	31 981	32 621	33 273	33 939	34 617	35 310	36 016
Roční tržby z obchodu s El.	tis. CZK	26 339	26 866	27 403	27 952	28 511	29 081	29 662	30 256	30 861	31 478	32 108	32 750	33 405	34 073	34 754	35 449	36 158	36 881	37 619	38 371
Tržby	**tis. CZK**	**51 062**	**52 083**	**53 125**	**54 187**	**55 271**	**56 376**	**57 504**	**58 654**	**59 827**	**61 024**	**62 244**	**63 489**	**64 759**	**66 054**	**67 375**	**68 722**	**70 097**	**71 499**	**72 929**	**74 387**
Servisní náklady VESTAS		(5 517)	(5 627)	(5 740)	(5 855)	(5 972)	(6 091)	(6 213)	(6 337)	(6 464)	(6 593)	(6 725)	(6 860)	(6 997)	(7 137)	(7 279)	(7 425)	(7 574)	(7 725)	(7 880)	(8 037)
Servisní náklady VN		(120)	(122)	(125)	(127)	(130)	(132)	(135)	(138)	(141)	(143)	(146)	(149)	(152)	(155)	(158)	(162)	(165)	(168)	(171)	(175)
Pojištění		(356)	(363)	(370)	(378)	(385)	(393)	(401)	(409)	(417)	(425)	(434)	(443)	(451)	(461)	(470)	(479)	(489)	(498)	(508)	(519)
Platba obec		(325)	(332)	(338)	(345)	(352)	(359)	(366)	(373)	(381)	(388)	(396)	(404)	(412)	(420)	(429)	(437)	(446)	(455)	(464)	(473)
Věcná břemena		(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)
Spotřeba energie		(180)	(184)	(187)	(191)	(195)	(199)	(203)	(207)	(211)	(215)	(219)	(224)	(228)	(233)	(238)	(242)	(247)	(252)	(257)	(262)
Ostatní		(160)	(163)	(166)	(170)	(173)	(177)	(180)	(184)	(187)	(191)	(195)	(199)	(203)	(207)	(211)	(215)	(220)	(224)	(229)	(233)
OPEX	**tis. CZK**	**(8 133)**	**(8 266)**	**(8 402)**	**(8 540)**	**(8 682)**	**(8 826)**	**(8 973)**	**(9 123)**	**(9 276)**	**(9 432)**	**(9 591)**	**(9 753)**	**(9 919)**	**(10 088)**	**(10 260)**	**(10 436)**	**(10 615)**	**(10 798)**	**(10 984)**	**(11 174)**
EBITDA	**tis. CZK**	**42 929**	**43 817**	**44 723**	**45 647**	**46 589**	**47 550**	**48 531**	**49 531**	**50 551**	**51 592**	**52 653**	**53 736**	**54 840**	**55 966**	**57 115**	**58 287**	**59 482**	**60 701**	**61 945**	**63 213**
Odpisy		**(28 538)**	**(28 538)**	**(28 538)**	**(28 538)**	**(28 538)**	**(28 538)**	**(28 538)**	**(28 538)**	**(28 538)**	**(28 538)**	**(28 538)**	**(28 538)**	**(28 538)**	**(28 538)**	**(28 538)**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
EBIT		14 391	15 279	16 185	17 109	18 051	19 012	19 993	20 993	22 013	23 054	24 115	25 198	26 302	27 428	28 577	58 287	59 482	60 701	61 945	63 213
Náklady na financování		(12 804)	(12 145)	(11 463)	(10 756)	(10 023)	(9 264)	(8 478)	(7 664)	(6 820)	(5 946)	(5 041)	(4 103)	(3 131)	(2 124)	(1 081)	0	0	0	0	0
Zisk před zdaněním		1 587	3 134	4 722	6 353	8 028	9 748	11 515	13 329	15 193	17 107	19 074	21 095	23 171	25 304	27 496	58 287	59 482	60 701	61 945	63 213
Daň		(302)	(595)	(897)	(1 207)	(1 525)	(1 852)	(2 188)	(2 533)	(2 887)	(3 250)	(3 624)	(4 008)	(4 403)	(4 808)	(5 224)	(11 074)	(11 302)	(11 533)	(11 769)	(12 010)
Čistý zisk	**tis. CZK**	**1 286**	**2 539**	**3 825**	**5 146**	**6 503**	**7 896**	**9 327**	**10 797**	**12 306**	**13 857**	**15 450**	**17 087**	**18 769**	**20 496**	**22 272**	**47 212**	**48 180**	**49 168**	**50 175**	**51 203**
Projekce CF a DSCR	**tis. CZK**																				
Cash před DS		42 627	43 222	43 826	44 440	45 064	45 698	46 343	46 999	47 665	48 341	49 029	49 728	50 437	51 158	51 891	47 212	48 180	49 168	50 175	51 203
Obsluha dluhu (DS)		(31 100)	(31 100)	(31 100)	(31 100)	(31 100)	(31 100)	(31 100)	(31 100)	(31 100)	(31 100)	(31 100)	(31 100)	(31 100)	(31 100)	(31 100)	0	0	0	0	0
DSCR	x	1,37	1,39	1,41	1,43	1,45	1,47	1,49	1,51	1,53	1,55	1,58	1,60	1,62	1,64	1,67	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
CF pro vlastníka	-87 214	11 528	12 122	12 726	13 340	13 964	14 599	15 243	15 899	16 565	17 242	17 929	18 628	19 338	20 059	20 791	47 212	48 180	49 168	50 175	51 203

VTE obchodující s elektřinou na burze s využitím akumulační baterie (1 MWh)

Rok provozu		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Výstup jednotky	kWh	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613	2 613
Zelený bonus	CZK/MWh	1080	1102	1124	1146	1169	1192	1216	1241	1265	1291	1317	1343	1370	1397	1425	1454	1483	1512	1543	1573
Roční výstup	MWh	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891
Změna ceny el.	%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Celkem za zelený bonus	tis. CZK	24 722	25 217	25 721	26 236	26 760	27 296	27 842	28 398	28 966	29 546	30 137	30 739	31 354	31 981	32 621	33 273	33 939	34 617	35 310	36 016
Roční tržby z obchodu s El.	tis. CZK	26 339	26 866	27 403	27 952	28 511	29 081	29 662	30 256	30 861	31 478	32 108	32 750	33 405	34 073	34 754	35 449	36 158	36 881	37 619	38 371
Tržby z akumulátoru		836	853	870	888	905	923	942	961	980	1 000	1 020	1 040	1 061	1 082	649	662	675	689	703	717
Tržby	**tis. CZK**	**51 898**	**52 936**	**53 995**	**55 075**	**56 176**	**57 300**	**58 446**	**59 615**	**60 807**	**62 023**	**63 264**	**64 529**	**65 820**	**67 136**	**68 024**	**69 385**	**70 772**	**72 188**	**73 632**	**75 104**
Servisní náklady VESTAS		(5 517)	(5 627)	(5 740)	(5 855)	(5 972)	(6 091)	(6 213)	(6 337)	(6 464)	(6 593)	(6 725)	(6 860)	(6 997)	(7 137)	(7 279)	(7 425)	(7 574)	(7 725)	(7 880)	(8 037)
Servisní náklady VN		(120)	(122)	(125)	(127)	(130)	(132)	(135)	(138)	(141)	(143)	(146)	(149)	(152)	(155)	(158)	(162)	(165)	(168)	(171)	(175)
Pojištění		(356)	(363)	(370)	(378)	(385)	(393)	(401)	(409)	(417)	(425)	(434)	(443)	(451)	(461)	(470)	(479)	(489)	(498)	(508)	(519)
Platba obec		(325)	(332)	(338)	(345)	(352)	(359)	(366)	(373)	(381)	(388)	(396)	(404)	(412)	(420)	(429)	(437)	(446)	(455)	(464)	(473)
Věcná břemena		(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)
Spotřeba energie		(180)	(184)	(187)	(191)	(195)	(199)	(203)	(207)	(211)	(215)	(219)	(224)	(228)	(233)	(238)	(242)	(247)	(252)	(257)	(262)
Ostatní		(160)	(163)	(166)	(170)	(173)	(177)	(180)	(184)	(187)	(191)	(195)	(199)	(203)	(207)	(211)	(215)	(220)	(224)	(229)	(233)
OPEX	**tis. CZK**	**(8 133)**	**(8 266)**	**(8 402)**	**(8 540)**	**(8 682)**	**(8 826)**	**(8 973)**	**(9 123)**	**(9 276)**	**(9 432)**	**(9 591)**	**(9 753)**	**(9 919)**	**(10 088)**	**(10 260)**	**(10 436)**	**(10 615)**	**(10 798)**	**(10 984)**	**(11 174)**
EBITDA	**tis. CZK**	**43 765**	**44 670**	**45 593**	**46 534**	**47 495**	**48 474**	**49 473**	**50 492**	**51 531**	**52 591**	**53 673**	**54 776**	**55 901**	**57 048**	**57 764**	**58 949**	**60 157**	**61 390**	**62 647**	**63 930**
Odpisy		**(29 871)**	**(29 871)**	**(29 871)**	**(29 871)**	**(29 871)**	**(29 871)**	**(29 871)**	**(29 871)**	**(29 871)**	**(29 871)**	**(29 871)**	**(29 871)**	**(29 871)**	**(29 871)**	**(29 871)**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
EBIT		13 894	14 799	15 722	16 663	17 623	18 603	19 602	20 621	21 660	22 720	23 801	24 904	26 029	27 177	27 893	58 949	60 157	61 390	62 647	63 930
Náklady na financování		(13 391)	(12 702)	(11 988)	(11 249)	(10 483)	(9 689)	(8 867)	(8 016)	(7 133)	(6 219)	(5 272)	(4 291)	(3 274)	(2 221)	(1 130)	0	0	0	0	0
Zisk před zdaněním		503	2 097	3 733	5 414	7 140	8 913	10 734	12 605	14 527	16 501	18 529	20 613	22 755	24 956	26 763	58 949	60 157	61 390	62 647	63 930
Daň		(96)	(398)	(709)	(1 029)	(1 357)	(1 694)	(2 040)	(2 395)	(2 760)	(3 135)	(3 521)	(3 917)	(4 323)	(4 742)	(5 085)	(11 200)	(11 430)	(11 664)	(11 903)	(12 147)
Čistý zisk	**tis. CZK**	**408**	**1 698**	**3 024**	**4 385**	**5 784**	**7 220**	**8 695**	**10 210**	**11 767**	**13 366**	**15 009**	**16 697**	**18 432**	**20 214**	**21 678**	**47 749**	**48 728**	**49 726**	**50 744**	**51 783**
Projekce CF a DSCR	**tis. CZK**																				
Cash před DS		43 670	44 272	44 884	45 506	46 138	46 780	47 433	48 097	48 771	49 456	50 152	50 859	51 577	52 307	52 679	47 749	48 728	49 726	50 744	51 783
Obsluha dluhu (DS)		(32 526)	(32 526)	(32 526)	(32 526)	(32 526)	(32 526)	(32 526)	(32 526)	(32 526)	(32 526)	(32 526)	(32 526)	(32 526)	(32 526)	(32 526)	0	0	0	0	0
DSCR	x	1,34	1,36	1,38	1,40	1,42	1,44	1,46	1,48	1,50	1,52	1,54	1,56	1,59	1,61	1,62	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
CF pro vlastníka	-91 214	11 144	11 746	12 358	12 980	13 612	14 254	14 907	15 571	16 245	16 930	17 626	18 333	19 051	19 780	20 153	47 749	48 728	49 726	50 744	51 783

VTE obchodující s elektřinou na burze s využitím akumulační baterie (2 MWh)

Rok provozu		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Výstup jednotky	MWh	2,61	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49
Zelený bonus	CZK/MWh	1080	1102	1124	1146	1169	1192	1216	1241	1265	1291	1317	1343	1370	1397	1425	1454	1483	1512	1543	1573
Roční výstup	MWh	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891	22 891
Změna ceny el.	%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Celkem za zelený bonus	tis. CZK	24 722	25 217	25 721	26 236	26 760	27 296	27 842	28 398	28 966	29 546	30 137	30 739	31 354	31 981	32 621	33 273	33 939	34 617	35 310	36 016
Roční tržby z obchodu s El.	tis. CZK	26 339	26 866	27 403	27 952	28 511	29 081	29 662	30 256	30 861	31 478	32 108	32 750	33 405	34 073	34 754	35 449	36 158	36 881	37 619	38 371
Tržby z akumulátoru		1 673	1 706	1 740	1 775	1 811	1 847	1 884	1 922	1 960	1 999	2 039	2 080	2 122	2 164	1 298	1 324	1 351	1 378	1 405	1 434
Tržby	**tis. CZK**	**52 735**	**53 789**	**54 865**	**55 962**	**57 082**	**58 223**	**59 388**	**60 576**	**61 787**	**63 023**	**64 283**	**65 569**	**66 880**	**68 218**	**68 673**	**70 047**	**71 448**	**72 877**	**74 334**	**75 821**
Servisní náklady VESTAS		(5 517)	(5 627)	(5 740)	(5 855)	(5 972)	(6 091)	(6 213)	(6 337)	(6 464)	(6 593)	(6 725)	(6 860)	(6 997)	(7 137)	(7 279)	(7 425)	(7 574)	(7 725)	(7 880)	(8 037)
Servisní náklady VN		(120)	(122)	(125)	(127)	(130)	(132)	(135)	(138)	(141)	(143)	(146)	(149)	(152)	(155)	(158)	(162)	(165)	(168)	(171)	(175)
Pojištění		(356)	(363)	(370)	(378)	(385)	(393)	(401)	(409)	(417)	(425)	(434)	(443)	(451)	(461)	(470)	(479)	(489)	(498)	(508)	(519)
Platba obec		(325)	(332)	(338)	(345)	(352)	(359)	(366)	(373)	(381)	(388)	(396)	(404)	(412)	(420)	(429)	(437)	(446)	(455)	(464)	(473)
Věcná břemena		(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)	(1 475)
Spotřeba energie		(180)	(184)	(187)	(191)	(195)	(199)	(203)	(207)	(211)	(215)	(219)	(224)	(228)	(233)	(238)	(242)	(247)	(252)	(257)	(262)
Ostatní		(160)	(163)	(166)	(170)	(173)	(177)	(180)	(184)	(187)	(191)	(195)	(199)	(203)	(207)	(211)	(215)	(220)	(224)	(229)	(233)
OPEX	**tis. CZK**	**(8 133)**	**(8 266)**	**(8 402)**	**(8 540)**	**(8 682)**	**(8 826)**	**(8 973)**	**(9 123)**	**(9 276)**	**(9 432)**	**(9 591)**	**(9 753)**	**(9 919)**	**(10 088)**	**(10 260)**	**(10 436)**	**(10 615)**	**(10 798)**	**(10 984)**	**(11 174)**
EBITDA	**tis. CZK**	**44 602**	**45 523**	**46 463**	**47 422**	**48 400**	**49 397**	**50 415**	**51 453**	**52 511**	**53 591**	**54 692**	**55 816**	**56 961**	**58 130**	**58 413**	**59 611**	**60 833**	**62 079**	**63 350**	**64 647**
Odpisy		**(31 205)**	**(31 205)**	**(31 205)**	**(31 205)**	**(31 205)**	**(31 205)**	**(31 205)**	**(31 205)**	**(31 205)**	**(31 205)**	**(31 205)**	**(31 205)**	**(31 205)**	**(31 205)**	**(31 205)**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
EBIT		13 397	14 319	15 259	16 217	17 195	18 193	19 210	20 248	21 307	22 386	23 488	24 611	25 757	26 925	27 209	59 611	60 833	62 079	63 350	64 647
Náklady na financování		(13 978)	(13 259)	(12 514)	(11 742)	(10 943)	(10 114)	(9 256)	(8 367)	(7 446)	(6 492)	(5 503)	(4 479)	(3 418)	(2 319)	(1 180)	0	0	0	0	0
Zisk před zdaněním		-581	1 060	2 745	4 475	6 253	8 078	9 954	11 881	13 861	15 895	17 984	20 132	22 339	24 607	26 029	59 611	60 833	62 079	63 350	64 647
Daň		0	(201)	(521)	(850)	(1 188)	(1 535)	(1 891)	(2 257)	(2 634)	(3 020)	(3 417)	(3 825)	(4 244)	(4 675)	(4 945)	(11 326)	(11 558)	(11 795)	(12 037)	(12 283)
Čistý zisk	**tis. CZK**	**-581**	**858**	**2 223**	**3 625**	**5 065**	**6 544**	**8 063**	**9 624**	**11 227**	**12 875**	**14 567**	**16 307**	**18 094**	**19 932**	**21 083**	**48 285**	**49 275**	**50 284**	**51 314**	**52 364**
Projekce CF a DSCR	**tis. CZK**																				
Cash před DS		44 602	45 322	45 942	46 572	47 212	47 863	48 524	49 195	49 878	50 571	51 275	51 991	52 717	53 455	53 468	48 285	49 275	50 284	51 314	52 364
Obsluha dluhu (DS)		(33 953)	(33 953)	(33 953)	(33 953)	(33 953)	(33 953)	(33 953)	(33 953)	(33 953)	(33 953)	(33 953)	(33 953)	(33 953)	(33 953)	(33 953)	0	0	0	0	0
DSCR	x	1,31	1,33	1,35	1,37	1,39	1,41	1,43	1,45	1,47	1,49	1,51	1,53	1,55	1,57	1,57	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
CF pro vlastníka	-95 214	10 649	11 369	11 989	12 619	13 259	13 910	14 571	15 243	15 925	16 619	17 323	18 038	18 765	19 502	19 515	48 285	49 275	50 284	51 314	52 364