



Bc. Martin Tichý



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

FAKULTA ELEKTROTECHNICKÁ
Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

Ekonomické posouzení PPA kontraktů na liberalizovaném energetickém trhu

Diplomová práce

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Studijní obor: Management energetiky a elektrotechniky

Vedoucí práce: Ing. Rostislav Krejcar, Ph.D.

Bc. Martin Tichý
Praha 2023



Bc. Martin Tichý



ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Tichý** Jméno: **Martin** Osobní číslo: **483855**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávající katedra/ústav: **Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**
Specializace: **Management energetiky a elektrotechniky**

II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

Ekonomické posouzení PPA kontraktů na liberalizovaném energetickém trhu

Název diplomové práce anglicky:

Economic assessment of PPA contracts on the liberalized energy market

Pokyny pro vypracování:

- Popište druhy Power purchase agreements (PPA kontraktů) v elektroenergetice
- Vyhodnoťte výhody a nevýhody PPA kontraktů pro výrobce i zákazníky
- Proveďte mezinárodní srovnání využívání PPA kontraktů ve vybraných zemích EU
- Navrhněte model posuzující ekonomickou rentabilitu PPA kontraktů

Seznam doporučené literatury:

- Úvod do liberalizované energetiky. Trh s elektřinou. Kolektiv autorů. Asociace energetických manažerů, 2016.
- ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design, 2022

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

Ing. Rostislav Krejcar, Ph.D. katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd FEL

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

Datum zadání diplomové práce: **20.02.2023**

Termín odevzdání diplomové práce: **26.05.2023**

Platnost zadání diplomové práce: **16.02.2025**

Ing. Rostislav Krejcar, Ph.D.
podpis vedoucí(ho) práce

podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

prof. Mgr. Petr Páta, Ph.D.
podpis děkana(ky)

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

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

Datum převzetí zadání

Podpis studenta



Bc. Martin Tichý



Bc. Martin Tichý

Prohlášení

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

V Praze dne

.....

Bc. Martin Tichý



Poděkování

V první řadě bych chtěl poděkovat doktoru Krejcarovi za cenné rady, poskytnutí řady užitečných informací, ale zejména za vstřícný a ochotný přístup při vedení mé diplomové práce. Poděkovat bych chtěl rovněž Ladislavu Mikšovskému ze Skupiny Amper a Radoslavu Sokolovi z ČEZ a.s. za jejich odbornou konzultaci k tématu, společnosti Enerfis s.r.o. za možnost věnovat se problematice PPA a své rodině a přátelům za neutuchající podporu.



Abstrakt

Tato práce se věnuje kontraktům na přímé dodávky energie (PPA – power purchase agreement). Zkoumá tento tržní nástroj z teoretické stránky, kdy definuje možná nastavení těchto smluv, pozoruje možné přínosy a rizika těchto smluv pro obě smluvní strany a monitoruje situaci s těmito kontrakty na evropském a českém energetickém trhu. Kromě toho jsou součástí práce dva výpočtové soubory v prostředí MS Excel, které umožňují ekonomické hodnocení specificky nastavených PPA. Toto hodnocení je závislé na cenách elektřiny v budoucích letech. Práce proto obsahuje komplexní predikci cen elektřiny o třech různých scénářích vývoje.

Klíčová slova

PPA, power purchase agreement, dlouhodobé dodávky energie, cenová stabilita elektřiny, obnovitelné zdroje energie, OZE, ESG, kompenzace uhlíkové stopy, liberalizovaný trh s elektřinou

Abstract

This paper focuses on power purchase agreements (PPAs). It examines this market instrument from a theoretical point of view, defining the possible settings of these contracts, observing the possible benefits and risks of these contracts for both parties and monitoring the situation with these contracts on the European and Czech energy market. In addition, the thesis includes two calculation files in MS Excel environment, which allow for an economic evaluation of specifically set PPAs. This evaluation is dependent on electricity prices in future years. The thesis therefore contains a comprehensive prediction of electricity prices on three different scenarios.

Key words

PPA, power purchase agreement, long-term energy supply, electricity price stability, renewable energy, RES, ESG, carbon footprint compensation, liberalised electricity market



Obsah

Úvod	15
1. Definice PPA a popis energetického trhu	17
1.1. Definice PPA.....	17
1.2. Trh s elektřinou.....	17
1.2.1. Krátkodobé organizované trhy.....	17
1.2.2. Dlouhodobé organizované trhy (energetické burzy)	19
1.2.3. Bilaterální obchodování (OTC)	20
1.2.4. Odpovědnost za odchylku	20
1.2.5. Návaznost mechanismu trhu s elektřinou na problematiku PPA	21
2. Dělení PPA	22
2.1. Dělení dle technicko-provozního charakteru	22
2.1.1. Fyzické PPA.....	22
2.1.2. Virtuální PPA.....	22
2.2. Dělení dle lokality výrobního zdroje	24
2.2.1. Zdroj v místě spotřeby (On-Site PPA).....	24
2.2.2. Vnitrostátní PPA se zdrojem umístěným mimo lokalitu (off-site)	25
2.2.3. Přeshraniční PPA	25
2.3. Dělení dle struktury dodávek	27
2.3.1. PPA na produkci s pevným objemem (fixed-volume PPA, pay as contracted) ..	27
2.3.2. PPA na platbu za produkci (pay as produced PPA)	27
2.3.3. Platba za predikovanou výrobu (pay as forecasting)	28
2.4. Možné kombinace typů PPA.....	29
3. Přínosy a rizika PPA	31
3.1. Odběratel.....	31



3.1.1.	Přínosy	31
3.1.2.	Rizika.....	36
3.2.	Výrobce.....	39
3.2.1.	Přínosy.....	39
3.2.2.	Rizika.....	40
4.	Mezinárodní srovnání PPA	42
4.1.	Ceny PPA na evropském trhu	42
4.2.	PPA na českém trhu	49
5.	Výpočtové modely pro ekonomické zhodnocení PPA	51
5.1.	Diskontní sazba	52
5.2.	Predikce vývoje cen elektřiny	54
5.2.1.	Vývoj ceny silové elektřiny v základním pásmu zatížení	54
5.2.2.	Vývoj cenových charakteristik.....	58
5.3.	Výpočtový model pro fyzické PPA	71
5.3.1.	Náklady na nákup silové elektřiny při variantě bez využití PPA.....	71
5.3.2.	Náklady na nákup silové elektřiny při využití fyzických PPA	73
5.3.3.	Popis výpočtového modelu pro fyzické PPA	76
5.4.	Výpočtový model pro virtuální PPA.....	92
5.4.1.	Nastavitelné parametry PPA	93
5.4.2.	Výpočet ročního objemu zúčtované energie a tržní ceny.....	93
5.4.3.	Výsledky výpočtu virtuálního PPA pro typové zadání	96
	Závěr	97
	Literatura.....	100



Seznam tabulek

Tabulka 1 – Kombinace typů fyzických PPA	30
Tabulka 2 – Kombinace typů virtuálních PPA.....	30
Tabulka 3 - Cenový index P25 pro PPA v 1. kvartále 2023 dle LevelTen [15]	44
Tabulka 4 - Cenový index P25 pro PPA v 1. kvartále 2023 dle LevelTen [15]	45
Tabulka 5 - Medián nabídkové cen pro PPA v 1. kvartále 2023 dle Edison energy [16].....	47
Tabulka 6 - Rovnovážné ceny PPA dle Pexapark [17].....	48
Tabulka 7 - Výřez ročního hodinového průběhu cenových koeficientů (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)	59
Tabulka 8 – Struktura cenové charakteristiky (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)	60
Tabulka 9 - Přehled krajních měsíčních cen ve zprávě EU Energy Outlook 2060 (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA) [26]	64
Tabulka 10 – Cenová charakteristika měsíců 2025 (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA).....	65
Tabulka 11 - Relativní změna měsíční cenové charakteristiky 2025-2030 (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)	65
Tabulka 12 - Relativní změna měsíční cenové charakteristiky 2030-2035 a 2035-2040 (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)	66
Tabulka 13 - Cenová charakteristika dnů v týdnu 2025, 2030, 2035 a 2040 (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)	67
Tabulka 14 - Relativní změna hodinové cenové charakteristiky 2030 (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)	69
Tabulka 15 - Relativní změna hodinové cenové charakteristiky 2035 a 2040 (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)	70
Tabulka 16 – Nastavení parametrů fyzických PPA (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA).....	76
Tabulka 17 – Hodinová výroba portfolia PPA v modelových letech (výřez z přiloženého excelového souboru – Výpočet fyzických PPA).....	81
Tabulka 18 – Reziduální spotřeba odběratele v modelových letech (výřez z přiloženého excelového souboru – Výpočet fyzických PPA).....	82



Tabulka 19 – Rozložení reziduální spotřeby ve vybraném modelovém roce (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)	84
Tabulka 20 – Část ekonomické bilance (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)	87
Tabulka 21 – Typové nastavení parametrů PPA kontraktů dostupných odběrateli (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)	88
Tabulka 22 – Výsledná bilance optimalizované alokované kapacity zdrojů pro respondentní scénář (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA).....	89
Tabulka 23 - Výsledná bilance optimalizované alokované kapacity zdrojů pro progresivní scénář (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA).....	90
Tabulka 24 - Výsledná bilance optimalizované alokované kapacity zdrojů pro dekarbonizační scénář (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA).....	91
Tabulka 25 – Zadávání parametrů virtuální PPA (přiložený excelový soubor – Výpočet virtuálních PPA)	93
Tabulka 26 – Rozložení výroby nastaveného zdroje dle měsíců, dnů v týdnu a hodin v rámci dne (přiložený excelový soubor – Výpočet virtuálních PPA).....	94
Tabulka 27 – Výsledná bilance virtuálního PPA pro typové zadání (přiložený excelový soubor – Výpočet virtuálních PPA)	96
Tabulka 28 – Peněžní toky způsobené virtuálním PPA kontraktem pro typové zadání (přiložený excelový soubor – Výpočet virtuálních PPA).....	97



Seznam obrázků

Obrázek 1 – Křivky sesouhlasení na denním trhu OTE a.s. [3].....	18
Obrázek 2 – Výsledek aukce přeshraničních kapacit na dané období [5].....	26
Obrázek 3 - Vývoj ceny elektřiny v letech 2020 a 2021 [11].....	32
Obrázek 4 - Vývoj ceny elektřiny v roce 2022 [11].....	34
Obrázek 5 - Vývoj cen záruk původu elektřiny z OZE [16]	36
Obrázek 6 - Vývoj objemu výkonu v PPA [14]	42
Obrázek 7 - Vývoj cen PPA na evropském trhu dle LevelTen [15]	43
Obrázek 8 - Vývoj cen PPA - fotovoltaické zdroje dle LevelTen [15].....	44
Obrázek 9 - Vývoj cen PPA - větrné zdroje dle Level Ten [15]	45
Obrázek 10 - Vývoj mediánu nabídkových cen PPA dle Edison energy [16].....	46
Obrázek 11 - Rozptyl nabídkových cen PPA v 1. kvartále 2023 dle Edison energy [16]	47
Obrázek 12 - Vývoj rovnovážné ceny PPA dle Pexapark [17].....	48
Obrázek 13 – Vývoj ceny a objemu zobchodované energie produktu Cal-27 na EEX [22]	55
Obrázek 14 - – Vývoj ceny a objemu zobchodované energie produktu Cal-28 na EEX [22]....	56
Obrázek 15 – Grafy zobrazující vývoje tržní ceny různých scénářů ve zprávě Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040 [23]	57
Obrázek 16 – Měsíční průběh spotřeby elektrické energie v ČR v letech 2018 a 2019 v Roční zprávě o provozu elektrizační soustavy [25]	63
Obrázek 17 – Predikce cen měsíčních futures produktů pro roky 2025-2060 ze zprávy EU Energy Outlook 2060 [26]	64
Obrázek 18 – Zadávací tlačítka pro optimalizaci (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA).....	88



Seznam grafů

Graf 1 - Vývoj ceny elektřiny v pásmu základního zatížení pro různé scénáře (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)	58
Graf 2 - Vývoj měsíčních cenových charakteristik let 2016-2022 (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)	61
Graf 3 - Průměrná měsíční cenová charakteristika let 2016-2020 (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)	62
Graf 4 - Vývoj týdenních cenových charakteristik let 2016-2022 (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)	66
Graf 5 - Vývoj hodinových cenových charakteristik let 2016-2022 (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA).....	68
Graf 6 - Průměrný průběh relativní výroby FVE na českém území dle hodin v rámci dne (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)	69
Graf 7 - Hodinová výroba FVE v ČR v červenci 2000 (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA).....	79
Graf 8 - Průměrná červencová hodinová výroba za 30 let (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)	79
Graf 9 – Roční cash flow optimalizované alokované kapacity zdrojů pro respondentní scénář (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)	89
Graf 10 - Roční cash flow optimalizované alokované kapacity zdrojů pro progresivní scénář (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)	90
Graf 11 - Roční cash flow optimalizované alokované kapacity zdrojů pro dekarbonizační scénář (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA).....	91



Bc. Martin Tichý



Úvod

Tato práce se zabývá tématem PPA (Power Purchase Agreement) neboli smlouvami o přímých dodávkách energie. Tento tržní nástroj se začal v posledních letech uplatňovat na evropském a severoamerickém trhu s elektřinou a mezi hlavní spouštěče tohoto procesu lze označit trendy, jakými jsou zelené politiky korporátních společností, snaha investorů do obnovitelných zdrojů energie zajistit dostupné financování svých projektů i bez využití provozní podpory z veřejných rozpočtů, nebo poptávka velkoobdobatelů po stabilnějších cenách nakupované elektřiny.

Z pohledu environmentálních snah korporátních odběratelů mohou být PPA atraktivní možnosti k zajištění původu spotřebované elektřiny z obnovitelných zdrojů. PPA tak mohou být významným nástrojem ve snaze společností kompenzovat svou uhlíkovou stopu. Tato snaha může být hnána jednak přímo společenskou zodpovědností těchto firem, ale také zprostředkovně principy ESG.

Další funkcí, kterou mohou PPA „plnit“, je dlouhodobá garance příjmů ze strany investora do obnovitelných zdrojů energie. Díky této garanci pak má investor větší šanci dosáhnout na lepší podmínky financování svého projektu. Tento aspekt je velmi důležitý kvůli obecně dlouhodobému charakteru investic v segmentu energetiky, ale také kvůli specifickému nákladovému charakteru investic do většiny obnovitelných zdrojů, kdy je velká část nákladů spojena se samotnou výstavbou zdroje, a naopak provozní náklady těchto projektů nejsou stěžejní.

Po celý proces liberalizace energetiky, který se v Evropě odehrával od 90. let minulého století, byly patrné snahy přesouvat co největší objemy obchodů s elektřinou na krátkodobé trhy za účelem větší efektivity trhu. Poslední vývoj na energetických trzích, který vyvrcholil energetickou krizí po agresi Ruské federace na Ukrajině, však vytváří naopak motivaci některých tržních aktérů (zejména odběratelů, jejichž významnou nákladovou položkou jsou platby za energii) k zajištění tržní stability v dlouhodobém horizontu. PPA mohou být jednou z cest, jak přesunout významnou část objemu obchodované elektrické energie z krátkodobých na dlouhodobé trhy.



Bc. Martin Tichý

Má diplomová práce má za cíl zmapovat a částečně kategorizovat veškeré aspekty PPA kontraktů. Zaobírá se jednotlivými druhy těchto smluv podle dílčích nastavení, nahlíží na možné přínosy a rizika tohoto tržního instrumentu za současné podoby české, potažmo evropské energetiky a pomocí dostupných materiálů nabízí přehled aktuálního vývoje segmentu PPA na českém a evropském trhu.

V neposlední řadě je náplní této práce vytvoření dvou interaktivních výpočtových modelů, které jsou schopny posoudit ekonomickou efektivnost daného PPA kontraktu či dané kombinace PPA kontraktů z pohledu odběratele. V úvahu jsou přitom brány veškeré vedlejší vlivy využití PPA na celkové schéma nákupu elektřiny odběratele. Pro potřeby ekonomického zhodnocení jsou součástí tohoto textu dvě predikce vývoje cen elektřiny, přičemž první se týká celkové cenové hladiny elektrické energie a druhá spotových cen jednotlivých hodin v roce rozdělených do logických podskupin dle měsíců, dnů v týdnu a hodin v rámci dne. Kromě toho umožňují výpočtové nástroje optimalizovat alokaci zasmluvněného výkonu jednotlivých zdrojů, které se nabízejí pro využití dodávek formou PPA.



1. Definice PPA a popis energetického trhu

1.1. Definice PPA

PPA (Power purchase agreement) je označení pro kontrakty o přímých dodávkách elektřiny mezi výrobcem a odběratelem, přičemž tato struktura obchodu s elektřinou je nejčastěji využívána pro dodávku elektřiny z obnovitelných zdrojů elektřiny. Druhým hlavním znakem těchto smluv je fakt, že jsou uzavírány na více let a překračují běžný časový horizont nákupu elektřiny pomocí futures a forwardových kontraktů.

PPA vznikly jako nástroj na podporu výstavby a využívání obnovitelných zdrojů energie (OZE), a to bez využití subvencí z veřejných rozpočtů. PPA umožňuje investorům do segmentu OZE zajištění stabilních a dlouhodobých příjmů. PPA rovněž pomáhají udržovat dostatečnou zdrojovou základnu elektrizační soustavy. [10]

Dvěma základními stranami kontraktu jsou výrobce a odběratel, ovšem za předpokladu, že odběratel není subjektem zúčtování a využívá při nákupu elektřiny služeb obchodníka s energiemi, může do kontraktu vstoupit právě tento obchodník jako třetí strana.

Pro další teoretické a praktické úvahy o PPA je nezbytně nutné znát schéma a mechanismus obchodu s elektřinou na českém i evropském trhu. Proto se další část mé práce pokusí ve stručnosti popsat fungování tohoto trhu.

1.2. Trh s elektřinou

1.2.1. Krátkodobé organizované trhy

Na českém trhu s elektřinou je základním časovým intervalem 60 minut. (dne 1.7. 2024 však započne v rámci sjednocení s dalšími evropskými zeměmi přechod na 15-ti minutový interval) [2] Obchod s elektřinou tak ve své podstatě probíhá formou obchodování s určitým množstvím elektřiny přiřazenému k tomuto základnímu intervalu a elektrizační soustavě daného státu. Pro tuto základní obchodní strukturu slouží denní trh. Tento trh, často nazýván též jako spotový trh, je *trh dodávek organizovaný v den před dnem dodávky. Denní trh organizuje operátor trhu (V České republice je jím společnost OTE a.s. pozn. autora) ve spolupráci s organizátorem denního trhu s elektřinou v okolní tržní oblasti (okolní tržní oblasti jsou myšleny elektrizační soustavy okolních států pozn. autora). Denní trh je koncipován jako aukce na*



Bc. Martin Tichý

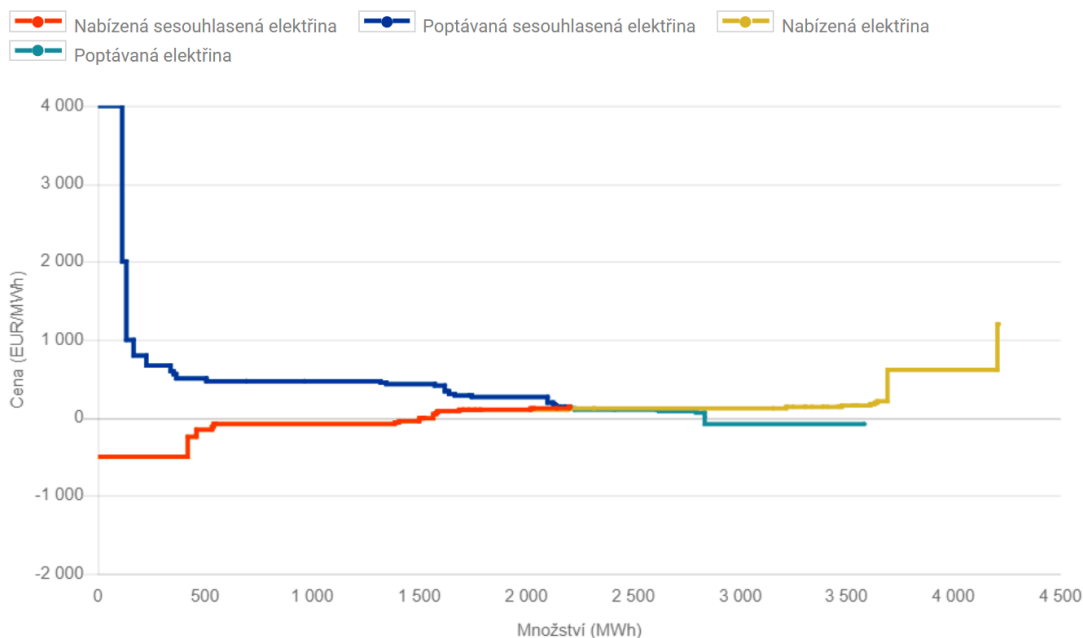
základě obdržených nabídek a poptávek elektřiny na 24 obchodních hodin následujícího dne.

Nabídky a poptávky jsou podávány na tento trh v EUR a v této měně probíhá i sesouhlasení.

Na základě obdržených nabídek a poptávek jsou pro jednotlivé obchodní hodiny stanoveny výsledky denního trhu v členění:

- výsledný přenos elektřiny do zahraničí nebo ze zahraničí v případě propojení tržní oblasti České republiky a okolní tržní oblasti
- výsledná dosažená cena elektřiny na denním trhu
- zobchodovaná množství elektřiny [1]

Nabídková a poptávková křivka pro 9. hodinu (ČR)



Obrázek 1 – Křivky sesouhlasení na denním trhu OTE a.s. [3]

Podávání nabídek a poptávek k jednotlivým obchodním hodinám mohou účastníci trhu podávat vždy do 11:00 dne, který předchází dnu dodávky této obchodní hodiny. Například nabídky a poptávky na všech 24 obchodních hodin 1. února je možné podávat do 11:00 31. ledna. [4]

Kromě tohoto trhu organizuje operátor trhu i Vnitrodenní trh. Tento trh se pro každou obchodní hodinu daného dne otevírá v 15:00 předchozího dne a uzavírá se pouhých 5 minut před začátkem dané obchodní hodiny. Na rozdíl od denního trhu, který funguje na aukčním principu, je vnitrodenní trh založen na kontinuálním párování, kdy do systému účastníci trhu zadávají své nabídky a poptávky a další účastníci je poté mohou akceptovat. [4]



1.2.2. Dlouhodobé organizované trhy (energetické burzy)

Uskutečňovat veškerý obchod s elektřinou pouze na krátkodobé bázi by ovšem přinášelo vysokou míru nejistoty pro všechny účastníky trhu a znemožňovalo by například tvorbu standardních ceníků pro běžné maloodběratele, jakými jsou domácnosti a podnikatelé. Proto probíhá obchod s elektřinou i na dlouhodobé bázi, běžně v horizontu dnů až nižších jednotek roků. Základním tržním bodem jsou energetické burzy, na nichž se obchodují finanční deriváty, jejichž podkladovým aktivem je dodávka elektřiny na určené období a v určeném objemu. V České republice je takovou institucí pražská energetická burza POWER EXCHANGE CENTRAL EUROPE, a.s. (PXE). Na burzách se obchodují tzv. futures kontrakty, což jsou deriváty, jejichž podkladovým aktivem jsou standardizované dodávky, kterými jsou typicky dodávky v základním pásmu zatížení pro daný rok, čtvrtletí, měsíc, týden, den. Výhodou obchodování standardizovaných produktů na burzách je vyšší likvidita a zajišťování obchodů ze strany burzovní instituce. Naopak mezi nevýhody můžeme počítat nízkou flexibilitu produktů (účastníkovi trhu nemusí vyhovovat obchodovat s dodávkou podle standardizované podoby) a povinnost poskytovat burzovní zálohy na uzavřené obchody garantující splnění podmínek kontraktu v budoucnu.

Mezi nejvýznamnější burzovní záruky jsou tzv. margin calls. Tyto zálohy jsou placeny burzovní instituci na základě rozdílu ceny zobchodovaného produktu a aktuální hodnotě tohoto produktu nebo jeho ekvivalentu. Pokud například obchodník odprodá jednu jednotku produktu Cal25, tedy elektřinu o objemu 1 MWh na každou hodinu v roce 2025, za cenu 100 EUR a následující den se tento produkt obchoduje za 105 EUR, musí tento obchodník složit burze zálohu ve výši rozdílu cen vynásobeném množstvím zobchodované elektřiny, tedy 5×8760 EUR. Burza tuto zálohu vyžaduje pro případ, že by obchodník v době dodávky zobchodované elektřiny nebyl schopen elektřinu dodat. Pokud by například upadl do insolvence druhý den po zakoupení 1 MW Cal25, burza by převzala jeho závazky tím, že by zakoupila stejný produkt (za cenu 105 EUR/MWh) tak, aby v době dodávky mohla poskytnout elektřinu místo obchodníka v insolventi. Záloha by jí v tomto případě posloužila k pokrytí ztráty vzniklé pohybem tržní ceny.



1.2.3. Bilaterální obchodování (OTC)

Zobchodování elektřiny je možné také řešit bez využití nástrojů organizátora trhu nebo burzovních institucí, a to formou dvoustranného obchodování. Pro tento typ obchodování se často používá zkratka OTC (Over the counter) a v dlouhodobém horizontu se zde obchodují tzv. forwardové kontrakty. Forwardové kontrakty se od těch futures liší tím, že nejsou standardizované a umožňují flexibilní nastavení diagramu dodávek elektřiny, jež je podkladovým aktivem těchto kontraktů.

Toto obchodování může probíhat buď přímým kontaktem mezi dvěma obchodní stranami nebo prostřednictvím brokerských platforem. *Brokerem je v obchodu s elektřinou označována společnost, která zprostředkovává obchod mezi dvěma obchodníky, účastníky trhu s elektřinou. Broker sám nevstupuje do transakce, je pouhým prostředníkem mezi dvěma subjekty a pomáhá jim uzavřít transakci na bilaterální bázi. [1]*

1.2.4. Odpovědnost za odchylku

Každý účastník trhu má povinnost mít vyrovnanou bilanci za každou obchodní hodinu, čímž je myšleno, to, že ze sítě odebere právě takové množství elektřiny, které nakoupí, a naopak do sítě dodá množství energie nakoupené (pokud účastník trhu na danou hodinu elektřinu nakoupil a odprodal, musí zajistit dodávku/odběr salda těchto obchodních toků). Přitom musí být veškeré obchodní toky nahlášené organizátorovi trhu (u obchodování pod strukturou OTE a.s. se to děje automaticky, ostatní formy obchodů musí účastníci nahlášovat).

Účastník trhu může tuto povinnost přenést na jiný subjekt (většinou na obchodníka s elektřinou), tento proces je pak nazýván „přenesení odpovědnosti za odchylku“. Subjekt, který tuto odpovědnost převezme se stává subjektem zúčtování a musí podepsat s organizátorem trhu smlouvu o zúčtování odchylek. Tato smlouva mu ukládá za povinnost hradit veškeré náklady na odchylky účastníka trhu, za jehož odchylku nese odpovědnost. Tyto náklady vznikají povinností zaplatit poplatky za vzniklé odchylky. Zúčtovací ceny odchylky, poplatek za protiodchylky, stanovuje opět organizátor trhu, a to pro každou obchodní hodinu. [1]

Tyto zúčtovací ceny závisí na velikosti a směru systémové odchylky, což je rozdíl mezi skutečně dodaným (odebraným) množstvím a sjednaným množstvím elektřiny v elektrizační soustavě. Je způsobena faktem, že ačkoli je obchodní bilance odebrané a dodané energie v síti pro



Bc. Martin Tichý

každou hodinu vždy vyrovnaná, reálný stav tomu nemusí odpovídat (a zpravidla neodpovídá). Pokud je systémová odchylka kladná (do sítě bylo dodáno více energie, než odebráno) a odchylka daného subjektu zúčtování (respektive jeho vlastní odchylka a odchylka účastníků trhu za něj převzal odpovědnost za odchylky) je záporná, vzniká u tohoto subjektu zúčtování tzv. protiodchylka.

1.2.5. Návaznost mechanismu trhu s elektřinou na problematiku PPA

Z pohledu tématu PPA je tak ze základních principů trhu s elektřinou zřejmé, že obchodník s elektřinou musí pro odběratele, který by se rozhodl využít produktu PPA, zajistit pro každou obchodní hodinu vyrovnanou bilanci, tedy nakoupit právě takové množství elektřiny na danou hodinu, které odpovídá jeho spotřebě. To se samozřejmě nikdy nepovede do důsledku kvůli nemožnosti predikovat spotřebu odběratele a jeho odběrných míst přesně.

Pokud odběratel uzavře PPA kontrakt, musí obchodník zahrnout dodávky přicházející skrze PPA do jeho bilance stejně, jako kdyby pro něj tuto elektřinu nakupoval sám. Obchodník tak musí kromě predikce hodinové spotřeby odběratele vytvářet také predikci dodávky v rámci PPA. Obtížnost (a tedy i nákladnost) této predikce a její rizika mohou být různě vysoká v závislosti na konkrétní podobě PPA. Z obchodníka se tak stává důležitý aktér každého PPA kontraktu a jeho role může ovlivnit celkové obchodní nastavení mezi ním a odběratelem. To vše samozřejmě platí pouze v případě, že odběratel není subjektem zúčtování a nenakupuje si elektřinu ve vlastní režii, což ovšem není obvyklým případem.



2. Dělení PPA

Vzhledem k široké škále možných a praktikovaných smluvních ujednání je obtížné plně definovat různé typy PPA. Kromě toho nelze v jediném systému jasně definovat různé charakteristiky PPA. Podmínky konkrétního kontraktu mohou být značně individualizovány dle potřeb a přání jednotlivých aktérů.

Přesto je nutné uvést alespoň základní dělení dle technicko-provozního charakteru na fyzické a virtuální PPA a podle toho, zda se jedná o kontrakt čistě mezi komerčními subjekty nebo zda se kontraktu účastní veřejný sektor. Další dělení, která jdou již více do detailů samotné smlouvy jsou dělení dle lokality výrobního zdroje, struktury dodávky a systému plateb.

2.1. Dělení dle technicko-provozního charakteru

2.1.1. Fyzické PPA

Termín fyzické PPA označuje kontrakt, jehož předmětem je přímá dodávka elektřiny za nastavených podmínek. Dodávka je tak plnohodnotným bilaterálním obchodem, který je nutné registrovat v systému organizátora trhu a v případě nedodržení objemu dodávky, ať už zapříčiněné výrobcem (dodání většího či menšího objemu elektřiny do sítě, než odpovídá objemu obchodní dodávky v danou hodinu) nebo odběratelem (odebrání množství energie neodpovídající objemu obchodní dodávky v danou hodinu).

Vzhledem k tomuto nastavení je nutná spolupráce obchodníka s energiemi, který nakupuje elektřiny pro odběratele a přejímá odpovědnost za jeho odchylku. Obchodník musí zahrnout dodávku v rámci PPA do bilance odběratele a v rámci dodávek odběrateli, které zajišťuje on, už musí pokrýt pouze tu část spotřeby, která není vykryta dodávkou z PPA. Tento fakt přináší obchodníkovi nutnost predikovat nejen hodinovou spotřebu odběratele, ale rovněž výrobu zdroje, jež dodává energii odběrateli v rámci PPA. To sebou může nést vyšší náklady obchodníka, které se promítnou do vyšší marže.

2.1.2. Virtuální PPA

Virtuální nebo také finanční PPA odděluje fyzický tok elektřiny od finančního vypořádání. V případě virtuálních PPA se výrobce a odběratel dohodnou na tzv. realizační ceně za jednotku elektrické energie, stejně jako u fyzické smlouvy o prodeji. Elektřina však není dodávána přímo odběrateli. Místo toho výrobce prodává svou elektřinu pomocí běžných tržních nástrojů,



většinou přes spotový trh a odběratel nakupuje elektřinu buď také přes spotový trh nebo běžnými dodávkami od svého dodavatele.

Obchodní styk mezi výrobcem a odběratelem je realizován pomocí rozdílové smlouvy (CfD - Contract for Difference), kdy je stanovena realizační cena, která může být nastavena fixně nebo může být indexována dle sjednaných smluvních podmínek. Finanční transakce pak probíhá na základě srovnání realizační a vypořádací ceny, kterou je tržní cena. Je zde nutné, aby si smluvní strany stanovili tzv. referenční trh, tedy trh, který bude určovat hodnotu tržní ceny. Referenční trh musí být dán jednak typem trhu (většinou se nastavuje jako referenční trh spotový trh) a státem, ve kterém daný trh funguje. Na různých trzích mohou figurovat výrobce a odběratel například při přeshraničních PPA kontraktech.

Finanční vypořádání pak funguje za účelem cenové stability obou subjektů na hladině realizační ceny. Jeho fungování lze dobře ilustrovat následujícím příkladem: Je dána zúčtovací/vypořádací cena, která je tržní cenou na denním trhu výrobce a realizační cena, která slouží jako benchmark a je fixní po určité období trvání PPA. Pro každou časovou obchodní jednotku kdy dochází k výrobě zdroje mohou nastat tři scénáře:

- **Tržní cena > Realizační cena** - V tomto případě by výrobce vydělal více, než mu ukládá PPA kontrakt, protože se dohodl s protistranou (odběratelem) na nižší realizační ceně než za jakou prodal elektřinu na denním trhu. Aby výrobce dodržel dohodnutou cenu, musí kompenzovat odběratele zaplacením rozdílu mezi vypořádací a realizační cenou obchodníkovi.
- **Tržní cena < Realizační cena** – Výrobce prodá svou elektřinu za cenu nižší, než kterou mu garantuje rozdílová smlouva ve formě PPA a odběratel je tedy nutný mu kompenzovat rozdíl mezi tržní cenou a realizační.
- **Tržní cena = Realizační cena** - Nikdo nemusí kompenzovat protistranu, protože smlouva je již vypořádána.

Virtuální PPA se může zkomplikovat, pokud se výrobce a firemní kupující nacházejí v oddělených zemích, respektive na jiných energetických trzích. Samotný rozdíl cenových hladin přitom nemusí být problémem. Situace, která potlačuje zajišťovací efekt virtuální PPA nastává při rozdílném pohybu dlouhodobé cenové hladiny na trzích výrobce a odběratele. Pokud je například nárůst cen na trhu odběratele procentuálně vyšší než zdražování trhu výrobce, nedochází k dostatečné kompenzaci tohoto nárůstu ze strany virtuální PPA. Dalším aspektem,



Bc. Martin Tichý

na který je třeba se před uzavřením tohoto typu kontraktu zaměřit jsou rozdílné profily výroby a spotřeby. Na rozdíl od fyzické PPA zde není nutné bilanční vyrovnávání ze strany dodavatele energií, avšak jednotlivé profily mohou dosahovat rozdílných průměrných hodnot hodinových cen.

2.2. Dělení dle lokality výrobního zdroje

2.2.1. Zdroj v místě spotřeby (On-Site PPA)

Jedná se o speciální případ PPA, kdy dochází k přímé fyzické dodávce elektřiny bez využití distribuční či přenosové soustavy. To znamená, že výroba se nachází za přípojným místem odběrného místa spotřebitele. Vyrobena energie tak přednostně pokrývá spotřebu daného odběrného místa. V případě, že je aktuální spotřeba nižší než výroba zdroje, dochází k přetokům energie do sítě (umožňuje-li to smlouva o připojení výroby s distributorem).

Tento model PPA je využíván například v situaci, kdy má odběratel s vhodnou střechou ve svém areálu zájem na snížení svých nákladů na pořízení elektřiny, ale není ochoten převzít náklady na instalaci fotovoltaického systému na své střeše. Místo toho se společnost rozhodne pro outsourcing projektu (a finančních a provozních rizik). Za tímto účelem společnost uzavře on-site PPA s projekční firmou, která instaluje fotovoltaický systém na střechu a v rámci podmínek PPA prodává vyrobenou elektřinu odběrateli. Vzniklé přebytky pak podle nastavení konkrétního kontraktu náleží buď výrobcí, nebo odběrateli, který s nimi může nadále obchodovat.

Vzhledem k tomu, že elektřina neprochází distribuční nebo přenosovou soustavou, nelze k této energii registrovat záruky původu elektřiny z obnovitelných zdrojů (o těchto zárukách je více pojednáno v kapitole 3.1.1.2.). on-site PPA jsou atraktivní z toho pohledu, že mají potenciál přinést kromě cenové stability také reálné snížení nákladů na elektřinu, neboť při odebrání energie z on-site výroby není nutné platit síťové poplatky a celková cena elektřiny se tak skládá pouze ze silové složky. Jejich použití však zůstává omezené kvůli nedostatku dostupných míst.

Z pohledu technicko-provozního dělení je zřejmé, že on-site PPA může mít pouze povahy fyzického PPA, neboť nedochází k posílání energie do sítě, které by bylo možné ohodnotit tržní cenou a následně srovnávat s realizační cenou.



2.2.2. Vnitrostátní PPA se zdrojem umístěným mimo lokalitu (off-site)

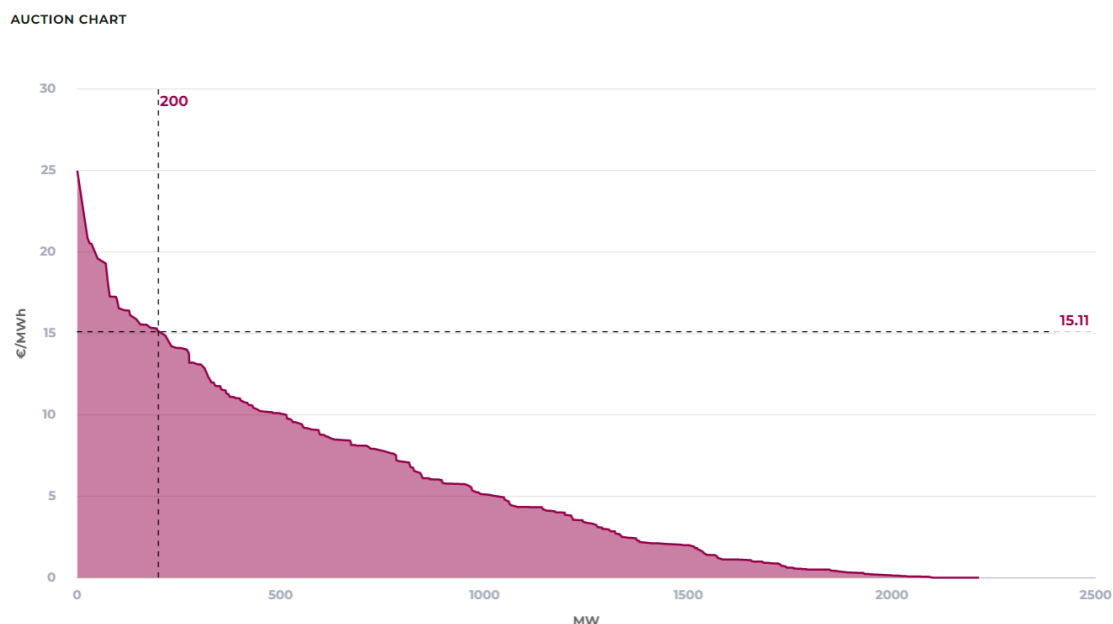
Tento kontrakt definuje obchodní vztah mezi provozovatelem elektrárny (výrobce) a vzdáleným odběratelem, přičemž výrobce elektřinu odběrateli dodává prostřednictvím veřejné distribuční či přenosové sítě. Vzdálenost od spotřebitele poskytuje větší flexibilitu, neboť provozovatel elektrárny (nebo investor s úmyslem realizovat elektrárnu) si může vybrat místa s optimálními podmínkami pro provoz zdroje nebo výrobu elektřiny, která již existuje. Jedna elektrárna může také uzavřít několik PPA s různými firemními zákazníky, kterým je jejich podíl na výrobě elektřiny připisován prostřednictvím jejich bilančních podílů či sjednaných profilů.

Tento typ PPA umožňuje jak fyzickou, tak virtuální strukturu kontraktu. Zároveň se tento typ PPA může v podmínkách České republiky stát problematickým kvůli omezenému objemu instalovaného výkonu obnovitelných zdrojů. Patrné je to zejména v případě větrných elektráren, jejichž potenciál je v ČR značně nevyužitý a nová výstavba je složitá kvůli náročnému povolovacímu procesu a častému odporu municipalit, jež by měly potenciální nové větrné parky ve své blízkosti.

2.2.3. Přeshraniční PPA

Přeshraniční fyzické PPA kontrakty ve své podstatě nejsou kontrakty o fyzické dodávce elektřiny, neboť systém evropských přeshraničních transakcí je nastaven tak, že při přeshraniční transakci je nutné nakoupit tzv. přeshraniční kapacitu, která je de facto finančním derivátem, jenž eliminuje případnou ztrátu z rozdílu cen na spotových trzích v jednotlivých soustavách. V praxi je přeshraniční dodávka realizována tak, že dodavatel odprodá dané množství elektřiny za aktuální spotovou cenu elektřinu na svém trhu a odběratel stejné množství na svém spotovém trhu koupí. Pokud se stane, že je cena odběratele vyšší než cena dodavatele, kompenzuje nastalou ztrátu provozovatel přenosové soustavy, samozřejmě za předpokladu, že odběratel nakoupil dostatečnou kapacitu pro přeshraniční přenos na danou obchodní hodinu.

Přeshraniční kapacitu lze nakoupit pomocí explicitních aukcí, které jsou vypisovány na oba směry každé hranice dvou přenosových soustav na celoevropské platformě JAO S.A. [5] Přenosovou kapacitu lze zpravidla zakoupit na roční, měsíční a denní bázi (na některých hranicích soustavy lze nakoupit i kapacitu na čtvrtletí, týdny nebo hodiny).



Obrázek 2 – Výsledek aukce přeshraničních kapacit na dané období [5]

Zakoupenou kapacitu není nutné uplatnit. Vzhledem k tomu, že lze přeshraniční kapacitu nakoupit na maximální dobu jednoho roku, nelze predikovat budoucí náklady na platby za tyto přeshraniční kapacity. Nepředvídatelnost výšky tohoto nákladu umocňuje fakt, že systém přeshraničních transakcí prochází v současné době řadou změn (např. přechod na způsob tzv. flow-based způsob výpočtu přeshraničních kapacit mezi soustavami). Mezi dalšími změnami, které jsou současně diskutovány, patří například zkrácení maximální délky období, na které je možné zakoupit kapacitu. S přihlédnutím k celkové nepredikovatelnosti evropského energetického trhu se výše nákladů na přeshraniční kapacity stává do budoucna velmi nejistou a v kombinaci s délkou kontraktů PPA potenciálně nebezpečnou pro celkovou rentabilitu těchto přeshraničních kontraktů.

Na druhou stranu toto schéma umožňuje výrazné rozšíření palety možností, s jakými výrobními zdroji lze sjednat PPA. To může být zajímavým faktorem, zvláště s přihlédnutím k omezeným možnostem realizace obnovitelných zdrojů energie v podmínkách ČR, ať už z geografických, legislativních či administrativních důvodů.



2.3. Dělení dle struktury dodávek

2.3.1. PPA na produkci s pevným objemem (fixed-volume PPA, pay as contracted)

Tento typ PPA je kontrakt s konkrétní objemovou strukturou, tedy s pevně daným profilem, ať už ročním, měsíčním, denním nebo daným jejich kombinací, přičemž dodanému pevnému objemu elektřiny odpovídá i počet dodaných záruk původu elektřiny. V případě, že elektrárna za daný časový úsek vyrobí nižší množství energie, než je nasmlouvaný fixní objem, musí výrobce nakoupit zbývající množství elektřiny a certifikáty na sekundárním trhu, typicky na denním nebo vnitrodenním trhu. Pokud výrobce naopak vyrobí více, než je objem energie, který musí dodat v rámci PPA, může (a pokud nechce skončit v odchylce tak musí) naopak tuto energii prodat na energetických trzích.

Toto schéma samozřejmě navyšuje jednotkovou cenu elektřiny dodávané PPA kontraktem, výrobci ovšem zároveň vzniká povinnost obchodovat s elektřinou na krátkodobé bázi, k níž se váže risk management spojený se vznikem odchylky či nutností predikování výroby. Proto se leze v praxi setkat s tím, že odběratel uzavře PPA kontrakt tohoto typu, avšak sjednaný profil negarantuje výrobce, ale obchodník (dodavatel), který je také součástí kontraktu. Z pohledu odběratele se tak jedná o PPA typu fixed-volume, avšak z pohledu výrobce o typ pay as produced, o kterém bude pojednáno v další části.

2.3.2. PPA na platbu za produkci (pay as produced PPA)

Na rozdíl od PPA s pevným objemem musí u PPA s platbou za produkci (někdy pay as produced PPA) výrobce dodat pouze energii skutečně vyrobenou. Tento typ PPA je oblíbený u malých a nezávislých výrobců elektřiny. Za vyrovnání bilance výroby zdroje a spotřeby odběratele zodpovídá odběratel, případně jeho obchodník nebo jiný subjekt zúčtování, který přebírá zodpovědnost za odchylku odběratele.

Odběratel tak musí pokrývat svou reziduální spotřebu (tj. spotřebu, kterou nepokryje dodávka z PPA) jinými způsoby, a to buď vlastním nákupem na energetickém trhu nebo v rámci standardní dodávky od obchodníka s energiemi. Zahrnutím dodávek z PPA ovšem může zvýšit jednotkovou cenu elektřiny od obchodníka. Toto navýšení je dáno dvěma důvody. Prvním je změna hodnoty profilu dodávané energie od obchodníka a druhým je vyšší marže, která je dána horší predikovatelností velikosti odběru od obchodníka, jelikož ten musí predikovat nejen spotřebu odběratele v jednotlivých hodinách, ale i výrobu zdrojů zahrnutých do PPA,



Bc. Martin Tichý

protože velikost jejich výroby přímo ovlivňuje množství energie, kterou musí dodat odběrateli tento obchodník. O těchto dvou aspektech je blíže pojednáno v kapitole 4.

2.3.3. Platba za predikovanou výrobu (pay as forecasting)

Další nastavení schématu dodávek jsou dodávky podle předpokládaného výrobního diagramu, který je vytvořen den přede dnem dodávky, tzv. day-ahead. Výrobce je poté povinen dodat predikované množství energie pro danou obchodní jednotku. Pokud je následně skutečná hodnota vyrobené energie jiná, je za způsobenou odchylku v síti zodpovědný výrobce. Před vznikem odchylky se může výrobce chránit transakcemi na vnitrodenním trhu, na kterém se průběžně obchoduje až do času 60 minut od začátku dané obchodní hodiny. Pokud má například během dne informace o tom, že skutečná výroba bude např. v 17 hodině dne o 1 MW nižší, než je predikovaná výroba day-ahead pro tuto hodinu, může tuto energii až do 16:00 nakoupit na vnitrodenním trhu a vyhnout se tak odchylce. Pokud by naopak měl informaci, že skutečná výroba bude vyšší než predikovaná, může tuto „nadbytečnou“ energii odprodat.

Toto schéma může usnadnit bilancování energie na straně odběratele, neboť oproti schématu pay as produced má odběratel, respektive obchodník, který přebírá zodpovědnost za odchylku odběratele, informaci o konkrétní výši dodávky energie v rámci PPA kontraktu. Pokud je predikce o výrobě v rámci PPA vytvořena ještě před uzavřením denního trhu, který rovněž funguje v časovém rámci day-ahead, může odběratel nebo jeho obchodník dokoupit na denním trhu takové množství energie, aby pokryla předpokládanou spotřebu odběratele v daných obchodních hodinách. Tomuto obchodníkovi tak při bilancování své pozice (tj. snaze nakoupit přesně takové množství energie, které odeberou jeho zákazníci) odpadá nejistota způsobená možností špatné predikce výroby zdrojů zapojených do PPA a zůstává pouze nejistota způsobená nepřesností predikce spotřeby odběratele. Tato nejistota je však nedílnou součástí obchodování s elektřinou a obchodníci jsou na práci s tímto rizikem zvyklí.

Toto schéma tak ve finále může odběrateli snížit náklady díky tomu, že marže jeho obchodníka na nakupovanou energii může být významně nižší než v případě schématu pay as produced. Oproti schématu pay as contracted pak tato obchodníková marže nemusí být výrazně vyšší, jelikož fakt, že zná velikost dodávky déle, než den dopředu, ho beztak nezbavuje nutnosti obchodovat na denním trhu kvůli predikci spotřeby odběratele na základě aktuální podmínek, například povětrnostních.



Bc. Martin Tichý

Naproti tomu pro výrobce znamená uzavření PPA kontraktu s tímto schématem dodávek povinnost vyrovnávání odchylek na vnitrodenním trhu, což by u schématu pay as produced dělat nemusel. Výrobce tak pravděpodobně promítne tuto dodatečnou službu do ceny za jednotku energie v rámci PPA. Na druhou stranu oproti modelu pay as contracted bude množství energie, které je nutné dorovnávat, aby nevznikaly odchylky, výrazně menší.

Důležitým aspektem při tomto nastavení PPA je určení subjektu, který bude day-ahead predikce vytvářet. Ve formátu, v jakém PPA typu pay as forecasted nabízí společnost ČEZ a.s. (právě při e-mailové konzultaci se zástupcem této společnosti jsem na toto schéma narazil poprvé), určuje predikci výrobce. To může být výhodné proto, že výrobce tyto predikce jakožto provozovatel intermitentních zdrojů energie vytváří i bez uzavírání PPA a nikomu tak nevznikají dodatečné náklady.

Z pohledu odběratele však zde může být riziko možné manipulace predikce ze strany výrobce. Například v situaci, kdy je daný zdroj výrobce zasmluvněn k dodávkám v rámci tohoto schématu PPA a ceny elektřiny jsou vysoké, může výrobce uměle ponížovat předpokládanou výrobu a svou zbylou produkci odprodávat za tržní ceny. Naopak při nízkých cenách může predikci nadsazovat, dodávku v rámci PPA dorovnávat levnou elektřinou za tržní ceny a navyšovat si tak příjmy. Odběratel by si tak při tomto schématu měl vybrat spolehlivého a férového partnera nebo v rámci PPA určit nezávislou třetí stranu, která bude predikce provádět. To však nutně povede k navýšení nákladů odběratele.

2.4. Možné kombinace typů PPA

Při výčtu zmíněných typů PPA a kategorií, dle kterých se dělí, je nutné si uvědomit, že ne všechny kombinace typů PPA jsou možné. Například u kontraktu typu on-site není možné využít nastavení pro virtuální PPA, neboť při samospotřebě vyrobené energie v odběrném místě nedochází k prodeji této elektřiny na trhu a proto ani nevzniká tržní cena, jež by se dala porovnat s realizační cenou PPA. Kromě toho nelze u on-site PPA využít ani jiné schéma dodávky než pay as produced, neboť pokud by například výrobce při schématu pay as contracted dorovnával výrobu nákupem ze sítě, nejednalo by se již o dodávku v rámci on-site PPA.

Kromě toho není možné uzavřít fyzické PPA mezi výrobcem a odběratelem, pokud jsou v různých státech. V tomto nastavení musí výrobce odprodat vyrobenou elektřinu na svém



Bc. Martin Tichý

trhu a odběratel nakoupit také na svém. Možná ztráta vzniklá rozdílnou cenou na obou trzích může být eliminována zakoupením kapacity na přeshraniční přenos, ovšem ani v takovém případě nelze mluvit o přímé dodávce mezi výrobcem a odběratelem.

Všechny ostatní kombinace jsou možné a přinášejí různou míru přínosů a rizik, což bude předmětem další kapitole mé práce.

Fyzické PPA								
on-site			off-site vnitrostátní			off-site přeshraniční		
pay as produced	pay as contracted	pay as forecasted	pay as produced	pay as contracted	pay as forecasted	pay as produced	pay as contracted	pay as forecasted
✓	X	X	✓	✓	✓	X	X	X

Tabulka 1 – Kombinace typů fyzických PPA

Virtuální PPA								
on-site			off-site vnitrostátní			off-site přeshraniční		
pay as produced	pay as contracted	pay as forecasted	pay as produced	pay as contracted	pay as forecasted	pay as produced	pay as contracted	pay as forecasted
X	X	X	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Tabulka 2 – Kombinace typů virtuálních PPA



3. Přínosy a rizika PPA

Instrument PPA smluv přináší do segmentu elektroenergetiky odlišné pojetí obchodování s elektřinou. Při konvenčním pojetí obchodu s elektřinou výrobce prodává svou elektřinu přes tržní instrumenty, jako jsou například energetické burzy (obchodování na platformách operátora trhu s energiemi či na trzích s finančními deriváty, jejichž podkladovým aktivem je elektřina) nebo obchodování formou OTC skrze brokerské platformy. Elektřina je tam zobchodována, aniž by měl výrobce informaci o tom, který odběratel nebo obchodník s energiemi ji odkoupil, neboť burza agreguje nabídku a poptávku a nelze určit, kdo odkoupil dané množství energie. U PPA naopak dochází k přímé transakci mezi výrobcem a odběratelem.

Kromě toho jsou součástí obchodování s energetickými produkty futures systémy záloh, které eliminují kreditní riziko obou stran. U kontraktů PPA je naopak výše a systém zálohových plateb plně na dohodě smluvních stran, obecně se však předpokládá, že kontrakty nebudou plně kryté oproti tržním změnám, neboť v kombinaci s dlouhodobým charakterem PPA by docházelo k neúměrným nárokům na toto zajišťování. Vzniká tedy pro obě smluvní strany kreditní riziko.

Dalším novým aspektem, který přinášejí PPA smlouvy, je časový rámec transakce, kdy PPA kontrakty dosahují i 15 let. Na energetických burzách se s relevantní likviditou obchodují pouze futures kontrakty na dodávku elektřiny maximálně za tři roky. U OTC je situace obdobná. PPA tak přinášejí cenovou stabilitu na bezprecedentně dlouhé období. Na druhou stranu dlouhodobost těchto smluv klade důraz na výběr dostatečně spolehlivé smluvní strany, která bude schopna své závazky plnit po celou dobu platnosti kontraktu.

3.1. Odběratel

3.1.1. Přínosy

3.1.1.1. *Dosažení dlouhodobé cenové stability*

V současné době, která je nejen z pohledu energetiky definována velmi nejistým vývojem cen energetických komodit, je hlavním přínosem pro odběratele dosažení cenové stability. Odběratel dosáhne samozřejmě pouze takové míry stability, která koresponduje s objemem elektřiny dodávané v rámci PPA a s cenovým nastavením PPA (o tom v dalších kapitolách).



Bc. Martin Tichý

Vývoj na energetických trzích v letech 2020, 2021 a zejména 2022 ukázal, že pro odběratele, jejichž významnou nákladovou položkou jsou náklady na zajištění elektřiny, mohou být cenové výkyvy svým rozsahem a nepredikovatelností vážným problémem pro chod celého hospodaření společnosti.

Prvním cenovým výkyvem v tomto období byl pokles cen elektřiny na forwardových trzích, který byl přímým důsledkem první vlny pandemie nemoci Covid-19. U produktu Cal-21 na pražské burze, který reprezentuje rovnoměrnou dodávku v české soustavě po celý rok 2021, se dostala cena 23.3.2020 na úroveň 38 EUR/MWh. Pod hranici 40 EUR/MWh se dostala cena tohoto stěžejního produktu ještě na začátku listopadu, poté již však započal setrvalý růst, který se odehrával takřka celý rok 2021, a který vygradoval v prosinci, kdy se cena dostala na hodnotu 326 EUR/MWh.



Obrázek 3 - Vývoj ceny elektřiny v letech 2020 a 2021 [11]

K tomuto nárůstu vedlo více faktorů, jejichž významnost nelze přesně určit. Mezi ně patřila zejména vysoká poptávka po LNG v Asii, která společně s vyšší spotřebou plynu v Evropě v letních měsících, danou nižší výrobou větrných elektráren v západní Evropě, vedla k růstu cen plynu. Vysoká cena plynu pak obecně přímo ovlivňuje cenu elektřiny na evropském trhu,



Bc. Martin Tichý

neboť plynové elektrárny jsou ve většině případů takzvaným závěrným zdrojem, tedy zdrojem, jehož nabídková cena na denním trhu je nejvyšší ze zdrojů, které se v danou obchodní hodinu uplatní na trhu a jehož nabídková cena určuje sesouhlasenou cenu pro všechny úspěšné účastníky aukce. Další příčinou růstu cen elektřiny byla stoupající hodnota emisní povolenky, která je rovněž tradiční nákladovou položkou závěrných elektráren (plynových nebo uhelných).

Naproti tomu cenový nárůst v roce 2022 má jednoznačnou bezprostřední příčinu, kterou se stala ruská agrese na Ukrajině, která vedla k postupnému zmenšování objemů dodávek zemního plynu z Ruské federace do Evropy. Tato situace, která vyvolávala obavy z nedostatku této energetické komunity tlačila cenu futures kontraktů na dodávku plynu (a potažmo i elektřiny) vzhůru až do té míry, že se snižovala likvidita na energetických burzách kvůli strachu obchodníků prodávajících elektřinu z nárůstu plateb v rámci „marginových“ záloh v případě dalšího růstu cen.

Tato situace vyvrcholila na konci srpna 2022, kdy se ceny futures produktu Cal-23 pohybovaly na burzách v blízkosti dosud bezprecedentní hranice 1 000 EUR/MWh (na některých trzích byla tato hodnota dokonce prolomena, maximem na pražské burze je 984 EUR/MWh ze dne 26.8.). Ačkoli poté byl již trend cen elektřiny až dosud klesající, k čemuž dopomohla i nízká spotřeba zemního plynu v Evropě daná mírnou zimou a energetickými úsporami, ukázal tento vývoj cen jak volatilní komoditou se může elektřina stát a jak velkým přínosem může být dlouhodobá fixace cen silové elektřiny, kterou může velkým odběratelům přinést kromě výstavby vlastních zdrojů elektřiny pouze uzavírání dlouhodobých kontraktů na dodávku elektřiny.



Elektřina EUR 1 MWh



Obrázek 4 - Vývoj ceny elektřiny v roce 2022 [11]

3.1.1.2. Kompenzace uhlíkové stopy

Do nedávné doby byla však hlavní motivací korporátních odběratelů k uzavírání PPA snaha kompenzovat uhlíkovou stopu své společnosti v dlouhodobém horizontu. Toho lze dosáhnout prostřednictvím PPA kontraktu uzavřeným s výrobcem, který vyrábí elektřinou pomocí obnovitelného zdroje energie. Jelikož výroba takovéto elektřiny má za následek nulové emise skleníkových plynů, má i spotřeba této energie odběratelem nulový dopad na emise skleníkových plynů.

Ke snaze kompenzovat svou uhlíkovou stopu mohou vést korporátní společnosti buď přímé motivace ve formě společenské zodpovědnosti nebo motivace nepřímé, vedené marketingovými cíli, či principy ESG. ESG je investiční přístup, který zohledňuje tři oblasti, na které má investice dopad – životní prostředí (environment – E), sociální aspekt (social – S) a správa a řízení společnosti (governance – G). V současné době začíná být aplikován ve finančním sektoru při rozhodování, komu poskytnout financování a za jakých podmínek.



Bc. Martin Tichý

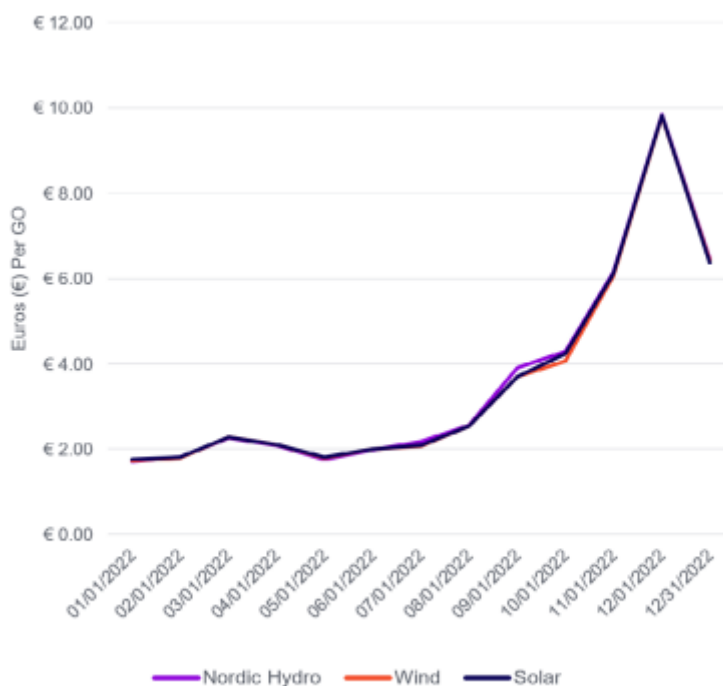
Bezemisní charakter odebrané elektřiny je stvrzován zárukami původu elektřiny z obnovitelných zdrojů (OZE). Někdy se lze také setkat s označením garance původu elektřiny z OZE. *Záruka původu je elektronický certifikát prokazující, že daný objem elektřiny byl vyrobený z obnovitelných zdrojů energie, nebo z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla (KVET). Uplatněním záruky původu je pak transparentně prokázána dodávka takové elektřiny zákazníkovi. Se zárukami původu je stejně tak možné obchodovat nezávisle na fyzickém toku elektřiny, a to i v rámci mezinárodních obchodů.* [6]

Tyto záruky jsou alokovány každému provozovateli obnovitelného zdroje, který si o ně zažádá, přičemž má nárok na jednu záruku původu za každou vyrobenou megawatthodinu energie. *Životnost záruk původu je jeden rok od koncového data výroby elektřiny, na kterou jsou vydány.* [6]

Výrobce pak může tyto záruky buď převést na odběratele elektřiny nebo s nimi libovolně obchodovat. V České republice se o vydávání a evidenci záruk původu stará organizátor trhu (OTE a.s.)

K mezinárodním transakcím s těmito standardizovanými zárukami původu slouží Evropská asociace vydavatelů záruk původu, tzv. „Association of Issuing Bodies“ (AIB). *Ta již od roku 2002 vyvíjí, používá a dále šíří standardy pro práci se zárukami původu, tzv. European Energy Certificate System (EECS). Z důvodu potřeby obchodníků s elektřinou převádět záruky původu mezinárodně, asociace AIB také vybudovala a provozuje komunikační portál AIB Hub, který propojuje rejstříky záruk původu jednotlivých členů Asociace)* [6]. Asociace zahrnuje i český trh se zárukami původu.

Cena záruk původu elektřiny z OZE se dlouho dobu pohybovala okolo hranice 1 EUR/MWh. Cena této garance tedy byla v kontextu celkové ceny jedné MWh elektřiny marginální, ovšem s prudkým nárůstem ceny silové elektřiny v roce 2022 se dostala cena záruky až k hranici 10 EUR/MWh, přičemž odhady hovoří o tom, že se tato cena bude v roce 2030 pohybovat kolem hranice 5,5 EUR/MWh. [7]



Obrázek 5 - Vývoj cen záruk původu elektřiny z OZE [16]

Přestože se nejedná o dogma a záruky původu mohou být vyčleněny z dodávek elektřiny v rámci PPA, tak lze obecně říci, že součástí PPA smluv jsou kromě dodávky elektřiny i převody garancí původu elektřiny, čímž je dosahováno kompenzace uhlíkové stopy odebírané elektřiny bez toho, aniž by odběratel byl nucen dokupovat garance původu elektřiny z OZE mimo strukturu PPA.

3.1.2. Rizika

3.1.2.1. Objemové riziko

Objemové riziko reprezentuje skutečnost, že se výrobní profil výrobce a spotřební profil odběratele téměř jistě nebudou shodovat. Tato skutečnost plyne z intermitentního charakteru OZE (jiné typy zdrojů energie v rámci problematiky PPA neberu v úvahu), kdy velikost výroby nelze řídit. Typický odběratel rovněž nemůže svou spotřebu významně přesouvat v čase. Ani v případě, že je roční objem výroby a spotřeby identický, tak s největší pravděpodobností nedojde k plnému pokrytí spotřeby touto výrobou.

Objemové riziko může být částečně redukováno nastavením PPA kontraktu, konkrétně pak použitím schématu dodávek pay as contracted. Toto nastavení ukládá výrobcí povinnost



dodávat elektřinu v předem sjednaném profilu, který se může ideálně blížit typickému průběhu spotřeby odběratele.

3.1.2.2. Tržní riziko

V předchozí části, která se věnovala přínosům PPA pro odběratele, jsem zmiňoval přínos dosažení cenové stability. Tato stabilita se však může ukázat jako nevýhodná, a to v případě poklesu cen elektřiny v dlouhodobém horizontu. V tom případě bude odběratel mít vyšší náklady na energie než v případě, že by PPA neuzavřel, ale také například ve srovnání se svými podnikatelskými konkurenty, což může vést ke ztrátě konkurenceschopnosti daného korporátního odběratele.

3.1.2.3. Kreditní riziko

Kreditní riziko popisuje pravděpodobnost, že smluvní protistrana (v tomto případě výrobce) nebude schopna dostát svým závazkům, tedy že nebude schopna plnit dodávky v takové výši, které vyplývají z nastavení PPA kontraktu. Toto riziko je pro odběratele výrazné zejména v případě virtuální PPA, jelikož rozdílová smlouva, jež je podstatou tohoto kontraktu nemusí být nutně „kryta“ reálnou výrobou elektřiny a může se jednat pouze o spekulaci na vývoj cen elektřiny. V takovém případě může dojít v momentě nepříznivého vývoje pro protistranu ke ztrátě její kredibility.

U fyzických PPA je kreditní riziko významné zejména při schématu pay as contracted, kdy musí výrobce stanovenou dodávku doplnit nákupem elektřiny na trhu, pokud k jejímu naplnění nestačí výroba ze zdroje PPA. Výrobce pak například nemusí být připraven na nenadálé navýšení ceny elektřiny na trhu a s tím spojené zvýšení nákladů na toto dorovnávání stanovené dodávky.

3.1.2.4. Riziko cenových pásem

Tento druh rizika se uplatňuje pouze při přeshraničních virtuálních PPA kontraktech a způsobuje ho fakt, že se ceny elektřiny v jednotlivých evropských zemích mohou lišit vinou nedostatečné přeshraniční kapacity přenosového vedení. Při vyjednávání o přeshraničním PPA by rozdíl cenových hladin na jednotlivých trzích (trh výrobce a trh odběratele) měl být brán v úvahu, ovšem v budoucnu může nastat situace, že se tento rozdíl bude měnit. V takovém případě pak vzniká pro odběratele riziko, že nárůst jeho nákladů na elektřinu vlivem vzrůstu



cen na jeho trhu nebude kompenzován nárůstem plateb od výrobce, neboť na jeho trhu se vzrůst cen projevit nemusí.

3.1.2.5. Riziko kanibalizačního efektu

Kanibalizační efekt je označení pro situaci, kdy vlivem vysokého instalovaného výkonu intermitentních obnovitelných zdrojů v soustavě klesají ceny elektřiny na spotovém trhu pro hodiny, kdy tyto zdroje dosahují vysokého objemu výroby. V důsledku toho jsou pak průměrné prodejní ceny pro tyto zdroje nižší, než by tomu bylo v případě, kdy by bylo takových zdrojů v soustavě málo. [12]

V situaci odběratele, jehož spotřebu částečně pokrývají dodávky z PPA, může kanibalizační efekt zvýšit celkové náklady na elektřinu tohoto odběratele. V hodinách s nízkou cenou, kdy dosahují OZE vysokých výkonů, bude odběratelova spotřeba zcela nebo částečně pokryta dodávkami z PPA a naopak v hodinách, kdy bude cena vysoká a výroba z OZE nízká, bude muset spotřebu odběratele pokrýt jeho obchodník s energiemi standardní dodávkou a vyšší průměrné hodinové ceny v těchto hodinách s největší pravděpodobností promítnou do měrné ceny silové elektřiny pro odběratele.

3.1.2.6. Riziko vyrovnávací bilance

Toto riziko má rovněž potenciál zvýšit náklady na dodávku elektřiny od obchodníka, kterými uspokojuje odběr v čase, kdy nestačí dodávky v rámci PPA. Jelikož obchodník musí pro minimalizaci vzniku odchylek ve svém portfoliu predikovat hodinové objemy nejen spotřeby odběratele, ale při využití PPA i hodinové objemy výroby zdrojů zahrnutých v PPA, zvyšuje se mu tím riziko, že bude muset hradit poplatky za vznik těchto odchylek. Toto riziko obchodník samozřejmě přenesou na odběratele a tomu tedy vzniká riziko navýšení celkových nákladů na silovou elektřinu. Toto riziko může být potlačeno nastavením schématu dodávky. Schéma *pay as forecasted* obchodníkovi přináší krátkodobou jistotu velikosti objemu dodávky PPA (obchodník zná hodinové dodávky vždy den dopředu a může podle toho obchodovat na spotovém trhu) a schéma *pay as contracted* přináší tuto jistotu dokonce na dlouhodobé bázi (obchodník zná hodinové dodávky v rámci PPA po celou dobu kontraktu).



3.1.2.7. *Riziko výstavby OZE*

Toto riziko se objevuje v případě, že PPA kontrakt je mezi výrobcem a odběratelem uzavřen ještě před zahájením provozu výrobní elektřiny, která má poskytovat dodávky v rámci PPA. Zpoždění nebo dokonce nedokončení výstavby daného zdroje implikuje situaci, kdy odběratel nemá zajištěnou elektřinu pro svou spotřebu a musí si ji (většinou ve spolupráci se svým obchodníkem) neočekávaně obstarávat na krátkodobých trzích, což může vést ke zvýšení nákladů na energie.

3.1.2.8. *Riziko změn legislativy a regulace*

V návaznosti na potenciální dlouhodobost PPA nelze zanedbat ani riziko změn v rámci legislativního a regulatorního rámce evropské energetiky. Stanovení cenových podmínek PPA se vždy vztahuje k současné podobě trhu s elektřinou. Ta se však může vlivem zásahů politických nebo regulačních orgánů měnit a s ní se může měnit i celková profitabilita daného PPA kontraktu.

3.2. Výrobce

3.2.1. Přínosy

3.2.1.1. *Dlouhodobé zajištění příjmů*

Z pohledu výrobce, potažmo investora výstavby výrobní elektřiny, je hlavní motivací k uzavření PPA dlouhodobé zajištění příjmů v předem známé výši. Jelikož jsou energetické stavby obecně investicemi s vysokými pořizovacími výdaji a dlouhou dobou návratnosti, může být jistota výše příjmů v dlouhodobém horizontu atraktivní, zejména, když uvažíme vysokou volatilitu cen elektřiny v posledním době.

Zafixování prodejních cen pro výrobce rovněž přímo souvisí s tím, že pro využití PPA se běžně počítá s fotovoltaickými a větrnými zdroji. Tyto zdroje můžeme z pohledu časového rozlišení výdajů popsat tak, že drtivá většina výdajů přichází před zahájením provozu, proto je možné zafixovat prodejní cenu.

Pokud by svou prodejní cenu zafixoval například provozovatel výrobní, která má významné provozní náklady (zvláště pak obtížně predikované náklady jako například palivové), mohl by se vystavit výraznému riziku, že jeho výnosy z prodeje elektřiny nebudou dosahovat výše nákladů, které se mohou v dlouhodobém horizontu nepředvídatelně zvýšit. Zafixování prodejní ceny může být pro výrobce výhodné například i z důvodu kanibalizačního efektu



(popsán v podkapitole 3.1.2.5.). Pokles průměrných prodejních cen OZE se pro výrobce v takovém případě díky fixaci v rámci PPA neprojeví.

3.2.1.2. Výhodnější financování

Garance budoucích příjmů může rovněž výrazně usnadnit získání financování projektů výstavby OZE. Finanční instituce poskytující investiční úvěr může zohlednit jistotu příjmů investora, což se projeví větší ochotou úvěr poskytnout a nabídnutím výhodnějších podmínek pro investora. Je to dáno tím, že PPA významně snižuje riziko, že investor nebude schopen splácet své závazky této finanční instituci. Ve finále tak může PPA pomoci k nižším celkovým nákladům na výstavbu OZE prostřednictvím snížení finančních nákladů.

3.2.2. Rizika

3.2.2.1. Objemové riziko

Z pozice výrobce se objemové riziko (související s časovou neshodností výroby a spotřeby odběratele viz podkapitola 3.1.2.1.) vyskytuje, pokud není v rámci PPA využíváno schéma pay as produced. U dalších schémat (pay as contracted, pay as forecasting) musí výrobce dokupovat elektřinu k naplnění stanovené dodávky nebo naopak odprodávat přebytečnou elektřinu. To může vést jednak k nárůstu jeho celkových nákladů vlivem transakčních nákladů, ale také k situacím, kdy jsou náklady na dokupování energie tak vysoké, že značně пониžují celkovou sumu výnosů výrobce, čímž ohrožují jeho ekonomickou profitabilitu.

3.2.2.2. Tržní riziko

Stejně jako u odběratele je při uzavření PPA výrobce vystaven tržnímu riziku v tom smyslu, že při příznivém vývoji cen na trhu budou jeho příjmy z prodeje elektřiny nižší, než by tomu bylo v případě, že by PPA kontrakt neuzavřel. Pro výrobce je tímto příznivým vývojem samozřejmě vzrůst cen elektřiny.

3.2.2.3. Kreditní riziko

Kreditní riziko pro odběratele je významným faktorem při hledání protistrany, neboť při dlouhodobém charakteru PPA je třeba, aby byl odběratel schopen plnit své závazky a odkupovat elektřinu dle stanovených podmínek, což může být znemožněno například likvidací odběratelské společnosti.



3.2.2.4. *Riziko vyrovnávací bilance*

Toto riziko se projevuje pouze u schémat pay as contracted a pay as forecasting. Při schématu pay as produced je smluvená dodávka rovna vyrobenému objemu energie a proto nese odpovědnost za odchylku vzniklou například špatnou predikcí výroby zdroje odběratel, potažmo subjekt zúčtování, který přebírá odpovědnost za jeho odchylku.

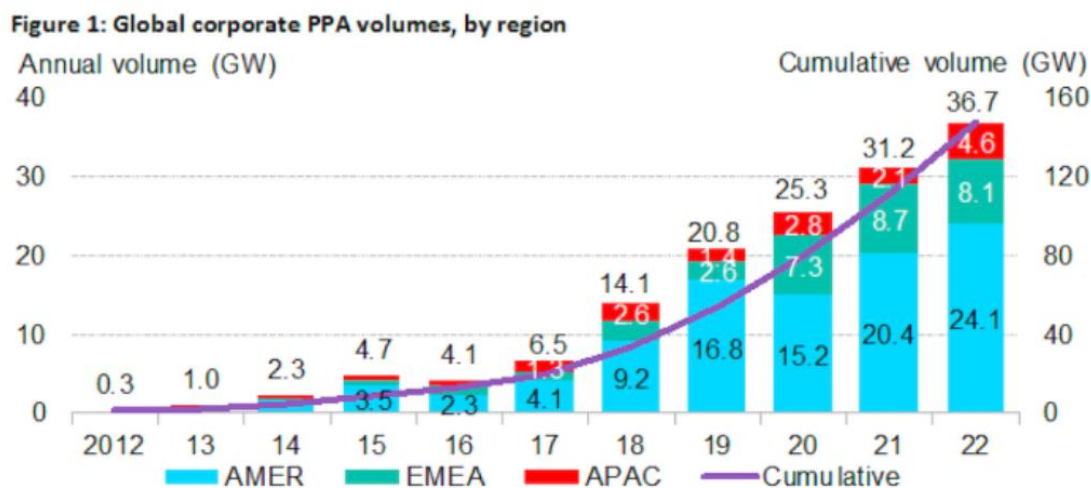
3.2.2.5. *Riziko změn legislativy a regulace*

Opět nelze opomenout ani riziko změn legislativního a regulatorního rámce podnikání v energetice. Příkladem takového zásahu, který může ovlivnit ekonomickou rentabilitu investice do výroby elektřiny, je stanovení maximálních prodejních cen pro výrobce energie, které bylo v ČR zavedeno v roce 2022. Mechanismus tohoto opatření funguje tak, že pokud výrobce prodá elektřinu za cenu nad stanovený limit, musí z rozdílu mezi prodejní a maximálně povolenou cenou odvést 90 % této částky státu. [13]



4. Mezinárodní srovnání PPA

Segment PPA se začal významně rozvíjet po roce 2014. Jeho rozvoj byl zprvu významný zejména na americkém kontinentu. Od té doby se přírůstky objemu výkonu, který je přiřazen k PPA kontraktům neustále zvyšuje, přičemž celkový kumulativní součet výkonu přesáhl v roce 2022 148 GW. Tento rok byl rekordní co do objemu zkontraktovaného výkonu celosvětově. Z evropského pohledu byl ovšem rekordním rokem rok 2021, neboť v roce 2022 došlo k poklesu objemu nového PPA výkonu z 8,7 na 8,1 GW (tato statistika zahrnuje nejen Evropu, ale i Afriku a oblast Středního východu, nicméně evropský trh lze považovat v rámci tohoto území za dominantní).



Obrázek 6 - Vývoj objemu výkonu v PPA [14]

Tento pokles lze s největší pravděpodobností přičíst energetické krizi, která vrcholila v roce 2022 (viz podkapitola 3.1.1.1.). Vysoká volatilita a špatná predikovatelnost budoucích cen energií v tomto období uzavírání nových kontraktů nenahrávala a společnosti zvažující využití tohoto instrumentu raději zvolily možnost vyčkat na klidnější atmosféru na trzích.

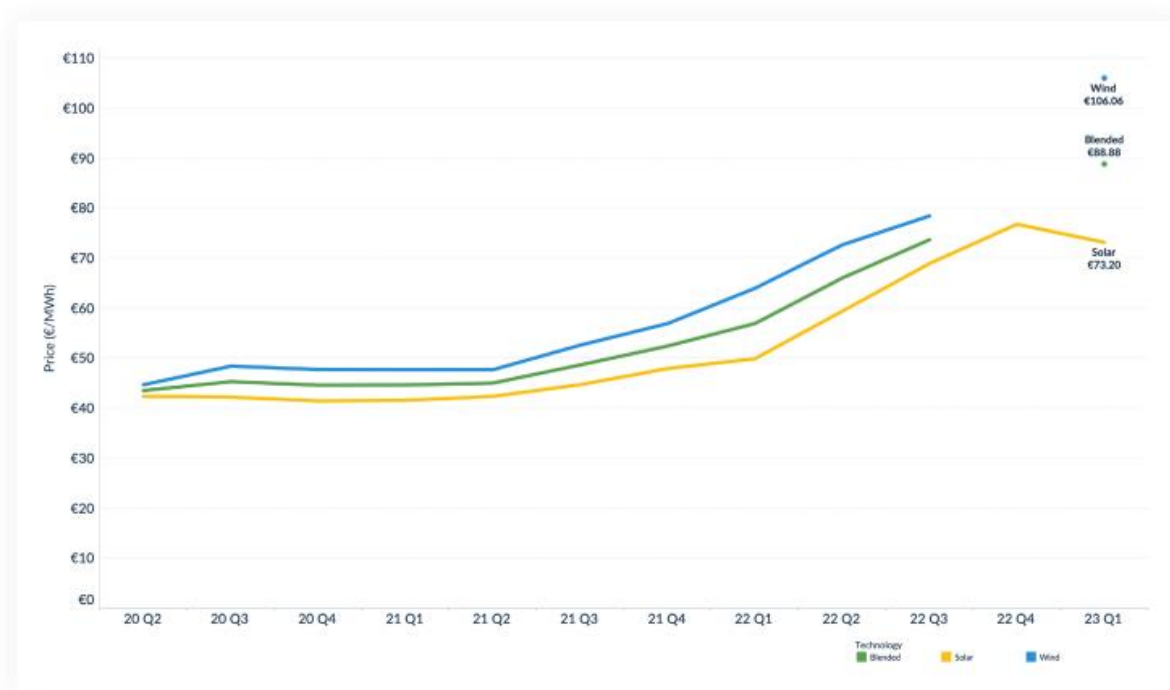
4.1. Ceny PPA na evropském trhu

Při analýze cenového vývoje PPA kontraktů na evropském trhu jsem se setkal s problémem, že tyto ceny nejsou nikde registrovány zastřešovacím tržním orgánem, jako je tomu například u futures kontraktů na energetických burzách. Monitoringu trhu s PPA se věnuje několik



Bc. Martin Tichý
konzultačních firem, ovšem vzhledem k tomu, že potenciální zákazníci těchto firem jsou velké společnosti s roční výrobou či odběrem v řádech GW, pohybují se ceny za zpřístupnění veškerých dat těchto institucí v řádu tisíců a desítek tisíců Eur. Proto bylo zhodnocení cenového vývoje PPA kontraktů jednak v Evropě jako celku, ale také v porovnání jednotlivých zemí problematické, nicméně s pomocí přehledových zpráv, které zmíněné společnosti vydávají bezplatně, jsem vytvořil alespoň základní obraz evropského trhu s PPA.

První materiál, který lze ke zmapování trhu s PPA využít, je „PPA Price Index© Executive Summary“ [15] od společnosti LevelTen Energy. Tato společnost funguje jako zprostředkovatel PPA kontraktů mezi jednotlivými stranami a tento jejich index sleduje cenovou hladinu nabízených kontraktů od výrobců. Index je vyhodnocován za každé čtvrtletí a zobrazuje nabídkovou cenu s percentilem 25, tedy nejvyšší cenu, která patří mezi 25 % nejnižších. Index bere v úvahu fixní cenu za MWh energie po celou dobu kontraktu, schéma dodávky pay as produced a virtuální typ PPA s referenčním trhem v zemi, kde se nachází zdroj, jehož dodávky jsou nabízeny. Při pohledu na tento index je důležité zmínit, že zahrnuje pouze nabídkové ceny, nikoli ceny realizovaných PPA kontraktů, a navíc se zde propisují pouze nabídky, které jsou prezentovány v systému LevelTen Energy.

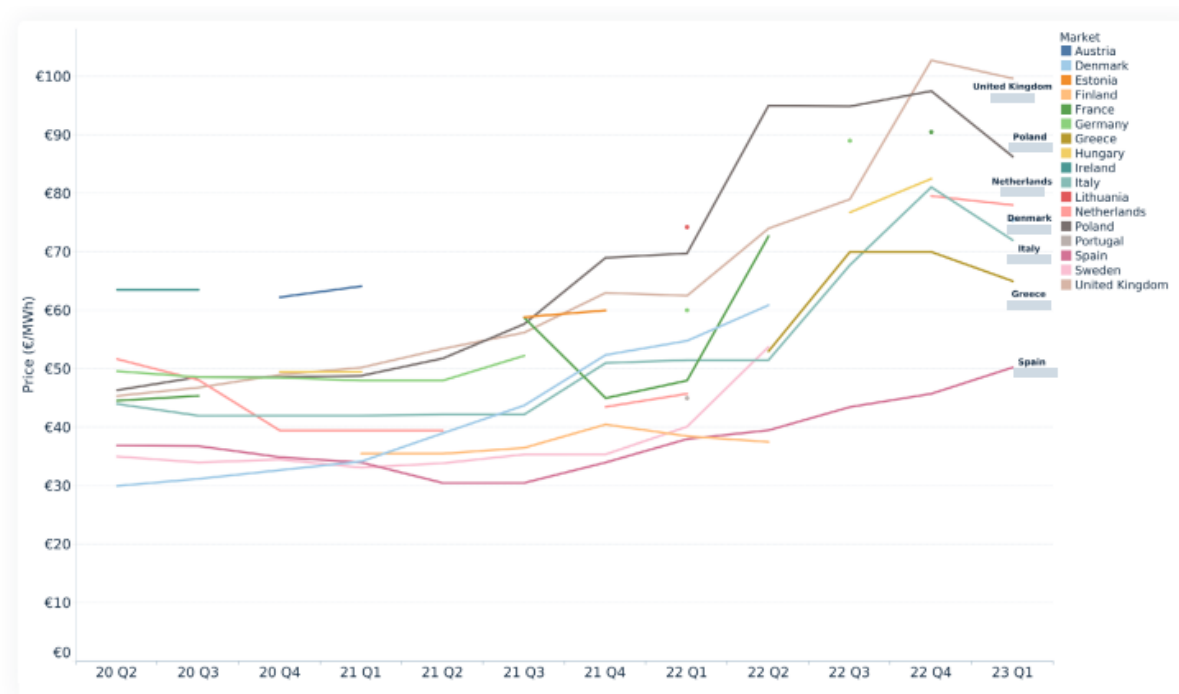


Obrázek 7 - Vývoj cen PPA na evropském trhu dle LevelTen [15]



Bc. Martin Tichý

Při pohledu na tento index zohledňující nabídky PPA z celé Evropy je vidět, že nabídkové ceny PPA kopírovaly nárůst cen elektřiny v roce 2022, ovšem zdaleka ne do takové hloubky (cena MWh produktu Cal23 vyrostla v jednu chvíli až k hranici 1000 EUR/MWh viz podkapitola 3.1.1.1.), což je dáno dlouhodobým charakterem PPA, který přirozeně mírní aktuální cenové extrémy na trhu s jednoletými produkty. Rovněž je vidět úbytek nabídek v reakci na nejistotu na trhu, který se projevil tím, že tvůrci tohoto indexu nevytvořili hodnoty pro větrné a smíšené (kontrakt se smíšenými dodávkami z fotovoltaických a větrných zdrojů) PPA pro čtvrté čtvrtletí roku 2022. V prvním čtvrtletí je patrný pokles cen fotovoltaických PPA oproti předešlému čtvrtletí a zároveň je možné vidět zvětšující se rozdíl mezi cenou fotovoltaických PPA a těch využívajících větrný či smíšený zdroj energie.



Obrázek 8 - Vývoj cen PPA - fotovoltaické zdroje dle LevelTen [15]

Oblast	Index P25 1. kvartál 2023 (EUR/MWh)
Velká Británie	100
Polsko	86
Nizozemí	78
Itálie	71
Řecko	65
Španělsko	50

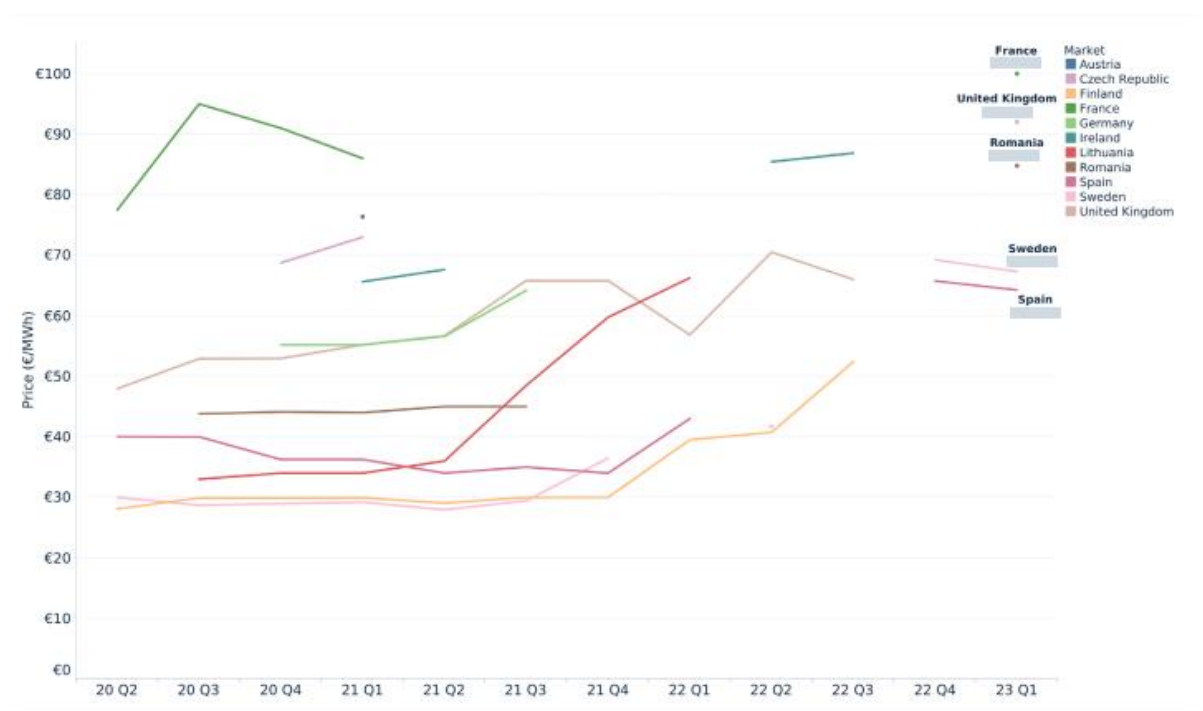
Tabulka 3 - Cenový index P25 pro PPA v 1. kvartále 2023 dle LevelTen [15]



Bc. Martin Tichý

Dále je v souhrnné zprávě od společnosti LevelTen Energy dostupný graf indexů PPA pro fotovoltaické zdroje v různých evropských zemích. Neúplnost grafu je opět dána faktem, že v různých pozorovaných obdobích je v systému této společnosti různý počet nabídek z jednotlivých zemí.

U většiny zemí, ke kterým jsou dostupná data i za poslední období je vidět podobný průběh cenového vývoje jako u indexu pro celý evropský trh, ovšem zároveň je zde jasně vidět rozdílná cenová hladina některých zemí. Nejvýrazněji to lze pozorovat u hodnoty indexu Španělska. Tento cenový rozdíl je dán obecně nízkými cenami elektřiny na Pyrenejském poloostrově, které jsou důsledkem dostatku „levných“ zdrojů v této oblasti a omezené přenosové kapacity do Francie a potažmo celého zbytku evropské soustavy.



Obrázek 9 - Vývoj cen PPA - větrné zdroje dle Level Ten [15]

Oblast	Index P25 1. kvartál 2023 (EUR/MWh)
Francie	100
Velká Británie	92
Rumunsko	85
Švédsko	67
Španělsko	64

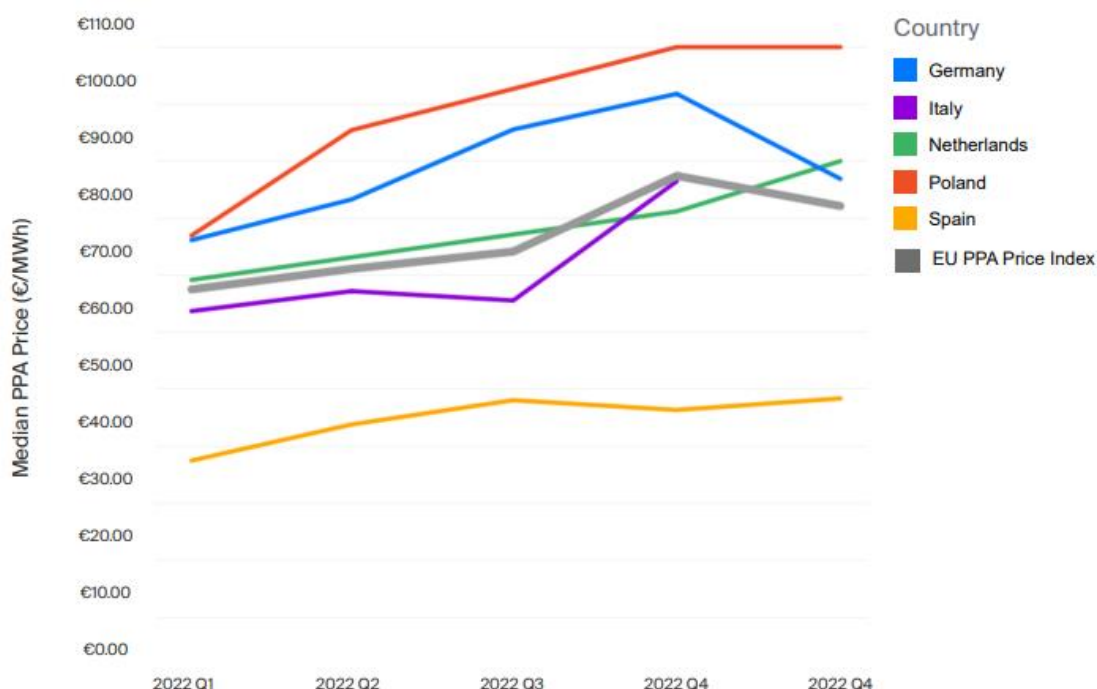
Tabulka 4 - Cenový index P25 pro PPA v 1. kvartále 2023 dle LevelTen [15]



Bc. Martin Tichý

Graf popisující index PPA pro větrné zdroje v různých zemích má pak pro aktuální období ještě o něco menší vypovídající hodnotu, neboť v 1. čtvrtletí 2023 zobrazuje indexy pouze pro 5 zemí. Opět je zde vidět závislost cen PPA na celkové cenové hladině elektřiny v dané zemi, kdy se vymykají Španělsko a Švédsko jako země s tradičně nižšími cenami silové elektřiny oproti evropskému průměru.

Další zdroj, který je volně dostupný je zpráva „Global Renewables Market Update“ od společnosti Edison Energy. Tento report však uvádí data pouze pro 5 evropských zemí a s využitím pouze fotovoltaických zdrojů. Zpráva uvádí cenový medián nabídek PPA ze strany výrobců, přičemž ovšem nedefinuje podmínky kontraktu (fyzický x virtuální, schéma dodávky apod.). Na druhou stranu ale kromě samotného mediánu uvádí i krajní hodnoty cenových nabídek, a ukazuje tak možný rozptyl cen PPA kontraktů na současných trzích. Při srovnání s předchozím indexem vidíme obdobné trendy, kdy na většině trhů došlo k cenovému maximu v posledním kvartálu roku 2022, a mírné rozdíly v cenách, což je ovšem způsobeno rozdílnou metodikou a portfoliem nabídek.



Obrázek 10 - Vývoj mediánu nabídkových cen PPA dle Edison energy [16]



Oblast	Medián nabídkové ceny PPA 1. kvartál 2023 (EUR/MWh)
Evropa	82
Německo	87
Nizozemí	90
Polsko	110
Španělsko	48

Tabulka 5 - Medián nabídkové cen pro PPA v 1. kvartále 2023 dle Edison energy [16]



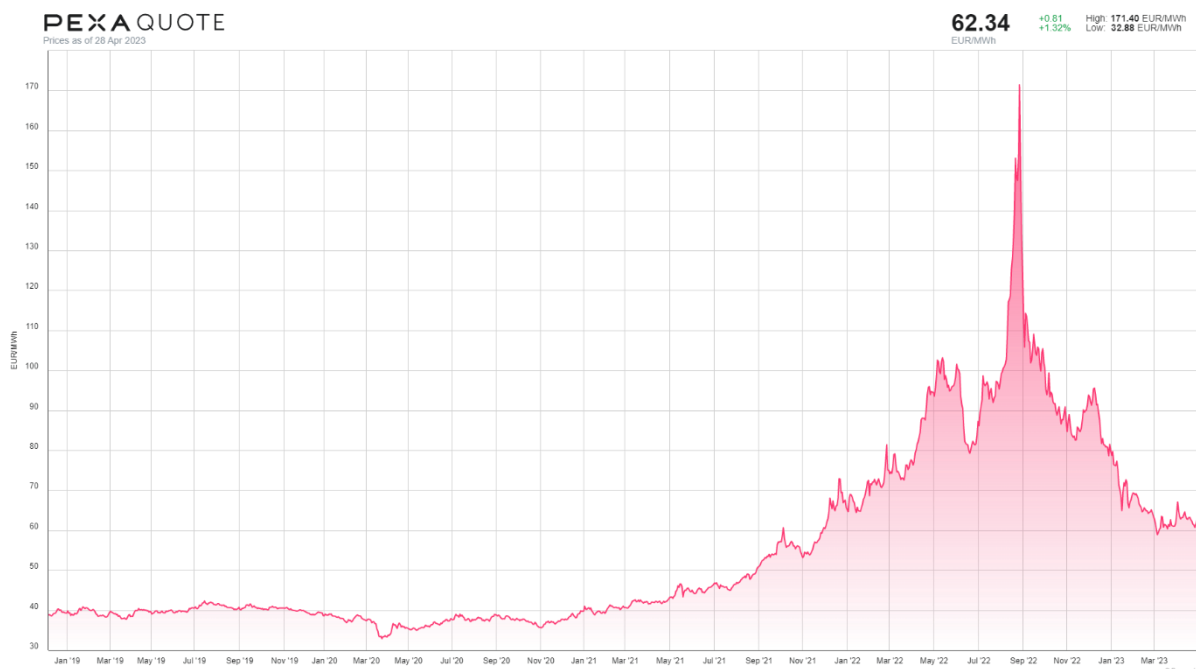
Obrázek 11 - Rozptyl nabídkových cen PPA v 1. kvartále 2023 dle Edison energy [16]

Posledním relevantním zdrojem, který jsem při své analýze mezinárodního srovnání PPA našel, jsou data od společnosti Pexapark. [17] Opět se jedná pouze o omezený rozsah dat, jejichž plná verze je placená. Cenový přehled nazvaný „PPA Trends“ nevychází z reportování cenových nabídek, ale je výsledkem výpočtu této společnosti, který pomocí aktuálních forwardových cen na energetickém trhu kalkuluje rovnovážnou cenu pro obě strany PPA. Tato hodnota reprezentuje cenu desetiletého kontraktu PPA ve schématu pay as produced a je



Bc. Martin Tichý

aktualizována každý den. Následující graf ukazuje závislost této rovnovážné ceny PPA na vývoji forwardových cen na trhu (viz cenový vývoj elektřiny v roce 2022, který byl popsán v podkapitole 3.1.1.1.).



Obrázek 12 - Vývoj rovnovážné ceny PPA dle Pexapark [17]

Kromě souhrnné rovnovážné ceny uvádí bezplatná verze softwaru Pexapark i rovnovážnou cenu PPA pro fotovoltaické, onshore větrné a ofshore větrné zdroje zvlášť. Rovněž software uvádí tyto ceny pro několik evropských trhů.

Oblast	Rovnovážní cena PPA (EUR/MWh)
Evropa	62,3
Francie	60,2
Velká Británie	82,2
Německo	70,5
Itálie	75,6
Nizozemí	56,7
Skandinávie	50,5
Polsko	70,5
Portugalsko	39,6
Španelsko	40,8

Tabulka 6 - Rovnovážné ceny PPA dle Pexapark [17]



4.2. PPA na českém trhu

Když jsem se zaměřil na segment PPA smluv na území České republiky, došel jsem k závěru, že tento trh v ČR v současné době prakticky neexistuje. Ve veřejném prostoru se vyskytly informace pouze o třech takovýchto projektech.

Vůbec první zaznamenaný PPA kontrakt na našem území uzavřela společnost Gourmet Invest a Atlantis Management. Prvně jmenovaná společnost provozuje síť regionálních pivovarů a konkrétní projekt spojený s PPA se týká výstavby střešní fotovoltaické elektrárny na pivovaru v Jarošově. Atlantis Management v tomto projektu, který zahrnuje výstavbu výroby s instalovaným výkonem převyšujícím 35 kWp, vystupuje jako investor a realizátor výstavby. Odběratel (Jarošovský pivovar, a.s.) je pak v rámci PPA kontraktu zavázán k odběru vyrobené elektřiny za předem sjednaných cenových podmínek. Jelikož je výroba na střeše pivovaru a je připojena za fakturačním místem distribuční soustavy, jedná se o tzv. on-site PPA, které se od běžné výstavby střešní FVE liší pouze zapojením realizátora elektrárny do projektu i z pozice investora. [18]

Objemově významnějším projektem PPA je pak smlouva mezi ŠKO-ENERGO a Ambient Energy. Společnost ŠKO-ENERGO je zde v postavení odběratele energie z off-site výroby v podobě větrného parku u obcí Moravice a Melč na Opavsku. Protistranou tohoto kontraktu, tedy dodavatelem, je Ambient Energy a realizátorem společnost Micronix Group. V tiskových zprávách o tomto projektu je uvedeno, že hodnota kontraktu dosahuje jedné miliardy korun. Tato částka společně s předpokládanou roční výrobou větrného parku 26,3 GWh implikuje cenu elektřiny v rámci PPA kontraktu cca 1900 Kč/MWh (73 EUR/MWh). [19]

Když srovnám tuto cenu s dostupným P25 indexem společnosti LevelTen za dané období (2. kvartál roku 2021), který je u větrných elektráren na úrovni 48 EUR/MWh, dostávám se k závěru, že cena za elektřinu z tohoto PPA kontraktu je oproti daným tržním podmínkám nadsazená, což lze přisoudit omezené nabídce těchto projektů. [15]

K pochopení dosavadního nevyužívání nástroje PPA na českém energetickém trhu může pomoci zápis ze zasedání Pracovní skupiny pro velké zdroje, kterou svolala v srpnu roku 2022 Solární asociace. Na této schůzce se sešli zástupci výrobců elektřiny, bank, obchodníků s elektřinou a právníků. Hlavním závěrem tohoto setkání bylo konstatování, že výrobci a odběratelé mají při současné situaci na trhu (setkání proběhlo v srpnu při nejvyšších



Bc. Martin Tichý

extrémně cen elektřiny) odlišné představy o cenové hladině, na které by se měly dlouhodobé PPA pohybovat. Výrobci se nechtějí zavazovat k cenám několikanásobně nižším, než je aktuální úroveň na burze, a odběratelé nadále počítají s tím, že po odeznění krizové situace se cena elektřiny vrátí k úrovni 100 EUR/MWh. [20]

Dále by zástupci výrobců uvítali nějakou zastřešovací a agregovací platformu, na které by mohli navázat kontakt se svými potenciálními odběrateli. Kromě toho strana výroby postrádá sjednocené standardy pro tvorbu PPA. Zástupci obchodníků s elektřinou naproti tomu poukazují například na souvislost s jejich povinností zodpovídat za vzniklé odchylky, kdy vzhledem k dlouhodobému charakteru PPA vnímají velké riziko, jaké náklady s sebou ponese odpovědnost za odchylky v horizontu 10–15 let. [20]

Obecně vzato tak český trh s PPA stále čeká na svůj relevantní rozvoj. Toho se však může v blízké budoucnosti dočkat, ať už důvodu očekávaného uklidnění trhu s energiemi oproti období posledních 3 let, očekávané akcelerace výstavby OZE nebo většího tlaku na korporátní společnosti v souvislosti s bojem s klimatickými změnami.



5. Výpočtové modely pro ekonomické zhodnocení PPA

Cílem mé práce je mimo jiné vytvořit interaktivní nástroje, které jsou schopny posuzovat ekonomickou profitabilitu jednotlivých PPA kontraktů nebo kombinaci těchto kontraktů, přičemž ekonomickou profitabilitou je myšlen ekonomický přínos z pohledu odběratele. Rozhodl jsem se vytvořit dva oddělené soubory v MS Excel, jeden pro posuzování fyzických PPA a druhý pro posuzování virtuálních PPA, a to z toho důvodu, že virtuální PPA kontrakty lze posuzovat individuálně, neboť se více virtuálních PPA uzavřených jedním odběratelem navzájem neovlivňují, což v případě fyzických PPA nelze říct. Pokud totiž odběratel uzavře více fyzických PPA kontraktů, tak tato kombinace ovlivňuje výši a časovou strukturu tzv. reziduální spotřeby.

Reziduální spotřeba je termín, který v tomto textu používám pro označení té části spotřeby, která není vykryta dodávkami v rámci PPA. Je to tedy spotřeba, která je stěžejní pro obchodníka s energiemi, který přebírá za odběratele odpovědnost za odchylku, neboť musí pro odběratele zajistit právě takové množství energie, které odpovídá reziduální spotřebě.

Jakým způsobem ovlivňuje reziduální spotřeba výši nákladů na silovou elektřinu bude vysvětleno v dalších odstavcích této kapitoly, ovšem pouhá informace, že podoba reziduální spotřeby ovlivňuje ekonomiku fyzických PPA, implikuje nutnost posuzovat vždy všechny fyzické PPA, kterými je odběratel vázán, najednou. V opačném případě by totiž výpočet ekonomické efektivity jednoho kontraktu počítal se stavem, kdy dodávky v rámci tohoto kontraktu mohou pokrýt celou spotřebu odběratele, což však neodpovídá realitě, neboť mohou pokrýt jen tu spotřebu, která není pokryta ostatními fyzickými PPA (neboli reziduální spotřebu danou ostatními kontrakty). Pokud by byl vypočten například ekonomický přínos tří fyzických PPA zvlášť, pak se součet těchto přínosů nerovná přínosu uzavření těchto tří kontraktů zároveň.

Opačná situace je u virtuálních PPA. Jelikož se jedná o rozdílové smlouvy (CfD), které neovlivňují objem a strukturu fyzických dodávek, jež pro odběratele zajišťuje jeho obchodník, tak je přínos (který může samozřejmě být i záporný) jednotlivého kontraktu nezávislý na



ostatních virtuálních PPA. Při analogickém uzavření tří těchto kontraktů, tedy můžeme celkový ekonomický přínos vypočítat jako prostý součet přínosů těchto kontraktů.

V rámci této práce jsem tak vytvořil dva ekonomické modely. Jeden slouží pro zhodnocení ekonomické profitability až 5 fyzických PPA a druhý jednoho virtuálního PPA. Toto zhodnocení lze provést srovnáním nákladů na elektřinu ve variantě s PPA kontraktem (či danou kombinací PPA) a v alternativní variantě bez využití jakýchkoli PPA. K tomu je třeba u fyzických PPA detailně rozklíčovat veškeré složky ceny silové elektřiny, která je odběrateli dodávána, a která by v případě využití PPA byla částečně nahrazena dodávkou z tohoto dlouhodobého kontraktu. S určitým zjednodušením můžeme cenu silové elektřiny dodávanou konvenčním způsobem od obchodníka s energiemi rozdělit na velkoobchodní cenu elektřiny na energetickém trhu a marži obchodníka. Naproti tomu při posuzování virtuální PPA není potřeba se složkami ceny silové elektřiny, kterou odběratel odebírá od obchodníka, vůbec zabývat, neboť uzavření či neuzavření virtuálního PPA kontraktu tuto dodávku nikterak neovlivňuje. Výpočtové modely pro oba typy PPA počítají vždy s využitím zdrojů elektřiny, které nejsou v místě spotřeby, tedy nezaobírají se on-site PPA.

Ekonomická efektivita PPA je hodnocena pomocí metody čisté současné hodnoty (NPV), proto je potřeba stanovit diskontní sazbu odběratele, která je důležitým vstupem výpočtu NPV. Kromě toho je pro oba modely stěžejní predikce cen silové elektřiny na trhu. Právě diskontní sazbou a predikcí cen elektřiny se budou zabývat následující dvě podkapitoly 5.1. a 5.2.

5.1. Diskontní sazba

Jelikož jsem pro ekonomické zhodnocení PPA kontraktů zvolil metodu čisté současné hodnoty, je nutné pro příslušné výpočtové modely určit hodnotu diskontní sazby. Mnou vytvořené výpočetní nástroje jsou určeny straně odběratele elektřiny, přičemž není jasně stanovené, o kterého konkrétního odběratele se jedná. Pouze je jasné, že roční spotřeba jeho odběrných míst by se měla pohybovat v řádech GWh, jinak by tento odběratel nebyl relevantním hráčem na trhu s PPA. V praxi by tak byla diskontní sazba nastavena dle individuální specifikace daného odběratele. Pro potřebu mé diplomové práce je však potřeba stanovit diskontní sazbu „obecného“ odběratele.



Jelikož do virtuálních finančních toků spojených s využitím či nevyužitím PPA nevstupuje financování je třeba použít metodu váženého průměru nákladů kapitálu (WACC). Hodnota WACC se vypočítá následujícím způsobem:

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

r_D – měrné náklady na cizí měrný kapitál

r_E – měrné náklady na vlastní kapitál

D – cizí kapitál

E – vlastní kapitál

t – daňová sazba

Měrné náklady na cizí kapitál jsem pro účely tohoto výpočtu stanovil jako hodnotu, která je rovna průměrné úrokové sazbě z úvěrů nefinančním podnikům, která podle České národní banky činila v březnu 2023 7,37 %. [27] Daňová sazba je pak rovna dani z příjmu právnických osob, která v ČR činí 19 %.

Pro výpočet nákladů na vlastní kapitál jsem použil metodu CAPM (Capital asset pricing model). Tento výpočtový model stanovuje diskontní sazbu vlastního kapitálu na základě hodnot bezrizikového výnosu, systematického rizika a očekávaného výnosu trhu.

$$r_E = r_f + \beta * (r_M - r_f) = r_f + \beta * ERP$$

r_f – bezrizikový výnos

r_M – výnos trhu

β – systematické riziko

ERP – Equity risk premium

Bezrizikový výnos jsem nastavil ve výši úrokové sazby dluhopisu českého státu s nejdelší dobou splatnosti. V současné době je to dluhopis se splatností v roce 2057, jehož nominální roční úroková míra je 4,85 % a který má v aktuální situaci na trhu výnos do splatnosti 4,818 %. Tuto hodnotu jsem tedy použil jako bezrizikový výnos. [28]

Rozdíl výnosu trhu a bezrizikového výnosu lze též nahradit hodnotou ERP (Equity Risk Premium). Tuto hodnotu pro Českou republiku udává databáze Damodaran jako 6,97 %. [29] Ze stejného zdroje jsem čerpal i při stanovení koeficientu Beta. Tento koeficient udává tato



Bc. Martin Tichý

databáze pouze pro celý evropský region, ale s rozdělením do jednotlivých hospodářských odvětví. Jelikož však stanovuji diskont pro obecného odběratele, použil jsem hodnotu Beta pro celý trh s výjimkou finančních podniků, která dosahuje hodnoty 1,07. Rovněž je stanoven poměr cizího a vlastního kapitálu (D/E), který je na úrovni 40,67 %, a který je využit ve výpočtu hodnoty WACC. [29]

Výsledná hodnota nákladů na vlastní kapitál pak vychází jako 12,28 %. Konečně pomocí poměru D/E jsou určeny poměry cizího a vlastního kapitálu k jejich součtu.

$$\frac{D}{D+E} = \frac{\frac{D}{E}}{\frac{D}{E} + 1} = \frac{\frac{D}{E}}{\frac{D}{E} + \frac{E}{E}} = \frac{\frac{D}{E}}{\frac{D}{E} + 1} = 28,91 \%$$
$$\frac{E}{D+E} = 1 - \frac{D}{D+E} = 71,09 \%$$

Hodnota WACC poté pro obecného odběratele v ČR poté vychází jako 10,46 %.

5.2. Predikce vývoje cen elektřiny

5.2.1. Vývoj ceny silové elektřiny v základním pásmu zatížení

Pro ekonomické zhodnocení PPA kontraktu je nutné predikovat vývoj ceny elektřiny v letech, ve kterých bude PPA kontrakt platný. Jelikož se PPA smlouvy běžně uzavírají i na 15 let a více, je téměř nemožné provést přesnou věrohodnou predikci, ovšem je nutné se o to alespoň pokusit a minimalizovat riziko, že skutečný vývoj bude diametrálně odlišný od toho predikovaného.

Při predikci vývoje cen jsem se rozhodl rozdělit časový horizont PPA (16 let) na dvě období. Pro první období zahrnující roky 2024 – 2027 je možné predikovat průměrné spotové ceny pro jednotlivé roky na základě aktuálně obchodovaných produktů futures v pásmu baseload. Cena za nákup elektřiny v pásmu základního zatížení (baseload) je plnohodnotnou náhradou průměrné spotové ceny v daném roce, neboť zahrnuje konstantní objem energie v každé hodině v roce, stejně jako spotový průměr cen. Věrohodnost cen produktů baseload (neboli pravděpodobnost, že bude reálná průměrná spotová cena rovna aktuální ceně tohoto produktu) přitom závisí především na časovém odstupu od uskutečnění dodávky a likviditě, tedy na objemu energie, která je v rámci těchto produktů obchodována. Právě kvůli potřebě vyšší likvidity jsem se rozhodl nepoužívat pro tuto predikci data z pražské energetické burzy



Bc. Martin Tichý

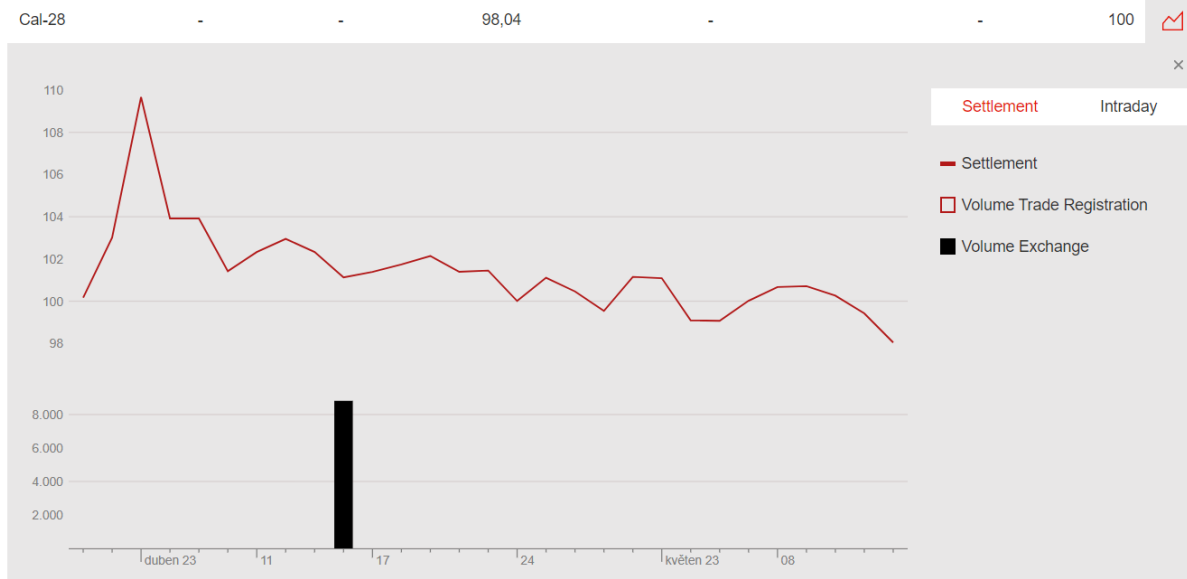
PXE, ale z lipské burzy EEX, neboť obchodování na této platformě dosahuje vysoké likvidity a cenový rozdíl mezi cenami produktů v základním pásmu zatížení na českém a německém trhu se pohybuje v nižších jednotkách EUR/MWh, a je tedy v návaznosti na vysokou nejistotu cenové predikce zanedbatelný.

Nejvěrohodnější predikci tedy přináší produkt Cal-24 na lipské burze, tedy dodávka 1 MWh na každou hodinu roku 2024 na německém trhu. Další odstupňované produkty mají nejen delší čas do uskutečnění dodávky, ale také menší objem obchodování. Od roku 2028 pak objem obchodování na lipské burze EEX strmě klesá a výsledky obchodování dalších ročních produktů baseload nelze brát jako relevantní data.

Rozdíl v likviditě produktů Cal-27 a Cal-28 je vidět na následujících obrázcích, které zobrazují kromě vývoje ceny těchto produktů (červené křivky) také objem zobchodované energie těchto produktů v jednotlivých dnech (černé sloupce). [22]

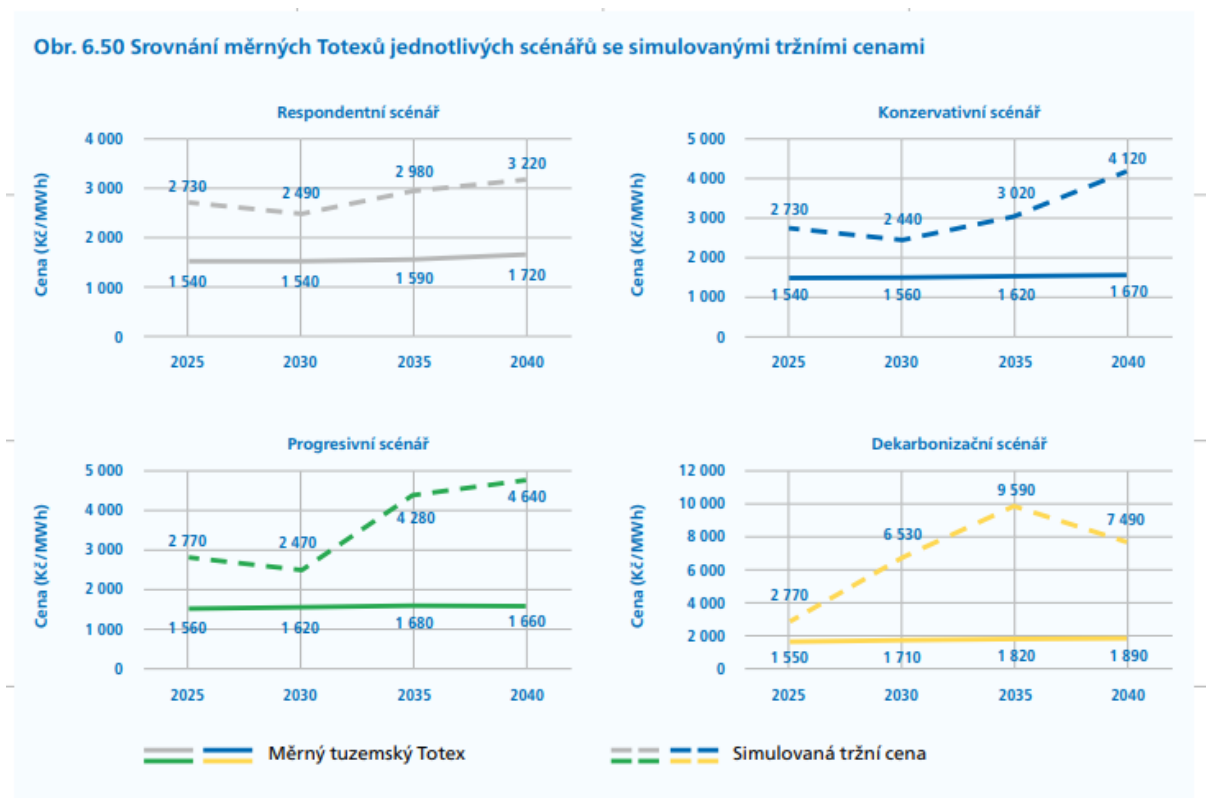


Obrázek 13 – Vývoj ceny a objemu zobchodované energie produktu Cal-27 na EEX [22]



Obrázek 14 – Vývoj ceny a objemu zobchodované energie produktu Cal-28 na EEX [22]

Pro roky od 2028 dále tedy není možné využívat cen futures produktů na burzách a je nutné zvolit jiné způsoby predikce. Pro tento účel jsem využil zprávu „Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040“, kterou vydal provozovatel české přenosové soustavy ČEPS. [23] Obsahem této zprávy je zobrazení možné trajektorie vývoje českého elektroenergetického sektoru v několika scénářích. Ačkoli to není hlavním bodem zprávy, vyskytují se v ní i predikce tržní ceny elektřiny ve výhledu do roku 2040.



Obrázek 15 – Grafy zobrazující vývoje tržní ceny různých scénářů ve zprávě Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040 [23]

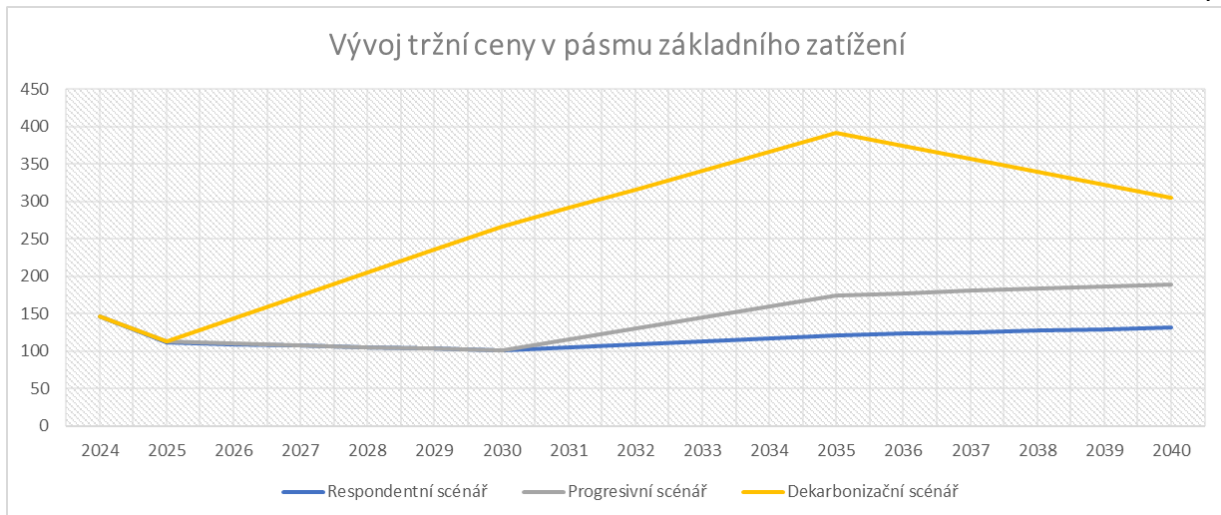
Tento cenový výhled jsem využil pro své modely jako cenu elektřiny v pásmu základního zatížení, přičemž jsem vybral respondentní, progresivní a dekarbonizační scénáře. Konzervativní scénář jsem do modelů nezahrnul pro větší přehlednost a také proto, že se tento scénář až do roku 2035 téměř neliší od respondentního scénáře, a výsledky ekonomické efektivity pro tyto dva scénáře by se nelišily o významné hodnoty.

Zpráva ČEPS predikuje ceny pro roky 2025, 2030, 2035 a 2040. Do roku 2027 jsem se však rozhodl využít ceny z lipské burzy, jak je již zmíněno výš. Ceny pro časová období mezi roky 2027 a roky predikovanými zprávou ČEPS jsou pak doplněny s předpokladem lineárního průběhu mezi těmito hraničními roky a a b .

$$P_i = P_b + (i - a) * \frac{(P_b - P_a)}{b - a}$$

$$P_a < P_i > P_b$$

$$P_{a,b,i} - \text{cena v roce } a, b, i$$



Graf 1 - Vývoj ceny elektřiny v pásmu základního zatížení pro různé scénáře (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)

5.2.2. Vývoj cenových charakteristik

V předchozí části jsem popsal predikci ceny silové elektřiny v pásmu základního zatížení, tedy cena jednotky elektřiny v rovnoměrném časovém rozdělení v rámci roku. V případě, že by byla predikce této ceny na daný rok absolutně přesná, byla by tato cena rovna průměrné spotové ceně pro daný rok.

Kromě průměrné spotové ceny však je třeba postihnout ještě cenový vývoj v jednotlivých obchodních hodinách. Při pohledu do minulosti lze tento cenový průběh znázornit přiřazením cenových koeficientů pro každou hodinu v roce. Cenovým koeficientem nazývám poměr spotové ceny v dané hodině a průměrné spotové ceny za celý rok.

$$ck_i = \frac{p_i}{p_{\text{průměr}}}$$

ck_i – cenový koeficient i – té hodiny v roce

p_i – spotová cena i – té hodiny v roce

$p_{\text{průměr}}$ – průměrná roční spotová cena



Hodina v roce	Cenová charakteristika
1	0.362
2	0.243
3	0.241
4	0.160
5	0.153
6	0.164
7	0.163
8	0.176
9	0.081
10	0.189

Tabulka 7 - Výřez ročního hodinového průběhu cenových koeficientů (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)

Tento cenový průběh v rámci hodin se samozřejmě rok od roku liší a predikovat jeho skladbu do budoucna považuji za zcela nemožné. Rozhodl jsem se tedy nahradit cenové koeficienty cenovou charakteristikou. Cenová charakteristika je označení, které jsem pro potřeby této práce zvolil pro soubor průměrných spotových cen pro hodiny v roce, které jsou jasně rozřazeny podle pozice dané hodiny v rámci roku, týdne a dne. Cenová charakteristika má podobu tabulky, ve které je pro každou definovanou skupinu hodin v roce vyčíslen poměr mezi průměrnou cenou na spotovém trhu v těchto hodinách a celkovou průměrnou spotovou cenou za celý rok.



Cenová charakteristika spotových cen		
měsíc	den v týdnu	hodina
1 ck1	1 ck1	1 ck1
2 ck2	2 ck2	2 ck2
3 ck3	3 ck3	3 ck3
4 ck4	4 ck4	4 ck4
5 ck5	5 ck5	5 ck5
6 ck6	6 ck6	6 ck6
7 ck7	7 ck7	7 ck7
8 ck8		8 ck8
9 ck9		9 ck9
10 ck10		10 ck10
11 ck11		11 ck11
12 ck12		12 ck12
		13 ck13
		14 ck14
		15 ck15
		16 ck16
		17 ck17
		18 ck18
		19 ck19
		20 ck20
		21 ck21
		22 ck22
		23 ck23
		24 ck24

Tabulka 8 – Struktura cenové charakteristiky (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)

Pro každou hodinu v roce pak lze pomocí cenové charakteristiky vypočítat cenový koeficient vynásobením tří hodnot cenové charakteristiky, které dané hodině náleží.

$$ck_{i,j,k} = ck_i * ck_j * ck_k$$

$ck_{i,j,k}$ – cenový koeficient hodiny v i – tém měsíci,

j – tém dni v týdnu a k – té hodině v rámci dne

ck_i – cenový koeficient i – tého měsíce

ck_j – cenový koeficient j – tého dne v týdnu

ck_k – cenový koeficient k – té hodiny v rámci dne

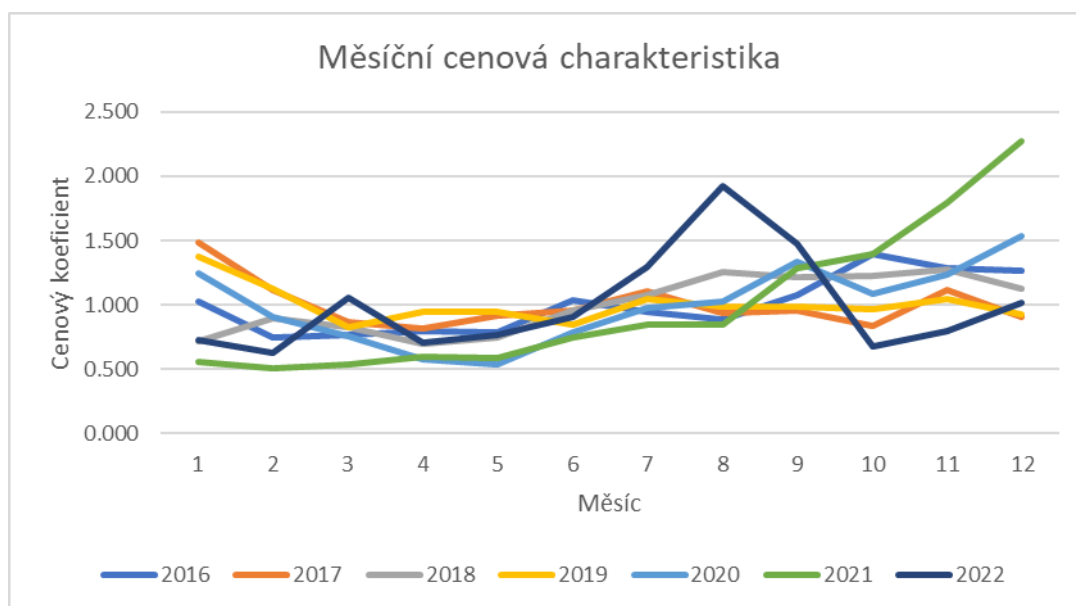
Toto stanovení cenového koeficientu je samozřejmě zjednodušené a kdyby se například aplikovalo na historická spotová data, tak nemusí takto vypočtený cenový koeficient být roven tomu skutečnému. Pro potřeby této práce, kdy je nutné oceňovat roční dodávky elektřiny v závislosti na jejich časové rozdělení, však považuji tuto metodu za dostatečně přesnou a zároveň umožňující racionální predikci do budoucna, kterou jsou provedl v pětiletém intervalu. Základním předpokladem pro tvorbu predikcí je změna evropského zdrojové mixu,



kdy je v rámci procesu dekarbonizace pravděpodobný úbytek stabilních a říditelných zdrojů, zejména uhelných elektráren, a naopak nárůst podílu fotovoltaických a větrných zdrojů.

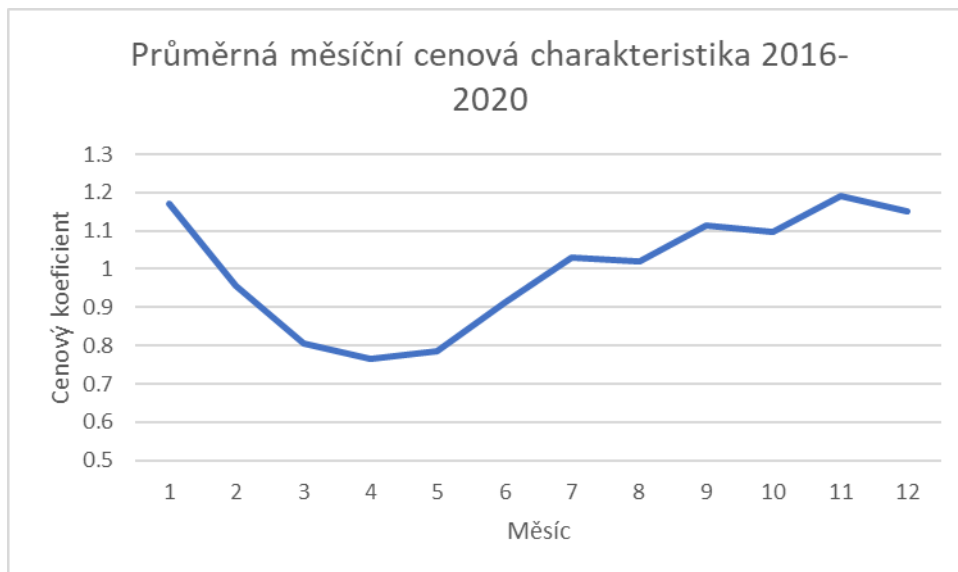
5.2.2.1. Predikce měsíčního cenového rozdělení

Před samotným stanovením predikce jsem pomocí dat od OTE a.s. [24] pozoroval průběh cenových koeficientů pro jednotlivé měsíce v posledních 7 letech. Z následujícího grafu je vidět, že oproti ostatním rokům se cenový průběh měsíčních průměrů výrazně liší u roků 2021 a 2022. Tyto výkyvy přičítám dopadům energetické krize a rychlým změnám na trhu s elektřinou, jejichž dynamika ztlačila podobu měsíčního cenového rozdělení.



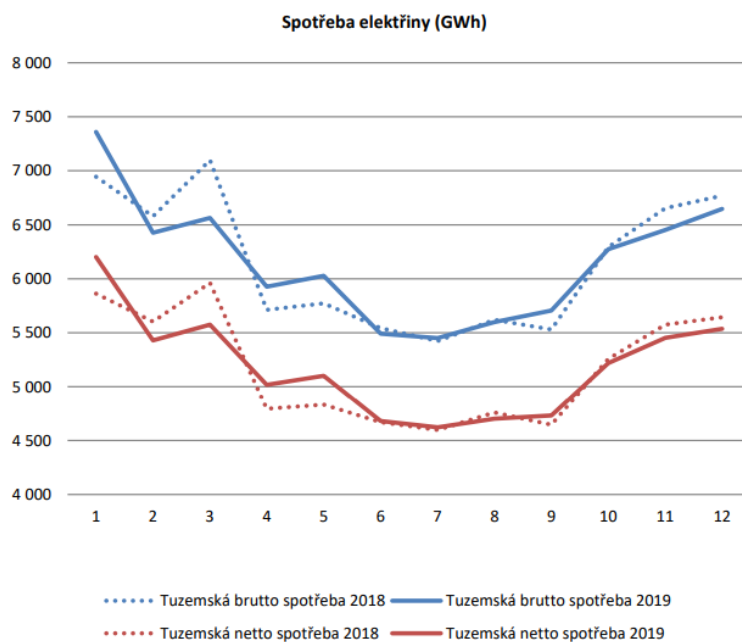
Graf 2 - Vývoj měsíčních cenových charakteristik let 2016-2022 (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)

Jako popis současné situace v oblasti cenového rozdělení jsem tedy použil průměrné měsíční cenové rozdělení pro pětileté období let 2016–2020. Tento graf ukazuje jasný sezónní charakter spotových cen, kdy nejnižší ceny vykazuje trh v jarních měsících, a naopak vysoké hodnoty cenových koeficientů lze spatřit v zimních měsících.



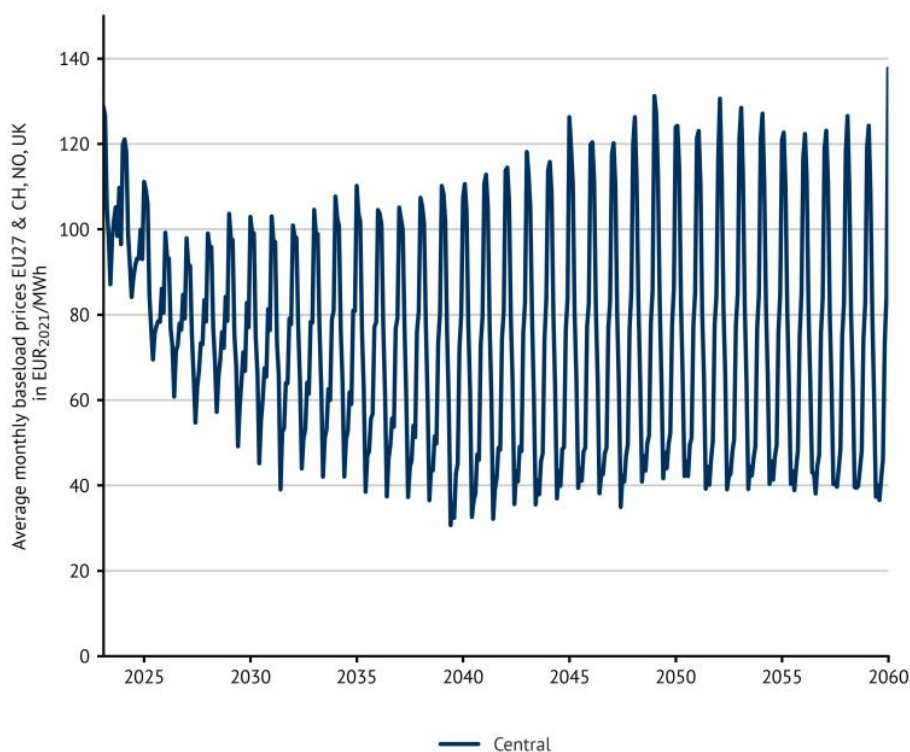
Graf 3 - Průměrná měsíční cenová charakteristika let 2016-2020 (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)

Nízké jarní ceny lze vysvětlit vyšší výrobou větrných elektráren v tomto období. Ačkoli mají větrné zdroje v ČR malý podíl na výrobě, v sousedních zemích tomu tak není a výroba větrných elektráren tak ve větrných hodinách tlačí cenu dolů na spotových trzích, které jsou na evropském trhu vzájemně implicitně propojené a s ohledem na přenosovou kapacitu se tak cenově ovlivňují. Naproti tomu relativně vysoké ceny v zimních měsících jsou dány kromě přirozeně nízkého využití fotovoltaických zdrojů v těchto měsících také zvýšenou spotřebou, což je patrné na následujícím grafu, který popisuje měsíční rozdělení objemů spotřeby v české elektrizační soustavě a který je součástí „Roční zprávy o provozu elektrizační soustavy ČR 2019“ [25], kterou vydal Energetický regulační úřad (novější dostupné zprávy pro roky 2020 a 2021 jsem nevyužil kvůli ovlivnění spotřeby v soustavě pandemickou situací).



Obrázek 16 – Měsíční průběh spotřeby elektrické energie v ČR v letech 2018 a 2019 v Roční zprávě o provozu elektrizační soustavy [25]

Tvorba samotné predikce je samozřejmě velmi složitou a nejistou záležitostí, ovšem alespoň k zevrubnému popisu toho, co se dle předpokladů stane s evropským trhem s elektřinou, může posloužit materiál společnosti Brainpool „EU Energy Outlook 2060“. [26] V této zprávě je mimo jiné predikce cen měsíčních produktů v pásmu baseload. Dle přiloženého grafu lze určit maximální rozdíl mezi měsíčními cenami v rámci jednoho roku, což je informace, která vypovídá o měsíční dynamice pravidelných pohybů spotových cen.



Obrázek 17 – Predikce cen měsíčních futures produktů pro roky 2025-2060 ze zprávy EU Energy Outlook 2060 [26]

Měsíční maxima a minima v pásmu baseload - Brainpool			
	2030	2035	2040
maximum (EUR/MWh)	104	110	112
minimum (EUR/MWh)	45	39	30
procentuální rozdíl	57%	65%	73%

Tabulka 9 - Přehled krajních měsíčních cen ve zprávě EU Energy Outlook 2060 (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA) [26]

Při pohledu na měsíční rozdělení cen z let 2016–2020 (toto rozdělení беру ve své práci jako podobu současného stavu a předpokládám, že se na něm do roku 2025 nic měnit nebude) je vidět, že procentuální rozdíl mezi nejvyšším a nejnižším měsíčním cenovým koeficientem je 36 %. Tento fakt koresponduje s mým předpokladem, že cenové rozdíly v rámci měsíců se budou vlivem rostoucího podílu intermitentních zdrojů zvětšovat.



měsíc	
1	1.17
2	0.96
3	0.81
4	0.76
5	0.79
6	0.91
7	1.03
8	1.02
9	1.11
10	1.10
11	1.19
12	1.15

Tabulka 10 – Cenová charakteristika měsíců 2025 (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)

Při své predikci jsem tak relativně zvýšil cenové koeficienty u měsíců s vyšší spotřebou vlivem nízkých teplot (leden, únor, listopad a prosinec) a naopak snížil cenové koeficienty pro měsíce s vysokou výrobou fotovoltaických zdrojů. Výsledný procentuální rozdíl mezi extrémními měsíčními hodnotami je 50 %, což je hodnota blížíící se rozdílu vzešlém z predikce společnosti Brainpool.

měsíc	Relativní změna cen. koeficientů
1	0.20
2	0.10
3	-
4	-
5 -	0.10
6 -	0.10
7 -	0.10
8 -	0.10
9	-
10	-
11	0.10
12	0.20

Tabulka 11 - Relativní změna měsíční cenové charakteristiky 2025-2030 (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)

I pro další dva intervaly predikce jsem zvolil obdobné trendy vývoje měsíčních cen s tím, že nejvyšší změny jsou nastaveny pro období prosince a ledna kvůli předpokladu častého nedostatku využitelného výkonu implikujícího růst spotových cen.

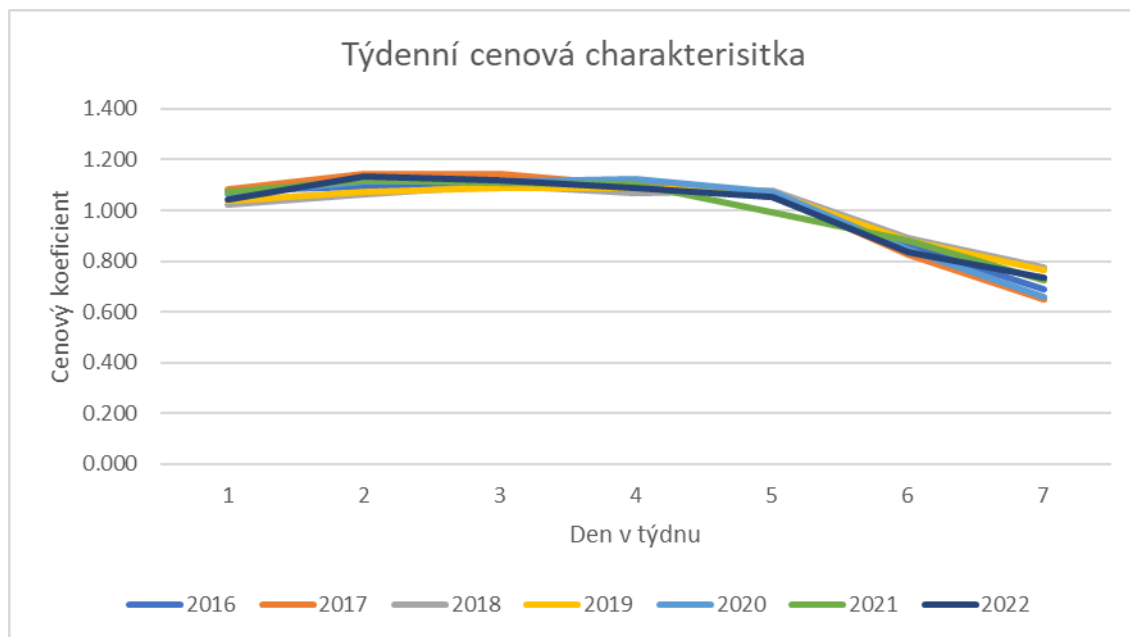


měsíc	Relativní změna cen. koeficientů
1	0.20
2	0.10
3	-
4 -	0.05
5 -	0.10
6 -	0.10
7 -	0.10
8 -	0.10
9 -	0.05
10	-
11	0.10
12	0.20

Tabulka 12 - Relativní změna měsíční cenové charakteristiky 2030-2035 a 2035-2040 (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)

5.2.2.2. Predikce týdenního cenového rozdělení

Při pohledu na analýzu historických dat OTE a.s. [24] dle cenových charakteristik jednotlivých dnů v týdnu je vidět velmi homogenní rozdělení, které se už na první pohled liší od předchozího měsíčního rozdělení minimálními meziročními rozdíly hodnot cenových koeficientů jednotlivých dnů v týdnu. Tento týdenní průběh má konstantní charakter, kdy jsou v pracovním týdnu nadprůměrně vysoké spotové ceny, což naopak kompenzují nižší víkendové ceny. Tento průběh je dán zejména nižší spotřebou podnikatelského sektoru o víkendech.



Graf 4 - Vývoj týdenních cenových charakteristik let 2016-2022 (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)



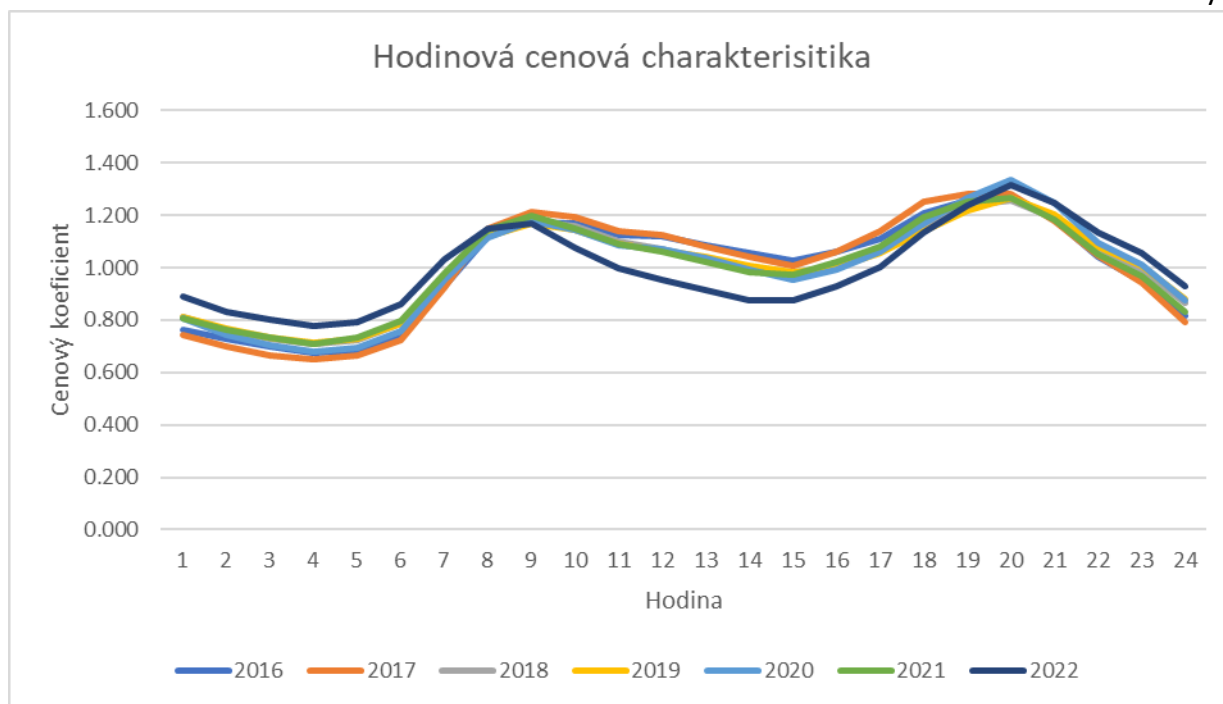
Při predikci do budoucích let jsem u tohoto rozdělení usoudil, že není žádný důvod, aby se cenové koeficienty jednotlivých dnů v týdnu lišily oproti současnému stavu. Je to dle mého názoru dáno tím, že zdrojová skladba nemá vliv na dostupnost výkonu v jednotlivých dnech v týdnu, tedy nelze říct, že některé dny mají předpoklad nedostatku výkonu, jako tomu bylo například u zimních měsíců. Vycházím z faktu, že cenovou charakteristiku v rámci dnů v týdnu definuje zejména struktura spotřeby. Vlivy potenciálních změn struktury spotřeby jako jsou například změny dané zkrácením pracovního týdne, změnami pracovních návyků (větší využití modelu home office nebo flexibilní pracovní doby) nebo změnou tarifových struktur plateb za elektřinu jsou nad rámec této práce.

den v týdnu	
1	1.06
2	1.11
3	1.11
4	1.10
5	1.05
6	0.86
7	0.71

Tabulka 13 - Cenová charakteristika dnů v týdnu 2025, 2030, 2035 a 2040 (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)

5.2.2.3. Predikce cenového rozdělení hodin v rámci dne

Při pohledu na průměrné cenové koeficienty hodin v rámci dne v letech 2016–2022 je možné vidět opět velmi homogenní průběhy s výjimkou roku 2022, který se od ostatních průběhů průměrných cenových koeficientů v rámci dne liší vyššími cenami v nočních hodinách, a naopak nižšími v odpoledních. Jak již ale bylo zmíněno výše, tržní vývoj v roce 2022 byl silně ovlivněn energetickou krizí, o které jsem psal v části 3.1.1.1.



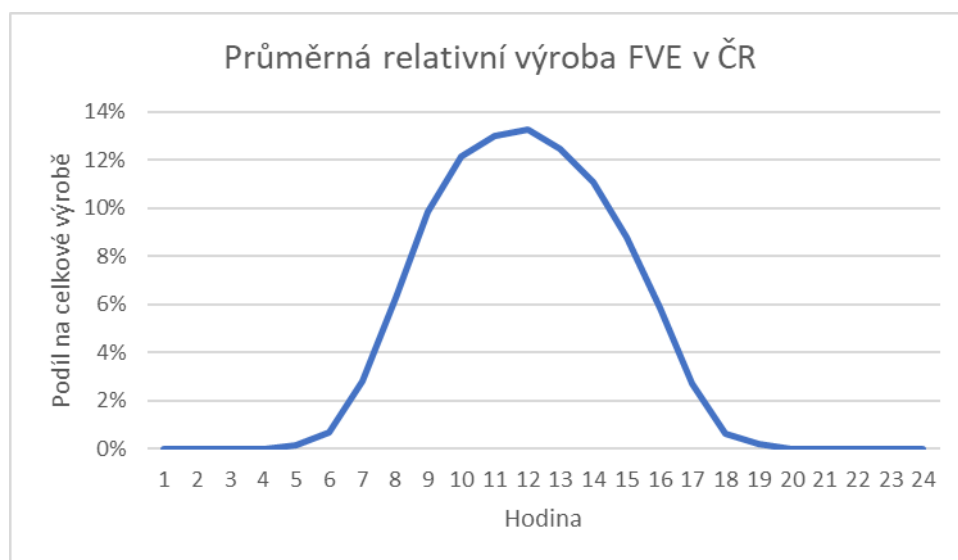
Graf 5 - Vývoj hodinových cenových charakteristik let 2016-2022 (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)

Průměrné hodnoty z průběhů cenových charakteristik let 2016–2021 jsem tak použil jako základní cenové rozdělení pro mou predikci, a tedy také cenové rozdělení přiřazené k roku 2025. Při predikci cenové charakteristiky na rok 2030 jsem zohlednil zejména vliv výroby vzrůstajícího objemu výkonu fotovoltaických elektráren. Z grafu procentuálního rozdělení vyrobené energie v rámci dne, pro jehož vytvoření jsem použil data z databáze Emhires pro roky 1986-2015 a fotovoltaické elektrárny na českém území [21], je jasné, že nejvíc energie vyrobí tyto zdroje mezi 9. a 15. hodinou. Zde je tedy největší pravděpodobnost poklesu cenových koeficientů. Pro rok 2030 jsem zvolil tento pokles jako pětiprocentní pro 9. a 15. hodinu dne a desetiprocentní pro hodiny mezi tímto intervalem.



hodina	Relativní změna cen. koeficientů
1	-
2	-
3	-
4	-
5	-
6	-
7	-
8	-
9	0.05
10	0.10
11	0.10
12	0.10
13	0.10
14	0.10
15	0.05
16	-
17	-
18	-
19	-
20	-
21	-
22	-
23	-
24	-

Tabulka 14 - Relativní změna hodinové cenové charakteristiky 2030 (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)



Graf 6 - Průměrný průběh relativní výroby FVE na českém území dle hodin v rámci dne (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)



Bc. Martin Tichý

Pro další predikci na rok 2035 vycházím opět z předpokladu postupného zvyšování podílu fotovoltaických zdrojů, což má opět za následek totožnou relativní změnu cenových koeficientů 9.–15. hodiny. Kromě toho však do úvahy беру také očekávaný vliv razantního nástupu elektromobility, který implikuje změnu odběratelského chování způsobené dobíjením elektromobilů převážně ve večerních a nočních hodinách, kdy budou majitelé elektromobilů nabíjet své vozy v nízkonapěťových domácích dobíječkách. Proto jsem pro 18. hodinu večerní až 6 hodinu ranní zvolil pětiprocentní relativní nárůst cenového koeficientu.

hodina	Relativní změna cen. koeficientů
1	0.05
2	0.05
3	0.05
4	0.05
5	0.05
6	0.05
7	-
8	-
9 -	0.05
10 -	0.10
11 -	0.10
12 -	0.10
13 -	0.10
14 -	0.10
15 -	0.05
16	-
17	-
18	0.05
19	0.05
20	0.05
21	0.05
22	0.05
23	0.05
24	0.05

Tabulka 15 - Relativní změna hodinové cenové charakteristiky 2035 a 2040 (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)

Obdobné trendy mající vliv na cenovou charakteristiku z pohledu hodin v rámci dne poté očekávám i v období 2035–2040, proto jsem pro predikci roku 2040 stanovil stejné změny oproti predikci 2035, jako byly stanoveny v předchozím kroku.



5.3. Výpočtový model pro fyzické PPA

Jak již bylo zmíněno výše, princip výpočtu ekonomické efektivnosti fyzických PPA jsem ve své práci pojal způsobem srovnání varianty, která počítá s využitím daných PPA kontraktů, a varianty, která reflektuje možnost, že odběratel neuzavře žádný fyzický PPA. Aby bylo možné tyto dvě varianty porovnávat, je potřeba definovat všechny složky ceny silové elektřiny, které se promítají v celkových nákladech odběratele na silovou elektřinu. Výčet těchto složek se u obou variant liší.

5.3.1. Náklady na nákup silové elektřiny při variantě bez využití PPA

5.3.1.1. *Velkoobchodní cena elektřiny*

Cena silové elektřiny na velkoobchodních trzích závisí na spotřebním profilu odběratele (časovým rozdělením této spotřeby v čase). Ačkoli může obchodník zajišťovat elektřinu pro odběratele postupným nákupem futures produktů nebo skrze forwardového obchody formou OTC, ve finále musí pokrýt spotřebu odběratele v každé obchodní jednotce (nyní je v ČR touto obchodní jednotkou jedna hodina, od 1.7.2024 by mělo dojít k přechodu na 15 minut v rámci sjednocení s evropským trhem, v dalších částech této kapitoly bude proto hovořeno vždy o obchodních hodinách, ačkoli do budoucna se může tento interval zkrátit na zmiňovaných 15 minut). Nákup energie pro odběratele tak lze reprezentovat nákupem elektřiny pouze na spotovém trhu o objemu rovnající se spotřebě v dané hodině (nyní zanedbávám vznik odchylek způsobených nepřesností predikce spotřeby, později bude tento aspekt do úvahy zahrnut).

Jelikož pro srovnávání varianty s PPA a bez nich je třeba simulovat peněžní toky v budoucích letech, je využití úvahy o reprezentaci části ceny silové elektřiny problematické, neboť predikovat spotové ceny na řadu následujících let je prakticky nemožné. Ovšem za předpokladu, že bude k dispozici predikce vývoje průměrné roční spotové ceny (touto predikcí jsem se zabýval v podkapitole 5.2.2.), lze nákup elektřiny pro pokrytí spotřeby odběratele v budoucích letech určit pomocí hodnoty spotřebního profilu.

Hodnota spotřebního profilu je poměr nákladů na nákup elektřiny na pokrytí reálné roční spotřeby na spotovém trhu a nákladů na pokrytí teoretické spotřeby, která by měla stejný roční objem jako daná spotřeba, ale měla rovnoměrný profil, tedy velikost této teoretické spotřeby by byla v každé hodině v roce konstantní. Hodnotu spotřebního profilu lze také



spočítat jako skalární součin hodinových spotřeb a hodinových cen vydělený roční spotřebou a průměrnou spotovou cenou za rok.

$$profil_{spotřeba} = \frac{\sum_{i=1}^{8760} S_i * p_i}{S * p_{průměr}}$$

$profil_{spotřeba}$ – hodnota spotřebního profilu

S_i – spotřeba v i – té hodině v roce

p_i – spotová cena v i – té hodině v roce

S – roční spotřeba odběratele

$p_{průměr}$ – průměrná spotová cena za daný rok

Pro práci s budoucími peněžními toky je potřeba určit tuto hodnotu spotřebního profilu pro každý rok platnosti PPA kontraktů, které ovlivňují peněžní toky varianty s PPA. Způsob, jakým je řešen tento výpočet v mém excelovém modelu je popsán v části 5.3.3.3.

Hodnotu velkoobchodní ceny elektřiny na pokrytí spotřeby odběratele v příslušném budoucím roce tak lze stanovit jako součin roční spotřeby, hodnoty spotřebního profilu odběratele a predikované průměrné spotové ceny pro příslušný rok (ta je u budoucích let reprezentována cenou elektřiny v pásmu baseload). Tato hodnota je de facto vyjádřením nákladů odběratele na zajištění této elektřiny při započtení velkoobchodních cen (bez marže obchodníka).

$$N_{velk.} = S * profil_{spotřeba} * P_{baseload}$$

$N_{velk.}$ – náklady na elektřinu při započtení velkoobchodních cen

$P_{baseload}$ – cena elektřiny v pásmu baseload

5.3.1.2. Marže obchodníka

Kromě velkoobchodní ceny se však ve výsledné ceně silové elektřiny projevuje také marže obchodníka s energiemi. Tato marže zahrnuje kromě zisku této společnosti také veškeré náklady, které jsou spojené s realizací obchodní dodávky silové elektřiny odběrateli. Je nutné si uvědomit, že obchodník s energií musí pro hladký průběh dodávky a minimalizaci nákladů na platby odchylek obstarat veškeré tyto činnosti:

- zajištění plně licencovaného subjektu pro obchod s elektřinou v ČR
- splnění podmínek pro registrovaného účastníka trhu v pozici subjektu zúčtování odchylek – zejména v oblasti finančního zabezpečení / risk management OTE, a.s. a zajištění přístupu obchodníka na krátkodobé trhy organizované OTE, a.s.



- analýza odběrných míst - segmentace portfolia klienta - popis spotřebních odběrných míst klienta
- příprava základního predikčního modelu odběrového diagramu po jednotlivých typech měření odběrných předávacích míst
- příprava detailního (day ahead) predikčního modelu celkového odběrového diagramu klienta po jednotlivých typech měření odběrných předávacích míst

Mezi nejvýznamnější náklady obchodníka s elektřinou patří zejména náklady na finanční zabezpečení pro realizaci obchodů, osobní náklady a náklady na softwarovou podporu.

Konkrétní výši marže obchodníka s elektřinou pro velkoobtěratele se spotřebou na úrovni GWh je poměrně těžké zjistit, neboť se jedná o střežené obchodní tajemství. Po konzultaci s jedním zástupcem obchodníka s energiemi, kterého na jeho přání nebudu jmenovat, a po zkušenostech z jednání o nákupu elektřiny pro velkoobtěratele, kterých jsem se zúčastnil při své práci ve společnosti Enerfis s.r.o. jsem usoudil, že marže obchodníka pro velkoobtěratele v řádu GWh se při standartním rámci dodávky pohybuje mezi 2–5 %. Pro svůj výpočtový model jsem zvolil hodnotu 3 %.

5.3.1.3. Výčet nákladů varianty

Při variantě bez využití PPA smluv je tedy nutné brát v úvahu pouze dvě složky nákladů na nákup silové elektřiny:

- velkoobchodní cena dodávané elektřiny
- marže obchodníka na nákup elektřiny

Vyčíslením těchto nákladů v letech, ve kterých budou uplatněny PPA kontrakty, vznikne řada peněžních toků, které bude možné porovnávat s obdobnou řadou pro variantu s využitím PPA.

5.3.2. Náklady na nákup silové elektřiny při využití fyzických PPA

5.3.2.1. Velkoobchodní cena elektřiny pokrývající reziduální spotřebu

V předchozích kapitolách jsem vysvětlil postup při získání výše nákladů na silovou elektřinu pro bazickou variantu, tedy variantu bez využití jakéhokoliv PPA kontraktu. Při využití PPA předpokládáme, že tyto dlouhodobě smlouvené dodávky pokryjí jen část ročního spotřebního profilu obtěratele. Spotřebu, která není pokryta dodávkami energie z PPA, nazývám v této



Bc. Martin Tichý
práci termínem „reziduální spotřeba“ a jedná se opět o soubor hodnot, kdy každá kvantifikuje výši odběru v konkrétní hodině v roce.

Reziduální spotřeba tedy bude vykrývána konvenčními dodávkami od obchodníka s energiemi a výpočet výše nákladů na tuto energii (opět bez započtení marže obchodníka) se nijak neliší od varianty bez PPA. Pouze se změní hodinová spotřeba, což může způsobit i změnu hodnoty spotřebního profilu. Tuto hodnotu poté nazývám hodnotou reziduálního profilu. Kromě toho může zahrnutí PPA kontraktů do dodavatelského vztahu s obchodníkem znamenat pro odběratele vyšší marži na nakupovanou silovou elektřinu.

5.3.2.2. Výnosy za prodej přebytků PPA

Finanční transakce spojená s prodejem přebytků PPA není nákladem, ale naopak výnosem odběratele. Přesto, a právě proto, je nutné zohlednit tuto položku jako zápornou nákladovou položku v bilanci odběratele při využití fyzických PPA. Přebytky PPA označují energii, která je v danou obchodní hodinu vyrobena zaslavnými zdroji ovšem odběratel ji není schopen odebrat. Aby nedošlo ke vzniku odchylky, je nutné, aby obchodník tuto elektřinu odprodal na krátkodobých trzích, přičemž výnos z tohoto prodeje náleží odběrateli, neboť tato elektřina mu patří díky PPA kontraktu. I pro tyto přebytky je nutné určit jejich hodnotu profilu, aby bylo možné kvantifikovat výši tohoto výnosu v jednotlivých letech trvání PPA kontraktu.

Je vhodné rovněž zmínit, že tyto přebytky mohou mít v jednotlivých obchodních hodinách zápornou hodnotu, neboť spotová cena může být záporná a zpravidla se tak děje při vysoké výrobě OZE, tedy v časech, kdy jsou pravděpodobné i vzniky přebytků. V praxi by bylo možné v takových situacích výkon zdrojů omezovat a vyhnout se tak nutnosti platit za vyrobené přebytky. Ve výpočtech této práce však tuto možnost neberu v úvahu a záporné spotové ceny se v modelu plně promítají prostřednictvím.

5.3.2.3. Marže obchodníka na nákup a prodej elektřiny při využití fyzických PPA

Výše marže obchodníka s elektřinou pro variantu standardní dodávky byla stanovena v podkapitole 5.3.1.2. jako 3 %. Při variantě s využitím PPA je však nutné počítat s navýšením marže, neboť obchodníkovi rostou náklady na predikce, jelikož musí k zajištění vyrovnané bilance energie predikovat nejen odběrový diagram odběratele, ale i výrobní diagram zdroje, který dodává odběrateli v rámci PPA. Kromě těchto nákladů obchodníkovi také roste riziko



nákladů na placení odchylek, neboť ty mohou být způsobeny nejen nepřesností predikce spotřeby, ale i výroby.

Při své práci ve společnosti Enerfis s.r.o. jsem se zúčastnil jednání, na němž byl diskutován vliv výstavby střešních fotovoltaických elektráren v odběrných místech odběratele, jehož roční spotřeba se pohybuje okolo 80 GWh. Z úst zástupců obchodníka s elektřinou, který byl při tomto jednání protistranou daného odběratele, zaznělo, že při plánované výstavbě FVE v rozmezí 10–20 GWh je pravděpodobné, že se může marže obchodníka až zdvojnásobit kvůli tomu, že samospotřeba elektřiny z FVE výrazně pozmění odběrový diagram portfolia odběrných míst. Tento případ se mi zdá z obchodní stránky věci velice podobný případu, kdy bude část spotřeby kryta dodávkami z intermitentních zdrojů v rámci PPA. Proto jsem marži obchodníka na nákup a prodej energie ve variantě s využitím PPA stanovil jako 6 %.

5.3.2.4. Náklady na PPA

Náklady na PPA reprezentují náklady, které se skládají pouze z plateb za každou dodanou jednotku energie z alokovaných kapacit zasmluvněných zdrojů. Kromě očekávaného objemu výroby z daného zdroje je nutné znát také jednotkovou cenu elektřiny pro jednotlivý rok. Tato cena je dána základní realizační cenou a cenovým schématem, které jsou nedílnou položkou každého kontraktu PPA.

5.3.2.5. Výčet nákladů varianty s fyzickými PPA

Ve finále pak tedy definuji tyto složky nákladů na silovou elektřinu při variantě využití kombinace PPA smluv:

- platby v rámci PPA kontraktů
- velkoobchodní cena elektřiny pokrývající reziduální spotřebu (dána aktuální cenovou hladinou základního pásma zatížení v daných letech a hodnotou profilu reziduální spotřeby)
- marže obchodníka na nákup elektřiny pro pokrytí reziduální spotřeby
- výnosy za prodej přebytků PPA na krátkodobých energetických trzích (záporná složka nákladů)
- marže obchodníka na prodej přebytků PPA



5.3.3. Popis výpočtového modelu pro fyzické PPA

V této části jsem se pokusil popsat jednotlivé vstupy, výstupy a výpočtové kroky excelového souboru, který je určen k ekonomickému zhodnocení portfolia fyzických PPA, které se stává z 1 až 5 zdrojů. Hlavními výstupy jsou hodnoty čisté současné hodnoty (NPV), které jsou vypočteny pro každý ze tří scénářů vývoje cen elektřiny.

Výpočtový model bere v potaz pouze PPA kontrakty, jež lze uzavřít s tuzemskými zdroji. Je to dáno jednak faktem, že přeshraniční fyzické PPA de facto nelze v současném nastavení uzavřít, jak bylo popsáno v podkapitole 2.2.3. Veškerá přeshraniční PPA jsou zákonitě virtuální, a proto se tento výpočtový soubor omezuje pouze na domácí zdroje elektrické energie.

5.3.3.1. Nastavitelné parametry PPA

Pro ekonomické posouzení kombinace PPA je možné nastavit v připraveném výpočtovém souboru 5 jednotlivých PPA kontraktů, z nichž každý může mít různě nastavené parametry. Nastavení parametrů poté ovlivňuje energetickou bilanci odběratele a posléze také peněžní toky varianty s PPA. Definované parametry umožňují nastavit libovolný reálný PPA kontrakt se všemi specifikacemi, se kterými se lze setkat (nebo alespoň s těmi se kterými jsem se v rámci tvorby tohoto textu setkal).

Zdroj (PV = solární el., Wind = větrná el.)	PV	PV	Wind	PV	Wind
Průměrný roční výnos energie (kWh/kWp)	950	1050	2000	1050	2300
Počáteční realizační cena PPA (EUR/MWh)	75	90	95	-	120
Cenový mechanismus	Eskalace	Fixní	Eskalace	Tržní	Fixní
Eskalace	2%	-	2%	2%	3%
Tržní poměr	-	1	1	0.95	1
Schéma dodávky	Pay as produced	Pay as produced	Pay as produced	Pay as produced	Pay as contracted
Maximální alokační kapacita (výkon) (MW)	2	5	4	2	6
Alokovaná kapacita (výkon) (MW)	2.00	5.00	4.00	1.00	6.00

Tabulka 16 – Nastavení parametrů fyzických PPA (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)

Typ zdroje a jeho očekávaný roční objem výroby

V první řadě je při definování PPA kontraktu nutné popsat zdroj, kterého se smlouva týká. Na výběr jsou zde pouze dva typy zdroje nejčastěji využívané při uzavírání PPA – fotovoltaická a větrná elektrárna. Dalším parametrem je očekávaná výroba konkrétního zdroje. Tento parametr postihuje fakt, že zdroje v různých geografických polohách ČR a s různým nastavením (například orientace a sklon FVE či výška a délka lopatek VtE) mají odlišný energetický výnos. Očekávaná výroba je pak průměrnou hodnotou roční sumy vyrobené energie a její hodnotu pro konkrétní lokalitu a specifikaci zdroje lze určit například s pomocí softwaru pro predikci výroby fotovoltaické elektrárny PVgis [8] nebo větrné mapy, kterou vytváří Akademie věd ČR. [9] Pro účely této práce byla použita ve výpočtovém modelu data o



výrobě fotovoltaických a větrných zdrojů v ČR od společnosti Emhires. [21] Tato data určují průběh výroby zvažovaných zdrojů a výpočet v excelovém souboru s nimi pak dále pracuje při simulaci výroby zdroje se zvoleným energetickým výnosem.

Realizační cena a systém jejího vývoje

Stěžejním parametrem je samozřejmě realizační cena PPA, která je vyjádřena cenou za jednu MWh. Tato cena může být fixní po celou dobu kontraktu. Alternativními možnostmi nastavení ceny po dobu kontraktu jsou eskalace a navázání ceny na cenu tržní. Eskalace je nastavena dle pevně daného procenta (eskalačního koeficientu) ročního nárůstu základní realizační ceny.

$$P_{PPA i} = P_{real.} * (1 + k_E)^{i-1}$$

$P_{PPA i}$ – jednotková cena za dodávku v rámci PPA v i – tém roce kontraktu

$P_{real.}$ – základní realizační cena

k_E – eskalační koeficient

Systém navázání realizační ceny na cenu tržní je pak poslední možností, která ovšem přímo popírá jeden z hlavních motivů PPA, kterým je dosažení finanční stability nákladů na elektřinu nezávisle na tržním vývoji. Přesto toto nastavení může mít své opodstatnění, a to například v motivaci odběratele zajistit si dlouhodobou jistotu dodávek z obnovitelných zdrojů energie, ale zároveň si ponechat tržní přístup k nákupu energií. V cenovém systému založeném na tržním nastavení lze také v tomto modelu nastavit tzv. tržní poměr, který udává poměr účtované jednotkové ceny elektřiny dodané v rámci PPA ku aktuální ceně produktu baseload pro daný rok.

$$P_{PPA i} = P_{baseload i} * k_T$$

$P_{baseload i}$ – cena produktu baseload pro rok i

k_T – tržní koeficient

Délka kontraktu

Druhým hlavním parametrem každého PPA je jeho délka měřená v letech. Jako maximální délku kontraktu jsem ve svém modelu zvolil 16 let, což odpovídá délce predikovaného vývoje cen elektřiny, který je popsán v kapitole 5.2. Kromě nastavení délky kontraktu je také ve vytvořeném souboru nastavit počáteční období kontraktu, ve kterém nebude cena dodávané energie rovna realizační ceně, ale bude dána tržní cenou na spotovém trhu. Toto specifické



Bc. Martin Tichý nastavení kontraktu se někdy v praxi vyskytuje, což mi sdělili zástupci Skupiny Amper během konzultace mé práce. Kontrakt může být takto nastaven kvůli vysoké volatilitě cen elektřiny v současné období a zároveň kvůli předpokladu, že se tato volatilita v budoucích letech sníží.

Schéma dodávky

V rámci výpočtového souboru je také možné definovat schéma dodávky pro jednotlivé kontrakty. Na výběr jsou zde dvě ze zmiňovaných schémat v podkapitole , a to pay as produced, kdy je dodávána veškerá vyrobená energie odpovídající alokovanému výkonu, a pay as contracted. U tohoto druhého typu je dodávka vždy rovna energii odpovídající alokovanému výkonu daného zdroj – pokud je například součástí PPA zdroj o alokovaném výkonu 1 MW, pak je výrobce povinen dodat každou hodinu 1 MWh energie. Pokud tuto energii tento zdroj za danou hodinu nevyrobí, musí si ji obstarat nákupem, jak je již popsáno v podkapitole 2.3.1.

Maximální alokační kapacita a alokovaná kapacita

Posledním faktorem, bez kterého se nelze obejít, je velikost alokované kapacity zdroje. Pod tímto termínem se skrývá velikost výkonu, která je „přidělena“ odběrateli. Pokud tak například odběratel uzavírá PPA smlouvu se zdrojem, jehož instalovaný výkon je 5 MW, ale nechce uzavřít smlouvu na celkový výkon, může si v rámci jednání s protistranou alokovat například pouze 2 MW. Hodnota vyrobené energie, která za danou obchodní hodinu náleží odběrateli, je pak vždy rovna 2/5 aktuální výroby.

V rámci výpočtového souboru je pak možné nastavit maximální alokační kapacitu, tedy výkon, který výrobce za daných podmínek nabízí, a následně optimalizovat velikosti alokace u všech pěti zdrojů. Tato optimalizace bude detailněji vysvětlena v podkapitole 5.3.3.5.

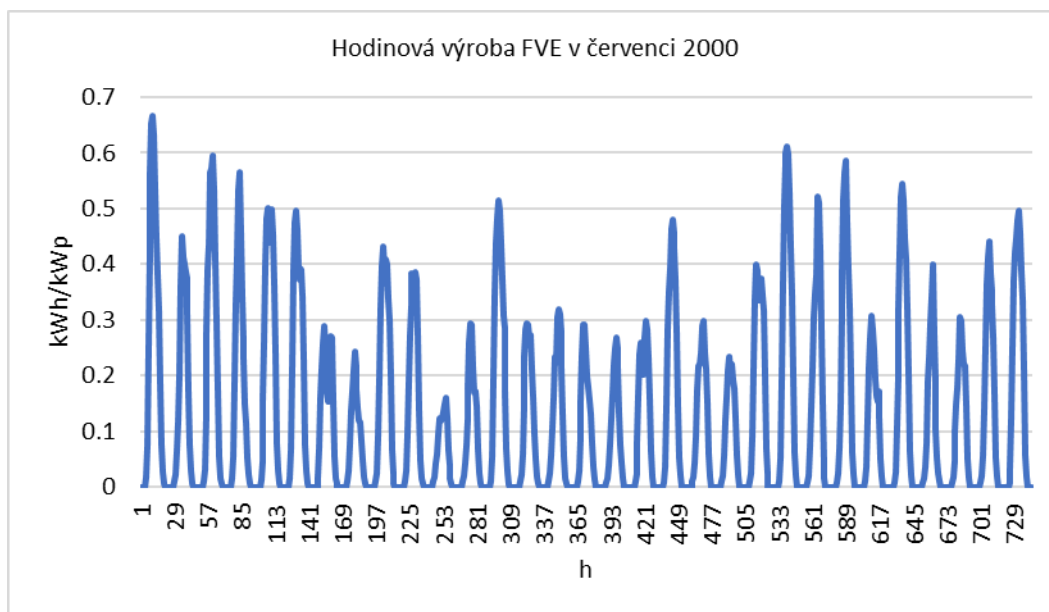
5.3.3.2. Výpočet velikosti reziduální spotřeby a přebytků PPA

Při určování těchto stěžejních hodnot je nezbytné brát v potaz intermitentní povahu zvažovaných zdrojů. Pokud bychom vzali jako vstupní výrobní data jednotlivých zdrojů hodnoty pouze z jednoho roku, mohl by být výsledek ovlivněn výkyvy počasí. Alternativou k tomuto postupu se na první pohled může zdát zprůměrovat data o výrobě z jednotlivých let v minulosti, protože tak by se eliminovaly tyto výkyvy. Zprůměrováním výrobních dat by všem došlo k deformování dat, neboť průměrné hodnoty zdaleka nereprezentují očekávané hodnoty.

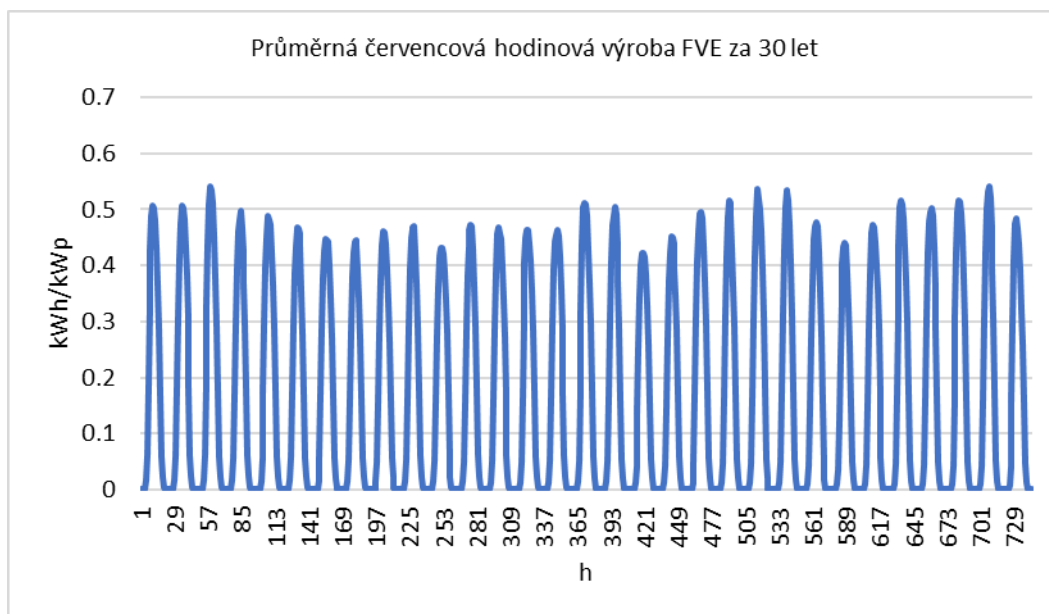


Bc. Martin Tichý

Je to dáno tím, že výroba intermitentních zdrojů je značně nestálá a často nastává situace, kdy se hodnoty výrazně mění z hodiny na hodinu, nebo kdy se dva po sobě jdoucí dny výrazně liší co do objemu denní výroby. U zprůměrovaných hodnot tyto situace z principu nemohou nastat. Rozdíl mezi reálnými výrobními daty z jednoho roku a zprůměrovanými daty názorně ukazují dva přiložené grafy, z nichž první znázorňuje hodinovou výrobu FVE v ČR za měsíc leden v roce 1986 a druhý průměrnou hodinovou výrobu za stejný měsíc z let 1986 až 2015.



Graf 7 - Hodinová výroba FVE v ČR v červenci 2000 (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)



Graf 8 - Průměrná červencová hodinová výroba za 30 let (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)



Uvedený problém, kdy na jedné straně není možné použít průměrné hodinové výroby zdrojů a na druhé je třeba minimalizovat vliv nenadálých výkyvů, jsem vyřešil tím způsobem, že jsem vybral 5 náhodných let, respektive výrobní data z těchto let, a u každého roku provedl výpočet reziduální spotřeby a přebytků PPA. Jako výrobní data mi posloužila veřejně dostupná databáze EMHIRES, která udává hodinovou výrobu fotovoltaických a větrných zdrojů [21] v jednotlivých evropských zemích od roku 1986 do roku 2015.

Z těchto dat jsem si pro každý z pěti modelových náhodných roků vytvořil hodinovou výrobu všech fotovoltaických a větrných zdrojů, jež jsou zahrnuty v daném nastavení PPA smluv, přičemž je nutné brát v potaz průměrnou roční výrobu každého zdroje, což je jeden z parametrů každého PPA. Použitá data udávají vždy poměrnou výrobu vztaženou k instalovanému výkonu zdroj, hodnoty tak nabývají hodnot 0–1. Data pro Českou republiku mají průměrnou roční výrobu energie 1026 kWh/kWp pro fotovoltaické a 2157 kWh/kWp pro větrné zdroje. Hodinová výroba daného zdroje se tak rovná poměrné části alokovaného výkonu, jež je vstupem z historických dat vynásobená poměrem průměrné roční výroby daného zdroje a průměrné roční výroby z historických dat.

$$V_{ij} = vH_j * P_{al\ i} * \frac{v_{průměr\ i}}{vH_{průměr}}$$

V_{ij} – výroba i – tého zdroje v modelovém roce j

vH_j – poměrná výroba zdroje v modelovém roce j

$P_{al\ i}$ – alokovaný výkon i – tého zdroje

$v_{průměr\ i}$ – průměrná poměrná roční výroba i – tého zdroje $\left(\frac{kWh}{kWp}\right)$

$vH_{průměr}$

– průměrná poměrná roční výroba daného typu zdroje v historických datech

Uvedený postup platí, pokud daný zdroj dodává elektrickou energii ve schématu pay as produced. V opačném schématu (pay as contracted) je hodinová výroba (fakticky se nejedná o výrobu, ale o dodávku, která se skládá z výroby a z energie, kterou musí výrobce dokoupit) vždy rovna energii rovnající se alokovanému výkonu. Poté u každé z 8760 hodin v roce dojde



k součtu hodinové výroby ze všech 5 zdrojů PPA, tento součet je vytvořen u každého z pěti modelových roků a pro každý typ zdroje zvlášť.

náhodně vybraný modelový rok	1992	2004	1999	2014	1988	1992	2004	1999	2014	1988
hodina v roce	Výroba VtE (MWh)					Výroba FVE (MWh)				
1	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.16	0.00
9	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.35	0.34	0.49	0.28	0.38
10	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.89	0.86	1.08	0.76	0.71
11	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.10	1.53	1.31	0.86
12	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.10	0.99	2.09	1.18	1.47
13	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.13	0.63	2.65	0.73	1.13
14	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.21	0.55	2.32	0.31	0.92
15	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.10	0.51	1.73	0.19	0.67
16	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.08	0.00	0.00	0.00	0.10
17	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
18	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
19	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabulka 17 – Hodinová výroba portfolia PPA v modelových letech (výřez z přiloženého excelového souboru – Výpočet fyzických PPA)

Těchto 5 výrobních diagramů je poté srovnáváno s ročním hodinovým diagramem spotřeby. Roční diagram spotřeby počítá s nastaveným ročním objemem spotřeby a průběhem, který vychází z reálných dat spotřeby jedné společnosti s ročním odběrem v řádu GWh. S touto společností jsem spolupracoval v rámci svého zaměstnání v Enerfis s.r.o. a v souladu s přáním této společnosti ji nebudu konkretizovat.

Pro každou hodinu v roce a každý modelový rok jsou pak hodnoty výroby zdrojů a spotřeby odběratele porovnávány a tímto procesem jsou vypočteny hodnoty reziduální spotřeby a přebytků PPA. Pokud je v danou hodinu spotřeba vyšší než výroba, je rozdíl mezi těmito dvěma hodnotami reziduální spotřeba. V případě, že je naopak vyšší výroba, vzniká přebytek PPA. Vznikne tak 5 ročních diagramů těchto dvou hodnot pro každý z modelových roků. Pro každý modelový rok se tato data sečtou do roční sumy. Teprve zprůměrováním těchto sum je dosaženo finálních ročních hodnot reziduální spotřeby a přebytků PPA, které jsou brány jako vstup do ekonomické části výpočtů.

$$\text{Když: } Výroba_{ij} > Spotřeba_i$$

$$\text{Přebytky PPA}_{ij} = Výroba_{ij} - Spotřeba_i$$



Když: Spotřeba_i > Výroba_{ij}

$$\text{Reziduální Spotřeba}_{ij} = \text{Spotřeba}_i - \text{Výroba}_{ij}$$

Výroba_{ij} – hodnota výroby pro i – tou hodinu v roce a j – tý modelový rok

Spotřeba_i – hodnota spotřeby pro i – tou hodinu v roce

Reziduální spotřeba_{ij} – hodnota reziduální spotřeby pro i – tou hodinu v roce a j – tý modelový rok

Přebytky PPA_{ij} – hodnota přebytků PPA pro i – tou hodinu v roce a j – tý 18modelový rok

Roční suma (MWh)	9751	9897	10004	9911	9953	2155	1713	1786	1664	1707
Modelový rok	1992	2004	1999	2014	1988	1992	2004	1999	2014	1988
Hodina v roce	Reziduální spotřeba (MWh)					Přebytky (MWh)				
1	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8	1.01	1.01	1.01	0.84	1.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	0.67	0.68	0.53	0.74	0.64	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	0.24	0.27	0.05	0.37	0.43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11	0.12	0.02	0.00	0.00	0.26	0.00	0.00	0.41	0.19	0.00
12	0.00	0.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.98	0.08	0.37
13	0.00	0.36	0.00	0.26	0.00	0.14	0.00	1.66	0.00	0.14
14	0.00	0.48	0.00	0.71	0.11	0.18	0.00	1.29	0.00	0.00
15	0.00	0.51	0.00	0.83	0.35	0.08	0.00	0.71	0.00	0.00
16	0.95	1.02	1.02	1.02	0.92	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
18	1.08	1.08	1.08	1.08	1.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
19	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	1.08	1.08	1.08	1.08	1.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabulka 18 – Reziduální spotřeba odběratele v modelových letech (výřez z přiloženého excelového souboru – Výpočet fyzických PPA)

$$\text{Reziduální spotřeba} = \frac{\sum_{j=1}^5 \sum_{i=1}^{8760} \text{Reziduální spotřeba}_{ij}}{5}$$

$$\text{Přebytky PPA} = \frac{\sum_{j=1}^5 \sum_{i=1}^{8760} \text{Přebytky PPA}_{ij}}{5}$$

5.3.3.3. Výpočet hodnot profilů

Dalším krokem, kterým jsem se při vytváření tohoto modelu zabýval, byl výpočet hodnot spotřebního profilu, profilu reziduální spotřeby a hodnotu profilu přebytků PPA, neboť tyto



Bc. Martin Tichý

hodnoty jsou nezbytné pro výpočet nákladů na silovou elektřinu varianty bez a s využitím dané kombinace fyzických PPA. Jak již bylo výše vysvětleno u hodnoty profilu spotřeby, hodnota profilu je ocenění tohoto profilu, přičemž hlavním principem je, že každé hodině v roce náleží cena elektřiny na spotovém trhu. Když je vážený průměr těchto cen (dán objemem elektřiny v jednotlivých hodinách) vydělen prostým průměrem všech hodinových cen v roce, je výsledkem této operace právě hodnota profilu.

$$\text{Hodnota ročního profilu} = \frac{\sum_{i=1}^{8760} p_i * E_i}{\frac{p_i}{8760}}$$

p_i – spotová cena elektřiny v i – té hodině v roce

E_i – množství energie v i – té hodině v roce

Podobnou charakteristiku s použitím kalendářních měsíců, dnů v týdnu a hodin v rámci dne jsem použil i pro časové rozčlenění spotřeby, reziduální spotřeby a přebytků PPA. Tato charakteristika pak například uvádí, kolik procent objemu energie spotřeby náleží měsíci lednu, kolik procent pondělkům a tak dále.



Reziduální spotřeba					
měsíc		den v týdnu		hodina	
1	11%	1	17%	1	4%
2	9%	2	17%	2	4%
3	8%	3	17%	3	3%
4	7%	4	16%	4	3%
5	7%	5	7%	5	4%
6	7%	6	8%	6	4%
7	6%	7	19%	7	5%
8	6%			8	5%
9	5%			9	4%
10	9%			10	3%
11	13%			11	3%
12	13%			12	3%
				13	3%
				14	3%
				15	3%
				16	4%
				17	5%
				18	6%
				19	7%
				20	6%
				21	5%
				22	4%
				23	4%
				24	4%

Tabulka 19 – Rozložení reziduální spotřeby ve vybraném modelovém roce (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)

Pokud tyto procentuální hodnoty vynásobíme s příslušnými cenovými charakteristikami, sečteme tyto cenové charakteristiky v rámci jednotlivých kategorií (měsíc, den v týdnu, hodina v rámci dne) a následně tyto tři součty vynásobíme, získáme výslednou hodnotu profilu pro danou veličinu.

$$\text{Hodnota profilu} = \sum_{i=1}^7 ch_{di} * e_{di} + \sum_{i=1}^{12} ch_{mi} * e_{mi} + \sum_{i=1}^{24} ch_{hi} * e_{hi}$$

ch_{di} – cenová charakteristika i – tého dne v týdnu

e_{di} – procentuální množství energie v i – tém dni v týdnu

ch_{mi} – cenová charakteristika i – tého měsíce

e_{mi} – procentuální množství energie v i – tém měsíci

ch_{hi} – cenová charakteristika i – té hodiny v rámci dne



e_{hi} – procentuální množství energie v i – té hodině v rámci dne

Při předpokladu, že časové rozložení spotřeby, reziduální spotřeby a přebytků PPA v rámci roku se nebude v průběhu platnosti PPA kontraktů měnit (což je podloženo využitím výrobních dat z 5 náhodných let), lze s pomocí měnící se cenové charakteristiky určit hodnoty profilů těchto veličin pro každý rok v budoucnu zvlášť.

V rámci zjednodušení, které je při predikci cenových charakteristik nutné, jsem predikci cenové charakteristiky provedl s krokem 5 let, tedy pro roky 2029, 2034 a 2039. Společně s aktuální cenovou charakteristikou získanou z historických dat, která je přiřazena k roku 2024, jsou tedy k dispozici 4 charakteristiky, díky nimž lze popsáním způsobem vypočítat hodnoty profilů pro roky 2024, 2029, 2034 a 2039. Hodnoty profilů mezi těmito roky jsem pak vypočetl na základě zjednodušujícího předpokladu, že se hodnoty mění v rámci jednotlivých pětiletých intervalů lineárně. Pro výpočet hodnoty prvního roku intervalu se tedy přičte k počáteční hodnotě jedna pětina rozdílu mezi konečnou a počáteční hodnotou (tento rozdíl může být záporný) a tak dále.

Hodnota profilu₂₀₂₅

$$= \text{Hodnota profilu}_{2024} + \frac{(\text{Hodnota profilu}_{2029} - \text{Hodnota profilu}_{2024})}{5}$$

5.3.3.4. Výpočet peněžních toků a NPV

V této fázi výpočtu jsou tedy připraveny všechny potřebné údaje k výpočtu všech nákladových položek definovaných v podkapitolách 5.3.1. a 5.3.2. Nyní lze tedy přistoupit k výpočtu nákladů na silovou elektřinu pro variantu s využitím PPA a variantu bez PPA, a to pro každý rok platnosti PPA kontraktů.

Náklady pro obě varianty jsou vypočteny vždy pro všechny tři scénáře vývoje cen elektřiny. Pro variantu bez PPA jsou náklady na silovou elektřinu pro daný rok rovny součinu ročního objemu spotřebované elektřiny, hodnotě spotřebního profilu a jednotkové ceně elektřiny v pásmu baseload pro daný rok (tato hodnota se mění na základě použitého scénáře vývoje cen elektřiny). To vše je ještě navýšeno o marži obchodníka.

$$N_{bez\ PPA} = S * profil_{spotřeba} * P_{baseload} * (1 + M_{nákup\ bez\ PPA})$$

$N_{bez\ PPA}$ – náklady na silovou elektřinu varianty bez využití PPA

S – roční objem spotřeby odběratele



$profil_{spotřeba}$ – hodnota profilu spotřeby odběratele

$P_{baseload}$ – cena elektřiny v pásmu baseload

$M_{nákup bez PPA}$ – marže obchodníka ve variantě bez využití PPA

Vzorec pro výpočet nákladů na silovou elektřinu varianty s využitím PPA je složitější. Jedná se o součet nákladů v rámci PPA, nákladů na pokrytí reziduální spotřeby a výnosů za přebytky PPA. Náklady na reziduální spotřebu se spočítají obdobě jako náklady na silovou elektřinu v první variantě, tedy z objemu reziduální spotřeby, hodnoty profilu, ceny elektřiny baseload a marže obchodníka. Výnosy z prodeje přebytků PPA se vypočítají obdobně s tím rozdílem, že zde marže obchodníka snižuje celkový součin.

$$N_{PPA} = RS * H_{rez.spotřeba} * P_{baseload} * (1 + M_{nákup PPA}) + PPA + Přeb.PPA \\ * H_{přebytky PPA} * P_{baseload} * (1 + M_{prodej})$$

N_{PPA} – náklady na silovou elektřinu při využití PPA

RS – roční objem reziduální spotřeby

$H_{rez.spotřeba}$ – hodnota profilu reziduální spotřeby

$M_{nákup PPA}$ – marže obchodníka při nákupu elektřiny ve variantě s využitím PPA

PPA – náklady v rámci plateb PPA

$Přeb.PPA$ – výnosy v rámci prodeje přebytků PPA (záporná hodnota)

$H_{přebytky PPA}$ – hodnota profilu přebytků PPA

M_{prodej} – marže obchodníka při prodeji přebytků PPA

Rozdíl mezi náklady na variantu bez PPA a variantou s uplatněním těchto smluv je pak vypočítán pro každý rok a každý ze tří scénářů. Tento rozdíl jsem nazval jako úspora PPA řešení. Tyto hodnoty si lze představit jako peněžní toky, ze kterých je možné spočítat čistou současnou hodnotu (NPV).



scénář	rok	2024	2025
respondentní	náklady na elektřinu - bez PPA	3 600 040 €	3 234 819 €
progresivní	náklady na elektřinu - bez PPA	3 600 040 €	3 234 819 €
dekarbonizační	náklady na elektřinu - bez PPA	3 600 040 €	3 234 819 €
respondentní	náklady na elektřinu - využití PPA	2 900 179 €	2 776 365 €
progresivní	náklady na elektřinu - využití PPA	2 900 179 €	2 776 365 €
dekarbonizační	náklady na elektřinu - využití PPA	2 900 179 €	2 776 365 €
respondentní	úspora PPA	699 862 €	458 453 €
progresivní	úspora PPA	699 862 €	458 453 €
dekarbonizační	úspora PPA	699 862 €	458 453 €
	hodnota profilu spotřeby	1.06	1.06
	hodnota profilu rez. spotřeby	1.06	1.06
	hodnota profilu přebytků	0.91	0.91
respondentní	cena elektřiny - baseload	138 €	124 €
progresivní	cena elektřiny - baseload	138 €	124 €
dekarbonizační	cena elektřiny - baseload	138 €	124 €
respondentní	náklady na PPA	1 485 505 €	1 505 210 €
progresivní	náklady na PPA	1 485 505 €	1 505 210 €
dekarbonizační	náklady na PPA	1 485 505 €	1 505 210 €

Tabulka 20 – Část ekonomické bilance (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)

Čistá současná hodnota je součet diskontovaných peněžních toků za dané období, v tomto případě období platnosti dané kombinace PPA. Čistá současná hodnota tedy přináší pro odběratele informaci, zda se mu uzavření PPA kontraktů za daných předpokladů finančně vyplatí (pokud je NPV kladné, tak ano) nebo jaké dodatečné náklady jeho uzavření přinese. Odběratel totiž může být motivován k uzavření kontraktu i jinými důvody (cenová stabilita a vyšší predikovatelnost budoucích nákladů na nákup elektřiny, kompenzace uhlíkové stopy atd. viz kapitola 2).

5.3.3.5. Optimalizace alokace zdrojů PPA

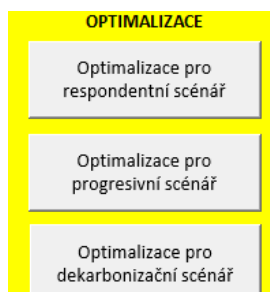
Účelem vytvořeného excelového souboru je nejen posuzovat ekonomickou efektivnost jednotlivých PPA kontraktů či jejich kombinací. Další jeho funkcí je nalezení optimální alokace nabízených zdrojů tak, aby došlo k maximalizaci ekonomického užítku. Potenciální uživatel si tedy může nastavit 5 PPA kontraktů, které má ze své pozice odběratele možnost s výrobcí podepsat, a excelový soubor poté optimalizuje alokaci jednotlivých zdrojů, tedy množství výkonu, které bude předmětem jednotlivého PPA. Potřeba je samozřejmě nastavit kromě dílčích parametrů jednotlivých PPA také maximální alokaci daného zdroje, tedy maximální výkon, který je v souladu s nastavenými podmínky k dispozici.

Optimalizace pracuje na základě maximalizace čisté současné hodnoty dané kombinace PPA. Tato čistá současná hodnota je, jak již bylo zmíněno, vypočítána z pomyslných peněžních toků, kterými jsou rozdíly výše nákladů na nákup silové elektřiny mezi variantou bez využití PPA a



Bc. Martin Tichý

s variantou využití dané kombinace PPA. Optimalizace je softwarově řešena pomocí excelového nástroje Řešitel, konkrétně metodou evolučního algoritmu. Optimalizace alokace zdrojů PPA je též možné provést pro všechny tři scénáře vývoje cen elektřiny, které byly představeny v kapitole 5.2.1., a to pomocí integrovaných tlačítek.



Obrázek 18 – Zadávací tlačítka pro optimalizaci (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)

5.3.3.6. Výsledky optimalizací pro typové zadání nabízených PPA

V této části bych chtěl ukázat výstup tohoto modelu pro nabídku pěti různě nastavených a oceněných PPA kontraktů. Nastavení PPA neodráží skutečné nabídky na trhu, ovšem jejich ocenění jsem nastavil s přihlédnutím k cenovým relacím desetiletých PPA z okolních zemí jako je Německo či Polsko z části 4.1.

Zdroj (PV = solární el., Wind = větrná el.)	PV	PV	Wind	PV	Wind
Průměrný roční výnos energie (kWh/kWp)	950	1050	2000	1050	2300
Počáteční realizační cena PPA (EUR/MWh)	85	95	100	-	125
Cenový mechanismus	Eskalace	Fixní	Eskalace	Tržní	Fixní
Eskalace	2%	-	2%	2%	3%
Tržní poměr	-	1	1	0.95	1
Schéma dodávky	Pay as produced	Pay as produced	Pay as produced	Pay as produced	Pay as contracted
Maximální alokační kapacita (výkon) (MW)	2	5	4	2	6

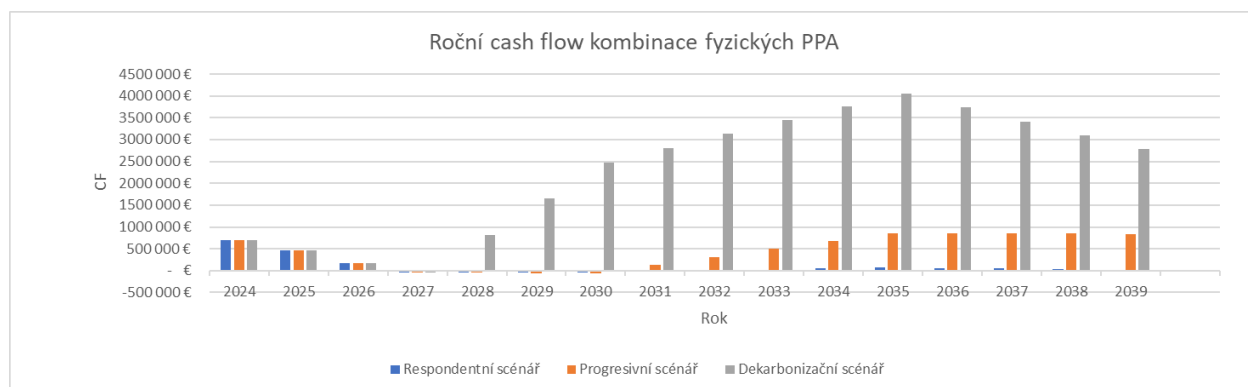
Tabulka 21 – Typové nastavení parametrů PPA kontraktů dostupných odběrateli (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)



Respondentní scénář

Zdroj (PV = solární el., Wind = větrná el.)	PV	PV	Wind	PV	Wind
Průměrný roční výnos energie (kWh/kWp)	950	1050	2000	1050	2300
Počáteční realizační cena PPA (EUR/MWh)	85	95	100	-	125
Cenový mechanismus	Eskalace	Fixní	Eskalace	Tržní	Fixní
Eskalace	2%	-	2%	2%	3%
Tržní poměr	-	1	1	0.95	1
Schéma dodávky	Pay as produced	Pay as produced	Pay as produced	Pay as produced	Pay as contracted
Maximální alokační kapacita (výkon) (MW)	2	5	4	2	6
Alokovaná kapacita (výkon) (MW)	2.00	5.00	4.00	-	-
Počáteční rok platnosti kontraktu	2024				
Délka kontraktů	16				
Roční spotřeba				24 000	MWh
Reziduální spotřeba				10 973	MWh
Pokrytí spotřeby				13 027	MWh
Pokrytí spotřeby				54%	
Přebytky				2 377	MWh
Využití PPA pro pokrytí spotřeby				85%	
Marže obchodníka - nákup (bez PPA)	3%				
Marže obchodníka - nákup (využití PPA)	6%				
Marže obchodníka - prodej	6%				
Průměrný roční objem výroby PPA z FVE	7 172	MWh	WACC	10.46%	
Průměrný roční objem výroby PPA z VTE	8 232	MWh	NPV PPA - respondentní scénář	1 105 945 €	
Průměrný roční objem výroby PPA	15 404	MWh	NPV PPA - progresivní scénář	2 674 553 €	
Potenciální maximum roční výroby z PPA (dle dostupných kapacit)	31 050	MWh	NPV PPA - dekarbonizační scénář	13 174 775 €	

Tabulka 22 – Výsledná bilance optimalizované alokované kapacity zdrojů pro respondentní scénář (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)



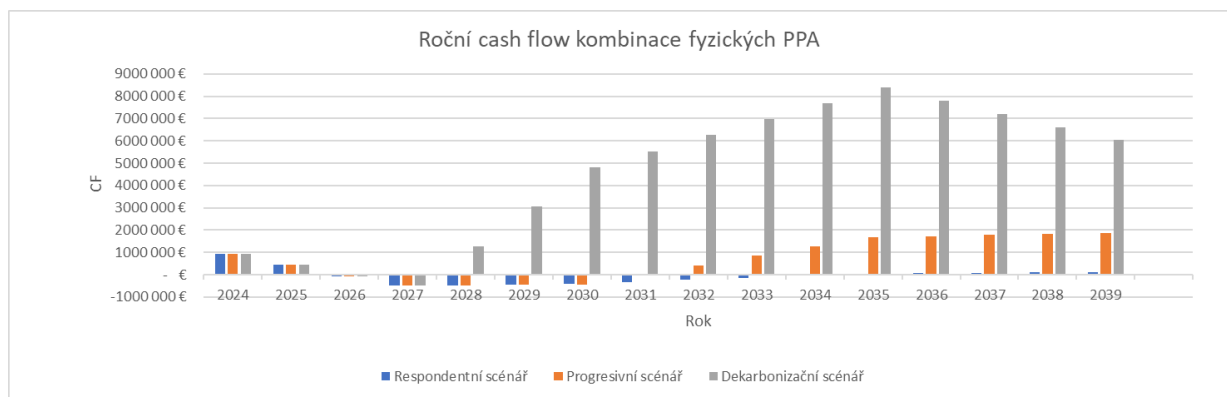
Graf 9 – Roční cash flow optimalizované alokované kapacity zdrojů pro respondentní scénář (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)

Progresivní scénář



Zdroj (PV = solární el., Wind = větrná el.)	PV	PV	Wind	PV	Wind
Průměrný roční výnos energie (kWh/kWp)	950	1050	2000	1050	2300
áteční realizační cena PPA (EUR/MWh)	85	95	100	-	125
ový mechanismus	Eskalace	Fixní	Eskalace	Tržní	Fixní
álace	2%	-	2%	2%	3%
í poměr	-	1	1	0.95	1
éma dodávky	Pay as produced	Pay as produced	Pay as produced	Pay as produced	Pay as contracted
ximální alokační kapacita (výkon) (MW)	2	5	4	2	6
Alokovaná kapacita (výkon) (MW)	2.00	5.00	4.00	-	1.84
Počáteční rok platnosti kontraktu	2024			24 000 MWh	
Délka kontraktů	16			1 656 MWh	
Marže obchodníka - nákup (bez PPA)	3%			22 344 MWh	
Marže obchodníka - nákup (využití PPA)	6%			93%	
Marže obchodníka - prodej	6%			9 179 MWh	
				71%	
Průměrný roční objem výroby PPA z FVE	7 172 MWh		WACC	10.46%	
Průměrný roční objem výroby PPA z VTE	24 351 MWh		NPV PPA - respondentní scénář	131 830 €	
Průměrný roční objem výroby PPA	31 523 MWh		NPV PPA - progresivní scénář	3 172 547 €	
Potenciální maximum roční výroby z PPA (dle dostupných kapacit)	31 050 MWh		NPV PPA - dekarbonizační scénář	25 070 288 €	

Tabulka 23 - Výsledná bilance optimalizované alokované kapacity zdrojů pro progresivní scénář (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)



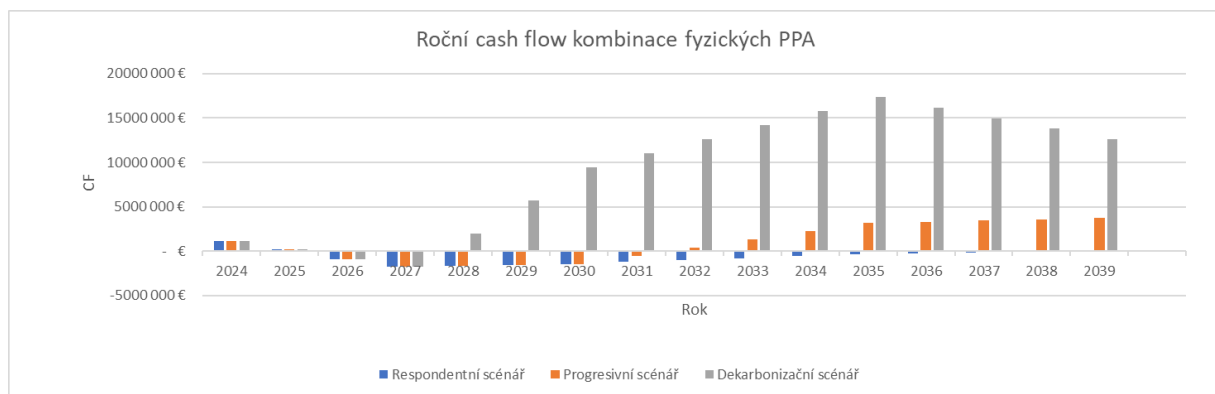
Graf 10 - Roční cash flow optimalizované alokované kapacity zdrojů pro progresivní scénář (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)

Dekarbonizační scénář



Zdroj (PV = solární el., Wind = větrná el.)	PV	PV	Wind	PV	Wind
Průměrný roční výnos energie (kWh/kWp)	950	1050	2000	1050	2300
účetní realizační cena PPA (EUR/MWh)	85	95	100	-	125
ový mechanismus	Eskalace	Fixní	Eskalace	Tržní	Fixní
álace	2%	-	2%	2%	3%
í poměr	-	1	1	0.95	1
éma dodávky	Pay as produced	Pay as produced	Pay as produced	Pay as produced	Pay as contracted
ximální alokační kapacita (výkon) (MW)	2	5	4	2	6
Alokovaná kapacita (výkon) (MW)	2.00	5.00	4.00	-	6.00
Počáteční rok platnosti kontraktu	2024			24 000	MWh
Délka kontraktů	16			0	MWh
Marže obchodníka - nákup (bez PPA)	3%			24 000	MWh
Marže obchodníka - nákup (využití PPA)	6%			100%	
Marže obchodníka - prodej	6%			43 964	MWh
				35%	
Průměrný roční objem výroby PPA z FVE	7 172	MWh	WACC	10.46%	
Průměrný roční objem výroby PPA z VTE	60 792	MWh	NPV PPA - respondentní scénář	4 900 224	€
Průměrný roční objem výroby PPA	67 964	MWh	NPV PPA - progresivní scénář	2 082 605	€
Potenciální maximum roční výroby z PPA (dle dostupných kapacit)	31 050	MWh	NPV PPA - dekarbonizační scénář	48 145 383	€

Tabulka 24 - Výsledná bilance optimalizované alokované kapacity zdrojů pro dekarbonizační scénář (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)



Graf 11 - Roční cash flow optimalizované alokované kapacity zdrojů pro dekarbonizační scénář (přiložený excelový soubor – Výpočet fyzických PPA)

Při pohledu na výsledné bilance vycházející z alokace optimálních výkonů jednotlivých zdrojů pro dílčí scénáře je vidět, jak velkou roli hraje vývoj cen elektřiny. V prvních dvou scénářích našel software alokaci výkonů, které pokryjí 54 potažmo 93 % spotřeby odběratele. Naproti tomu u dekarbonizačního scénáře je dosaženo optima při maximální alokaci ve čtyřech z pěti zdrojů, přestože by v tomto případě muselo být 65 % dodávek z PPA odprodáno ve formě přebytků.



5.4. Výpočtový model pro virtuální PPA

Obdobný výpočtový nástroj jako pro fyzické PPA jsem v rámci své práce vytvořil i pro variantu využití virtuálních PPA kontraktů. Rozdělení výpočtových nástrojů na dva modely jsem provedl kvůli tomu, že z pohledu odběratele mají tyto dva typy kontraktů velice rozdílný vliv na celkové obchodní nastavení nákupu elektřiny.

Zatímco v případě fyzických PPA dochází k přímým dodávkám, které musí zohlednit obchodník daného odběratele, u virtuálního PPA nedochází k tomu, že by uzavřený kontrakt jakkoli ovlivnil objem a způsob dodávky elektřiny obchodníkem odběrateli. Je to dáno tím, že virtuální PPA je pouze rozdílová smlouva, při které nevzniká dodávka elektřiny, a to ani ve smyslu obchodních toků elektřiny.

Ze stejného důvodu se navzájem neovlivňují ani jednotlivé virtuální PPA mezi sebou. Jejich vlivy (peněžní toky vzniklé rozdílem realizační a tržní ceny) se pouze sčítají. V návaznosti na způsob výpočtu ekonomické efektivity daného kontraktu to znamená, že při tomto výpočtu není nutné obsáhnout veškeré aspekty cen silové elektřiny a následně porovnávat rozdíl mezi variantou bez využití PPA a s jeho využitím. Je to umožněno tím faktem, že jak výše marže, tak velkoobchodní cena silové elektřiny se uzavřením virtuálního PPA nijak nemění a ani samotný kontrakt nepřidává do obchodního schématu nákupu elektřiny žádnou další nákladovou položku.

Jediným důsledkem platnosti virtuálního PPA pro odběratele jsou finanční toky vzniklé z vypořádání CfD. Aby bylo možné vypočítat výši těchto finančních toků je nutné pouze znát realizační a tržní cenu elektřiny. Tyto dvě hodnoty je však nutné znát opět pro každou obchodní hodinu po celou dobu platnosti kontraktu.

Dalším důležitým rozdílem v mém výpočtovém souboru pro virtuální PPA (oproti tomu určenému pro fyzické PPA) je možnost využití přeshraničních PPA, tedy uzavření PPA s výrobcem, jehož zdroj neleží na území České republiky (o přeshraničních PPA je pojednáno v podkapitole 2.2.3.). K určení tržní ceny je nutné ve virtuálním PPA kontraktu definovat tzv. referenční trh, tedy trh, jehož výsledná cena pro daný obchodní interval je tržní cenou pro zúčtování virtuálního PPA. Jelikož predikce pro celkovou cenovou hladinu a cenovou charakteristiku elektřiny je v kapitole 5.2. vytvořena pro český trh, počítá tento výpočtový model s nastavením, kdy je referenčním trhem český spotový trh organizovaný OTE a.s.



Vytvoření predikcí pro další země, které je možné využít v nastavení tohoto modelu, a kterých je celkem 26, by bylo nad rámec této diplomové práce.

5.4.1. Nastavitelné parametry PPA

Jelikož je možné u virtuálních PPA brát v úvahu i zdroje elektřiny, které neleží na území ČR, musí tuto možnost výpočtový model postihovat. Díky databázi Emhires [21] umožňuje model výběr z celkem 27 zemí (včetně ČR) a z dvou typů zdrojů – fotovoltaických a větrných elektráren.

Ostatní nastavitelné parametry, kterými jsou nastavení realizační ceny včetně nastavení jejího mechanismu, schéma dodávky, maximální alokační kapacita a alokovaná kapacita, jsou stejné jako u modelu fyzických PPA. Stejně tak je možné nastavit délku kontraktu a počátek jeho platnosti.

Zdroj (PV = solární el., Wind = větrná el.)	PV
Země	DE
Počáteční realizační cena PPA (EUR/MWh)	110
Cenový mechanismus	Fixní
Eskalace	-
Tržní poměr	-
Schéma dodávky	Pay as produced
Alokovaná kapacita (výkon) (MW)	2
Diskontní sazba	10.46%
Počáteční rok platnosti kontraktu	2024
Délka kontraktů	16

Tabulka 25 – Zadávání parametrů virtuální PPA (přiložený excelový soubor – Výpočet virtuálních PPA)

5.4.2. Výpočet ročního objemu zúčtované energie a tržní ceny

Jelikož u tohoto výpočtu není třeba zohledňovat vliv PPA na dodávku od běžného obchodníka, je možné pracovat pouze s průměrnými hodinovými hodnotami nastaveného zdroje. Výroba zdroje v každé jednotlivé hodině je tak rovna průměrné měrné hodnotě výroby (data jsou vyjádřena v poměru vyrobené energie k instalovanému výkonu – kWh/kWp) pro danou hodinu v roce (jednoznačně určena datem a hodinou v rámci dne) vynásobené alokovaným výkonem. To vše ovšem pouze v případě, že je zvoleno schéma dodávky pay as produced. V opačném případě je hodinová výroba rovna alokovanému výkonu.

$$V_h = v_h * P_{al}$$

V_h – hodinová výroba zdroje v hodině h (v každém roce stejná)



v_h – průměrná měrná výroba zdroje v hodině h (v každém roce stejná)

P_{al} – alokovaný výkon zdroje

Kromě určení ročního objemu energie je nutné také tuto elektřinu ocenit. Opět mám při tomto procesu k dispozici predikce ceny elektřiny v pásmu baseload a predikci cenové charakteristiky v intervalu 5 let. Díky tomu lze pro každý rok vypočítat hodnotu profilu vyrobené energie. Nejprve výpočtový soubor určí rozložení průměrné výroby v rámci dnů v týdnu, měsíců a hodin ve dne.

Rozložení výroby						
měsíc	den v týdnu		hodina			
	1	3%	1	14%	1	0%
	2	5%	2	14%	2	0%
	3	8%	3	14%	3	0%
	4	11%	4	14%	4	0%
	5	12%	5	14%	5	0%
	6	12%	6	14%	6	0%
	7	13%	7	14%	7	0%
	8	12%			8	1%
	9	9%			9	5%
	10	7%			10	8%
	11	4%			11	11%
	12	3%			12	13%
					13	13%
					14	13%
					15	12%
					16	10%
					17	7%
					18	4%
					19	2%
					20	1%
					21	0%
					22	0%
					23	0%
					24	0%

Tabulka 26 – Rozložení výroby nastaveného zdroje dle měsíců, dnů v týdnu a hodin v rámci dne (přiložený excelový soubor – Výpočet virtuálních PPA)

Poté dojde k výpočtu samotné hodnoty profilu. Tento výpočet je proveden pro každý z roků, pro který je v rámci pětiletého intervalu provedena predikce cenové charakteristiky. Tento výpočet je stejně jako u modelu pro fyzická PPA proveden součinem skalárních součinů hodnot



cenových charakteristik a procentuálních hodnot energie v definovaných časových kategoriích.

$$\text{Hodnota profilu} = \sum_{i=1}^7 ch_{di} * e_{di} * \sum_{i=1}^{12} ch_{mi} * e_{mi} * \sum_{i=1}^{24} ch_{hi} * e_{hi}$$

ch_{di} – cenová charakteristika i – tého dne v týdnu

e_{di} – procentuální množství energie v i – tém dni v týdnu

ch_{mi} – cenová charakteristika i – tého měsíce

e_{mi} – procentuální množství energie v i – tém měsíci

ch_{hi} – cenová charakteristika i – té hodiny v rámci dne

e_{hi} – procentuální množství energie v i – té hodině v rámci dne

Výpočet profilů výroby pro roky, ke kterým není k dispozici cenová charakteristika je opět vypočten při použití předpokladu rovnoměrného procesu změn mezi jednotlivými cenovými charakteristikami, jak je popsáno v podkapitole

*Hodnota profilu*₂₀₂₅

$$= \text{Hodnota profilu}_{2024} + \frac{(\text{Hodnota profilu}_{2029} - \text{Hodnota profilu}_{2024})}{5}$$

Ve chvíli, kdy jsou známy hodnoty profilů výroby a baseloadové ceny pro jednotlivé roky (ty jsou samozřejmě rozděleny do třech scénářů), je možné jednoduchým vynásobením těchto hodnot určit průměrnou tržní cenu, která vstupuje do zúčtování rozdílové ceny virtuálního PPA.

$$p_{Ti} = p_{basei} * \text{hodnota profilu}_i$$

p_{Ti} – průměrná tržní cena v roce i

p_{basei} – cena v pásmu baseload v roce i

$\text{hodnota profilu výroby}_i$ – hodnota profilu výroby v roce i

Výsledný výpočet peněžního toku vycházejícího z virtuálního PPA pro daný rok je potom vynásobením průměrného objemu výroby cenovým rozdílem mezi průměrnou tržní cenou a realizační cenou pro daný rok. Tento peněžní tok může být samozřejmě menší než 0, a to v případě, že je průměrná tržní cena nižší než realizační a odběratel tak musí za daný rok výrobcí zaplatit příslušnou sumu peněz.



$$CF_{PPA} = V_{průměr} * (p_T - p_R)$$

CF_{PPA} – suma ročních peněžních toků vzniklých vypořádání virtuálních PPA

$V_{průměr}$

– průměrný roční objem vyrobené energie daného zdroje při zvolené alokaci výkonu

p_T – průměrná tržní cena elektřiny

p_R – realizační cena PPA

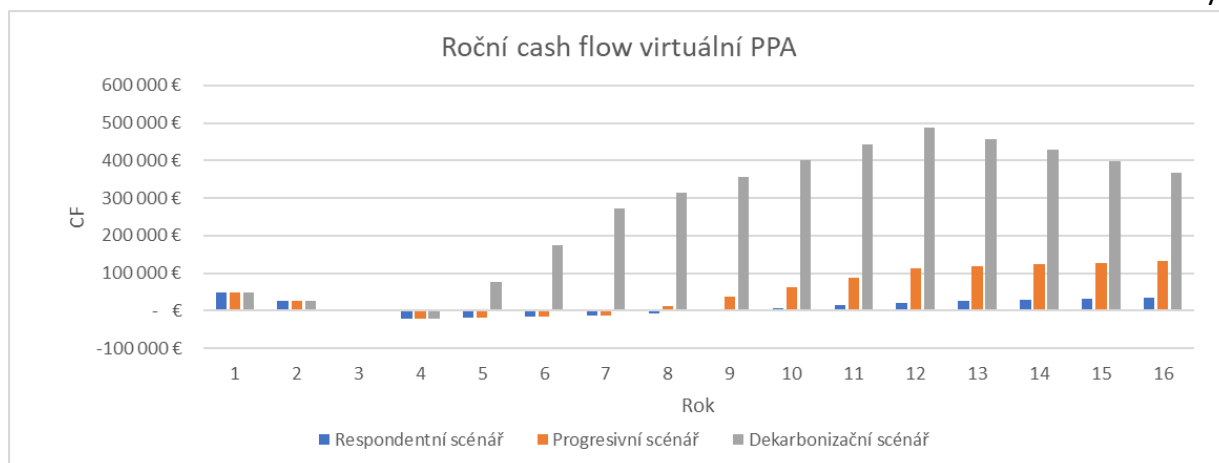
Z peněžních toků jednotlivých let jsou poté vypočteny čisté současné hodnoty kontraktů, a to pro každý ze scénářů vývoje cen elektřiny.

5.4.3. Výsledky výpočtu virtuálního PPA pro typové zadání

I v tomto výsledku pro typové zadání je zřejmá významná závislost na použitém scénáři vývoje cen elektřiny. Zároveň však pro zvolenou cenovou hladinu typového kontraktu vychází NPV u všech scénářů kladné a kontrakt by byl tedy pro odběratele ekonomicky výhodný.

Zdroj (PV = solární el., Wind = větrná el.)	PV
Země	DE
Počáteční realizační cena PPA (EUR/MWh)	110
Cenový mechanismus	Fixní
Eskalace	-
Tržní poměr	-
Schéma dodávky	Pay as produced
Alokovaná kapacita (výkon) (MW)	2
Diskontní sazba	10.46%
Počáteční rok platnosti kontraktu	2024
Délka kontraktů	16
Průměrný roční objem výroby PPA (MWh)	1713
NPV PPA - konzervativní scénář	67 860 €
NPV PPA - referenční scénář	270 276 €
NPV PPA - progresivní scénář	1 515 725 €

Tabulka 27 – Výsledná bilance virtuálního PPA pro typové zadání (přiložený excelový soubor – Výpočet virtuálních PPA)



Tabulka 28 – Peněžní toky způsobené virtuálním PPA kontraktem pro typové zadání (přiložený excelový soubor – Výpočet virtuálních PPA)

Závěr

Tématem této diplomové práce byly PPA kontrakty. V prvních čtyřech kapitolách se text zabýval tímto segmentem moderní energetiky zejména teoreticky, kdy kromě zevrubného představení českého designu trhu s elektřinou kategorizoval jednotlivé druhy PPA z různých hledisek, uvedl přínosy a rizika z pohledu obou hlavních smluvních stran a popsal vývoj na trhu PPA v Evropě i České republice.

Při dělení PPA byly definovány různé druhy těchto smluv podle základního typu PPA (fyzické x virtuální), lokality výrobního zdroje (on-site x off-site, tuzemské x přeshraniční) a struktury dodávek (pay as produced x pay as contracted x pay as forecasted), přičemž byla u těchto druhů charakterizována specifika ovlivňující podobu výsledného PPA kontraktu, a také byly označeny kombinace druhů PPA napříč těmito kategoriemi, které nelze z jejich podstaty kombinovat.

Třetí kapitola mé práce se věnovala přínosům a rizikům dvou hlavních smluvních stran. Z pohledu odběratele jsou hlavními benefity PPA dlouhodobé zajištění elektřiny, která pochází z OZE, a dosažení částečné cenové stability nakupované elektřiny. Rizika odběratele jsou většinou dána intermitentní povahou zdrojů nejčastěji využívaných v oblasti PPA (fotovoltaické a větrné zdroje). Vychází tedy například z toho, že daný zdroj nemusí pokrýt spotřebu odběratele ve všech obchodních intervalech (objemové riziko), že bude tuto



Bc. Martin Tichý

spotřebu pokrývat zejména v hodinách, ve kterých může být spotová cena elektřiny nízká či dokonce záporná (riziko kanibalizačního efektu) nebo že může vzrůst marže jeho dodavatele elektřiny z důvodů nestálosti a obtížné predikovatelnosti dodávek prostřednictvím PPA.

Optikou výrobce je hlavním přínosem dlouhodobé zajištění příjmů, na které může být navázána možnost získat lepší podmínky financování projektu výstavby daného zdroje zahrnutého do PPA kontraktu. Hlavními riziky výrobce jsou při podpisu PPA tržní a kreditní, což jsou rizika společná pro obě strany PPA smlouvy.

Při tvorbě mezinárodního srovnání vývoje na trzích PPA v jednotlivých evropských zemích jsem byl omezen faktem, že trh s PPA není organizován žádnou zastřešující organizací, která by kromě jiného vydávala oficiální statistiky o vývoji trhu. Existují pouze poradenské společnosti, které se tímto segmentem trhu s elektřinou zabývají, a které shromažďují data o realizovaných kontraktech nebo aktuálních nabídkách těchto produktů. Kompletní data jsou však zpoplatněna částkami v řádech tisíců eur, a tak jsem si v rámci své práce musel vystačit s volně dostupnými, převážně přehledovými údaji.

V páté kapitole své práce jsem popsal dva výpočtové modely, které jsem v rámci tvorby tohoto textu vytvořil a které mají za úkol hodnotit ekonomickou efektivnost jednotlivých definovaných PPA kontraktů či jejich kombinací z pohledu odběratele. Jeden model je vytvořen pro fyzické PPA a druhý pro virtuální.

Model pro fyzické PPA zahrnuje výpočet celkové energetické bilance odběratele, která zahrnuje kromě dodávek v rámci PPA, také dodávky elektřiny od obchodníka, jež vykrývají spotřebu odběratele, pokud nejsou v danou obchodní hodinu dodávky PPA dostatečně velké, a přebytečnou energii dodanou z PPA, kterou je nutné za pomoci obchodníka odprodat na trhu. Model při tvorbě této bilance pracuje v intervalu hodin a bere v úvahu také rozdílnou hodinovou výrobu intermitentních zdrojů v různých letech.

V návaznosti na ekonomické hodnocení dlouhodobých PPA smluv byly vytvořeny také predikce cen elektřiny, kdy se jedna zabývá průměrnou spotovou cenou za daný rok a druhá cenovým průběhem na spotovém trhu v rámci jednotlivých hodin v roce. Predikce cen elektřiny na tak dlouhé období, jakým je horizont PPA (až 16 let), je však z podstaty věci velmi nejistou záležitostí a přináší s sebou riziko, že reálná ekonomická hodnota konkrétní PPA



Bc. Martin Tichý

smlouvy (vyjádřena metodou NPV) bude výrazně odlišná od té vypočtené při daných předpokladech do budoucna.

Při hodnocení věrohodnosti výpočtových modelů tak platí, že jsou tyto výpočty jen tak směrodatné, jako jsou směrodatné předpoklady (zejména cenové predikce), na kterých jsou postaveny. Při zkoumání ekonomických dopadů takto dlouhodobých tržních nástrojů, jakými jsou PPA, se však tomuto postupu nelze vyhnout a excelové modely vytvořené v rámci této diplomové práce jsou komplexním nástrojem na toto ekonomické zhodnocení.

Má diplomová práce tak ve výsledku přináší komplexní pohled na problematiku PPA včetně zahrnutí dopadů uzavření takovéto smlouvy pro odběratele a výpočtové nástroje pro individuální posuzování PPA kontraktů. Pro typové zadání parametrů PPA pak výpočty ukazují velký vliv predikce cen silové elektřiny, neboť se u jednotlivých scénářů vývoje značně liší optimalizovaná alokace výkonu jednotlivých PPA.



Literatura

- [1] Úvod do liberalizované energetiky Trh s elektřinou [online]. 2016. Praha 2016: Asociace energetických manažerů, 2016 [cit. 2023-04-24]. ISBN 978-80-260-9212-4. Dostupné z: <https://www.mpo-efekt.cz/upload/7799f3fd595eeee1fa66875530f33e8a/kniha-trh-s-elektrinou.pdf>
- [2] Přehled zavádění 15 minutových produktů na krátkodobých trzích s elektřinou provozovaných OTE [online]. In: . 26.1.2023 [cit. 2023-04-24]. Dostupné z: https://www.ote-cr.cz/cs/dokumentace/dokumentace-elektrina/ote_trhy_prechod_na_15min_final_v0-2.pdf
- [3] Krátkodobé trhy - křivky sesouhlasení: Nabídková a poptávková křivka pro 9. hodinu (ČR) [online]. [cit. 2023-04-24]. Dostupné z: <https://www.ote-cr.cz/cs/kratkodobe-trhy/elektrina/krivky-sesouhlaseni?hour=9&date=2023-04-21>
- [4] Trh s elektřinou - krátkodobý organizovaný trh [online]. In: . s. 1 [cit. 2023-04-24]. Dostupné z: https://www.ote-cr.cz/cs/kratkodobe-trhy/elektrina/files-informace-vdt-vt/trh_s_elektrinou.pdf
- [5] Auctions. JAO [online]. [cit. 2023-04-24]. Dostupné z: <https://www.jao.eu/auctions#/>
- [6] ŠTANDERA, Martin. Záruka původu elektřiny – nástroj pro transparentní prokázání původu spotřebované elektřiny zákazníkům. Elektroenergetika [online]. 1 [cit. 2023-04-24]. Dostupné z: https://www.ote-cr.cz/cs/o-spolecnosti/files-novinky/Clanek_zaruka_puvodu_elektriny.pdf
- [7] Insight Weekly: Labor market in focus; operating costs rise; pension funds miss PE targets [online]. [cit. 2023-04-24]. Dostupné z: <https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/blog/insight-weekly-april-11-2023>
- [8] PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM [online]. [cit. 2023-04-24]. Dostupné z: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
- [9] Větrná mapa [online]. [cit. 2023-04-24]. Dostupné z: <https://csve.cz/clanky/vetrna-mapa/601>



Bc. Martin Tichý

[10] SŁOTWIŃSKI, Szymon. The Significance of the “Power Purchase Agreement” for the Development of Local Energy Markets in the Theoretical Perspective of Polish Legal Conditions. Semantic Scholar [online]. [cit. 2023-05-12]. Dostupné z: [https://www.semanticscholar.org/paper/The-Significance-of-the-%E2%80%9CPower-Purchase-Agreement%E2%80%9D-S%20otwi%C5%84ski/cb5f8ab02ec17f38ba204555a7b91be0d96102d5](https://www.semanticscholar.org/paper/The-Significance-of-the-%E2%80%9CPower-Purchase-Agreement%E2%80%9D-%E2%80%9D-S%20otwi%C5%84ski/cb5f8ab02ec17f38ba204555a7b91be0d96102d5)

[11] Elektřina - ceny a grafy elektřiny, vývoj ceny elektřiny 1 MWh. Kurzy.cz [online]. [cit. 2023-05-12]. Dostupné z: <https://www.kurzy.cz/komodity/cena-elektriny-graf-vyvoje-ceny/>

[12] Market Movers Europe, April 24-28: Energy majors report Q1 earnings; gas platform AggregateEU launches [online]. [cit. 2023-05-12]. Dostupné z: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/videos/market-movers-europe/042423-oil-gas-majors-results-iraq-exports-legal-dispute-aggregateeu-power-renewables-wind-north-sea-summit-edf-nuclear>

[13] Vláda schválila cenové stropy pro výrobní ceny elektřiny. ČTK [online]. [cit. 2023-05-24]. Dostupné z: <https://www.ceskenoviny.cz/zpravy/2283375>

[14] Corporations Brush Aside Energy Crisis, Buy Record Clean Power. BloombergNEF [online]. [cit. 2023-05-12]. Dostupné z: <https://about.bnef.com/blog/corporations-brush-aside-energy-crisis-buy-record-clean-power/>

[15] PPA Price Index© Executive Summary. LevelTen Energy [online]. 7-9 [cit. 2023-05-12]. Dostupné z: https://storage.pardot.com/816793/1681838296TMVGOHwQ/2023Q1_EU_ExecutiveSummary_PPAPriceIndex__1_.pdf

[16] Global Renewables Market Report: Q1 2023. Edison Energy [online]. 8,20,21 [cit. 2023-05-12]. Dostupné z: https://issuu.com/edisonenergy/docs/ee_renewables_market_report_q12023

[17] PPA Trends. Pexapark.com [online]. [cit. 2023-04-28]. Dostupné z: <https://quote.pexapark.com/#/market-view/ppa-index/1>



Bc. Martin Tichý

[18] JAROŠOVSKÝ PIVOVAR STAVÍ SOLÁRY BEZ DOTACÍ. CHCE BÝT NEJZELENĚJŠÍ V ČESKU.

Hrot.cz [online]. [cit. 2023-05-12]. Dostupné z:

<https://www.tydenikhrot.cz/clanek/jarosovsky-pivovar-zeleny-pivovar-martin-pacovsky>

[19] V ČR byl uzavřen vůbec první korporátní PPA kontrakt na elektřinu z OZE. Oenergetice.cz

[online]. [cit. 2023-05-12]. Dostupné z: [https://oenergetice.cz/obnovitelne-zdroje/cr-uzavren-](https://oenergetice.cz/obnovitelne-zdroje/cr-uzavren-vubec-prvni-korporatni-ppa-kontrakt-elektrinu-oze)

[vubec-prvni-korporatni-ppa-kontrakt-elektrinu-oze](https://oenergetice.cz/obnovitelne-zdroje/cr-uzavren-vubec-prvni-korporatni-ppa-kontrakt-elektrinu-oze)

[20] Zápis z jednání Solární asociace: Pracovní skupina pro velké zdroje - Sekce pro PPA

smlouvy. Praha, 2022.

[21] EMHIRES dataset: wind and solar power generation. Zenodo.org [online]. [cit. 2023-05-

12]. Dostupné z: <https://zenodo.org/record/4803353#.ZF4T-3ZBxPb>

[22] EEX: Market data - Futures [online]. [cit. 2023-05-16]. Dostupné z:

<https://www.eex.com/en/market->

[data/power/futures#%7B%22snippetpicker%22%3A%2228%22%7D](https://www.eex.com/en/market-data/power/futures#%7B%22snippetpicker%22%3A%2228%22%7D)

[23] Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040 (MAF CZ 2022). ČEPS [online]. [cit.

2023-05-24]. Dostupné z:

<https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/elektoenergetika/2023/5/Hodnoceni-zdrojove-primerenosti-elektrizacni-soustavy-CR-2022.pdf>

[24] Statistika: Roční zpráva. OTE [online]. [cit. 2023-05-24]. Dostupné z: [https://www.ote-](https://www.ote-cr.cz/cs/statistika/rocnizprava?&date=2023-01-01)

[cr.cz/cs/statistika/rocnizprava?&date=2023-01-01](https://www.ote-cr.cz/cs/statistika/rocnizprava?&date=2023-01-01)

[25] Roční zpráva o provozu elektrizační soustavy ČR 2019 [online]. Energetický regulační úřad

[cit. 2023-05-24]. Dostupné z: [https://www.eru.cz/rocnizprava-o-provozu-elektrizacni-](https://www.eru.cz/rocnizprava-o-provozu-elektrizacni-soustavy-cr-pro-rok-2019)

[soustavy-cr-pro-rok-2019](https://www.eru.cz/rocnizprava-o-provozu-elektrizacni-soustavy-cr-pro-rok-2019)

[26] EU Energy Outlook 2060 – how will the European electricity market develop over the next

37 years?. Energy Brainpool [online]. [cit. 2023-05-24]. Dostupné z:

<https://blog.energybrainpool.com/en/eu-energy-outlook-2060-how-will-the-european-electricity-market-develop-over-the-next-37-years-2/>

[27] Komentář k úrokovým sazbám měnových finančních institucí: Březen 2023 [online]. [cit.

2023-05-24]. Dostupné z:



Bc. Martin Tichý

https://www.cnb.cz/cs/statistika/menova_bankovni_stat/harm_stat_data/komentar-k-urokovym-sazbam-menovych-financnich-instituci/index.html

[28] Dluhopisy online. Patria.cz [online]. [cit. 2023-05-16]. Dostupné z: <https://www.patria.cz/kurzy/online/CZ0001002059/bond.html?type=govcz#online>

[29] Damodaran online: Data: Current [online]. [cit. 2023-05-24]. Dostupné z: <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>