

## Vztah komunitní energetiky k regulovaným subjektům (a stakeholderům) v energetice

T A  
Č R

Tato zpráva byla vytvořena v rámci projektu TK04010229 Komplexní prostředí pro rozvoj energetických společenství – návrh legislativních, organizačních a motivačních opatření pro odstranění bariér rozvoje

**Název projektu:** Komplexní prostředí pro rozvoj energetických společenství – návrh legislativních, organizačních a motivačních opatření pro odstranění bariér rozvoje

**Číslo projektu:** TK04010229

**Číslo výsledku:** TK04010229-V4

**AUTOŘI:**

Lukáš Janota

Michaela Valentová

Michaela Makešová

**Prosinec 2023**



## Manažerské shrnutí

Cílem této části projektu, tedy výsledku V4, byla komplexní analýza a identifikace dopadů rozvoje komunitní energetiky na regulované subjekty a identifikované stakeholdery na poli elektroenergetického trhu. V rámci splnění tohoto cíle byla vytvořena komplexní metodika technickoekonomické simulace provozu variantních rozsahů energetických společností.

V první části studie byly identifikovány všichni stakeholderi, kteří mohou být rozvojem energetických společností dotčeni. Na základě této analýzy bylo vypracováno extenzivní kvalitativní hodnocení a identifikace možných dopadů na jednotlivé stakeholdery a účastníky elektroenergetického trhu.

Silný pozitivní efekt komunitní energetiky byl identifikován u koncových zákazníků a municipalit, jakožto členů energetických společností. Skrze členství získají vyšší míru energetické soběstačnosti, posílí se jejich postavení na elektroenergetickém trhu a sníží se jejich platby za energii. Pozitivní efekt rozvoje komunitní energetiky se dále očekává u nově definovaných a vznikajících subjektů na elektroenergetickém trhu, a to zejména u agregátorů flexibility a provozovatelů akumulačních zařízení. U těchto subjektů dojde k navýšení potenciálních zákazníků a dojde ke vzniku nových obchodních příležitostí.

Naopak možný negativní efekt rozvoje energetických společností lze očekávat při současném fungování trhu a regulace v energetice zejména u provozovatelů distribučních soustav, obchodníků a dodavatelů energií. Z krátkodobého horizontu může dojít u provozovatelů distribučních soustav ke snížení výběru variabilních plateb za distribuci vlivem samospotřeby energie z lokálně provozovaných výroben. Dále může plošný rozvoj energetických společností navyšovat technické nároky na provoz sítí a jejich rozvoj a optimální dimenzování. V případě obchodníků dojde k horší predikci spotřebního chování koncových zákazníků a k úbytku celkového objemu dodávané energie.

Řešení vyvstalých možných negativních efektů by měla přinést revize tarifní struktury, která v maximální možné míře bude reflektovat reálné náklady, které každý zákazník systému svým chováním vyvolá. V případě koncových zákazníků na hladině NN se jedná zejména o navýšení regulovaných fixních plateb za využití sítě, což přináší adresnější alokaci vzniklých nákladů v síti. Obchodníci budou pro řešení změny spotřebního chování členů komunity motivováni pro změnu svých obchodních strategií, což může být motivací pro flexibilní produkty, které mohou dále napomoci řízení soustavy.

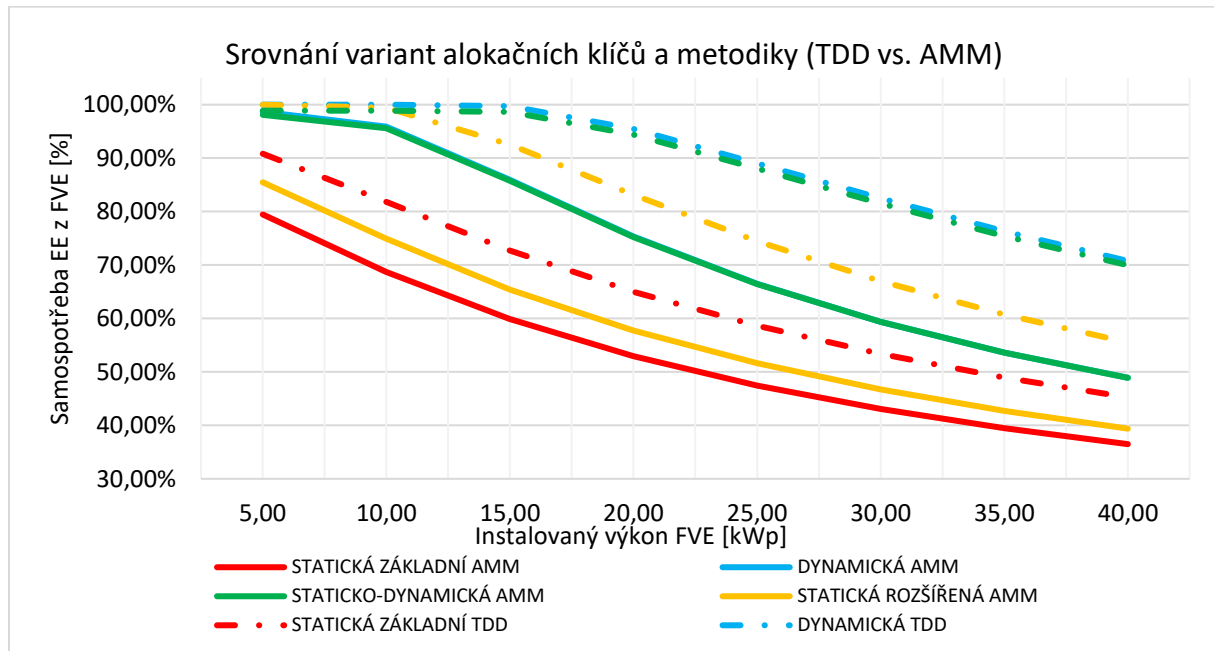
V druhé části práce byly na základě identifikovaných pravděpodobných činností energetických společností definovány variantní modely provozu energetických společností. Nejvíce předpokládanou činností, která se do roku 2030 bude v rámci komunitních projektů rozvíjet, je provoz fotovoltaických elektráren. Nejsilnější rozvoj těchto projektů je očekáván u bytových domů a u obcí a měst, kde budou výrobní umístovány majoritně na městské a případně komerční budovy a budou vznikat tzv. komunální energetická společnosti.

Během modelování provozu energetických společností byly identifikovány následující klíčové parametry provozu, které mají největší vliv na výsledné technickoekonomické parametry ES a míru dopadů na ostatní klíčové stakeholdery:

- Využitá metoda alokace tzv. alokační klíč
- Výše poskytované investiční dotační podpory

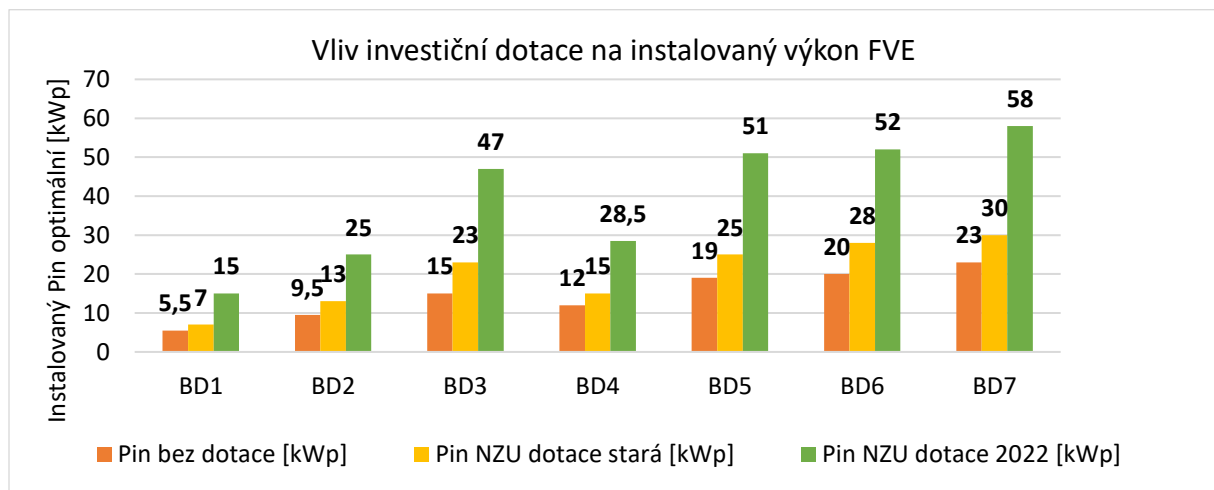


Byla zkoumána efektivita a spravedlivost celkem čtyř alokačních metod, a to: Statická, Statická rozšíření, Dynamická a Staticko-dynamická. Všechny metody alokace jsou vnímány pouze jako „obchodní“ modely, tedy jako účetní operace a nereprezentují reálné fyzikální toky energií v rámci energetických společností. Porovnání „výkonnosti“ jednotlivých alokačních metod z pohledu hlavního ukazatele efektivity provozu energetických společností či sdílení energie v bytových domech reprezentuje následující graf.



Každá metoda alokace přináší výhody i nevýhody. Pro komplexní ukázkou o reálném provozu oproti simulovanému provozu v předprojektové přípravě ES byla analýza doplněna o porovnání využití metodiky TDD a dat z průběhového měření z pilotních projektů osazení AMM.

Druhý zkoumaný klíčový parametr ovlivňující provoz a dimenzování výroben v rámci ES je výše poskytované investiční dotační podpory. Vliv výše získané dotační podpory za aktuálních tržních podmínek je naprosto markantní.





Vlivem získání investiční dotační podpory dochází k navýšení instalovaného výkonu výroben v rámci ES. U tohoto jevu byl identifikován zejména negativní dopad na provoz DS a připojování výroben, jelikož může docházet k naddimenzování výroben a dalšímu blokování rezervovaného výkonu pro plošnější rozvoj obnovitelných zdrojů zejména na hladinách NN. Stejný efekt dotační podpory jako u BD byl pozorován v případě energetických společenství větších rozsahů, tedy v případě sdílení mezi více objekty či komunálními energetickými projekty v rámci měst a obcí.

Pro efektivní a dlouhodobě udržitelný rozvoj komunitní energetiky v České republice byly doporučeny vhodné kroky, a to zejména následující:

- Vhodná finanční motivace účastníků a zakladatelů ES k optimalizaci svých výroben a k důkladné předprojektové přípravě provozu ES.
- Možnost změny v přístupu připojování výroben ze standardního připojení na dynamické/flexibilní připojení výroben reflektují reálný potřebný rezervovaný výkon sítě.
- Důraz na kompetenci a kvalitu instalačních a poradenských firem v rámci celého procesu přípravy a vzniku energetických společenství.



## **Seznam zkratk**

AMM	Automated meter management
BD	Bytový dům
BTS	Base Transceiver Station
DSM	Demand Side Management
dTS	Distribuční transformační stanice
EK	Energetická komunita
ERÚ	Energetický regulační úřad
ES	Elektrizační soustava
ES	Energetické společenství
EU	Evropská unie
LDS	Lokální distribuční soustava
MAS	Místní akční skupina
NKEP	Národní klimaticko-energetický plán
NT	Nízký tarif
DS	Distribuční soustava
OES	Občanské energetické společenství
OMp	Přidružené odběrné místo
OMv	Vůdčí odběrné místo
OZE	Obnovitelné zdroje energie
PDS	Provozovatel distribuční soustavy
PPS	Provozovatel přenosové soustavy
PS	Přenosová soustava
PTE	vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou
SP	Pojistková skříň
SPOZE	Společenství pro obnovitelné zdroje energie
SVJ	Společenství vlastníků jednotek
SVR	Služby výkonové rovnováhy
TČ	Tepelné čerpadlo
TUV	Teplá užitková voda
VT	Vysoký tarif



## **Obsah**

1. Úvod .....	8
2. Metodika.....	9
3. Dopady rozvoje energetických komunit na stakeholdery v energetice .....	11
3.1. Identifikace subjektů na elektroenergetickém trhu ve spojitosti s institutem komunitní energetiky .....	11
3.1.1. Kvalitativní vyhodnocení účastníků trhu.....	13
3.2. Analýza a identifikace současného stavu regulace, cenotvorby a fungování trhů s elektřinou ve vztahu k energetickým komunitám .....	19
3.2.1. Současný stav regulovaných tarifů a regulace PDS.....	19
3.2.2. Analýza distribučních tarifů .....	23
3.2.3. Vyhodnocení analýzy regulovaných cen.....	33
3.3. Definice rozsahu předpokládaných působností EK v prostředí české a evropské propojené energetiky.....	36
3.3.1. Výroba elektřiny .....	36
3.3.2. Výroba tepla a chladu .....	37
3.3.3. Kogenerace .....	38
3.3.4. Možné dopady na PDS a PPS .....	39
3.4. Modelování a analýza dopadů provozu energetických komunit na elektroenergetický trh soustavu.....	40
3.4.1. Metodický přístup komplexního modelování .....	42
3.4.2. Parametrizace modelu.....	46
3.5. Zjištěné výsledky a výstupy modelování.....	47
3.5.1. Vyhodnocení alokačních metod .....	47
3.5.2. Identifikace vlivu dotační podpory .....	58
3.5.3. Technické dopady provozu ES.....	70
3.5.4. Ekonomické dopady provozu ES.....	71
4. Doporučení pro efektivní integraci a fungování energetických společenství .....	75
5. Závěr .....	77
Seznam obrázků.....	79
Seznam tabulek .....	81
Reference.....	82
Přílohy.....	82



## 1. Úvod

Odvětví energetiky se dosud vyznačovalo velkou mírou centralizace a závislostí na fosilních zdrojích energie. Za účelem přechodu k nízkouhlíkovému hospodářství, širšího využívání obnovitelných zdrojů energie (dále jen „OZE“) a s tím související decentralizace výroby energie, dosažení klimatické neutrality a zvyšování energetické účinnosti jsou na úrovni EU přijímány politiky, strategie i celé balíčky právních předpisů. Mezi klíčové směrnice, relevantní pro rozvoje energetických společností, patří zejména směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/944 ze dne 5. června 2019 o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou a o změně směrnice 2012/27/EU (dále jen „směrnice (EU) 2019/944“)[1], která mj. zavádí občanské energetické společnosti (dále jen „OES“) jako nového účastníka trhu s elektřinou, a směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2018/2001 ze dne 11. prosince 2018 o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů (dále jen „směrnice (EU) 2018/2001“)[2], která upravuje zase společnosti pro obnovitelné zdroje (dále jen „SPOZE“, společně s OES dále jen „energetické společnosti“).

Směrnice (EU) 2019/944 [1] a směrnice (EU) 2018/2001 [2] přinášejí významný posun v dosavadním standardním vnímání rolí jednotlivých účastníků trhu s elektřinou, neboť v důsledku jejich transpozice do vnitrostátního právního řádu dojde k posílení kumulace rolí jednotlivých právnických, ale i fyzických osob, které se účastní trhu s elektřinou.

Například bude nově umožněno, aby zákazník (dříve pouze spotřebitel) byl v jednom okamžiku také výrobcem, provozovatelem zařízení pro ukládání elektřiny, poskytovatelem flexibility a současně mohl dodávat elektřinu jinému zákazníkovi (tj. sdílet ji). Všechny tyto role pak může i nemusí činit jako nepodnikající osoba nebo jako osoba podnikající (byť finální nastavení podmínek vstupu na trh a podmiňování výkonu činností v energetice získáním licence jistě ještě bude předmětem odborných i politických debat). Kromě energetických společností jsou zaváděny další nové účastníky trhu – provozovatele zařízení pro ukládání elektřiny a agregátora<sup>1</sup>.

Energetická společnost představují zcela nové právní subjekty, nové účastníky trhu, které v současné době právní řád ČR nezná, tyto subjekty nejsou stávajícími právními předpisy definovány, nejsou vymezena jejich práva a povinnosti ani vztah k ostatním tradičním účastníkům trhu<sup>2</sup>. Ačkoliv transpoziční lhůta směrnice (EU) 2019/944 i směrnice (EU) 2018/2001 již uplynula (31. prosince 2020, resp. 31. června 2021), institut energetických společností (a ani jiné oblasti, které pokrývají předmětné směrnice) do českého právního řádu dosud transponovaný nebyl. Transpozice energetických společností do českého právního řádu měla být původně provedena až přijetím nového energetického zákona (dále jen „NEZ“), jenž by podle Plánu legislativních prací vlády na zbývající část roku 2021 s účinností nejdříve od 1. ledna 2024 (spíše však později) měl nahradit stávající zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon) (dále jen „EZ“).

Komunitní energetiku, nebo také Občanské Energetické Společnosti (OES) či Společnosti pro Obnovitelné Zdroje Energie (SPOZE), lze dle její definice chápat jako moderní přístup k nakládání s energiemi, a to v podobě lokální výroby, sdílení a koncové spotřebě energií, a to jak tepelné, tak elektrické, v rámci občanského uskupení různých rozsahů (bytové domy, městské čtvrti, celá

<sup>1</sup> Novým institutem je také aktivní zákazník a samospotřebitel elektřiny z obnovitelných zdrojů jako jeho podkategorie, v tomto případě se ovšem nejedná o nového účastníka trhu, tím bude stále konečný zákazník.

<sup>2</sup> V době finalizace tohoto textu byl zákon, zavádějící tyto pojmy, v horní komoře Parlamentu.





města). Občané se tedy skrze členství v komunitní energetice stávají zmíněným aktivním zákazníkem, tedy zákazníkem, který již pouze neodebírání energii od svého dodavatele, ale nabývá právo se podílet na výrobě energií z lokálních a obnovitelných zdrojů energie a čerpat nediskriminačně benefitů z této výroby v plném rozsahu skrze spotřebu „lokálně“ vyrobené energie a jejího sdílení či prodeje.

Touto tzv. lokální samospotřebou z lokálně instalovaného a provozovaného zdroje bude u koncových odběratelů (domácností) docházet ke snížení množství „nakupované“ energie z elektrizační soustavy, tak jak tomu bylo doposud, a tím bude vznikat tížená úspora ročních nákladů na energii, navýšení energetické bezpečnosti a snížení hrozby energetické chudoby. V prostředí České republiky panuje aktuálně silný předpoklad, že majoritním decentralizovaným zdrojem se stane nejčastěji fotovoltaická elektrárna, nebo například tepelné čerpadlo. Charakter a dopad plošnějšího rozvoje těchto moderních technologií je tedy třeba extenzivně posoudit a identifikovat možné výzvy spojené právě s jejich rozvojem.

Energetická komunita zjednodušeně představuje příležitost pro své členy možnost, jak se stát více energeticky soběstačnými a zároveň být lépe chráněny před dynamickými výkyvy cen energií na energetických trzích.

Tato zpráva navazuje na očekávaný vývoj v oblasti rozvoje energetických společenství a analyzuje možné dopady rozvoje ES na vybrané zúčastněné subjekty, ať už to jsou regulované subjekty (jako například distribuční společnosti), tak také samotné zákazníky.

## 2. Metodika

Optimální implementace institutu komunitní energetiky a s ní souvisejících inovativních přístupů v dříve centralizovaném odvětví energetiky, a jejich správné legislativní a technické ukotvení do současného stavu fungování elektroenergetického trhu ČR je velmi komplexní problematikou. Do průběhu celé metodiky vypracování výsledku V4 vstupují identifikované poznatky a závěry z výsledků V1, V2 a V3 projektu TK04010229.

V návaznosti na identifikované klíčové poznatky výsledku **TK04010229-V3 Vícenásobné efekty (multiple impacts) rozvoje komunitní a lokální energetiky v ČR**, byl obsah výsledku V4 cíleně směřován k řešení a pokrytí faktorů, které byly označeny jako majoritní hlavními aktéry, kteří se stanou iniciátory vzniku a rozvoje energetických společenství, tedy zástupci bytových domů, měst a obcí (při zachování celkového konceptu a obsahu výstupu V4). Mezi hlavní identifikované aspekty a překážky rozvoje komunitní energetiky řadí klíčoví aktéři zejména následující:

- Města a obce, ale i zástupci bytových domů v současné chvíli primárně vnímají rozvoje energetických společenství optikou rozvoje obnovitelných zdrojů energie a velmi specificky pak fotovoltaiky. V naprosté většině tak jak veřejný sektor, tak bytové domy budou v prvních projektech směřovat zejména na instalace FVE a případné sdílení přebytků. Specificky pak u měst a obcí budou převládat projekty sdílení mezi „svými“ objekty, u bytových domů pak sdílení v rámci jednoho bytového domu.
- Z hlediska překážek se pak jak zástupci veřejného sektoru, tak zástupci bytových domů shodli, že kromě chybějícího legislativního ukotvení je jednou z hlavních překážek nedostatek informací a komplexnost celé problematiky a také nedostatek kapacit a expertizy. Z rozhovorů



a dotazníkového šetření provedených v rámci výstupu V3 vyplývá, že iniciátoři EK potřebují jak dobré příklady praxe, tak také modelové příklady a vzorové dokumenty.

K dosažení vytyčeného cíle výsledku V4 byl postup prací v rámci tohoto výsledku metodicky rozdělen do celkem pěti logicky navazujících částí s jasně identifikovanými dílčími cíli (V4.1. – V4.5.). Jednotlivé dílčí výstupy slouží jako vstupní parametry pro komplexní zpracování cíle výsledku V4: **Variantní návrh/doporučení vhodných budoucích kroků, nastavení legislativních rámců (primární, sekundární legislativa) pro udržitelný chod a budoucí rozvoj ES za efektivní integrace energetických komunit.**

Postup prací V4 a tedy výsledná komplexní metodika určení vztahu a dopadů komunitní energetiky k regulovaným subjektům (a stakeholderům) v energetice se skládá z následujících dílčích částí, které jsou pak podrobně rozpracovány v následujících kapitolách):

- V4.1. Identifikace subjektů na elektroenergetickém trhu ve spojitosti s institutem komunitní energetiky (kapitola 3.1.)
- V4.2. Analýza a identifikace současného stavu regulace, cenotvorby v energetice a fungování trhů (kapitola 3.2.)
- V4.3. Definice rozsahu předpokládaných působností EK v prostředí české a evropské propojené energetiky (kapitola 3.3.)
- V4.4. Modelování fungování energetických komunit a analýza dopadů jejich provozu na současný stav fungování elektroenergetického trhu a provozu elektrizační soustavy (kapitola 3.4.)
- V4.5. Identifikace a variantní návrh/doporučení vhodných budoucích kroků a nastavení legislativních rámců (primární, sekundární legislativy) pro zajištění efektivní integrace a fungování energetických společenství v rámci ES (kapitola 4)



### **3. Dopady rozvoje energetických komunit na stakeholdery v energetice**

#### **3.1. Identifikace subjektů na elektroenergetickém trhu ve spojitosti s institutem komunitní energetiky**

V rámci prvního kroku metodického přístupu dosažení vytyčeného cíle výsledku V4 byla provedena komplexní identifikace subjektů (stakeholders) na elektroenergetickém trhu. Hlavním cílem této analýzy je kvalitativně popsat a definovat možné dopady/efekty rozvoje komunitní energetiky v České republice a identifikovat jejich závažnost a míru jejich dopadu na jednotlivé účastníky elektroenergetického trhu.

Pro ucelený přehled možných dopadů na jednotlivé účastníky trhu byly v rámci této analýzy identifikováni jak současní, tak budoucí možní účastníci trhu (nově vzniklí), kteří budou nebo mohou být dotčeni budoucím rozvojem komunitní energetiky. Identifikovaní stakeholderi byli následně děleny do podkategorií, dle toho, zdali jsou přímými či nepřímými účastníky energetického trhu z pohledu prostředí energetických komunit.

Po identifikaci účastníku energetického trhu, kteří jsou/budou dotčeni rozvojem komunitní energetiky a s ním spojenými funkcionalitami, jako je koncept sdílení energie, předpokládaný masivnější rozvoj lokálních decentralizovaných výroben (zejména FVE) či změna průběhu odběru/dodávky energií byly v dalším kroku dílčího úkolu popsány následující parametry/ukazatelé:

##### **1. Možný efekt**

Kritérium možného efektu na daného účastníka energetického trhu popisuje efekt, který vznikne budoucím rozvojem komunitní energetiky a s ní spojenými činnostmi. Daný možný efekt je vždy spojen pouze s daným účastníkem trhu, tedy jedná se o efekt, který ovlivňuje/zasahuje do činností/předmětu podnikání daného subjektu.

##### **2. Typ dopadu**

Kritérium typ dopadu hodnotí, zdali identifikovaný možný efekt, popřípadě efekty mají na daného účastníka negativní, neutrální či pozitivní dopad. V rámci tohoto kritéria se nedá se 100 % pravděpodobností identifikovat přesný typ/charakter dopadu efektů na daného účastníka, jedná se vždy tedy o předpokládaný převládající dopad souhrnně identifikovaných efektů.

V návaznosti na vývoj přístupu k elektroenergetickým trhům a celkového aktuálně proměnlivému charakteru energetiky jako odvětví jsou v některých případech identifikované dopady dále děleny na krátkodobý horizont a dlouhodobý horizont. Krátkodobý horizont dopadu je v tomto případě chápán jako dopad v časovém horizontu do 5 let. Jedná se tedy o jakési časové přechodné období, než dojde k ustálení a ukotvení přístupu k energetickým komunitám jako celku. Charakter dopadu v rámci dlouhodobého horizontu je poté chápán v časovém horizontu od 5 let výše, tedy řádově následující jednotky desetiletí.



### **3. Míra dopadu**

Kritérium míra dopadu hodnotí předpokládanou intenzitu dopadu rozvoje energetických společenství na daného účastníka. Míra dopadu nehodnotí, zdali se jedná o negativní, nebo naopak pozitivní dopad. Míra dopadu definuje pouze, jak intenzivní je míra již identifikovaného typu dopadu, a to v následujících intenzitách:

- Nízká
- Střední
- Vysoká

### **4. Potřeby a požadavky stakeholdera**

Posledním ukazatelem je pak kvalitativní popis základních potřeb a požadavků jednotlivých stakeholderů. Tyto identifikované potřeby a požadavky by měly být zásadní pro úspěšnou integraci a rozvoj komunitní energetiky v prostředí české energetiky při minimalizaci negativních dopadů na jednotlivé účastníky. Potřeby a požadavky vycházejí z identifikovaných efektů a dopadů výše, s expertních diskusí projektového týmu a také v návaznosti na obsah ostatních výsledků

### 3.1.1. Kvalitativní vyhodnocení účastníků trhu

Tabulka 1 - Tabulka souhrnných výsledků identifikace současných účastníků energetického trhu v návaznosti na rozvoj komunitní energetiky

Typ stakeholdera	Přímý účastník energetického trhu (prostředí energetických komunit)	Nepřímý účastník energetického trhu (prostředí energetických komunit) aktivní (ovlivňující), případně pouze užívající efekty	Možné efekty	Typ dopadu (KO)	Míra dopadu	Potřeby/požadavky stakeholdera
Současný stakeholder	Provozovatel PPS		Změna charakteru sítě vlivem nárůstu intermitentních zdrojů energie Nárůst počtu poskytovatelů SVR a regulační energie (agregace)	neutrální	nízká	Monitoring dat Fungující platforma pro poskytování SVR
	Provozovatel PDS		Snížení výběru variabilních poplatků Krátko/střednědobě horší predikce odběrů a dimenzování sítě Dlouhodobě potenciálně naopak lepší data o chování sítě (roll-out AMM) a tedy možnost optimalizace řízení	KO – negativní DO – neutrální/pozitivní	vysoká	Monitoring dat (EDC) Nová tarifní struktura zohledňující dynamický charakter spotřeby
	Obchodníci s elektřinou		Možné využívání přetoků EK pro své obchodní účely Úbytek prodávané elektřiny zákazníkům (B2B, B2C) Horší predikce své sum. odchylky pro OTE (vyrovnávání obchodní pozice) Příležitost pro poskytování služeb EK	neutrální	střední	změna obchodní strategie a flexibilní produkty
	Stávající konvenční zdroje/výrobci		Odpojení a změna v odběru (úbytek dodávané elektřiny) Vyšší konkurence skrze agregátory výroby	převážně negativní	střední	-
	Poskytovatel konceptu LDS		Současná situace: Snížení potenciálního množství klientů (současné LDS legislativně omezeny na průmyslové podniky, ale často developerské projekty) Bude nutná změna technicko-ekonomického modelu u "developerských" projektů – LDS vs EK	převážně negativní	střední	Legislativní vymezení pojmu LDS vs EK – rozsah působnosti



Typ stakeholdera	Přímý účastník energetického trhu (prostředí energetických komunit)	Nepřímý účastník energetického trhu (prostředí energetických komunit) aktivní (ovlivňující), případně pouze užívající efekty	Možné efekty	Typ dopadu (KO)	Míra dopadu	Potřeby/požadavky stakeholdera
Současný stakeholder	Spotřebitelé (na NN)		změna struktury a výše nákladů v ceně elektřiny/tepla nové možnosti – stát se aktivním zákazníkem	potenciálně pozitivní/negativní	vyšší	Informovanost, komunikace
		Operátor trhu	Možná změna rozsahu působnosti (v gesci data z AMM a EK) Data z AMM + rozvoj EK + Přechod na 15minutové zúčtování v rámci EU = více dat ke zpracování	-	-	
		Energetický regulační úřad	Dopady provozu EK na regulovaný a tarifní systém a výběr poplatků	neutrální	střední	Nutné relevantní ukotvení EK v prim. a sek. legislativě Nová tarifní struktura
		MPO/MŽP	Příspěvek k cílům NKEP Nutnost řešit změnu energetického mixu Energetická bezpečnost Data k dispozici	pozitivní	střední (v závislosti na objemu rozvoje EK)	Nastavit vykazování dat o EK – pro potřeby NKEP a další
		Municipality	Komunitní pospolitosť Aktivní obyvatelé Atraktivita a rozvoj regionu Tvorba lokální hodnotových řetězců Resilience lokality	pozitivní	vyšší	Informovanost, komunikace



Typ stakeholdera	Přímý účastník energetického trhu (prostředí energetických komunit)	Nepřímý účastník energetického trhu (prostředí energetických komunit) aktivní (ovlivňující), případně pouze užívající efekty	Možné efekty	Typ dopadu (KO)	Míra dopadu	Potřeby/požadavky stakeholdera
Budoucí stakeholder		Akumulace výrobce	Nárůst poptávky v návaznosti na zvýšení rentability a návratnosti využívání akumulace v soustavě (pokles ceny akumulace a nárůst ceny elektřiny)	pozitivní	vyšoká	stabilní legislativní prostředí jasná strategie rozvoje OZE stabilní prostředí veřejných podpůrných nástrojů
	Akumulace provozovatel		Nárůst potenciálního využití akumulace v rámci lokálních uzlů DS, uvnitř EK Nárůst ekonomiky provozu BESS	pozitivní	vyšoká	stabilní legislativní prostředí jasná strategie rozvoje OZE stabilní prostředí veřejných podpůrných nástrojů
	Agregátor nezávislý		Navýšení potenciálu rozvoje agregace Nové business modely	pozitivní	vyšoká	stabilní legislativní prostředí jasná strategie rozvoje OZE stabilní prostředí veřejných podpůrných nástrojů
	Agregátor integrovaný		Navýšení potenciálu rozvoje agregace Nové business modely	pozitivní	vyšoká	stabilní legislativní prostředí jasná strategie rozvoje OZE stabilní prostředí veřejných podpůrných nástrojů
	Prosumer		Aktivní účast v EK i mimo ní Prosumer je samostatná entita a může být členem EK	neutrální	nížká	-



Typ stakeholdera	Přímý účastník energetického trhu (prostředí energetických komunit)	Nepřímý účastník energetického trhu (prostředí energetických komunit) aktivní (ovlivňující), případně pouze užívající efekty	Možné efekty	Typ dopadu (KO)	Míra dopadu	Potřeby/požadavky stakeholdera
Budoucí stakeholder	Provozovatelé komunit		Základní efekty podobné jako člen komunity (vychází z předpokladu, že provozovatel je zároveň členem) Případná administrativní zátěž	pozitivní	vyšoká	Zodpovědnost za odchylku ano či ne? Provozovatel DS ano či ne? Organizační změny ve stávajících entitách (město, družstvo) Kapacity – správa entity Standardizace dokumentů, příručky, manuály, capacity building
	Člen komunity		Environmentální (příspěvek k OZE, dekarbonizace) Vyšší energetická soběstačnost Lokální zdroj energie – zpřístupnění (ekonomicky, technicky) Podpora rozvoje dobíjecí infrastruktury pro elektromobilitu Platba za energie (vyšší/nížší/stejná?) Přehled o výrobě a spotřebě elektřiny/energie, DSM Komunitní soudržnost Organizační/administrativní zátěž	pozitivní	vyšoká	Komunikace a informovanost ( <i>navýšení povědomí o principech energetických trhů, elektrická energie není vždy a všude za stejné ceny -&gt; s EK bude pravděpodobný příchod AMM a dynamických tarifů</i> ) Požadavky na organizaci (nová entita)
		Správci dat	Efektivnější využívání energie v čase na základě získaného množství dat Nové obchodní příležitosti Možný vznik nové entity pro sběr a správu dat	pozitivní	vyšoká	Roll out AMM, data centra Práce s big data





Typ stakeholdera	Přímý účastník energetického trhu (prostředí energetických komunit)	Nepřímý účastník energetického trhu (prostředí energetických komunit) <small>aktivní (ovlivňující), případně pouze užívající efekty</small>	Možné efekty	Typ dopadu (KO)	Míra dopadu	Potřeby/požadavky stakeholdera
Budoucí stakeholder		Finanční sektor	Nový typ úvěrů a služeb Nový typ zákazníka Návaznost na Taxonomii EU a hodnocení "zelenosti" projektů EK	pozitivní	střední	Data, rating úvěrů, evaluace – kritéria – nutné vzorové dokumenty a metodiky (podobně jako u energetických úspor)
		Konzultační firmy	nový business	pozitivní	střední	Zaměření na širší spektrum zákazníků, ne pouze společnosti, ale širší veřejnost
		Vzdělávací firmy	nový business	pozitivní	střední	Zaměření na širší spektrum zákazníků, ne pouze společnosti, ale širší veřejnost
		R&D	nový business – chytré měření, modely	pozitivní	střední	Kvalita průběhového měření, spolehlivost odečtů a přenosu dat Vývoj HW a zejména také z pohledu bezpečnosti přenosu dat



Rozvoje a obecně možnost zakládání a participace v rámci komunitních energetických projektů přinese silný pozitivní efekt zejména pro koncové zákazníky. Skrze participaci v energetických komunitách získají koncoví zákazníci zejména vyšší energetickou soběstačnost a docílí tížených energetických úspor a snížení celkové platby za odebranou energii. Komunitní energetické projekty dále přináší mnohem snadnější přístup k pořízení výroben pro jednotlivé zákazníky, a to jak z pohledu ekonomického (podílení se na investici), tak technického (nutno připojovat menší počet výroben). Dalším pozitivním efektem zavedení institutu komunitní energetiky je vytvoření nových podnikatelských příležitostí a zvýšení konkurence na elektroenergetickém trhu. V návaznosti na komunitní energetiku je také často zmiňováno také urychlení rozvoje moderních energetických technologií (BESS, dobíjecí infrastruktura) a urychlení rozvoje obnovitelných zdrojů energie.

Jak je patrné z výše uvedených výsledků v **tabulce 1.**, může mít v budoucnosti plošný rozvoj komunitní energetiky převážně neutrální až negativní dopady na současné účastníky elektroenergetického trhu v ČR. Hlavním faktorem, který způsobuje tento negativní typ dopadu, jež komunitní energetika může přinést, je změna charakteru odběru energie v čase účastníků energetických společenství a společenství pro obnovitelné zdroje energie. Změna charakteru a průběhu spotřeby energie, zejména pak elektrické energie, může mít bez adekvátní změny a optimalizace tarifní struktury negativní dopad zejména na provozovatele distribučních soustav (PDS) a dále pak na výrobce energií a případně na obchodníky s energiemi, kteří budou dodavateli energií členů energetických komunit.

Výzva rozvoje komunitní energetiky pro PDS při stávajících podmínkách a přístupech k regulaci spočívá zejména v možnosti snížení celkového objemu variabilních poplatků za distribuci vlivem lokální samospotřeby uvnitř energetických komunit. V návaznosti na toto snížení může dojít k přesunu nákladů na ostatní koncové odběratele. Rozvoj komunitní energetiky s sebou nese samozřejmě vyšší míru decentralizace výroby, a tedy i vyšší míru penetrace intermitentních zdrojů energie nejčastěji na napěťových hladinách NN a případně VN. Rychlejší rozvoj decentralizované výroby iniciované právě komunitními energetikami bude dále klást vyšší nároky na řízení energetické soustavy a její dimenzování. Instalace intermitentních zdrojů do distribuční sítě, zejména pak na hladině NN může dále zvýšit nároky na regulaci napětí, tedy na službu U/Q regulace.

Vzhledem k očekávané změně charakteru chování koncových odběratelů a snížení výběru variabilních poplatků, zejména pak platby za distribuci, je zapotřebí v rámci nové tarifní struktury zahrnout tuto skutečnost. Nové tarify by měly plně reflektovat, jak může nové chování koncových zákazníků způsobovat případné vícenákladů provozovatelů distribučních soustav. Jedním z možných řešení jsou dynamické tarify, jejichž výše je dána spotřebitelským chováním jednotlivých koncových zákazníků, kteří mohou být nastavením těchto tarifů motivováni maximalizovat lokální samospotřebu z instalovaných zdrojů a zároveň optimalizovat své chování dle aktuálních potřeb sítě. Druhým možným přístupem je poté přesun stanovené poměrové části variabilní složky platby do složky fixních plateb jednotlivým koncovým zákazníkům, a to zejména na hladinách NN. Tyto možnosti jsou pak zohledněny v dalším modelování.



## **3.2. Analýza a identifikace současného stavu regulace, cenotvorby a fungování trhů s elektřinou ve vztahu k energetickým komunitám**

V návaznosti na poznatky a zjištění z 1. dílčí části, která se zabývala identifikací a popisem možných efektů a dopadů rozvoje komunitní energetiky na jednotlivé účastníky trhu, je v rámci této části zprávy provedena komplexní analýza a identifikace současného stavu regulace a cenotvorby v energetice. Tento krok je naprosto klíčový, a to zejména z pohledu kvantifikace ekonomických benefitů plynoucí ze členství v energetických komunitách, ale také z pohledu identifikace ohrožených či kritických parametrů regulace.

Jelikož bylo zjištěno, že možný plošný budoucí rozvoj komunitní energetiky může mít v krátkodobém horizontu negativní dopady zejména na provozovatele distribučních soustav, zaměřujeme se v této části metodiky hlavně na fungování cenové regulace a složení nákladů PDS. Toto směřování analýzy bylo zvoleno také zejména v návaznosti na vývoj a stav cenového rozhodnutí ERÚ, a tedy v návaznosti na finální složení a výši koncové platby za odebranou elektrickou energii zákazníky na hladině NN (silová elektřina, platba za distribuci, systémové služby, POZE atd.). Tato výše koncové celkové platby za odebranou MWh koncovými zákazníky na hladinách NN, tedy majoritně domácnosti (D) a malí/střední podnikatelé (C) přímo definuje výši ekonomického užítku z provozovaného zdroje, a to jak z pohledu samospotřeby, tak z pohledu sdílení energie mezi jednotlivými účastníky energetických společenství. V současné situaci panuje předpoklad toho, že při implementaci institutu komunitní energetiky do českého právního rámce nedojde k zvýhodnění (snížení regulovaných plateb) při sdílení energie v rámci energetického společenství či společenství pro obnovitelné zdroje energie, jako je tomu např. ve Francii, Rakousku či Řecku.

Extenzivní kompletní analýza je přílohou č. 1 této zprávy – **Analýza a identifikace současného stavu regulace, cenotvorby v energetice a fungování trhů s elektřinou ve vztahu k energetickým komunitám.**

***Podrobnější analýza stavu implementace rámce komunitní energetiky do národních legislativních rámců je dostupná ve zprávě výstupu V1 projektu TK04010229.***

### **3.2.1. Současný stav regulovaných tarifů a regulace PDS**

Strukturu koncové ceny elektřiny v ČR tvoří (1) tržní cena silové elektřiny, (2) regulovaná cena služby přenosové soustavy nebo služby distribuční soustavy a (3) daně. Pokud jde o regulovanou cenu služby přenosové soustavy nebo služby distribuční soustavy, ta zahrnuje vícesložkovou cenu za zajišťování přenosu nebo distribuce elektřiny, cenu za činnosti operátora trhu včetně poplatku za činnost ERÚ, složku ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie (jako jedno z vládních opatření na pomoc s vysokými úcty za energie byla tato složka ceny od října 2022 do konce roku 2023 odpuštěna) a cenu za systémové služby.

V případě ceny zajišťování přenosu elektřiny (hrazené u zákazníků připojených k distribuční soustavě prostřednictvím ceny za distribuci elektřiny) se v současné době v ČR jedná o platbu, jež se skládá ze dvou složek – konkrétně z

- fixní složky (vztahované k výkonu) pokrývající stálé náklady PPS a



- variabilní složky (vztažené ke skutečně přenesenému množství elektřiny) pokrývající náklady na krytí ztrát v přenosové soustavě.

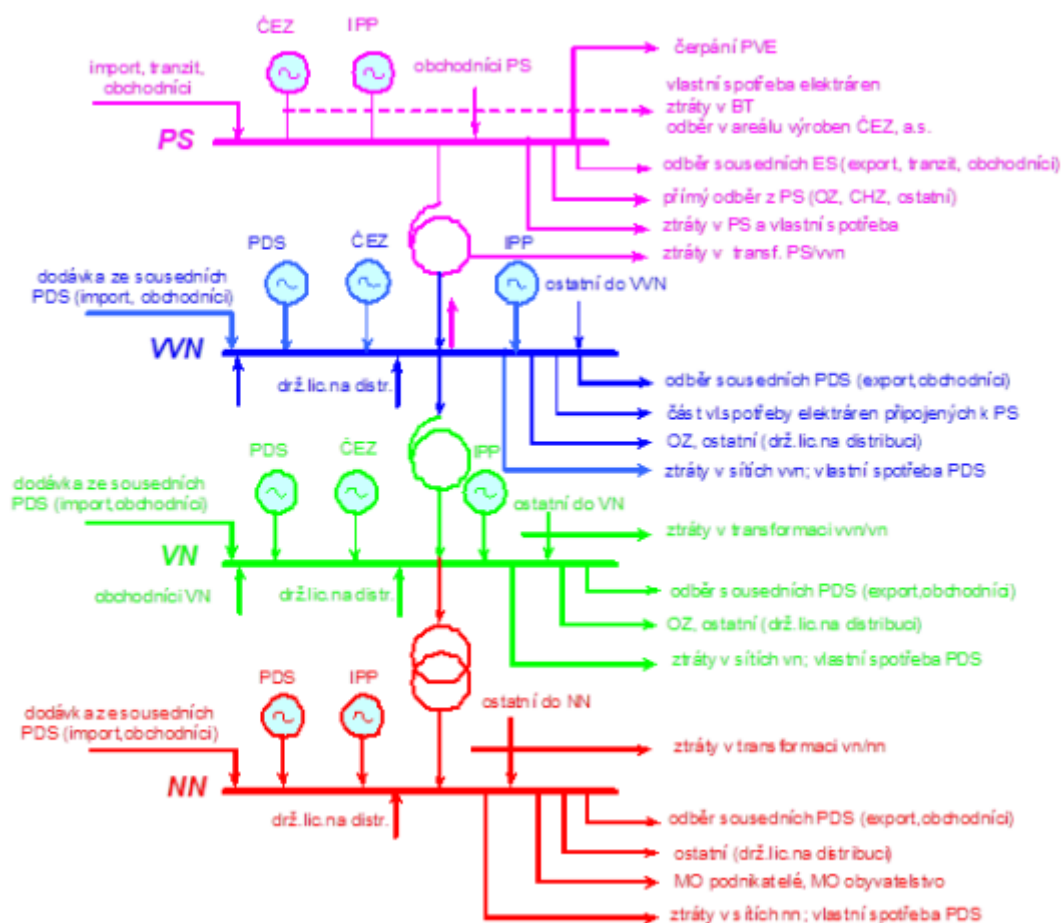
Cena zajišťování distribuce elektřiny se obdobně jako cena za přenos elektřiny skládá z

- fixní složky v podobě ceny za rezervovanou kapacitu (v případě napěťové úrovně velmi vysokého napětí – dále jen „VVN“ – a vysokého napětí – dále jen „VN“ – vztažená na sjednanou hodnotu v MW a v případě napěťové úrovně nízkého napětí – dále jen „NN“ – vztažená k velikosti hlavního jističe před elektroměrem v A), jež slouží (resp. by měla sloužit) k pokrytí stálých nákladů PDS, a
- variabilní složky v podobě ceny za použití sítí distribuční soustavy (VN a VVN) nebo ceny za distribuované množství elektřiny (NN) (vztažené k odebranému množství elektřiny), jež slouží (resp. by měla sloužit) k pokrytí variabilních nákladů PDS, kterými jsou primárně náklady na pokrytí ztrát v soustavě; v závislosti na zvolené distribuční sazbě se tato variabilní část může dále dělit na cenu ve vysokém a nízkém tarifu (tyto dva tarify se někdy uplatňují také u variabilní části ceny silové elektřiny).

Přesto je u nastavení ceny (tarifů) za distribuci elektřiny situace komplikovanější než u ceny (tarifů) za přenos elektřiny, a to z důvodu existence

- napěťové úrovně velmi vysokého napětí,
- napěťové úrovně vysokého napětí zahrnující i transformaci VVN/VN a
- napěťové úrovně nízkého napětí zahrnující i transformaci VN/NN.

Ceny zajišťování přenosu a distribuce elektřiny jsou úředně stanovenými pevnými cenami. Při kalkulaci cen zajišťování přenosu a distribuce elektřiny se vychází z principu tzv. kumulativní poštovní známky, tj. že na úhradě nákladů přenosové soustavy a vyšších napěťových hladin se podílejí také zákazníci připojení na nižší napěťové hladině, jak znázorňuje následující Obrázek, a že výše těchto cen nijak nezávisí na vzdálenosti odběrného místa od místa výroby elektřiny.



Obrázek 1 - Schéma výkonových, energetických a finančních toků, Zdroj: EGÚ Brno

V případě napěťových úrovní VVN a VN, jak dokládá Tabulka 2, zhruba odpovídá rozdělení regulovaných výnosů distribuce na fixní a variabilní část prostředkům reálně vybraným ve fixní a variabilní části distribučních cen (tarifů). Jinými slovy, platí, že u zákazníků odebírajících elektřinu z těchto napěťových úrovní jsou veškeré fixní náklady PDS alokovány do stálé platby (ceny za rezervovanou kapacitu), zatímco variabilní náklady jsou promítnuty do ceny za použití sítě. U napěťové úrovně NN lze naopak pozorovat výraznou disproporci mezi tím, jak jsou regulované výnosy distribuce rozděleny mezi fixní a variabilní část a jak jsou distribuční tarify ve skutečnosti nastaveny (jaká část finančních prostředků je vybrána prostřednictvím fixní části ceny zajišťování distribuce elektřiny a jaká část prostřednictvím variabilní části ceny zajišťování distribuce elektřiny).

Je to dáno tím, že do ceny za distribuované množství elektřiny (podle typu sazby se může jednat o jednu cenu nebo cenu rozlišenou pro odběr elektřiny ve vysokém tarifu a v nízkém tarifu) se kromě nákladů na krytí ztrát v soustavě promítají částečně i povolené výnosy (mající povahu fixních nákladů). Výsledkem je, že tarifní struktura na hladině NN neodráží plně skutečný stav, co se týká poměru fixních a variabilních nákladů PDS. **Z tohoto pohledu může při plošnějším rozvoje energetických společenství a následnému snížení objemu odebírané elektrické energie z distribuční sítě v čase nastat situace, kdy nebude docházet k výběru dostatečného množství finančních prostředků na zajištění potřebných**



**činností distribuce (zejména obnova a rozvoj sítě).** Zde je také nutno zmínit a zdůraznit to, že se nejedná o dopad pouze rozvoje energetických společností, ale celkově může mít negativní dopad na výběr regulovaných plateb PDS na nižších napěťových hladinách jakákoliv změny spotřebitelského chování, které vyústí ve snížení odebíraného množství elektrické energie.

**Je proto zapotřebí tuto probíhající změnu spotřebitelského chování a implementaci nových trendů vhodně promítnout do nastavení nové tarifní struktury.**

*Tabulka 2 - Srovnání složení regulovaných výnosů PDS (fixní a variabilní) s tržbami v distribučních tarifech v rámci jednotlivých napěťových hladin*

Napěťová úroveň	VVN		VN		NN	
	Rozdělení regulovaných výnosů distribuce*	Prostředky vybrané v distribučních tarifech	Rozdělení regulovaných výnosů distribuce	Prostředky vybrané v distribučních tarifech	Rozdělení regulovaných výnosů distribuce	Prostředky vybrané v distribučních tarifech
<b>Fixní část</b> (rezervace kapacity, měsíční stálá platba)	91 %	89 %	94 %	92 %	90 %	30 %
<b>Variabilní část</b> (použití sítě, náklady na ztráty)	9 %	11 %	6 %	8 %	10 %	70 %

Důvodem pro odlišný přístup k „tarifikaci“ na napěťové úrovni NN je, že se člení na velké množství distribučních sazeb podle kategorií zákazníků (na napěťové úrovni NN se jedná o kategorie C – podnikatelé a D – domácnosti), velikosti spotřeby elektřiny i účelu použití elektřiny, resp. používaných spotřebičů.

Co se týká zákazníků kategorie D, z historických důvodů a z důvodu společenské přijatelnosti jsou tito zákazníci cenově zvýhodňováni oproti ostatním zákazníkům. Zákazník (resp. v terminologii PTE „odběratel“) kategorie D je podle přílohy č. 7 PTE [3] vymezen jako fyzická osoba, jež odebírá elektřinu k uspokojování její osobní potřeby související s bydlením nebo osobních potřeb členů její domácnosti (tj. typicky se jedná právě o domácnost). V rozsahu odběru elektřiny pouze pro potřeby správy a provozu společných částí domu sloužících pouze pro společné užívání vlastníků nebo uživatelům bytů se za odběratele kategorie D se považuje i jiná fyzická nebo právnická osoba.

Odběratel kategorie C je vymezen negativně, když jím je „odběratel, který není odběratelem kategorie A, B nebo D“, z čehož lze v pozitivním smyslu dovodit, že jím je fyzická nebo právnická osoba odebírající elektřinu na napěťové úrovni NN za účelem odlišným od odběratele kategorie D. V praxi jsou odběrateli kategorie C typicky podnikatelé. Každému odběrnému nebo předávacímu místu přísluší distribuční sazba, která v sobě zahrnuje danou úředně stanovenou cenu a podmínky pro její přiznání podle příslušného cenového rozhodnutí ERÚ. Jinými slovy, jednotlivé distribuční sazby mohou využívat pouze takové osoby, které splní stanovené podmínky pro jejich přiznání. O přidělení konkrétní distribuční sazby žádá zákazník, který je také povinen splnění podmínek pro její přiznání doložit, nicméně neznamená to automaticky, že odpovídá také za to, že je distribuční sazba přidělena správně, a tedy také že následně hradí správnou výši pevné složky ceny zajišťování distribuce elektřiny.



Zákazníci kategorie domácnost ve většině případů uzavírají s obchodníkem s elektřinou smlouvu o sdružených službách dodávky elektřiny podle § 50 odst. 2 EZ [4], v níž se obchodník s elektřinou zavazuje zajistit na vlastní jméno a na vlastní účet (tedy nejedná se vůbec o právní zastoupení) související službu v elektroenergetice (tj. službu distribuce), a takový zákazník tedy není ani stranou smlouvy o zajištění služby distribuční soustavy podle § 50 odst. 6 EZ, v níž se sjednává distribuční sazba, když tu s PDS na základě závazku ze smlouvy o sdružených službách dodávky elektřiny uzavírá obchodník s elektřinou. Zda zákazník a jeho odběrné místo splňují podmínky pro přiznání požadované distribuční sazby, či nikoliv, má v každém případě vyhodnocovat a kontrolovat PDS.

Přesto ERÚ ve své rozhodovací praxi řeší případy využívání nesprávné distribuční sazby. Důsledkem využívání distribuční sazby, na kterou zákazník nemá nárok, není jen jednání v rozporu s věcnými podmínkami pro uplatnění distribučních sazeb podle cenového rozhodnutí ERÚ a případné naplnění formálních znaků přestupku podle § 16 odst. 3 písm. a) zákona č. 526/1990 Sb., o cenách [5], spočívajícího v koupi zboží za cenu, jež není v souladu s úředně stanovenou cenou (tento přestupek ovšem může spáchat jen právnická osoba nebo fyzická osoba podnikající, nikoliv fyzická osoba nepodnikající), ale z pohledu cenové regulace primárně nepřesná alokace cen podle charakteru nákladů a přenesení případných neuhrazených nákladů na ostatní zákazníky, jimž se následně zvýší ceny zajišťování distribuce elektřiny.

### **3.2.2. Analýza distribučních tarifů**

Pro relevantní technicko-ekonomické vyhodnocení provozu a kvantifikaci plynoucích zejména ekonomických dopadů provozu energetických společností je provedena analýza současného stavu cenového nastavení ceny zajišťování distribuce elektřiny pro zákazníky na hladině NN.

Výše regulovaných plateb za **distribuci** (fixních, variabilních) byly identifikovány na základě analýzy Cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 14/2022 ze dne 14. listopadu 2022, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice odběratelům ze sítí nízkého napětí [6]. Je zapotřebí zmínit, že cenové rozhodnutí je připravováno/aktualizováno pro každý rok. Pro potřeby budoucích analýz a matematického modelování byly provedeny analýzy cenových rozhodnutí pro roky 2022 a 2023.

K této **ceně zajišťování distribuce elektřiny** dle platného cenového rozhodnutí [6][7] je vždy nutné připočítat také ceny za:

- systémové služby,
- cena za překročení rezervovaného výkonu,
- složka ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie,
- cena za činnost operátora trhu v elektroenergetice

a to vždy dle platného Cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a ostatní regulované ceny. Aktuálně Cenové rozhodnutí ERU č. 13/2022 ze dne 14. listopadu 2022. [7]

Pro potřeby této zprávy budou uvedeny regulované platby za distribuci a jejich vývoj pouze pro zvolené nejzastoupenější distribuční sazby. V rámci provedených analýz i následného modelování byly vypuštěny distribuční sazby D01d a C01d, které se nemohou účastnit konceptu sdílení energie dle



novely PTE, platné od 1.1.2023 (nemohou se stát OMp ani OMv), a tudíž panuje silný předpoklad, že OM disponující těmito sazbami se nebudou moci být členy energetických společenství a podílet se na sdílení energie ani dle připravované LEX OZE 2. Tento předpoklad podporuje také status toho, že tyto distribuční sazby nemohou být přiznány odběrného místa, do kterého je nebo bude připojena výroba energie. Pro tyto sazby od 1.1.2018 platí, že v případě připojení výroby do daného OM disponující těmito sazbami, dojde nejpozději v den připojení výroby k přechodu na sazby D02d nebo C02d, dle typu odběratele.

Pro zjednodušenou ukázkou analýzy a přiblížení metodiky identifikace klíčových vstupních parametrů do komplexní metodiky vyhodnocení ekonomických dopadů provozu a zakládání ES, byly zvoleny v návaznosti na provedenou rešerši tarifní statistiky z roku 2021 [8] následující distribuční sazby:

- **D02d**
  - Jednotarifová sazba pro střední spotřebu.
- **D25d**
  - Dvoutarifová sazba s operativním řízením doby platnosti NT po dobu 8 hodin pro OM, ve kterých je řádně instalován elektrický akumulární spotřebič pro vytápění objektu nebo pro ohřev TUV.
- **D57d**
  - Dvoutarifová sazba pro vytápění topným elektrickým spotřebičem a operativním řízením doby platnosti nízkého tarifu po dobu 20 hodin pro OM, ve kterých je řádně instalován a používán hybridní nebo přímotopný elektrický spotřebič pro vytápění objektu nebo systém vytápění s TČ.

Výše uvedené distribuční sazby byly pro ukázkou analýzy regulované ceny za distribuci vybrány, jelikož jsou aktuálně či do budoucna (D57d) nejvyužívanější distribuční sazby, což dokazuje i následující tabulka.

*Tabulka 3 - Analýza tarifní statistiky za rok 2021 distribučních sazeb malooběh obyvatelstvo (hladina NN, typ sazby D)*

Distribuční sazba	Počet OM [-]	Spotřeba EE ve VT [MWh]	Spotřeba EE v NT [MWh]	Spotřeba EE celkem [MWh]
<b>D02d</b>	2 803 245	5 340 213	0	5 340 213
<b>D25d</b>	1 035 750	2 319 616	2 210 935	4 530 551
<b>D26d</b>	62 760	163 145	358 306	521 451
<b>D27d</b>	893	2 239	1 714	3 953
<b>D35d*</b>	11 260	22 180	71 182	93 362
<b>D45d*</b>	417 008	408 940	3 954 762	4 363 701
<b>D56d*</b>	56 197	59 653	785 682	845 335
<b>D57d</b>	250 232	292 441	1 984 978	2 277 419



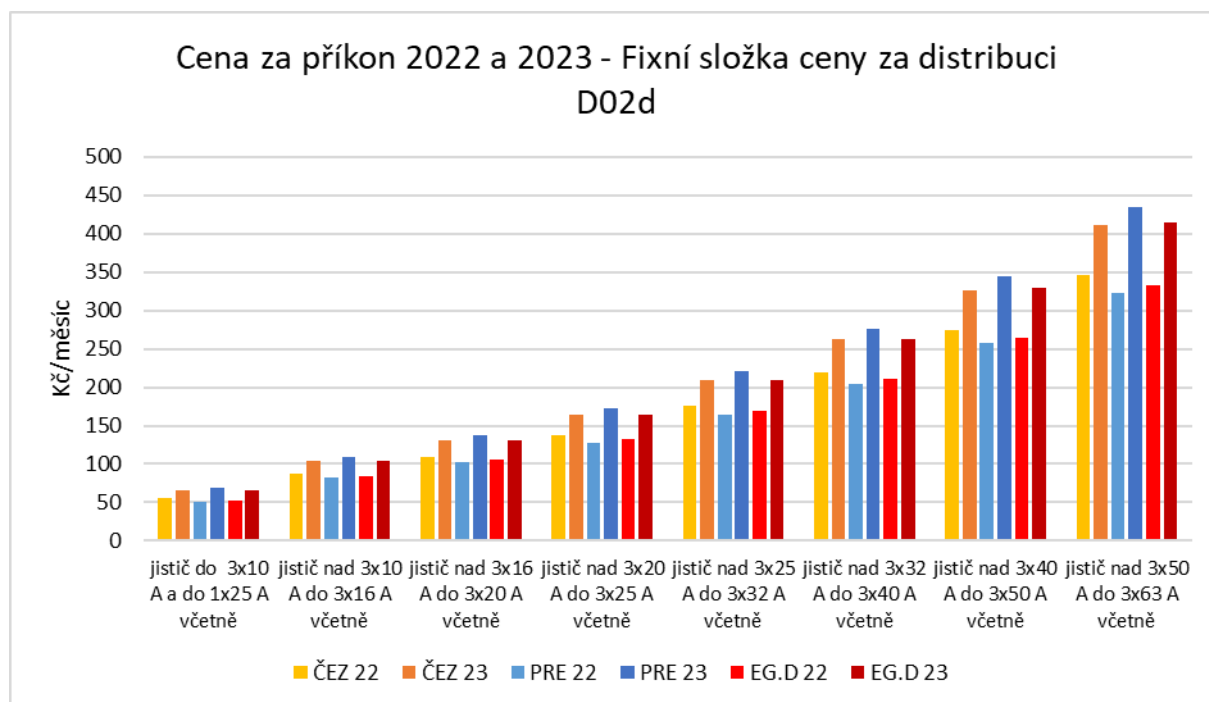


Jak je z provedené tabulky patrné nejvíce zastoupenými distribučními sazbami v ČR jsou aktuálně zvolené sazby D02d, D25d, D57d a sazba D45d. Sazba D45d nebyla do této detailnější analýzy pro názornou ukázkou vývoje regulovaných cen za distribuci zahrnuta, jelikož ji společně se sazbami D35d a D56d již nelze od data 31.3.2016 přiznat. Tento stav můžeme chápat tak, že distribuční sazby, které byly v rámci OM disponující elektrickým vytápěním historicky využívány, budou nově nahrazeny sazbou D57d. Sazbu D57d lze OM přiznat právě od data 1.4.2016.

### 3.2.2.1. Analýza ceny zajišťování distribuce elektřiny – tarif D02d

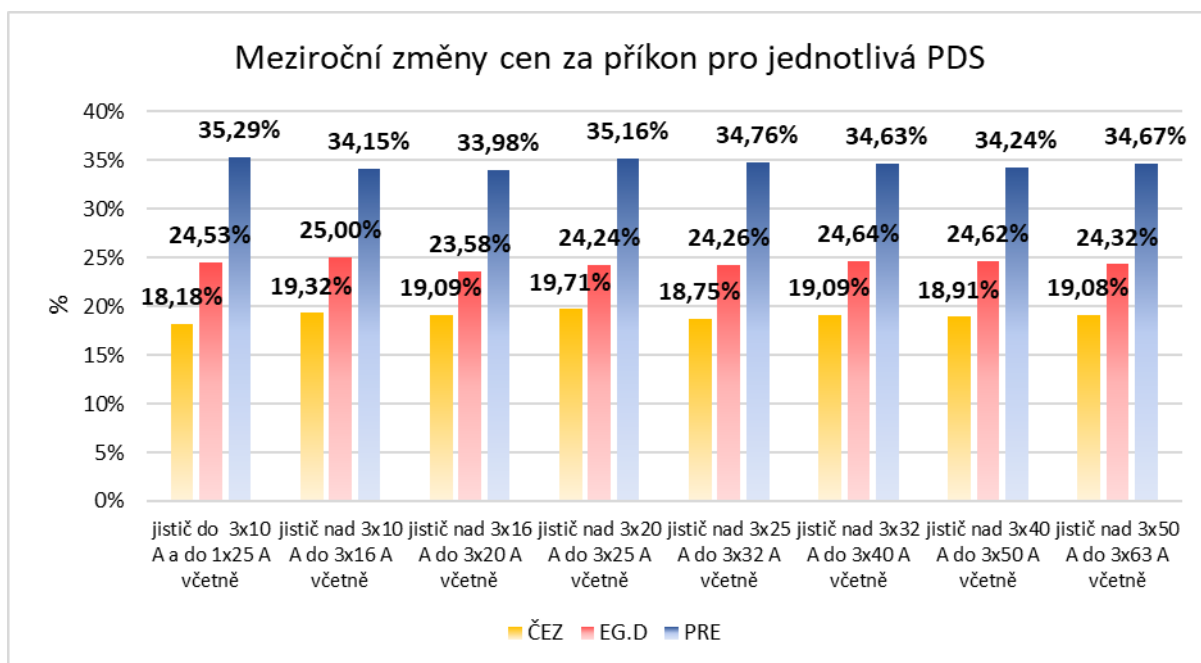
Dle provedené analýzy tarifní struktury za rok 2021 je distribuční sazba D02d nejvyužívanější distribuční sazbou na hladině NN odběrateli typu domácnost. Odběrná místa, kterým je přiřazena distribuční sazba D02d představují také největší spotřebu elektrické energie z pohledu jednotlivých tříd distribučních tarifů (distribučních sazeb). Celková roční spotřeba OM se sazbou D02d činila v roce 2021 5 340 GWh energie, což představuje 28,8 % celkové elektrické energie spotřebované v rámci všech OM v kategorii domácností.

Graf na Obrázku 2 již představuje srovnání přístupu k cenové regulaci složky ceny zajišťování distribuce elektřiny – cena za příkon dle jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem. Tato složka ceny za distribuci se také označuje jako fixní složka ceny, jelikož výše platby v tomto případě není závislá na odebraném množství elektrické energie, tedy není variabilní.



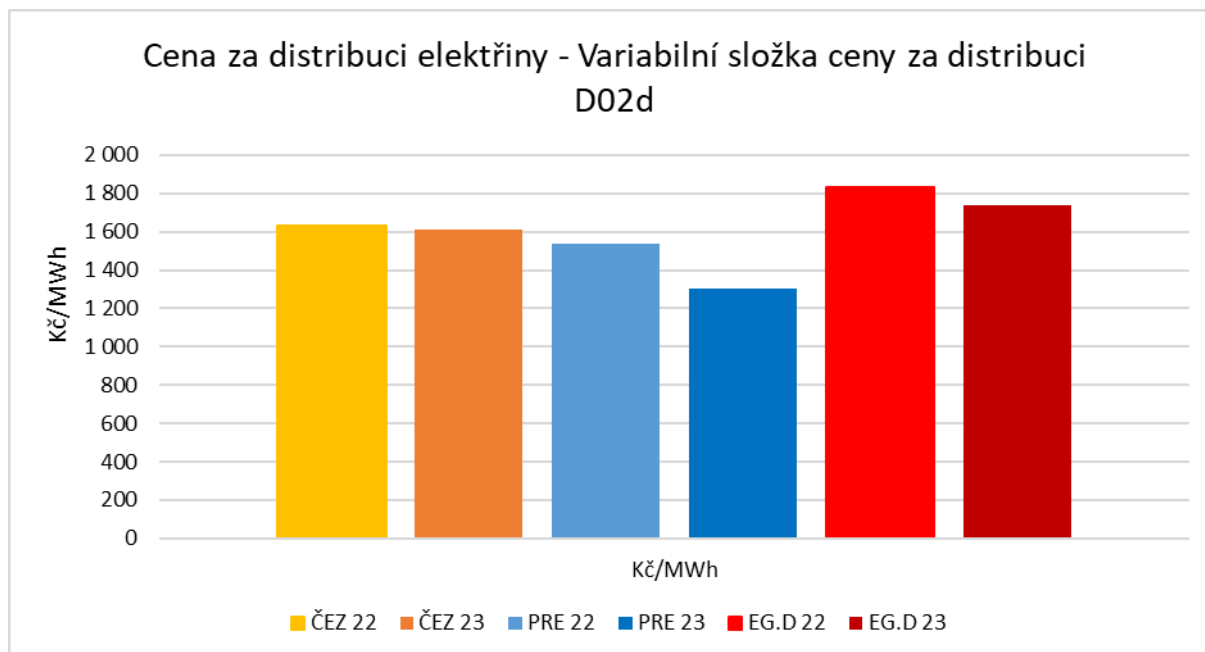
Obrázek 2 - Cena za příkon podle jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem v sazbě D02d – Fixní složka ceny za distribuci [Kč/měsíc]

Z hodnoty vnesených do grafu je patrné, že mezi roky 2022 a 2023, tedy v rámci cenových rozhodnutí ERU z konců let 2021 a 2022 došlo k výraznému nárůstu platby (ceny) za rezervovaný příkon v síti, tedy k nárůstu platby dle hodnoty hlavního jističe před elektroměrem. Detailnější vyhodnocení trajektorie vývoje platby za příkon je zobrazen na následujícím grafu na Obrázku 3.



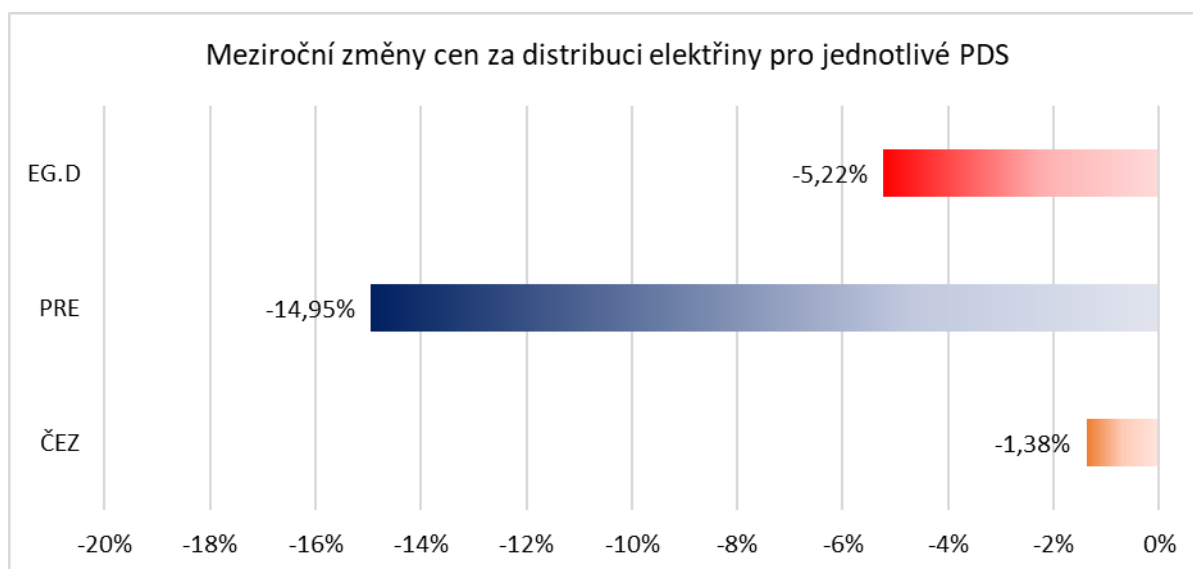
Obrázek 3 - Znárodnění meziroční změny výše plateb za rezervovaný příkon OM v distribuční sazbě D02d

Jak je patrné, k nejvyššímu nárůstu ceny za příkon podle proudové hodnoty jističe došlo u zákazníků na distribučním území PRE. V průměru zde došlo k nárůstu fixní složky platby u koncového zákazníka o 34,5 %. Zákazníci na distribučním území EG.D si v průměru připlatí o 24,5 % a na distribučním území o 19 %.



Obrázek 4 - Cena za distribuované množství elektřiny v sazbě D02d – Variabilní složka ceny za distribuci [Kč/MWh]

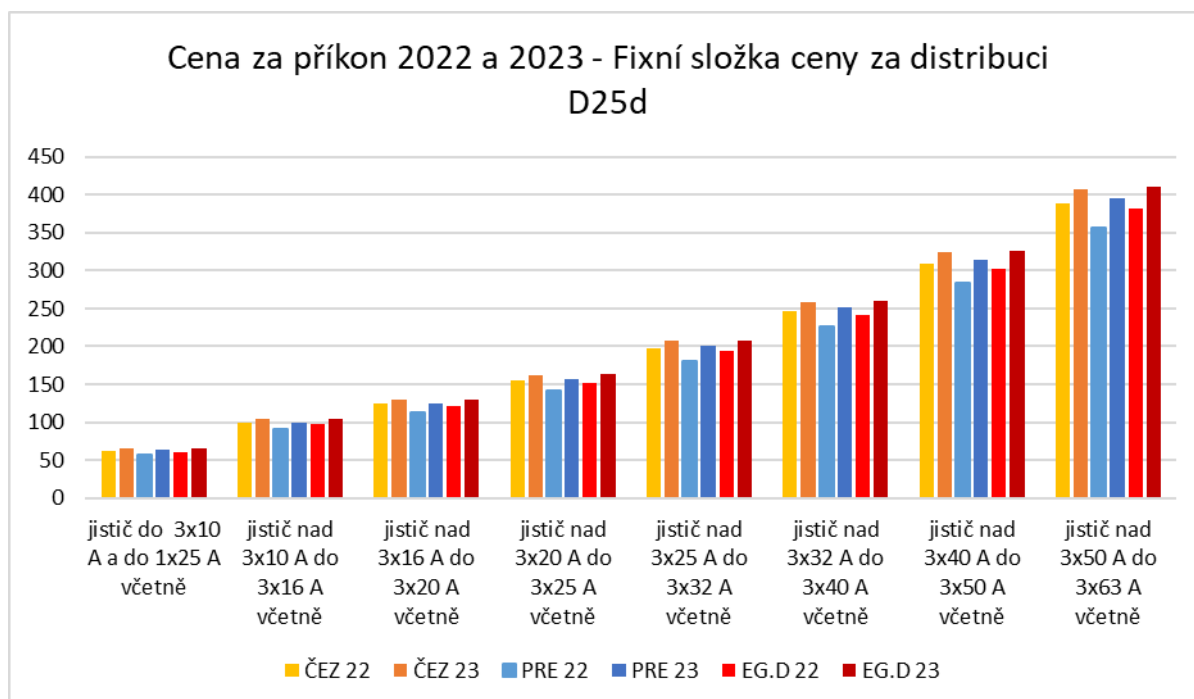
V případě vývoje ceny za distribuované množství pro zákazníky v kategorii sazby D02d lze u všech PDS pozorovat opačný trend vývoje výše plateb mezi roky 2022 a 2023. K největšímu poklesu výše plateb došlo u zákazníků na distribučním území PRE, u kterých klesla cena za distribuované množství o téměř 15 %. V případě distribučního území EG.D došlo ke snížení o 5,22 % a v případě distribučního území ČEZ o pouhých 1,38 %.



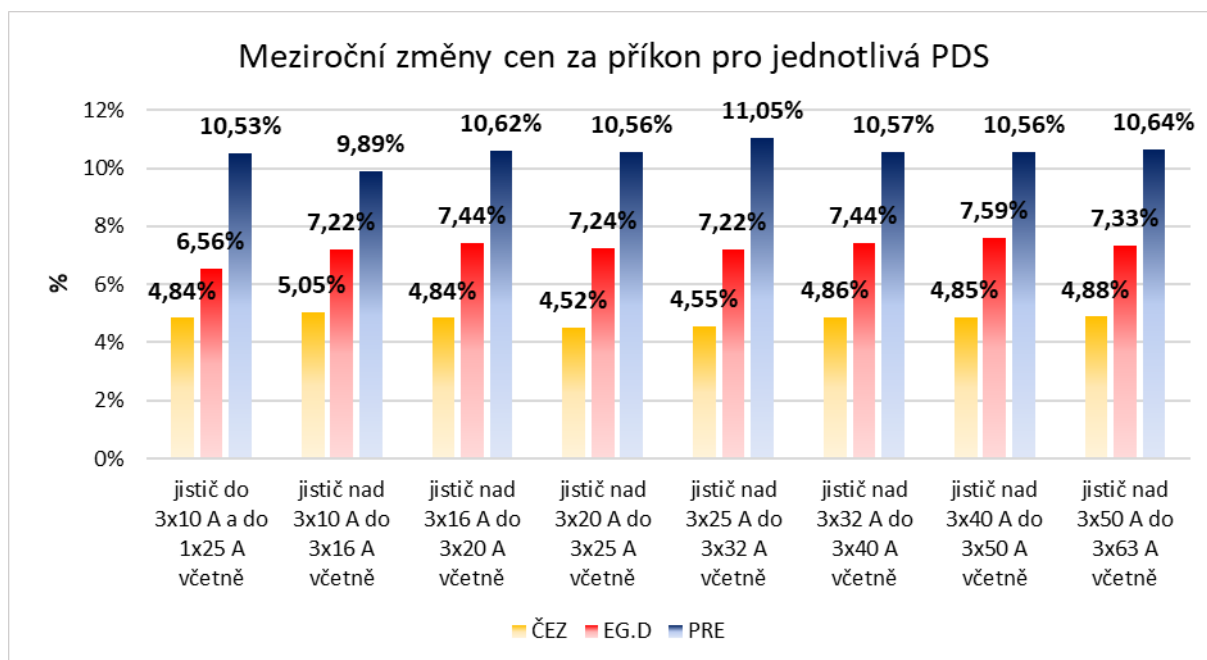
Obrázek 5 - Znárodnění meziroční změny výše plateb za distribuované množství elektřiny pro OM v distribuční sazbě D02d

### 3.2.2.2. Analýza ceny zajišťování distribuce elektřiny – tarif D25d

Analýza výše regulované ceny za příkon v rámci distribučního tarifu D25d, tedy cena pro uživatele disponující dvoutarifovou sazbou s operativním řízením doby platnosti nízkého tarifu po dobu 8 hodin je zobrazena na grafech na Obrázcích 6. a 7. Z hodnot vynesných do grafů je patrné, že „fixní“ složka platby za zajišťování distribuce elektřiny nevykazuje mezi lety 2022 a 2023 tak signifikantní nárůst jako je tomu u fixní složky ceny v případě distribučního tarifu D02d. V průměru se zvýšení mezi lety 2022 a 2023 pohybovalo ve vyšších jednotkách procent. K nejvyššímu meziročnímu nárůstu došlo u cen pro zákazníky na distribučním území PRE, kde se nárůst v průměru pohyboval lehce nad 10 % nárůstu. V případě distribučního území EG.D došlo v průměru k nárůstu o 7,5 % a v případě distribučního území ČEZ v průměru o 5 %.



Obrázek 6 - Cena za příkon podle jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem v sazbě D25d – Fixní složka ceny za distribuci [Kč/měsíc]

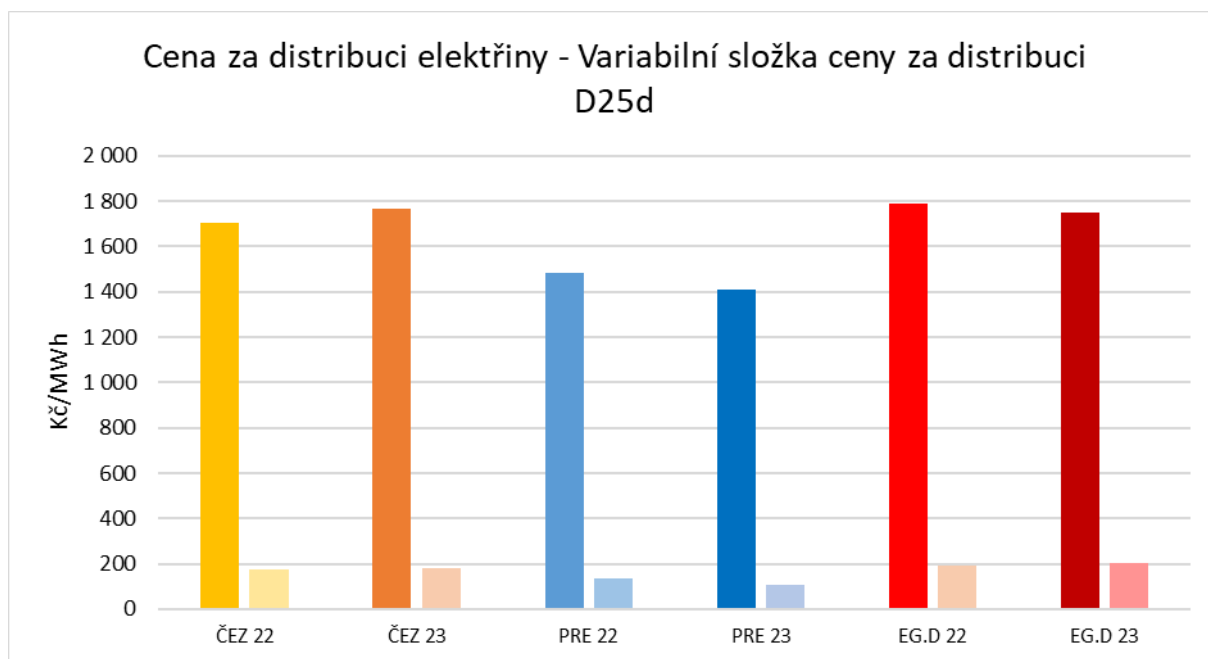


Obrázek 7 - Znárodnění meziroční změny výše plateb za rezervovaný příkon OM v distribuční sazbě D25d

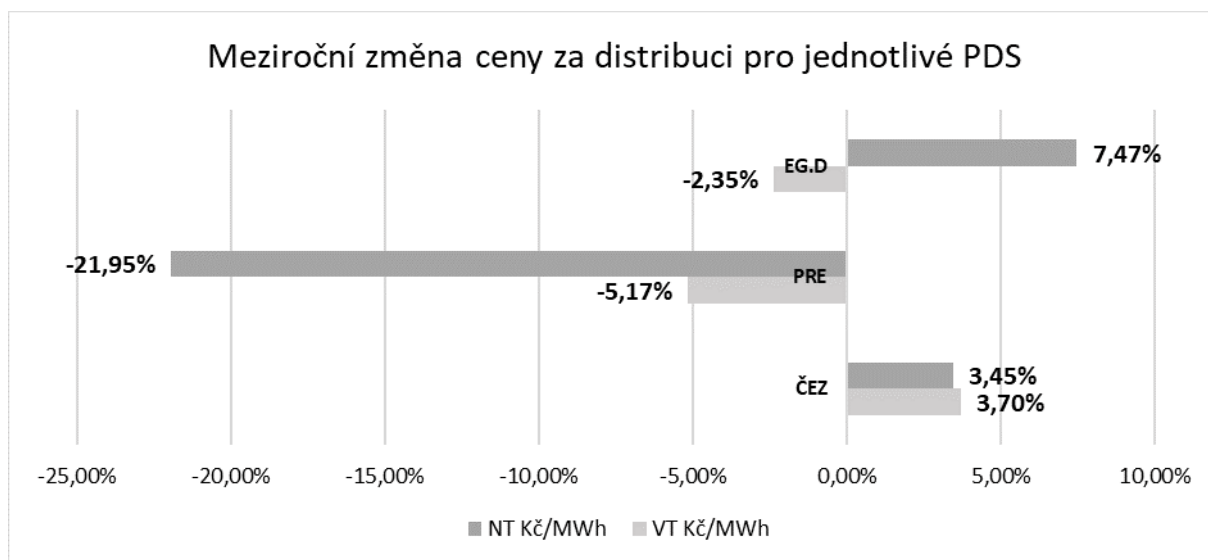
Z pohledu vývoje regulované ceny za distribuované množství elektřiny dochází mezi jednotlivými provozovateli distribučních soustav v roce 2023 k zcela odlišnému vývoji v porovnání se stavem pro distribuční sazbu D02d, kde došlo sice k odlišné velikosti změny ceny za distribuci, ale v případě všech distribučních území došlo k jejímu snížení oproti roku 2022.



Následující grafy na Obrázku 8. a 9. představují analýzu vývoje výše ceny za distribuované množství v letech 2022 a 2023, a to jak pro cenu za distribuované množství v čase VT (plná barva), tak v čase NT (částečně průhledná barva).



Obrázek 8 - Cena za distribuované množství elektřiny v sazbě D25d v časech VT a NT – Variabilní složka ceny za distribuci [Kč/MWh]



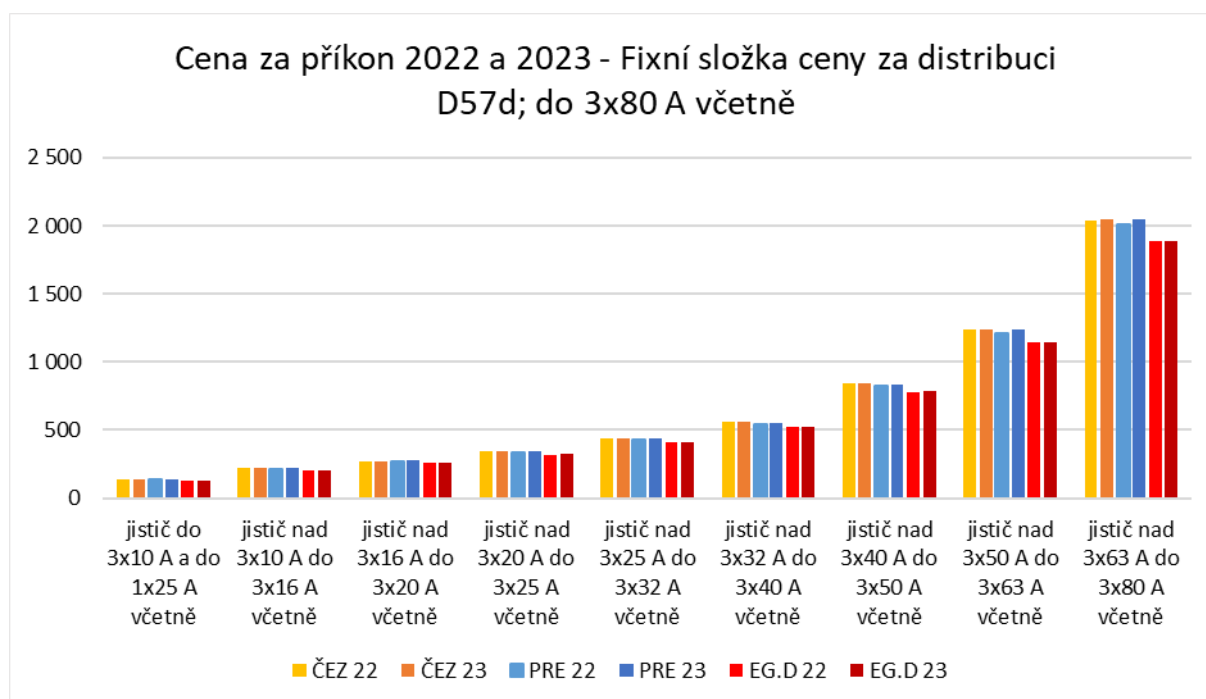
Obrázek 9 - Znárodnění meziroční změny výše plateb za distribuované množství elektřiny pro OM v distribuční sazbě D25d

Z výsledků na grafu výše je lépe patrný vývoj ceny pro jednotlivé PDS. V případě distribučního území PRE dochází jak v případě VT, tak v případě NT k snížení ceny za distribuci. Pro distribuční území ČEZ je situace zcela opačná a jak v případě ceny za distribuci VT, tak NT dochází naopak k nárůstu výše platby. Pouze v případě distribučního území EG.D došlo v časech NT k nárůstu ceny za distribuci a v časech VT

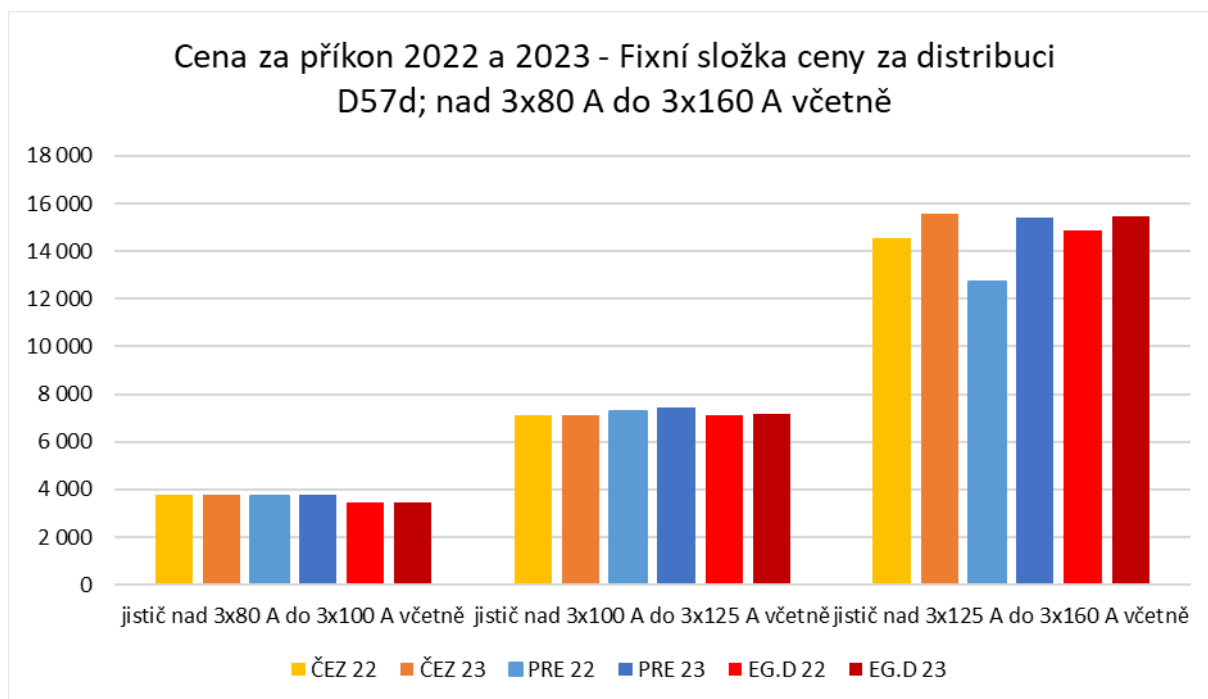
k poklesu výše platby za distribuci. V případě distribučního území PRE došlo stejně jako v případě vývoje ceny distribuce pro sazbu D02d k největšímu poklesu výše ceny, a to jak v případě VT (- 5,17 %), tak v případě NT (- 21,95 %).

### 3.2.2.3. Analýza ceny zajišťování distribuce elektřiny – tarif D57d

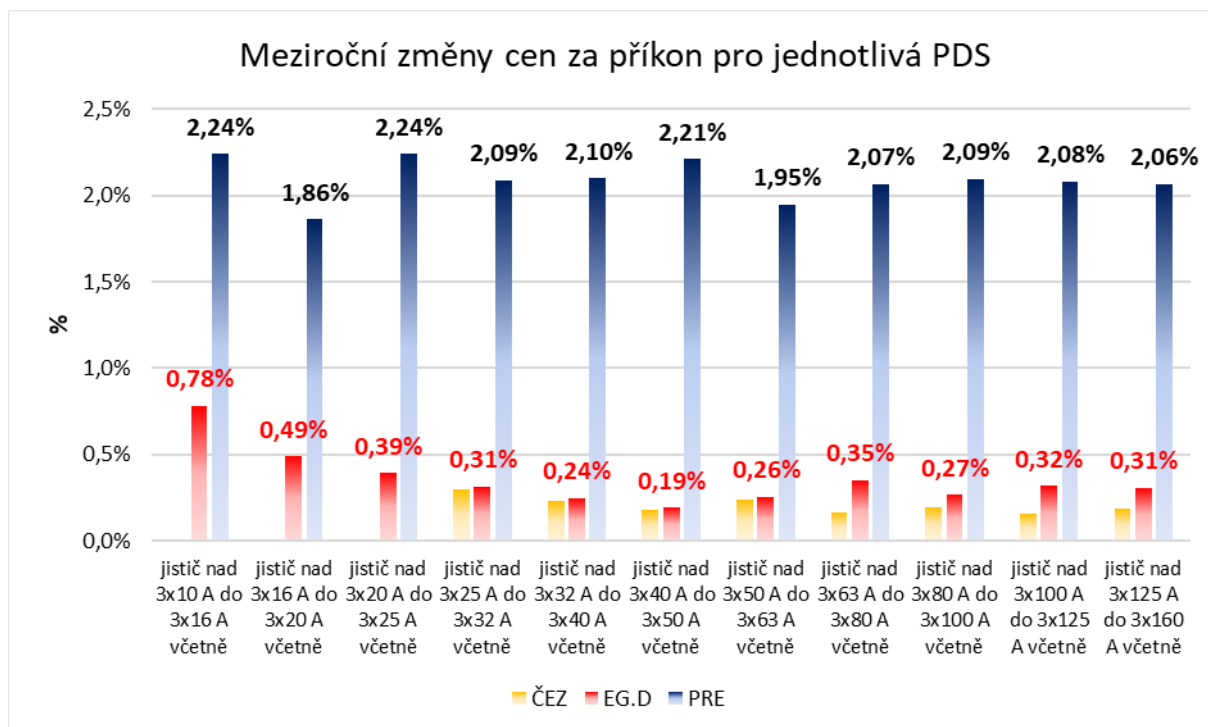
Během analýzy regulovaných cen v rámci dvoutarifové sazby pro vytápění topným elektrickým spotřebičem s operativním řízením doby platností nízkého tarifu po dobu 20 hodin, bylo zjištěno, že růst ceny za příkon dle jmenovité hodnoty hlavního jističe byl mezi lety 2022 a 2023 velmi nepatrný až téměř zanedbatelný. Růst „fixní“ složky ceny za zajišťování distribuce elektřiny byl u všech PDS v rozmezí desetin až nižších jednotek %. K největšímu poměrnému nárůstu došlo i v případě tarifu D57d u cen pro zákazníky na distribučním území PRE, a to v průměru o zhruba 2 %.



Obrázek 10 - Cena za příkon podle jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem v sazbě D57d nižší hodnoty jističe – Fixní složka ceny za distribuci [Kč/měsíc]



Obrázek 11 - Cena za příkon podle jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem v sazbě D57d vyšší hodnoty jističe – Fixní složka ceny za distribuci [Kč/měsíc]

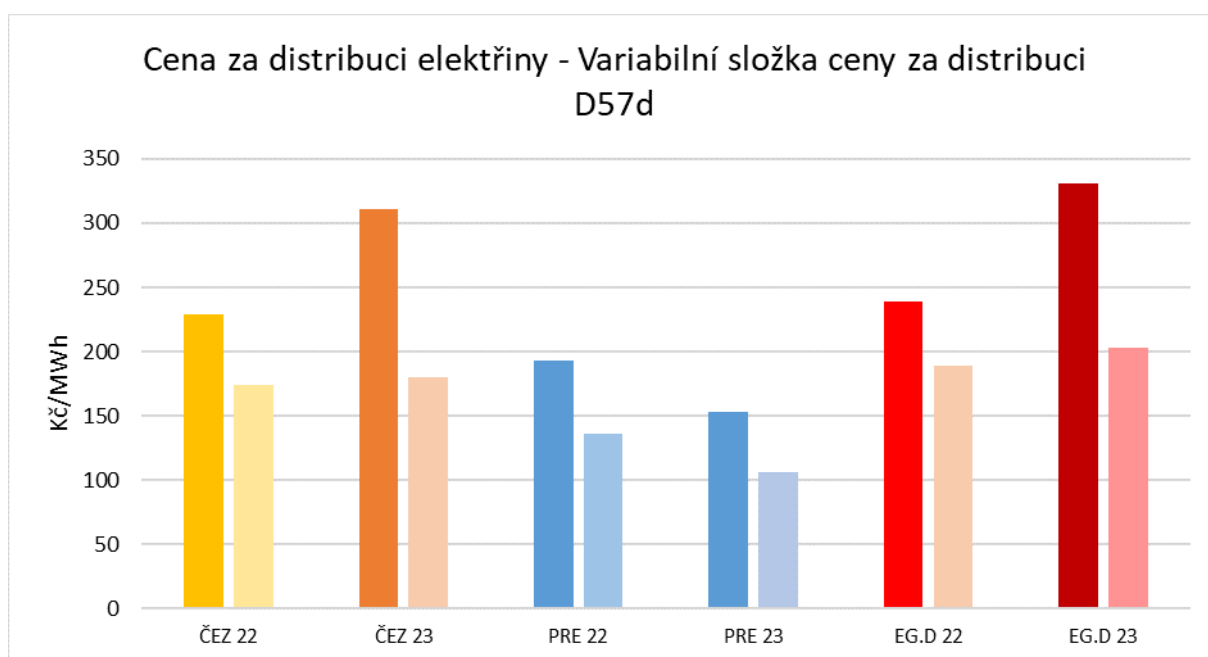


Obrázek 12 - Znárodnění meziroční změny výše plateb za rezervovaný příkon OM v distribuční sazbě D57d

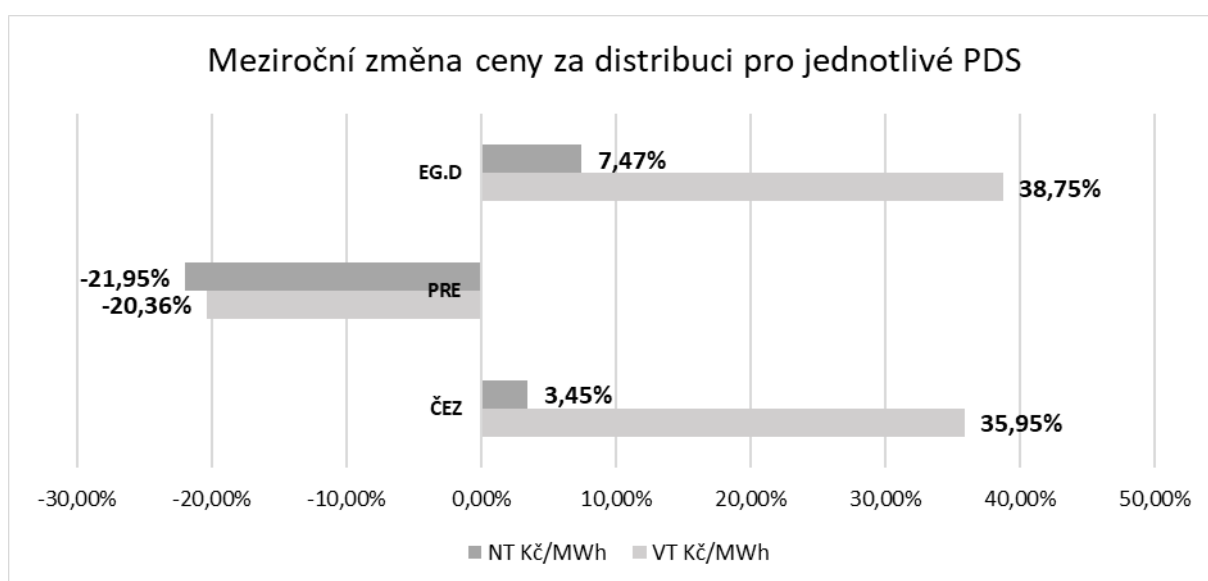
V případě změn výše platby za distribuované množství elektřiny došlo v případě distribučního tarifu D57d na distribučním území PRE k poklesu „variabilní“ platby za distribuci jak v případě VT, tak



v případě NT o více než 20 %. U zbylých dvou PDS došlo naopak v obou případech k růstu variabilní ceny za distribuované množství. Na území ČEZ distribuce došlo v navýšení o 3,5 % v případě NT a v případě distribuce v časech VT o navýšení platby o téměř 36 %. K jednoznačně nejvyššímu nárůstu ceny za distribuci došlo v případě distribučního území EG.D. V časech NT vzrostla cena za distribuci o téměř 7,5 % a v časech VT o necelých 39 %.



Obrázek 13 - Cena za distribuované množství elektřiny v sazbě D57d v časech VT a NT – Variabilní složka ceny za distribuci [Kč/MWh]



Obrázek 14 - Znárodnění meziroční změny výše plateb za distribuované množství elektřiny pro OM v distribuční sazbě D57d





### **3.2.3. Vyhodnocení analýzy regulovaných cen**

Cílem výše provedené analýzy bylo identifikovat trajektorii budoucího vývoje regulovaných plateb pro koncové zákazníky zejména typu domácnost. Tato analýza je klíčová pro budoucí predikci a relevantní ekonomické modelování zakládání a provozu projektů využívající institutu komunitní energetiky a sdílení energie a identifikaci dopadů na zúčastněné subjekty.

V tomto bodě je však nutno zdůraznit, že cenová rozhodnutí, ač jsou aktuální a bylo pracováno s daty z cenových rozhodnutí z let 2022 a 2023, plně nereflektují běžnou realitu fungování energetického trhu, přístupu k cenotvorbě a regulaci a poměry a náklady v elektrizační a distribuční soustavě. Tento stav je způsobem majoritně vlivem vládních opatření (zavedení tzv. cenových stropů, „zrušení“ POZE) na zmírnění dopadů probíhající energetické krize vzniklé nejdříve celosvětovou epidemií COVID-19 a posílené následným propuknutím ruské agrese na Ukrajině na koncové zákazníky (domácností a malý podnikatelé) před dopady drahých cen energií.

Pro rok 2024 se již předpokládá zrušení veškerých vládních energetických opatření (cenových stropů) a finančních kompenzací. Vládní opatření v podobě cenových stropů se netýkalo pouze tržních cen silové elektřiny (komoditní složky ceny), ale právě také regulovaných cen (mj. platba za distribuci) a ceny POZE, kterou na sebe stát převzal v plné výši, jejíž cena byla pro koncového zákazníka nulová – byla mu „odpuštěna“.

Regulované ceny za související služby v elektroenergetice pro odběratele na hladinách NN pro rok 2024 v době tvorby této zprávy ještě nebyly známy, ale na základě provedené extenzivní analýzy současného vývoje a výše uvedeného stavu v letech 2022 a 2023, můžeme předpokládat pokračující růst „fixní“ ceny, tedy ceny za příkon podle jmenovité proudové hodnoty jističe jako tomu bylo v roce 2023 i pro rok 2024, tedy o průměrném nárůstu dle distribučního tarifu mezi jednotkami až nižšími desítkami procent. Tento předpoklad je také podpořen trendem narůstající fixní (kapacitní) složky regulované ceny pro odběratele NN, která by měla lépe reflektovat vzniklé náklady v ES/DS, které zákazník reálně vyvolává. V případě „variabilní“ ceny za distribuované množství elektřiny byl také pro rok 2024 očekáván růst o nižší až střední desítky %, a to zejména z následujících důvodů:

- zvýšení nákladů na technické ztráty v přenosové a distribuční soustavě (růst ceny silové elektřiny na krytí těchto ztrát)
- krytí narůstajících nákladů na provoz DS a PS (ES) v návaznosti na energetickou transformaci a příchod a implementaci nových technologií a zdrojů
- kompenzace snížených distribučních plateb z předcházejících let

Vývoj cen ostatních regulovaných složek, které se promítají do finální ceny za odebrané množství elektřiny koncovým zákazníkům je uveden v následující tabulce. I v případě těchto položek je pro rok 2024 očekáván nárůst. K největšímu růstu pravděpodobně dojde v případě ceny za systémové služby, které reprezentují rostoucí náklady společnosti ČEPS za řízení a udržování výkonové bilance v soustavě, tady za služby výkonové rovnováhy (SVR). V roce 2024 dojde také k návratu platby POZE. Očekávané predikce budoucího vývoje regulovaných cen pro rok 2024 se dle cenových rozhodnutí pro elektroenergetiku pro rok 2024 vydaných ERÚ 30.11.2023 naplnily. [9][10]



Tabulka 4 - Změna ostatních regulovaných plateb v letech 2022 a 2023

Složka	2022	2023
Cena za SyS	113,53 Kč/MWh bez DPH	113,53 Kč/MWh bez DPH
POZE	495 Kč/MWh bez DPH	0 Kč/MWh bez DPH
Cena za činnost OTE	4,2 Kč/měsíc	3,43 Kč/měsíc

Za účelem hlubšího zkoumání možného budoucího vývoje regulovaných cen a možné podoby tarifní struktury na napěťové hladině NN byly analyzovány podkladové materiály, zejména pak Koncepce propojení nového designu trhu v elektroenergetice s požadavky na změnu v regulovaných cenách a ANALYTICKÁ ČÁST legislativní a strategická východiska, nové trendy a technologie [11], jejichž shrnutí a záměry lze popsat následujícími body:

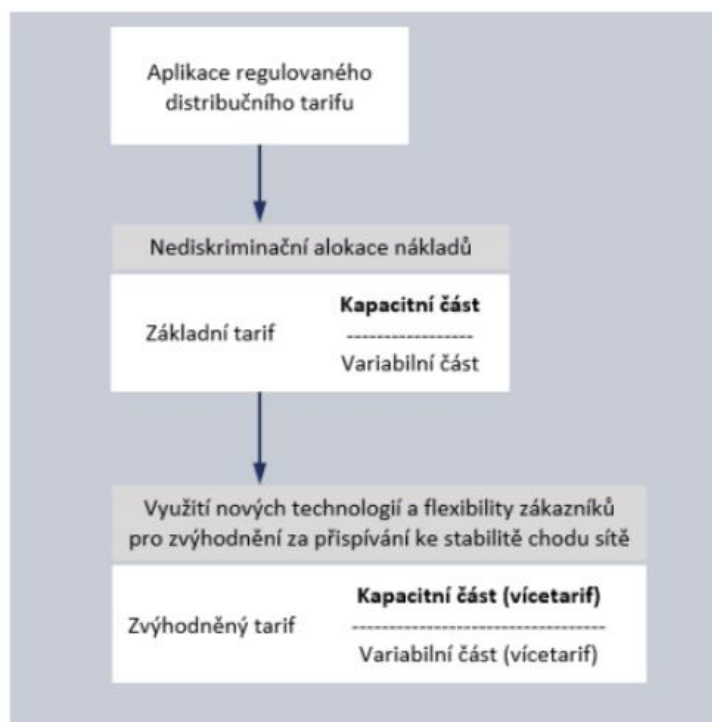
- **základním východiskem a cílem je, aby cena, kterou zákazník hradí, odpovídala nákladům, které v soustavě vyvolá;**
- bude zohledněn princip technologické neutrality – tj. distribuční sazby nebudou do budoucna tvořeny podle technologií, které elektřinu v předávacím místě odběrného místa využívají, neboť ty jsou stále více variabilní, a proto nyní dochází k nežádoucím situacím, kdy distribuční sazba, přiznaná podle účelu použití elektřiny daného strukturou elektroenergetických zařízení v odběrném místě k určitému okamžiku v minulosti, není aktuální, a v důsledku toho jsou náklady přenášeny na ostatní zákazníky; namísto toho budou distribuční sazby založeny na profilu (průběhu jeho odběru, kapacitním zatížení sítě apod.), tedy požadavcích daného zákazníka na soustavu;
- za účelem jednoduchosti a snadné aplikovatelnosti (včetně přiznávání a kontroly) bude redukován současný relativně vysoký počet distribučních sazeb;
- **zákazníci mají být motivováni, aby odebírali elektřinu ve zvýhodněných časových pásmech – tj. mají být zavedeny tzv. dynamické distribuční tarify;**
- **vyšší podíl nákladů, než jak je tomu v současné době, bude pokryt fixní (kapacitní) složkou regulované ceny (tj. dojde k přesunu části plateb z variabilní složky do kapacitní složky), a to za účelem adresnější alokace nákladů, výhodnějších možností poskytování flexibility některými zákazníky, efektivnějšího řízení odběru a v důsledku toho snížení nákladů na provoz soustav;**
- postupně se budou sblížovat ceny v síťových tarifech pro zákazníky kategorie C a zákazníky kategorie D s možným budoucím sjednocením obou kategorií do jedné;
- volba mezi jednotarifovými a vícetarifovými distribučními sazbami zůstane zachována, do budoucna se uvažuje i o možnosti vícetarifů u fixní (kapacitní) složky regulované ceny;
- bude prověřena, a případně upravena progresse fixní (kapacitní) složky regulované ceny tak, aby přiřazení nákladů na rozhraní mezi napěťovými úrovněmi VN a NN bylo více adresné;
- princip poštovní známky (tj. cena za distribuci není vázána na vzdálenost odběru elektřiny od zdroje elektřiny) a regionalitu síťových tarifů (tj. mírně odlišné výše tarifů podle distribučního území) zůstane zachován;
- bude prověřena, a případně upravena provázanost poplatků za připojení se síťovými tarify tak, aby výše poplatku za připojení motivovala žadatele o připojení k optimalizaci jejich požadavků

na soustavu a do určité míry odrážela reálně vyvolané náklady na připojení, tedy aby tyto náklady nebyly socializovány v síťových tarifech v takovém rozsahu jako v současné době;

- je zvažována možnost volby připojení k soustavě, kdy vedle standardního připojení ve standardních lhůtách a za standardní výši poplatku za připojení by si žadatel mohl zvolit tzv. smart/flexibilní připojení, jehož proces by byl rychlejší.

Pro nastavení a aplikaci regulovaných síťových tarifů to konkrétně má znamenat, že na nižší ceny dosáhnou zákazníci s rovnoměrným profilem odběru, kteří poskytují flexibilitu a jejichž odběr naplňuje znaky dílčích strategických cílů vedoucích k optimalizaci nákladů. Jinými slovy, čím efektivněji bude zákazník využívat distribuční soustavu, tím výhodnější má mít tarif. Uvedené znázorňuje Obrázek níže.

[11]



Obrázek 15 - Grafická reprezentace nového přístupu k tarifnímu systému a cenotvorby pro odběratele na hladině NN [11]

Budoucí přístup k cenotvorbě a regulaci cen souvisejících s odebraným množstvím elektrické energie zákazníky na hladině NN a finální podoba nové tarifní struktury bude mít přímý vliv na ekonomickou



rentabilitu provozu a rychlosti vzniku a celkového počtu projektů energetických komunit v ČR. Z pohledu regulovaných subjektů, zejména pak z pohledu PDS je vítána alokace většího objemu vybraných finančních prostředků (nákladů PDS) do „fixní“ složky za distribuci, tedy do ceny dle velikosti jističe, jelikož tato platba není navázána na odebrané množství elektřiny z DS. Právě v případě využívání konceptu sdílení energie v rámci bytových domů či samostatných komplexů (LDS), dočasně tedy dle novely vyhlášky PTE, bude docházet ke snížení celkového objemu odebrané elektrické energie jednotlivých zákazníků. Tento pokles odběru elektřiny z DS bude pokrýván elektřinou z lokálně provozovaných zdrojů energie, zejména pak FVE či VTE. Toto snížení odebírané elektřiny by mělo za důsledek snížení objemu vybraných finančních prostředků pro jednotlivé PDS.

Naopak v případě koncového zákazníka je tento přesun do fixní složky platby za distribuci nevýhodný, jelikož jeho zapojení a participace v projektu komunitní energetiky může být chápána jako pomyslný štít před narůstajícími cenami energií a variabilních plateb. Ekonomické hodnocení účasti koncového zákazníka vychází z vyhodnocení celkových úspor při zapojení do konceptu sdílení energie, které jsou přímo úměrné výši celkové koncové variabilní platby za odebranou elektřinu, jelikož tu svou participací v projektech EK ovlivňují.

### **3.3. Definice rozsahu předpokládaných působností EK v prostředí české a evropské propojené energetiky**

Pro potřeby komplexního vyhodnocení budoucího rozvoje institutu komunitní energetiky v prostředí české energetiky byla provedena extenzivní rešerše možných aktivit a působení ES v ČR. Tato rešerše stojí na analýze současných dostupných technologií, využívané praxi v zahraničí, informací z pilotních projektů, ale zejména na základě mnoha diskusí či jednání (kulatých stolů) s experty v oboru energetika, elektrotechnika a ekonomika.

Přístup v této kapitole a k hodnocení daných aktivit byl zvolen formou semaforu, tedy přiřazení pravděpodobnosti rozvoje/využití dané technologie v návaznosti na rozvoj komunitní energetiky v České republice. Jednotlivé „barvy“ využitého semaforu jsou vysvětleny v tabulce níže. Do této zprávy byly pro přehlednost a úplnost jejího obsahu a zaměření vybrány pouze některé části z provedené analýzy a vyhodnocení možností rozvoje technologií a přístupů v různých oblastech. Celý dokument je v přílohou č. 2. této zprávy.

2025	2030
Aplikace/aktivita je v daném horizontu reálná	
Aplikace/aktivita se v daném horizontu podmíněčně rozvine	
Aplikace/aktivita se v daném horizontu spíše nerozvine	

#### **3.3.1. Výroba elektřiny**

No.	Činnosti energetického společenství	Komentář	2025	2030
-----	-------------------------------------	----------	------	------



1.	Instalace FVE přímo na budovách vlastněných/provozovaných členy ES	Již se uplatňuje		
2.	Instalace FVE na blízkém místě mimo budovu (např. v rámci sítě NN, v rámci katastrálního území nebo jinak geograficky vymezené)	Již se uplatňuje, nebo bude možno s nadcházejícími legislativními změnami – možnost ES sdílet vyrobenou elektřinu, očekávaný krok aktuální novelizace energetického zákona.		
3.	Instalace FVE na vzdáleném místě mimo budovu (např. v jiném katastrálním území, nad určitou vzdálenost nebo jinak geograficky vymezené)	Virtuální spojování vzdálených výroben je aktuálně předmětem debat nad právní definicí ES. Dálkové sdílení není zcela bez překážek v žádné ze zkoumaných zemí (viz rešerše regulace ES ve vybraných zemích EU). Je třeba poznamenat, že dálkové virtuální sdílení je potenciálně v konfliktu s konceptem <i>lokálního</i> energetického společenství a neguje jeho výhodu nezatežování distribuční soustavy a spotřeby v místě. Uvolnění této možnosti v krátkém období spíše nečekáme.		
4.	Větrný zdroj na blízkém místě (definice blízkého místa viz FVE, pozn.: s umístěním přímo na budově nepočítáme)	Nízká akceptace větrných zdrojů (NIMBY). Aktuálně (podzim 2022) zájem o větrné projekty roste (rostoucí počet žádostí o dotaci), s ohledem na turbulentní vývoj elektroenergetiky. Předpokládáme nicméně, že se v daném horizontu instaluje jen velmi malý počet větrných jednotek a ty spíše nebudou zapojeny do komunitní energetiky, ale půjde o běžné zdroje dodávající přímo do sítě bez místní samospotřeby. Potenciálně jde ale o zdroj vhodný zejména na úrovni obcí s vhodným umístěním.		
5.	Větrný zdroj na vzdáleném místě (definice vzdáleného místa viz FVE, pozn.: s umístěním přímo na budově nepočítáme)	Viz body 4 a 5.		

### 3.3.2. Výroba tepla a chladu

No.	Činnosti energetického společenství	Komentář	2025	2030
-----	-------------------------------------	----------	------	------



6.	Tepelné čerpadlo s výkonem do 1 MW	Instalace TČ na úrovni jednotlivých domů bude u ES zřejmě základní technologií výroby tepla. <sup>3</sup>		
7.	Tepelné čerpadlo s výkonem nad 1 MW	Perspektivní u nového developmentu <sup>4</sup> , kde se počítá s centrálním zdrojem tepla pro větší soubor budov od počátku navrhovaného jako komunitní řešení, ale také u SZT. <sup>5</sup> V ČR jsou zatím ve fázi studií proveditelnosti. První realizace předpokládáme ve druhé půlce dekády.		
8.	Plynový kotel v jedné budově (bioplyn)	Nahrazení zemního plynu jako paliva plynových kotlů v jednotlivých budovách místně vyrobeným bioplynem. Kvůli investičním nákladům a specifickým individuálním podmínkám projektů bioplynových stanic není toto řešení pro komunitní energetiku v malém rozsahu pravděpodobné. Kotle budou nahrazovány TČ nebo SZT, kde to bude vhodné.		
9.	Plynová výtopna pro více budov (bioplyn)	Biometan by mohl nahradit zemní plyn v lokální distribuční síti jen ve výjimečných případech, kdy se podaří splnit několik podmínek najednou: (existující) vhodná infrastruktura, vhodná lokalita, zdroj pro fermentaci (zemědělství, ČOV). I v případě realizace však půjde spíše o jednoho vlastníka/provozovatele, než o komunitně sdílenou výrobu a spotřebu. V delším horizontu je možné uvažovat o veřejných aplikacích na úrovni obce (např. Energocentrum u ÚČOV Praha, Kněžice, Přeštice...)		

### 3.3.3. Kogenerace

No.	Činnosti energetického společenství	Komentář	2025	2030
10.	Mikrokogenerační jednotka v jedné budově (bioplyn)	Plynová mikrokogenerační jednotka je vhodným doplňkem FVE v případech, kde je k dispozici zdroj biometanu a požadavek na úplné pokrytí spotřeby energie v místě (např. ve formátu Positive Energy District).		

<sup>3</sup> Viz např.: IEA (2022), Heat Pumps, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/heat-pumps>, License: CC BY 4.0

<sup>4</sup> Některé české starší realizace popsány ve SEVEn (2014), dostupné na: <https://www.mpo-efekt.cz/cz/efekt/publikace/59524>

<sup>5</sup> Viz např.: Helge Averfalk et al. (2017), Large heat pumps in Swedish district heating systems.



		Problematická je nicméně cena investice – technologie je stále poměrně drahá – a původ plynu – zdroj spalující zemní plyn není pro ES přijatelný a exkluzivní využití zdroje biometanu má svá omezení (viz body 8 a 9).		
11.	Mikrokogenerační jednotka pro více budov (bioplyn)	Platí vše jako v bodě 10, ale u větší instalace připadají v úvahu nižší jednotkové investiční náklady.		
12.	Vodíkový článek	Perspektivní, ale zatím nákladově nekonkurenceschopná doplňková technologie. <sup>6</sup>		

### 3.3.4. Možné dopady na PDS a PPS

Vliv rozvoje energetických společenství (ES) na regulované stakeholdery (PDS a PPS) zřejmě nebude v následujících letech příliš významný, protože samotný nástup a budoucí rychlost rozvoje ES nelze přesně odhadnout. Rychlost rozvoje ES v časovém horizontu do roku 2030 bude dána mnoha faktory od finální podoby konkrétní právní úpravy, kapacity na straně dodavatelů technologií (zejména AMM) a poradenských služeb až po vývoj trhu s elektřinou, geopolitickou situaci, míru veřejné finanční podpory ES a další. Vznik ES je konečně výsledkem rozhodnutí jednotlivých fyzických a právnických osob. I to je proces, v němž se potkávají různé motivace a frikce ovlivněné výše uvedenými faktory. Tyto faktory a celkové parametry rozhodovacího procesu potenciálních účastníků komunitních projektů jsou blíže rozebrány a zkoumány v části **TK04010229-V3 Vícenásobné efekty (multiple impacts) rozvoje komunitní a lokální energetiky v ČR.**

Positivní vliv na rozvoj energetických společenství budou mít zejména veřejná politika a finanční podpora, šíření dobrého know-how a budoucí nejistota na trhu s elektřinou. Budoucí nejistota vývoje na trhu s elektřinou bude čím dál více motivovat koncové zákazníky k aktivním změnám a podnikání kroků směrem k navýšení jejich lokální energetické soběstačnosti a nezávislosti. Veřejná podpora, tažená zejména evropskými politikami, z domácích i zahraničních zdrojů pro instalace OZE i zakládání ES zřejmě do roku 2030 (horizont této studie) nijak neoslabí. Již dnes existuje řada podpůrných programů<sup>7</sup> buď přímo zaměřených na dekarbonizaci energetiky, nebo se silným zeleným aspektem a další se připravují<sup>8</sup>. Nejistota spojená s fluktuací cen energií a jejich náhlým růstem v roce 2022 také významně přispěla k zájmu o problematiku ES, a to zejména mezi městy a obcemi. Právě tyto územní celky by měly v následujících letech (do roku 2025) tvořit majoritní část pilotních projektů energetických společenství společně s bytovými domy a jimi efektivně lokálně využívanými obnovitelnými zdroji energie.

<sup>6</sup> Viz např. diskuse a zápis ze 4. kulatého stolu Smart Finance for Smart Buildings, kde byla prezentována skutečná realizace vodíkového systému pro rodinný dům s investicí ve výši 6 mil. Kč, tedy více, než cena stavby samotného domu.

<sup>7</sup> Operační programy, zejm. OPŽP a OPTAK, Modernizační fond, NZÚ a další.

<sup>8</sup> Národní plán obnovy, Sociální klimatický fond, Nástroj pro oživení a odolnost a další.



Na druhé straně rozvoji ES budou bránit faktory, jako nezanedbatelné transakční náklady na koordinaci všech účastníků. Zejména, pokud dojde k uklidnění cen elektrické energie a k silnému přesunu regulovaných cen pro koncové zákazníky na NN do fixní (kapacitní) složky bez dalších motivačních signálů a úprav, může motivace a nadšení k zakládání ES významně klesat a ztratit dnešní naléhavost pro jiné priority v agendách měst, bytových družstev, SVJ a dalších aktérů. Zejména by poté mohlo dojít k impulzu pro zakládání sdružených odběrných míst v případě bytových domů, či „LDS“ v případě měst a obcí.

Lze však očekávat, že i vzhledem k implementačnímu procesu LEX OZE II a postupu prací na EDC, do roku 2025 zřejmě nevznikne dostatečné množství ES signifikantních rozsahů, aby významným způsobem ovlivnily některou ze skupin regulovaných subjektů. Další vývoj do roku 2030 a dál zřejmě nebude v měřítku celé ES v ČR natolik velký, aby významně ovlivnil činnost PPS – studie potenciálu ES<sup>9</sup> uvádí i v maximálním scénáři pouze „nižší procenta celoenergetických bilančních hodnot“. Výroba elektřiny v rámci ES bude také jen menší částí celkového počtu instalovaných OZE, avšak z pohledu PDS ji nelze zanedbávat, jelikož rozvoj OZE podpořený správně nastaveným legislativním rámcem komunitní energetiky a využívání konceptu sdílení energie může zcela změnit charakter provozu DS v některých lokalitách. Rozvoj komunitní energetiky může představovat technické komplikace a hrozbu zejména pro lokality se slaběji dimenzovanou sítí paprskového charakteru.

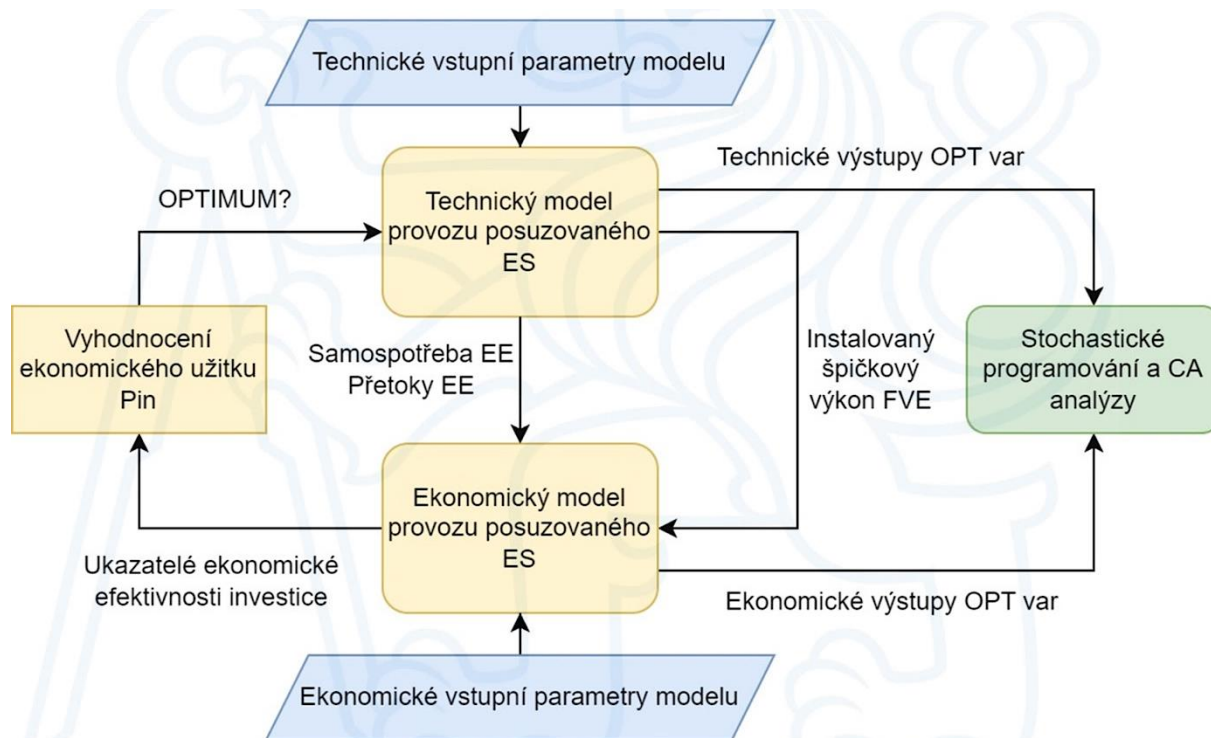
### **3.4. Modelování a analýza dopadů provozu energetických komunit na elektroenergetický trh soustavu**

Na základě všech identifikovaných údajů a dat z předcházejících částí byla v rámci této části zprávy navržena komplexní metodika pro vyhodnocení vzniku, založení a provozu energetického společenství. Základní metodika a přístup k hodnocení provozu energetických společenství spočívá v přístupu, kdy **technický a ekonomický model se v čase ovlivňují a nelze je vyhodnocovat separátně**. Blokový diagram základní logiky komplexního hodnocení modelovaného provozu energetických společenství je zobrazen na následujícím Obrázku níže.

---

<sup>9</sup> Studie potenciálu komunitní energetiky v obcích a bytových domech ČR, s. 84





Obrázek 16 - Komplexní metodika a přístup k hodnocení provozu ES

Jak je z blokového diagramu metodiky patrné, celkové hodnocení probíhá simultánně s technickým a ekonomickým modelováním, jelikož v rámci modelování je kritériální funkcí maximalizační funkce, a to čistá současná hodnota projektu (založení a provozu ES) za předpokládanou dobu životnosti projektu. Klíčovým předpokladem pak je, že **jednotlivá energetická společenství budou s dostupnými finančními prostředky nakládat ekonomicky optimálně a racionálně**. Tento předpoklad stojí na více parametrech, ale předpokládáme, že v budoucnu bude na trhu dostatečné množství relevantních poradenských společností, které budou kompetentní a svým klientům budou předkládat pro daná energetická společenství daného složení, rozsahu a využívaných technologií ekonomicky i technologicky optimálně řešení. Tento předpoklad také stojí na premise šíření povědomí o možných rizicích a možných přínosech, know-how a příkladů dobré praxe projektů energetických společenství mezi odbornou i neobornou veřejnost.

Dalším možným přístupem, který mohl být v rámci výpočetní fáze cíle V4 aplikován, je přístup, ve kterém nebude optimalizační funkcí maximální ekonomická (technická) efektivita jednotlivých posuzovaných energetických komunit, ale maximalizace celkové instalované výrobní kapacity jednotlivých zdrojů v rámci všech energetických komunit vznikajících na území ČR. Jednalo by se tedy o maximalizaci agregovaného výkonu instalovaných výroben/obnovitelných zdrojů energie ze systémového a strategického pohledu. Metodika založená na tomto přístupu má však značná reálná omezení, a to zejména racionalitou dostupného potenciálu střech pro umístění FVE či obecným definováním dostupného potenciálu jak např. půdy, budov či vhodných ploch pro umístování různých typů energetických zdrojů. Tento přístup je tedy sice z pohledu dosažení národních cílů v oblasti zastoupení OZE na celkové konečné spotřebě či plnění klimaticko-energetického plánu ČR vhodnější,



ale z pohledu decentralizovaného rozvoje komunitních projektů financovaných zejména z finančních prostředků občanů a měst není racionální.

#### **Hlavní cíle modelu jsou pak následující:**

1. Identifikovat přístup k optimalizaci energetických společností z pohledu vnitřní struktury (z pohledu účastníků ES)
2. Analyzovat výsledky simulovaných ES definovaných rozsahů a identifikovat možné nedostatky, hrozby či příležitosti současného elektroenergetického trhu
3. Identifikovat a popsat kritické či ohrožené parametry systému regulace a provozu ES/DS

#### **3.4.1. Metodický přístup komplexního modelování**

Za účelem naplnění vytyčených cílů zkoumání byly definovány celkem čtyři varianty možného rozsahu a typu energetických společností, které se mohou a pravděpodobně budou svými parametry provozu a mírou dopadů na jednotlivé stakeholdery lišit. V návaznosti na výsledky, závěry diskusí a poznatky z předcházejících částí je komplexní modelování zaměřeno zejména na vznik a provoz energetických společností využívající agregované fotovoltaické elektrárny různého složení (zapojení do různých OPM). Vznik tohoto typu energetických společností je nejvíce diskutovaný a očekává se u něho v nejbližším časovém horizontu také nejrychlejší plošnější rozvoj. Z tohoto důvodu bylo před samotným plošným rozvojem zapotřebí získat relevantní data o provozu a možných dopadech právě těchto typů energetických společností na klíčové stakeholdery (koncový zákazník, PDS, obchodník). Komplexním cílem modelování a výzkumu je identifikovat a vyhodnotit veškeré klíčové provozní parametry energetických komunit a podrobit je citlivostním analýzám. Z předchozích analýz pak byly identifikovány 4 hlavní varianty energetických společností z hlediska zapojených účastníků a budov.

##### **Varianta 1**

Základní modelová varianta navazující na již platnou novelu vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou [3] je varianta **sdílení v rámci jednoho bytového domu**. V pravém slova smyslu se nejedná za současné chvíle o energetické společnosti jako takové, ale jedná se o skupiny společně jednajících konečných zákazníků, kteří spotřebovávají nebo ukládají elektřinu vyrobenou ve svých vlastních prostorách umístěných ve vymezených hranicích v rámci tzv. hlavního domovního vedení (HDV).

- V této variantě nedochází při sdílení energie k využití distribuční soustavy
- Ke sdílení v jednotlivých modelech této varianty dochází vždy za jednou pojistkovou skříní (SP)

##### **Varianta 2.1.**

Energetické společnosti provozované v rámci jednoho „uličního“ distribučního kabelu. Všechna odběrná místa zákazníků zapojených do posuzovaného energetického společnosti jsou připojena na totožném sekundárním vývodu distribučního transformátoru (dTS).

- Simulace více sousedících rodinných domů nebo bytový dům s více vchody (více separátních SP), na který nelze efektivně aplikovat model sdílení energie dle PTE



### Varianta 2.2.

Energetické společenství provozované na celé sekundární straně dTS. Tato varianta modelového příkladu reprezentuje sdílení a kolektivní samospotřebu na hladině NN, bez přetoků sdílené energie na vyšší napěťové hladiny.

### Varianta 3

Energetické společenství bez omezující podmínky sdílení pouze skrze napěťovou hladinu NN. V rámci této varianty může docházet k sdílení energie přes vyšší napěťové hladiny DS, případně PS. Tato varianta, její simulace a identifikace možných dopadů je velmi komplexním problémem, do kterého zasahuje jak případně místní omezení pro sdílení EE (okres, kraj, území jednoho PDS) tak simulace reálných toků EE.

- Tato varianta slouží k vyhodnocení ES zakládaného na území měst a obcí, tedy tzv. komunálního energetického společenství.

Zde je také potřeba **silně zdůraznit skutečnost, že koncept sdílení a komunitní energetiky je spíše ekonomickým a obchodním modelem/přístupem, jelikož reálné fyzikální toky elektrické energie nelze v těchto případech jednoduše aktivně řídit.** Z tohoto plyne že reálné fyzikální toky elektrické energie se ve skutečnosti budou lišit od výsledků matematického modelování provozu energetického společenství.

Hlavním klíčovým provozním parametrem každého energetického společenství je tzv. **MÍRA SAMOSPOTŘEBY**. Míra samospotřeby lokálně vyrobené EE v rámci ES nám definuje, jak moc jsme v rámci zvoleného „obchodního“ modelu provozu energetického společenství schopni párovat aktuální spotřeby jednotlivých OM vůči aktuální výrobě využívaných zdrojů energie. Zvolený „obchodní“ model v rámci energetických společenství je v zásadě chápán jako zvolený přístup k poměrové alokaci aktuální výroby energie mezi jednotlivá OM zákazníků, kteří jsou členy daného ES. Tzv. alokační klíč tedy v každé časové periodě/kroku (15 minut dle ISP) definuje pro každého člena ES jeho aktuální podíl na výrobě z jednotlivých zdrojů energie (v tomto případě FVE). Časový krok je dán měřicí a zúčtovací periodou. V rámci komplexního modelování pracujeme s hodinovou zúčtovací periodou, tedy s 8760 výpočtovými kroky během roku. V současnosti ještě není stále zcela jasné, jaké alokační metody neboli alokační klíče budou do budoucna v rámci implementace institutu komunitní energetiky do prostředí ČR povoleny a definovány. V rámci modelování pracujeme s následujícími metodami alokace výroby mezi členy ES:

#### 1. STATICKÁ METODA

Základní alokační metoda přiřazuje každému účastníkovi komunitního společenství/konceptu sdílení energie v bytovém domě stejnou výši podílu na aktuální výrobě. Výše alokačního klíče se v rámci ročního modelu provozu ES nemění.

$$\text{Podíl } OM_i = \frac{100}{\text{počet } OM}$$

$$E_{\text{vyr},t,i} = E_{\text{vyr},t} \cdot \text{Podíl } OM_i$$

, kde

Podíl  $OM_i$  Výsledný podíl  $i$ -tého odběrného místa na výrobě (alokační klíč  $i$ -tého OM) [%]



$E_{vyr,t,i}$	<i>Přidělená výroba i-tému odběrnému místu v t-té časové periodě</i>	[Wh]
$E_{vyr,t}$	<i>Celková výroba zdrojů energie v rámci ES v t-té časové periodě</i>	[Wh]

## 2. STATICKÁ ROZŠÍŘENÁ METODA

Rozšířená statická alokační metoda každému účastníkovi komunitního společenství/konceptu sdílení energie v bytovém domě přiřazuje výši jeho podílu na výrobě na základě jeho historické spotřeby energie v jeho odběrném místě. Výše alokačního klíče je tedy vážený průměr vypočítaný na základě agregované historické spotřeby energetického společenství a individuální historické spotřeby jednotlivých členů daného ES. Výše alokačního klíče se v rámci ročního modelu provozu ES nemění.

$$\text{Podíl } OM_i = \frac{E_{r,i}}{\sum_{i=1}^n E_{r,i}}$$

, kde

$E_{r,i}$	<i>Roční spotřeba energie i-tého účastníka ES</i>	[Wh]
$n$	<i>Počet účastníků ES</i>	[-]

## 3. DYNAMICKÁ METODA

Dynamická alokační metoda každému účastníkovi komunitního společenství/konceptu sdílení energie v bytovém domě přiřazuje alokační klíč na základě jeho aktuální spotřeby vůči aktuální celkové spotřebě všech členů ES. Klíčový rozdíl mezi dynamickou a předchozími čistě statickými metodami je ten, že u dynamické metody dochází ke stanovení alokačního klíče/podílu na výrobě účastníků ES v rámci každé zúčtovací/měřicí periody (15 minut). Dynamická metoda by se měla na základě své logiky a přijatých zjednodušujících předpokladů z pohledu výsledného profilu ES vůči síti nejvíce přibližovat reálným fyzikálním tokům energie.

$$\text{Podíl } OM_{i,t} = \frac{E_{t,i}}{\sum_{i=1}^n E_{t,i}}$$

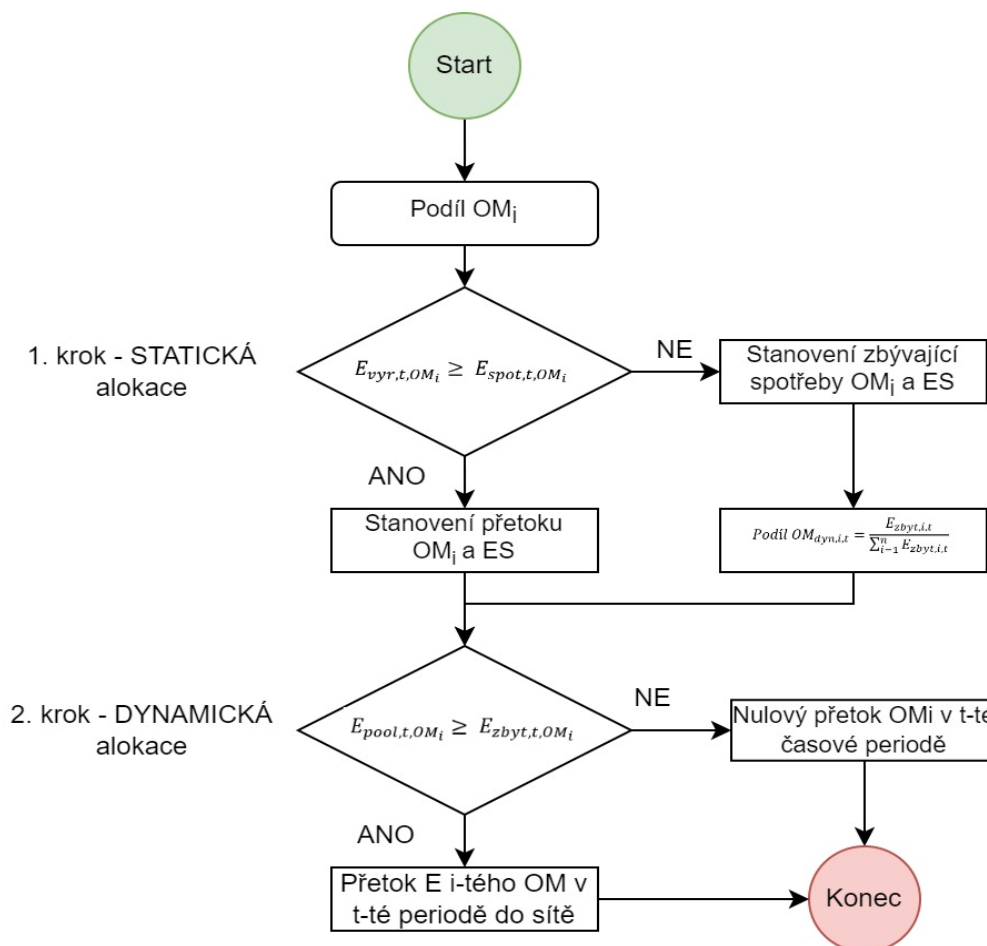
, kde

$E_{t,i}$	<i>spotřeba energie i-tého účastníka ES v t-té časové periodě</i>	[Wh]
$n$	<i>Počet účastníků ES</i>	[-]

## 4. STATICKO-DYNAMICKÁ METODA

Staticko-dynamická metoda kombinuje statický a dynamický alokační přístup. V 1. kroku je každému účastníkovi komunitního společenství/konceptu sdílení energie v bytovém domě je přiřazen podíl na základě pevně stanoveného statického alokačního klíče. Následně dochází k vyhodnocení množství „nespotřebované“ energie v daném časovém kroku – je vytvořen jakýsi virtuální „pool“. Tento objem nevyužité energie ze statické alokace je následně v 2. kroku distribuován jednotlivým účastníkům dynamickou metodou na základě jejich zbývající spotřeby po vyrovnání přidělené výroby z 1. kroku. Z pohledu výsledného profilu ES vůči elektrizační síti (průběh spotřeby/dodávky) by měla staticko-dynamická metoda dosahovat stejného výsledku jako pouze dynamická metoda. Staticko-dynamická metoda do určité míry chrání účastníky s nižší aktuální spotřebou či s tendencí snižovat svou spotřebu, jimž by klasická dynamická metoda přiřazovala v čase nižší podíl na aktuální výrobě. Výslednou

metodiku staticko-dynamické alokace  $i$ -tého odběrného místa (člena energetického společenství) v rámci  $t$ -té měřící časové periody popisuje následující vývojový diagram.



Obrázek 17 - Vývojový diagram staticko-dynamické alokace

, kde

$Podíl\ OM_i$	Statický podíl $i$ -tého OM	[%]
$Podíl\ OM_{dyn,i,t}$	Dynamický podíl $i$ -tého OM v $t$ -té časové periodě	[%]
$E_{vyr,t,OM_i}$	Přidělená výroba $i$ -tému odběrnému místu v $t$ -té časové periodě	[Wh]
$E_{spot,t,OM_i}$	Spotřeba $i$ -tého odběrného místa v $t$ -té časové periodě	[Wh]
$E_{zbyt,t,OM_i}$	Zbytková spotřeba $i$ -tého odběrného místa v $t$ -té časové periodě	[Wh]
$E_{pool,t,OM_i}$	Přidělená zbývající výroba $i$ -tému OM v $t$ -té časové periodě	[Wh]

**Výsledné hodnocení provozního modelu** je provedeno za využití ukazatele ekonomické efektivity tzv. Čisté současné hodnoty neboli Net Present Value. Základní vzorec výpočtu NPV je následující:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{CF_t}{(1+r)^t} - Investice \quad [Kč]$$



### 3.4.2. Parametrizace modelu

Pro komplexní a relevantní výsledky vytvořených a zkoumaných modelových případů provozu energetických společností byla identifikována široká škála vstupních parametrů ovlivňujících výsledky a hlavní výstupy modelů. **Vstupní parametry** jsou na základě navržené Komplexní metodiky a přístupu k hodnocení provozu ES (Obrázek 16.) děleny do dvou základních kategorií, a to technické vstupní parametry a ekonomické vstupní parametry. Následující přehled vstupních parametrů obsahuje klíčové parametry, které mají signifikantní vliv na výsledné hodnocení provozu ES.

#### 1. Technické vstupní parametry

- **Definice energetického společenství**
  - Struktura ES
  - Počet OM v jednotlivých objektech
  - Přiřazení objektů k dané napěťové hladině
- **Specifikace odběrných míst**
  - Roční spotřeba energie
  - Stupeň elektrizace OM
  - Velikost jističe
  - Distribuční sazba/tarif
  - Třída TDD
  - Průběh spotřeby OM v požadované časové periodě (data AMM)
- **Specifikace zdroje energie**
  - Typ zdroje a výstupní forma energie
  - Roční výroba energie
  - Jednotkový výrobní profil zvoleného zdroje
  - Technická životnost jednotlivých komponent
- **Alokační klíč**
  - Metodika alokace v čase

Technické parametry provozu energetického společenství ovlivňují majoritně simulaci energetických toků v rámci společenství a jejich „párování“ se spotřebou jednotlivých budov a odběrných míst. Některé technické parametry definují přiřazení jiného ekonomického parametru či jeho výši, jako např. distribuční sazba OM či přiřazení OM k dané napěťové hladině.

#### 2. Ekonomické vstupní parametry

Z pohledu ekonomického hodnocení a správného stanovení ekonomičnosti provozu ES je klíčové tzv. jednotkové ocenění energie během provozu ES. Během provozu ES není jednotkové ocenění kWh stejné po celý rok.

- **Ocenění energie**
  - Ceny silové elektřiny na trhu
  - Predikce budoucího vývoje ceny energií
  - Výše regulovaných složek energie
  - Výše výkupní ceny energie



- **Dotační politika**
  - Výše investiční dotační podpory
  - Výše provozní dotační podpory
- **Inflace**
- **Diskontní míra**
- **Financování projektu**

### **3.5. Zjištěné výsledky a výstupy modelování**

V této kapitole jsou uvedeny v jednotlivých částech identifikované klíčové výsledky a výstupy komplexního modelování a odůvodnění s případným kvantitativním či kvalitativním vyhodnocením jejich dopadů na daného stakeholdera/stakeholdery. V rámci průběhu vypracování projektu a postupu prací na modelech, došlo k odůvodněným minoritním změnám v přístupu k modelování, zejména pak u variant 2 a 3. Tyto změny jsou popsány a odůvodněny v příslušných částech. Majoritně se však jedná o zjištění, že na veškeré rozsahy a složení energetických společenství lze nahlížet dle navržené deterministické metodiky jako na jeden bytový dům s variantním oceněním energie využívané v rámci ES pocházející s různých výroben provozovaných v rámci tohoto ES.

#### **3.5.1. Vyhodnocení alokačních metod**

V první části modelování byla prozkoumána rozdílnost „výkonnosti“ jednotlivých alokačních metod definovaných v kapitole 3.4.1. Metodický přístup komplexního modelování. Jednotlivé alokační metody, respektive volené vnitřní „obchodní“ modely ke sdílení energie uvnitř komunity byly posuzovány zejména z pohledu následujících parametrů:

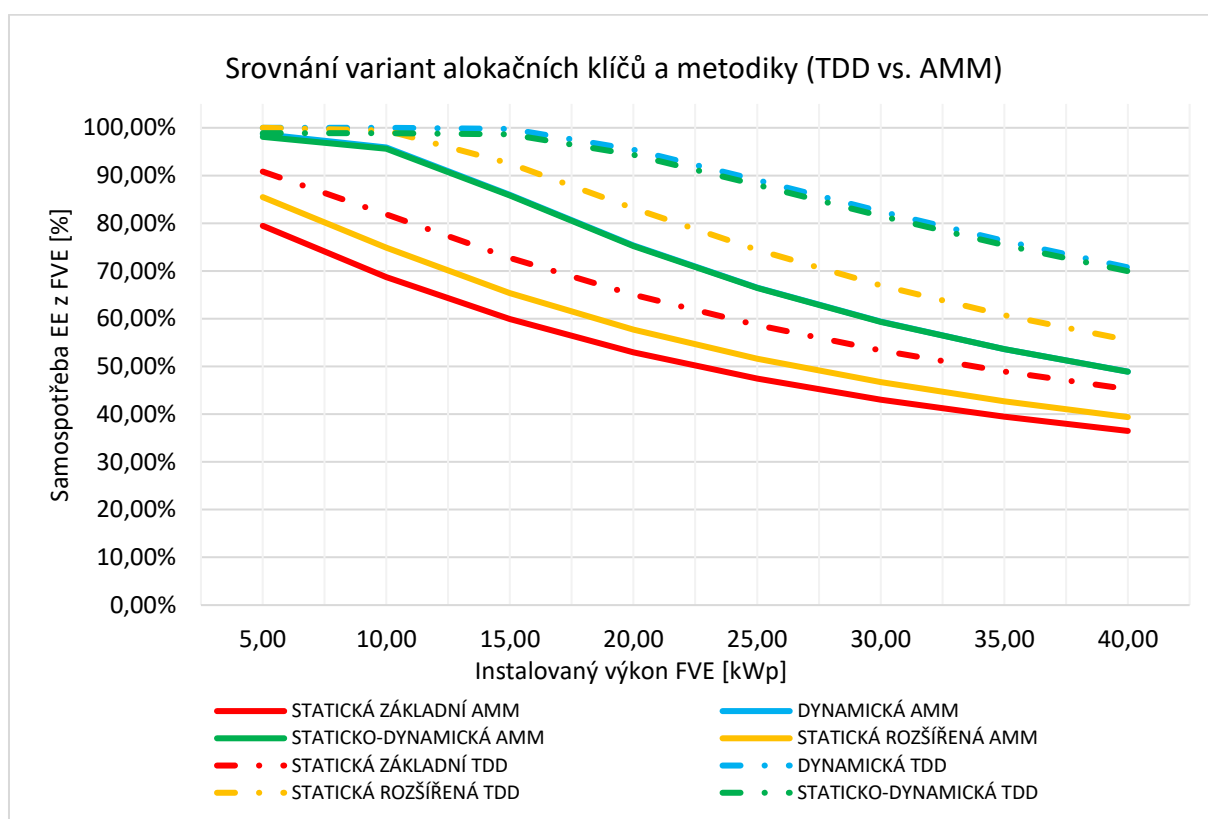
- Celková dosahovaná míra kolektivní („agregované“) samospotřeby v rámci ES
- Spravedlivost a rovnoměrnost dělení energie v čase mezi účastníky ES
- Možné dopady na provozovatele distribučních soustav a obchodníky

V rámci posuzování rozdílnosti jednotlivých alokačních metod byl zkoumán také vliv využití statistické metody rozložení celkové roční spotřeby OM energetického společenství, tedy metody TDD oproti reálným průběhům spotřeby elektrické energie v čase pocházející z pilotního osazení chytrých měřících přístrojů tzv. AMM měření na distribučním území Prahy. Data průběhového měření byla poskytnuta společností PREdistribuce a.s. Data byla při jejich využití plně anonymizována a sloužila tak pouze jako komparativní varianta pro vyhodnocení rozdílnosti posuzovaných variant (TDD vs. AMM). Porovnání metod TDD a AMM bylo provedeno z toho důvodu, že aktuálně je případná optimalizace a výpočet instalovaného výkonu umístovaného zdroje, jak v rámci ES, tak v rámci jiných projektů, prováděna na základě průběhů a profilů spotřeby jednotlivých OM dle příslušné třídy TDD. Tato situace je způsobena tím, že naprostá většina OM na hladině NN s výjimkou OM s výrobnou nedisponují průběhovým měřením tzn. při prvotní optimalizaci a předprojektové přípravě nejsou k dispozici reálná naměřená data spotřeby daných OM.

Následující grafy reprezentují porovnání jednotlivých alokačních klíčů z pohledu hlavního parametru provozu ES – **dosahené míry kolektivní lokální samospotřeby [%/rok]**, v závislosti na využití reálných průběhových dat z chytrého měření (AMM) a průběhů spotřeby dle metodiky TDD. Tyto výstupy jsou

výsledkem simulace ročního provozu za využití konceptu sdílení energie v rámci typového bytového domu s následujícími parametry:

- Sdílení v rámci jednoho BD
  - Sdílení pouze v rámci HDV
  - FVE umístěna na střeše BD
- 48 odběrných míst
- Průměrná spotřeba OM 1400 kWh
- Zahrnutý distribuční sazby D02d, D25d
- Celková roční spotřeba se zahrnutím režie 72 MWh



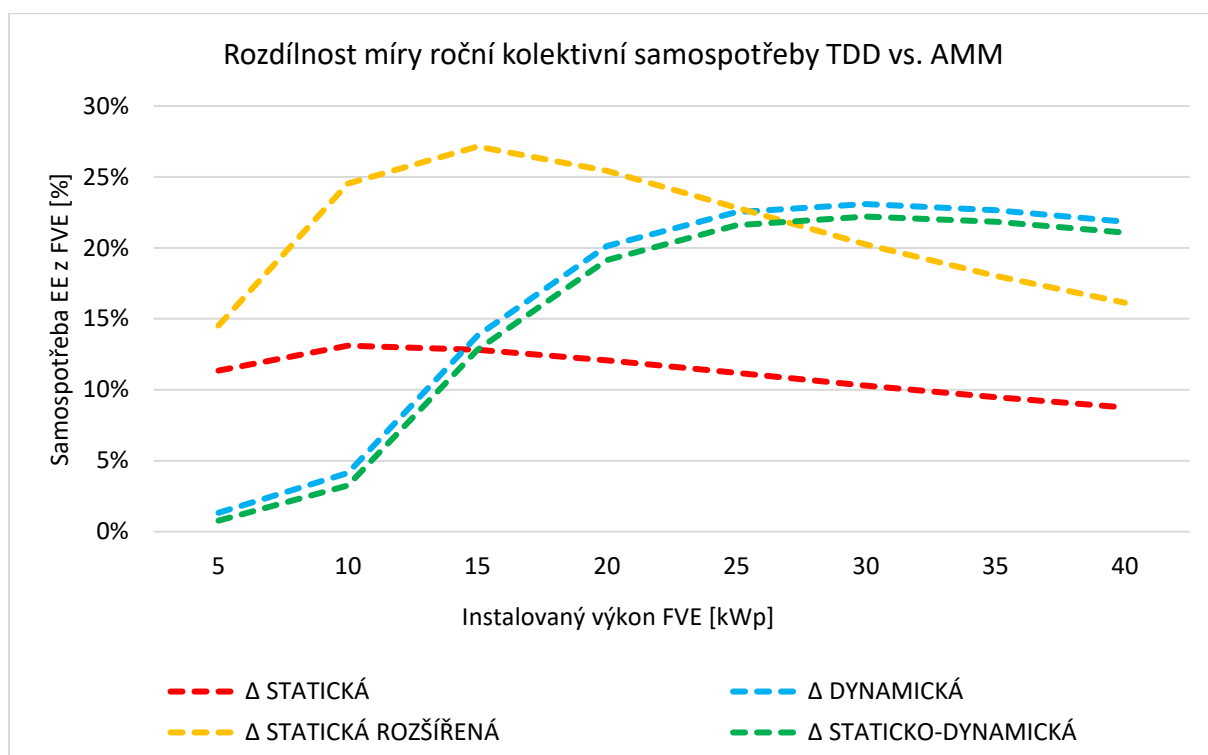
Obrázek 18 - Porovnání alokačních metod a klíčů

Z výsledků simulace a provedených citlivostních analýz závislosti roční míry kolektivní samospotřeby energie z lokálně umístěné FVE jasně vyplývá, že DYNAMICKÁ metoda společně se STATICKO-DYNAMICKOU vykazují nejvyšší míru „ekonomické/obchodní“ roční lokální samospotřeby v porovnání se zbylými čistě statickými metodami. Dále bylo zjištěno, že z pohledu výsledného ročního obchodního profilu toků energie BD (odběr, dodávka) vůči síti jsou dynamická a staticko-dynamická metoda téměř totožné. Rozdílnost těchto dvou přístupů spočívá zejména v distribuci vyráběné energie mezi jednotlivá odběrná místa v BD v čase. V tomto kroku je nutné zdůraznit to, že zvolená metoda alokace nemá žádný dopad na reálné fyzikální toky elektrické energie, jelikož nedochází v rámci modelování k uvažování aktivního řízení toků energie mezi jednotlivé účastníky ES.





Z pohledu rozdílnosti dosažené míry roční kolektivní samospotřeby energie v rámci ES při využití metody TDD dochází k dosažení zřetelně vyšší míry roční samospotřeby EE u všech zkoumaných metod alokace než v případě „reálné“ simulace založené na datech z AMM. Porovnání jednotlivých alokačních metod a rozdílnost AMM oproti průběhu spotřeby dle TDD je zobrazena v grafu na Obrázek 19. Průběhy jednotlivých metod představují rozdíl míry samospotřeby metodiky TDD oproti AMM – tzn. **delta metodiky TDD vůči AMM** – od výsledků procentuální míry samospotřeby metodiky TDD jsou pro jednotlivé alokační klíče odečteny výsledky procentuální míry samospotřeby metodiky AMM.



Obrázek 19 - Delta roční míry samospotřeby jednotlivých alokačních metod TDD vs. AMM

Z průběhů míry samospotřeby jednotlivých alokačních metod je patrné, že rozdílnost dosažené samospotřeby se u jednotlivých alokačních metod liší v návaznosti na velikosti instalovaného výkonu. Tento jev je způsobený tím, že statické alokační metody obecně dosahují nižší míry samospotřeby než dynamické metody a následně s klesající „reálnou“ mírou samospotřeby klesá také delta variant TDD a AMM.

V následujících částech modelování je parametr lokální míra samospotřeby naprosto klíčový při vyhodnocování variantních dopadů a jeho kvantifikaci na jednotlivé stakeholdery. Obecně lze z pohledu provozu energetického společenství (různých rozsahů a struktur) a z něj plynoucích dopadů a efektů definovat následující základní vztah pro roční objemy energetických toků:

$$\sum_{z=1}^Z E_{vyr_{z,t}} = \sum_{z=1}^Z \sum_{i=1}^N (E_{samospotřeba_{z,t,i}} + E_{přetok_{z,t,i}})$$



, kde

$E_{vyr,z,t}$	Roční výroba energie z-tého zdroje v t-tém roce	[kWh]
$Z$	Celkový počet provozovaných zdrojů energie v ES	[-]
$E_{samospotreba,z,t,i}$	Samospotreba energie i-tého člena ES ze z-tého zdroje v t-tém roce	[kWh]
$N$	Celkový počet členů (OM) v daném ES	[-]
$E_{přetok,z,t,i}$	Nespotřebovaná energie i-tého člena ES ze z-tého zdroje v t-tém roce	[kWh]

Alokační metody neboli metody sdílení mohou vykazovat stejnou míru lokální samospotřeby z pohledu fungování energetického společenství jako celku. K velké rozdílnosti může však docházet z pohledu jednotlivých účastníků energetického společenství, kdy některé metody mohou vykazovat vysokou míru celkové lokální samospotřeby, ale paralelně mohou energii v čase rozdělovat velmi nerovnoměrně a nespravedlivě. Volba alokační metody z předpokládaných legislativně definovaných bude v budoucnu plně v gesci energetického společenství, ale je nutné identifikovat i případné nedostatky jednotlivých metod pro efektivní a spravedlivou alokaci mezi jednotlivé členy ES.

Za účelem identifikace rovnoměrného a spravedlivého dělení vyrobené energie v čase mezi jednotlivé účastníky komunity byl podrobně vyhodnocen a zkoumán roční simulovaný provoz ES (BD) o dříve definovaných parametrech doplněného lokální výrobnou (FVE) s instalovaným špičkovým výkonem 35 kWp. Fotovoltaická elektrárna s instalovaným výkonem 35 kWp vyrobí ročně v průměrných českých podmínkách zhruba 35 MWh elektrické energie, což představuje v ročním objemu zhruba polovinu celkové roční spotřeby BD (ES). Zkoumaný model disponují následujícími parametry:

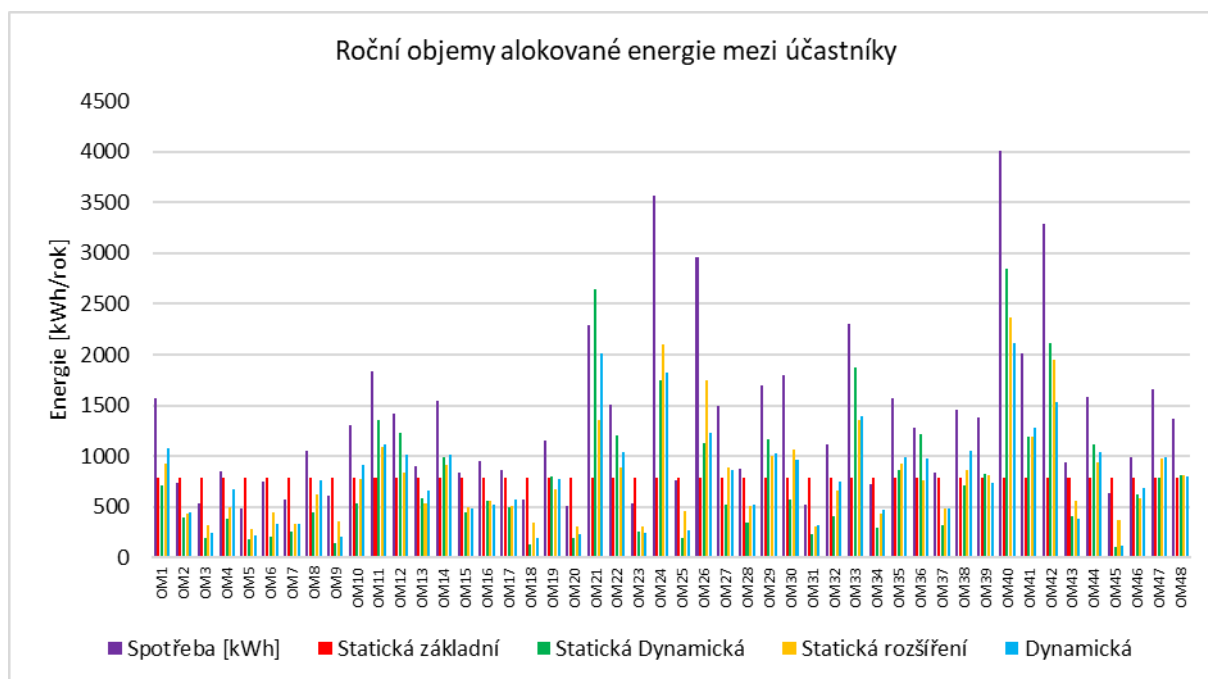
- Sdílení v rámci jednoho BD
- 48 odběrných míst
- Průměrná spotřeba OM 1400 kWh
- Zahrnutý distribuční sazby D02d, D25d
- Celková roční spotřeba se zahrnutím režie 72 MWh
- Instalovaný špičkový výkon výrobní (FVE) 35 kWp

Tabulka níže obsahuje základní shrnutí ročního provozu FVE umístěné v rámci BD s výše uvedenými parametry z pohledu „obchodních“ toků energie.

Tabulka 5 - Vyhodnocení výkonnosti alokačních metod při definovaném provozu BD

Alokační metoda	Samospotreba EE [kWh/rok]	Přetok EE [kWh/rok]
STATICKÁ	13 996	20 919
STATICKÁ ROZŠÍŘENÁ	15 092	19 823
DYNAMICKÁ	18 985	15 930
STATICKO-DYNAMICKÁ	18 852	16 063

Data v předcházející tabulce potvrzují předpoklad, že alokační metody na dynamické bázi vykazují vyšší míru lokální samospotřeby, tedy z pohledu ES jako celku „efektivněji“ alokují energii vyráběnou v čase odběrným místům s dostačující aktuální spotřebou. Tento přístup by byl ideální, pouze pokud by se jednalo např. o odběrná místa jednoho subjektu. Následující grafy podrobně zobrazují a identifikují rozdílnost alokace jednotlivých alokačních metod mezi všech 48 účastníků konceptu sdílení energie.



Obrázek 20 - Roční alokace vyrobené elektrické energie mezi účastníky sdílení

Graf výše ukazuje rozdílnost mezi celkovými objemy roční alokované energie mezi účastníky konceptu sdílení v návaznosti na zvolenou alokační metodu. Hodnoty v grafu jsou absolutní hodnoty energie a je z nich patrné, že účastníkům s vyšší roční spotřebou energie je v rámci hybridních a dynamických metod alokace přidělován ročně vyšší podíl vyrobené elektrické energie než v případě čistě statické metody alokace. V případě některých OM dochází dokonce k vyššímu objemu přidělené elektrické energie při staticko-dynamické alokaci než v případě čistě dynamické alokaci. Každý účastník má v 1. kole při staticko-dynamické alokaci v každé zúčtovací periodě nárok na objem vyrobené elektrické energie přesně ve výši svého statického podílu. Tento jev je však způsobený podstatou staticko-dynamické metody a vzniká až v 2. kroku této metody rozúčtování. Při staticko-dynamické alokaci jsou přetoky z jednotlivých OM v 2. kroku dále děleny mezi účastníky ES, jejichž spotřeba ještě nebyla zcela pokryta, a tak může v některých případech oproti čistě dynamické metodě dojít k přelokování významnějšího množství přetoků na jiné OM v rámci ES a tak dochází nepřímo k navýšení celkového alokačního podílu některých OM.

**Staticko-dynamická metoda z pohledu zúčtování toků uvnitř komunity nemusí být, jak bylo v mnoha diskusích předpokládáno ve všech případech provozů ES ta nejspravedlivější a je zapotřebí optimálně stanovit výchozí statické podíly či vhodně identifikovat metodiku „kompenzace“ za poskytnuté přetoky do sdíleného poolu v rámci jednotlivých zúčtovacích period mezi jednotlivými účastníky.** Dynamická metoda je z pohledu **relativních hodnot** spotřeb „spravedlivá“, jelikož v každé časové periodě zúčtování přiřazuje každému OM podíl úměrný jeho aktuální spotřebě vůči spotřebě celého energetického společenství a vůči celkové výrobě z provozovaných agregovaných zdrojů. V případě celkové záporné bilance ES, tedy v případě, kdy celková agregovaná výroba přesahuje celkovou agregovanou spotřebu všech OM v ES, není přidělena energie i v případě, že není v daném OM „obchodně“ spotřebována dále přelokována na jiné OM. Z podstaty dynamické metody by měla

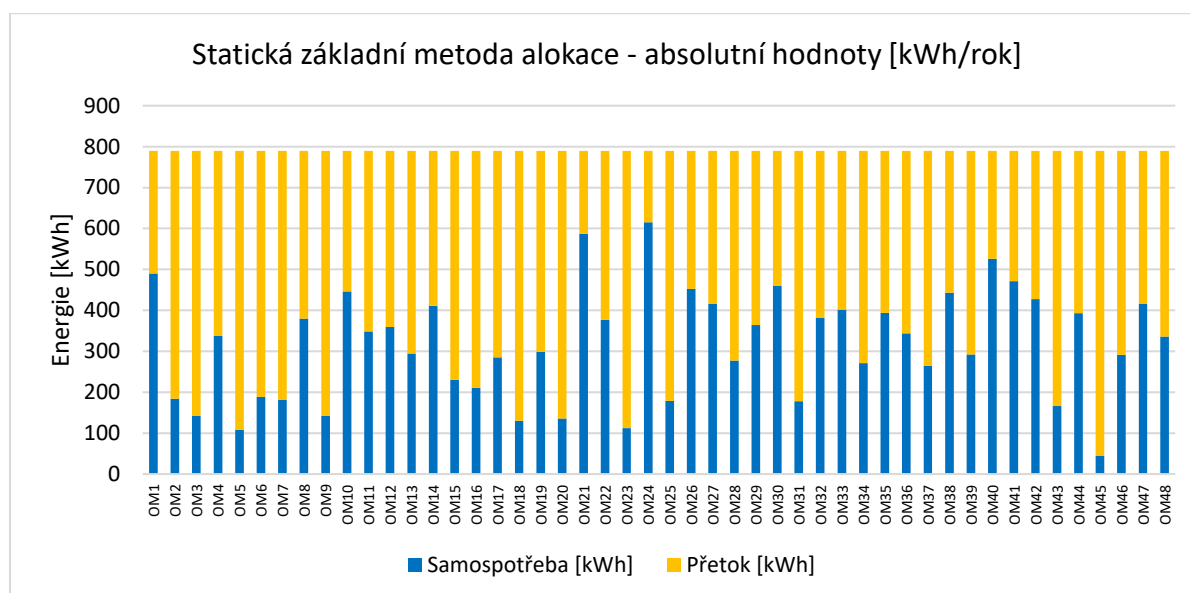


jednotlivá OM z roční bilance provozu vykazovat velmi podobné poměrné hodnoty samospotřeby a přetoků EE vůči své celkové hodnotě přidělené energie z provozovaných zdrojů ES.

U všech zkoumaných metod záleží zejména na přístupu ke stanovení základního statického podílu. V tomto případě bude hrát roli zejména způsob financování projektů výroben v rámci ES a finanční podíl jednotlivých účastníků. Např. v případě SVJ můžeme očekávat, že statické podíly budou korelovat s výší příspěvků do fondu oprav SVJ.

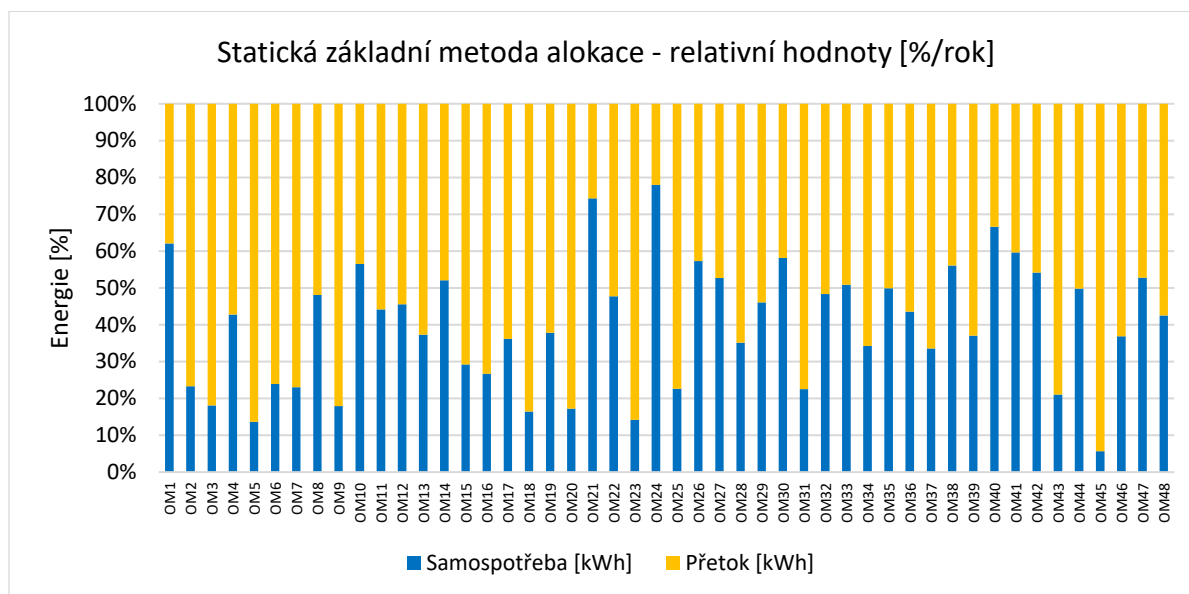
Následující grafy představují absolutní a relativní hodnoty dosažené roční samospotřeby a ročních přetoků přiřazené energie jednotlivých OM při využití odlišných alokačních metod rozúčtování v rámci ES.

### STATICKÁ ZÁKLADNÍ metoda



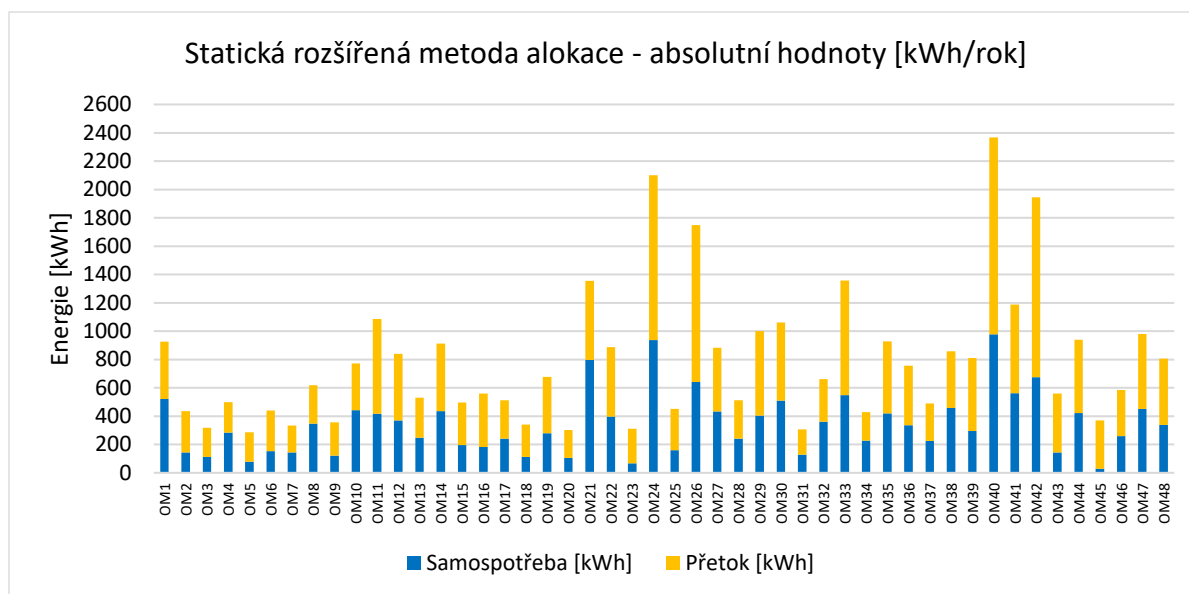
Obrázek 21 - Absolutní hodnoty alokované roční vyrobené energie mezi účastníky ES na základě STATICKÉ ZÁKLADNÍ metody alokace

Absolutní hodnoty přiřazené roční energie mezi jednotlivé účastníky sdílení energie v BD jsou na základě jednoduché statické základní metody pro všechna OM identické. V rámci této metodiky dochází zejména na OM s malou roční spotřebou energie či nevhodným spotřebním profilem k vyšší míře nevyužité energie, tedy k přetokům energie do sítě. Z logiky této alokační metody je možné tvrdit, že absolutní a relativní hodnoty celkové přiřazené energie jednotlivým OM a jejich způsobu využití (samospotřeba, přetok) budou vykazovat stejné poměrové hodnoty. Toto tvrzení je dokázáno na následujícím grafu na Obrázku 22. Statická základní metoda je tedy z pohledu celkové „obchodní“ využitelnosti a efektivity alokace nejhorší metodou. Je nutno však zdůraznit skutečnost, že každému OM je přiřazen stejný podíl a je tedy z větší míry na jeho spotřebním chování, jak dokáže svůj přiřazený podíl efektivně využít. **Statická metoda může být chápána také jako motivační metoda za podmínky toho, kdy by se přetoky energie a z nich plynoucí ekonomické benefity přiřazovaly danému OM, na kterém vznikly. Zároveň každý účastník ES dopředu ví, na jaký podíl výroby má nárok a tomu může přizpůsobit svou spotřebu tak, aby maximalizoval využití právě svého podílu.**



Obrázek 22 - Relativní hodnoty alokované roční vyrobené energie mezi účastníky ES na základě STATICKÉ ZÁKLADNÍ metody alokace

### STATICKÁ ROZŠÍŘENÁ metoda



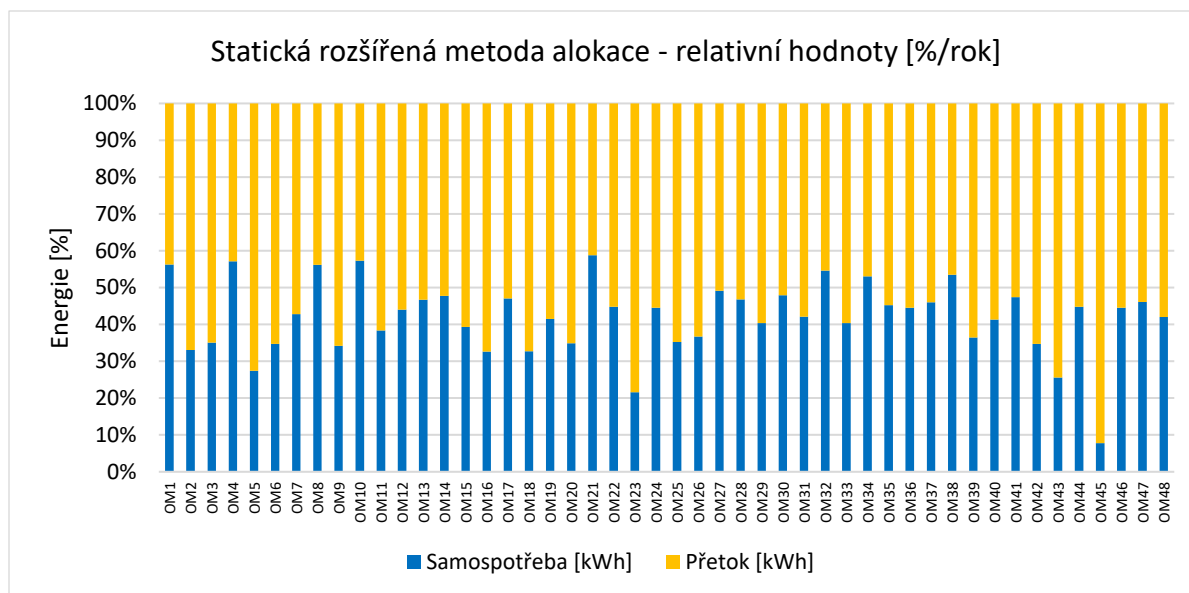
Obrázek 23 - Absolutní hodnoty alokované roční vyrobené energie mezi účastníky ES na základě STATICKÉ ROZŠÍŘENÉ metody alokace

Statická rozšířená metoda definuje jednotlivé podíly na základě historických spotřeb účastníků ES/konceptu sdílení v rámci BD. Jak je patrné z Tabulka 5 stanovení podílu na základě analýzy historické spotřeby účastníků ES vedlo k navýšení celkové samospotřeby energie v rámci společenství.

Z absolutních hodnot přiřazené roční energie je patrné, že OM s vyšší roční spotřebou je alokován markantně větší podíl vyrobené energie. V grafu níže je poté v porovnání s relativními hodnotami



spotřeb za použití statické základní metody alokace možno pozorovat vyrovnanější poměry samospotřeby a přetoků energie přes jednotlivé účastníky.

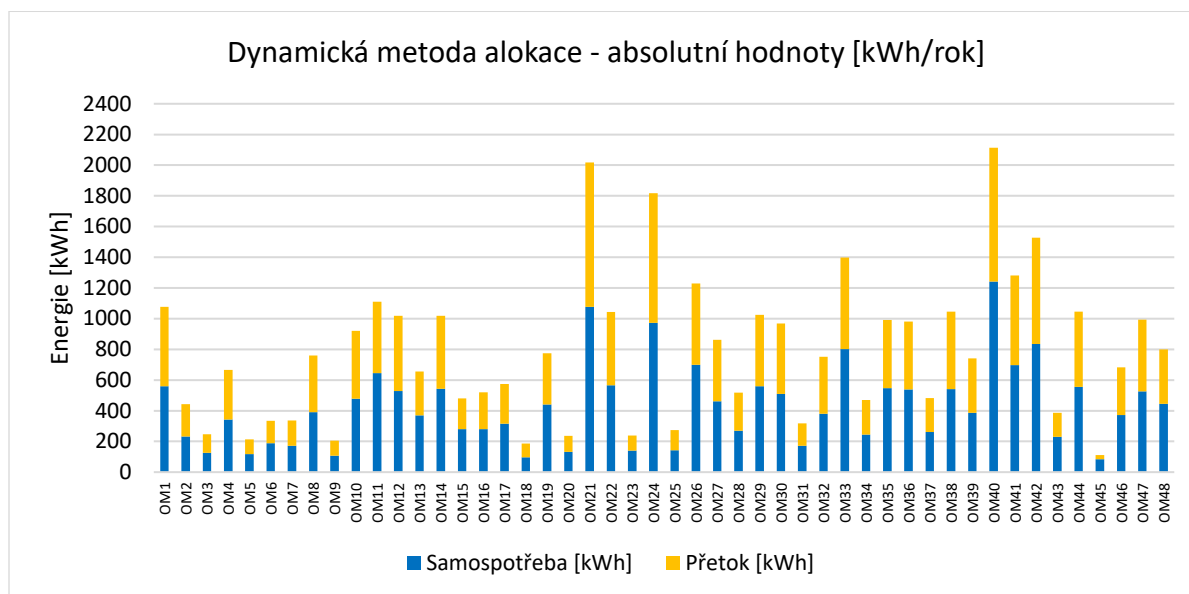


Obrázek 24 - Relativní hodnoty alokované roční vyrobené energie mezi účastníky ES na základně STATICKÉ ROZŠÍŘENÉ metody alokace

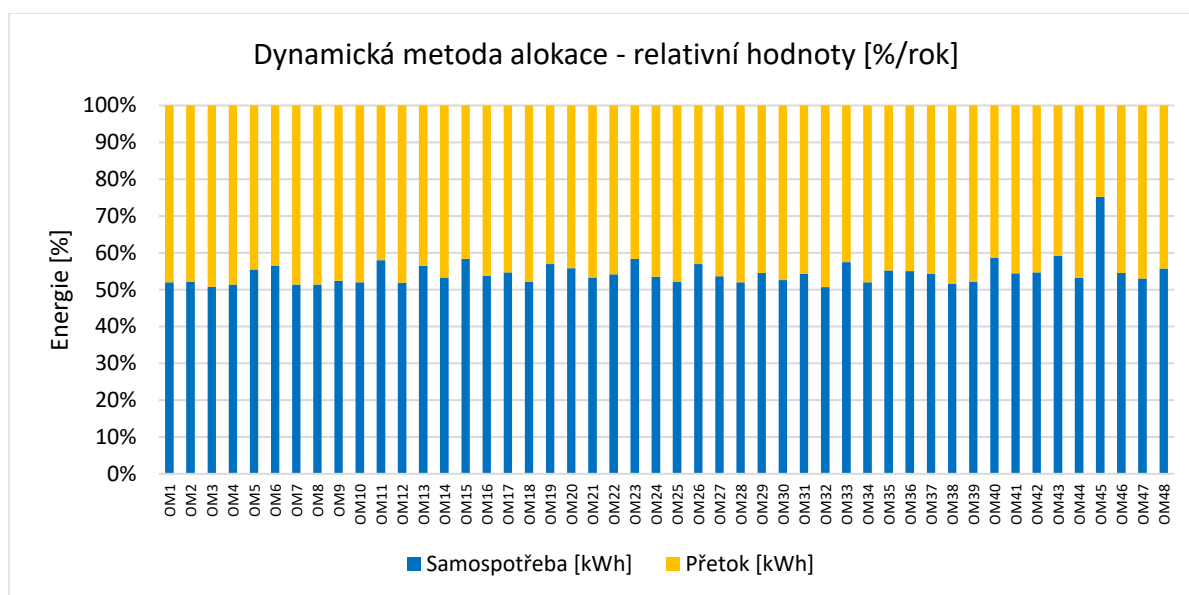
### DYNAMICKÁ metoda

Dynamickou metodu lze na základě relativních hodnot roční samospotřeby a přetoků označit za nejvíce spravedlivou z pohledu poměrového přiřazení energie každému OM. Tvzení, že dynamická metoda alokace je nejvíce spravedlivou a rovnoměrnou metodou z pohledu relativního pokrytí spotřeby, dokazuje graf na Obrázku 26. Z relativních hodnot vynesných v grafu je jasně patrné, že dynamická metoda disponuje nejvíce rovnoměrně rozloženými relativními poměry mezi roční samospotřebou a ročními přetoky energie přes všechny účastníky ES. Toto rozložení dokazuje, že každému účastníkovi je v průměru za rok přiřazeno stejné poměrné množství vůči jeho celkové roční spotřebě.

Dynamická metoda může v čase dlouhodobě zvýhodňovat účastníky s vyšší spotřebou, ale na druhou stranu při správném pochopení dynamické metody alokace všemi účastníky ES je přímo motivuje k vyšší míře soudobosti jejich spotřeby a aktuální výroby. V případě dynamické metody může docházet v rámci ES k potížím ohledně podílu na financování jednotlivých účastníků na výrobně.



Obrázek 25 - Absolutní hodnoty alokované roční vyrobené energie mezi účastníky ES na základně DYNAMICKÉ metody alokace

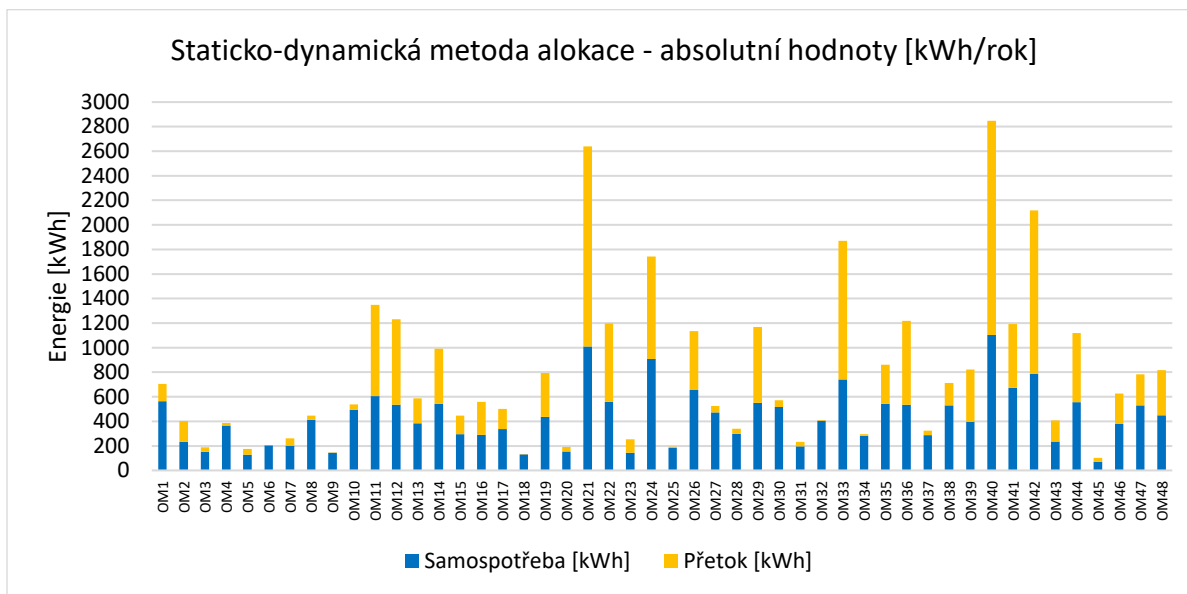


Obrázek 26 - Relativní hodnoty alokované roční vyrobené energie mezi účastníky ES na základně DYNAMICKÉ metody alokace

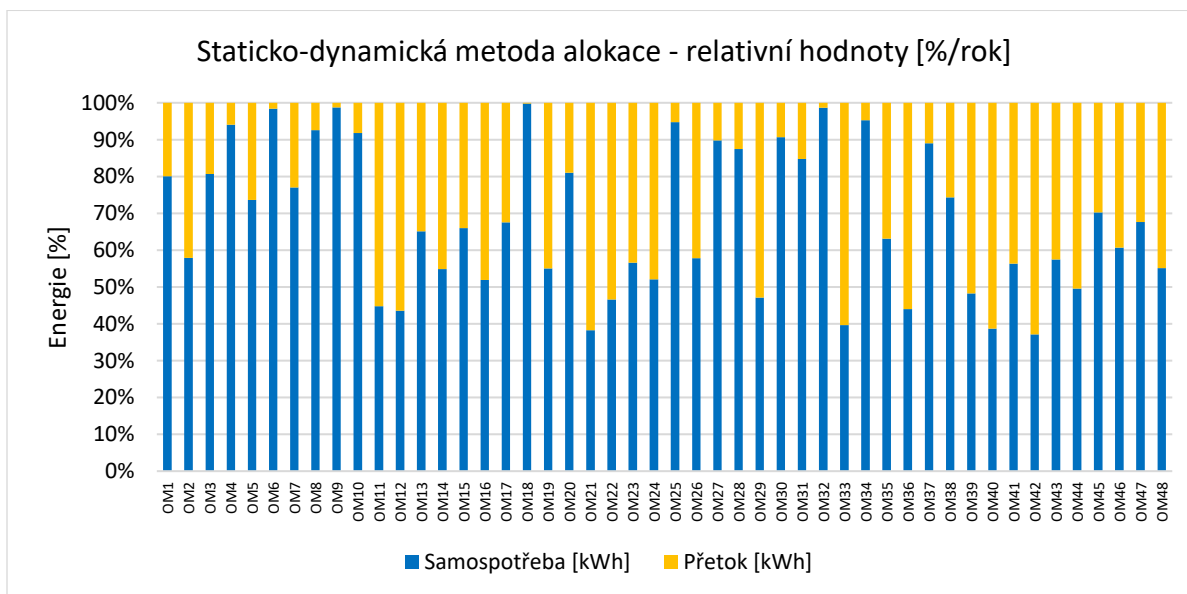
### STATICKO-DYNAMICKÁ metoda

Výsledky staticko-dynamické alokační metody potvrzují dříve přijatý předpoklad toho, že v rámci této metody rozúčtování dochází v 2. kole alokace k přerozdělení přebytků nespotřebované energie z 1. kroku rozúčtování mezi OM s plně nepokrytou vlastní spotřebou. Tento alokační mechanismus v porovnání se statickými metodami alokace nevykazuje u žádného účastníka signifikantně nízkou relativní roční samospotřebu energie z výroby. Tato identifikovaná skutečnost je však dána tím, že obecně je některým OM v čase „obchodně“ přiřazen menší podíl, jelikož jsou jejich přetoky předány jiným OM.

Při pohledu na výsledky roční simulace na grafech na Obrázku 27 a Obrázku 28 je patrný vliv zmíněné alokace v 2. kole metody, kdy jsou přetoky v rámci společenství tvořeny virtuálně zejména na OM s vyšší roční spotřebou energie.



Obrázek 27 - Absolutní hodnoty alokované roční vyrobené energie mezi účastníky ES na základně STATICKO-DYNAMICKÉ metody alokace



Obrázek 28 - Relativní hodnoty alokované roční vyrobené energie mezi účastníky ES na základně STATICKO-DYNAMICKÉ metody alokace

Závěrem lze přijmout skutečnost, že staticko-dynamická metoda může přinášet reálné benefity obou metod (statické, dynamické), ale pouze v případě optimálně nastavených základních alokačních klíčů. Z celkového pohledu efektivního využívání lokálně provozovaných zdrojů se jeví staticko-dynamická metoda jako nejvíce výhodná, jelikož dává jasné právo každému účastníkovi společenství na jeho podíl





a zároveň je i efektivně v čase motivuje pro co největší párování individuálních spotřeb s aktuální výrobou.

### **Vyhodnocení možných dopadů na klíčové stakeholdery**

Z pohledu vyhodnocení virtuálních toků energie v rámci zkoumaných alokačních metod nebyly identifikovány rozdílnosti mezi jednotlivými variantami předdefinovaných modelů provozu ES (BD, ES pod dTS a obecním ES), jelikož se jedná pouze o modelování „virtuálních“ toků energie bez zahrnutí finančního faktoru v podobě jednotkového ocenění vyrobené/spotřebované/prodané kWh energie.

V obecné rovině lze na základě fungování elektroenergetického trhu, jeho regulace a výsledků porovnání výkonnosti jednotlivých alokačních metod přijmout předpoklad toho, že z pohledu dopadů a vlivů na přímé vnější stakeholdery oblasti energetických komunit (obchodník, PDS, PPS atd.), kteří mají s účastníky energetických společenství uzavřeny smlouvy o poskytovaných službách (distribuce, přenos, obchod nebo sdružené smlouvy) mají alokační klíče dosahující vyšší míry samospotřeby markantnější dopad. Vyšší míra lokální samospotřeby znamená vyšší úbytek příjmů jak regulovaných plateb, tak příjmů obchodníků z objemu dodané energie.

Pro identifikace ekonomických dopadů na PDS a PPS je nutno zmínit, že při současném nastavení tarifní struktury a předpokladu toho, že nedojde k žádným úlevám na síťových poplatcích vztažených na sdílenou energii v rámci ES, musíme uvažovat pouze s tou energií, která byla v rámci ES samospotřebována v odběrných místech bez využití distribuční sítě. Pro případnou kvantifikaci ušlých variabilních síťových plateb je nutno zahrnout pouze energie vyrobenou a spotřebovanou v rámci vlastních rozvodů za přípojnou skříň daného objektu k DS (většinou v rámci HDV bytového domu).

Dopad na obchodníka s energiemi naopak nerozlišuje, zda při sdílení energie dochází k využití distribuční soustavy či nikoliv. V tomto případě je ušlý zisk obchodníka roven celkové samospotřebě přes všechna OM účastníků daného energetického společenství, jelikož v dané výši dojde účetně k ponížení odebraného množství energie ze soustavy na daném OM.

Dalším spíše technickým dopadem alokačních klíčů vykazující vyšší míru samospotřeby ES (dynamické, hybridní alokační klíče) je skutečnost navýšení výpočtové náročnosti a vyšší objem zpracovávaných dat v kombinaci s horší predikcí spotřebního chování koncových zákazníků.

Z pohledu přímých „vnitřních“ účastníků energetických společenství (koncový zákazník, municipality, malé a střední podniky atd.) přináší alokační klíče vykazující vyšší míru lokální samospotřeby majoritně pozitivní efekty, a to zejména ekonomické. Vyšší míra lokální „obchodní“ samospotřeby v rámci ES zkracuje dobu návratnosti investic do lokálně provozovaných zdrojů v rámci ES a zvyšuje tak ekonomickou rentabilitu těchto projektů. Na druhou stranu je potřeba zdůraznit sociální aspekt a spravedlivost alokace energie mezi účastníky vůči jejich podílu na investici či vstupním výdajům pro účast v energetickém společenství. Tento faktor musí být korigován vhodným nastavením základních statických alokačních klíčů či jiné vhodné metody kompenzace nerovnoměrně alokace mezi účastníky.



### **3.5.2. Identifikace vlivu dotační podpory**

Na základě přijatého předpokladu racionality investora/účastníků energetického společenství byl identifikován a vyhodnocen vliv dotační podpory. Dotační investiční podpora má klíčový vliv na ekonomiku instalace a následného provozu obnovitelných zdrojů energie v rámci ES. Tento vliv se silně promítá do ekonomicky optimálního instalovaného výkonu jednotlivých zdrojů v rámci ES. V této kapitole jsou prezentovány výsledky a klíčová zjištění vlivu a dopadu investiční dotační podpory na dotčené stakeholdery.

#### **3.5.2.1. Bytové domy**

Výstavba fotovoltaických elektráren na bytových domech je podporována ze Státního fondu životního prostředí ČR v rámci programu Nová Zelená úsporám tzv. NZÚ. Oblast podpory výstavby zdrojů energie je detailněji popsána v Závazných pokynech pro žadatele a příjemce podpory v oblasti C – ZDROJE ENERGIE. Historicky prošla pravidla investiční dotační podpory vývojem, během kterého se měnily jak závazné podmínky pro žadatele, tak poskytovaná výše a rozsah podpory. Pro porovnání a komplexní vyhodnocení vlivu dotační investiční politiky a jejího případného dopadu na zúčastněné stakeholdery byly následující varianty dotační podpory podrobeny komplexnímu modelování a vyhodnocení. Jednotlivé varianty se liší zejména v podmínkách získání dotace a maximální možnou výší získané dotační podpory.

- 1. Instalace a provoz FVE bez využití dotační podpory (nulová varianta projektu)**
- 2. Instalace a provoz FVE za využití investiční dotační podpory z programu NZÚ z roku 2021 (stará NZU)**
  - Maximální výše investiční dotační podpory 30 % uznatelných (přímých) realizačních nákladů
  - Podpora 15 500 Kč/kWp
  - Bez podpory pro připojená OM (byty)
  - Povinnost splnění podmínky dosažení alespoň 70 % lokální samospotřeby energie
- 3. Instalace a provoz FVE za využití investiční dotační podpory ze současné verze NZÚ, rok 2022/2023 (nová NZU)**
  - Maximální výše investiční dotační podpory 50 % uznatelných (přímých) realizačních nákladů
  - Podpora 15 000 Kč/kWp
  - 5 000 Kč za připojenou bytovou jednotku sdílející vyrobenou energii (aktuálně 10 000 Kč/byt)
  - Bez technické podmínky dosažení lokální samospotřeby
  - Podmínka na připojenou bytovou jednotku instalovaný výkon minimálně 0,5 kWp

Dopad výše poskytované investiční dotační podpory pro instalaci FVE na bytové domy bude mít skrze posun optimálního instalovaného výkonu FVE majoritně dopad na provozovatele distribuční soustavy, na jehož území je daný bytový dům připojen.

Jelikož je téma sdílení energie v rámci bytových domů velice aktuální, a v posledních dvou letech velmi diskutováno, byly v této oblasti vytvořeny variantní modely provozu konceptu sdílení energie z lokálně umístěné FVE za účelem zkoumání různých dimenzí provozu a vlivu investiční dotační podpory pro tyto typy žadatelů.

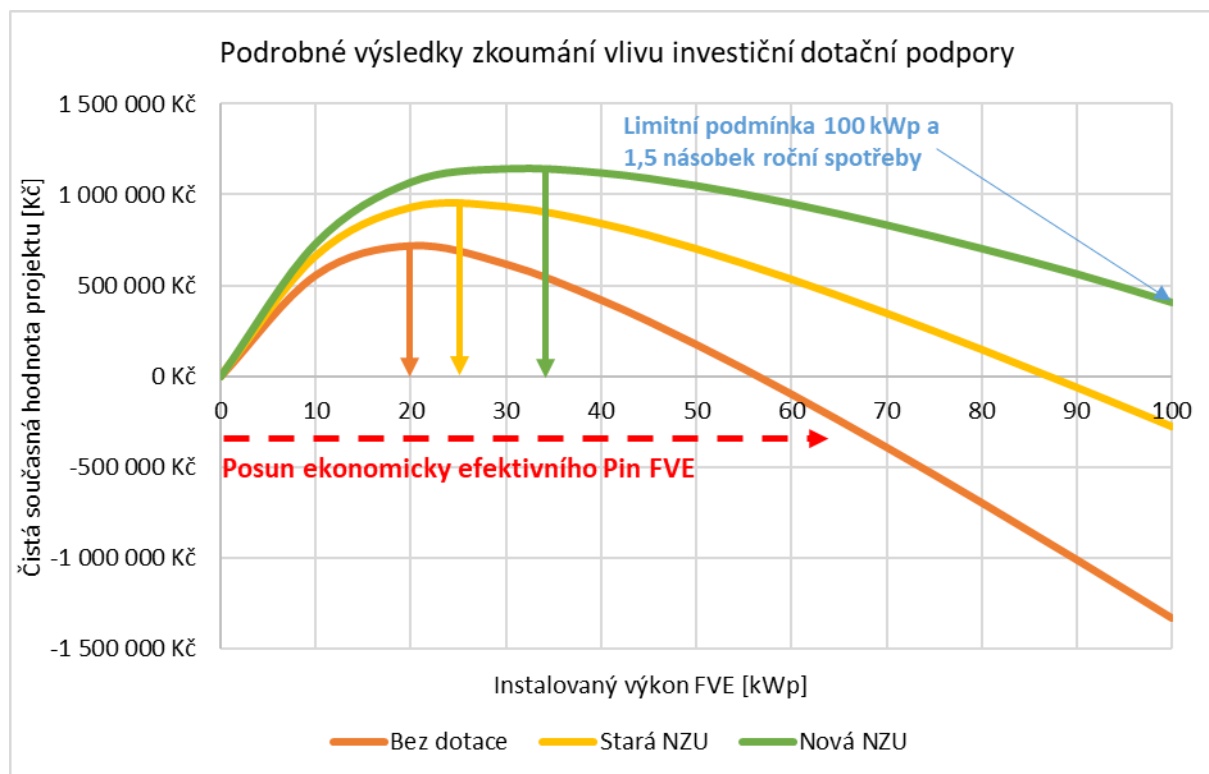
V prvotní části příprav tohoto modelování proběhla analýza údajů z ČSÚ analyzující stávající bytový fond v ČR. V rámci této analýzy bylo zjištěno, že na území ČR jsou nejzastoupenější bytové domy s celkovým počtem 10-19 bytů (34 %) a 20-49 bytů (31 %). Dalším důležitým parametrem pro racionální



modelování je typ střechy a volná plocha pro umístění FV systému. Tento parametr jsme identifikovali jako extrémně složitý a náročný za účelem jeho plošné identifikace a definice, jelikož při zkoumání typu střech a možnosti umístění FV systému vykazuje téměř každý BD jiný potenciál. Na výsledný potenciál má vliv zejména typ střechy (rovná, šikmá), volná plocha pro umístění FVE, okolí BD, hrozba zastínění a technologie umístěné na střeše daného BD (BTS, vzduchotechnika, vysílače, výtahové šachty atd.). Na základě těchto parametrů nelze plošně stanovit dostupný potenciál střech bytových domů v ČR pro umístění FVE a případné omezení z pohledu maximálního umísťovaného výkonu. **Parametr dostupné vhodné plochy pro umístění FVE je však v reálných podmínkách jedním z kritických v prvotní části projektového záměru a musí být podroben expertnímu posouzení.**

V rámci matematického modelování v této části tedy hledáme technickoekonomické optimum z pohledu maximalizace čisté současné hodnoty bez omezující podmínky plochy pro umístění FVE. Tento předpoklad jsme přijali zejména z důvodu toho, aby při modelování nedošlo k omezení zkoumaného intervalu možného vlivu umístěného špičkového výkonu FVE a nebyla tak snížena výzkumná hodnota možných dopadů umístění FVE na BD.

Za účelem relevantního vyhodnocení vlivu investiční dotační podpory bylo vydefinováno celkem 7 variantních bytových domů, a to od malého BD s celkovým počtem OM <10 až po velký BD s celkovým počtem OM > 50. V jednotlivých simulovaných modelech byly zahrnuty různé distribuční sazby typu domácnost. Pro vyhodnocení vlivu dotační podpory byly provozní BD simulovány na základě dynamické alokační metody, jelikož paralelně byly zkoumány také možné technické a provozní dopady dotační podpory na distribuční síť (přetoky, požadovaný rezervovaný výkon).



Obrázek 29 - Identifikace vlivu investiční dotační podpory umístění FVE na BD v rámci konceptu sdílení energie



Průběhy grafů na Obrázku 29 a 30 představují výstupy citlivostní analýzy posuzování vlivu investiční dotační podpory v rámci definovaných možných variant čerpání dotační podpory na modelovém příkladu BD se 48 OM a celkovou roční agregovanou spotřebou 72 MWh. Metodika hodnotí vliv využití dotační podpory na definovaném BD pomocí metodiky **marginálního jednotkového užítku**. **Při této metodice je zkoumána citlivost kriteriální funkce NPV při jednotkových změnách instalovaného špičkového výkonu a s ním spjatou změnou dotčených parametrů provozu.**

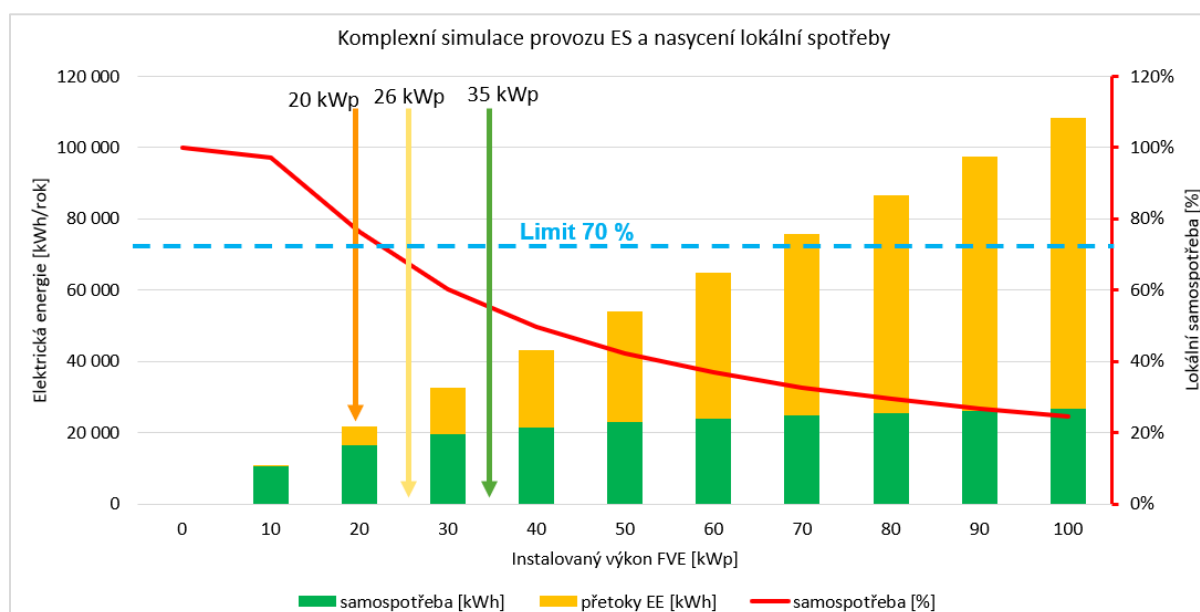
Jak je z průběhů patrné při využití různě nastavených dotačních podpor dochází k posunu výsledného ekonomicky optimálního instalovaného výkonu. Ekonomicky optimální výkon vždy leží v maximu příslušné křivky. Průběhy křivek jasně ukazují, že využití investiční dotační podpory pro instalaci a následný provoz FVE pro koncept sdílení na BD mění kompletně celou ekonomiku provozu této FVE. Dále je také patrné, že v případě využití „nové“ NZÚ, kde výše poskytované podpory dosahuje až 50 % uznatelných realizačních výdajů, tak stále ještě ekonomicky rentabilní instalovaný výkon přesahuje 100 kWp.

Z výsledků ekonomického modelování vlivu dotační investiční podpory můžeme tvrdit, že v případě čerpání podpory není potřeba dbát na optimalizaci instalovaného výkonu provozovaného zdroje, jelikož jeho provoz i v případě neoptimálního nastavení či umístění maximálního možného výkonu na střechu je stále ekonomicky rentabilní. **Tento přístup umístování FVE by byl vhodný z pohledu celkového agregovaného množství instalovaného výkonu obnovitelných zdrojů na území ČR pro plnění národních cílů, ale nemusí být optimální z pohledu lokálního využití energie koncovými zákazníky.**

**Z prvotních výsledků simulace jsme přijali následující předpoklady:**

- Vysoká dotační podpora povede bez technické podmínky samospotřeby a povinnosti optimalizace či přizpůsobení chování připojených koncových zákazníků k neefektivnímu využívání lokálně vyrobené energie
- Neefektivní využívání lokálně vyrobené energie vyvolat negativní dopady zejména na PDS, řízení sítě a připojování zdrojů
- Optimální hodnota instalovaného výkonu provozovaného zdroje nenastává při situaci 100 % samospotřeby, a tedy při nulovém nebo zanedbatelném množství přetoků energie do distribuční sítě
- Při „předimenzování“ výkonu vyroben další instalované jednotky výkonu již nepřináší ekonomické benefity svým uživatelům a mohou vyvolávat v budoucnu vícenáklady distribuční sítě, které by mohly být v čase zpětně přeneseny na koncové zákazníky (posilování kabelových vedení, náklady na řízení soustavy)

Tyto přijaté předpoklady byly ověřeny zkoumáním a simulací saturace vlastní spotřeby energie v ES při instalaci FV systému za využití variantní dotační podpory. Výsledky této simulace jsou vyneseny na Obrázku 30.



Obrázek 30 - Vyhodnocení technického nasycení spotřeby energie z lokálně provozovaného zdroje

Na základě přijatých předpokladů byl detailně posouzen parametr výsledného využití lokálně vyrobené elektrické energie, tedy parametr lokální samospotřeby. Na Grafu výše jsou vyneseny optimální instalované špičkové výkony pro jednotlivé varianty dotační podpory navazující na výstupy v Obrázku 29. Následující tabulka obsahuje hlavní identifikované provozní parametry jednotlivých variant.

Tabulka 6 - Hodnoty základních provozních parametrů provozu ES s FVE při využití variantní dotační podpory

Varianta dotace	Optimální Pin [kWp]	Samospotřeba [%]	Nevyužitá EE [kWh/rok]
Bez dotace	20	77	4 628
„Stará“ NZU	26	69	8 205
„Nová“ NZU	35	54	16 389

Z hodnot v tabulce výše a průběhů v grafu na Obrázku 29. je evidentní, že vlivem investiční dotační podpory dochází k posunu globálního maxima funkce NPV, a tedy dochází k navýšení hodnoty ekonomicky optimálního instalovaného špičkového výkonu. Provoz FVE se může tedy jevit účastníky ES nebo sdílení BD naprosto optimálně. Naopak z grafu na Obrázku 30 je patrné, že při navyšování instalovaného špičkového výkonu lokálně provozované výroby dochází k saturaci maximální možné kolektivní samospotřeby energie společenstvím a další navyšování instalovaného výkonu již nepřináší kýžené benefity v podobě úspor a samospotřeby. Dalším navyšováním instalovaného výkonu dochází ke generování již pouze nevyužívané energie do sítě, které jsou jak z pohledu stabilního provozu sítě, tak z pohledu aktuálních krátkodobých trhů (záporné ceny EE v exponovaných hodinách) nežádané.

Z posuzovaných variant vyplývá, že při poskytnutí 50 % dotační investiční podpory dojde téměř ke třetinovému nárůstu instalovaného výkonu, ale až ke dvojnásobnému ročnímu nárůstu přetoků elektrické energie. Tento jev nastává při „optimální“ instalaci a dimenzování výkonu výroben, což není běžnou tržní praxí a je tedy třeba zdůraznit, že realita může být zcela odlišná a vést ještě k horším výsledkům.



Tento nevyužitý potenciál však nemusí představovat pouze technické a provozní rizika pro elektrizační soustavu, ale může představovat **potenciál pro budoucí rozvoj a instalaci nových technologií** jako jsou např. dobíjecí stanice pro elektromobily nebo může představovat volný „výkon“ či volný objem energie pro další účastníky, kteří by se mohli ke sdílení energie připojit. Zde je však potřeba silně zdůraznit, že v tomto případě je opravdu nutné provést průzkum či analýzu potenciálního zájmu o připojení koncových zákazníků ke sdílení energie ještě před samotnou instalací zdroje. **V případě, že by došlo nejprve k „neoptimální“ instalaci lokálně provozovaného zdroje, mohlo by následně hrozit celkové zpomalení integrace malých lokálních výroben z důvodu blokování rezervovaného výkonu neoptimálně nastavenou výrobnou v daném uzlu DS. Tento jev by mohl zpomalit celkovou decentralizaci a přechod k uhlíkově neutrálním technologiím a výrobě energie.**

Následující tabulky vyhodnocují simulované provozní modely typových BD různých rozsahů a identifikované základní klíčové parametry. **Pro efektivnější instalaci lokálně provozovaných zdrojů energie v rámci BD byl zaveden koeficient optimálního poměru roční agregované spotřeby BD ( $E_{BD}$ ) oproti instalovanému výkonu výroby ( $P_{in}$ ). Tento koeficient zjednodušeně naznačuje vhodnou velikost umísťované výrobní energie na separátní bytové domy dle jejich roční spotřeby a výslednou míru dosažené samospotřeby energie.** Poslední řádek v tabulce je vždy řádek průměrných hodnot přes všechny provedené simulace umístění lokálního zdroje.

*Tabulka 7 - Vyhodnocení provozu umístění FV a následného sdílení energie v BD – BEZ VYUŽITÍ INVESTIČNÍ DOTAČNÍ PODPORY*

Počet OM v BD/ES	Spotřeba BD [kWh/rok]	Pin bez dotace [kWp]	Samospotřeba [%]	Koeficient $E_{BD}/P_{in}$
7	17,5	5,5	77 %	3,18
22	32	9,5	86 %	3,36
26	62	15	86 %	4,13
28	38	12	85 %	3,16
35	64	19	78 %	3,37
39	67	20	87 %	3,35
57	72	23	83 %	3,13
<b>30</b>	<b>50</b>	<b>14,5</b>	<b>83 %</b>	<b>3,38</b>

Jak vyplývá z údajů v tabulce pro sdílení energie v bytových domech při **instalaci FVE bez využití investiční dotační podpory** průměrná samospotřeby lokálně vyrobené energie se pohybuje lehce nad hodnotou 80 %. Tato hodnota v praxi znamená, že pouze 20 % vyrobené energie je během ročního provozu BD nevyužita a přetéká do distribuční soustavy. Hodnota zavedeného koeficientu ukazuje, že optimální velikost FVE pro BD je zhruba 3,3krát menší než suma roční spotřeby všech OM, kteří se stanou účastníky sdílení energie. Tedy pro bytový dům s roční agregovanou spotřebou 100 MWh ročně



by byl optimální instalovaný výkon výroby roven zhruba 30 kWp s předpokládanou roční výrobou 30 MWh (v podmínkách České republiky). Z těchto vyrobených 30 MWh by během ročního provozu do sítě přeteklo okolo 5 MWh nevyužitá energie.

*Tabulka 8 - Vyhodnocení provozu umístění FV a následného sdílení energie v BD – VYUŽITÍ PŮVODNÍ DOTAČNÍ PODPORY NZU (podmínka 70% samospotřeby)*

Počet OM v BD/ES	Spotřeba BD [kWh/rok]	Pin NZU dotace [kWp]	Samospotřeba [%]	Koeficient $E_{BD}/Pin$
7	17,5	7	70 %	2,43
22	32	13	74 %	2,46
26	62	23	70 %	2,69
28	38	15	73 %	2,53
35	64	25	71 %	2,56
39	67	28	72 %	2,39
57	72	30	70 %	2,4
<b>30</b>	<b>50</b>	<b>20</b>	<b>71,5 %</b>	<b>2,49</b>

Při simulaci vlivu využití investiční dotační podpory dle původních podmínek NZU pro bytové domy je patrný nárůst ekonomicky optimálního instalovaného výkonu výroby u všech zkoumaných modelových případů BD. Výsledná roční průměrná samospotřeba lokálně vyrobené energie v porovnání s variantou bez využití dotační podpory klesá o zhruba 12 %. Hodnota zavedeného koeficientu poměru roční sumy spotřeby BD a velikosti instalované FVE poklesla o zhruba 0,8. Tento pokles znamená nárůst OPTIMÁLNÍHO výkonu FVE z pohledu konceptu sdílení energie v BD. V případě bytového domu se spotřebou 100 MWh by byl optimální instalovaný špičkový výkon roven 40 kWp s předpokládanou roční výrobou 40 MWh. Z těchto vyrobených 40 MWh by během ročního provozu přeteklo okolo 12 MWh nevyužitá energie.

*Tabulka 9 - Vyhodnocení provozu umístění FV a následného sdílení energie v BD – VYUŽITÍ AKTUÁLNÍ DOTAČNÍ PODPORY NZU (bez podmínky 70% samospotřeby, maximálně 50 % uznatelných realizačních výdajů)*

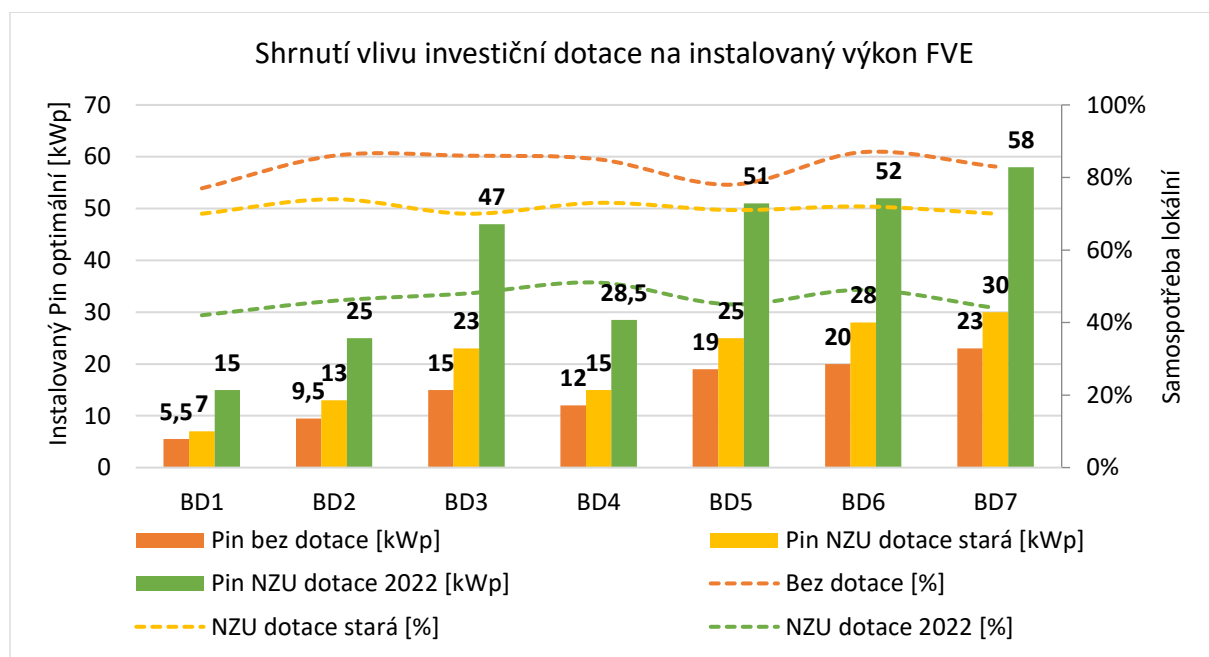
Počet OM v BD/ES	Spotřeba BD [kWh/rok]	Pin NZU dotace [kWp]	Samospotřeba [%]	Koeficient $E_{BD}/Pin$
7	17,5	15	42 %	1,17
22	32	25	46 %	1,28
26	62	47	48 %	1,31
28	38	28,5	51 %	1,33



Počet OM v BD/ES	Spotřeba BD [kWh/rok]	Pin NZU dotace [kWp]	Samospotřeba [%]	Koeficient EBD/Pin
35	64	51	45 %	1,25
39	67	52	49 %	1,3
57	72	58	44 %	1,23
<b>30</b>	<b>50</b>	<b>39,5</b>	<b>46,4 %</b>	<b>1,27</b>

Z výsledků simulací provozu a umístění FVE za stávajících podmínek dotační podpory NZU je jasné patrné, že dochází k markantnímu snížení dosažené lokální samospotřeby energie z umístěné výroby. **V průměru došlo o snížení lokální samospotřeby o více než 35 procentních bodů oproti variantě bez využití dotační podpory.** Hodnota zavedeného koeficientu poměru roční sumy spotřeby BD a velikosti instalované FVE se v této variantě průměrně pohybuje okolo hodnoty 1,3. Hodnota 1,3 představuje pokles koeficientu o 2 oproti variantě bez využití dotační podpory a pokles o 1,1 oproti variantě využití dotační podpory NZU při podmínce dosažení 70 % dotační podpory. Takovýto markantní pokles koeficientu znamená významný nárůst ekonomicky optimálního výkonu umístované FVE na bytové domy. V případě typového bytového domu s agregovanou roční spotřebou 100 MWh by optimální instalovaný špičkový výkon FVE dosahoval zhruba 77 kWp. **Takto velký instalovaný výkon by ročně vyrobil okolo 77 MWh energie, ale méně, než polovina této energie by byla využita v rámci daného BD, tedy okolo 42 MWh energie by bylo nevyužito a přeteklo by do sítě.**

Následující graf graficky reprezentuje shrnutí dosažených výsledků simulací vlivu variantní dotační podpory pro výstavbu FVE na bytové domy a nárůst instalovaného optimálního výkonu.



Obrázek 31 - Porovnání modelových provozů BD a výše instalovaného Pin výroby dle variantní dotační podpory





Z těchto uvedených výsledků vzešla otázka, zdali je současná dotační podpora optimálně nastavena a zdali nedochází k předimenzování instalovaného výkonu výroben na jednotlivých objektech (BD). Pro ověření této výzkumné otázky byla provedena simulace provozu umístění výroby na BD bez využití investiční dotační podpory a vyhodnocení ekonomické efektivity této investice z pohledu následujících ukazatelů ekonomické efektivity investice:

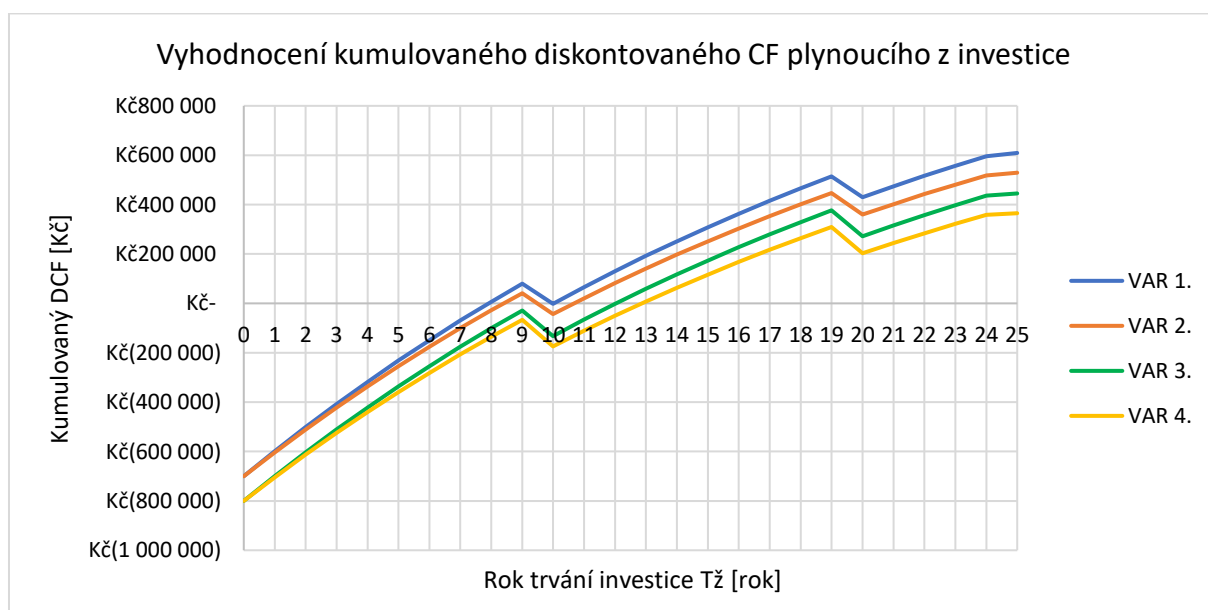
- Čistá současná hodnota projektu
- Reálná doba návratnosti investice (diskontovaná doba návratnosti)

Z ekonomického principu opatrnosti byly hlavní provozní parametry ekonomického modelování nastaveny spíše pesimisticky, a to zejména pak koncová cena elektrické energie pro zákazníky v rámci BD typů domácnost. **Na základě Tabulky 6 byl pro ekonomické vyhodnocení vybrán BD s 64 MWh, na který bude umístěna výroba s instalovaným špičkovým výkonem 20 kWp, tedy ekonomicky optimální bez využití dotace.** Následně byly zkoumány a vyhodnoceny jednotlivé podvarianty tohoto modelu. Všechny dílčí varianty byly posuzovány po dobu životnosti projektu 25 let s reinvesticí v 8. a 16. roku trvání investice (výměna střídače).

Tabulka 10 - Parametrizace modelu vyhodnocení ekonomické efektivity investice FVE na BD bez dotační podpory

Varianta	Investiční výdaje [Kč/kWp]	Koncová cena EE* [Kč/kWh]	Ocenění přetoků EE [Kč/kWh]	Reinvestice [% z investice]	Diskont [%]	AVG inflace po dobu Tž [%]
Varianta 1.	35 000 Kč	6,5	1	25 %	4,5 %	2,5 %
Varianta 2.	35 000 Kč	6,5	0	25 %	4,5 %	2,5 %
Varianta 3.	40 000 Kč	6,5	1	25 %	4,5 %	2,5 %
Varianta 4.	40 000 Kč	6,5	0	25 %	4,5 %	2,5 %

\*Koncová cena pro účastníky sdílení včetně zahrnutí všech síťových poplatků, daní atd.



Obrázek 32 - Identifikace ekonomické efektivity investice FVE umístěné na BD v návaznosti na klíčové provozní parametry bez využití dotační podpory



Z výsledků provedených simulací provozu BD s konceptem sdílení za variantních hodnot hlavních provozních parametrů je z grafu na Obrázku 32 patrné, že i bez využití investiční dotační podpory jsou separátní investiční projekty ekonomicky rentabilní a dosahují kladných hodnot ekonomických ukazatelů efektivity investice. Shrnutí základních ukazatelů obsahuje tabulka níže.

Tabulka 11 - Vyhodnocení ekonomické efektivity instalace FVE na BD bez využití dotační podpory

Varianta	Celková výše investice [Kč]	NPV [Kč]	Reálná doba návratnosti [rok]
<b>Varianta 1.</b>	700 000 Kč	609 294 Kč	8
<b>Varianta 2.</b>	700 000 Kč	529 228 Kč	8,5
<b>Varianta 3.</b>	800 000 Kč	445 197 Kč	12
<b>Varianta 4.</b>	800 000 Kč	365 132 Kč	13

Z hodnot základních ekonomických ukazatelů efektivity investice vyplývá, že při OPTIMÁLNÍM DIMENZOVÁNÍ instalovaného výkonu výroby umístované na BD a využívané v rámci konceptu sdílení energie je investice ekonomicky rentabilní i bez využití investiční dotační podpory. Obecně lze investici považovat za velice efektivní, když se její reálná (diskontovaná) doba návratnosti pohybuje pod hranicí 10 let. V tomto případě je také za vhodné zmínit skutečnost, že do budoucna se očekává nárůst variabilních síťových poplatků na všech napěťových hladinách. Tento predikovaný vývoj a růst výše síťových poplatků bude v průběhu dobu životnosti projektu posilovat ekonomickou efektivitu investic, jelikož bude docházet k navýšení plynoucích úspor ze samospotřeby. Z pohledu výkupní ceny nevyužití elektrické energie je očekáván spíše opačný trend, kde může uvažovat během provozu i záporné ceny za přetoky, které naopak mohou ekonomiku provozu výroby snižovat. **Z těchto hlavních předpokladů je důležité investiční záměr v první fázi projektového záměru detailně posoudit a optimálně dimenzovat instalovaný výkon a jeho následné využití tak, aby byl ekonomicky rentabilní z pohledu investora (ES,BD), a aby přinášel tížené ekonomické a environmentální benefity.**

Případné neoptimální návrhy instalovaných výkonů lokálních výroben, zejména pak na hladinách NN mohou přinášet do budoucna mnoho technických problémů, které mohou vyústit ve zpomalení rozvoje instalace a integrace výroben. Tato problematika je detailněji zkoumána v kapitole 3.5.3. Technické dopady provozu ES.

#### 2.5.2.2. Energetická společenství

Investiční dotační podporu pro výstavby zdrojů energie pro energetická společenství a její výše je možno stanovit např. na základě následujících dotačních výzev:

- FVE pro malé obce s počtem obyvatel do 3000 (RES+ č. 3/2022)
  - Celková výše podpory až 75 %
- FVE pro velké obce s počtem obyvatel nad 3000 (RES + č. 4/2022)
  - Celková výše podpory se pohybuje v rozmezí 40–60 %
  - Možno až 20 % celkového výkonu osadit na komerční budovy na území žadatele

Vyhodnocení optimálního provozu energetického společenství, tedy variant 2.1., 2.2. a 3. definovaných v kapitole 2.4.1. **Metodický přístup komplexního modelování** lze provádět na základě komplexní metodiky totožně jako při vyhodnocení konceptu sdílení energie v rámci bytových domů. **Na veškerá**

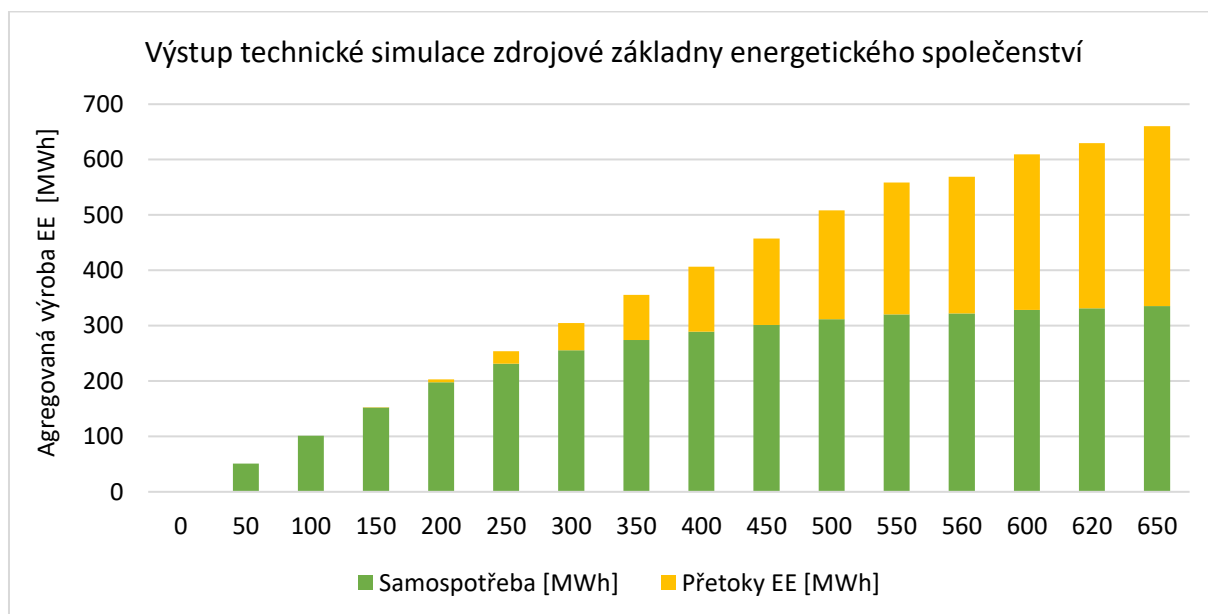


**energetické společenství různých rozsahů a dimenzí lze pohlížet jako na jeden „bytový dům“ s odlišným jednotkovým oceněním energie dle jejího využití, jelikož sdílení energie je chápáno jako účetní operace na základě zvoleného alokačního klíče.** Tento předpoklad je dále platný z důvodu toho, že za současné situace nepanuje v České republice předpoklad toho, že dojde ke snížení výběru variabilních síťových poplatků na sdílenou energii mezi účastníky ES při využití distribuční soustavy. Z tohoto tvrzení se v rámci deterministického modelování provozu energetických společenství pracuje s následujícími možnostmi nakládání vyrobené energie z výroben v rámci společenství:

1. Vyrobená energie alokována a spotřebována v OM, které je připojeno identického HDV jako je připojena výrobní (zpravidla stejný objekt, ale v praxi to nemusí být nativní)
2. Vyrobená energie alokována a spotřebována v OM mimo HDV (mimo přípojkovou skříň) objektu, do kterého je výrobní připojena (dochází k využití DS)
3. Vyrobená energie nebyla v žádném OM v rámci ES spotřebována a v dané časové periodě přetéká do distribuční sítě

Na základě komplexní metodiky pro vyhodnocení vlivu celkové výše dotační podpory předpokládáme, že stejně jako je tomu u instalace FVE na bytových domech bude i zde hrát klíčovou roli OPTIMALIZACE instalovaného výkonu FVE, rozmístění FVE na jednotlivých budovách a míra saturace lokální spotřeba energetického společenství agregovanou výrobou.

Následující graf reprezentuje simulaci agregované lokální využitelnosti energie energetického komunálního společenství s celkovou roční spotřebou zhruba 1500 MWh. Do tohoto komunálního společenství se zapojilo zhruba 500 občanů v kategorii D. Fotovoltaická elektrárna je umístována na městských budovách a bytových domech vhodných k umístění FVE. Jak je patrné, stejně jako v případě bytového domu dochází k saturaci dosahované míry samospotřeby. V rámci komunálního společenství dochází v exponovaných letních dnech k přetokům, kdy již členové nedokážou pokrýt aktuální výrobu svou spotřebou.

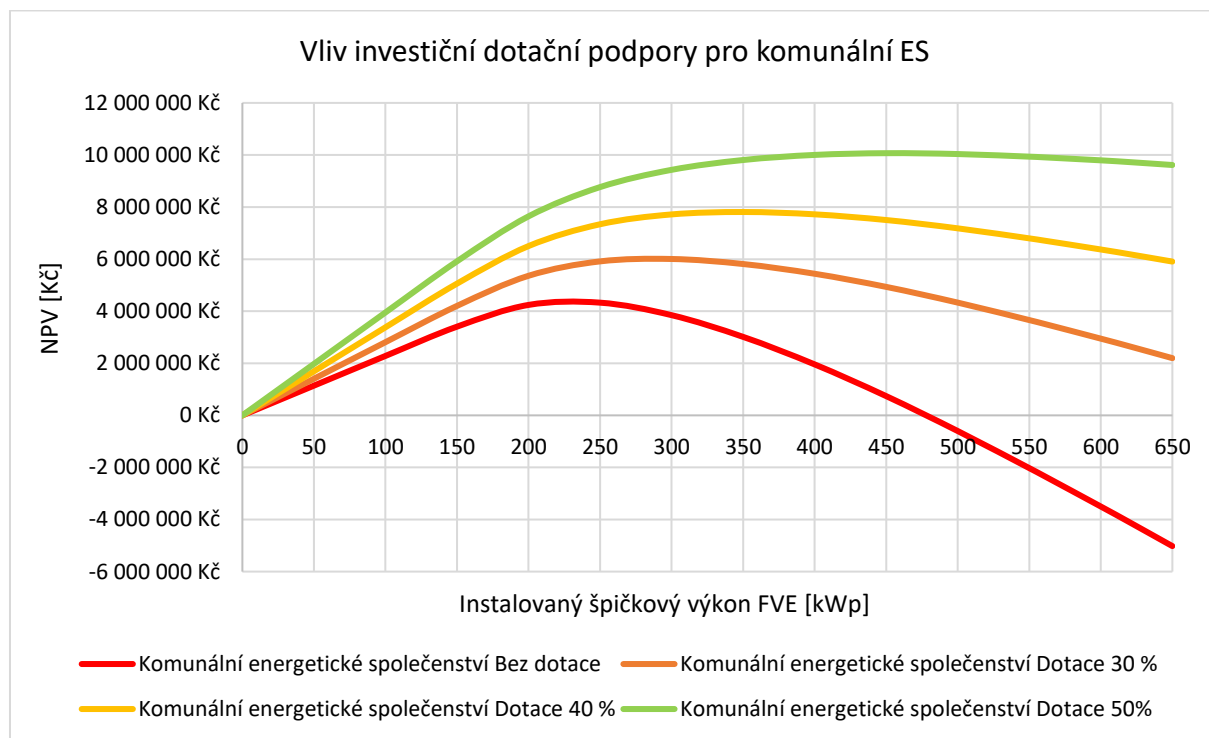


Obrázek 33 - Simulace provozu komunálního energetického společenství

Komplexní obecná simulace provozu rozsáhlého energetického společenství je velice problematická, jelikož bude vždy záležet na širokém portfoliu provozních parametrů, které budou specifické pro dané energetické společenství. **Do případného návrhu projektu je proto nutno zahrnout a zohlednit následující klíčové parametry:**

- Potenciál zapojení občanů a výsledná agregovaná spotřeba všech účastníků ES
  - Včetně komerčních a obecních budov
- Identifikace profilu spotřeby jednotlivých objektů
- Umístění jednotlivých výroben na objekty v rámci ES
  - Umístění výroben má majoritní dopad na ekonomiku projektu z důvodu odlišného jednotkového ocenění kWh vyrobené EE
- Predikce budoucího možného rozvoje ES a připojení dalších účastníků

Pro obecné zobrazení vlivu investiční dotační podpory variantní výše získané podpory slouží graf na Obrázku 34. Z průběhů je patrné, že efekt dotační podpory je téměř identický jako v případě bytových domů a dochází k posunu ekonomicky optimálního agregovaného instalovaného výkonu výroben v rámci ES.



Obrázek 34 - Vyhodnocení dopadů investiční dotační podpory pro komunální energetické společenství

Tabulka níže shrnuje hodnoty základních klíčových provozních parametrů provozu komunálního energetického společenství.



Tabulka 12 - Vyhodnocení dopadů vlivu investiční dotační podpory na velikost instalovaného agregovaného výkonu v rámci komunálního energetického společenství

Varianta dotace	Optimální Pin [kWp]	Kolektivní samospotřeba [%/rok]	Koeficient $E_{ES}/P_{in}$
Bez dotace	230 kWp	93 %	6,25
Dotace 30 %	290 kWp	84 %	4,83
Dotace 40 %	360 kWp	75 %	3,94
Dotace 50 %	500 kWp	60 %	2,67

Stejně jako v případě vyhodnocení dopadů výše dotační podpory i v případě komunálního energetického společenství byl stanoven poměrný koeficient celkové roční agregované spotřeby ES vůči výsledné agregované velikosti výkonu provozovaných výroben. Z hodnot je patrné, že oproti konceptu sdílení energie v BD jsou koeficienty v průměru zhruba dvojnásobné dle výše poskytnuté dotace. Tyto výsledky korelují s předpokladem toho, že v rámci energetického společenství je nutno zahrnout odlišné jednotkové ocenění vyrobené energie. V tomto modelovém případě dochází ke sdílení energie za využití distribuční soustavy, a tak výsledný ekonomický efekt ve formě úspor je v porovnání se sdílením energie v rámci HDV v bytovém domě zhruba poloviční, jelikož v případě sdílení energie zůstává povinnost hradit síťové variabilní poplatky.

Z hodnot dosažené kolektivní samospotřeby vyrobené energie je také patrné, že i v případě plného sdílení v rámci všech účastníků ES i za využití distribuční soustavy, tedy bez omezení na sdílení v rámci HDV, dochází při maximální variantě výše získané dotační podpory až k 40 % nevyužité lokálně vyrobené energie.

Z těchto zjištění je možno vyvodit následující závěry a vhodné kroky pro energetická společenství využívající plného konceptu sdílení energie:

- Identifikovat plně potenciál spotřeby energie jednotlivých objektů a účastníků ES
- Nutnost komplexního a uceleného pohledu na ES s cílem maximalizovat benefity z provozu ES
- Jednotlivé výroby účelně a efektivně umísťovat na dostupné objekty
  - Zaměřit se primárně na pokrytí lokální spotřeby objektu
  - Následně identifikovat potenciál pro sdílení energie a přizpůsobit instalovaný výkon jednotlivých výroben pro koncept sdílení

### **Vyhodnocení možných dopadů na klíčové stakeholdery**

Vlivem investiční dotační podpory dochází k nárůstu instalovaného výkonu jednotlivých výroben umístovaných na bytové domy, taktéž agregovaného výkonu výroben provozovaných v rámci ES. Dotační podpora může v první fázi poskytnout účinný nástroj pro urychlení rozvoje prvotních instalací v rámci konceptu sdílení a přinést tak tížené odlehčení investiční náročnosti instalace výroben koncovým uživatelům, kteří se stanou členy ES.

Jak bylo však ukázáno výsledky modelování provozu variantních forem a rozsahů ES, vysoká výše dotační podpory vede k předimenzování instalovaných výkonů výroben v rámci společenství a dochází k rapidnímu snížení lokální využitelnosti vyrobené energie v rámci ES. Tento jev je z pohledu účastníků



energetických společenství zanedbatelný a spíše pozitivní, jelikož nemusí dbát na optimalizaci spotřebního chování ani dbát na optimální nastavení investice a projektovou přípravu.

Naopak z pohledu provozovatele distribuční soustavy a celého systému může tento přístup vést k narůstajícím nárokům na udržování stability v soustavě a obecně nižší predikce poměrů v síti. Dalším kritickým dopadem tohoto přístupu může být blokáce individuálních instalací výroben z pohledu připojování k DS, a tedy z pohledu dostupného rezervovaného výkonu v síti. V současnosti jsou v praxi využívány dva přístupy k připojení mikrozdroje/zdroje do distribuční soustavy:

- Zjednodušený způsob připojení – bez možnosti přetoků EE, tedy  $RV = 0$  kW
- Standartní způsob připojení – s možností přetoků EE, v naprosté většině žádost je  $RV = P_{in}$  výroby (kW)

V případě předimenzování instalovaného výkonu výroben dochází k nadměrnému využití kapacity sítě, a tedy k vyššímu požadavku na rezervovaný výkon připojení. Vyšší instalované výkony výroben, které nejsou optimálně využívány, mají negativní dopad na poměry v DS (napětí v místě připojení) a způsobují blokáci dostupného výkonu v síti pro instalaci a připojování dalších výroben.

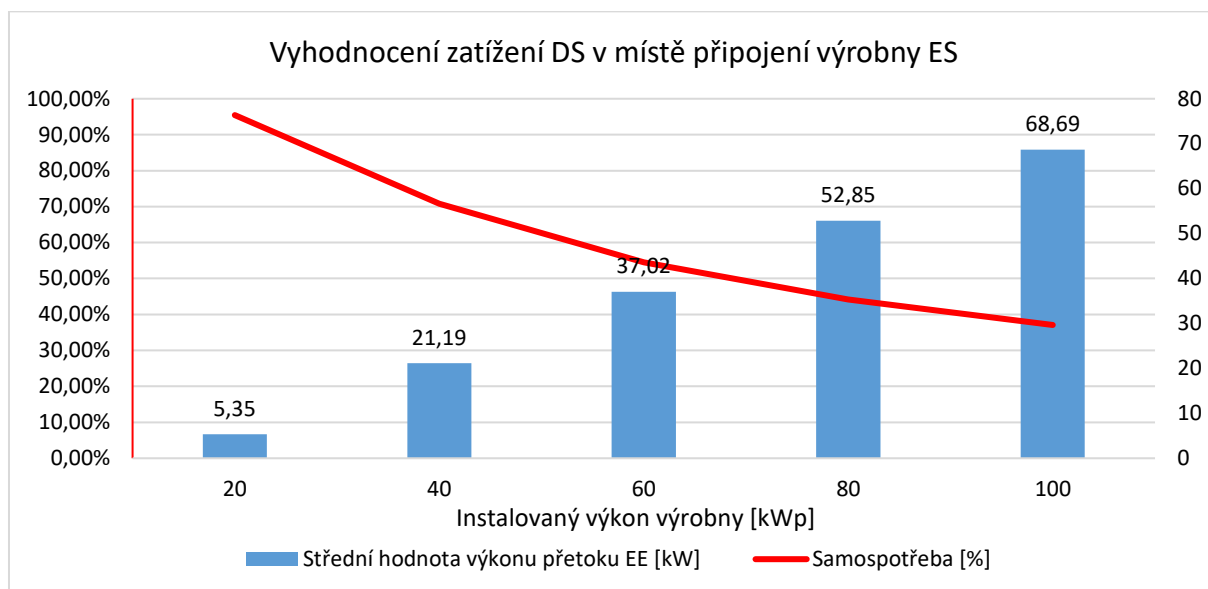
Pro řešení této problematiky by bylo vhodné koncové účastníky efektivně motivovat k optimalizaci instalovaného výkonu zdrojů v rámci ES vůči jejich spotřebě tak, aby nedocházelo k nadměrné blokáci RV – flexibilní připojení.

### **3.5.3. Technické dopady provozu ES**

V předchozí kapitole byla identifikována skutečnost, že v případě neoptimálního návrhu a dimenzování výroben provozovaných jak v rámci konceptu sdílení energie v BD, tak v rámci energetického společenství může docházet k negativním vlivům na distribuční soustavu a na celkový rozvoj decentralizovaných zdrojů zejména na napěťové hladině NN.

V návaznosti na tuto skutečnost byla provedena analýza nevyužitého aktuálního výkonu v rámci konceptu sdílení energie během hodinových časových period. Je nutno zdůraznit skutečnost, že v rámci simulací fyzikálních toků energie se pracuje se střední hodnotou výkonu v každé časové periodě. V tomto případě je tedy identifikovaná hodnota přetékající (nevyužitého) výkonu je také střední hodnotou, nejedná se tedy o maximální naměřený výkon v dané časové periodě. V rámci této analýzy byla identifikována maximální hodnoty hodinového středního výkonu nevyužitě výroby během celého roku. Tento výkon lze teoreticky považovat za minimální potřebný rezervovaný výkon pro připojení výroby daného instalovaného výkonu do distribuční sítě, jelikož lze očekávat, že bez aktivního řízení přetoků/výroby bude požadovaný rezervovaný výkon roven minimálně této hodnotě.

Identifikované střední hodnoty výkonu přetékající do distribuční soustavy v modelovém příkladu provozu FVE na BD s roční spotřebou 95 MWh a 60 OM zapojenými do sdílení energie jsou na Obrázku 35.



Obrázek 35 - Identifikace výkonového zatížení v místě připojení výroby při sdílení energie v BD

Bylo zjištěno, že s narůstající velikostí instalovaného výkonu výroby roste také maximální identifikovaný výkonový přetok do distribuční soustavy. V případě bytového domu s roční spotřebou 95 MWh je maximální střední hodnoty výkonu přetoku při instalovaném výkonu výroby 40 kWp zhruba 21 kW. Tato výše instalovaného výkonu výroby přináší bytovému domu celkovou roční samospotřebu v hodnotě 70 %. V případě, kdy samospotřeba z umístěné výroby dosahuje 45 % celkové roční samospotřeby byl v rámci ročního provozu FVE v rámci bytového domu identifikován maximální výkonový přetok při umístění 80 kWp FVE ve výši 53 kW.

Z těchto hodnot lze tvrdit, že v případě neoptimální volby výše instalovaného výkonu oprava dochází k reálné blokaci rezervovaného výkonu v síti pro budoucí připojování dalších výroben a zároveň takto dimenzované výroby nepřináší požadované ekonomické ani environmentální benefity. Tato skutečnost může být problematická zejména v případě požadavku na připojení více výroben na bytových domech, které společně neplánují sdílet své přebytky a jsou připojeny na jednom distribučním kabelu na hladině NN. V takovém okamžiku může jeden bytový dům s neoptimálně navrženou a instalovanou výrobnou vyblokovat instalaci výroben na zbylých bytových domech a zpomalit tak celkový rozvoj decentralizovaných výrobních zdrojů.

V případě sdílení energie mezi zmíněnými bytovými domy nebo v rámci energetického společenství je vždy nutné provést před umístěním jednotlivých výroben identifikace spotřeby, předpokládané využití vyrobené energie a potenciál spotřeby společenství, se kterým se bude aktuální výroba párovat. Pro zmírnění dopadů na distribuční soustavy a budoucího možného zpomalení rozvoje decentralizovaných zdrojů by bylo vhodné identifikovat nové přístupy ke stanovení reálného potřebného rezervovaného výkonu v distribuční soustavě pro připojování výroben.

### 3.5.4. Ekonomické dopady provozu ES

Vyhodnocení ekonomických dopadů vzniku a provozu energetických společenství v České republice nelze zcela plošně identifikovat ani vyhodnotit. Lze však na základě velmi zjednodušených



předpokladů budoucího rozvoje a lokální míry samospotřeby alespoň rámcově stanovit možné budoucí snížení výběru regulovaných plateb subjektů podléhající regulaci (zejména PDS) a obchodníků, kteří jsou dodavateli zákazníků, kteří se stanou členy energetických společenství.

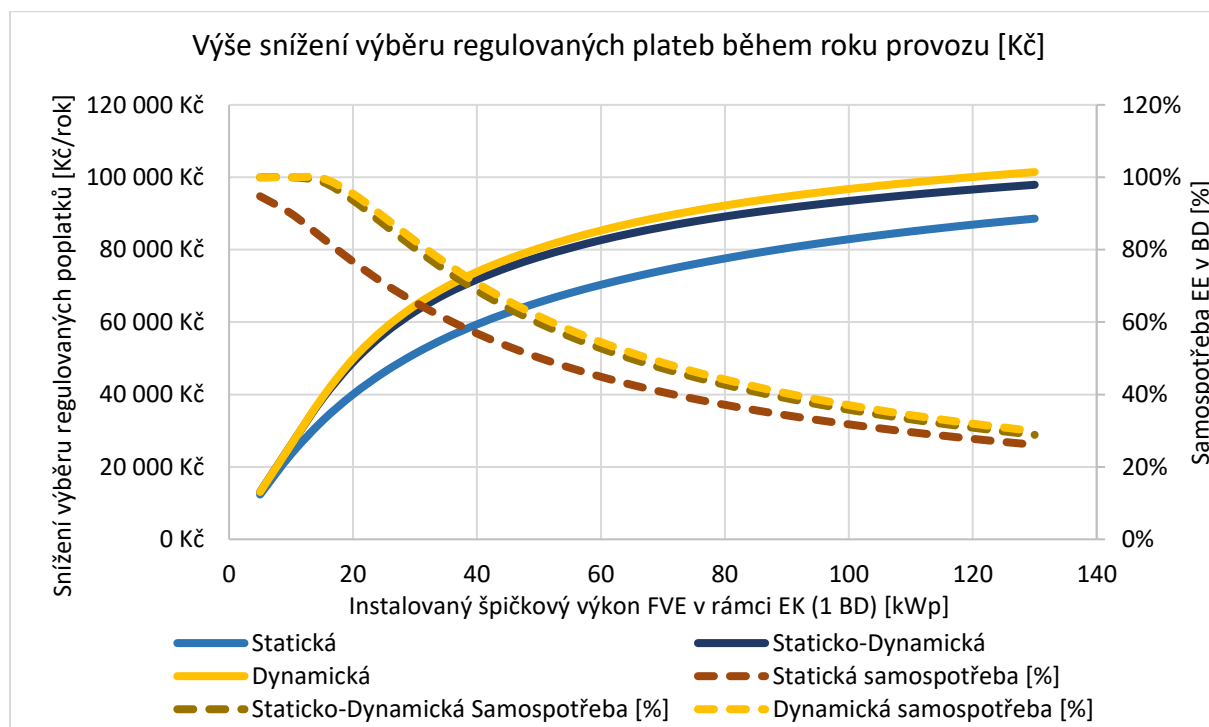
Celkové snížení výběru regulovaných variabilních poplatků vlivem vzniku a provozu energetického společenství lze definovat následující rovnicí:

$$\text{Snížení výběru regulovaných poplatků} = \sum_{DS=1}^D \sum_{OM=1}^n E_{\text{samospotřeba}, OM} * \text{Platba}_{DS}$$

, kde

$DS$	Index distribučních sazeb kategorie D a C
$D$	Celkový počet distribučních sazeb účastníků ES
$OM$	počet OM v ES
$E_{OM}$	Objem samospotřebované energie z výroby v rámci HDV
$\text{Platba}_{DS}$	Souhrnná výše variabilních (síťových) poplatků pro danou distribuční sazbu

Pro základní vizualizace poklesu celkového objemu vybíraných regulovaných plateb byla provedena analýza provozu typového bytového domu s roční spotřebou 95 MWh a 60 OM využívající distribuční sazby D02d, D25d a D57d. Pro vyhodnocení celkového objemu snížených regulovaných plateb byly využity pro zmíněné distribuční sazby platby dle platného cenového rozhodnutí pro rok 2023 analyzovaného v kapitole 3.2.2. Analýza distribučních tarifů.



Obrázek 36 - Projekce snížení výběru variabilních síťových poplatků v návaznosti na zvolenou alokační metodu a instalovaný výkon FVE





Z průběhů snížení výběru regulovaných síťových poplatků je patrné, že k nejvyššímu snížení dochází při dynamické a staticko-dynamické metodě alokace. Tyto alokační metody, jak již bylo v předchozích částech identifikována efektivněji alokují vyráběnou energii v čase mezi účastníky a navyšují tak lokální samospotřebu BD. Čím vyšší je lokální samospotřeba vyráběné energie účastníků ES/BD v rámci HDV, do kterého je daná výrobní připojena, tím vyšší je pokles výběru regulovaných plateb. I v tomto případě je možné pozorovat určitý trend „ustálení“ poklesu ročního objemu vybraných regulovaných plateb, a to z důvodu toho, že další navyšování výkonu výroby již není zpravidla efektivně využito a aditivně vyrobená energie přetéká do soustavy. Takto nevyužitá energie nezpůsobuje pokles výběru variabilních plateb, jelikož není v rámci účetní operace rozúčtování „obchodně“ přiřazena jako spotřeba žádnému OM v rámci BD.

Pokud aplikujeme na daný bytový dům poměrové koeficienty stanovení optimálního ekonomického výkonu FVE plynoucí z analýzy vlivu investiční dotační podpory, získáme následující hodnoty snížení výběru regulovaných síťových plateb. Hodnoty v tabulce níže byly vypočítány na základě výsledků dynamické metody alokace, tedy dle metody, která nejvíce odpovídá reálnému výslednému profilu energetických toků BD vůči DS.

*Tabulka 13 - Vyhodnocení ročního snížení regulovaných plateb pro typový BD při variantním uvažování dotační podpory*

Varianta	Instalovaný Pin [kWp]	Samospotřeba [%]	Samospotřeba [kWh/rok]	Snížený objem Reg. Plateb [Kč/rok]
<b>Bez dotace</b>	28 kWp	84 %	23 520	64 577 Kč
<b>Stará NZU</b>	38 kWp	73 %	27 740	73 872 Kč
<b>Nová NZU</b>	73 kWp	46 %	33 580	89 126 Kč

Z hodnot v tabulce výše je patrné, že i zde se promítá vliv investiční dotační podpory, který kromě „neefektivního“ lokálního využívání lokálně vyrobené energie navyšuje také výsledný objem snížení výběru regulovaných plateb. Tato varianta tak má dvojitý negativní efekt na PDS, které se mohou promítnout do změn v nákladech PDS:

- Dochází k vyššímu snížení výběru plateb za regulované síťové poplatky
- Klade vyšší technické nároky na řízení sítě a regulaci napětí v síti

Pro relevantní vyhodnocení potencionálního celkové budoucího snížení výběru regulovaných plateb by bylo zapotřebí identifikovat následující parametry:

- Počet objektů vhodných pro umístění výroby
  - Konstruktivně využitelné střechy budov pro umístění FVE
- Reálně využitelný podíl střech objektů pro umístění FVE
  - Vliv zastínění, umístěných ostatních technologií, vedení jímací soustavy atd.
- Počet OM a roční spotřeba energie v rámci jednotlivých objektů

Tyto parametry jsou však silně individuální a nelze je generalizovat. Dalším faktorem ovlivňující celkovou výši snížení výběru regulovaných plateb je pak míra zapojení koncových uživatelů do ES/konceptu sdílení v rámci BD, jejich odběrový diagram a celková roční spotřeba energie.



Na základě výstupů ze Studie potenciálu komunitní energetiky v obcích a bytových EGU Brno [12] vyhodnocující technický potenciál střech bytových domů v roce 2030 pro umístění FVE lze zjednodušeně vyhodnotit možný budoucí pokles výběru regulovaných plateb. V rámci referenčního technického potenciálu střech autoři uvádějí, že v roce 2030 bude zhruba 55 % všech střech bytových domů konstrukčně ve vyhovujícím stavu pro umístění FVE. Celková potenciální střecha pro instalaci FVE je pak odhadována korekčním faktorem zahrnující snížení plochy pro umístění FVE odhadována na 6,3 km<sup>2</sup>. Dle způsobu uložení FV panelů na střechu a typu střechy (rovná, sedlová) lze uvažovat potřebnou plochu pro umístění 1 kWp FV systému ve výši 5 m<sup>2</sup>. **Při aplikaci těchto parametrů je pak celkový potenciál instalovaného energetického výkonu 1 260 MWp.**

Pokud budeme předpokládat, že dojde k při osazení k optimalizace výše instalovaného výkonu z pohledu samospotřeby energie alespoň ve výši 70 % při všech instalacích získáme celkovou hodnotu samospotřeby energie pocházející ze všech instalací FVE na BD. Pro stanovení celkové výše snížení výběru regulovaných plateb je uvažována souhrnná výše regulovaných plateb pro OM v sazbě D02d ve výši 2 041 Kč/MWh bez DPH. Identifikovaný pokles výběru regulovaných plateb je tedy teoreticky maximální možný, jelikož participací OM s jinými distribučními sazbami dojde k snížení této hodnoty v důsledku nižších jednotkových regulovaných plateb. V případě osazení všech střech vhodných střech a efektivnímu provozu FVE v rámci konceptu sdílení energie získáme následující výsledky uvedené v tabulce níže

Tabulka 14 - Vyhodnocení budoucího možného snížení výběru regulovaných plateb při variantním využití potenciálu střech BD v České republice

Procento zapojených BD*	Osazený výkon FVE [MWp]	Samospotřeba EE [MWh]	Snížení výběru regulovaných plateb bez DPH [tis. č/rok]
100 %	1260	882 000	1 800 162
75 %	945	662 000	1 351 142
50 %	630	315 000	1 285 830
25 %	315	220 000	449 020

\*Jsou uvažovány pouze BD s konstrukčně vyhovující střechou BD

Výše získané výsledky musí být chápány jako teoreticky nejvyšší možné snížení celkového objemu výběru regulovaných plateb. Toto vyhodnocení nebere v potaz reálnou připojitelnost všech uvažovaných výroben. Do budoucna, a to zejména do roku 2030 nelze očekávat osazení všech bytových domů s konstrukčně vhodnou střechou fotovoltaickými systémy.



## 4. Doporučení pro efektivní integraci a fungování energetických společností

Na základě identifikovaných a popsanych výsledků komplexního modelování v předchozích částech výzkumné zprávy lze definovat doporučující kroky a možné rizikové oblasti, které je nutno zahrnout do příslušných legislativních dokumentů, pro úspěšnou a efektivní integraci konceptu sdílení energie a institutu komunitní energetiky do prostředí českého elektroenergetického trhu.

Jako hlavní rizikové oblasti spojené s udržitelným a optimálním rozvojem komunitní energetiky byly identifikovány následující:

- **Dimenzování provozovaných zdrojů energie v rámci ES**
- **Nastavení dotační podpory výroben (FVE)**
- **Připojování výroben a efektivní využití rezervovaného výkonu sítě**

### Vliv současného přístupu k dimenzování výkonu výroben

V návaznosti na identifikované rozdílnosti mezi dosaženou mírou kolektivní samospotřeby v rámci BD nebo ES jednotlivých alokačních metod při reálném provozu (data AMM) oproti simulovanému provozu (data dle TDD) je nutné při návrhu instalovaných výkonů výroben pro jejich efektivní následné využití v rámci společností uvažovat korekční faktor snížení instalovaného výkonu výroben. Hodnota tohoto korekčního faktoru by se měla pohybovat dle zvoleného alokačního klíče v rozmezí 10–25 %. Aplikací tohoto korekčního faktoru dojde k optimálnějšímu lokálnímu využití provozovaných výroben v rámci energetických společností, maximalizaci dosažených ekonomických a environmentálních benefitů a zároveň dojde k minimalizaci možných negativních dopadů na distribuční síť. Problematika neoptimálního návrhu lokálního zdroje může také vyústit v nenaplnění očekávaných ekonomických benefitů ve formě energetických úspor a snížení plateb za odebírané energie koncových spotřebitelů energie z výroben provozovaných v rámci ES či BD, tady účastníků energetických komunitních projektů.

Pro řešení této situace je doporučován klást důraz na **kvalitní předprojektovou přípravu a doporučení/povinnost vypracování komplexní studie proveditelnosti u rozsáhlejších a komplikovanějších projektových záměrů vzniku energetických společností**. Dále je doporučována určitá forma „certifikace“ a **ověření kvalitních poradenských a instalačních firem**, aby bylo co do největší míry zamezeno aktuálnímu tržnímu přístupu maximalizace instalovaného výkonu výroben na úkor ekonomického benefitu jejich uživatelů a následnému negativnímu dopadu na DS. Zároveň je nutné dbát na to, aby byl certifikační proces zcela nezávislý a relevantní, aby **nebyl omezen vznik nových firem a entit v oblasti rozvoje komunitní energetiky** a tím nebyl omezen princip volného trhu a konkurence. V rámci následného provozu energetického společností je vhodné systematicky sbírat a analyzovat **data o energetických tocích a bilancích v rámci ES** pro možné budoucí rozšíření či další optimalizaci provozu.

### Vliv nastavené výše dotační podpory

Aktuální dotační programy a výše poskytované investiční podpory pro instalaci FVE na bytových domech či městských objektech jsou nastaveny za cílem maximalizace celkového nového instalovaného výkonu těchto typu zdrojů. Tento přístup je teoreticky vhodný pro urychlení plnění národních cílů podílu OZE na finální koncové spotřebě energie, avšak nikterak nemotivuje žadatele ani projekční či



instalatérské firmy k optimalizaci výkonu umísťovaných výroben. Za současných tržních podmínek a cenách technologií a komponent FV systémů vykazují tyto systémy při OPTIMÁLNÍM návrhu i bez využití dotační podpory velmi dobrou ekonomickou rentabilitu a návratnost investic. Nevhodně nastavené dotační titulu mohou z krátkodobého časového horizontu vést k urychlení instalací obnovitelných zdrojů energie (FVE), ale naopak ze střednědobého až dlouhodobého horizontu mohou jejich budoucí vývoj výrazně zpomalit. Toto zpomalení může být způsobeno neefektivním využíváním rezervovaného výkonu v síti dostupného pro připojování výroben při stávajícím přístupu k připojování zdrojů do distribuční soustavy. Aktuálně je totiž nejčastěji využíváno tzv. standartního způsobu připojení výroben, tedy připojení s možností přetoků elektrické energie do DS. V rámci standartního připojení výroben je alespoň u instalací na hladinách NN v naprosté většině žádostí požadovaný rezervovaný výkon roven instalovanému výkonu výrobní. Z tohoto hlediska může kombinace neoptimálního návrhu výrobní (FVE) a vysoké investiční dotační podpory bez motivujících podmínek vést k nadměrnému blokování sítě z pohledu RV, a tedy následného omezení připojitelnosti dalších výroben v daném uzlu sítě. Dalším negativním dopadem předdimenzovaných výroben je negativní dopad na poměry v síti a zvýšení nároků na řízení a udržování stability chodu sítě a zajištění parametrů kvality elektrické energie.

Za účelem minimalizace rizik spojených s neoptimálně stanovenými výkony výroben a zpomalení rozvoje decentralizovaných zdrojů energie, zejména na hladinách NN v rámci projektů komunitní energetiky včetně BD, je doporučováno v dotačních programech zahrnout komplexní motivační faktory. Tyto motivační faktory by měly zahrnovat a motivovat žadatele k optimalizaci chodu a rozsahu ES, optimálnímu dimenzování instalovaného výkonu a následného efektivního lokálního využití výroby z připojovaných zdrojů. Výše poskytnuté dotační podpory by pak mohla reflektovat komplexnost a optimalizaci projektu zahrnující výstavbu FVE. Dále je doporučováno zhodnotit optimálnost nastavení výše dotační podpory vzhledem k aktuálním tržním podmínkám a cenám technologií FV systémů tak, aby výše dotační podpory efektivně plnila svůj účel a finance poskytnuté v rámci dotačních programů podporovala udržitelný a stabilní rozvoj zdrojů a energetického systému jako celku.

### **Připojování výroben**

Problematika možného blokování nadměrného rezervovaného výkonu sítě připojenou výrobnou navazuje na obě předchozí oblasti. V případě optimálního návrhu instalovaného výkonu výrobní a následného efektivního využití vyráběné energie v čase v rámci příslušných OM je reálný potřebný rezervovaný výkon výrobní nižší. Dle identifikovaných maximálních hodnot středních výkonů přetoků v čase výroben provozovaných v rámci ES či BD bylo zjištěno, že při optimálním návrhu a dosahování celkové roční míry samospotřeby v rozmezí 70–80 % ročně leží reálný potřebný rezervovaný výkon sítě v intervalu 25–50 % instalovaného výkonu výroben.

Situace potenciálního blokování připojovaných výroben v oblastech s hustou penetrací výroben nebo v oblastech bez robustní sítě může řešit nový přístup k připojování výroben tzv. dynamické či flexibilní připojení. Tato alternativní cesta k připojení nových výroben by nabízela zrychlený proces připojení výrobní s garancí maximálního možného výkonového přetoku v čase žadatelem o připojení. V rámci tohoto přístupu k připojení by docházelo v exponovaných časech k případnému omezení výroby nad rámec sjednaného flexibilního rezervovaného výkonu. Tento přístup je vhodný, jelikož k velkým výkonovým přetokům dochází pouze v několika hodinách ročně, kvůli kterým by se teoreticky zpomalilo připojování nových výroben nebo by muselo docházet k navýšování přenosových kapacit distribuční sítě, což by vedlo k aditivním nákladům PDS, které by se následně přenesli na koncové zákazníky.



## **5. Závěr**

Energetická společenství představují efektivní nástroj pro dosahování úspěšné holistické energetické transformace a nabízejí svým členům, zejména koncovým zákazníkům navýšení energetické soběstačnosti a posilují jejich pozici na současném elektroenergetickém trhu. Energetická společenství jsou za současných tržních podmínek ekonomicky efektivním řešením a mohou přinášet svým účastníkům široké portfolio benefitů. Pro maximalizaci ekonomických a environmentálních benefitů je potřeba u každému projektu energetického společenství klást důraz na kvalitní předprojektovou přípravu a optimální návrh provozu a instalovaných výkonů využívaných zdrojů energie.

Klíčovým parametrem provozu energetických společenství, na základě kterého je možno plošně vyhodnocovat variantní dopady provozu ES, je lokální samospotřeba energie. Tento parametr definuje to, jak je energetické společenství efektivně provozováno a do jaké míry využívá lokálně vyráběnou energii. Lokální samospotřeba se nevztahuje pouze na samospotřebu v rámci objektů, do kterých je připojena výrobní, ale vztahuje se na celkovou kolektivní samospotřebu ve všech OM/objektech.

Z pohledu budoucího optimálního tempa rozvoje a vzniku energetických společenství na území České republiky je nutno dbát na optimalizaci zdrojů provozovaných v rámci ES. Neoptimální dimenzování jednotlivých výroben může mít negativní dopad na provoz distribuční soustavy a rychlost připojování a integrace nových výroben.

Jako nejvíce dotčené subjekty plošnějšího rozvoje ES byli identifikováni koncoví zákazníci, provozovatelé distribuční sítě a obchodníci. Dopad rozvoje energetických společenství pro PDS (případně PPS) spočívá v potenciálním snížení výběru regulovaných poplatků. Ke snížení výběru regulovaných plateb však dochází pouze v případě lokální samospotřeby energie v odběrných místech, která jsou připojena do stejného HDV jako výrobní. V tomto případě se nejčastěji jedná o instalaci a provoz FVE na bytových domech v rámci konceptu sdílení energie mezi aktivními zákazníky.

Je nutné provést vhodnou úpravu tarifní struktury, která v maximální možné míře bude reflektovat aktuální chování všech zákazníků a náklady, které jejich chování systému způsobí. Z pohledu koncových zákazníků, budoucích členů a zakladatelů či iniciátorů komunitních energetických projektů je třeba dbát na kvalitní předprojektovou přípravu a komplexní a ucelený pohled na budoucí provoz energetického společenství. Tímto přístupem dojde k minimalizaci rizika negativních dopadů a k maximalizaci plynoucích benefitů z provozu a participace v rámci energetických společenství.

### **Závěrečná shrnutí a doporučení**

Pro efektivní a udržitelný rozvoj energetických společenství v rámci České republiky je naprosto klíčové každý projektový záměr založení a provozu ES komplexně vyhodnotit. Hodnocení musí být založeno na uceleném a reálném přístupu za aktuálních tržních podmínek. Je doporučováno efektivně motivovat žadatele k detailní předprojektové přípravě za pomoci vhodně nastavených dotačních podpor. Klíčovým parametrem by měla být očekávaná míra dosahované lokální samospotřeby v rámci všech OM v energetickém společenství a optimální alokace výroben na jednotlivé objekty společenství. Parametr samospotřeby a jeho případná podmínka by neměla vést k zakonzervování možného budoucího rozvoje a rozšiřování energetického společenství v dané lokalitě. Z těchto důvodů jsou pro efektivní rozvoj a provoz ES přinášející reálné benefity doporučovány následující kroky před samotnou realizací projektového záměru:



- Dodržovat v maximální možné míře “energy efficiency first principle”
- Provést důkladnou analýzu současné energetické bilance a spotřeby energií v čase
- Provést predikci budoucího rozvoje lokality a možného rozšíření ES
- Vypracovat komplexní technicko-ekonomickou studii proveditelnosti (v případě rozsáhlejších projektů)
- Ověřit technické realizovatelnost a připojitelnost z pohledu volného rezervovaného výkonu
- V případě komunálních energetických společností klást důraz na informovanost občanů a jejich potencionální zapojení

Pravidlo energy efficiency first principle je schválně uvedeno na prvním místě, přestože všechny výše uvedené kroky/body jsou pro efektivní provoz a rozvoj energetických společností rozhodující. Energetická účinnost v první řadě je klíčovým prvním krokem kteréhokoliv energetického projektu nevyjímaje energetická společnost. Je zapotřebí na začátku každého projektu nejprve zhodnotit možné kroky k dosažení energetických úspor a případného využití či obnovy technologií za energeticky efektivní a až následně na takto nově vzniklou energetickou bilanci/spotřebu provádět dimenzování energetických zdrojů. Hlavním pravidlem energetických společností by mělo být to, že pouze energie, která je opravdu potřeba, se lokálně vyrobí a následně je nutné zajistit i její efektivní využití. Tímto přístupem komplexní lokální optimalizace je dosaženo stavu, kdy jsou vynaloženy pouze investice, které jsou potřeba, a které následně přinášejí reálné ekonomické, technické a environmentální benefity.



## Seznam obrázků

Obrázek 1 - Schéma výkonových, energetických a finančních toků, Zdroj: EGÚ Brno .....	21
Obrázek 2 - Cena za příkon podle jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem v sazbě D02d – Fixní složka ceny za distribuci [Kč/měsíc] .....	25
Obrázek 3 - Znázornění meziroční změny výše plateb za rezervovaný příkon OM v distribuční sazbě D02d .....	26
Obrázek 4 - Cena za distribuované množství elektřiny v sazbě D02d – Variabilní složka ceny za distribuci [Kč/MWh] .....	26
Obrázek 5 - Znázornění meziroční změny výše plateb za distribuované množství elektřiny pro OM v distribuční sazbě D02d .....	27
Obrázek 6 - Cena za příkon podle jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem v sazbě D25d – Fixní složka ceny za distribuci [Kč/měsíc] .....	28
Obrázek 7 - Znázornění meziroční změny výše plateb za rezervovaný příkon OM v distribuční sazbě D25d .....	28
Obrázek 8 - Cena za distribuované množství elektřiny v sazbě D25d v časech VT a NT – Variabilní složka ceny za distribuci [Kč/MWh] .....	29
Obrázek 9 - Znázornění meziroční změny výše plateb za distribuované množství elektřiny pro OM v distribuční sazbě D25d .....	29
Obrázek 10 - Cena za příkon podle jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem v sazbě D57d nižší hodnoty jističe– Fixní složka ceny za distribuci [Kč/měsíc] .....	30
Obrázek 11 - Cena za příkon podle jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem v sazbě D57d vyšší hodnoty jističe – Fixní složka ceny za distribuci [Kč/měsíc] .....	31
Obrázek 12 - Znázornění meziroční změny výše plateb za rezervovaný příkon OM v distribuční sazbě D57d .....	31
Obrázek 13 - Cena za distribuované množství elektřiny v sazbě D57d v časech VT a NT – Variabilní složka ceny za distribuci [Kč/MWh] .....	32
Obrázek 14 - Znázornění meziroční změny výše plateb za distribuované množství elektřiny pro OM v distribuční sazbě D57d .....	32
Obrázek 15 - Grafická reprezentace nového přístupu k tarifnímu systému a cenotvorby pro odběratele na hladině NN .....	35
Obrázek 16 - Komplexní metodika a přístup k hodnocení provozu ES .....	41
Obrázek 17 - Vývojový diagram staticko-dynamické alokace .....	45
Obrázek 18 - Porovnání alokačních metod a klíčů .....	48
Obrázek 19 - Delta roční míry samospotřeby jednotlivých alokačních metod TDD vs. AMM .....	49
Obrázek 20 - Roční alokace vyrobené elektrické energie mezi účastníky sdílení .....	51
Obrázek 21 - Absolutní hodnoty alokované roční vyrobené energie mezi účastníky ES na základně STATICKÉ ZÁKLADNÍ metody alokace .....	52
Obrázek 22 - Relativní hodnoty alokované roční vyrobené energie mezi účastníky ES na základně STATICKÉ ZÁKLADNÍ metody alokace .....	53
Obrázek 23 - Absolutní hodnoty alokované roční vyrobené energie mezi účastníky ES na základně STATICKÉ ROZŠÍŘENÉ metody alokace .....	53
Obrázek 24 - Relativní hodnoty alokované roční vyrobené energie mezi účastníky ES na základně STATICKÉ ROZŠÍŘENÉ metody alokace .....	54



Obrázek 25 - Absolutní hodnoty alokované roční vyrobené energie mezi účastníky ES na základně DYNAMICKÉ metody alokace.....	55
Obrázek 26 - Relativní hodnoty alokované roční vyrobené energie mezi účastníky ES na základně DYNAMICKÉ metody alokace.....	55
Obrázek 27 - Absolutní hodnoty alokované roční vyrobené energie mezi účastníky ES na základně STATICKO-DYNAMICKÉ metody alokace .....	56
Obrázek 28 - Relativní hodnoty alokované roční vyrobené energie mezi účastníky ES na základně STATICKO-DYNAMICKÉ metody alokace .....	56
Obrázek 29 - Identifikace vlivu investiční dotační podpory umístění FVE na BD v rámci konceptu sdílení energie.....	59
Obrázek 30 - Vyhodnocení technického nasycení spotřeby energie z lokálně provozovaného zdroje .	61
Obrázek 31 - Porovnání modelových provozů BD a výše instalovaného Pin výroby dle variantní dotační podpory .....	64
Obrázek 32 - Identifikace ekonomické efektivity investice FVE umístěné na BD v návaznosti na klíčové provozní parametry bez využití dotační podpory .....	65
Obrázek 33 - Simulace provozu komunálního energetického společenství .....	67
Obrázek 34 - Vyhodnocení dopadů investiční dotační podpory pro komunální energetické společenství .....	68
Obrázek 35 - Identifikace výkonového zatížení v místě připojení výroby při sdílení energie v BD.....	71
Obrázek 36 - Projekce snížení výběru variabilních síťových poplatků v návaznosti na zvolenou alokační metodu a instalovaný výkon FVE.....	72





## Seznam tabulek

Tabulka 1 - Tabulka souhrnných výsledků identifikace současných účastníků energetického trhu v návaznosti na rozvoj komunitní energetiky .....	13
Tabulka 2 - Srovnání složení regulovaných výnosů PDS (fixní a variabilní) s tržbami v distribučních tarifech v rámci jednotlivých napěťových hladin.....	22
Tabulka 3 - Analýza tarifní statistiky za rok 2021 distribučních sazeb maloodběr obyvatelstvo (hladina NN, typ sazby D) .....	24
Tabulka 4 - Změna ostatních regulovaných plateb v letech 2022 a 2023 .....	34
Tabulka 5 - Vyhodnocení výkonnosti alokačních metod při definovaném provozu BD.....	50
Tabulka 6 - Hodnoty základních provozních parametrů provozu ES s FVE při využití variantní dotační podpory .....	61
Tabulka 7 - Vyhodnocení provozu umístění FV a následného sdílení energie v BD – BEZ VYUŽITÍ INVESTIČNÍ DOTAČNÍ PODPORY .....	62
Tabulka 8 - Vyhodnocení provozu umístění FV a následného sdílení energie v BD – VYUŽITÍ PŮVODNÍ DOTAČNÍ PODPORY NZU (podmínka 70% samospotřeby) .....	63
Tabulka 9 - Vyhodnocení provozu umístění FV a následného sdílení energie v BD – VYUŽITÍ AKTUÁLNÍ DOTAČNÍ PODPORY NZU (bez podmínky 70% samospotřeby, maximálně 50 % uznatelných realizačních výdajů) .....	63
Tabulka 10 - Parametrizace modelu vyhodnocení ekonomické efektivity investice FVE na BD bez dotační podpory .....	65
Tabulka 11 - Vyhodnocení ekonomické efektivity instalace FVE na BD bez využití dotační podpory .....	66
Tabulka 12 - Vyhodnocení dopadů vlivu investiční dotační podpory na velikost instalovaného agregovaného výkonu v rámci komunálního energetického společenství .....	69
Tabulka 13 - Vyhodnocení ročního snížení regulovaných plateb pro typový BD při variantním uvažování dotační podpory .....	73
Tabulka 14 - Vyhodnocení budoucího možného snížení výběru regulovaných plateb při variantním využití potenciálu střech BD v České republice .....	74



## Reference

- [1] Směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/944 ze dne 5. června 2019 o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou a o změně směrnice 2012/27/EU. In: . 2019.
- [2] Směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2018/2001 ze dne 11. prosince 2018 o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů. In: . 2018.
- [3] ČESKÁ REPUBLIKA. Vyhláška č. 408/2015 Sb. Vyhláška o Pravidlech trhu s elektřinou: Příloha č. 7 Kategorizace zákazníků. In: . 2015.
- [4] ČESKÁ REPUBLIKA. Zákon č. 458/2000 Sb. Zákon o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon). In: . 2000.
- [5] ČESKÁ REPUBLIKA. Zákon č. 526/1990 Sb. Zákon o cenách. In: . 1990.
- [6] ČESKÁ REPUBLIKA. ENERGETICKÝ REGULAČNÍ VĚSTNÍK ČÁSTKA 16/2022: Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 14/2022 ze dne 14. listopadu 2022, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice odběratelům ze sítí nízkého napětí. In: . 2022.
- [7] ČESKÁ REPUBLIKA. ENERGETICKÝ REGULAČNÍ VĚSTNÍK ČÁSTKA 15/2022: Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 13/2022 ze dne 14. listopadu 2022, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a ostatní regulované ceny. In: . 2022.
- [8] ČESKÁ REPUBLIKA. ROČNÍ ZPRÁVA O PROVOZU ELEKTRIZAČNÍ SOUSTAVY ČESKÉ REPUBLIKY ZA ROK 2021: 9.6 Tarifní statistika. In: . 2023.
- [9] ČESKÁ REPUBLIKA. ENERGETICKÝ REGULAČNÍ VĚSTNÍK ČÁSTKA 07/2023: Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 5/2023 ze dne 29. listopadu 2023, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a ostatní regulované ceny. In: . 2023.
- [10] ČESKÁ REPUBLIKA. ENERGETICKÝ REGULAČNÍ VĚSTNÍK ČÁSTKA 08/2023: Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 6/2023 ze dne 29. listopadu 2023, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice odběratelům ze sítí nízkého napětí. In: . 2023.
- [11] ČESKÁ REPUBLIKA. KONCEPCE PROPOJENÍ NOVÉHO DESIGNU TRHU V ELEKTROENERGETICE S POŽADAVKY NA ZMĚNU V REGULOVANÝCH CENÁCH A TARIFECH: Analytická část. In: . 2022.
- [12] HRUBÝ, Matěj; KOCŮREK, Michal; LIEDERMANN, Pavel; MACENAUER, Michal; MODLITBA, Petr et al. *Studie potenciálu komunitní energetiky v obcích a bytových domech ČR*. Studie. Brno: EGÚ Brno, a. s., 2021.

## Přílohy

Příloha č.1 - Analýza a identifikace současného stavu regulace, cenotvorby v energetice a fungování trhů s elektřinou ve vztahu k energetickým komunitám

Příloha č.2 – Možnosti rozvoje energetických společenství matice