

Návrhy úprav podzákoných předpisů upravujících podmínky pro komunitní a lokální energetiku

Konečný uživatel výsledků: **Ministerstvo průmyslu a obchodu,
Energetický regulační úřad**

Název projektu: Dopady komunitní energetiky do prostředí energetických trhů a sítí

Číslo projektu: TK04010028

Výsledek V1 - konc

Jedná se o výstupy využitelné při tvorbě schválených politik a koncepcí, včetně politik výzkumu, vývoje a inovací a koncipování dlouhodobých programů.

Řešitelé projektu:

Ekoport z.s., Herbenova 1897, Kročehlavy, 272 01 Kladno

PMAC, spol. s r.o., Jungmannovo nábřeží 310, 537 01 Chrudim

Doba řešení projektu: 1. 1. 2022 – 31.12. 2023

Autoři:

PMAC: Martin Michek, Marcela Michková

EKOPORT: Jan Matějka, Ondřej Pašek

Obsah

Návrhy úprav podzákonných předpisů upravujících podmínky pro komunitní a lokální energetiky	3
Úvod:.....	3
Pravidla trhu s elektřinou.....	4
Technologická řešení v rámci PTE	5
Implementace alokačních klíčů pro komunity	5
Alokační metody sdílené energie v energetických komunitách.....	5
Zajištění vhodných dat pro záměry ES a SPOZE	16
Zajištění údajů pro vyhodnocení ES a SPOZE	18
Nastavení vhodných podmínek pro akumulční systémy v ES a SPOZE	19
Dvojitě účtování síťových tarifů na úložiště	20
Oblast měření v ES a SPOZE.....	21
Problematika součtového měření.....	22
Doporučení v oblasti měření.....	25
Oblast připojování výroben ve vazbě na ES a SPOZE	26
Přístup k zajištění rezervovaného výkonu RV pro ES	26
Návrhy úpravy vyhlášky o připojení	28
Připojení výroben elektřiny v bytových a jiných stavebních objektech v rámci rozvodů hlavního domovního vedení	28
Energetická společenství v bytových a jiných objektech v rámci jednoho stavebního objektu s více místy připojení do distribuční sítě.....	29
Energetická společenství s výrobou a odběry na hladině nízkého napětí.....	29
Energetická společenství s výrobou a odběry na hladině vysokého napětí	30
Energetické společenství zapojené do více napěťových úrovní	31
Oblast kvality dodávek ve vazbě na ES a SPOZE.....	32
Standard lhůty pro vyřízení reklamace vyúčtování distribuce elektřiny	32
Oblast vyhlášky o dispečerském řízení ve vazbě na ES a SPOZE	33
Dispečerské řízení	33
Operativní řízení provozu distribuční soustavy	35
Seznam dotčených podzákonných předpisů.....	36
Návrh nového znění Vyhlášky č. 359/2020 Sb. o měření elektřiny	37

Návrhy úprav podzákonných předpisů upravujících podmínky pro komunitní a lokální energetiky

Úvod:

Cílem výstupu je specifikace technologických změn pro úspěšný a efektivní rozvoj energetických společností v podmínkách českého energetického trhu a jeho specifik. Energetická společnost budou novým energetickým subjektem, pro které by měly být nastaveny podobné podmínky pro využívání energie z lokálních výroben jako jsou stanoveny pro aktivní zákazníky. Návrhy změn v tomto výstupu rámcově popisují doporučené úpravy prováděcích předpisů, které přispějí k nastavení vhodných podmínek pro rozvoj komunit na českém energetickém trhu.

Komunitní energetika v ČR má odlišné výchozí podmínky ve srovnání se zeměmi západní Evropy. Decentrální energetika byla původně výchozím základem pro budování všech energetických systémů ve všech zemích. Země západní Evropy tento přístup v určitém rozsahu zachovali a dále ji rozvíjeli. Proto je v oblasti komunitní energetiky v ČR značný rozdíl se zkušenostmi a přístupem k problematice a využívání příležitostí energetických společností.

Úspěšná implementace komunitní energetiky bude záviset nejenom v efektivním využití místního energetického potenciálu, ale také na nastavení podmínek a pravidel, které musí umožňovat a motivovat účastníky energetických společností k efektivnímu využití energie v čase, kdy bude výroba energie v dané lokalitě dostupná. Nastavené podmínky by měli účastníky komunit motivovat k monitoringu, predikcím, řízení a cílenému vyhodnocování energetických toků v reálném čase.

Správné nastavení podmínek povede k úspěšnému začlenění energetických společností do energetického trhu a nebude vyvolávat nadměrné požadavky na provoz distribučních sítí, ani na další dotčené účastníky energetického trhu.

Výstupy k výsledku číslo 1 projektu TK04010028 byly na základě požadavků aplikačních garantů MPO a ERU předkládány průběžně a za celou dobu projektu zároveň docházelo na mnoha úrovních k projednávání návrhů úprav zákonných i podzákonných předpisů. Tento dokument popisuje verzi návrhu úprav podzákonných předpisů k aktuálnímu datu.

Pravidla trhu s elektřinou

Vyhláška 408 ze dne 23. prosince 2015 o Pravidlech trhu s elektřinou

Energetický regulační úřad (dále jen „Úřad“) stanoví podle § 98a odst. 2 písm. h) zákona č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), ve znění zákona č. 158/2009 Sb., zákona č. 211/2011 Sb., zákona č. 90/2014 Sb. a zákona č. 131/2015 Sb., a podle § 53 odst. 2 písm. g), h), j) a k) zákona č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů, ve znění zákona č. 131/2015 Sb.:

Tato vyhláška již od 1.1.2023 umožňuje sdílení elektřiny v bytových domech. V tomto případě se nejedná o klasické nastavení komunitní energetiky, ale o formu sdílení přetoků elektrické energie z lokální výroby instalované na bytovém domě do dalších odběrných míst v rámci tohoto bytového domu. Sdílení přetoků je umožněno v rámci takzvaného hlavního domovního vedení, které je majetkem bytového domu.

Tento způsob sdílení elektřiny má pro dotčené účastníky bytového domu, kteří se podílejí na tomto zjednodušeném modelu sdílené elektřiny řadu výhod, ale také řadu omezení. Jako hlavní výhody lze uvést jednoduchý model registrace skupiny sdílení a úsporu regulovaných položek cen energie za energii vyrobenou a dodanou do odběrných v rámci skupiny sdílení elektrické energie v bytovém domě.

Jako hlavní nevýhody tohoto způsobu komunitní energetiky lze určit rozdílné postavení předávacího místa výroby a odběrných míst. Dalším omezením je použití takzvaného statického alokačního klíče, který neumožňuje v plné míře využít kapacitu v místě a čase vyrobené energii pro rozalokování energie do sdílených odběrných míst. Další omezení tohoto modelu vychází z omezené definice bytového domu pro tento způsob sdílení elektrické energie.

Plánované změny na energetickém trhu přinesou úpravy alokačních metod a lze předpokládat promítnutí těchto nových alokačních metod do všech oblastí komunitní energetiky.

Doporučení úprav oblasti sdílení energie v bytových domech:

Doporučujeme přistupovat v definici bytových domů z pohledu stavebního zákona, který je brán jako základní oblast i pro ostatní utility. Provozovatel veřejné sítě bude mít i v tomto případě možnost určit místo připojení společného zdroje. Pro celý objekt navrhujeme zachovat stejné podmínky jako u stávajícího nastavení, protože využití krátkých propojek veřejné sítě nijak nezatíží veřejné distribuční rozvody.

Odůvodnění:

Doporučujeme sladit přístup a principy sdílení elektrické energie v bytových domech s ostatními principy nakládání s energiemi v bytovém domě. Bytový dům je z pohledu stavebního zákona jeden ucelený stavební komplex, který má zpravidla jednu správu a údržbu objektu. Způsob připojení, tedy počet předávacích míst navrhuje a zajišťuje provozovatel místní distribuční společnosti. U větších objektů má zpravidla každý vchod vlastní místo připojení. Stavební objekt je tak rozdělen podle počtu míst připojení. Správa objektu, využití ploch a podobně není pak v souladu s nastavenými podmínkami sdílení v bytovém domě. Ostatní energie jako dodávka teplé a studené vody, vytápění objektu a další služby jsou zajišťovány centrálně pro celý objekt. Stejný přístup pro sdílení elektrické energie jako v případě ostatních utilit umožní budoucí efektivní využití a spolupráci všech využívaných energií v bytovém domě. I zahraniční zkušenosti doporučují sdílení elektrické energie v rámci celého stavebního objektu. Instalace společného zdroje na celý objekt má jednodušší povolovací procesy, a dále je efektivnější z pohledu vynaložených investičních i budoucích provozních výdajů. Společný zdroj a následná alokace energií pak umožní vyšší využití místně vyrobené energie z důvodu vyšší soudobosti odběrů u většího počtu zapojených subjektů.

Technologická řešení v rámci PTE

Návrhy na změny k vyhlášce Pravidla trhu s elektřinou budou navazovat na poslední platné znění této vyhlášky. V současné době je aktualizovaný text vyhlášky ve veřejném konzultačním procesu.

- Operativní řízení pro ES a SPOZE ve vazbě na zjištění provozu a obsluhy distribučních sítí
- Příprava provozu a poskytování údajů dle velikosti zdroje u ES a SPOZE

Návrhy na změny k vyhlášce Pravidla trhu s elektřinou budou navazovat na poslední platné znění této vyhlášky. V současné době je aktualizovaný text vyhlášky ve veřejném konzultačním procesu.

V rámci dohodnutých rozdělení kompetencí konkurenční projekt Théta zajistí popis obchodních změn této legislativní normy a tento projekt se bude zabývat technickým řešením pro zajištění činnosti ES. V rámci obchodního řešení budou specifikovány oblasti pro obchodníky, agregátory a vypořádání vlastního energetického trhu.

V rámci tohoto projektu se zaměříme na tyto oblasti:

- Implementace alokačních klíčů pro komunity
- Zajištění vhodných dat pro záměry ES a SPOZE
- Zajištění údajů pro vyhodnocení ES a SPOZE

Implementace alokačních klíčů pro komunity

Statický klíč pro alokaci vyrobené energie.

Dynamický klíč pro alokaci vyrobené energie

Kombinovaný pro alokaci vyrobené energie

Alokační metody sdílené energie v energetických komunitách

Preferované alokační metody:

- Kombinovaná, (statická + dynamická)
- Interakční (opakovaný alokační klíč)

Předpoklad preferovaných metod po náběhu funkcí EDC.

Prozatímní metody:

- Statická (dle finanční podílu investorů apod.)
- Dynamická (dle skutečné spotřeby v daném časovém intervalu)

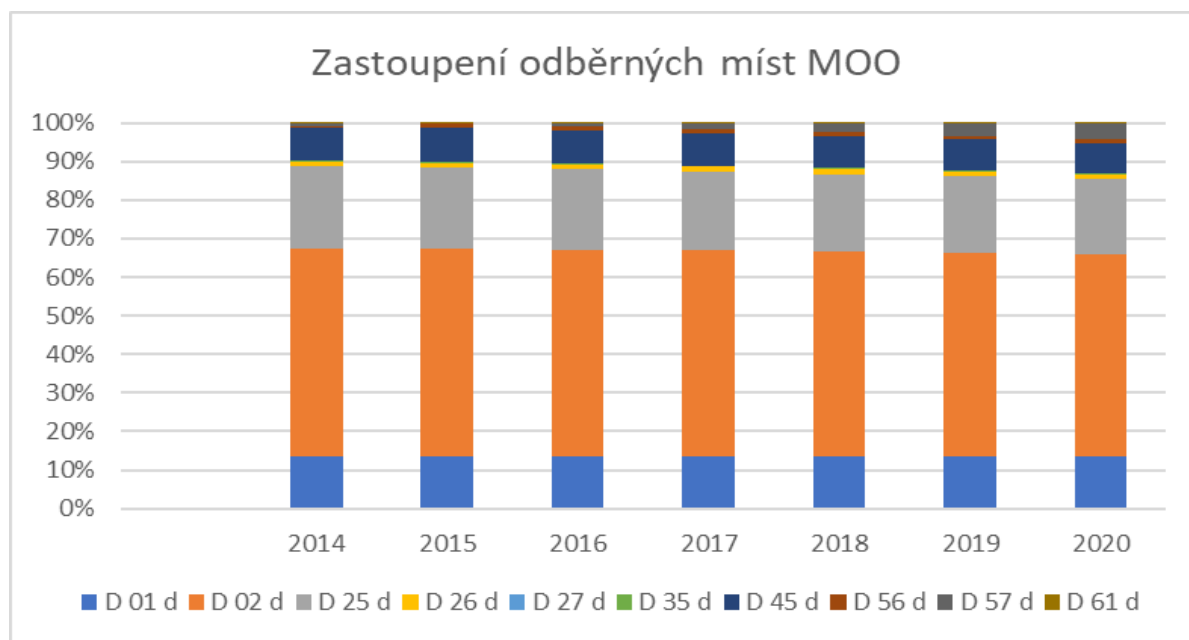
Sdílení elektrické energie by mělo přiblížit podmínky komunit k podmínkám instalací v RD. Zde je uplatňován dynamický klíč. Dále pro sdružené odběry – microgrid (společné měření pro více odběrných míst), zde je uplatňována z principu dynamická metoda uplatnění vyrobené energie.

Pro přechodnou dobu je vhodné zvolit dynamický klíč, který více odpovídá skutečné reálné spotřebě sdružených odběrných míst v komunitě. Komunita si stejně musí vytvořit interní vyrovnávací mechanismus pro správu, údržbu a spravedlivé rozdělení investic, údržby a prodeje přetoků.

Situace V ČR

Přes 3,5 mil. odběrných míst v ČR je v sazbě D01 a D02.

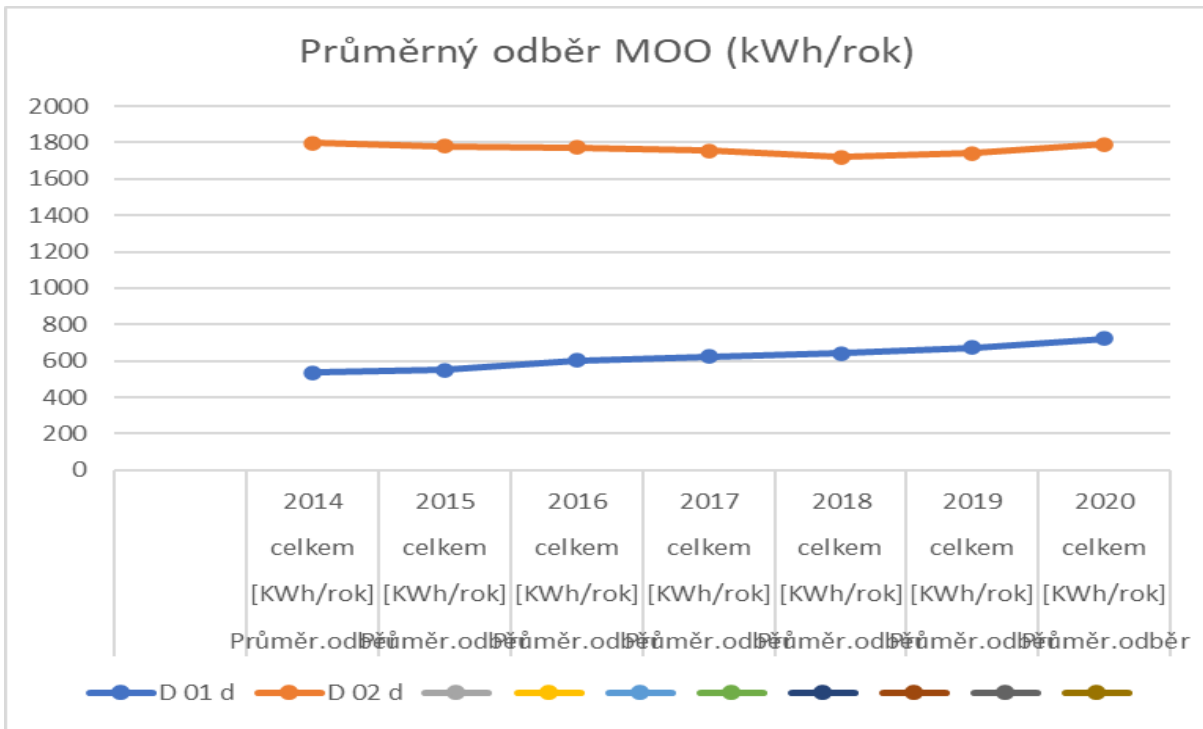
To jsou dvě třetiny všech odběrných míst v ČR. Viz vývoj a přehled OM v maloodběru obyvatelstva.



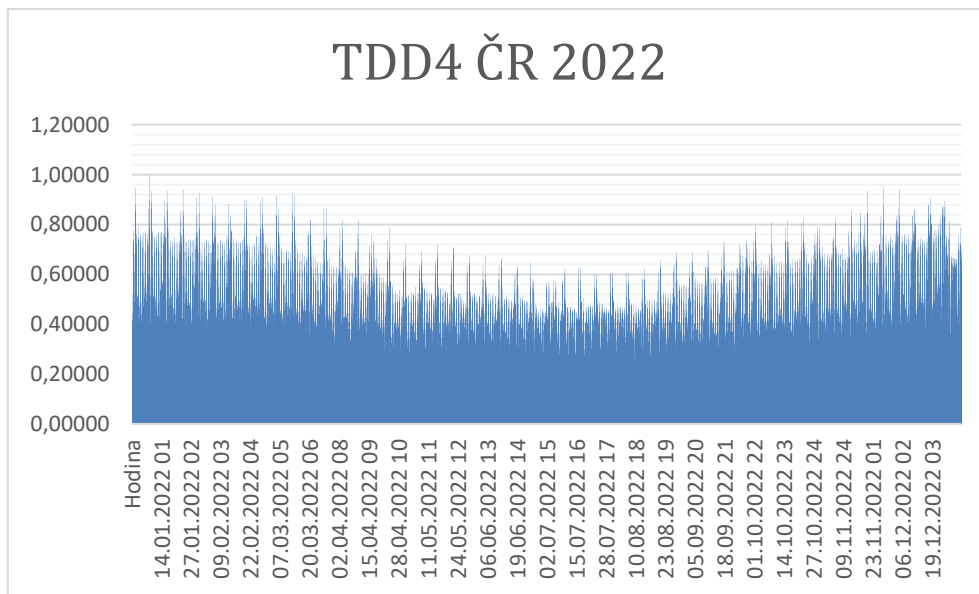
Zdrojem pro porovnání odběrných míst MOO jsou tarifní statistiky RDS za období 2014-2020.

Komunity pro sdílení elektřiny se budou rekrutovat zejména z těchto odběrných míst. Pro zjednodušení lze vycházet z těchto předpokladů. Pro skladbu s dalšími typy odběrů by negativní výsledky alokací pro statickou metodu byly násobně vyšší.

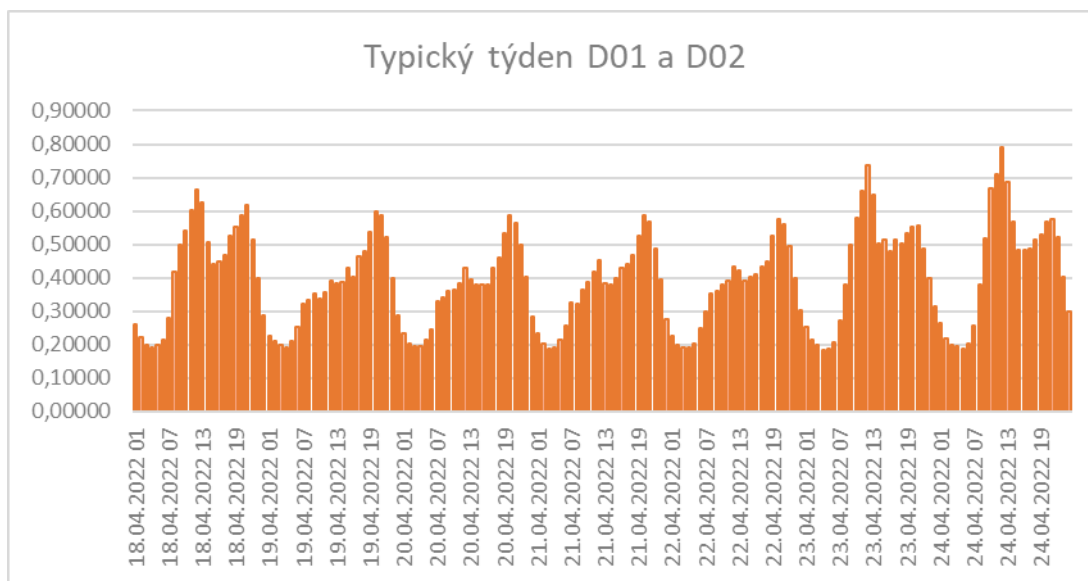
Průměrný roční odběr v nejčetnějším zastoupení sazeb vyjadřuje následující graf. Tento odběr se skládá z mnoha typových odběrů od bytové spotřeby, přes rodinné domky, rekreační objekty a další odběry jako např. garáže.



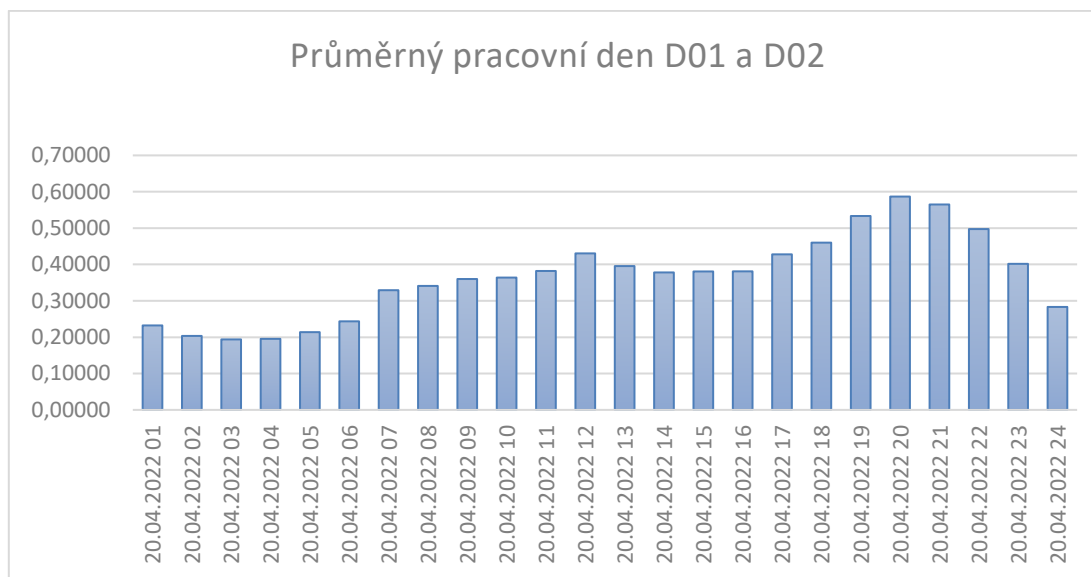
V ČR lze rozložit profil odběru u těchto sazeb zákazníků dle metody typových diagramů dodávky, která vyjadřuje průměrné rozložení odběrů v celém kalendářním roce.



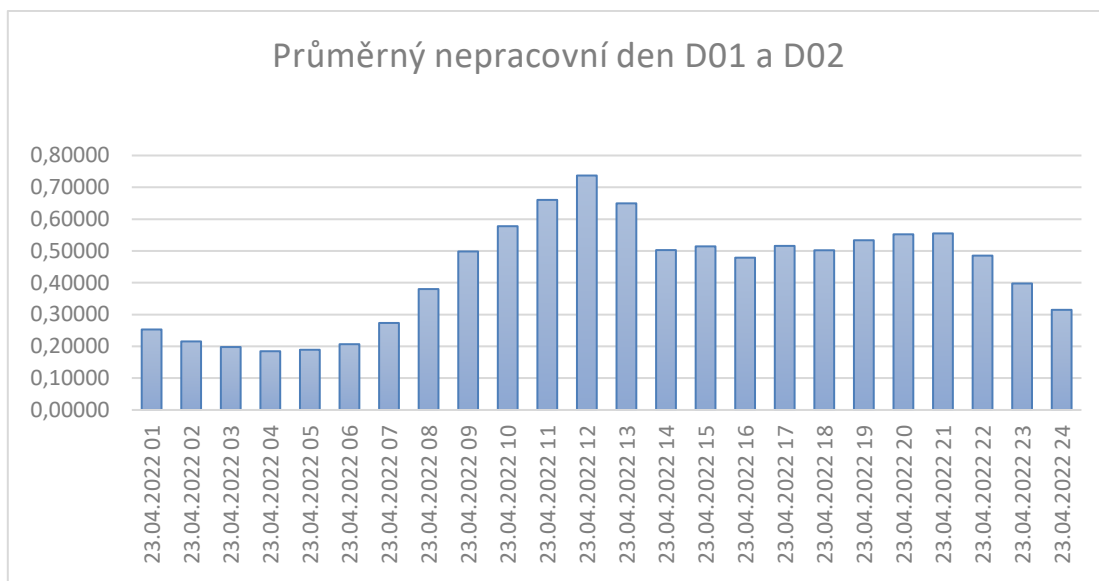
Pro hlubší analýzu musí jít do kratších časových intervalů, na kterých lze simulovat dopady jednotlivých alokačních klíčů. Pro příklad jsme zvolili týden v druhé polovině dubna, který se může blížit průměru spotřeb v kalendářním roce.



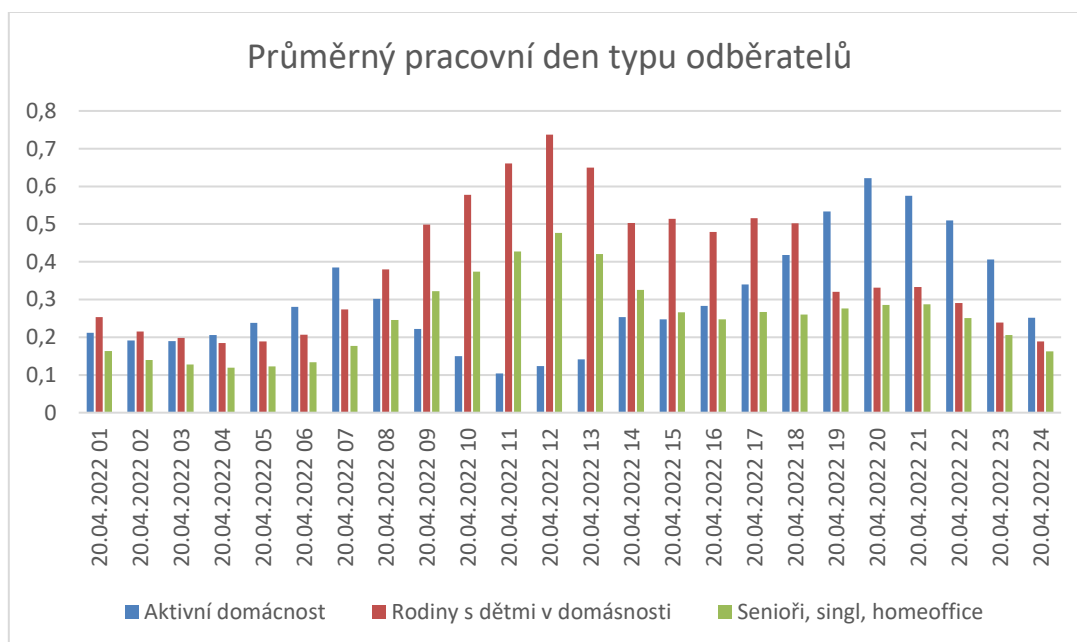
I tento vzorek je nutné rozložit do pracovních a nepracovních dní, kdy se spotřeba a využití elektřiny zásadně mění. Průměrný pracovní den má špičku večer, kterou způsobují zejména aktivní zákazníci, kteří jsou v průběhu dne v zaměstnání nebo studují.



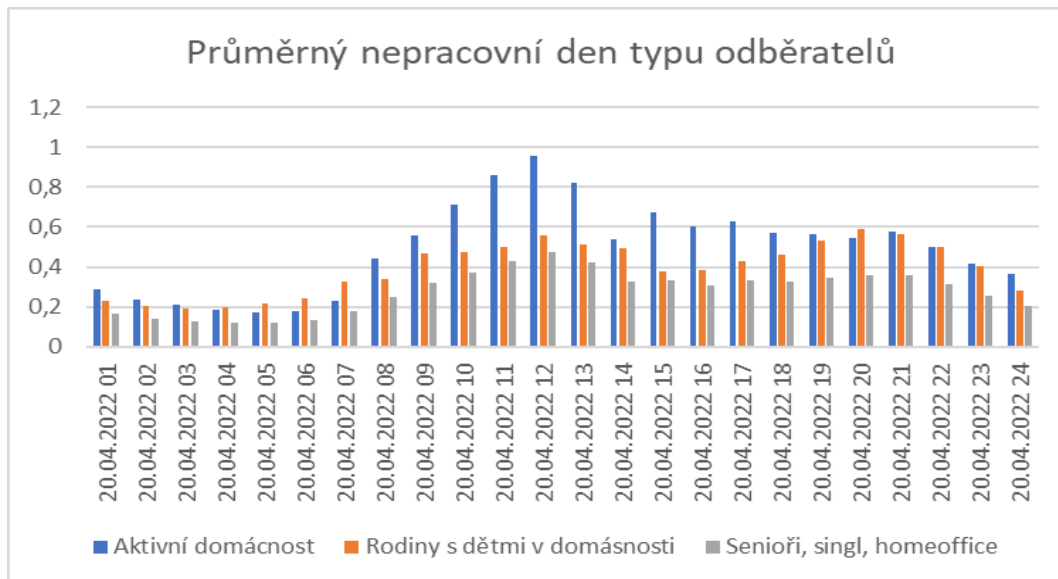
Nepracovní den má špičkové zatížení v poledne, kdy většina domácností připravuje oběd, nebo dohání činnosti, které nestihli v průběhu pracovního týdne.



V reálném světě existuje i v této kategorii odběratelů mnoho různých scénářů spotřeby. Pro zjednodušení jsme zvolili tři nejčastější, které pokrývají podstatnou část odběrů. Vždy záleží na jejich počtu a vybavení domácností, ale pro příklad porovnání alokačních metod je to dostačující. Dále je nutné uvést, že v reálném světě i v těchto případech existují dovolené, nemoci, dočasně prázdné byty a další anomálie, které znevýhodňují alokaci energie metodu statické alokace.

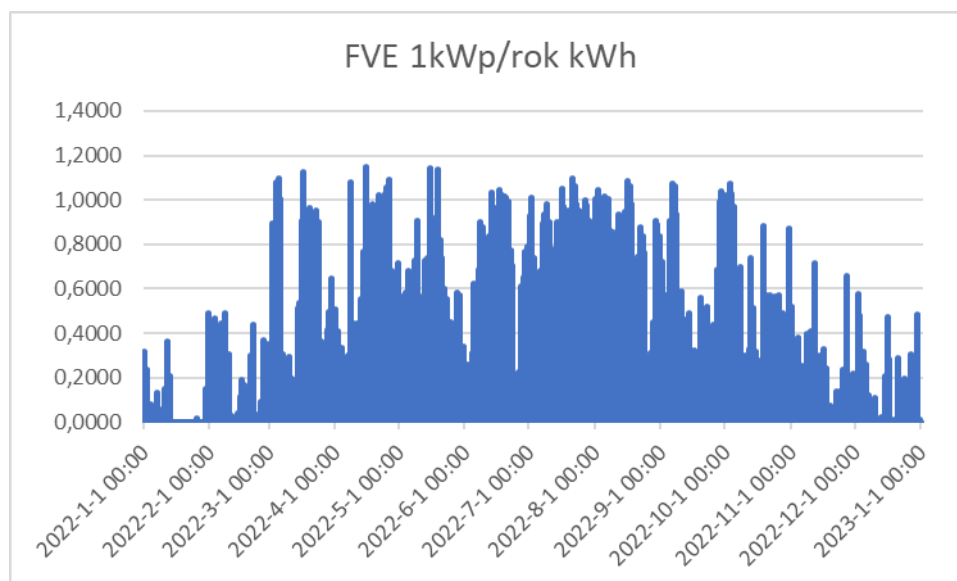


V rámci porovnání průměrného pracovního dne je zřejmé, že nejvyšší možné využití mají rodiny s dětmi, které pobývají více doma, vaří, perou, suší, mají často myčky a další spotřeby, které využívají v průběhu dne. Obdobně se chovají důchodci, zaměstnanci na homeoffice apod., ale ti mají obvykle nižší spotřebu.

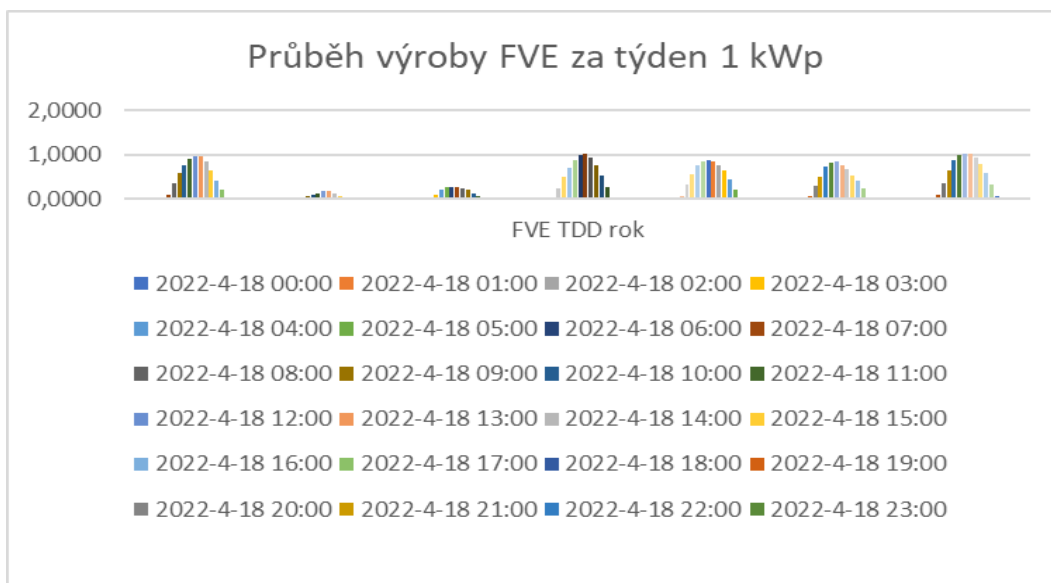


Průběh spotřeby v rámci nepracovního dne ukazuje, že se chování vybraných skupin odběratelů mění. V této době mají naopak aktivní zákazníci nejvyšší spotřebu, která je dána nejenom přípravou pokrmů (pečení a vaření), ale i činnostmi na které nemají v průběhu týdne čas. Jde zejména praní, sušení a dalšími běžnými aktivitami.

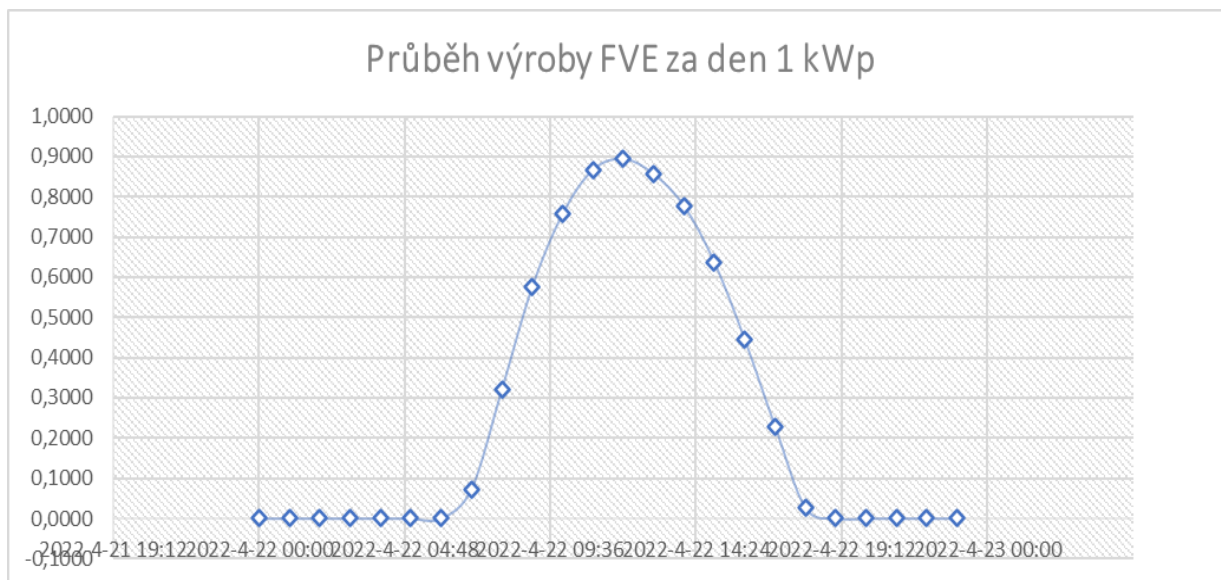
Pro posouzení alokace pokrytí spotřeby komunitou výrobou budeme vycházet z diagramu fotovoltaického zdroje s využitím průměrného osvětlení v ČR a s vhodnou orientací fotovoltaických panelů.



Pro vlastní bilanční porovnání budeme vycházet ze stejného časového období jako jsme zvolili v případě spotřeby. Z pohledu výroby porovnáme jednotlivé průběhy výroby a zvolíme typovou výrobu v tomto období.



Stejně jako v předchozím případě vybereme diagram typové spotřeby pro jeden den.



Z dosavadní projektů a studií vyplývá, že pro bytové spotřeby z jednotarifními sazbou je vhodné pro byty dimenzovat FVE okolo 0,5 kWp na jeden byt. V případě společné akumulace, která ještě nemá pevně nastavená pravidla a podmínky pro provoz, je možné zvolený výkon panelů na jeden byt mírně zvýšit.

Alokace v typickém pracovní dni

Dynamická alokace

Jako první variantu alokací energie porovnáme typové spotřeby dle standardizovaných TDD a předpokládanou výrobu v rámci jednoho zvoleného pracovního dne.

Pro tři zvolené typy domácností vycházíme z instalovaného příkonu FVE 1,5 kWp. (0,5 kWp na byt)

Datum	Aktivní domácnost	Rodiny s dětmi v domácnosti	Senioři, singl, homeoffice	Suma kWh	FVE 1,5 kWp	Dynamická metoda spotřeba z DS	Dynamická metoda spotřeba z FVE	Dynamická metoda přetoky
					kWh			
20.04.2022 01	0,212	0,253	0,164	0,628	0,000	0,628	0,000	0,000
20.04.2022 02	0,191	0,215	0,139	0,546	0,000	0,546	0,000	0,000
20.04.2022 03	0,190	0,198	0,128	0,516	0,000	0,516	0,000	0,000
20.04.2022 04	0,206	0,185	0,119	0,510	0,000	0,510	0,000	0,000
20.04.2022 05	0,238	0,189	0,122	0,550	0,000	0,550	0,000	0,000
20.04.2022 06	0,280	0,207	0,134	0,621	0,000	0,621	0,000	0,000
20.04.2022 07	0,385	0,273	0,177	0,835	0,000	0,835	0,000	0,000
20.04.2022 08	0,302	0,380	0,246	0,928	0,109	0,819	0,109	0,000
20.04.2022 09	0,222	0,498	0,322	1,042	0,480	0,562	0,480	0,000
20.04.2022 10	0,150	0,578	0,374	1,102	0,863	0,238	0,863	0,000
20.04.2022 11	0,104	0,660	0,427	1,191	1,136	0,055	1,136	0,000
20.04.2022 12	0,124	0,737	0,477	1,338	1,300	0,037	1,300	0,000
20.04.2022 13	0,142	0,649	0,420	1,211	1,342	0,000	1,211	0,131
20.04.2022 14	0,254	0,503	0,325	1,081	1,285	0,000	1,081	0,204
20.04.2022 15	0,247	0,514	0,266	1,028	1,166	0,000	1,028	0,138
20.04.2022 16	0,283	0,479	0,248	1,010	0,955	0,055	0,955	0,000
20.04.2022 17	0,340	0,516	0,267	1,123	0,667	0,456	0,667	0,000
20.04.2022 18	0,418	0,502	0,260	1,180	0,343	0,837	0,343	0,000
20.04.2022 19	0,533	0,320	0,276	1,129	0,039	1,090	0,039	0,000
20.04.2022 20	0,621	0,331	0,286	1,238	0,000	1,238	0,000	0,000
20.04.2022 21	0,575	0,333	0,287	1,195	0,000	1,195	0,000	0,000
20.04.2022 22	0,510	0,291	0,251	1,052	0,000	1,052	0,000	0,000
20.04.2022 23	0,406	0,239	0,206	0,850	0,000	0,850	0,000	0,000
20.04.2022 24	0,252	0,189	0,163	0,603	0,000	0,603	0,000	0,000
Suma	7,184	9,240	6,086	22,510	9,686	13,296	9,214	0,472
						59%	41%	5%
						z DS	z FVE	přetoky

Při dynamické metodě je na zvolená odběrná místa alokováno 95 % vyrobené energie a pouze 5 % energie je v rámci přetoků dodáno do veřejné distribuční sítě.

Vyrobena energie pokrývá 41 % konečné spotřeby v uvedený den a využití vlastní výroby má vysoký ekonomický potenciál. Takto vhodně zvolená velikost výkonu FVE nemá negativní účinky na provoz distribuční sítě.

Alokace v typickém pracovním dni

Statická alokace

Jako druhou variantu alokací energie porovnáme typové spotřeby a předpokládanou výrobu v rámci jednoho zvoleného pracovního dne. Vycházíme ze stejných předpokladů jako v předchozím případě.

Pro tři zvolené typy domácností vycházíme z instalovaného příkonu FVE 1,5 kWp. (0,5 kWp na byt)

Datum	Suma kWh	FVE 1,5 kWp	Aktivní domácnost	Rodiny s dětmi v domácnosti	Senioři, singl, homeoffice	Statická metoda spotřeba z DS	Statická metoda spotřeba z FVE	Statická metoda přetoky
		kWh						
20.04.2022 01	0,628	0,000	0,212	0,253	0,164	0,628	0,000	0,000
20.04.2022 02	0,546	0,000	0,191	0,215	0,139	0,546	0,000	0,000
20.04.2022 03	0,516	0,000	0,190	0,198	0,128	0,516	0,000	0,000
20.04.2022 04	0,510	0,000	0,206	0,185	0,119	0,510	0,000	0,000
20.04.2022 05	0,550	0,000	0,238	0,189	0,122	0,550	0,000	0,000
20.04.2022 06	0,621	0,000	0,280	0,207	0,134	0,621	0,000	0,000
20.04.2022 07	0,835	0,000	0,385	0,273	0,177	0,835	0,000	0,000
20.04.2022 08	0,928	0,109	0,265	0,344	0,209	0,819	0,109	0,000
20.04.2022 09	1,042	0,480	0,062	0,338	0,162	0,562	0,480	0,000
20.04.2022 10	1,102	0,863	0,000	0,290	0,086	0,376	0,726	0,138
20.04.2022 11	1,191	1,136	0,000	0,282	0,049	0,330	0,861	0,275
20.04.2022 12	1,338	1,300	0,000	0,303	0,043	0,347	0,991	0,310
20.04.2022 13	1,211	1,342	0,000	0,202	0,000	0,202	1,009	0,333
20.04.2022 14	1,081	1,285	0,000	0,074	0,000	0,074	1,007	0,278
20.04.2022 15	1,028	1,166	0,000	0,126	0,000	0,126	0,902	0,264
20.04.2022 16	1,010	0,955	0,000	0,160	0,000	0,160	0,850	0,106
20.04.2022 17	1,123	0,667	0,118	0,293	0,045	0,456	0,667	0,000
20.04.2022 18	1,180	0,343	0,304	0,388	0,146	0,837	0,343	0,000
20.04.2022 19	1,129	0,039	0,520	0,307	0,263	1,090	0,039	0,000
20.04.2022 20	1,238	0,000	0,621	0,331	0,286	1,238	0,000	0,000
20.04.2022 21	1,195	0,000	0,575	0,333	0,287	1,195	0,000	0,000
20.04.2022 22	1,052	0,000	0,510	0,291	0,251	1,052	0,000	0,000
20.04.2022 23	0,850	0,000	0,406	0,239	0,206	0,850	0,000	0,000
20.04.2022 24	0,603	0,000	0,252	0,189	0,163	0,603	0,000	0,000
Suma	22,510	9,686	5,334	6,011	3,180	14,525	7,984	1,702
						65%	35%	18%
						z DS	z FVE	přetoky

Při statické metodě je na zvolená odběrná místa alokováno 82 % vyrobené energie a 18 % energie je v rámci přetoků dodáno do veřejné distribuční sítě.

Vyrobena energie pokrývá 35 % konečné spotřeby v uvedený den a využití vlastní výroby má dobrý ekonomický potenciál. Vhodně zvolená velikost výkonu FVE nemá negativní účinky na provoz distribuční sítě.

Alokace v typickém nepracovní dni

Dynamická alokace

Jako první variantu alokací energie porovnáme typové spotřeby a předpokládanou výrobu v rámci jednoho zvoleného nepracovního dne.

Pro tři zvolené typy domácností vycházíme z instalovaného příkonu FVE 1,5 kWp. (0,5 kWp na byt)

Datum	Aktivní domácnost	Rodiny s dětmi v domácnosti	Senioři, singl, homeoffice	Suma kWh	FVE 1,5 kWp	Dynamická metoda spotřeba z DS	Dynamická metoda spotřeba z FVE	Dynamická metoda přetoky
					kWh			
20.04.2022 01	0,287	0,232	0,164	0,683	0,000	0,683	0,000	0,000
20.04.2022 02	0,239	0,203	0,139	0,582	0,000	0,582	0,000	0,000
20.04.2022 03	0,212	0,194	0,128	0,534	0,000	0,534	0,000	0,000
20.04.2022 04	0,184	0,195	0,119	0,499	0,000	0,499	0,000	0,000
20.04.2022 05	0,175	0,214	0,122	0,511	0,000	0,511	0,000	0,000
20.04.2022 06	0,181	0,244	0,134	0,558	0,000	0,558	0,000	0,000
20.04.2022 07	0,232	0,329	0,177	0,738	0,000	0,738	0,000	0,000
20.04.2022 08	0,439	0,341	0,246	1,026	0,109	0,917	0,109	0,000
20.04.2022 09	0,555	0,468	0,322	1,345	0,480	0,865	0,480	0,000
20.04.2022 10	0,713	0,473	0,374	1,560	0,863	0,696	0,863	0,000
20.04.2022 11	0,859	0,497	0,427	1,783	1,136	0,647	1,136	0,000
20.04.2022 12	0,953	0,560	0,477	1,990	1,300	0,689	1,300	0,000
20.04.2022 13	0,819	0,514	0,420	1,754	1,342	0,412	1,342	0,000
20.04.2022 14	0,540	0,492	0,325	1,357	1,285	0,072	1,285	0,000
20.04.2022 15	0,675	0,381	0,333	1,389	1,166	0,223	1,166	0,000
20.04.2022 16	0,602	0,381	0,310	1,293	0,955	0,337	0,955	0,000
20.04.2022 17	0,631	0,428	0,334	1,393	0,667	0,726	0,667	0,000
20.04.2022 18	0,571	0,460	0,325	1,355	0,343	1,013	0,343	0,000
20.04.2022 19	0,562	0,533	0,345	1,441	0,039	1,401	0,039	0,000
20.04.2022 20	0,547	0,587	0,357	1,491	0,000	1,491	0,000	0,000
20.04.2022 21	0,574	0,565	0,359	1,499	0,000	1,499	0,000	0,000
20.04.2022 22	0,499	0,497	0,314	1,310	0,000	1,310	0,000	0,000
20.04.2022 23	0,415	0,402	0,257	1,074	0,000	1,074	0,000	0,000
20.04.2022 24	0,363	0,283	0,204	0,850	0,000	0,850	0,000	0,000
Suma	11,826	9,473	6,713	28,012	9,686	18,326	9,686	0,000
						65%	35%	0%
						z DS	z FVE	přetoky

Při dynamické metodě je na zvolená odběrná místa alokováno 100 % vyrobené energie a žádná energie v rámci přetoků není dodána do veřejné distribuční sítě.

Vyrobena energie pokrývá 35 % konečné spotřeby v uvedený den a využití vlastní výroby má vysoký ekonomický potenciál. Takto vhodně zvolená velikost výkonu FVE nemá negativní účinky na provoz distribuční sítě.

Alokace v typickém nepracovní dni

Statická alokace

Jako druhou variantu alokací energie porovnáme typové spotřeby a předpokládanou výrobu v rámci jednoho zvoleného pracovního dne. Vycházíme ze stejných předpokladů jako v předchozím případě.

Pro tři zvolené typy domácností vycházíme z instalovaného příkonu FVE 1,5 kWp. (0,5 kWp na byt)

Datum	Suma kWh	FVE 1,5 kWp	Aktivní domácnost	Rodiny s dětmi v domácnosti	Senioři, singl, homeoffice	Statická metoda spotřeba z DS	Statická metoda spotřeba z FVE	Statická metoda přetoky
		kWh						
20.04.2022 01	0,683	0,000	0,287	0,232	0,164	0,683	0,000	0,000
20.04.2022 02	0,582	0,000	0,239	0,203	0,139	0,582	0,000	0,000
20.04.2022 03	0,534	0,000	0,212	0,194	0,128	0,534	0,000	0,000
20.04.2022 04	0,499	0,000	0,184	0,195	0,119	0,499	0,000	0,000
20.04.2022 05	0,511	0,000	0,175	0,214	0,122	0,511	0,000	0,000
20.04.2022 06	0,558	0,000	0,181	0,244	0,134	0,558	0,000	0,000
20.04.2022 07	0,738	0,000	0,232	0,329	0,177	0,738	0,000	0,000
20.04.2022 08	1,026	0,109	0,403	0,305	0,209	0,917	0,109	0,000
20.04.2022 09	1,345	0,480	0,395	0,308	0,162	0,865	0,480	0,000
20.04.2022 10	1,560	0,863	0,425	0,185	0,086	0,696	0,863	0,000
20.04.2022 11	1,783	1,136	0,480	0,118	0,049	0,647	1,136	0,000
20.04.2022 12	1,990	1,300	0,520	0,126	0,043	0,689	1,300	0,000
20.04.2022 13	1,754	1,342	0,372	0,067	0,000	0,439	1,315	0,027
20.04.2022 14	1,357	1,285	0,112	0,063	0,000	0,175	1,182	0,103
20.04.2022 15	1,389	1,166	0,286	0,000	0,000	0,286	1,102	0,064
20.04.2022 16	1,293	0,955	0,283	0,063	0,000	0,346	0,947	0,009
20.04.2022 17	1,393	0,667	0,409	0,206	0,111	0,726	0,667	0,000
20.04.2022 18	1,355	0,343	0,456	0,346	0,211	1,013	0,343	0,000
20.04.2022 19	1,441	0,039	0,549	0,520	0,332	1,401	0,039	0,000
20.04.2022 20	1,491	0,000	0,547	0,587	0,357	1,491	0,000	0,000
20.04.2022 21	1,499	0,000	0,574	0,565	0,359	1,499	0,000	0,000
20.04.2022 22	1,310	0,000	0,499	0,497	0,314	1,310	0,000	0,000
20.04.2022 23	1,074	0,000	0,415	0,402	0,257	1,074	0,000	0,000
20.04.2022 24	0,850	0,000	0,363	0,283	0,204	0,850	0,000	0,000
Suma	28,012	9,686	8,598	6,252	3,679	18,529	9,484	0,202
						66%	34%	2%
						z DS	z FVE	přetoky

Při statické metodě je na zvolená odběrná místa alokováno 98 % vyrobené energie a 2 % energie je v rámci přetoků dodáno do veřejné distribuční sítě.

Vyrobena energie pokrývá 34 % konečné spotřeby v uvedený den a využití vlastní výroby má dobrý ekonomický potenciál. Vhodně zvolená velikost výkonu FVE nemá negativní účinky na provoz distribuční sítě.

Shrnutí doporučení k oblasti alokace elektřiny v rámci sdílení v komunitách:

V reálném světě záleží na skutečném poměru typových spotřeb, chování spotřebitelů a mnoho dalších parametrů. Předložený příklad vychází z optimálních předpokladů pro statickou metodu alokace. V reálném prostředí bude působit na charakter odběru v komunitě více parametrů a rozdíl alokované energie mezi statickou metodou a dynamickou se ještě zvýší.

V nepříznivých kombinacích sdružených spotřeb v rámci energetické komunity může být při použití statické alokace až 50 % spotřebované energie nerozlokováno na jednotlivá odběrná místa.

Pro přechodné období do plné funkcionality Energetického datového centra (EDC) je vhodnější variantou zvolit dynamickou metodu alokace elektrické energie, která zobrazuje podíl skutečně vyrobené a spotřebované energie v komunitě, který statická metoda neumožňuje a znevýhodňuje tak členy komunity.

Vypořádání stanovených podílů jednotlivých členů komunity bude probíhat na pozadí komunity a bude zohledňovat podíly dodané energie z vlastní výroby, prodeje přetoků, výdaje na pořízení a správu a podobně. V okolních zemích se touto problematikou zabývají energetičtí specialisté a energetické agentury.

Zajištění vhodných dat pro záměry ES a SPOZE

Zajištění energetických dat

- Zajištění jednotného přístupu k datům stávajících odběrných míst.
- Zajištění přístupu do portálů provozovatelů sítě.
- Zřízení jednotného přístupu v roli správce komunity.

Pro správné dimenzování energetických toků a naplánování vyrovnané energetické bilance je nutné zajistit vhodná data pro nastavení vyváženého a smysluplného rozsahu záměru pro založení nových ES a SPOZE.

Přístup k potřebným údajům pro záměr založení komunity a pro vyhodnocení provozu, toků, energetických bilancí a vypořádání poskytnou provozovatelé distribučních soustav, případně OTE. Tyto systémy budou doplněny o další technologické měřicí, komunikační, řídicí a monitorovací prvky, které umožní efektivní obsluhu a využití místního potenciálu a připojených technologií.

Základními zdroji o stávajících spotřebách odběrných míst jsou provozovatelé distribučních sítí. Povinnost o předávání dat o historických spotřebách vyplývá ze stávajících právních předpisů. Pro třetí osoby, tedy správce budoucí komunity je složitý a komplikovaný proces zajištění potřebných dat. Systémy provozovatelů sítí mají odlišné nastavení a přístupy do distribučních portálů a třetí osoba pro získání potřebných dat potřebuje souhlas jednotlivých konečných spotřebitelů v portálech provozovatelů DS, do který nemají mnohdy ani tito spotřebitelé přístup.

Přístupy k získání potřebných dat pro komunity, ale i pro jiné účely koncepcí a energetických studií, byly definovány v rámci výstupů pracovního týmu NAP SH ZL19, JAR - jednotné aplikační rozhraní pro původně plánovaný DATA HUB. Účelem Jednotného aplikačního rozhraní (JAR) byla definována platforma určená pro výměnu (nikoliv ukládání) dat v energetice. Cílem bylo vytvořit platformu na bázi jednotného a standardizovaného rozhraní (např. API), která umožní efektivní sdílení informací o subjektech, definovaných činnostech a zařízeních a která bude poskytovat podporu pro výměnu dat mezi subjekty vykonávajícími činnosti v energetice. Součástí JAR budou též definice standardizovaných datových formátů a rozhraní.

Sloučením technického a obchodního DATA HUB do nově definované oblasti NAP SG ZL 23 s novým pojmenováním Energetické datové centrum došlo vyjmutí požadavků na JAR pro poskytování energetických dat z projektu bývalého DATA HUB. Stávající projekt EDC nemá ve svých základních principech začleněnu oblast jednotného systémového předávání dat a zaměřuje se zejména na vyhodnocení dat a obsluhu provozních konceptů.

Doporučení:

Pro tvorbu zakládání energetických komunit, ale i pro nové energetické studie a koncepty zajistit jednotný a transparentní přístup k energetickým údajům. Doporučujeme vycházet ze závěrečné zprávy pracovní skupiny ZL19 a upravit ji dle aktualizovaných znění EZ a dalších navazujících prováděcích předpisů.

Modely pro interoperabilitu dat a jejich vazby na prováděcí nařízení (EU) 2023/1162

Smart grid architecture model byl vytvořen již v roce 2011a EK dala mandát CEN, CENELEC a ETSI, aby byl vytvořen rámec pro standardizaci v smart grids. Představení několika „vrstev“, které tvoří praktiky v interoperabilitě. Konkrétně „business layer“, „functional layer“, „information layer“, „communication layer“, „component layer“.

Další model HEMRM (Harmonised Electricity Market Role Model), který slouží k dialogu mezi účastníky trhu z různých ČS pomocí společného jednotného definování rolí a definovaných odpovědností jednoho k druhému a dalších objektů, které jsou součástí evropského trhu s elektřinou. Definuje všechny role na různých doménách a slouží jako prostředek k výměně informací.

Model CIM (Common Information Model) jako abstraktní informační model používaný pro implementaci v elektroenergetickém průmyslu. Model je nyní používán TSOs a aktéry, kteří s TSOs komunikují. CIM a ESMP jsou nyní updatovány a upravovány pro evropský retail market. Kvůli různým národním legislativám a požadavkům není v Evropě jednotný systém. navrhuje implementaci CIM.

ČR musí zajistit naplnění požadavku EU a zajistit přístupnost naměřených dat i on-line dat v místě spotřeby prostřednictvím provozovatelů distribučních soustav a portálu CS OTE.

Zajištění údajů pro vyhodnocení ES a SPOZE

On-line údaje o spotřebě energie ze sítě

Data o skutečné spotřebě a o alokované energii z výroben na jednotlivá OM

Data měření z komunitních zdrojů a řídicích systémů

Data akumulace - společné/individuální akumulace

Pro efektivní a bezpečný provoz komunitní energetiky bude zapotřebí zpracovávat velké množství technických údajů. Základní zpracování údajů komunitní energetiky zajistí provozovatelé distribučních sítí ve spolupráci s nově vzniklým Energetickým datovým centrem. Tyto povinnosti budou definovány v návrhu vyhlášek Pravidla trhu s elektřinou a Vyhlášky o měření. Kromě těchto údajů budou správci komunitní energetiky potřebovat další údaje pro efektivní provoz a obsluhu komunit. V obecné rovině platí, že větší komunity budou potřebovat složitější a komplexnější řešení pro řízení energetických toků v komunitách.

Všichni odběratelé s přímým měřením z NN budou mít možnost využít on-line data z inteligentních měření, který osadí provozovatelé distribučních sítí. V případě nepřímého měření typu B lze využít schválené snímače na přenos on-line dat z tohoto typu měření. Tyto data pro potřeby komunit mohou být použity v reálném čase na řízení vybraných spotřeb a kumulací v komunitě. Pro tyto účely nejsou nutné další legislativní úpravy, protože stávající úprava již umožňuje zpracování těchto on line dat.

Data o celkové spotřebě, výrobě a alokovaných podílech zpracuje EDC. Do kodexu EDC je nutné zapracovat možnost vzdáleného přenosu všech těchto dat pro správce energetických komunit do jejich systému, který bude řídit, obsluhovat a vyhodnocovat komunity jako celek i jednotlivé dílčí části. Pomocí těchto údajů budou nastaveny predikční systémy, řídí algoritmy a prioritizace jednotlivých činností.

Kromě těchto zdrojů dat budou významnější spotřeby a jejich části stejně jako výrobní a akumulační systémy vybaveny vlastním měření komunit. Tato měření budou podružná a nebudou zasahovat do obchodních měření, která slouží k vyhodnocení dodávek energií a dalších regulovaných položek. Řídící systémy a algoritmy, které budou optimalizovat profily spotřeby a maximalizovat využití lokálně vyrobené a dodané energie musí mít možnost řídit koncové prvky v komunitě. V této oblasti bude nutné upravit podmínky a předpoklady pro jednotlivé tarifní sazby tak, aby legálně upravily podmínky blokových spotřebičů s ohledem na uplatnění lokálně vyrobené a spotřebované energie v místě a čase.

Odůvodnění:

Pro účely vyhodnocení komunit si musí každá komunita vytvořit potřebné zázemí a systém na řízení, ovládání a vypořádání technických a ekonomických vazeb v rámci komunity. Nové energetické řídicí

systémy se budou zaměřovat na rozvoj koncepční konkurenceschopné komunitní energetiky, která pomocí efektivního managementu bude optimalizovat výrobu, dodávku a odběr energií za celou komunitu ve vymezené lokalitě. Systémy budou nejenom podporovat efektivní využití lokálních zdrojů (zejména OZE), ale bude efektivně a hospodárně nakládat a kombinovat různé zdroje energií pro hospodárný a finančně efektivní pokrytí potřeb všech integrovaných subjektů komunitní energetiky. Monitoringem a následným řízením všech modifikovatelných vstupů v reálném čase, bude projekt přispívat k plnění klimaticko-energetických cílů, snižovat energetickou závislost členů komunity a zajišťovat efektivní dodávku energií do jednotlivých odběrných míst. Komunitní energetika je nový podporovaný směr energetického trhu, který má velký potenciál, ale bez efektivního energetického managementu může být více přítěží než přínosem pro celou společnost. Komplexní řešení monitoringu, sběru, řízení a vyhodnocování energetických toků až do úrovně finančního vypořádání, přinese do této oblasti vysoké přínosy využití a minimalizuje negativní dopady na infrastrukturu a ostatní účastníky energetického trhu. Integrací užití (elektřiny, plynu, tepla a vody) do jednoho energetického systému získáme nejenom vhodnou datovou základnu, ale i možnost řízení a přeměny jedné energie na jinou a optimalizace jejich využití dle typu technologií a jejich efektivního využívání. Tím, že bude systém pracovat s daty v reálném čase, bude možné jeho výstupy a algoritmy využít pro řízení až na základní úroveň vybraných ředitelných technologií. Systém bude otevřen pro široké využití účastníků užití a následné vyhodnocování dat bude využíváno nejenom k dalším optimalizacím, ale u vypořádání vztahů mezi jednotlivými účastníky.

Nastavení vhodných podmínek pro akumulční systémy v ES a SPOZE

Pro oblast komunitní energetiky je nezbytné zajistit přístup pro implementaci společných bateriové úložišť v rámci komunit na obdobném nediskriminačním přístupu jako v případě úložišť u konečných spotřebitelů. Tyto centrální úložiště budou mít pozitivní dopady nejenom na provoz komunitní energetiky, ale také na efektivitu a bezpečnost provozu distribučních sítí.

Společná úložiště, která mohou být instalována nejenom u lokálních zdrojů, ale i v uzlových bodech sítí, mohou nejenom efektivně omezit přetoky do dalších oblastí veřejné distribuční sítě, ale mohou také stabilizovat bezpečnou a spolehlivou dodávku energie. Společná úložiště mohou lépe vyrovnat energetickou bilanci společenství a efektivněji vyrovnat okamžité toky energií. Centrální úložiště budou mít proti lokálním úložištím vyšší využití a výhodnější technické parametry než malá lokální řešení.

V rámci vypořádání energetických dat budou dostupné údaje, které umožní soudobě vyhodnotit akumulaci přetoků v komunitě do centrálního úložiště v době přetoků do sítě a jejich následné uplatnění akumulované energie v odběrných místech komunity v období nedostatečné kapacity výroby. Tento způsob ukládání energie by měl mít obdobné podmínky jako individuální akumulace a nepodléhat dvojímu zpoplatnění distribučních služeb, protože optimalizuje celkové zatížení sítě a vyrovnává energetické toky elektřiny v dané lokalitě.

Dvojité účtování síťových tarifů na úložiště

Odůvodnění:

Pokud jde o dvojí zpoplatnění, článek 15 směrnice 2019/944 uvádí, že aktivní spotřebitelé s úložištěm nebudou podléhat žádným dvojitým síťovým poplatkům, ale upřesňuje „za uskladněnou elektřinu, která zůstává v jejich prostorách nebo při poskytování služeb flexibility“. Rovněž uvádí, že aktivní spotřebitelé musí podléhat nákladům, které se odráží transparentním a nediskriminačním způsobem v síťových poplatcích, které se účtují odděleně za elektřinu dodávanou do sítě a elektřinu spotřebovanou ze sítě a zajišťují, že přispívají přiměřeným a vyvážená dílem k celkovým nákladům systému.

Regulace (EU) 2019/943, článek 18(1), uvádí že “network charges shall not discriminate either positively or negatively against energy storage”. Výkladové stanovisko podle CEER Paper on Electricity Distribution Tariffs Supporting the Energy Transition (Distribution Systems Working Group, Ref: C19-DS-55-04, 20 April 2020) doporučuje, že akumulační zařízení proto nemůže být v distribučním/přenosovém tarifu zpoplatněno dvakrát za fakticky jednu službu pro soustavu (dodávka/odběr).

Skladování odebírá energii v okamžicích nízké poptávky (kdy jsou přírůstkové náklady způsobené na síti zanedbatelné) a dodává ji v okamžicích vysoké poptávky, kdy skladování přispívá k bezpečnosti dodávek. Tarify odrážející náklady za dodávku, pokud existují, mohou být tedy nulové, když skladovací jednotka poskytuje hodnotu pro stabilitu sítě.

Kromě toho by měly existovat rovné podmínky pro různé zdroje flexibility kde rozlišujeme:

- „jednosměrné“ (reakce na poptávku, flexibilní vytváření). To je třeba vzít v úvahu při navrhování poplatků za skladování. Konečně, stejně jako v případě výrobců, musí být alokace síťových nákladů na úložiště posouzena společně s poplatky za připojení.
- využitím trhů s flexibilitou pro řešení přetížení, což jsou vhodné mechanismy pro poskytování cenových signálů pro rozvoj skladování energie

Oblast měření v ES a SPOZE

Již v současné době je využíváno měření typu B pro sdílení elektřiny, které pokrývá modely sdílení elektrické energie v bytových domech popsané v předchozí kapitole. Tento přístup využívaný od roku 2023 nebyl novelizován ve Vyhlášce č. 359/2020 Sb., o měření elektřiny, ale vychází z dohody mezi provozovateli distribučních soustav a státní správou.

Požadavky na aktualizaci oblasti měření vyplývají ze **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. V rámci odůvodnění ve směrnici články (24, 52, 54, 55) jsou popsány přístupy k implementaci inteligentních měřidel a podpora pro zapojení zejména aktivních zákazníků do energetického trhu.

Z požadavků evropské legislativy vyplývá, že alespoň měřením kategorie C1 nebo kategorie C2 nebo kategorie C3 musí být měřena elektřina u odběrného místa s odběrem elektřiny z distribuční soustavy na napět'ové hladině do 1 kV, ve kterém dochází ke sdílení elektřiny.

Typ instalovaného měření bude vyplývat z podmínek provozovatele sítí a požadavků zákazníka z pohledu tarifní politiky. Pro výrobní lze předpokládat měření typu C1, pro vícetarifní odběry měření typu C2 a pro ostatní odběry C3. Typ měření bude odpovídat tarifním podmínkám pro jednotlivé distribuční sazby.

Odběry z vyšších napět'ových úrovní a odběry na napět'ové hladině do 1 kV s nepřímým měřením budou osazeny měřením typu B, dle již platného znění stávající vyhlášky o měření.



Zdroj: Katalogový list elektroměru E350, Landis+Gyr

Do doby plné funkčnosti Elektroenergetického datového centra je nutné zajistit údaje pro sdílení elektřiny. Protože kromě elektrické energie budou vypořádávány i distribuční služby dle jednotlivých modelů sdílení. Proto je nutné zajistit zpracování původních i vypočtených hodnot pro sdílení elektřiny na vypořádání distribučních služeb a dalších regulovaných složek ceny dodávky elektřiny. Zároveň všichni členové energetických společností pro vyhodnocení toků elektrické energie potřebují informace o jejich skutečné spotřebě a informace o jejich alokovaném podílu ze sdílených zdrojů elektřiny. Do doby plné funkčnosti EDC bude zpracování naměřených dat a jejich alokace zajišťovat dočasný náhradní systém, který bude pro celou distribuční oblast ČR zajišťován v informačním prostředí největšího distributora ČEZ Distribuce. Tento náhradní systém nezajistí poskytování potřebných dat energetickým společnostem, a proto jej musí zajistit provozovatelé všech distribučních společností.

Do plném náběhu EDC bude poskytování dat jednotným způsobem zajišťovat oprávněné osobě za každé společnosti systém EDC. Tato povinnost musí být popsána v kodexu EDC. Pro provozovatele distribučních sítí pak zůstane povinnost zajistit předání on-line dat v místě odběru a dodávky dle předem nastavených standardů pro jednotlivé typy měření.

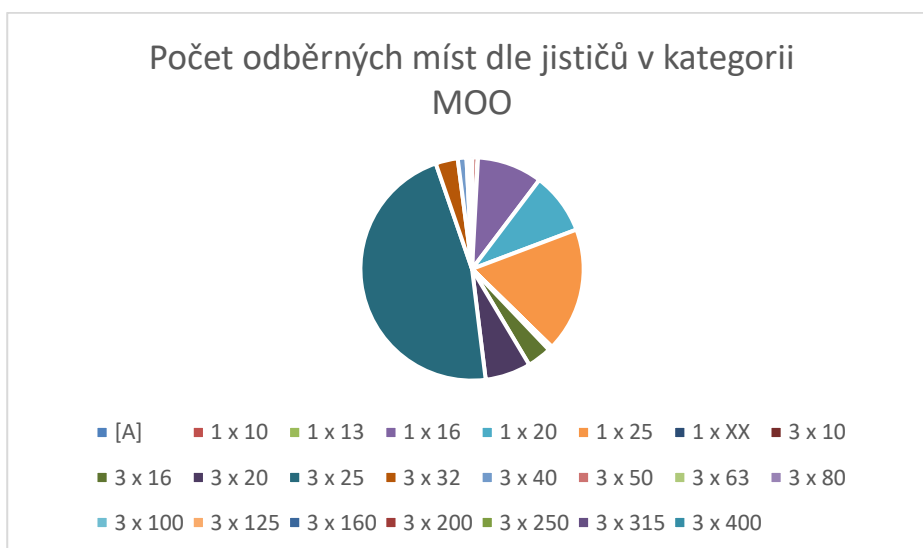
Problematika součtového měření

Stávající nastavení energetické legislativy vyplývalo z možné hrozby instalace jednofázových výroben na napěťové hladině NN v roce 2011, které by mohlo mít negativní dopad na kvalitu napětí v distribučních rozvodech NN.

Ostatní státy EU k této praxi vyhodnocení po fázích nepřistoupily. V zahraničí v rezidenční sféře výrazně převládají jednofázové instalace (instalace FVE). Je nutno podotknout, že i odběry v oblasti maloodběru jsou převážně jednofázové. Instalace jednofázové výroby má investičně nižší náklady a veškerá spotřeba je na stejné fázi jako instalovaná výroba. Dle informace od provozovatelů RDS začali v současné době provozovatelé distribučních sítí např. v Německu řešit případné negativní dopady na kvalitu dodávek prostřednictvím požadavků zapracovaných v rámci technických norem.

Graf: Počet instalovaných jističů MOO dle hodnoty (A),

(nejfrekventovanější jističe 1 x 25 A u 17,3 % OM, jistič 3 x 25 A u 47,8 % OM)



Proud jisticího prvku [A]	Počet MOO
	OM 2020
1 x 10	34 610
1 x 13	1 240
1 x 16	447 905
1 x 20	452 803
1 x 25	925 158
1 x XX	358
3 x 10	25 880
3 x 16	184 180
3 x 20	411 973
3 x 25	2 554 993
3 x 32	199 305
3 x 40	67 136
3 x 50	25 585
3 x 63	8 236
3 x 80	2 934
3 x 100	868
nad 3 x 100	713
souhrn	5 343 877

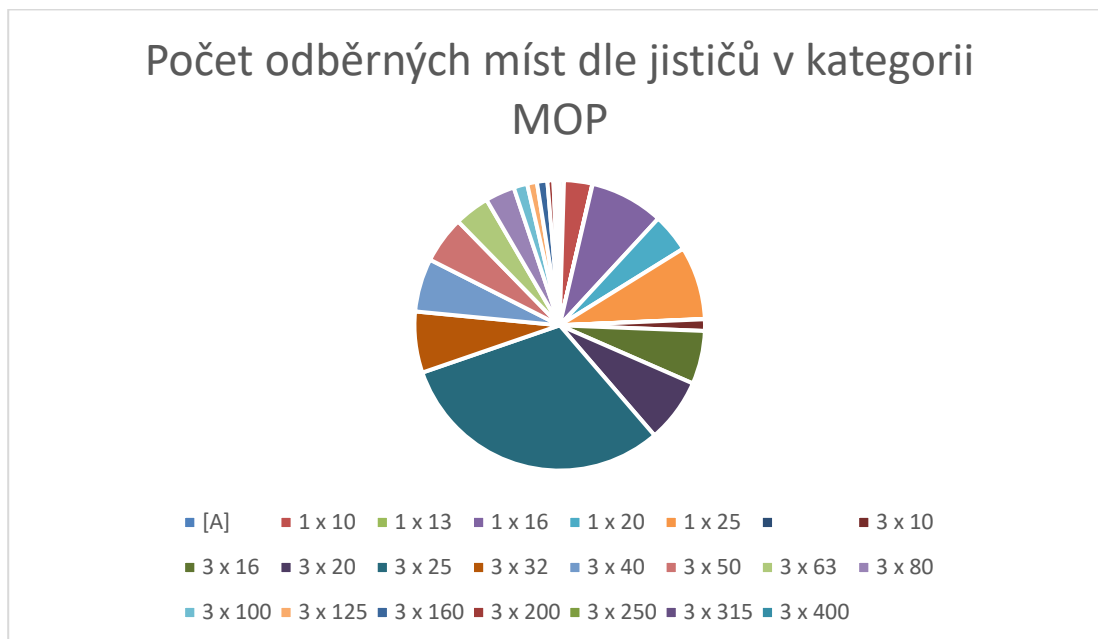
Zdroj: Studie zákaznické segmentace TIRDERU104MT03 v rámci projektu nového dizajnu trhu

Dle přípojovacích podmínek v ČR jsou výkony výroben nad 3,7kW připojovány jako třífázové výroby. Vzhledem k tomu, že nejběžnější jistič používaný v ČR u jednofázových odběrů je 1 x 25A, by bylo vhodné zvážit navýšení této hodnoty do RV kapacity tohoto místa připojení. Není systémovým řešením nutit tyto investory implementovat nižší výkon zdroje, než mohou eventuálně využít, nebo je nutit na přechod na třífázové připojení odběru. V těchto případech by lokálně vyrobená elektřina byla spotřebována (akumulována) ve stejné fázi jako je odběr daného odběrného místa. Vyšší jističe než 1 x 25A jsou spíše výjimkou a při požadavku na vyšší RV je požadavek na připojení 3-fázového zdroje ve většině případů oprávněný.

Vzhledem k tomu, že většina malých zdrojů v případech prosumerů je instalována na rodinné domky, které jsou vybaveny převážně třífázovým připojením, je v těchto případech požadavek na instalaci třífázového připojení zdroje oprávněný. Vychází ze specifik připojení a dlouhodobé praxe, kdy rodinné domy v ČR jsou standardně vybaveny třífázovou přípojkou. V současné době je většina domovních instalací doplněna bateriovou akumulací. Tyto instalace jsou vybaveny hybridním střídačem, který zajišťuje zrovnornění odběrů mezi jednotlivými fázemi. Používání hybridních střídačů má pozitivní dopady pro lokálního výrobce i provozovatele distribuční sítě, ale zároveň lze konstatovat, že navyšuje investiční náklady provozovatele. Při využití součtového měření by měl mít provozovatel lokální výroby možnost volby mezi asynchronním a synchronním měničem, pokud to podmínky a kapacita distribučních sítí bude umožňovat.

Graf: počet instalovaných jističů MOP dle hodnoty (A),

(nejfrekventovanější jistič 3 x 25 A u 31.2 % OM)



Proud jisticího prvku	Počet MOP
	OM 2020
[A]	
1 x 10	21 705
1 x 13	312
1 x 16	58 170
1 x 20	32 775
1 x 25	63 515
1 x XX	408
3 x 10	9 063
3 x 16	46 817
3 x 20	56 648
3 x 25	233 966
3 x 32	48 903
3 x 40	41 999
3 x 50	35 851
3 x 63	28 728
3 x 80	20 972
3 x 100	11 134
3 x 125	7 364
3 x 160	7 845
nad 3 x 200	10 139
souhrn	736 314

Zdroj: Studie zákaznické segmentace TIRDERU104MT03 v rámci projektu nového dizajnu trhu

V případech energetických společností bude energie sdílena dle modelů ze soustředěných, ale i rozptýlených odběrných míst a nelze zajistit vyhodnocení po fázích. Z důvodu jednotného přístupu ke všem odběrným místům bychom měly nastavovat stejné způsoby vyhodnocení pro všechny konečné spotřebitele, které využívají výrobu z lokálních zdrojů.

V případě osazení měření typu B u odběrných míst s nepřímým zapojením připojených z NN se měření vyhodnocuje po fázích, ale v případě odběrných míst z VN je dodávka do sítě vyhodnocována součtově za celé odběrné a předávací místo. V těchto případech není nastaven jednotný přístup k vyhodnocení toků energií, i když se mnohdy jedná o obdobná odběrná místa se srovnatelnou výší odběrů elektřiny a velikostí lokální výroby. I zde bychom měli nastavovat stejné způsoby vyhodnocení toků energií pro všechny konečné spotřebitele, které využívají výrobu z lokálních zdrojů.

Doporučení v oblasti měření

Zpracovat povinnost instalace průběhového měření pro všechny odběrná a dodací místa v energetických společnostech pro provozovatele všech distribučních soustav. Pro odběrná místa s přímým měřením zajistit měření typu C1, C2, a C3, které má pro členy energetických společností vyšší přidanou hodnotu než jiný typy měření.

Změnit vyhodnocování měření po fázích na součtové měření za jedno OPM a zajistit tak stejné provozní podmínky pro všechny účastníky energetického trhu.

Zajistit potřebné údaje pro účastníky energetických společností o výši spotřeby a výroby, a dále o alokaci energií na jednotlivé účastníky energetických komunit. Podle náběhu nového subjektu EDC, zajistit potřebné údaje prostřednictvím provozovatelů DS a po plné funkčnosti EDC zajistit data jednotným a transparentním způsobem prostřednictvím EDC.

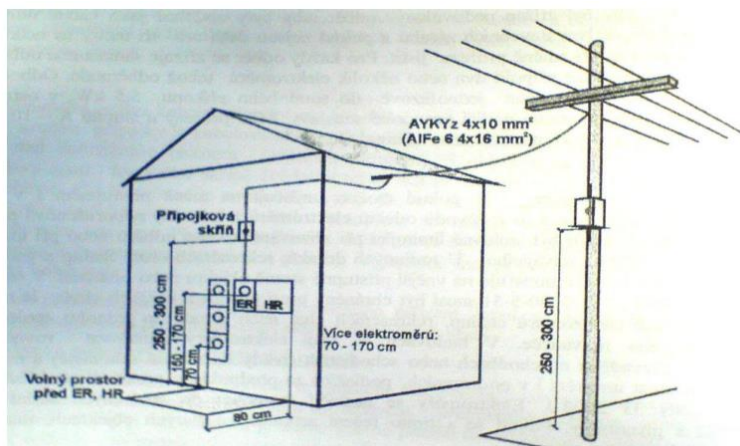
Navrhované změny v oblasti vyhlášky o měření v příloze dokumentu.

Oblast připojování výroben ve vazbě na ES a SPOZE

Požadavky na připojování OZE vyplývají ze **SMĚRNICE EVROPSKÉHO PARLAMENTU A RADY (EU) 2018/2001 ze dne 11. prosince 2018** o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů.

- Přístup k zajištění rezervovaného výkonu RV dle evropské legislativy
- Přístup k zajištění rezervovaného výkonu RV pro SPOZE
- Přístup k zajištění rezervovaného výkonu pro oblast ES a společné akumulace ES

Elektrická přípojka připojuje OPM k distribuční síti. Přípojka začíná odbočením od rozvodného zařízení a je ukončena v přípojkové skříni (PS) nebo kabelové skříni (KS) podle druhu přípojky.



Venkovní vzdušná přípojka

Zdroj: Přípojky nízkého napětí.

(<http://www.mbest.cz/wp-content/uploads/2013/01/T2.1-P%C5%99%C3%ADpojky-nn.pdf>)

Přístup k zajištění rezervovaného výkonu RV pro ES

Občanská energetická společenství představují vzhledem ke své členské struktuře, požadavkům na správu a účelu nový druh subjektu. Měly by mít možnost fungovat na trhu za rovných podmínek, aniž by byla narušena hospodářská soutěž, a měla by se na ně nediskriminačním a úměrným způsobem vztahovat práva a povinnosti, které se vztahují na ostatní elektroenergetické podniky. Uvedená práva a povinnosti by měly být uplatňovány podle vykonávaných úloh, jako je například úloha konečných zákazníků, výrobců, dodavatelů či provozovatelů distribučních soustav. Občanská energetická společenství by neměla být vystavena regulačním omezením, pokud používají stávající nebo budoucí komunikační technologie s cílem sdílet elektřinu z výrobních kapacit v rámci občanského energetického společenství mezi svými členy nebo podílníky na základě tržních zásad, například kompenzací energetické složky členů nebo podílníků využitím výroby, která je v rámci společenství k dispozici, a to i přes veřejnou síť, za předpokladu, že oba body měření patří společenství. Sdílení elektřiny umožňuje členům nebo podílníkům, aby jim byla dodávána elektřina z výrobních zařízení v rámci společenství, aniž by byli v jejich přímé fyzické blízkosti nebo se nacházeli v jednom odběrném místě.

Ustanoveními evropských směrnic není dotčena pravomoc členských států navrhopvat a provádět své politiky pro odvětví energetiky týkající se síťových poplatků a sazeb nebo navrhování a provádění systémů financování energetické politiky a sdílení nákladů, pokud jsou tyto politiky nediskriminační a zákonné.

Podmínky pro připojení výroben elektřiny a odběrných míst zákazníků k elektrizační soustavě, tedy i podmínky pro připojení výroben v energetických společenstvích stanoví Vyhláška č. 16 ze dne 13. ledna 2016 o podmínkách připojení k elektrizační soustavě.

Způsob stanovení podílu na oprávněných nákladech jsou stanoveny v těchto paragrafech:

§ 11

(1) Pokud žadatel podle této vyhlášky hradí náklady spojené s připojením a se zajištěním požadovaného příkonu nebo výkonu v plné výši, lze do nákladů hrazených žadatelem zahrnout pouze náklady podle odstavců 2 a 3.

(2) Náklady spojené s připojením a se zajištěním požadovaného příkonu nebo výkonu **zahrnují nezbytně nutné vynaložené oprávněné náklady související s pořízením, výstavbou nebo úpravami přenosové soustavy nebo distribuční soustavy, které byly vyvolány požadavkem žadatele v souvislosti s místem a způsobem připojení jeho zařízení.** Pořízení, výstavba nebo úpravy přenosové soustavy nebo distribuční soustavy jsou zajišťovány v nezbytně nutném rozsahu odpovídajícím hodnotě příkonu nebo výkonu požadovaného žadatelem, a místu a způsobu připojení jeho zařízení.

§ 12

(1) Úhrada podílu na nákladech spojených s připojením a se **zajištěním požadovaného** příkonu nebo **výkonu** (dále jen „podíl na oprávněných nákladech“) se vypočítá jako **součin měrného podílu** podle přílohy č. 8 k této vyhlášce a žadatelem požadovaného rezervovaného příkonu nebo výkonu.

(2) V případě připojování výroby k přenosové soustavě nebo distribuční soustavě hradí vývodové vedení do místa připojení žadatel v plné výši.

(3) Je-li souběžně žádáno o rezervaci příkonu a výkonu pro jednoho žadatele v jednom místě připojení, stanoví se podíl na oprávněných nákladech zvláště pro rezervaci příkonu a pro rezervaci výkonu. Žadatel hradí vyšší z obou stanovených podílů na oprávněných nákladech.

(4) Pokud žadatel ve stávajícím místě připojení zařízení **žádá o rezervaci příkonu nebo výkonu, a to i současně**, žadatel v případě, že podíl na oprávněných nákladech **pro celkový navýšený** rezervovaný příkon nebo výkon a) **má menší hodnotu nebo je roven hodnotě vyššího z podílů na oprávněných nákladech**, který je stanoven pro stávající příkon nebo výkon podle této vyhlášky, **podíl na oprávněných nákladech nehradí**, b) **má vyšší hodnotu, než je hodnota vyššího z podílů** na oprávněných nákladech, který je stanoven pro stávající příkon nebo výkon podle této vyhlášky, podíl na oprávněných nákladech **hradí pouze v rozsahu rozdílu mezi vyšším podílem na oprávněných**

nákladech pro celkový navýšený rezervovaný příkon nebo výkon a vyšším podílem na oprávněných nákladech, který je stanoven pro stávající příkon nebo výkon podle této vyhlášky.

Podmínky připojení zařízení k elektrizační soustavě nad rámec standardních připojení § 13

(1) Žádá-li žadatel o připojení zařízení nad rámec standardních připojení, zejména žádá-li o specifický způsob stavebního nebo technického provedení připojení zařízení k přenosové soustavě nebo distribuční soustavě, hradí žadatel oprávněné náklady spojené s realizací nadstandardního připojení nebo specifického stavebního nebo technického provedení připojení v plné výši.

(2) **Rezervovaný příkon nebo výkon na hladině nízkého napětí je možné převádět v rámci jedné nemovitosti nebo více sousedících nemovitostí, jen pokud je to technicky možné a realizace převodu rezervovaného příkonu nebo výkonu nevyvolá dodatečné náklady související s pořízením, výstavbou nebo úpravami distribuční soustavy. Obdobně se postupuje při převodu rezervovaného příkonu na hladině vysokého nebo velmi vysokého napětí v rámci jedné uzlové oblasti příslušné napěťové hladiny.** Ustanovení § 10 se nepoužije.

Návrhy úpravy vyhlášky o připojení

Dle principů a pravidel uvedených ve vyhlášce o připojení je nutné přistupovat k energetickým společnostem podle jejich typu a rozsahu zapojení do distribuční soustavy. Vyhláška o připojení stanovuje, že náklady spojené s připojením a se zajištěním požadovaného příkonu nebo výkonu zahrnují nezbytně nutné vynaložené oprávněné náklady související s pořízením, výstavbou nebo úpravami přenosové soustavy nebo distribuční soustavy, které byly vyvolány požadavkem žadatele v souvislosti s místem a způsobem připojení jeho zařízení. Z tohoto pohledu vyvolaných nákladů na připojení společných výroben komunit a jejich akumulací je nutné přistupovat k jednotlivým typům energetických společností dle reálně vyvolaných nákladů dle jejich lokalizace.

Připojení výroben elektřiny v bytových a jiných stavebních objektech v rámci rozvodů hlavního domovního vedení

Hlavní domovní vedení je v majetku vlastníka objektu a jeho pořizovací a provozní náklady nevstupují do výdajů provozovatele distribuční soustavy. V případě, že požadovaný rezervovaný výkon sdílených zdrojů nepřesahuje součtový rezervovaný příkon odběrných míst energetického společenství a zároveň **nepřesahuje rezervovaný výkon předávacího místa objektu postupuje se obdobně jako v § 12 odstavce 4.**

Pokud má rezervovaný výkon vyšší hodnotu, než je hodnota součtového rezervovaného příkonu sdílených odběrných míst nebo hodnota rezervovaného příkonu předávacího platí podíl na oprávněných nákladech pouze v rozsahu rozdílu mezi vyšším podílem na oprávněných nákladech pro celkový navýšený rezervovaný výkon a vyšším podílem na oprávněných nákladech, který je stanoven pro stávající příkon podle této vyhlášky.

(To znamená, jeli hodnota součtového RV nižší než hodnota součtového RP sdílených odběrných míst a zároveň je nižší než hodnota RP přípojného místa (stanovená např. výši jistících prvků), neplatí žadatel ES podíl na oprávněných nákladech. Pokud je hodnota vyšší, platí podíl na oprávněných nákladech pouze v rozsahu rozdílu mezi vyšším podílem na oprávněných nákladech pro celkový navýšený rezervovaný výkon.)

Energetická společenství v bytových a jiných objektech v rámci jednoho stavebního objektu s více místy připojení do distribuční sítě

Rezervovaný výkon připojených výroben energetického společenství na v rámci jednoho stavebního objektu je možné posuzovat oproti součtovému rezervovanému příkonu odběrných míst energetického společenství tohoto stavebního objektu a zároveň proti rezervovanému příkonu předávacího místa do kterého je připojena výroba/y, jen pokud je to technicky možné a realizace výroben se součtovým rezervovaným výkonem nevyvolá dodatečné náklady související s pořízením, výstavbou nebo úpravami distribuční soustavy.

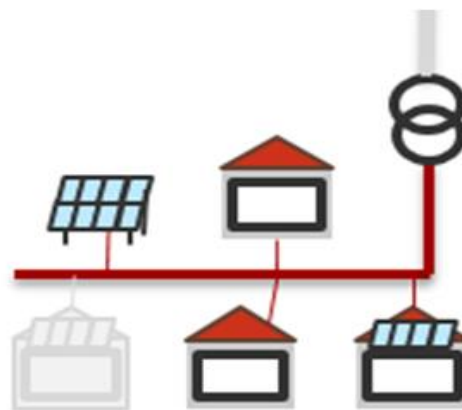
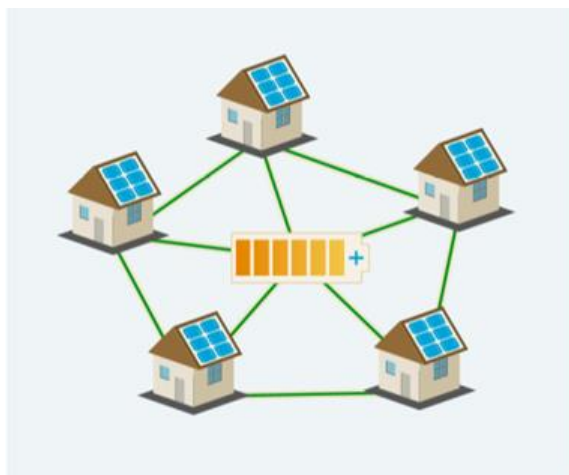
V tomto případě členové energetického společenství platí podíl na oprávněných nákladech pouze v rozsahu vyššího z podílů na oprávněných nákladech, který je stanoven pro stávající součtový rezervovaný příkon odběrných míst nebo rezervovaný příkon místa připojení. Podíl na oprávněných nákladech **hradí pouze v rozsahu rozdílu mezi vyšším podílem na oprávněných nákladech pro celkový navýšený rezervovaný příkon nebo výkon a vyšším podílem na oprávněných nákladech, který je stanoven pro stávající příkon nebo výkon podle této vyhlášky.**

(V praxi bude záležet na investorech ES, zda rozdělí výroby do více předávacích míst objektu, nebo zda je připojení do jednoho předávacího místa).

Energetická společenství s výrobou a odběry na hladině nízkého napětí

Rezervovaný výkon připojených výroben energetického společenství na hladině nízkého napětí posuzovat **proti součtovému rezervovanému příkonu odběrných míst energetického společenství**, jen pokud je to technicky možné a realizace výroben se součtovým rezervovaným výkonem nevyvolá dodatečné náklady související s pořízením, výstavbou nebo úpravami distribuční soustavy.

V tomto případě členové energetického společenství platí podíl na oprávněných nákladech pouze v rozsahu **rozdílu podílu sumární hodnoty rezervovaných příkonů odběrných míst a sumární hodnoty rezervovaných výkonů výroben energetického společenství na hladině nízkého napětí v rámci jedné uzlové oblasti**. Za uzlovou oblast na NN lze považovat oblast zásobenou jedním distribučním transformátorem. Úhrada podílu na nákladech spojených s připojením výroben energetického společenství na hladině nízkého napětí v rámci jedné uzlové oblasti **se vypočítá jako 50% výše součinu měrného podílu podle přílohy č. 8 k této vyhlášce a žadatelem požadovaného rezervovaného výkonu**.



Zdroj: Österreichische Energieagentur – rakouská EnergieAgentura (www.enercee.net)

Rezervovaný výkon připojených **výroben energetického společenství na hladině nízkého napětí v rámci více uzlových** oblastí příslušné napěťové hladiny nelze v rámci jedné společné žádosti posuzovat **proti součtovému rezervovanému příkonu odběrných míst energetického společenství**, protože může vyvolávat dodatečné náklady související s pořízením, výstavbou nebo úpravami distribuční soustavy.

Energetická společenství s výrobou a odběry na hladině vysokého napětí

Rezervovaný výkon připojených **výroben energetického společenství na hladině vysokého napětí v rámci jedné uzlové** oblasti příslušné napěťové hladiny je možné posuzovat **proti součtovému rezervovanému příkonu odběrných míst energetického společenství**, jen pokud je to technicky možné a realizace výroben se součtovým rezervovaným výkonem nevyvolá dodatečné náklady související s pořízením, výstavbou nebo úpravami distribuční soustavy.

V tomto případě členové energetického společenství platí podíl na oprávněných nákladech pouze v rozsahu **rozdílu podílu sumární hodnoty rezervovaných příkonů odběrných a sumární hodnoty rezervovaných výkonů výroben energetického společenství na hladině vysokého napětí v rámci jedné uzlové oblasti**. Úhrada podílu na nákladech spojených s připojením výroben energetického společenství na hladině nízkého napětí v rámci jedné uzlové oblasti **se vypočítá jako 50% výše součinu měrného podílu podle přílohy č. 8 k této vyhlášce a žadatelem požadovaného rezervovaného výkonu**.

Rezervovaný výkon připojených **výroben energetického společenství na hladině vysokého napětí v rámci více uzlových** oblastí příslušné napěťové hladiny nelze v rámci jedné společné žádosti posuzovat **proti součtovému rezervovanému příkonu odběrných míst energetického společenství**, protože může vyvolávat dodatečné náklady související s pořízením, výstavbou nebo úpravami distribuční soustavy.



Zdroj: Österreichische Energieagentur – rakouská EnergieAgentura (www.enercee.net)

Energetické společenství zapojené do více napěťových úrovní

Rezervovaný výkon připojených **výroben energetického společenství se posuzuje pouze v rámci jedné uzlové oblasti příslušné napěťové hladiny**, kde jsou připojeny výrobní a kde je možné posuzovat navyšovaný rezervovaný výkon **proti součtovému rezervovanému příkonu odběrných míst energetického společenství** v rámci jedné uzlové oblasti a příslušné napěťové hladiny. Ostatní odběrná místa z jiných uzlových oblastí a jiných napěťových úrovní nebudou při výpočtu úhrady podílu na nákladech spojených s připojením výroben energetického společenství brána v potaz.

Oblast kvality dodávek ve vazbě na ES a SPOZE

Standardy kvality v elektroenergetice řeší vyhláška č. 540 ze dne 15. prosince 2005 o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice. V rámci nových subjektů energetických společností se zaměříme na tyto oblasti:

- Přístup k vyhodnocení připojení společností, jednotlivých OPM
- Přístup k předávání údajů z měření
- Přístup k vypořádání reklamací v rámci společností

Bude provedeno pouze posouzení dotčených paragrafů kvality, které mají vazby na energetická společností a společností pro OZE.

Pravidla a podmínky standardů kvality pro připojení výroben a odběrných míst společností pro obnovitelné zdroje (SPOZE) a energetických společností (ES) jsou nastavena v obecné rovině a z pohledu energetických společností není nutné je nijak upravovat.

V rámci připojení ES a SPOZE nepředpokládáme žádné dodatečné úpravy § 11. Z pohledu připojení zůstanou místa připojení bez lokálních zdrojů a akumulacích systému nedotčená. Místa pro připojení výroben a akumulací budou buď nově zřizovaná nebo upravená stávající místa připojení. Tyto místa budou posuzovány z pohledu zaslání stanoviska příslušného provozovatele distribuční soustavy shodně jako všechna ostatní místa připojení stejného charakteru.

Standard umožnění přenosu nebo distribuce elektřiny nebude pro potřeby sdílení elektrické energie ze společných zdrojů energetických společností nijak dotčen. Podmínky a pravidla alokací budou ukotvena v pravidlech trhu s elektřinou. Rozsah energetických společností bude stanoven v energetickém zákoně.

Standard předávání údajů potřebných k vyúčtování plateb popisující předávání úplných a správných údajů potřebných k vyúčtování plateb bude měnit měřicí periodu od 1.7.2024 a nastavenou frekvenci předávaných dat u průběhových měření na denní zpracování ve dvou fázích v průběhu roku 2025 a podle toho bude také tento standard vyhodnocován.

Tento standard se přímo váže také k vyúčtování plateb v rámci ES a SPOZE, ale nepředpokládáme žádné dodatečné úpravy § 16. Z pohledu vypořádání plateb, je ale nutné zajistit údaje z měření a jejich alokace u všech míst společně z důvodu vypořádání celého společností. V případě nedostupnosti musí být zajištěny náhradní údaje, jinak bude pozastaveno vypořádání celého společností. Algoritmy pro opravy dat musí být shodné a schopné postihnout i následné opravy údajů z měření v rámci celého společností.

Standard lhůty pro vyřízení reklamace vyúčtování distribuce elektřiny

§ 17

Tento standard může mít s nárůstem počtu ES a SPOZE dopady do jeho struktury a nastavených lhůt. Zejména v oblasti reklamací u početně rozsáhlých energetických společností vzroste administrativní

náročnost na oblast reklamací. Standardy vyřízení reklamací pak mohou mít nastaveny odlišná kritéria pro ES a SPOZE než běžné reklamační lhůty.

Tyto standardy budou vyplývat z několika faktorů, které budou popsány v jiných právních předpisech. Hlavními faktory bude počet členů a integrovaných zdrojů v rámci energetického společenství a zvolený způsob alokací energie uvnitř společenství. Protože tyto procesy vyplývají z technologií měření, přenosu a zpracování dat, lze předpokládat určitou chybovost v tomto procesu. Technologie měření vykazuje určitou míru poruchovosti a nově zaváděné procesy AMM budou z počátku pravděpodobně vykazovat i vyšší míru poruchovosti, než je obvyklé v rámci odladěných systémů.

Navrhujeme **reklamace posuzovat z ekonomického pohledu**. Vystavení velkého počtu opravných faktur malého rozsahu může být daleko finančně náročnější než dopady na jednotlivé účastníky trhu. Z tohoto důvodu doporučujeme **stanovit hranice do kterých bude reklamace vyřízena** pouze vůči jednomu účastníku společenství u kterého dojde k poruše v rámci procesů měření a odlišné hranice, kdy budou alokace upraveny vůči všem dotřeným účastníkům společenství. Dále je nutné upřesnit za jaké období lze reklamaci uplatnit a podle toho stanovit i lhůty pro jejich následné hromadné reklamace vyúčtování.

Nově nastavené lhůty dle odsouhlasených kritérií pak budou vyhodnoceny obdobně jako ostatní běžné reklamace vyúčtování elektrické energie.

Oblast vyhlášky o dispečerském řízení ve vazbě na ES a SPOZE

- Operativní řízení pro ES a SPOZE ve vazbě na zjištění provozu a obsluhy distribučních sítí
- Příprava provozu a poskytování údajů dle velikosti zdroje u ES a SPOZE

Národní energetická legislativa členských států EU může povolit občanským energetickým společenstvím stát se provozovatelem distribuční soustavy, a to buď na základě obecného režimu, nebo jako takzvaný „provozovatel uzavřené distribuční soustavy“. Jakmile je občanskému energetickému společenství udělen status provozovatele distribuční soustavy, mělo by s ním být nakládáno stejně jako s provozovatelem distribučních soustav a měly by se na ni vztahovat stejné povinnosti jako na ostatní provozovatele lokálních, respektive uzavřených distribučních soustav. Statut provozovatele uzavřené distribuční soustavy je zpracován v rámci věcného záměru znění nového energetického zákona.

§ 2

Dispečerské řízení

(4) Provozovatelé lokálních distribučních soustav při dispečerském řízení a předávání údajů pro dispečerské řízení v případě, že

a) mají zřízen technický dispečink a oznámí tuto skutečnost technickému dispečinku provozovatele distribuční soustavy, ke které je jejich distribuční soustava připojena, postupují jako provozovatel regionální distribuční soustavy,

V případě připojení lokální distribuční soustavy ES z napěťové úrovně VN bude provozovatel LDS plnit povinnosti dle nového EZ. **Provozovatel DS připojené k napěťové hladině VN zřizuje a provozuje řídicí a dohledové centrum pro řízení provozované DS.**

b) nemají zřízen technický dispečink, se považují

1. za zákazníka v případě, že k jejich distribuční soustavě je připojeno alespoň jedno odběrné místo zákazníka a není připojena výrobná elektřiny,

2. za výrobce elektřiny v případě, že k jejich distribuční soustavě je připojena alespoň jedna výrobná elektřiny a není připojeno žádné odběrné místo zákazníka, nebo

3. za výrobce elektřiny i zákazníka v případě, že k jejich distribuční soustavě je připojena alespoň jedna výrobná elektřiny a alespoň jedno odběrné místo zákazníka.

V případě připojení lokální distribuční soustavy ES z napěťové úrovně NN bude provozovatel LDS považován za výrobce i za zákazníka. **Na provozovatele DS připojené k napěťové hladině NN není uplatňován žádný z výše uvedených požadavků.**

§ 3

Provozovatel přenosové soustavy, provozovatelé regionálních distribučních soustav, provozovatelé lokálních distribučních soustav, výrobci elektřiny, jejichž výrobní jsou připojeny k přenosové nebo k distribuční soustavě, zákazníci a provozovatelé přenosových soustav, s jejichž zařízením je elektrizační soustava propojena,

a) spolupracují při zpracování přípravy provozu, při zajišťování činností v operativním řízení, při hodnocení provozu,

b) poskytují údaje a data pro přípravu provozu, operativní řízení, hodnocení provozu elektrizační soustavy a její rozvoj,

c) poskytují provozovatelům jiných přenosových soustav a provozovatelům distribučních soustav, se kterými je jejich soustava propojena, informace nezbytné k zajištění vzájemné spolupráce při provozu a rozvoji sítí.

Doporučujeme § 3 rozšířit i pro oblast energetických společenství velkého rozsahu. V případě malých společenství (například bytový dům) nemají významný dopad provozu distribučních soustav. **Energetická společenství v rámci měst, obcí a mikroregionů budou významně zasahovat do energetických toků v rámci dané lokality a měly by mít za povinnost spolupracovat s místním provozovatelem distribuční soustavy na přípravě provozu dané lokality.**

§ 4

(2) Provozovatel regionální distribuční soustavy při řízení toků elektřiny v distribuční soustavě prostřednictvím technického dispečinku dispečersky řídí

- a) výrobní elektřiny připojené k jím řízené distribuční soustavě,
- b) odběrná elektrická zařízení zákazníků, která jsou připojena k jím řízené distribuční soustavě,
- c) technické dispečinky provozovatelů lokálních distribučních soustav, jejichž zařízení jsou připojena k jím řízené distribuční soustavě, a
- d) přímá vedení připojená k jím řízené distribuční soustavě.

(3) Provozovatel lokální distribuční soustavy při řízení toků elektřiny v distribuční soustavě, při respektování toků elektřiny mezi distribučními soustavami dispečersky řídí

- a) výrobní elektřiny připojené k jím řízené distribuční soustavě,
- b) odběrná elektrická zařízení zákazníků, která jsou připojena k jím řízené distribuční soustavě,
- c) technické dispečinky provozovatelů distribučních soustav uvnitř jeho vymezeného území a
- d) přímá vedení připojená k jím řízené distribuční soustavě.

V rámci principu maximálního využití potenciálu lokální výroby a akumulace v energetickém společenství budou vlastníci těchto společenství řídit výrobu, akumulaci a vybraná odběrná elektrická zařízení zákazníků v daném energetickém společenství. Je vhodné upravit znění § 4 pro oblast ES, kde ES bude spolupracovat s provozovatelem DS na přípravě provozu, ale budou mít možnost systémově řídit energetické toky za účelem vyrovnaní energetické bilance ES.

V případě poskytování flexibility provozovateli DS nebo PS budou energetické toky také řízeny za jiným účelem, než je standardní provoz distribuční soustavy.

§ 13

Operativní řízení provozu distribuční soustavy

(1) Operativní řízení provozu distribuční soustavy zahrnuje:

- a) řízení zapojení prvků distribuční soustavy pro zajištění distribuce elektřiny a řízení toků elektřiny v distribuční soustavě a v propojení s přenosovou soustavou a ostatními distribučními soustavami,
- b) řízení napětí a toků činných a jalových výkonů v zařízeních distribuční soustavy o napěťové úrovni 110 kV a nižší,
- c) řešení poruchových stavů v distribuční soustavě,
- d) přijímání opatření pro předcházení stavu nouze a pro řešení stavu nouze v distribuční soustavě,
- e) vydávání a evidenci povolení k zahájení pracovní činnosti na zařízení distribuční soustavy,

f) řádné předávání dispečerské směnové služby pro zajištění kontinuity dispečerského řízení.

Provoz ES nebude mít dopad do operativního řízení provozu distribuční soustavy za účelem zajištění dostupnosti, bezpečnosti a spolehlivosti provozu distribuční soustavy, její provozní konfigurace s ohledem na vývoj provozních stavů a události. **ES bude mít možnost operativního řízení vyrovnané bilance ES, ale na každé předávací místo spotřeby i výroby se budou vztahovat obecná pravidla a podmínky pro provoz těchto připojených výroben a odběrných míst.**

Seznam dotčených podzákoných předpisů

Změny podzákoných předpisů se budou dotýkat mnoha oblastí energetického trhu. Rozvoj a integrace nových energetických subjektů Občanského energetické společnosti a Společenství pro obnovitelné zdroje vyvolá mnoho změn a nových požadavků v prostředí českého energetického trhu.

Integrace ES a SPOZE se projeví v aktualizaci těchto předpisů:

1. Vyhláška o měření
2. Vyhláška o připojení
3. Pravidla trhu s elektřinou
4. Vyhláška o dispečerském řízení
5. Vyhláška o kvalitě dodávek elektrické energie
6. Vyhláška o vyúčtování dodávek a souvisejících služeb v energetických odvětvích

Další úpravy a změny lze předpokládat v úpravě kodexu distribučních soustav PPDS a úpravě podmínek tarifní politiky v oblastech řízení a blokování vybraných spotřeb elektrické energie.

Dále by bylo vhodné zvážit motivaci pro budování vyvážených energetických bilancí v ES a SPOZE mezi spotřebou a výrobou v reálném čase a dané lokalitě. Vhodně zvolená výše motivace může přinést snížení následných nákladů na neefektivní posilování energetické infrastruktury. Tato motivace může vycházet z více oblastí, jako je část úspor energie na pokrytí technických ztrát, dále v oblasti poplatků na POZE nebo v daňové oblasti.

Návrh nového znění Vyhlášky č. 359/2020 Sb. o měření elektřiny

Návrh reflektuje potřebné změny pro integraci ES a SPOZE do českého energetického trhu

VYHLÁŠKA

ze dne 13. srpna 2020

o měření elektřiny

Ministerstvo průmyslu a obchodu stanoví podle § 98a odst. 1 písm. a) zákona č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), ve znění zákona č. 158/2009 Sb., zákona č. 211/2011 Sb., zákona č. 165/2012 Sb. a zákona č. 131/2015 Sb.:

§ 1

Předmět úpravy

Tato vyhláška zpracovává příslušný předpis Evropské unie¹⁾, zároveň navazuje na přímo použitelný předpis Evropské unie²⁾ a upravuje

- a) druhy měřicích zařízení,
- b) umístění měřicích zařízení a způsoby a podmínky jejich instalace,
- c) způsoby vyhodnocování a určení množství odebrané elektřiny v případě závady měřicího zařízení,
- d) způsob stanovení náhrady a způsob určení výše náhrady za neoprávněně odebranou, neoprávněně distribuovanou nebo neoprávněně dodanou elektřinu, nelze-li zjistit skutečné množství neoprávněně odebrané, neoprávněně distribuované nebo neoprávněně dodané elektřiny,
- e) termíny a rozsah předávání údajů operátorovi trhu potřebných pro plnění jeho povinností.

§ 2

Způsoby měření elektřiny

(1) Prostřednictvím jednotlivých druhů měřicích zařízení zajišťuje výrobce, provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy měření elektřiny, kterým je instalace, provozování, obsluha, kontrola a údržba měřicích zařízení včetně zařízení hromadného dálkového ovládání, odečítání, zpracovávání, přenos a uchovávání údajů měření.

(2) K měření elektřiny a vyhodnocení údajů (dále jen „měření“) se používá, v pořadí od nejvyššího typu k nejnižšímu typu, jednotarifové nebo vícetarifové měření typu A nebo typu B nebo typu C.

(3) Měření se člení na

- a) přímé měření, kdy elektroměrem prochází veškerá měřená elektřina a nejsou použity měřicí transformátory, nebo
- b) nepřímé měření, kdy je elektroměr použit v zapojení s měřicími transformátory proudu, kterými prochází veškerá měřená elektřina, a případně i s měřicími transformátory napětí; podle strany výkonového transformátoru, na kterou jsou měřicí transformátory připojeny, je měření rozděleno na primární (na straně vyššího napětí) nebo sekundární (na straně nižšího napětí) měření.

(4) Je-li odběrné místo, výrobní elektřiny nebo distribuční soustava připojena k distribuční soustavě více místy připojením na různých napětěvých hladinách, měří se všechna místa připojení podle podmínek stanovených pro nejvyšší z napětěvých hladin těchto míst připojení.

§ 3

Měření typu A

(1) Měření typu A je průběhové měření s dálkovým denním přenosem údajů; průběžný záznam střední hodnoty činného a jalového výkonu za měřicí interval provádí přímo měřicí zařízení.

(2) Měření typu A musí být měřena elektřina

- a) mezi přenosovou soustavou a zahraničními soustavami,
- b) mezi přenosovou soustavou a distribuční soustavou,
- c) odebíraná z přenosové soustavy nebo z distribuční soustavy na napětěvých hladině vyšší než 52 kV,
- d) mezi distribučními soustavami na napětěvých hladině vyšší než 1 kV,
- e) u výrobní elektřiny přímo připojené k přenosové soustavě nebo k distribuční soustavě na napětěvých hladině vyšší než 1 kV a
- f) odebíraná z distribuční soustavy na napětěvých hladině od 1 kV do 52 kV a s rezervovaným příkonem nad 250 kW.

(3) U měření typu A je

- a) základní měřicí interval 1 čtvrt hodina; u první čtvrt hodiny je začátek stanoven na čas 00:00:00 a konec na čas 00:15:00 kalendářního dne,
- b) základní vyhodnocovací interval 1 čtvrt hodina; u první čtvrt hodiny je začátek stanoven na čas 00:00:00 a konec na čas 00:15:00 kalendářního dne,
- c) základní interval pro zpracování a přenos naměřených údajů 1 kalendářní den.

§ 4

Měření typu B

(1) Měření typu B je průběhové měření s dálkovým denním přenosem údajů; průběžný záznam střední hodnoty činného a jalového výkonu za měřicí interval provádí přímo měřicí zařízení; pokud není možné uskutečnit dálkový přenos údajů z technických důvodů, je možné přenos údajů provést fyzickým způsobem.

(2) Alespoň měření typu B musí být měřena elektřina

a) mezi distribučními soustavami na napětové hladině do 1 kV s nepřímým měřením,

b) u výroby elektřiny přímo připojené k distribuční soustavě na napětové hladině do 1 kV s instalovaným výkonem nad 50 kW,

c) odebíraná z distribuční soustavy na napětové hladině od 1 kV do 52 kV a s rezervovaným příkonem do 250 kW,

d) dodávaná do nebo odebíraná z distribuční soustavy na napětové hladině do 1 kV s nepřímým měřením,

e) u odběrného místa s odběrem elektřiny z distribuční soustavy na napětové hladině do 1 kV, prostřednictvím kterého je připojena výroba elektřiny s instalovaným výkonem nad 50 kW, a

f) u výroby elektřiny nebo u každého výrobního zdroje připojeného k přenosové soustavě nebo k distribuční soustavě prostřednictvím jiné výroby elektřiny.

(3) Měření typu B může být nahrazeno měřením typu A.

(4) U měření typu B je

a) základní měřicí interval 1 čtvrt hodina; u první čtvrt hodiny je začátek stanoven na čas 00:00:00 a konec na čas 00:15:00 kalendářního dne,

b) základní vyhodnocovací interval 1 čtvrt hodina; u první čtvrt hodiny je začátek stanoven na čas 00:00:00 a konec na čas 00:15:00 kalendářního dne,

c) základní interval pro zpracování a přenos naměřených údajů 1 kalendářní den.

Měření typu C

§ 5

(1) Měření typu C je

a) průběhové měření kategorie C1 s dálkovým přenosem údajů vybavené funkcí dálkového odpojení, připojení nebo omezení výkonu, technického blokování spotřebičů a standardizovaným komunikačním rozhraním pro poskytnutí dat zákazníkovi; průběžný záznam střední hodnoty činného výkonu nebo hodnoty činné energie za měřicí interval provádí přímo měřicí zařízení; pokud není

možné uskutečnit dálkový přenos údajů z technických důvodů, je možné přenos údajů provést fyzickým způsobem,

b) průběhové měření kategorie C2 s dálkovým přenosem údajů, vybavené funkcí technického blokování spotřebičů a standardizovaným komunikačním rozhraním pro poskytnutí dat zákazníkovi; průběžný záznam střední hodnoty činného výkonu nebo hodnoty činné energie za měřicí interval provádí přímo měřicí zařízení; pokud není možné uskutečnit dálkový přenos údajů z technických důvodů, je možné přenos údajů provést fyzickým způsobem,

c) průběhové měření kategorie C3 s dálkovým přenosem údajů vybavené standardizovaným komunikačním rozhraním pro poskytnutí dat zákazníkovi; průběžný záznam střední hodnoty činného výkonu nebo hodnoty činné energie za měřicí interval provádí přímo měřicí zařízení; pokud není možné uskutečnit dálkový přenos údajů z technických důvodů, je možné přenos údajů provést fyzickým způsobem a

d) ostatní měření kategorie C4, které může být průběhové a může být s dálkovým přenosem údajů.

(2) Alespoň měření kategorie C1 nebo kategorie C2 musí být měřena elektřina

a) odebíraná z distribuční soustavy na napěťové hladině do 1 kV s přímým měřením a ročním odběrem elektřiny v odběrném místě, v připojené distribuční soustavě nebo výrobně elektřiny přesahujícím 6 MWh,

b) u výroby elektřiny s instalovaným výkonem do 50 kW přímo připojené k distribuční soustavě na napěťové hladině do 1 kV a s přímým měřením,

c) u odběrného místa s odběrem elektřiny z distribuční soustavy na napěťové hladině do 1 kV, ve kterém je připojena výroba elektřiny s instalovaným výkonem do 50 kW s přímým měřením,

e) u odběrného místa s vícetarifním měřením,

d) u odběrného místa zapojeného do sdílení elektřiny,

f) u odběrného místa s odběrem elektřiny z distribuční soustavy na napěťové hladině do 1 kV s přímým měřením, kde dochází k instalaci nového či výměně stávajícího elektroměru.

(3) Není-li technicky možné nebo ekonomicky únosné elektřinu podle odstavce 2 písm. b), c) nebo d) měřit měřením kategorie C1 nebo C2, lze použít průběhové měření bez záznamu střední hodnoty jalového výkonu.

Není-li technicky možné nebo ekonomicky únosné elektřinu podle odstavce 2 písm. f) měřit měřením kategorie C1 nebo C2, musí být měřena alespoň měřením typu C3 nebo C4.

(4) Alespoň měření kategorie C4 musí být měřena elektřina

a) odebíraná z distribuční soustavy, s výjimkou měření podle odstavce 2, § 3 a 4,

b) u odběrného místa s odběrem elektřiny z distribuční soustavy, ve kterém není připojena výrobní elektřiny, kde není technicky nebo ekonomicky možné instalovat měřicí zařízení, které využívá měření podle odstavce 2, § 3 nebo 4, nebo

c) mezi distribučními soustavami, kde není technicky nebo ekonomicky možné instalovat měřicí zařízení, které využívá měření podle odstavce 2, § 3 nebo 4.

(5) Pro uplatnění podpory elektřiny z podporovaných zdrojů podle zákona č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů, formou ročního zeleného bonusu zajišťuje výrobce elektřiny u výroby elektřiny samostatné měření vyrobené elektřiny alespoň měřením kategorie C4. V případě uplatnění hodinového zeleného bonusu zajišťuje výrobce elektřiny měření vyrobené elektřiny alespoň měřením typu B nebo měřením typu C kategorie C1, C2 nebo C3.

§ 6

(1) U měření kategorie C1, C2 nebo C3 je

a) základní měřicí interval 1 čtvrt hodina; u první čtvrt hodiny je začátek stanoven na čas 00:00:00 a konec na čas 00:15:00 kalendářního dne,

b) základní vyhodnocovací interval 1 čtvrt hodina; u první čtvrt hodiny je začátek stanoven na čas 00:00:00 a konec na čas 00:15:00 kalendářního dne,

c) základní interval pro zpracování a přenos naměřených údajů je 1 kalendářní den.

(2) U měření kategorie C4 je zpracování a přenos údajů prováděn nejméně jedenkrát za rok.

(3) Pro splnění podmínky 6 MWh ročního odběru podle § 5 odst. 2 písm. a) použije provozovatel distribuční soustavy odhad ročního odběru elektřiny stanovený postupem podle jiného právního předpisu³⁾, a to vždy k 1. lednu kalendářního roku s výjimkou odběrů měřených měřením kategorie C1 nebo kategorie C2.

(4) Technické požadavky na měření typu C kategorií C1 a C2 jsou uvedeny v příloze č. 4 k této vyhlášce.

Údaje z měření elektřiny

§ 7

(1) Údaje z měření elektřiny účastníci trhu s elektřinou předávají v kWh, kW, kVArh, kVAr nebo v MWh, MW, MVArh, MVAr s rozdělením podle tarifů.

(2) Pro technicko-provozní účely provozovatele přenosové soustavy nebo distribuční soustavy se měří odebíraná i dodávaná činná energie a výkon, napětí a proud. Může se měřit i odebíraná i dodávaná jalová energie.

(3) Údaje z měření elektřiny jsou

a) údaje zaznamenané měřicím zařízením, popřípadě vypočtené na základě údajů z měřicího zařízení,

b) údaje odečtené a předané dotčeným účastníkem trhu s elektřinou provozovateli přenosové soustavy nebo provozovateli distribuční soustavy, způsoben určeným provozovatelem přenosové soustavy nebo provozovatelem distribuční soustavy, pokud odpovídají charakteru a průběhu odběru nebo dodávky elektřiny předcházejících období (dále jen „samoodečty“),

c) náhradní údaje získané výpočtem, odhadem nebo vzájemným odsouhlasením provozovatelem přenosové soustavy nebo provozovatelem distribuční soustavy se zákazníkem, výrobcem elektřiny nebo provozovatelem jiné distribuční soustavy a

d) údaje spotřeby získané výpočtem, a to tak, že celkové množství elektřiny vstupující do distribuční soustavy z jiných distribučních soustav a vystupující z distribuční soustavy do jiných distribučních soustav je zvýšeno o měřenou dodávku výrobců a zákazníků do této distribuční soustavy a sníženo o měřený odběr výrobců a zákazníků z této distribuční soustavy; údaje spotřeby získané tímto výpočtem se použijí pouze v případě, je-li v odběrném místě odběratel stejným právním subjektem jako dodavatel elektřiny do tohoto odběrného místa a provozovatel distribuční soustavy, k níž je toto odběrné místo připojeno, a zároveň v tomto odběrném místě není instalována výrobní elektřiny.

(4) Nejsou-li v případě prokazatelné závady měřicího zařízení, při opravě chybných hodnot nebo při doplnění chybějících hodnot dostupné údaje zaznamenané měřicím zařízením, provede provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy výpočet náhradních údajů o odběru nebo dodávce elektřiny a o jejím průběhu, a to nejvýše za 36 měsíců předcházejících zjištění závadného stavu. Tento výpočet bude proveden na základě protokolu autorizované zkušební nebo zprávy o závadě měřicího zařízení podle výše odběru elektřiny v předcházejícím srovnatelném období při srovnatelném charakteru odběru elektřiny, v němž byl odběr elektřiny řádně měřen, nebo dodatečně podle výše odběru nebo dodávky elektřiny zjištěné na základě kontrolního odečtu v následujícím období.

(5) Náhradní údaje o odběru nebo dodávce elektřiny při nedostupnosti údajů zaznamenaných měřicím zařízením stanoví provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy na základě údajů získaných z měření v předcházejícím srovnatelném období-nebo dodatečně podle výše odběru nebo dodávky elektřiny zjištěné v následujícím srovnatelném období na základě kontrolního odečtu.

(6) Náhradní údaje pro měření typu C kategorie C4 lze nepřetržitě využívat maximálně po dobu 2 po sobě jdoucích let. Samoodečty pro měření typu C kategorie C4 lze využívat maximálně po dobu 3 po sobě jdoucích let. Náhradní údaje a samoodečty lze kombinovat a používat maximálně po dobu 3 po sobě jdoucích let.

§ 8

(1) Náhradní údaje pro stanovení průběžného záznamu střední hodnoty činného výkonu nebo hodnoty činné energie za měřicí interval u měření typu C kategorie C1, C2 nebo C3 lze využít nejvýše po dobu třech měsíců následujících po sobě pro účely vyhodnocení odchylek. Poté se tento typ měření, s výjimkou měření u výroben elektřiny přímo připojených k distribuční soustavě, odběrných míst s odběrem elektřiny z distribuční soustavy s připojením výrobní elektřiny a odběrných míst zapojených do sdílení elektřiny, považuje pro účely zpracování a přenos údajů za měření typu C kategorie C4, a to do doby, než budou údaje z měřicího zařízení provozovateli distribuční soustavy k dispozici.

(2) Pro stanovení náhradních údajů o odběru elektřiny u měření typu C kategorie C4 se použije přiřazený přepočtený typový diagram dodávky, počet vyhodnocovaných kalendářních dní a výše odhadovaného ročního odběru elektřiny.

(3) Provozovatel distribuční soustavy předává operátorovi trhu měřené údaje pro zpracování typových diagramů dodávek.

(4) Stanovení údajů o odběru elektřiny u měření typu C kategorie C4 k datu změny regulovaných cen elektřiny provádí

a) provozovatel distribuční soustavy přímo připojené k přenosové soustavě na základě předcházejících známých stavů odečtu měřicího zařízení a průběhu odběru elektřiny podle přiřazeného typového diagramu dodávky, nebo

b) účastník trhu s elektřinou samoodečtem.

(5) Při změně dodavatele elektřiny, provozovatele distribuční soustavy, subjektu zúčtování, výrobce elektřiny nebo zákazníka, při změně tarifu a při změně provedené na měřicím zařízení musí být vždy provedeno zpracování údajů z měření elektřiny podle § 7.

Podmínky měření elektřiny

§ 9

(1) Směr toku elektřiny do odběrného místa, do výroby elektřiny, do distribuční nebo do přenosové soustavy je považován za kladný. Směr toku elektřiny z odběrného místa, z výroby elektřiny, z distribuční nebo z přenosové soustavy je považován za záporný.

(2) Jalová energie je označena jako kladná, když pro fázový úhel mezi proudem a napětím platí $0^\circ < j < 180^\circ$. Jalová energie je označena jako záporná, když pro fázový úhel mezi proudem a napětím platí $180^\circ < j < 360^\circ$.

(3) Měření typu A, typu B a typu C kategorie C1, C2 a C3 měří s rozlišením směru toku elektřiny v odběrném místě nebo ve výrobně elektřiny nebo v distribuční soustavě.

(4) Měření a předávání skutečných a náhradních hodnot se provádí v zimním nebo v letním čase. Posledním dnem při změně zimního času na letní je 23hodinový den, prvním dnem při změně letního času na zimní je 25hodinový den.

(5) Povolená odchylka mezi odečtovou centrálou a reálným časem je maximálně +/- 5 sekund.

§ 10

(1) Pro měření typu A je mezi měřicím zařízením a odečtovou centrálou povolena odchylka maximálně +/- 5 sekund vůči času centrály.

(2) Pro měření typu B je mezi měřicím zařízením a odečtovou centrálou povolena odchylka maximálně +/- 1 minuta vůči času centrály.

(3) Pro měření kategorie C1, C2 a C3 je mezi měřicím zařízením a odečtovou centrálou povolena odchylka maximálně +/- 3 minuty vůči času centrály.

(4) Část měřicího zařízení, která je instalována v měřicím místě, je umístěna v odběrném místě nebo ve výrobně elektřiny nebo u provozovatele distribuční soustavy co nejbližší k místu připojení provozovatele přenosové soustavy nebo provozovatele distribuční soustavy. U nového nebo rekonstruovaného odběrného místa nebo u výrobní elektřiny nebo u distribuční soustavy umístění měřicího zařízení stanoví provozovatel soustavy. Za rekonstrukci se pro tyto účely považuje výměna elektroměrového rozvaděče nebo výměna přívodního vedení mezi místem připojení a elektroměrovým rozvaděčem.

(5) V případě rozdílného umístění místa připojení a měřicího místa se za údaje z měření považují naměřené údaje snížené nebo zvýšené o hodnoty odsouhlasené provozovatelem distribuční soustavy nebo provozovatelem přenosové soustavy. Jestliže jsou odběr elektřiny nebo dodávka elektřiny měřeny na sekundární straně výkonového transformátoru, jsou za údaje z měření považovány naměřené údaje zvýšené v případě odběru elektřiny nebo snížené v případě dodávky elektřiny o hodnoty podle příslušného cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu. Zvýšení v případě odběru elektřiny nebo snížení v případě dodávky elektřiny lze odlišně upravit ve smlouvě o připojení nebo ve smlouvě o zajištění služby distribuční soustavy nebo ve smlouvě o zajištění služby přenosové soustavy.

(6) U průběhového měření odběrného místa, výrobní elektřiny nebo distribuční soustavy s odběrem elektřiny z distribuční soustavy na napěťové hladině vyšší než 1 kV se účinník vyhodnocuje v základním měřicím intervalu.

§ 11

(1) V případě použití elektroměru s více tarifů se pro jejich přepínání používá spínacího prvku nebo povelů dálkové komunikace nebo povelů vnitřní časové základny elektroměru.

(2) Na základě žádosti výrobce elektřiny, provozovatele distribuční soustavy nebo zákazníka, a pokud to měření umožňuje, poskytne provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy výrobcí elektřiny, provozovateli distribuční soustavy nebo zákazníkovi impulsní výstupy z měření nepřetržitě přímo ve výrobní elektřiny nebo v distribuční soustavě nebo v odběrném místě nebo zpřístupní naměřené hodnoty pomocí jiného komunikačního rozhraní elektroměru. Využívání impulsních výstupů nebo poskytování naměřených hodnot provozovatelem přenosové soustavy nebo provozovatelem distribuční soustavy pomocí jiných komunikačních rozhraní elektroměru není bez souhlasu provozovatele přenosové soustavy nebo provozovatele distribuční soustavy umožněno.

(3) V odběrném místě, ve výrobní elektřiny a v distribuční soustavě připojených k distribuční soustavě na napěťové hladině vyšší než 1 kV nebo přenosové soustavě se u nově instalovaných nebo měněných měřicích zařízení v třífázové soustavě vyhodnocuje elektřina v součtu se zohledněním směru toků elektřiny v jednotlivých fázích.

(4) V odběrném místě, ve výrobně elektřiny a v distribuční soustavě připojených k distribuční soustavě na napěťové hladině do 1 kV se u nově instalovaných nebo měněných měřicích zařízení v třífázové soustavě vyhodnocuje směr toku elektřiny v jednotlivých fázích.

(5) Ve výrobně elektřiny připojené k distribuční soustavě na napěťové hladině do 1 kV se u nově instalovaných nebo měněných měřicích zařízení v třífázové soustavě vyhodnocuje směr toku elektřiny v jednotlivých fázích.

§ 12

Instalace měřicího zařízení

(1) Montáž, demontáž nebo výměna části měřicího zařízení ve výrobně elektřiny nebo v odběrném místě nebo v distribuční soustavě, kterou nevlastní provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy, musí být předem odsouhlasena provozovatelem přenosové soustavy nebo provozovatelem distribuční soustavy.

(2) Demontáž nebo výměna měřicího zařízení se provádí při ukončení odběru nebo dodávky elektřiny, přerušení odběru nebo dodávky elektřiny z důvodu neoprávněného odběru, neoprávněné dodávky nebo neoprávněné distribuce elektřiny, zjištění závady na měřicím zařízení, pravidelném ověřování měřicího zařízení, při změně tarifu, pokud změna tarifu výměnu měřicího zařízení vyžaduje, při modernizaci, změně typu nebo kategorie měření nebo při ověření správnosti měření na žádost dotčeného účastníka trhu s elektřinou.

(3) O demontáži nebo výměně měřicího zařízení musí být dotčený účastník trhu s elektřinou informován. O výměně měřicího zařízení pro měření typu C za účelem pravidelného úředního ověření musí být dotčený účastník trhu s elektřinou informován předem.

(4) U měřicího zařízení pro měření typu C demontovaného k ověření správnosti měření nebo při závadě měřicího zařízení musí být proveden prokazatelný záznam konečných stavů tarifů a provedena jednoznačná a prokazatelná identifikace měřicího zařízení.

(5) Závada měřicího zařízení se prokazuje protokolem autorizované zkušebny nebo zprávou o závadě měřicího zařízení vyhotoveným provozovatelem přenosové soustavy nebo provozovatelem distribuční soustavy.

Rozsah a termíny předávání údajů operátorovi trhu

§ 13

(1) Provozovatel přenosové soustavy, provozovatel přepravní soustavy a provozovatelé distribučních soustav předávají operátorovi trhu pro zpracovávání a evidenci údaje o výrobních elektřiny, pro něž byla uzavřena smlouva o smlouvě budoucí o připojení nebo smlouva o připojení a stanoven termín a podmínky připojení pro

a) vyjádření k vydávání státních autorizací na výstavbu výroben elektřiny ministerstvu a

b) zpracování zprávy o budoucím očekávaném odběru elektřiny a plynu a způsobu zabezpečení rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu.

(2) Údaje z měření nezbytné pro zúčtování dodávek a odběrů elektřiny a pro vyhodnocení odchylek uchovává provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy, který zajišťuje měření, nejméně 36 měsíců od data měření.

(3) Poskytované údaje z měření elektřiny

a) provozovatelem distribuční soustavy jsou

1. pro měření typu A a měření typu B hodnoty činného výkonu v kW, jalového induktivního výkonu v kVAr a jalového kapacitního výkonu v kVAr za měřicí interval; pro účely zúčtování odchylek poskytuje provozovatel distribuční soustavy operátorovi trhu hodnoty v kWh na 2 desetinná místa za vyhodnocovací interval,

2. pro měření typu C kategorie C1, C2 a C3 hodnoty činného výkonu v kW a činné energie v kWh; pro účely zúčtování odchylek poskytuje provozovatel distribuční soustavy operátorovi trhu hodnoty za vyhodnocovací interval v kWh na 2 desetinná místa,

b) provozovatelem přenosové soustavy jsou pro měření typu A hodnoty činného výkonu v MW za vyhodnocovací interval a rozlišení hodnot je na 3 desetinná místa, pro účely zúčtování odchylek poskytuje provozovatel přenosové soustavy operátorovi trhu hodnoty v kWh na 2 desetinná místa za vyhodnocovací interval.

(4) Naměřené údaje dodávky a odběru elektřiny u měření typu A, měření typu B a měření typu C kategorie C1, C2 a C3 jsou v měřicím zařízení v odběrném místě, ve výrobě elektřiny a v distribuční soustavě uchovávány nejméně 40 dnů od data měření.

§ 14

(1) Provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy předává operátorovi trhu

a) údaje o výrobě elektřiny v rozsahu podle přílohy č. 2 k této vyhlášce a

b) údaje o výrobních elektřinách, které mají být operátorem trhu z evidence vyřazeny.

(2) Provozovatel přepravní soustavy nebo provozovatel plynárenské distribuční soustavy předává operátorovi trhu údaje o výrobě elektřiny v rozsahu podle přílohy č. 3 k této vyhlášce, pokud výrobní elektřina bude připojena k plynárenské soustavě.

§ 15

Provozovatel přenosové soustavy, provozovatel přepravní soustavy a provozovatelé distribučních soustav aktualizují údaje podle přílohy č. 2 a přílohy č. 3 k této vyhlášce k poslednímu dni příslušného čtvrtletí a předávají je operátorovi trhu vždy do patnáctého dne následujícího měsíce.

Způsob stanovení náhrady za neoprávněně odebranou elektřinu

§ 16

(1) Při neoprávněném odběru elektřiny určí množství skutečně neoprávněně odebrané elektřiny provozovatel distribuční soustavy na základě změřených nebo jinak zjištěných prokazatelných údajů o neoprávněném odběru elektřiny, a to nejvýše za 36 měsíců předcházejících zjištění neoprávněného odběru. Pokud nejsou tyto údaje dostupné nebo zjevně neodpovídají skutečnosti, použije provozovatel distribuční soustavy podle okolností jiné údaje, zejména údaje o spotřebě elektřiny téhož odběratele v odběrném místě z doby před neoprávněným odběrem elektřiny.

(2) V případech, kdy nelze zjistit množství skutečně neoprávněně odebrané elektřiny podle odstavce 1, stanoví provozovatel distribuční soustavy množství neoprávněně odebrané elektřiny pro stanovení výše náhrady výpočtem podle odstavců 3 až 6 a § 17 odst. 1 a 2.

(3) U neoprávněného odběru elektřiny ze sítě velmi vysokého napětí nebo vysokého napětí se pro stanovení elektrického příkonu použije hodnota rezervovaného příkonu sjednaná ve smlouvě o připojení; pokud nelze použít tuto hodnotu rezervovaného příkonu, hodnotou elektrického příkonu je součet jmenovitých výkonů všech využívaných transformátorů, přes které se neoprávněný odběr uskutečnil, v dotčeném odběrném místě, ve výrobně elektřiny nebo v distribuční soustavě.

(4) U neoprávněného odběru elektřiny ze sítě nízkého napětí se pro stanovení technicky dosažitelného elektrického příkonu vynásobí hodnota jmenovitého napětí 230 V počtem fází, z nichž se neoprávněný odběr elektřiny uskutečnil, a takto vypočítaná hodnota se dále vynásobí

a) jmenovitým proudem hlavního jističe před elektroměrem,

b) jmenovitým proudem jištění umístěného v hlavní domovní pojistkové skříni v případě neoprávněného připojení před hlavním jističem před elektroměrem,

c) jmenovitým proudem jištění umístěného v hlavní přípojkové skříni sníženým o jednu úroveň typové řady jmenovitých proudových hodnot v případě neoprávněného připojení před hlavní domovní pojistkovou skříní, nebo

d) jmenovitým proudem odpovídajícím průřezu vodiče v místě napojení na neměřenou část, umožňujícího neoprávněný odběr elektřiny, a to pouze v případě, že není možné stanovit hodnotu elektrického příkonu podle písmen a) až c).

(5) Výše technicky dosažitelného odběru elektřiny za den při neoprávněném odběru elektřiny se vypočítá tak, že se výše elektrického příkonu vypočítaného podle odstavce 3 nebo 4 vynásobí dobou využití 24 hodin a použije se hodnota účinníku rovna jedné.

(6) Hodnota technicky dosažitelného odběru elektřiny za dobu trvání neoprávněného odběru se stanoví tak, že výše technicky dosažitelného odběru elektřiny za den, vypočítaného podle odstavce 5, se vynásobí počtem dnů, po které neoprávněný odběr elektřiny trval. Pokud provozovatel distribuční soustavy nezjistí dobu trvání neoprávněného odběru elektřiny, má se za to, že neoprávněný odběr elektřiny trval

a) u odběru elektřiny ze sítě nízkého napětí od předposledního pravidelného odečtu provedeného za účelem ročního zúčtování odběru elektřiny, nejvýše však 36 měsíců, přitom samoodečet nebo odhad odběru elektřiny není v takovém případě považován za pravidelný odečet,

b) nejvýše 36 měsíců u odběru elektřiny ze sítě velmi vysokého napětí, vysokého napětí nebo u odběru elektřiny ze sítě nízkého napětí v případech, kdy se pravidelný odečet za účelem zúčtování odběru provádí častěji než jedenkrát ročně, přitom samoodečet nebo odhad odběru elektřiny není v takovém případě považován za pravidelný odečet.

§ 17

(1) V případě, že došlo k neoprávněnému zásahu do elektroměru, odečte se od odběru elektřiny vypočítaného podle § 16 odst. 6 odběr elektřiny naměřený provozovatelem distribuční soustavy.

(2) Množství neoprávněně odebrané elektřiny pro účely výpočtu náhrady za neoprávněný odběr se stanoví tak, že hodnota technicky dosažitelného odběru elektřiny za dobu trvání neoprávněného odběru elektřiny stanoveného podle § 16 odst. 6 nebo hodnota zjištěná podle odstavce 1 v případě neoprávněného zásahu do elektroměru se vynásobí

a) součinitelem využití technicky dosažitelného odběru elektřiny 0,2 pro odběry elektřiny ze sítě nízkého napětí,

b) součinitelem využití technicky dosažitelného odběru elektřiny 0,5 pro odběry elektřiny ze sítě velmi vysokého napětí nebo vysokého napětí.

(3) Výše náhrady za neoprávněně odebranou elektřinu se stanoví oceněním množství neoprávněně odebrané elektřiny zjištěné podle § 16 odst. 1 nebo vypočtené podle § 16 odst. 3 až 6 a podle odstavců 1 a 2 cenami podle cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu účinného v době zjištění neoprávněného odběru elektřiny nebo cenami uveřejněnými operátorem trhu v době zjištění neoprávněného odběru elektřiny, přičemž je složena z

a) ceny za silovou elektřinu, která se ocení pevnou cenou za dodávku kladné regulační energie podle cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu; pokud není pevná cena Energetickým regulačním úřadem stanovena, ocení se

1. pro neoprávněné odběry zjištěné nejpozději poslední kalendářní den měsíce dubna běžného roku váženým průměrem ceny pořízené kladné regulační energie vypočítané po ukončení závěrečného měsíčního finančního vypořádání odchylek podle jiného právního předpisu³⁾ a uveřejněné operátorem trhu za předposlední kalendářní rok před zjištěním neoprávněného odběru elektřiny, a

2. pro neoprávněné odběry zjištěné nejdříve první kalendářní den měsíce května běžného roku váženým průměrem ceny pořízené kladné regulační energie vypočítané po ukončení závěrečného měsíčního finančního vypořádání odchylek podle jiného právního předpisu³⁾ a uveřejněné operátorem trhu za poslední kalendářní rok před zjištěním neoprávněného odběru elektřiny,

b) ceny za službu distribuční soustavy, kde

1. v síti nízkého napětí se použije sazba C 02d nebo D 02d podle kategorie odběru elektřiny,

2. v sítích velmi vysokého napětí nebo vysokého napětí se použije měsíční cena za rezervovaný příkon předávacího místa sjednaný ve smlouvě o připojení nebo stanovený podle zákona o podporovaných zdrojích energie v tarifu T1 a měsíční cena za maximální odebraný výkon v tarifu T1, vztažená ke zjištěné hodnotě maximálního odebraného čtvrt hodinového elektrického výkonu za dobu trvání neoprávněného odběru a cena použití sítě za odebranou elektřinu; není-li možné hodnotu maximálního odebraného čtvrt hodinového elektrického výkonu zjistit, pak se použije jednosložková cena za službu sítě příslušného provozovatele distribuční soustavy, a

3. za složku ceny služby distribuční soustavy na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů se použije částka 495 Kč/MWh,

c) daně z přidané hodnoty a daně podle jiného právního předpisu⁴⁾.

(4) Je-li mezi provozovatelem distribuční soustavy a zákazníkem nebo výrobcem elektřiny nebo provozovatelem distribuční soustavy nepřipojené přímo k přenosové soustavě uzavřena smlouva podle § 50 odst. 6 energetického zákona, ustanovení odstavce 3 písm. b) se

a) nepoužije, nebyl-li prokázán odběr elektřiny z neměřené části nebo nedošlo k neoprávněnému zásahu do elektroměru,

b) použije na množství neoprávněně odebrané elektřiny při napojení na neměřenou část nebo při neoprávněném zásahu do elektroměru.

(5) Provozovatel distribuční soustavy zohlední ve výši náhrady stanovené podle odstavce 3 platby, které zákazník uhradil za dodávku elektřiny a služby distribuční soustavy za období stanovení neoprávněného odběru. Součástí náhrady za neoprávněně odebranou elektřinu, která vznikla provozovateli distribuční soustavy, je i náhrada prokazatelných nezbytně nutných nákladů vzniklých provozovateli soustavy v souvislosti s neoprávněným odběrem, včetně nákladů vynaložených na zjišťování neoprávněného odběru elektřiny, jeho ukončení, přezkoušení měřicího zařízení a případné znalecké posudky, a dalších souvisejících nákladů.

§ 18

Způsob stanovení náhrady za neoprávněně distribuovanou elektřinu

(1) V případě, že není smluvně zajištěna služba distribuční soustavy a nejde o neoprávněný odběr elektřiny podle § 51 energetického zákona, stanoví se náhrada za neoprávněně distribuovanou elektřinu na základě skutečně zjištěných hodnot odebrané elektřiny podle § 16 odst. 1 oceněných cenou za službu distribuční soustavy v rozsahu podle energetického zákona, kde

a) v síti nízkého napětí se použije distribuční sazba a jmenovitá proudová hodnota hlavního jističe před elektroměrem sjednaná v poslední známé smlouvě sjednané pro dané odběrné místo nebo výrobu elektřiny nebo distribuční soustavu, jejímž předmětem bylo zajištění služby distribuční soustavy před vznikem neoprávněné distribuce,

b) v sítích velmi vysokého napětí nebo vysokého napětí se použije cenovým rozhodnutím Energetického regulačního úřadu účinným v době zjištění neoprávněné distribuce elektřiny stanovená

měsíční cena za rezervovaný příkon předávacího místa sjednaný ve smlouvě o připojení nebo stanovený podle zákona o podporovaných zdrojích energie v tarifu T1 a měsíční cena za maximální odebraný výkon v tarifu T1, vztažená ke zjištěné hodnotě maximálního odebraného čtvrt hodinového elektrického výkonu za dobu trvání neoprávněné distribuce a cena použití sítě za odebranou elektřinu; není-li možné hodnotu maximálního odebraného čtvrt hodinového elektrického výkonu zjistit, pak se použije jednosložková cena za službu sítě příslušného provozovatele distribuční soustavy,

c) za složku ceny služby distribuční soustavy na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů se použije částka 495 Kč/MWh,

d) se použije daň z přidané hodnoty v zákonné výši.

(2) Náhrada za neoprávněně distribuovanou elektřinu při zjištění rozdílu skutečné a sjednané jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem při neoprávněném zásahu do hlavního jističe se stanoví jako rozdíl plateb za příkon podle jmenovité skutečné a sjednané proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem. Pokud není známo období, po které je navýšená hodnota hlavního jističe užívána, má se za to, že trvala nejvýše 36 měsíců.

(3) Součástí náhrady za neoprávněně distribuovanou elektřinu, která vznikla provozovateli distribuční soustavy, je i náhrada prokazatelných nezbytně nutných nákladů vzniklých provozovateli soustavy v souvislosti s neoprávněnou distribucí elektřiny, včetně nákladů vynaložených na zjišťování neoprávněné distribuce elektřiny, její ukončení, přezkoušení měřicího zařízení a případné znalecké posudky a dalších souvisejících nákladů.

§ 19

Způsob stanovení náhrady za neoprávněně dodanou elektřinu

(1) Při neoprávněné dodávce elektřiny určí množství skutečně neoprávněně dodané elektřiny provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy na základě změřených nebo jinak zjištěných prokazatelných údajů o neoprávněné dodávce elektřiny, a to nejvýše za období 36 měsíců.

(2) Náhrada za neoprávněně dodanou elektřinu je složena ze

a) součinu množství neoprávněně dodané elektřiny a pevné ceny za dodávku záporné regulační energie dle cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu účinného v době zjištění neoprávněně dodané elektřiny; pokud není pevná cena Energetickým regulačním úřadem stanovena, ocení se

1. pro neoprávněnou dodávku zjištěnou nejpozději poslední kalendářní den měsíce dubna běžného roku váženým průměrem ceny pořízené záporné regulační energie vypočítané po ukončení závěrečného měsíčního finančního vypořádání odchylek podle jiného právního předpisu³⁾ a uveřejněné operátorem trhu za předposlední kalendářní rok před zjištěním neoprávněné dodávky elektřiny a

2. pro neoprávněnou dodávku zjištěnou nejdříve první kalendářní den měsíce května běžného roku váženým průměrem ceny pořízené záporné regulační energie vypočítané po ukončení závěrečného měsíčního finančního vypořádání odchylek podle jiného právního předpisu³⁾) a uveřejněné operátorem trhu za poslední kalendářní rok před zjištěním neoprávněné dodávky elektřiny,

b) součinu hodnoty maximálního dodaného čtvrt hodinového elektrického výkonu za dobu trvání neoprávněné dodávky a ceny za překročení rezervovaného výkonu podle cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu.

(3) Součástí náhrady za neoprávněně dodanou elektřinu, která vznikla provozovateli přenosové soustavy nebo provozovateli distribuční soustavy, je i náhrada prokazatelných nezbytně nutných nákladů vzniklých provozovateli soustavy v souvislosti s neoprávněnou dodávkou elektřiny, včetně nákladů vynaložených na zjišťování neoprávněné dodávky elektřiny, její ukončení, přezkoušení měřicího zařízení a případné znalecké posudky a dalších souvisejících nákladů.

§ 20

Minimální požadavky na třídy přesnosti elektroměrů a měřicích transformátorů

Minimální požadavky na třídy přesnosti elektroměrů a měřicích transformátorů jsou uvedeny v příloze č. 1 k této vyhlášce.

§ 21

Přechodná ustanovení

(1) Náhrada za elektřinu, jejíž neoprávněný odběr, neoprávněná distribuce nebo neoprávněná dodávka byly zjištěny před nabytím účinnosti této vyhlášky, se posuzuje podle vyhlášky č. 82/2011 Sb., o měření elektřiny a o způsobu stanovení náhrady škody při neoprávněném odběru, neoprávněné dodávce, neoprávněném přenosu nebo neoprávněné distribuci elektřiny, ve znění účinném přede dnem nabytí účinnosti této vyhlášky.

(2) Měření typu M se ode dne nabytí účinnosti této vyhlášky považuje za měření typu B.

(3) Měřicí zařízení s průběhovým měřením, dálkovým přenosem údajů, vybavené standardizovaným komunikačním rozhraním pro poskytnutí dat zákazníkovi, které instaloval provozovatel distribuční soustavy na měřicí místo nejpozději do 1. července 2024, může provozovatel distribuční soustavy ponechat v provozu po dobu platnosti jeho ověření podle zákona č. 505/1990 Sb., o metrologii.

(4) Měřicí zařízení s průběhovým měřením a dálkovým denním přenosem údajů, využívající měření typu B podle § 4, které instaloval provozovatel distribuční soustavy, může provozovatel distribuční soustavy ponechat v provozu po dobu platnosti jeho ověření podle zákona o metrologii.

(5) Elektřina odebíraná z distribuční soustavy na napěťové hladině nižší než 1 kV s přímým měřením a ročním odběrem elektřiny přesahujícím 6 MWh se do 1. července 2027 měří alespoň měřením typu C kategorie C4.

(6) Měření typu B podle § 4 odstavce (1) a pro měření typu C1, C2 nebo C3 podle § 5 se jedná o průběhová měření s dálkovým přenosem údajů, pro které se umožňuje v případě LDS připojených z napěťové úrovně VN a NN předávání naměřených údajů nejpozději do 5 pracovních dnů do 18:00 hod. následujícího měsíce do 30. června 2025 a základní interval pro zpracování a přenos naměřených údajů je a u měření typu B a u měření kategorie C1, C2 nebo C3 je 1 měsíc.

(7) V případě měření elektriny měření typu B provozovatelem distribuční soustavy, jehož distribuční soustava je připojena k nadřazené distribuční soustavě na napěťové hladině do 52 kV, má se za to, že měření typu B je průběhové měření s dálkovým jiným než denním přenosem údajů.

(8) V případě měření elektriny provozovatelem distribuční soustavy, jehož distribuční soustava je připojena k nadřazené distribuční soustavě na napěťové hladině do 52 kV, je u měření typu B a u měření kategorie C1, C2 nebo C3 základní interval pro zpracování a přenos naměřených údajů 1 měsíc.

§ 23

Účinnost

(1) Tato vyhláška nabývá účinnosti dnem 1. ledna 2021, s výjimkou ustanovení

a) § 3 odst. 3 písm. b), § 4 odst. 4 písm. b), § 5 odst. 1 písm. a) až c), § 5 odst. 2 písm. b) a c), § 5 odst. 3, § 5 odst. 5, § 6 odst. 1, § 6 odst. 4, § 8 odst. 1, § 9 odst. 3, § 10 odst. 3, § 13 odst. 3 písm. a) a b) a § 13 odst. 4, která nabývají účinnosti dnem 1. července 2024 a

b) § 5 odst. 2 písm. a), § 6 odst. 3, § 11 odst. 4, která nabývají účinnosti dnem 1. července 2027.

(2) Ustanovení

a) § 3 odst. 3 písm. d), § 4 odst. 4 písm. d), § 5 odst. 6, § 9 odst. 6, § 13 odst. 3 písm. c) a d) a § 13 odst. 5 pozbývají platnosti dnem 1. července 2024 a

b) § 11 odst. 5 pozbývá platnosti dnem 1. července 2027.

Příloha č. 1 k vyhlášce č. 359/2020 Sb.

Minimální požadavky na elektroměry, třídy přesnosti elektroměrů a měřicích transformátorů

Měřicí místo	Měřicí transformátory proudu	Měřicí transformátory napětí	Elektroměr	Elektroměr podle nařízení vlády č. 120/2016 Sb.
Napět'ová hladina do 1 kV přímé měření	-	-	činná energie třída přesnosti 2 jalová energie třída přesnosti 3	činná energie třída A
Napět'ová hladina do 1 kV nepřímé měření	0,5 S	-	činná energie třída přesnosti 1 jalová energie třída přesnosti 2	činná energie třída B
Napět'ová hladina od 1 kV do 52 kV nepřímé měření	0,5 S	0,5	činná energie třída přesnosti 1 jalová energie třída přesnosti 2	činná energie třída B
Napět'ová hladina vyšší než 52 kV	0,2 S	0,2	činná energie třída přesnosti 0,5 jalová energie třída přesnosti 1 S	činná energie třída C

Příloha č. 2 k vyhlášce č. 359/2020 Sb.

Údaje o výrobě elektřiny předávané provozovatelem přenosové soustavy nebo provozovatelem elektroenergetické distribuční soustavy

Část A - údaje o výrobě elektřiny

(1) Identifikační údaje výroby elektřiny

a) Název výroby elektřiny

TK04010028

Dopady komunitní energetiky do prostředí energetických trhů a sítí

b) Identifikační číslo výroby elektřiny

(2) Údaje o provozovateli přenosové soustavy nebo provozovateli distribuční soustavy

a) Jméno a příjmení nebo název provozovatele přenosové soustavy nebo provozovatele distribuční soustavy a identifikační číslo, bylo-li přiděleno

b) Identifikační číslo výroby elektřiny v databázi provozovatele soustavy

c) Číslo sítě, do které se předpokládá připojení výroby elektřiny

(3) Další údaje o výrobě elektřiny

a) Rezervovaný výkon výroby elektřiny

b) Palivo

c) Číslo katastrálního území, ve kterém se předpokládá realizace výroby elektřiny

d) Čísla parcel, na kterých se předpokládá realizace výroby elektřiny

e) Údaje o rozvodně přenosové soustavy nebo distribuční soustavy, do které se předpokládá vyvedení výkonu výroby elektřiny

f) V případě fotovoltaické elektrárny údaj u umístění výroby elektřiny na střešní konstrukci nebo na volné ploše

g) EAN odběrného místa, výroby elektřiny

(4) Předpokládané termíny v přípravě a realizaci výroby elektřiny

a) Datum podpisu smlouvy o budoucí smlouvě o připojení

b) Datum podpisu smlouvy o připojení

c) Termín prvního paralelního připojení k elektrizační soustavě

d) Termín plánovaného ukončení provozu, pokud je znám

e) Termíny přerušení a obnovení provozu, pokud je znám

f) U výroben s instalovaným výkonem od 30 kW datum vydání územně plánovací informace o podmínkách vydání územního rozhodnutí

g) U výroben s instalovaným výkonem nad 0,5 MW

1. Termín vydání stanoviska EIA

2. Termín udělení státní autorizace na výstavbu výroby elektřiny

3. Termín vydání územního rozhodnutí

4. Termín vydání integrovaného povolení

5. Termín vydání stavebního povolení
6. Termín zahájení výstavby
7. Termín zahájení zkušebního provozu
8. Termín vydání kolaudačního souhlasu

Část B - údaje o investorovi výroby elektřiny

(1) Identifikační údaje

- a) Typ investora - fyzická osoba nepodnikající nebo fyzická osoba podnikající nebo právnická osoba
- b) Identifikační číslo, bylo-li přiděleno, v případě, že se jedná o fyzickou osobu podnikající nebo právnickou osobu
- c) Datum narození v případě, že se jedná o fyzickou osobu
- d) Obchodní firma v případě, že se jedná o právnickou osobu
- e) Jméno a příjmení v případě, že se jedná o fyzickou osobu nepodnikající nebo fyzickou osobu podnikající
- f) Statutární orgán v případě, že se jedná o právnickou osobu

(2) Sídlo nebo adresa místa pobytu

- a) Kraj
- b) Obec
- c) Ulice
- d) Číslo popisné a číslo orientační
- e) PSČ

(3) Adresa pro doručování

- a) Obec
- b) Ulice
- c) Číslo popisné a číslo orientační
- d) PSČ
- e) Email
- f) Telefon
- g) Datová schránka

Část C - údaje o síťových stavbách souvisejících s připojením výroby elektřiny k elektrizační soustavě

(1) Informace o stavbě

- a) Identifikační označení síťové stavby
- b) Název síťové stavby
- c) Popis síťové stavby

(2) Předpokládané termíny v přípravě a realizaci síťových staveb

- a) Termín vydání územně plánovací informace o podmínkách vydání územního rozhodnutí
- b) Termín vydání stanoviska EIA
- c) Termín vydání územního rozhodnutí
- d) Termín vydání stavebního povolení
- e) Termín zahájení výstavby
- f) Termín připojení výroby elektřiny pro zkušební provoz
- g) Termín zahájení zkušebního provozu
- h) Termín vydání kolaudačního souhlasu

Příloha č. 3 k vyhlášce č. 359/2020 Sb.

Údaje o výrobě elektřiny předávané provozovatelem přepravní soustavy nebo provozovatelem plynárenské distribuční soustavy

Část A - údaje o výrobě elektřiny

(1) Údaje o provozovateli přepravní soustavy nebo provozovateli distribuční soustavy a údaje o odběru plynu

- a) Jméno a příjmení nebo název provozovatele přenosové soustavy nebo provozovatele distribuční soustavy a identifikační číslo, bylo-li přiděleno
- b) Identifikační číslo výroby elektřiny v databázi provozovatele přepravní soustavy nebo provozovatele distribuční soustavy
- c) Číslo sítě, ke které se předpokládá připojení výroby elektřiny
- d) Předpokládaný odběr plynu

(2) Termíny v přípravě a realizaci výroby elektřiny

- a) Datum podpisu smlouvy o budoucí smlouvě o připojení do plynárenské soustavy

b) Datum podpisu smlouvy o připojení do plynárenské soustavy

c) Předpokládaný termín připojení k plynárenské soustavě

Část B - údaje o síťových stavbách souvisejících s připojením výroby elektřiny k plynárenské soustavě

(1) Informace o stavbě

a) Identifikační označení síťové stavby

b) Název síťové stavby

c) Popis síťové stavby

(2) Předpokládané termíny v přípravě a realizaci síťových staveb

a) Termín vydání územně plánovací informace o podmínkách vydání územního rozhodnutí

b) Termín udělení státní autorizace vybraných plynových zařízení

c) Termín vydání stanoviska EIA

d) Termín vydání územního rozhodnutí

e) Termín vydání stavebního povolení

f) Termín zahájení výstavby

g) Termín připojení výroby elektřiny pro zkušební provoz

h) Termín zahájení zkušebního provozu

i) Termín vydání kolaudačního souhlasu.

Příloha č. 4 k vyhlášce č. 359/2020 Sb.

Technické požadavky na měření typu C kategorií C1, C2

Minimální požadavky na rozhraní elektroměru pro komunikaci s nadřazenými prvky infrastruktury (např. centrála, koncentrátor, gateway)

Minimální kryptografické požadavky
Zajištění důvěrnosti
Použití blokové šifry AES-256

Zajištění důvěrnosti a integrity
Použití módu blokové šifry GCM, CCM
Zajištění integrity
Digitální podpis DSA 3072, EC-DSA-256, RSA 3072
Hashe SHA2-256, SHA3-256
Mód pro ochranu integrity HMAC, CMAC
Zajištění klíčového managementu
DH-3072, ECDH-256
Generátor náhodných bitů
HMAC DRBG, Hash DRBG oba pro SHA2 a SHA3

V případě využití privátní komunikační sítě (např. PLC nebo privátní rádio), mohou být mechanismy pro zajištění integrity a klíčového managementu na rozhraní elektroměru nahrazeny jiným adekvátním zabezpečením této komunikace na nižší vrstvě OSI.

Technické požadavky:

1	Bezpečné zotavení po chybě, výpadku či poruše
2	Spolehlivá časová synchronizace
3	Návod na bezpečnou instalaci, inicializaci a provoz dodaný společně se zařízením
4	Validace dat před jejich použitím - ochrana vstupů

5	Ochrana před záplavami (DoS) pomocí filtrace provozu či segmentace sítě, management zdrojů
6	Minimalizace rozhraní - deaktivace všech nepotřebných služeb, protokolů a fyzických rozhraní
7	Bezpečnostní události musí být zaznamenány a reportovány, log musí být chráněn proti modifikaci a smazání, velikost min. pro 1000 bezpečnostních záznamů
8	Každé zařízení musí být jednoznačně identifikovatelné
9	Data ve zprávách musí být šifrována
10	Zprávy musí mít chráněnou integritu
11	Provedení příkazů musí být potvrzováno
12	Přístup do prvků zpracovávajících citlivé údaje vyžaduje proniknutí bezpečnostním perimetrem s plombou
13	Kryptografická pověření musí být pro elektroměr unikátní a bezpečně uložena, nesmí po zcizení způsobit snížení bezpečnosti jiného elektroměru
14	Oddělení funkcionalit měření a komunikace
15	Vzdálená aktualizace bezpečnostních funkcionalit a kryptografických primitiv
16	Vzdálená aktualizace kryptografických pověření

Poznámky pod čarou

- 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.
- 2) Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/943 ze dne 5. června 2019 o vnitřním trhu s elektřinou.
- 3) Vyhláška č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou, ve znění pozdějších předpisů.
- 4) Čl. LXXIV zákona č. 261/2007 Sb., o stabilizaci veřejných rozpočtů, ve znění pozdějších předpisů.