

EFEKTIVNÍ VYUŽÍVÁNÍ PŘENOSOVÉ SOUSTAVY A DISTRIBUČNÍCH SOUSTAV NA HLADINÁCH VVN A VN V OBLASTI VÝKONOVÉ SLOŽKY ODBĚRU ELEKTŘINY

Vypořádání připomínek

SUBJEKT	Č.	DATUM	PŘIPOMÍNKA	VYPOŘÁDÁNÍ PŘIPOMÍNKY
Jaroslav Gabriel, Auxilien, a.s.	1	3.7.2023	<p>Dle návrhu Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu bodu(4.28) se při poskytování služeb výkonové rovnováhy v záporném směru určí maximální čtvrt hodinový odebraný výkon z distribuční soustavy nozdílem maximálního čtvrt hodinového odebraného výkonu z distribuční soustavy a výkonu dodaných služeb výkonové rovnováhy v záporném směru zákazníkem nebo výrobcem elektřiny.</p> <p>Poskytovatel výkonové rovnováhy tak neplatí za maximální čtvrt hodinový odebraný výkon pro účely poskytování podpůrných služeb.</p> <p>Odůvodnění připomínky:</p> <p>Tato výjimka platí pouze pro odběrná místa na hladině vn a vvn.. Neplatí pro oběrná místa na hladině nn. Tím je hladina nn diskriminována a omezuje se tím nabídka poskytování podpůrných služeb. Toto se opírá o článek 3 bod 4 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, kam se promítá základní postoj EU ohledně nediskriminačních podmínek trhů s elektřinou: „Členské státy zajistí rovné podmínky, kdy se na elektroenergetické podniky vztahují transparentní, přiměřená a nediskriminační pravidla, poplatky a zacházení, a to zejména v oblasti odpovědnosti za zajišťování výkonové rovnováhy, přístupu na velkoobchodní trhy, přístupu k údajům, změny dodavatele a systémů vyúčtování a případně i udělování licencí.“</p> <p>Návrh promítnutí připomínky:</p> <p>U zákazníka nebo výrobce elektřiny na hladině nn se platí platba za jistič pouze v rozsahu jaký by se platil pokud by neodebíral zvýšený maximální čtvrt hodinový výkon odebraný zákazníkem nebo výrobcem elektřiny z distribuční soustavy v rozsahu výkonu dodaných služeb výkonové rovnováhy v záporném směru vyhodnoceného provozovatelem přenosové soustavy na základě aktivace služeb výkonové rovnováhy.. Odběrné místo musí být vybaveno čtvrt hodinovým měřením.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Koncepce, návrh cenového rozhodnutí a vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou směřuje v této fázi primárně vůči účastníkům trhu s elektřinou připojených na hladinách velmi vysokého a vysokého napětí do distribuční soustavy.</p> <p>Jak uvádíte, navrhované a konzultované dokumenty obsahují pasáže, které upravují práva, povinnosti a mění podmínky účtování regulovaných cen primárně vůči výrobcům elektřiny. Vzhledem k tomu, že úprava tarifního systému na hladině nízkého napětí není primárním předmětem této fáze inovace tarifní struktury, bylo rozhodnuto o zachování podmínek účastníků trhu připojených na hladině NN. Nově je zde definován výrobce první kategorie na hladině nízkého napětí, kdy z navazujícího cenového rozhodnutí pro takového výrobce platí, že nehradí cenu za příkon podle jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem.</p> <p>Změnou tarifní struktury na vyšších napěťových hladinách pak nově dochází k částečnému zpoplatnění hodnoty rezervovaného příkonu i pro předávací místa připojená do těchto vyšších napěťových hladin. Domníváme se, že tím bude narovnána dosud odlišná situace poskytovatelů podpůrných služeb prostřednictvím elektrokotlů na hladinách NN a na vyšších hladinách.</p> <p>Z principu tedy byly akceptovány Vaše připomínky a zohlednění přínosů výrobců na hladině nízkého napětí bylo zapracováno, leč jinou než navrhovanou formou.</p>
Oldřich Holý, Heli group s.r.o.	2	11.7.2023	<p>Konzultovaný dokument: úprava cenového rozhodnutí s vyznačenými změnami</p> <p>ČÁST ČTVRTÁ: Distribuce elektřiny.</p> <p>(4.2) Cena za rezervovaný příkon distribuční soustavy:</p> <p>Připomínky:</p> <p>V tomto čl. jsou stanoveny, platby za rezervovaný příkon a to ve dvou tarifech T1 a T2, přičemž platí ten tarif, který je v daném měsíci pro zákazníka výhodnější.</p> <p>1. Problematika nových zákazníků (včetně nových LDS)</p> <p>Tento model je pochopitelný a akceptovatelný pro zákazníky s již zavedeným odběrným místem, kdy zákazník může objektivně posoudit a nastavit výši rezervovaného příkonu podle svých provozních potřeb. Tento model je však naprosto nevyhovující pro nového zákazníka, který je teprve v přípravné fázi investice do svého odběrného místa a má jen rámcovou představu o potřebném rezervovaném příkonu a harmonogramu postupného najždění výroby, nebo obecně spotřeby v odběrném místě.</p> <p>Investor žádá provozovatele distribuční soustavy o zajištění rezervovaného příkonu ve smyslu Vyhlášky č. 16/2016 Sb. Žádá o zajištění příkonu, který očekává, že bude potřebovat po plném zprovoznění svého investičního záměru. Zajištění rezervovaného</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>I dnes při připojení nového odběrného místa platí, že zákazník musí mít představu o požadovaném rezervovaném příkonu, za který uhradí měrný podíl na oprávněných nákladech spojených s připojením.</p> <p>Sjednání optimální hodnoty rezervovaného příkonu je celospolečensky ekonomicky výhodnější pro všechny účastníky trhu a zamezí zbytečným investicím do rozvoje soustav.</p> <p>V případě, že nebude rezervovaný příkon využíván, bude za samotný rezervovaný příkon účastník trhu hradit pouze platbu podle tarifu T2, která nemá zásadní velikost.</p> <p>Úprava vyhlášky č. 16/2016 Sb., o připojení k elektrizační soustavě se očekává s účinností od 1. 7. 2024. V rámci vyhlášky se zamýšlí revize současných procesních lhůt, které jsou vyhláškou stanoveny a pro určité procesy, kde</p>

			<p>příkonu bývá jednou z prvních realizovaných částí celého developerského projektu, takže mezi uzavřením smlouvy o připojení a plným konzumováním rezervovaného (a zaplaceného) rezervovaného příkonu může být doba od několika měsíců do několika let. Tím, že návrh cenového rozhodnutí nerespektuje tuto běžnou skutečnost a praxi, poškozuje investory, protože ti, přestože zaplatili plnou hodnotu rezervovaného příkonu, budou nuceni s ekonomických důvodů požádat vzápětí distributora o snížení rezervovaného příkonu a postupně jej zase přikupovat podle harmonogramu náběhu spotřeby v odběrném místě.</p> <p>Návrh cenového rozhodnutí tak nerespektuje ochranu investic zákazníka a nemá žádnou korelaci s dosud platnou Vyhláškou č. 16/2016 Sb.</p> <p>Bylo by proto vhodné zpracovat do cenového rozhodnutí (nebo spíš do Vyhlášky č. 16/2016 Sb.) ustanovení, které by u nových odběrných míst chránilo zákaznickou investici po určitou dobu (max. do 3 let od uzavření smlouvy o připojení). Zákazník by měl v této lhůtě právo pružně přizpůsobovat svůj rezervovaný příkon v závislosti na harmonogramu náběhu spotřeby až do výše dle uzavřené smlouvy o připojení. Během tohoto pružného přizpůsobování by zákazník neplatil podíl na oprávněných nákladech při snížení rezervovaného příkonu a jeho následném zvýšení (takové náklady by v žádném případě nebyly oprávněné). Toto navrhované ustanovení by se muselo týkat i odběrných míst kde byla uzavřena smlouva o připojení o 3 roky (o 36 měsíců) dříve než bude platnost navrhovaného cenového rozhodnutí.</p>	to je technicky možné, může dojít k úpravě maximálních procesních lhůt.
Oldřich Holý, Heli group s.r.o.	3	11.7.2023	<p>2. Problematika LDS</p> <p>Návrh cenového rozhodnutí má následující negativní dopady na ekonomiku provozu LDS:</p> <ol style="list-style-type: none"> Návrh CN má nejenom dopady na provoz LDS, které jsou popsány v čl. 1. pro nová odběrná místa a tedy i nové LDS, ale tyto dopady jsou u LDS trvalé. LDS totiž potřebuje pružně reagovat na odběry svých koncových zákazníků a přizpůsobovat se tak (dnes sjednáváním rezervovaných kapacit) aktuální situaci v LDS a to až do výše rezervovaného příkonu zakoupeného při uzavírání smlouvy o připojení při vzniku LDS. V konečném důsledku by to znamenalo opět přikupovat rezervovaný příkon, který již byl jednou zaplacen ve smyslu Vyhlášky č. 16/2016 Sb. Navrhujeme proto odložit účinnost navrhovaného CN pro LDS až po uvedení nové koncepce cen distribuce na hladině NN do praxe. Návrh CN není zatím v korelaci s novou koncepcí cen distribuce na hladině NN a dle našich propočtů může poškodit ekonomiku LDS, kdy se negativně změni poměr mezi výdaji a příjmy za ceny distribuce. Navrhujeme proto odložit účinnost navrhovaného CN pro LDS až po uvedení nové koncepce cen distribuce na hladině NN do praxe. 	Neakceptováno Tarifní systém na jednotlivých napěťových hladinách není zásadně propojen tak, aby muselo docházet k úpravám na všech napěťových hladinách zároveň. Úprava tarifního systému bude postupná, a to po jednotlivých napěťových hladinách a určitých prvcích tarifní struktury. Úprava tarifního systému na vyšších napěťových hladinách bude účinná od dubna 2024.
Pavla Kovaříková, SUAS Distribuční, s.r.o.	4	14.7.2023	<p>Efektivní využívání sítí VVN a VN změna tarifikace od 2024</p> <p>Koncepce propojení nového designu trhu v elektroenergetice s požadavky na změnu v regulovaných cenách a tarifech, tak jak je navržena v oblasti zpoplatnění za výkonovou složku odběru elektřiny, která míří především na Rezervovaný příkon (RP) pro vyšší efektivitu využití soustavy změnou zrušením ceny za rezervovanou kapacitu a ceny za její překročení a vytvoření ceny za rezervovaný příkon a maximální odebraný výkon, povede k nerovnému postavení na trhu nebo k ukončení činnosti. Snížením RP v LDS na minimum povede k zastavení rozvoje, které zvýhodní nadřazeného distributora.</p> <p>Konkrétní příklad naší LDS v číslech může vypadat následovně. Naše vedení 110 kV s RP 80 MW se nachází na průmyslové zóně (cca 1 400 000 m2). Současně se na této lokalitě nachází i vedení ČEZ Distribuce, a.s. Podle navrhované tarifní struktury budeme ekonomicky nuceni uvolnit již zmíněných 80 MW RP a provozovat tak vedení na aktuální zatížení, tedy cca 4 MW. V okamžiku, kdy přijde investor na průmyslovou zónu a my požádáme o navýšení RP na původních 80 MW, budeme muset zaplatit nemalou částku za navýšení RP (kterou již máme historicky zaplacenou!) a nemluví o tom, že nadřazený distributor již NEBUDE MUSET mít pro nás tento příkon (RP) rezervovaný, blokový. Neukládá mu to žádný legislativní akt. Pak bude významný zákazník připojen k nadřazenému distributorovi. To vnímáme jako nerovné postavení na trhu. O nutných úpravách měřících souprav v předacích místech ani nemluví. To jsou další náklady, které nás v konečném součtu donutí opustit tento byznys. Poznámka: nacházíme se v oblastech zasažených těžbou, které se transformují do průmyslových zón. Zde se tedy tvoří nová pracovní místa a příležitosti, a to i pro LDS. Pokud neumožníme legislativně dočasné uvolnění RP, pak nemáme žádnou šanci čelit konkurenci nadřazenému</p>	Neakceptováno Změna tarifní struktury nepovede k nerovnému postavení. Je nutné respektovat fyzické propojení a hierarchii soustav, kdy jsou do přenosové soustavy připojeny regionální distribuční soustavy a do regionálních distribučních soustav jsou dále připojeny lokální distribuční soustavy. Tuto hierarchii musí respektovat i smlouvy o připojení. Pokud má zákazník možnost výběru z více provozovatelů soustav, je na zákazníkovi, jakého provozovatele si zvolí. Na rozdíl od provozovatele regionální distribuční soustavy může provozovatel lokální distribuční soustavy nabídnout zákazníkovi nižší cenu zajišťování distribuce elektřiny a nelze tedy hovořit o nerovném postavení na trhu. Nerovné postavení na trhu by vznikalo, pokud by provozovatel lokální distribuční soustavy mohl blokovat rezervovaný příkon pro případně nové zákazníky bez úhrady nákladů a tento příkon by nemohl použít jiný účastník trhu.

			<p>distributorovi. Můžeme tedy mluvit o konci LDS v Čechách. Zde lze samozřejmě opakovat, protože LDS typu „nákupních center“ tuto změnu tarifikace přežijí. My, kteří provozujeme lokální síť o rozloze stovek kilometrů (110/22/0,4 kV) a naši odběratelé nejsou jen zákazníci s jističem 3x16A neumíme provozovat naše síť bez rezervy v RP.</p>	<p>Pro účastníky trhu – provozovatele lokálních distribučních soustav, kteří jsou se zavedením inovovaného tarifního systému vystaveni zvýšení plateb vůči nadřazenému provozovateli regionální distribuční soustavy, doporučujeme v maximální míře využívat všech možností optimalizace své platby, tedy v první řadě optimalizaci hodnoty rezervovaného příkonu, poté zvážit volbu jednosložkové ceny služby sítě a s nadřazeným provozovatelem regionální distribuční soustavy v rámci smluvních ujednání smlouvy o připojení hledat optimální řešení.</p>
František Žák, PHOTOMATE s.r.o.	5	19.7.2023	<p>Připomínka k textu</p> <ul style="list-style-type: none"> • Str 5/20: kap. 2.6 Uplatnění cen pro výrobce elektřiny, 2. odst. „Cenové rozhodnutí však umožní existenci a další rozvoj přečerpávacích vodních elektráren a zavádí způsob uplatnění ceny zajišťování přenosu a distribuce elektřiny, kdy výrobci elektřiny s přečerpávací vodní elektrárnou, u kterých existuje jednoznačné propojení mezi odebraným výkonem ze soustavy a poskytováním služeb výkonové rovnováhy, jsou zvoleným klíčem osvobození z části platby zajišťování přenosu a distribuce elektřiny v rozsahu, který odpovídá poskytnutým službám výkonové rovnováhy přečerpávací vodní elektrárnou a to s ohledem na bezpečnost soustavy.“ <p>Odůvodnění připomínky</p> <ul style="list-style-type: none"> • V současné době jsou v Evropě uváděna do provozu velkokapacitní bateriová úložiště pro plnění podpůrných služeb, obdobně jako je tomu u přečerpávacích vodních elektráren. Tyto projekty se připravují i v ČR. • Pokud jsou vzaty v úvahu významné funkce přečerpávací elektrárny, najdeme analogii i u velkokapacitních BESS <p>a) Statická - přeměna nadbytečné energie v soustavě na energii špičkovou - v době přebytku elektrické energie v síti. V tu dobu se BESS může nabíjet. V době nedostatku elektřiny se BESS bude vybíjet.</p> <p>b) Dynamická - schopnost plnit funkci výkonové rezervy systému, vyrábět regulační výkon a podílet se na řízení kmitočtu soustavy</p> <p>c) Kompenzační - provoz sloužící k regulaci napětí v soustavě. BESS dokáže měnit jalovou energii z induktivního do kapacitního směru (změnou Cos φ na základě úrovně napětí dle Q/U křivky.</p> <p>Návrh promítnutí připomínky</p> <ul style="list-style-type: none"> • Rozšířit v textu uvedené výjimky „..., jsou zvoleným klíčem osvobození z části platby zajišťování přenosu a distribuce elektřiny v rozsahu, který odpovídá poskytnutým službám výkonové rovnováhy přečerpávací vodní elektrárnou a to s ohledem na bezpečnost soustavy“ i o bateriová úložiště (BESS) na hladině vn popřípadě vvn, které jsou vybudovány se záměrem poskytovat podpůrné služby. <p>Navrhovaná úprava textu</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cenové rozhodnutí však umožní existenci a další rozvoj přečerpávacích vodních elektráren nebo bateriových úložišť poskytujících podpůrné služby a zavádí způsob uplatnění ceny zajišťování přenosu a distribuce elektřiny, kdy výrobci elektřiny s přečerpávací vodní elektrárnou nebo provozovatelé bateriových úložišť poskytujících podpůrné služby, u kterých existuje jednoznačné propojení mezi odebraným výkonem ze soustavy a poskytováním služeb výkonové rovnováhy, jsou zvoleným klíčem osvobození z části platby zajišťování přenosu a distribuce elektřiny v rozsahu, který odpovídá poskytnutým službám výkonové rovnováhy přečerpávací vodní elektrárnou nebo bateriovým úložištěm poskytujících podpůrné služby a to s ohledem na bezpečnost soustavy. 	<p>Vysvětleno</p> <p>Obecně návrh akceptujeme, komplexní úpravu akumulace je však možné ukotvit v rámci vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou a cenového rozhodnutí ERÚ až po ukotvení akumulace v zákoně č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon).</p>
Hana Schwarzová Zahradníková, Komora	6	19.7.2023	<p>1. Obecná připomínka k prezentovaným změnám Koncepce nového designu trhu v elektroenergetice</p>	<p>Vysvětleno</p> <p>Změna tarifní struktury na hladinách velmi vysokého a vysokého napětí byla navržena se</p>

obnovitelných zdrojů energie, z. s.			<p>Jak již Komora OZE uvedla v rámci možnosti připomínkování materiálu před zahájením VKP, návrh řešení klíčových problémů stávajícího nastavení identifikovaných v Koncepti propojení nového designu trhu v elektroenergetice s požadavky na změny v cenách a tarifech uveřejněná v roce 2022 citovaných nedostatků stávající tarifní soustavy na hladinách VN a VVN nepovažujeme za vhodné.</p> <p>Představené změny na VN a VVN dle Komory znamenají v důsledku:</p> <ul style="list-style-type: none"> • navýšení nákladů výrobců z obnovitelných zdrojů energie; • komplikaci fungování výroben energie z OZE na VN, které dodávají přímo připojeným zákazníkům, a to z toho důvodu, že takový výrobce je povinen zajistit přímo přes výrobu z OZE připojenému zákazníkovi i dodávky elektřiny ze soustavy v době, kdy elektřinu z OZE neprodukuje; • naproti tomu zůstává zachováno zvýhodnění výroben, které využívají pro technologickou spotřebu elektřiny ze sítě. Mezi takové spadá většina "klasických" fosilních výroben; • bariéru pro realizaci PPA kontraktů se smluvní cenou na roční bázi a sdílení elektřiny; • přínos pro provozovatele distribučních sítí než pro distribuci samotnou, a to na úkor konečného zákazníka a výrobce. To by mohlo v důsledku znamenat potření principu snahy o rovné podmínky pro všechny účastníky trhu s elektřinou. <p>Podrobněji se k jednotlivým výše uvedených bodů vyjadřujeme níže u konkrétních připomínek</p>	<p>záměrem dosažení dříve vytyčených principů a cílů v Konceptu propojení nového designu trhu v elektroenergetice s požadavky na změnu v regulovaných cenách a tarifech. Jedním z cílů je, aby každý účastník trhu hradil cenu odpovídající nákladům, které v soustavě vyvolává a přínosům, které soustavě přináší.</p> <p>Pokud v některých případech dojde k navýšení nákladů pro specifické účastníky trhu s elektřinou, je to primárně dáno současným, do budoucna neodůvodnitelným a dále neudržitelným, nastavením tarifní struktury.</p> <p>Změna tarifní struktury nepředstavuje žádné bariéry pro PPA kontrakty a obecně přinese snížení nákladů pro všechny účastníky trhu oproti situaci, kdy by byla i nadále zpoplatňována hodnota rezervované kapacity.</p>
Hana Schwarzová Zahradníková, Komora obnovitelných zdrojů energie, z. s.	7	19.7.2023	<p>A. Vyhláška č. 408/2015 Sb., o pravidlech trhu s elektřinou, ve znění pozdějších předpisů</p> <p>2. K § 48 odst. 4</p> <p>Připomínka:</p> <p>Navrhujeme následující úpravu § 48 odst. 4 vyhlášky o PTE:</p> <p>"(4) Cena za rezervovanou kapacitu rezervovaný příkon a cena za maximální odebraný výkon pro odběratele na napěťové hladině velmi vysokého napětí a vysokého napětí a cena za použití sítě distribuční soustavy na hladině velmi vysokého napětí a vysokého napětí může být na žádost odběratele nebo výrobce při splnění dalších podmínek této vyhlášky nahrazena jednosložkovou cenou za službu sítě provozovatele distribuční soustavy v Kč/MWh. ERU stanoví v cenovém rozhodnutí jednosložkovou cenou za službu sítě provozovatele distribuční soustavy v Kč/MWh."</p> <p>Odůvodnění:</p> <p>Cena za rezervovanou kapacitu a cena za maximální odebraný výkon pro odběratele (a též výrobce) na napěťové hladině velmi vysokého napětí a vysokého napětí a cena za použití sítě distribuční soustavy na hladině velmi vysokého napětí může být nahrazena jednosložkovou cenou za službu sítě provozovatele distribuční soustavy v Kč/MWh.</p> <p>Jedná se o poslední možnost pro výrobce, jak zajistit jiné než nepřiměřené náklady na technologickou vlastní spotřebu odebíranou ze sítě, pokud zdroj nevyrábí. Tato možnost by měla být dána vyhláškou vždy, nikoliv být ponechána na výkladu, který umožňuje ERÚ stanovit jednosložkovou cenou za službu sítě provozovatele distribuční soustavy. Jedná se však pouze o možnost, kterou ERÚ nemusí využít.</p>	<p>Vysvětleno</p> <p>Vyhláška č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou, specifikuje v § 48 skladbu cen. Jednosložková cena za službu sítě je v této skladbě cen obsažena, a tedy musí být v cenovém rozhodnutí stanovena. Možnost nahrazení ceny za rezervovaný příkon, naměřený odebraný výkon a ceny za použití sítě platí pro účastníka trhu, kdy vyhláška o Pravidlech trhu s elektřinou specifikuje v tomto případě nepoužití standardních cen zajišťování distribuce elektřiny.</p>
Hana Schwarzová Zahradníková, Komora obnovitelných zdrojů energie, z. s.	8	19.7.2023	<p>3. K § 48 odst. 5</p> <p>viz připomínka číslo 2. Navrhujeme analogickou úpravu.</p>	<p>Vysvětleno</p> <p>Vyhláška č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou, specifikuje v § 48 skladbu cen. Jednosložková cena za službu sítě je v této skladbě cen obsažena, a tedy musí být v cenovém rozhodnutí stanovena. Možnost nahrazení ceny za rezervovaný příkon, naměřený odebraný výkon a ceny za použití sítě platí pro účastníka trhu, kdy vyhláška o Pravidlech trhu s elektřinou specifikuje v tomto</p>

				případě nepoužití standardních cen zajišťování distribuce elektřiny.
Hana Schwarzová Zahradníková, Komora obnovitelných zdrojů energie, z. s.	9	19.7.2023	<p>4. K § 53 - vypuštění odst. 1 písm. b)</p> <p>Připomínka:</p> <p>Požadujeme za vhodné s ohledem na aktuální směřování energetiky, které akcentuje rozvoj OZE a podporuje jejich využívání např. i zavedením možnosti sdílení elektřiny z těchto zdrojů, v § 53 odst. 1 PTE vypustit písm. b).</p> <p>Podle našeho názoru postačí ponechat navržené omezení na povinnost dodávky min. 80% vyrobené elektřiny do sítě, které je zachováno pro nově definovaného "výrobce elektřiny s omezením maximální platby ceny za maximální odebraný výkon" v § 53 odst. 1 písm. a) PTE.</p> <p>Odůvodnění:</p> <p>Jsme přesvědčeni, že nejen zdroje s měsíčním využitím instalovaného výkonu vyšším než 40 % jsou přínosné pro soustavu. Pro soustavu jsou velmi přínosné i MVE, BPS a větrné elektrárny. Všechny tyto zdroje dodávají větší objem elektřiny a mají větší využití instalovaného výkonu v zimním období.</p> <p>Výrobu MVE predikuje ČEPS na průměrně 200MW pro letní období a na 300 MW pro zimní období a tuto predikci považujeme za přesnou.</p> <p>U BPS je státem požadována flexibilita spojená s vyšším využitím v zimním období a menším využitím v letním období. Tato flexibilita však tímto návrhem vyhlášky o PTE a cenovým rozhodnutím ERU bude obtížně řešitelná.</p> <p>VtE vyrábějí převážně v zimním období, viz https://www.csve.cz/clanky/statistika/281 nebo např. statistiky výroby VtE v průběhu jedn. měsíců jedn. let:</p> <p>Výroba z větrných elektráren v jednotlivých měsících v letech v MWh</p> <p>Přítom v zimním období je – a zejména bude – častý nedostatek elektřiny a zdrojů elektřiny. MVE, VtE a BPS tak mají pozitivní přínos pro soustavu.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Navrhované ustanovení § 53 odst. 1 písm. b) vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou, bylo změněno. Nově se stanoví ustanovení § 53a.</p> <p>Ke splnění podmínek pro odlišné vyhodnocení platby ceny za maximální odebraný výkon výrobcem elektřiny byla změněna navrhovaná prahová hodnota pro splnění, teoretická nejvyšší možná vyrobená a dodaná elektřina do elektrizační soustavy. Dříve navrhovaná hodnota alespoň 40 % z nejvyšší možné dodávky elektřiny se mění na 10 %. Tato změna návrhu má obdobný účinek, tedy zmírnění podmínek pro odlišné vyhodnocení platby, jako Vámi navrhovaná podmínka, ale zároveň je zachován původní záměr podmínky – výroba elektřiny musí být v provozu, aby byla splněna premisa o přínosech synchronních generátorů pro bezpečnost a spolehlivost soustavy, a to Vámi navrhovaná podmínka nezajišťuje.</p>
Hana Schwarzová Zahradníková, Komora obnovitelných zdrojů energie, z. s.	10	19.7.2023	<p>5. K § 53 - úprava odst. 1 písm.c)</p> <p>Připomínka:</p> <p>Navrhujeme zpřesnění formulace s doplněním viz připomínka č. 6 v následujícím znění:</p> <p>"c) vyrábí elektřinu pomocí synchronních nebo asynchronních generátorů se jmenovitým výkonem dosahujícím s maximálním dosažitelným výkonem alespoň 80 % instalovaného výkonu generátoru."</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>V rámci připomínkovaného ustanovení jsou zohledněny přínosy poskytované pouze synchronními generátory s výkonem o dostatečně definované velikosti, které jsou v současné době automatickou zárukou trvalé stability soustavy. ERÚ vnímá i další kontext, který přináší současné požadavky evropské legislativy na nesynchronní výrobní moduly s ohledem na možné rozšíření potenciálu přínosů soustavě i těmito zdroji v případě potřeby. Pokud by i u nesynchronních generátorů došlo v budoucím období ke zvýšení využití přínosů soustavě, bude se ERÚ situací dále zabývat.</p>
Hana Schwarzová	11	19.7.2023	<p>6. K § 53 - úprava odst. 1 písm.c)</p>	<p>Neakceptováno</p>

Zahradníková, Komora obnovitelných zdrojů energie, z. s.			<p>Přípomínka:</p> <p>Doporučujeme text v § 53 odst. 1 písm. c) “vyrábí elektřinu pomocí synchronního generátoru.” nahradit textem “vyrábí elektřinu převážně pomocí synchronního nebo asynchronního generátoru.”</p> <p>Odůvodnění:</p> <p>MVE i BPS jsou často a VtE jsou převážně (u Vestas výlučně) vybaveny asynchronními generátory.</p> <p>Přesto tyto zdroje se asynchronními generátory (jež jsou dnes výhradně s kompenzací a pokročilými řídicími systémy) pro elektrizační soustavu podobné pozitivní přínosy jako synchronní generátory: pomocí dodávky či odběru jalového výkonu regulují napětí v síti, podporují frekvenci umělou setrvačností či omezením činného výkonu při nadfrekvenci a poskytují zkratový proud obdobný synchronním generátorům.</p> <p>Technické podklady viz příloha k tomuto dokumentu.</p>	<p>V rámci tohoto ustanovení jsou zohledněny přínosy poskytované pouze synchronními generátory, které jsou v současné době automatickou zárukou trvalé stability soustavy. ERÚ vnímá i další kontext, který definují současné požadavky na nesynchronní výrobní moduly s ohledem na možné rozšíření potenciálu přínosů soustavě i těmito zdroji v případě potřeby. Pokud by i u nesynchronních generátorů došlo v budoucím období ke zvýšení využití přínosů soustavě, bude se ERÚ situací dále zabývat.</p>
Miroslav Rajnoha, Dopravní podnik města Brna, a. s.	12	19.7.2023	<p>Název konzultovaného dokumentu:</p> <p>Návrh úpravy cenového rozhodnutí ERÚ, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a ostatní regulované ceny, s vyznačením změn oproti platnému znění</p> <p>(Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 13/2022XX/2023 ze dne 14XX. listopadu 2022 2023, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a ostatní regulované ceny)</p> <p>Přípomínka:</p> <p>Z návrhu textu v odstavci (4.4.) by se mohlo nesprávně vyvozovat, že mezi předávací místa stanovená odstavcem (4.4.) nepatří napájecí sítě určené pro napájení dopravních prostředků elektrické trakce (viz odstavce (6), §54 návrhu úpravy vyhlášky o pravidlech trhu s elektřinou), které nejsou distribučními soustavami.</p> <p>Odůvodnění připomínky:</p> <p>V této věci není určující zdali se jedná o distribuční soustavu či jinou elektrickou síť, podstatné je vymezení účelu a jeho zajištění, které je uvedeno v odstavci (6), §54 návrhu úpravy vyhlášky o pravidlech trhu s elektřinou.</p> <p>„§ 54, (6) Napájením dopravních prostředků elektrické trakce se pro účely uplatňování ceny za rezervovaný příkon a ceny za maximální odebraný výkon rozumí odběr elektřiny v předávacím místě, jehož měsíční podíl odběru elektřiny pro dopravní prostředky elektrické trakce při provozování dráhy a drážní dopravy pro přepravu osob a věcí na dráze železniční, <u>tramvajové, trolejbusové a lanové</u>, včetně odběru pomocných provozů elektrické trakce, které jsou technologickou součástí napájecích bodů elektrické trakce a přímo souvisejí se zajištěním provozu elektrické trakce, činí alespoň osmdesát pět procent z celkového odběru elektřiny.“</p> <p>Návrh promítnutí připomínky:</p> <p>(4.4) V případě předávacích míst mezi nadřazenou distribuční soustavou a distribučními soustavami <u>nebo elektrickými soustavami zákazníka</u> sloužícími k napájení soustavy vzájemně propojených elektrických vedení určených k napájení vozidel pomocí sběrače (napájení dopravních prostředků elektrické trakce) probíhá uplatňování ceny za rezervovaný příkon a ceny za maximální odebraný výkon zvlášť za souhrn míst připojení z hlavních vedení a zvlášť za souhrn míst připojení ze záložních vedení, a to zvlášť pro každou hladinu velmi vysokého napětí a každou hladinu vysokého napětí.</p>	<p>Vysvětleno</p> <p>Popisovaný princip je zajištěn automaticky v rámci účtování cen zajišťování distribuce elektřiny za hodnoty dosažené v předávacím místě.</p> <p>Předávací místo je definováno jako místo předání a převzetí elektřiny mezi (...) distribuční soustavou a odběrným místem (...) prostřednictvím jednoho nebo více míst připojení na jedné napěťové hladině jednoho provozovatele soustavy (...) přičemž za samostatné předávací místo se považuje jedno nebo více míst připojení záložního napájení na jedné napěťové hladině, jednoho provozovatele soustavy.</p>
Pavel Zámyslický, Ministerstvo životního prostředí	13	19.7.2023	<p>v rámci veřejného konzultačního procesu k návrhu „Koncepte efektivního využívání sítí“ uplatňujeme níže uvedenou připomínku.</p> <p>V dokumentu „Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. XX/2023 ze dne XX/2023, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a ostatní regulované ceny“ žádáme změnu přílohy č. 15. A to tak, aby navržený režim platný pro přečerpávací vodní elektrárny (dále jen „PVE“) zahrnul i veškeré další formy akumulace elektrické energie, zejména akumulaci bateriovou, do tepla (Power-to-Heat), do</p>	<p>Vysvětleno</p> <p>Obecně návrh akceptujeme, komplexní úpravu akumulace je však možné ukotvit v rámci vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou a cenového rozhodnutí ERÚ až po ukotvení akumulace v zákoně č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy</p>

		<p>syntetických plynů (Power-to-Gas) či do vodíku (tento námi uvedený výčet technologií pak považujeme za demonstrativní, nikoliv taxativní).</p> <p>Odůvodnění: alternativní formy akumulace budou s rostoucím instalovaným výkonem i rostoucí celkovou výrobou intermitentních obnovitelných zdrojů energie (dále jen „OZE“) hrát stále větší roli v zajištění stability elektrizační soustavy (dále jen „ES“). Přičemž je nezbytné uvést, že nebude možné realizovat výstavbu PVE (z hlediska ekonomického i hlediska ochrany přírody a krajiny) takovým tempem, aby postačovala k plné integraci OZE do ES. Uvedené tak bude nezbytné řešit jinými formami akumulace s různými cykly (sezónní, týdenní, vnitrodenní).</p> <p>Dále je z pohledu MŽP nezbytné zmínit skutečnost, že v rámci Modernizačního fondu, resp. jeho programu RES+ byly do června 2023 předloženy žádosti s plánovanou kapacitou akumulace ve výši 159 MWh. Navržená změna cenového rozhodnutí bez zahrnutí bateriové akumulace do působnosti přílohy č. 15 by významným negativním způsobem ohrožovala ekonomiku těchto i případných budoucích projektů. A tím i zprostředkovaně stanovené environmentální přínosy Modernizačního fondu, jeho čerpání, a zejména stanovené cíle ČR v oblasti podílu OZE.</p> <p>Mimo výše uvedené máme za to, že námi navrhovaná změna bude plně v souladu s požadavky Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/943 ze dne 5. června 2019 o vnitřním trhu s elektřinou (dále jen „Nařízením“) a Směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/944 ze dne 5. června 2019, o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou (dále jen „Směrnice“).</p> <p>A to zejména jejich konkrétních níže uvedených ustanovení:</p> <p>Čl. 3 písm. g) Nařízení „Členské státy, regulační orgány... zajistí, aby trhy s elektřinou byly provozovány v souladu s těmito zásadami:... pravidla trhu vytvářejí vhodné pobídky k investicím do výroby, zejména k dlouhodobým investicím do dekarbonizované a udržitelné elektrizační soustavy, ukládání energie, energetické účinnosti a odezvy strany poptávky k pokrytí potřeb trhu...“</p> <p>Čl. 18 odst. 1 Nařízení „Sítové poplatky nesmějí vést k pozitivní ani negativní diskriminaci ukládání energie nebo agregace energie ani nesmí být demotivačním faktorem pro vlastní výrobu či vlastní spotřebu energie nebo pro účast v odezvě strany poptávky.“</p> <p>Čl. 58 písm. e) Směrnice „Při plnění regulačních úkolů stanovených v této směrnici přijme regulační orgán v rámci svých povinností a pravomocí... veškerá přiměřená opatření k dosažení těchto cílů:... usnadnění přístupu nové výrobní kapacity a zařízení pro ukládání energie k síti, zejména odstranění překážek, které by mohly bránit přístupu nových subjektů vstupujících na trh a elektřině z obnovitelných zdrojů.“</p> <p>Závěrem si dovoluji uvést, že jsme si plně vědomi skutečnosti, že praktická uplatnitelnost výše uvedené připomínky je závislá na legislativním ukotvení akumulace (jiné než PVE) v zákoně č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích. Na této změně jsme připraveni aktivně participovat a s ERÚ, jakož i samozřejmě dalšími ústředními orgány, nadále úzce spolupracovat.</p>	<p>v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon).</p> <p>V rámci návrhu cenového rozhodnutí a vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou došlo ke sjednocení podmínek pro vyhodnocování maximálního odebraného výkonu z elektrizační soustavy v souvislosti s poskytováním služeb výkonové rovnováhy (dále jen SVR) pro veškeré technologie.</p> <p>Pro kladné SVR byl zaveden totožný režim obecně pro akumulace a pro přečerpávací vodní elektrárny. Platba ceny za maximální odebraný výkon z elektrizační soustavy se stanoví dle přílohy č. 16 cenového rozhodnutí, kde je uveden vzorec pro vyhodnocení platby ceny za maximální odebraný výkon za předávací místo odběrného místa, výroby elektřiny, kde je instalováno elektrické zařízení pro ukládání energie nebo přečerpávací vodní elektrárny, poskytující služby výkonové rovnováhy. Maximální platba ceny je ponížena dle rozsahu poskytnutých kladných záloh SVR v účtovacím období dle stanoveného koeficientu.</p> <p>Pro záporné SVR byl rozšířen bod (4.28) cenového rozhodnutí, kdy aktivovaná záporná regulační energie nevstupuje do vyhodnocení platby ceny za maximální odebraný výkon z distribuční soustavy.</p>
František Loskot, ELPRO-DELICIA, a.s.	14	<p>20.7.2023</p> <p>Připomínka:</p> <p>Návrh Cenového rozhodnutí ERÚ č. XX/2023, část čtvrtá, odst. (4.2) a odst. (4.3)</p> <p>Nové tarify T1 a T2 na hladině VVN a to cena za rezervovaný příkon a cena za maximální odebraný výkon na hladině VVN znamenají výrazné zvýšení nákladů a jsou tedy stanovené neodůvodněně vysoko.</p> <p>Nové tarify VN naproti tomu pro nás znamenají snížení tržeb za distribuční služby poskytované zákazníkům připojených do naší LDS na hladině VN.</p> <p>Odůvodnění připomínky:</p> <p>Struktura a nastavení nových tarifů by pro provozovatele LDS připojených na hladině 110 kV znamenalo výrazné snížení marží z distribučních služeb poskytovaných zákazníkům připojených v naší LDS na hladině VN.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Ceny zajišťování distribuce elektřiny na jednotlivých hladinách vychází primárně z nákladů, které na dané napěťové hladině vzniknou. Tyto náklady nelze přesouvat na jiné napěťové hladiny z důvodu, aby vznikl větší prostor pro tvorbu marží pro určité provozovatele lokálních distribučních soustav.</p> <p>Pro účastníky trhu – provozovatele lokálních distribučních soustav, kteří jsou se zavedením inovovaného tarifního systému vystaveni zvýšení plateb vůči nadřazenému provozovateli regionální distribuční soustavy, doporučujeme v maximální míře využívat všech možností optimalizace své platby, tedy v první řadě optimalizaci hodnoty rezervovaného příkonu,</p>

			<p>Tato podstatná změna bude znamenat dopad do tvorby zdrojů pro rozvoj soustavy – zejména pro nové investice na rozvoj a modernizaci sítí spojených zejména s rozvojem decentralní výroby a rostoucími nároky na řízení soustavy.</p> <p>Úprava tarifní struktury v těchto parametrech znamená v naší LDS snížení marže distribučních služeb ročně o 2,5 mil Kč.</p> <p>Toto snížení nenahradíme ani přijatými opatřeními - snížením rezervovaného příkonu, protože stejná opatření přijmou i naši odběratele připojení na hladině VN, což bude znamenat další snížení tržeb u tohoto segmentu zákazníků.</p> <p>Návrh promítnutí připomínky:</p> <p>V cenovém rozhodnutí ERÚ č. XX/2023, část čtvrtá, odst. (4.2) a odst. (4.3) navrhujeme na hladině napětí VVN snížit cenu za rezervovaný příkon i cenu za maximální odebraný příkon z distribuční soustavy o 10% proti původnímu návrhu ceny.</p>	<p>poté zvážit volbu jednosložkové ceny služby sítě a s nadřazeným provozovatelem regionální distribuční soustavy v rámci smluvních ujednání smlouvy o připojení hledat optimální řešení.</p>
Jaroslav Heinz, Teplárna Zlín s.r.o.	15	20.7.2023	<p>Připomínky k návrhu novely vyhlášky č. 408/2015 Sb. o Pravidlech trhu s elektřinou</p> <p>Připomínka k § 53 - výrobce s odlišným vyhodnocením platby ceny za maximální odebraný výkon</p> <p>Navrhujeme zcela vypustit v § 53 ustanovení odst. 1 písm. b), nebo jej nahradit jiným kritériem, např. ve smyslu návrhu na úpravu ustanovení uvedeného níže a v této souvislosti navrhujeme úpravu navazujících ustanovení v rámci § 53. Zároveň prosíme o potvrzení výkladu, že vyhodnocení kritérií v § 53 odst. 1 písm. a) a b) probíhá za výrobnou jako celek a výsledné vyhodnocení je aplikováno na všechna její předávací místa.</p> <p>Dále prosíme o potvrzení výkladu, že podmínka v § 53 odst. 1 písm. c) je splněna, pokud alespoň 80 % instalovaného výkonu výrobní dosahuje jmenovitý výkon synchronních generátorů instalovaných ve výrobě bez ohledu na jejich předávací místo, a na to, zda jsou v provozu nebo v odstávce. Pokud by tento výklad ERÚ nepotvrdil, pak navrhujeme podmínku v § 53 odst. 1 písm. c) hodnotit po jednotlivých výrobních zdrojích výroby a za výrobce s odlišným vyhodnocením platby za maximální odebraný výkon považovat výrobce, který tuto podmínku splní alespoň u části zdrojů ve výrobě.</p> <p>Odůvodnění připomínky:</p> <p>Rozumíme záměru stanovit kritéria tak, aby bylo garantováno, že výroba bude motivována být v provozu ideálně kontinuálně nebo alespoň po část měsíce, a tedy bylo možné využívat jejich schopností pomoci zajistit bezpečný a stabilní provoz soustavy s ohledem na specifické vlastnosti točivých strojů. Nicméně nastavené kritérium (dodávka 40 % elektřiny z nejvyšší možné dodávky v daném měsíci) představuje zásadní problém v měnícím se tržním prostředí, kdy v souvislosti s masivním rozvojem OZE (především FVE) a stále čtenějším převisem výroby elektřiny nad její spotřebou dochází k zásadnímu snižování výroby elektřiny z konvenčních zdrojů (právě s točivými stroji) či jejich úplnému odstavení.</p> <p>Navíc v případě typických teplárenských zdrojů je využití instalovaného výkonu výrazně proměnné v průběhu roku (v letním období zásadně klesá) a takto vymezeného kritéria nejsou schopny dosáhnout.</p> <p>Navržené kritérium v neposlední řadě nereflektuje skutečnost, že výroba pro svou správnou funkčnost vyžaduje také nezbytné odstávky pro opravy a údržby, a přestože by ve zbývajícím období daného měsíce po najetí z odstávky plnila potřebnou roli v soustavě, na sníženou platbu by rovněž nedosáhla.</p> <p>S ohledem na výše uvedené navrhujeme modifikovat kritérium tak, aby byl výrobce povinen dodat v daném měsíci alespoň 60 % z celkového množství vyrobené elektřiny, sníženého o technologickou vlastní spotřebu na výrobu elektřiny, do přenosové nebo distribuční soustavy.</p> <p>Navržené kritérium předpokládáme vyhodnocovat za výrobnou jako celek, neboť mohou v praxi být případy, kdy výroba vyvádí výkon do přenosové soustavy, ale elektřinu může odebírat a tedy službu soustavy hradit z distribuční soustavy resp. z přenosové i distribuční soustavy. Na základě tohoto vyhodnocení podle celkové bilance na základě výkazu vyplněného výrobcem předpokládáme následně stanovení odpovídající platby ze strany příslušného provozovatele soustavy v souladu s navrhovaným cenovým rozhodnutím, přičemž výsledek vyhodnocení bude aplikován jednotně na všechna</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Navrhované ustanovení § 53 odst. 1 písm. b) vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou, bylo změněno. Nově se stanoví ustanovení § 53a.</p> <p>Ke splnění podmínek pro odlišné vyhodnocení platby ceny za maximální odebraný výkon výrobcem elektřiny byla změněna navrhovaná prahová hodnota pro splnění, teoretická nejvyšší možná vyrobená a dodaná elektřina do elektrizační soustavy. Dříve navrhovaná hodnota alespoň 40 % z nejvyšší možné dodávky elektřiny se mění na 10 %. Tato změna návrhu má obdobný účinek, tedy zmírnění podmínek pro odlišené vyhodnocení platby, jako Vámi navrhovaná podmínka, ale zároveň je zachován původní záměr podmínky – výroba elektřiny musí být v provozu, aby byla splněna premisa o přínosech synchronních generátorů pro bezpečnost a spolehlivost soustavy, a to Vámi navrhovaná podmínka nezajišťuje.</p> <p>Vyhodnocení splnění podmínky u výroby elektřiny, která je zároveň připojena do distribuční i přenosové soustavy, bude podmíněno sdělením celkového množství elektřiny dodané do přenosové soustavy a distribučních soustav, a to nejpozději do třetího kalendářního dne následujícího kalendářního měsíce. Tato povinnost je stanovena v ust. § 49 odst. 10 vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou.</p> <p>Zdroj informací pro vyhodnocení podmínky, zda jde o výrobnou s výrobou elektřiny ze synchronních generátorů se jmenovitým výkonem dosahujícím alespoň osmdesát procent instalovaného výkonu výrobní je jednorázové sdělení této informace příslušnému provozovateli soustavy, případně smlouva o připojení, pokud poté dojde ke změně těchto oznamovaných parametrů v rámci smlouvy o připojení.</p>

			<p>předávací místa výroby elektřiny napříč příslušnými soustavami, k nimž je daná výrobná připojena.</p> <p>Návrh promítnutí připomínky:</p> <p>(1) Výrobce elektřiny s odlišným vyhodnocením platby ceny za maximální odebraný výkon je výrobcem elektřiny, jehož výrobná elektřina je připojena do přenosové nebo distribuční soustavy a který zároveň:</p> <p>a) alespoň osmdesát procent ročního množství elektřiny vyrobené v této výrobné elektřiny, sníženého o technologickou vlastní spotřebu elektřiny, dodává do přenosové nebo distribuční soustavy a</p> <p>b) alespoň šedesát procent měsíčního množství elektřiny vyrobené v této výrobné elektřiny, sníženého o technologickou vlastní spotřebu elektřiny, dodává do přenosové nebo distribuční soustavy měsíčně dodá elektřinu do přenosové soustavy nebo distribuční soustavy v objemu alespoň čtyřicet procent z nejvyšší možné dodávky elektřiny stanovené součinem instalovaného výkonu této výrobné elektřiny a počtu hodin v kalendářním měsíci a</p> <p>c) vyrábí elektřinu pomocí synchronních generátorů se jmenovitým výkonem dosahujícím alespoň 80 % instalovaného výkonu výroby.</p> <p>(2) Pro splnění podmínky podle odstavce 1 písm. a) využívá provozovatel přenosové nebo distribuční soustavy pro každou výrobu elektřiny údaje podle přílohy č. 10 k této vyhlášce za předcházející kalendářní rok.</p> <p>(3) Pro splnění podmínky podle odstavce 1 písm. b) využívá provozovatel přenosové nebo distribuční soustavy pro každý kalendářní měsíc údaje podle přílohy č. 10 k této vyhlášce.</p> <p>(4) Pro splnění podmínky podle odstavce 1 písm. c) výrobce elektřiny sdělí po 1. lednu 2024 pro jednotlivou výrobu elektřiny provozovateli přenosové soustavy nebo provozovateli distribuční soustavy, ke které je výrobná elektřina připojena, typ používaných generátorů s jejich jmenovitým výkonem, pokud není tato informace součástí smlouvy o připojení. Tyto hodnoty se používají do první změny smlouvy o připojení po 1. lednu 2024. Po změně smlouvy o připojení po 1. lednu 2024 využívá provozovatel přenosové nebo distribuční soustavy pro splnění podmínky podle odstavce 1 písm. c) pro každou výrobu elektřiny údaje ze smlouvy o připojení.</p>	
Jaroslav Heinz, Teplárna Zlín s.r.o.	16	20.7.2023	<p>Připomínky k návrhu Cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. XX/2023 ze dne XX. listopadu 2023, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a ostatní regulované ceny</p> <p>Připomínka k bodu (4.30)</p> <p>Prosíme o potvrzení, že pro hodnoty zmíněné v tomto bodě platí stejná znaménková konvence, jakou používá OTE při bilancování elektřiny, tedy že elektřina (výkon) vstupující do lokální distribuční soustavy má kladné znaménko, a elektřina (výkon) vystupující z lokální distribuční soustavy má záporné znaménko.</p>	<p>Vysvětleno</p> <p>Výkon odebraný z nadřazené distribuční soustavy má ve výpočtu podle bodu (4.30) cenového rozhodnutí ERÚ kladné znaménko.</p>
Jaroslav Heinz, Teplárna Zlín s.r.o.	17	20.7.2023	<p>Připomínka k příloze č. 16</p> <p>Navrhujeme provést v příloze č. 16 následující změny:</p> <p>Příloha č. 16: Postup stanovení platby ceny za maximální odebraný výkon za předávací místo výroby elektřiny. Platba ceny za maximální odebraný výkon za předávací místo výroby elektřiny podle § 53 vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou se za účtovací období stanoví jako:</p> $Platba_{max} = Platba_{st} \times (1 - \min(1; (Instalovaný\ výkon\ výroby \times Koeficient\ TVS + instalovaný\ výkon\ elektrokotle) / Maximální\ čtvrt hodinový\ odebraný\ elektrický\ výkon)), $ <p>kde</p> <p>Platba_{st} [Kč] je platba ceny za maximální odebraný výkon za standardní předávací místo za účtovací období</p> <p>Instalovaný výkon výroby [MW] je součet hodnot instalovaných výkonů vyrobené elektřiny vztahujícím se k synchronním generátorům podle § 53 odst. 1 písm. c) vyhlášky</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Pokud bude odběrem elektrokotle poskytovaná služba výkonové rovnováhy v záporném směru, nebude takto odebraný výkon vstupovat do jmenovatele vzorce pro stanovení platby za maximální odebraný výkon, maximální čtvrt hodinový odebraný výkon bude tedy stanoven podle bodu (4.28) cenového rozhodnutí ERÚ.</p> <p>V případě, že bude odběr elektrokotle řízen přímo výrobcem elektřiny, bude takový odběr vyhodnocován stejně jako jakýkoliv jiný odběr výrobcem nebo jiného účastníka trhu s elektřinou jako u každé jiné technologie.</p>

o Pravidlech trhu s elektřinou v daném předávacím místě k poslednímu dni zúčtovacího období,

Koeficient TVS [%] koeficient obvyklého podílu TVS na celkové výrobě elektřiny daného typu výroby v hodnotě:

Jaderné: 0,055, Parní: 0,092, Paroplynové: 0,014, Plynové a spalovací: 0,059, Ostatní: 0,092

Instalovaný příkon elektrokotle [MW] je součet instalovaných příkonů elektrokotlů certifikovaných pro poskytování podpůrných služeb v daném předávacím místě k poslednímu dni zúčtovacího období.

Odůvodnění připomínky:

Velkou komplikací v nově navrženém tarifním systému spatřujeme především v souvislosti s připravovanou dekarbonizací celého teplárenského sektoru. Připravované kogenerační výroby elektřiny doplněné elektrokotli se jeví jako mimořádně vhodné pro špičkový provoz přes léto a přechodná období, kdy očekávaný masivní rozvoj fotovoltaických a větrných elektráren bude způsobovat čím dál tím větší volatilitu cen elektřiny, a to nejen v průběhu dne. Výše zmíněná kombinace elektrokotlů a kogeneračních výroben umožňuje vysoký výkonový rozsah a to od maximální výroby elektřiny v případě vysokých cen a potažmo nedostatku elektřiny v síti, po odstavení kogenerace a odběr elektřiny ze sítě pro akumulaci tepla v síti v případě záporných cen elektřiny, což je vhodnější než odpojování fotovoltaických a větrných elektráren od distribuční a přenosové soustavy pro udržení stability soustavy. Elektrokotle tak mohou plnit za standardního chodu kogeneračního zařízení funkci poskytování služeb výkonové rovnováhy a v případě extrémně nízkých cen pomoci soustavě odběrem a akumulací energie do tepelné sítě. Nově navržený tarifní systém v plném rozsahu toto značně narušuje a užití elektrokotlů pro akumulaci takřka vylučuje. Proto navrhujeme upravit v příloze č. 16. výpočet platby ceny za maximální odebraný výkon výše uvedeným způsobem.

Návrh promítnutí připomínky:

Příloha č. 16: Postup stanovení platby ceny za maximální odebraný výkon za předávací místo výroby elektřiny zní:

Platba ceny za maximální odebraný výkon za předávací místo výroby elektřiny podle § 53 vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou se za zúčtovací období stanoví jako:

$$Platba_{max} = Platba_{st} \times (1 - \min(1; (\text{Instalovaný výkon výroby} \times \text{Koeficient TVS} + \text{instalovaný příkon elektrokotle}) / \text{Maximální čtvrthodinový odebraný elektrický výkon})), |$$

Platbast [Kč] je platba ceny za maximální odebraný výkon za standardní předávací místo za zúčtovací období

Instalovaný výkon výroby [MW] je součet hodnot instalovaných výkonů výroben elektřiny vztahujícím se k synchronním generátorům podle § 53 odst. 1 písm. c) vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou v daném předávacím místě k poslednímu dni zúčtovacího období,

Koeficient TVS [%] koeficient obvyklého podílu TVS na celkové výrobě elektřiny daného typu výroby v hodnotě:

Jaderné: 0,055, Parní: 0,092, Paroplynové: 0,014, Plynové a spalovací: 0,059, Ostatní: 0,092

Instalovaný příkon elektrokotle [MW] je součet instalovaných příkonů elektrokotlů certifikovaných pro poskytování podpůrných služeb v daném předávacím místě k poslednímu dni zúčtovacího období.

Jaroslav Mačí, UCED, s.r.o.	18	20.7.2022	<p>NCR PROBLEMATICKÉ OKRUHY</p> <p>1. Nevhodné použití pojmu</p> <p>Nevhodné zavedením pojmu „maximální odebraný výkon“. Mezi účastníky trhu je zavedeno užívání pojmu příkon (rezervovaný příkon) pro sjednanou hranici maximálního odběru (odebraného výkonu) z distribuční soustavy (směr ven z distribuční, resp. ven z elektrizační soustavy); stejně je zavedeno užití pojmu výkon (rezervovaný výkon) pro sjednanou hranici maximální dodávky (dodaného výkonu) do distribuční soustavy (směr do distribuční, resp. do elektrizační soustavy). Pokud je tedy v NCR pro odběr ze soustavy zaváděn nový pojem maximální odebraný výkon, povede to u účastníků trhu, zejména u zákazníků ke zmatkům či dokonce k nepochopení cenového rozhodnutí.</p> <p>Návrh řešení:</p> <p>Vhodnější by bylo užití pojmů</p> <ul style="list-style-type: none"> „maximální dosažený příkon“ „maximální dosažený výkon“. <p>í když se jedná o určité zjednodušené užití pojmů maximální dosažený průměrný čtvrt hodinový příkon/výkon, k tomuto zjednodušení však již došlo užíváním pojmů rezervovaný příkon a rezervovaný výkon, zejména ve vyhl. 16/2016 Sb.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Pojem maximální čtvrt hodinový odebraný výkon není nový, dochází pouze k jeho definici na úrovni vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou tak, aby byl používán v uvedené vyhlášce i v cenových rozhodnutích ERÚ stejným způsobem. V cenových rozhodnutích se tento pojem vyskytuje od začátku vydávání cenových rozhodnutí ERÚ. Pojem maximální odebraný výkon byl zvolen např. i s ohledem na fakt, že tento pojem je ve stejném významu již používán v rámci vyhlášky č. 359/2020 Sb., o měření elektřiny.</p>
Jaroslav Mačí, UCED, s.r.o.	19	20.7.2022	<p>2. Cena zajištění distribuce za RP (RPvPM) a MOV</p> <p>NCR ruší cenu za rezervovanou kapacitu a nově zavádí dvě nové ceny (jejich kombinaci):</p> <ul style="list-style-type: none"> cenu za rezervovaný příkon distribuční soustavy (v předávacím místě) cenu za maximální odebraný výkon z distribuční soustavy <p>Tyto ceny jsou vyhodnocovány ve své kombinaci (součtu) v nově zavedených tarifech T1 a T2, cena se hradí v tarifu, který bude v konkrétním zúčtovacím období (kalendářním měsíci) po provedení součtu obou cen nižší.</p> <p><u>Zavedení ceny za RPvPM navrženým způsobem může vést až k rozkolísání trhu, kdy pro řadu účastníků trhu, zejména u provozovatelů LDS dojde k podstatnému navýšení ceny za zajištění distribuce s efektem souběhu stejně nebo nižší ceny za zajištění distribuce inkasované od zákazníků</u></p> <p>Tarify T1 a T2 jsou navrženy tak, že v většině případů bude účtován pouze tarif T2. Tarif T1 bude účtován pouze v případě, že MOV bude pravidelně v každém zúčtovacím období (měsíc) dosahovat těsně pod RPvPM (bude jen cca 1,2 krát vyšší než MOV). Lze si jen těžko představit, že účastníci trhu budou mít ve větší míře sjednan RPvPM (zpravidla odpovídající rezervovanému příkonu v místě připojení) tak nízko, že MOV bude pravidelně dosahovat takřka RPvPM. Takového poměru bylo možno dosahovat mezi sjednanou celkovou (součet měsíční a roční) a roční rezervovanou kapacitou. Aktuální pravidla pro sjednávání RP/RPvPM formou změny technických podmínek Smlouvy o připojení však podobnou flexibilitu neumožňují.</p> <p>Drtivá většina účastníků trhu aktuálně má (a do budoucna bude mít) sjednan rezervovaný příkon v místě připojení (tedy fakticky i RPvPM) výrazně vyšší než MOV.</p> <p>NCR má platit již od 1.1.2024. Přitom <u>není připraveno nové znění vyhlášky o připojení k elektrizační soustavě</u>, která musí velmi vyváženě vyřešit problematiku sjednávání (navyšování a snižování) rezervovaného příkonu v místě připojení a také musí stanovit pravidla pro sjednávání rezervovaného příkonu v předávacím místě tvořeném více místy připojení (např. lhůty pro sjednání/změnu RPvPM).</p> <p>Novela vyhlášky o připojení musí řešit zejména:</p> <ul style="list-style-type: none"> upravit zjednodušený postup změny smlouvy o připojení a stanovení přiměřených lhůt pro uzavření změny smlouvy při sjednávání RPvPM u předávacích míst tvořených více místy připojení, stanovit přesná pravidla pro určení, za jakých podmínek místa připojení tvoří jedno předávací místo; 	<p>Neakceptováno</p> <p>Úhradou měrného podílu na oprávněných nákladech spojených s připojením uhradí účastník trhu jednorázové náklady na připojení, ne opravy, údržbu a obnovu majetku potřebného pro zajištění distribuce elektřiny v požadovaném rozsahu.</p> <p>Každý účastník trhu s elektřinou musí hradit náklady, které svými požadavky v soustavě vyvolává, v opačném případě by tyto náklady byly přenášeny na ostatní účastníky trhu s elektřinou. Z pohledu ERÚ jsou podmínky pro účastníky trhu s elektřinou, kteří mají obtížněji predikovatelný, nebo jinak nepravidelný odběrový diagram v dostatečném rozsahu ošetřeny stanovením dvojice tarifů T1 a T2, kdy tarif T2 primárně míří na tyto účastníky trhu s elektřinou.</p> <p>Zároveň si může v České republice většina zákazníků připojených na vyšších napěťových hladinách požádat o udělení licence, která by jim následně podle uvedeného návrhu garantovala snížení platby za rezervovaný příkon, a to pouze z titulu, že je držitelem licence, i když by jinak své chování a charakter odběru elektřiny nezměnil.</p> <p>Navržené úpravy v oblasti předávacího místa pod písm. a) a b) vyplývají přímo z definice uvedené v zákoně č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon). Navrženou úpravu pod písm. c) nelze aplikovat, z důvodu, že by omezovala zákonnou definici předávacího místa.</p> <p>Úprava vyhlášky č. 16/2016 Sb., o připojení k elektrizační soustavě se očekává s účinností od 1. 7. 2024. V rámci vyhlášky se zamýšlí revize současných procesních lhůt, kterou jsou</p>

		<ul style="list-style-type: none"> • upravit zjednodušený postup změny smlouvy o připojení při snižování rezervovaného příkonu v místě připojení; • stanovit možnost neplatit podíl na nákladech spojených s připojením a se zajištěním požadovaného příkonu nebo výkonu (dále jen „podíl na oprávněných nákladech“) při opětovném navýšení rezervovaného příkonu v místě připojení; • zakotvit přednostní nárok na opětovné navýšení RP až do výše původní hodnoty. <p>Je zcela nepravděpodobné, že účastníci trhu budou snižovat (zaplacené) rezervované příkony svých míst připojení, aniž budou změněna pravidla pro opětovné navýšení rezervovaného příkonu na původní úroveň.</p> <p>Každý účastník trhu musel postupovat při sjednání rezervovaného příkonu v každém svém jednotlivém místě připojení uváženě, přičemž:</p> <ul style="list-style-type: none"> • vynaložil (často nemalé) náklady na úhradu podílu na oprávněných nákladech, • vynaložil náklady na svou technologii odpovídající sjednanému rezervovanému příkonu v místě připojení (včetně instalace odpovídajících měřících transformátorů). <p>Každý takový účastník trhu tedy již pečlivě vážil své potřeby rezervovaného příkonu v každém místě připojení (včetně budoucího rozvoje) a jistě nevynakládal značné peněžní prostředky neúčelně. Žádný z účastníků trhu při vynakládání těchto nákladů nebyl regulátorem upozorněn, že v budoucnu bude za „nevyužitý“ rezervovaný příkon průběžně sankcionován výrazně zvýšenou cenou za zajištění služby distribuce.</p> <p>Nyní se náhle tento dosud zcela řádně jednající účastník trhu ocitá před novým rozhodnutím, které rovněž musí učinit s péčí řádného hospodáře, zda „narychlo“ snížit rezervovaný příkon v místě (více místech) připojení, aby došlo ke snížení RPvPM a nebylo nutné hradit zvýšenou cenu za zajištění distribuce (často by šlo o navýšení významné). Jinak má být takový účastník trhu od 1.1.2024 průběžně sankcionován zvýšenou cenou zajištění distribuce za své dosud zcela řádné a zodpovědné chování, tedy za zajištění dostatečného rezervovaného příkonu v místě připojení. Pokud se rozhodne sankcionování vyhnout, musí okamžitě zahájit proces změny smlouvy (smluv) o připojení, aby se pokusil dosáhnout změny smlouvy o připojení do 31.12.2023. Účastník trhu by tak musel požádat o snížení rezervovaného příkonu v místě (místech) připojení a o nové sjednání RPvPM (pokud je předávací místo tvořeno více místy připojení) ještě před vydáním nového cenového rozhodnutí a před novelizací vyhlášky o pravidlech trhu, aniž by mohl tušit, jaká bude finální podoba těchto předpisů. Uzavření nové smlouvy o připojení na napěťových hladinách VN a VVN je otázkou i více než 60 dnů. PDS nemohou takové žádosti řešit přednostně. Navíc je možné očekávat, že takových žádostí bude značné množství. Snížení rezervovaného příkonu v místě připojení pak bude zpravidla spojeno s požadavkem PDS na provedení technických úprav na zařízení žadatele. Půjde zejména o výměnu měřících transformátorů, vyžadovány budou rozsáhlé technické úpravy související se splněním podmínek Přílohy č.1 PPDS - PRAVIDLA PRO VÝMĚNU DAT MEZI PDS A UŽIVATELI DS. Takové technické změny vyžadují poměrně dlouhou dobu realizace a významnou, jednorázovou alokaci finančních prostředků k úhradě nově vyvolaných investičních nákladů souvisejících se změnou připojení. V průměru lze tedy očekávat, že se účastníkům trhu nepodaří změnit rezervovaný příkon v místě připojení ve lhůtě kratší než 12 měsíců. A tato lhůta začne běžet nejdříve po termínu platnosti a účinnosti všech navrhovaných změn. .</p> <p>Navíc, bez úpravy vyhlášky 16/2016 Sb. o připojení k elektrizační soustavě, musí účastník trhu (zákazník, PLDS, výrobce) počítat s tím, že</p> <ul style="list-style-type: none"> • za snížení rezervovaného příkonu v místě připojení mu nebude vrácena žádná část zaplaceného podílu na oprávněných nákladech (příp. zaplacených skutečných nákladů připojení), • vynaloží nemalé prostředky na nezbytné technické úpravy spojené se snížením rezervovaného příkonu, • nemá žádnou jistotu, že v případě požadavku na opětovné navýšení rezervovaného příkonu v místě připojení bude míst PDS takový příkon k dispozici, přitom 	<p>vyhláškou stanoveny a pro určité procesy, kde to je technicky možné, může dojít k úpravě maximálních procesních lhůt. Je však nutné vycházet ze zmocnění, které je stanoveno energetickým zákonem. Zmocnění k definicím pojmů v rámci vyhlášky rozhodně není bezbřehé.</p> <p>Pro účastníky trhu – provozovatele lokálních distribučních soustav, kteří jsou se zavedením inovovaného tarifního systému vystaveni zvýšení plateb vůči nadřazenému provozovateli regionální distribuční soustavy, doporučujeme v maximální míře využívat všech možností optimalizace své platby, tedy v první řadě optimalizaci hodnoty rezervovaného příkonu, poté zvážit volbu jednosložkové ceny služby sítě a s nadřazeným provozovatelem regionální distribuční soustavy v rámci smluvních ujednání smlouvy o připojení hledat optimální řešení.</p>
--	--	--	---

je velmi pravděpodobné, že na mnoha místech nebude dlouhodobě dostatek příkonu k dispozici,

- pokud požádá o navýšení rezervovaného výkonu nad rámec sníženého rezervovaného příkonu, zaplatí v celém rozsahu podíl, který by jinak do výše rezervovaného příkonu nehradil vůbec (VN) nebo nehradil v celém rozsahu (VVN Typ A),
- pokud požádá o opětovné navýšení příkonu, zaplatí znovu (již jednou placený a nevrácený) podíl na oprávněných nákladech (příp. skutečné náklady připojení),
- bude tedy ohrožen případný rozvoj odběrného zařízení zákazníka, resp. rozvoj (zákonem uložený) lokální distribuční soustavy.

Ještě komplikovanější je problém u PLDS, kteří budou pro udržení ekonomiky provozu DS nuceni udržovat RPvPM pouze na úrovni těsně nad úroveň MOV a nebudou tak mít k dispozici žádný rezervovaný příkon v místech připojení pro zajištění rozvoje své LDS. Řešením pak bude velmi častá změna RP v malých tranších vyvolaných požadavkem jediného zákazníka a enormní nárůst administrativy spojené se změnou Smluv o připojení na stranách PDS i PLDS. A to je jistě proti jednomu z cílů navrhované změny.

Účastníci trhu mají řadu technologií, které využívají vysoký odebraný výkon z distribuční soustavy jen v některých obdobích. Tito účastníci trhu však musí mít sjednaný dostatečný rezervovaný příkon stále (nemohou jej měnit každý měsíc, jako tomu bylo u měsíční rezervované kapacity). Tito účastníci trhu tedy budou po podstatnou část každého roku sankcionováni za „nevyužívaný“ rezervovaný příkon. Volba jednosložkové ceny pak není v tomto případě řešením. Její výhodnost je omezena dobou využití nižší než 600 hodin za rok, tedy méně než jeden měsíc a podle stávajících pravidel se sjednává na dobu minimálně jednoho roku. Tento princip pak tuto volbu činí nepoužitelnou.

Výrazně hůře na tom budou PLDS, ke kterým jsou připojeni účastníci trhu s takovými technologiemi. I oni totiž budou muset stále udržovat rezervovaný příkon v místě připojení k nadřazené distribuční soustavě a použití jednosložkové ceny je zde vzhledem k výše popsanému zcela vyloučeno.

Naprosto fatálním pochybením je však sankcionování PDS a PLDS za rezervovaný příkon potřebný pro rozvoj distribuční soustavy. PDS (PLDS) je ze zákona povinen vytvářet podmínky pro rozvoj DS, primárně tedy musí zajistit potřebný rezervovaný příkon dle plánu rozvoje DS. Tedy část rezervovaného příkonu určená pro rozvoj DS není a ani nemůže být využívána při stávajícím provozu DS. Dle NCR však bude PDS (PLDS) platit cenu i za tento RPvPM.

Pokud vyjdeme z toho, že běžně se rozvíjející LDS musí pro rozvoj v krátkodobém horizontu několika let disponovat rezervovaným příkonem v místě (místech) připojení k nadřazené distribuční soustavě nejméně o 50% vyšším, než je stávající MOV z nadřazené distribuční soustavy, bude PLDS platit cenu za RPvMP o nejméně 50% vyšší, než by platil, pokud by nezajistil dostatečný rezervovaný příkon pro rozvoj LDS, tedy fakticky bude sankcionován za rezervovaný příkon pro plánovaný rozvoj LDS (zákonná povinnost).

Pro vyloučení jednostranných, nesourodých výkladů je také potřeba definovat minimální požadavky na místo připojení tvoří předávací místo s více místy připojení takto:

- a) Místo připojení lze užívat soudobě s ostatními místy připojení téhož předávacího místa (tato podmínka vychází z toho, že místa připojení tvořící předávací místo musí být možné používat soudobě (soudobě místa připojení hlavního vedení – předávací místo hlavního vedení nebo soudobě místa připojení záložního vedení – předávací místo záložního vedení);
- b) Místo připojení je na stejné napěťové hladině jednoho provozovatele soustavy jako ostatní místa připojení téhož předávacího místa (tato podmínka odpovídá definici předávacího místa v EnZ);
- c) Místo připojení je ve stejné uzlové oblasti příslušné napěťové hladiny jako ostatní místa připojení téhož předávacího místa (návrh této podmínky vychází ze znění ust. § 13 odst. 2 vyhl. 16/2016 Sb. o připojení: Obdobně se postupuje při převodu rezervovaného příkonu na hladině vysokého nebo velmi vysokého napětí v rámci jedné uzlové oblasti příslušné napěťové hladiny.)

			<p>Návrh řešení:</p> <p>Upravit text v bodě 4.2. takto:</p> <p>(4.2) Cena za rezervovaný příkon distribuční soustavy:</p> <p>tuto cenu účtuje provozovatel distribuční soustavy zákazníkovi, provozovateli distribuční soustavy, výrobci elektřiny nebo provozovateli ostrovního provozu v zahraničí za rezervovaný příkon v předávacím místě odběrného místa, výroby elektřiny, distribuční soustavy nebo ostrovního provozu v zahraničí sjednaný ve smlouvě o připojení v rozsahu dle zákona o podporovaných zdrojích energie nebo stanovený postupem na základě zákona o podporovaných zdrojích energie (dále jen „rezervovaný příkon v předávacím místě“). Místo připojení je součástí předávacího s více místy připojení, pokud jej lze využívat soudobě s ostatními místy připojení téhož předávacího místa a všechna tato místa připojení jsou na jedné napěťové hladině jednoho provozovatele soustavy v rámci jedné uzlové oblasti příslušné napěťové hladiny. V případě předávacího místa mezi distribuční soustavou a k ní připojenou distribuční soustavou se při výpočtu měsíční ceny za rezervovaný příkon zohlední rezervovaný příkon v předávacím místě v rozsahu maximálního čtvrtročního odebraného výkonu v předávacím místě, nejméně se však zohlední v rozsahu 50% sjednané nebo stanovené hodnoty.</p>	
Jaroslav Mačí, UCED, s.r.o.	20	20.7.2022	<p>3. Cena za překročení RPvPM (bod 4.13. NCR)</p> <p>V NCR není zahrnuta významná a potřebná toleranční výjimka pro provozovatele LDS. Dosud se jedná o toleranční pásmo 10%, do jehož úrovně se nyní při překročení neúčtuje cena za překročení RK. V tomto pásmu je účtován skutečně naměřený Pmax, tedy ta jeho část přesahující sjednanou hodnotu RK.</p> <p>Je třeba zohlednit, že PLDS není odběratelem elektřiny, převzaté množství předává do předávacích míst zařízení připojených do jeho LDS a nemůže řídit odběrový diagram v předávacím místě a nést stejnou míru odpovědnosti za překročení jako zákazníci (popř. jiní připojení účastníci trhu), kteří PMAX odběru řídit mohou.</p> <p>Zároveň je nutné zohlednit, že toleranční pásmo u RPvPM musí být větší, než bylo dosud u RK, kterou bylo možné sjednávat měsíčně.</p> <p>Návrh řešení:</p> <p>Zavést pro LDS toleranční pásmo 20% doplněním bodu (4.13):</p> <p>Cena za překročení rezervovaného příkonu v předávacím místě se neuplatňuje u provozovatele lokální distribuční soustavy v případě, že překročení rezervovaného příkonu v předávacím místě je nižší nebo rovno 20 %. V případě překročení rezervovaného příkonu v předávacím místě o více než 20 % je za celkové překročení rezervovaného příkonu v předávacím místě účtována cena podle bodu (4.13).</p> <p>Dále navrhuje odlišit cenu za překročení RPvPM od ceny za překročení RP (v místě připojení) v případě, že PM je tvořeno více místy připojení. Stanovení těchto dvou cen má v obou případech sankční charakter, ale chráněné zájmy jsou výrazně odlišné. Bylo by tedy potřeba, aby při souběhu překročení byly hrazeny obě ceny, jinak by se vytrácel sankční charakter jedné z nich.</p> <p>Návrh řešení:</p> <p>Cenu za překročení RP (v místě připojení) zachovat.</p> <p>Sankci za překročení RPvPM v případě, že je předávací místo tvořeno více místy připojení a RPvPM je sjednaný ve smlouvě o připojení v rozsahu dle zákona o podporovaných zdrojích energie nebo stanovený postupem na základě zákona o podporovaných zdrojích energie navázat na cenu za RPvPM (např. tak, že při překročení RPvPM by cena za překročení byla stanovena jako dvojnásobek ceny za rezervovaný příkon z distribuční soustavy v tarifu T1).</p> <p>Při souběhu překročení by byla hrazena jednak cena za překročení RP v místě připojení a jednak by došlo k „sankčnímu“ započtení dvojnásobku (v rozsahu překročení) do ceny za RPvPM.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Provozovatel LDS si může sjednat takový rezervovaný příkon, aby nedocházelo k jeho překračování.</p> <p>Zároveň si může v České republice většina zákazníků připojených na vyšších napěťových hladinách požádat o udělení licence, která by jim následně podle uvedeného návrhu garantovala snížení platby za překročení rezervovaného příkonu, a to pouze z titulu, že je držitelem licence, i když by jinak své chování a charakter odběru elektřiny nezměnil.</p> <p>Pro souběžné účtování obou cen za překročení rezervovaného příkonu jak místa připojení, tak předávacího místa nevidíme důvod. Účtování vyšší z plateb buď za překročení rezervovaného příkonu místa připojení, nebo předávacího místa je podle našeho názoru dostatečná motivace k tomu, aby k překračování rezervovaného příkonu nedocházelo. V případě, že po úpravě tarifního systému dojde k výraznému navýšení překračování rezervovaného příkonu, bude tato oblast následně upravena.</p> <p>Zároveň upozorňujeme, že finanční dopad za překročení rezervovaného příkonu bude nižší v inovovaném systému než v systému s rezervovanou kapacitou. Dříve by účastník trhu hradil cenu za překročení rezervovaného příkonu a cenu za překročení rezervované kapacity, nově hradí pouze cenu za překročení rezervovaného příkonu.</p>

Jaroslav Mačí, UCED, s.r.o.	21	20.7.2022	<p>4. Napěťové hladiny a napěťové úrovně (bod. 4.1. NCR)</p> <p>Veškerá energetická legislativa dosud rozlišovala tři napěťové hladiny:</p> <ul style="list-style-type: none"> nízkého napětí – NN/nn (napětí od 50 V do 1 kV), vyššího napětí – VN/vn (napětí od 1 kV do 52 kV), velmi vysokého napětí – VVN/vvn (napětí od 52 kV do 300 kV), <p>vedle kterých jsou rozlišovány také napěťové hladiny</p> <ul style="list-style-type: none"> malého napětí (napětí méně než 50 V), zvláště vysokého napětí (napětí 300 kV až 800 kV), ultra vysokého napětí (napětí více než 800 kV). <p>U každé napěťové hladiny se dále mohou rozlišovat konkrétní úrovně napětí, na kterých jsou vedení a zařízení provozována.</p> <p>V ust. § 2 odst. 2 písm. a) bod 1 a bod 10 EnZ jsou uvedena napětí 0,4/0,23 kV, 1,5 kV, 3 kV, 6 kV, 10 kV, 22 kV, 25 kV nebo 35 kV a 110 kV, 220 kV a 400 kV.</p> <p>NCR v rozporu s dosavadní praxí a zcela nekoncepčně uvádí:</p> <p>a) v bodě 4.1. - Napěťové hladiny od 1 kV do 52 kV včetně jsou pro účely stanovení cen zajišťování distribuce elektřiny souhrnně označeny jako VN (vysoké napětí), napěťové hladiny od 52 kV do 110 kV včetně jsou pro účely stanovení cen zajišťování distribuce elektřiny souhrnně označeny jako VVN (velmi vysoké napětí).</p> <p>b) v poznámce pod čarou - samostatnými napěťovými hladinami jsou 3 kV, 5 kV, 5,25 kV, 6 kV, 6,3 kV, 10 kV, 10,5 kV, 21 kV, 22 kV, 35 kV, 38 kV a 110 kV.</p> <p>Přitom se nejedná o napěťové hladiny, ale pouze o jednotlivé úrovně napětí napěťové hladiny VN a napěťové hladiny VVN (v případě úrovně 110 kV). Navíc se v některých případech nejedná ani o samostatné úrovně napětí, když</p> <ul style="list-style-type: none"> napětí 5 kV, 5,25 kV, 6 kV, 6,3 kV označuje EnZ za jednu úroveň napětí 6 kV a napětí 21 kV, 22 kV označuje EnZ za jednu úroveň napětí 22 kV. <p>Cena distribuce dosud byla vždy vyhodnocována po napěťových hladinách NN, VN, VVN, nikoliv po jednotlivých úrovních napětí. Definice předávacího místa používá rovněž pojem napěťová hladina, přičemž není pochyb o tom, že se jedná pouze o napěťové hladiny NN, VN, VVN, nikoliv o jednotlivé úrovně napětí těchto napěťových hladin.</p> <p>EnZ v ust. § 2 odst. 2 písm. a) bod 10 stanoví: předávacím místem místo předání a převzetí elektřiny mezi přenosovou soustavou nebo distribuční soustavou a odběrným místem, výrobnou elektřiny nebo distribuční soustavou prostřednictvím jednoho nebo více míst připojení na jedné napěťové hladině jednoho provozovatele soustavy nebo místo předání a převzetí elektřiny mezi přenosovou soustavou a zahraniční přenosovou soustavou, přičemž za samostatné předávací místo se považuje jedno nebo více míst připojení záložního napájení na jedné napěťové hladině, jednoho provozovatele soustavy</p> <p>Vyhl. č. 408/2015 Sb. o pravidlech trhu s elektřinou rozlišuje tyto samostatné napěťové hladiny:</p> <ul style="list-style-type: none"> nízkého napětí NN vyššího napětí VN velmi vysokého napětí VVN <p>Vyhláška přitom užívá pojem pro každou tuto napěťovou hladinu jednotné číslo, nehovoří tedy např. o napěťových hladinách vysokého napětí VN, ale o (jediné) napěťové hladině vysokého napětí VN</p> <p>Vyhl. č. 16/2016 Sb. o připojení k elektrizační soustavě rozlišuje rovněž tyto samostatné napěťové hladiny:</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>V § 2 odst. 2 písm. a) bod 23 zákona č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon) je uvedeno následující:</p> <p><i>Předávacím místem se rozumí místo předání a převzetí elektřiny mezi přenosovou soustavou nebo distribuční soustavou a odběrným místem, výrobnou elektřiny nebo distribuční soustavou prostřednictvím jednoho nebo více míst připojení na jedné napěťové hladině jednoho provozovatele soustavy nebo místo předání a převzetí elektřiny mezi přenosovou soustavou a zahraniční přenosovou soustavou, přičemž za samostatné předávací místo se považuje jedno nebo více míst připojení záložního napájení na jedné napěťové hladině, jednoho provozovatele soustavy.</i></p> <p>V § 28 odst. 4 zákona č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů, je uvedeno následující:</p> <p><i>Úřad stanoví složku ceny služby distribuční soustavy a složku ceny služby přenosové soustavy na podporu elektřiny pro</i></p> <p><i>a) předávací místa s přenosovou nebo distribuční soustavou na napěťové hladině velmi vysokého napětí a vysokého napětí v Kč/MW/měsíc podle sjednaného rezervovaného příkonu v předávacím místě ve smlouvě o připojení; rezervovaný příkon je možné sjednat v rozsahu od nejvyššího rezervovaného příkonu ze všech míst připojení tvořících dané předávací místo do součtu rezervovaných příkonů všech míst připojení tvořících dané předávací místo, a</i></p> <p>V § 28a odst. 6 zákona č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů, je uvedeno následující:</p> <p><i>Pokud ve smlouvě o připojení nebyl sjednán rezervovaný příkon v předávacím místě, ale pouze rezervovaný příkon pro jednotlivá místa připojení, použije se pro stanovení platby na podporu elektřiny součet sjednaných rezervovaných příkonů hlavních vedení na jedné napěťové hladině. Pokud ve smlouvě o připojení nebyl sjednán rezervovaný příkon v předávacím místě ani rezervovaný příkon pro jednotlivá místa připojení, použije se pro stanovení platby na podporu elektřiny místo sjednaného rezervovaného příkonu v předávacím místě výše sjednaného rezervovaného příkonu na jednotlivých napěťových hladinách.</i></p> <p>Aby dávaly ustanovení primární legislativy České republiky smysl, je nezbytné vykládat tato ustanovení způsobem uvedeným v návrhu cenového rozhodnutí ERÚ.</p> <p>V opačném případě by mohlo docházet k situacím, kdy by měl zákazník dvě hlavní vedení a dvě místa připojení např. na 22 kV i 6</p>
-----------------------------	----	-----------	---	--

			<ul style="list-style-type: none"> nízkého napětí NN vysokého napětí VN velmi vysokého napětí VVN <p>Vyhlaška rovněž užívá pojem pro každou tuto napěťovou hladinu jednotné číslo, nehovoří tedy např. o napěťových hladinách vysokého napětí VN, ale o (jediné) napěťové hladině vysokého napětí VN</p> <p>Pokud dle NCR má být RPvPM vyhodnocován za předávací místo, nemůže NCR měnit zákonnou definici předávacího místa, která je zakotvena v ust. § 2 odst. 2 písm. a) bod 10 EnZ (na jedné napěťové hladině). NCR rozhodně nemůže v rozporu s ostatní energetickou legislativou zaměnit jednotlivé úrovně napětí napěťové hladiny VN a jednu z úrovní napětí napěťové hladiny VVN za samostatné napěťové hladiny.</p> <p>Navržené znění NCR je v rozporu s ostatní energetickou legislativou.</p> <p>Návrh řešení:</p> <p>Upravit text v bodě 4.1. takto:</p> <p>(4.1) Ceny zajišťování distribuce elektřiny vztahované k hodnotám v předávacím místě odběrného místa, výroby elektřiny, distribuční soustavy nebo ostrovního provozu v zahraničí jsou účtovány samostatně za každou napěťovou hladinu. Napěťové úrovně hladiny od 1 kV do 52 kV včetně jsou pro účely stanovení cen zajišťování distribuce elektřiny souhrnně označeny jako napěťová hladina VN (vysoké napětí), napěťové úrovně hladiny od 52 kV do 110 kV včetně jsou pro účely stanovení cen zajišťování distribuce elektřiny souhrnně označeny jako napěťová hladina VVN (velmi vysoké napětí).</p> <p>Poznámku 6 vypustit zcela</p> <p>Upravit text v bodě 4.4. takto:</p> <p>(4.4) V případě předávacích míst nadřazenou distribuční soustavou a distribučními soustavami sloužícími k napájení soustavy vzájemně propojených elektrických vedení určených k napájení vozidel pomocí sběrače (napájení dopravních prostředků elektrické trakce) probíhá uplatňování ceny za rezervovaný příkon a ceny za maximální odebraný výkon zvlášť za souhrn míst připojení z hlavních vedení a zvlášť za souhrn míst připojení ze záložních vedení, a to zvlášť pro každou napěťovou hladinu velmi vysokého napětí VN a každou zvlášť pro napěťovou hladinu vysokého napětí VVN.</p>	<p>kV. Pokud by tato vedení byla souhrnně označena jako jedna napěťová hladina, mohl by zákazník odebírat výkon ve výši součtu rezervovaných příkonů těchto míst připojení z místa připojení na 6 kV bez toho, aniž by překročil rezervovaný příkon předávacího místa, který na tento stav nebude připraveno.</p> <p>Pojem napěťová úroveň primární legislativa České republiky nepoužívá.</p>
Jaroslav Mačí, UCED, s.r.o.	22	20.7.2022	<p>5. Záložní vedení (bod 4.21. NCR)</p> <p>Ustanovení 4.21 řeší účtování ceny pouze v případě využití vyvolaného PDS. Zcela chybné ustanovení, které by řešilo ostatní využití záložního vedení, a tedy musí být aplikována ostatní (obecné) úpravy. Dle NCR má být za záložního vedení hrazena</p> <p>a) cena za RPvPM vždy za každé zúčtovací období (měsíc) a</p> <p>b) cena za MOV za zúčtovací období (měsíc), ve kterém dojde k využití záložního vedení (není-li vyvoláno PDS / provozovatelem nadřazené distribuční soustavy);</p> <p>a zároveň byl zrušen limit pro neúčtování využití záložního vedení po dobu 96 hod / 1x ročně při předem plánované (ohlášené) odstávce.</p> <p>Toto řešení je akceptovatelné u záložního vedení odběrných míst a výroben. Není však akceptovatelné v případě distribučních soustav. Připojení záložním vedením buduje PRDS/PLDS na své (nemalé) náklady. Jedná se při tom o zajištění bezpečnosti a spolehlivosti provozu DS ve prospěch připojených účastníků trhu bez ohledu na to, zda jde o RDS či LDS. Provozovatelé LDS musí se zákona plnit veškeré povinnosti stanovené pro PDS, musí dodržovat všechna pravidla daná předmětnou energetickou legislativou. PLDS provozují také kritickou infrastrukturu a zajišťují službu ve veřejném zájmu. Není tudíž možné připustit princip odlišného přístupu. PRDS je nepochybně motivován k posilování záložních (mnohdy násobně redundantních) tím, že náklady na toto posilování jsou zahrnuty do povolených nákladů a tudíž i do povolených výnosů. Aktuální návrh však, v rozporu s principem jednotného přístupu, významně navyšuje provozní náklady PLDS na stejný stupeň zajištění kvality služby, přitom však nepočítá s navýšením inkasa</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Záložní vedení přináší účastníkům trhu s elektřinou vyšší standard zajištění služby přenosové nebo distribuční soustavy, jeho alespoň částečné zpoplatnění je proto žádoucí stav.</p> <p>Pokud je ve smlouvě o připojení označené vedení jako záložní a zároveň je vyvedeno ze stejného uzlu soustavy, doporučujeme Vám revidovat Vaši smlouvu o připojení s provozovatelem přenosové nebo distribuční soustavy.</p> <p>Individuální výjimka z principu jen výlučně pro provozovatele lokálních distribučních soustav není možná vzhledem k tomu, že si může v České republice většina zákazníků připojených na vyšších napěťových hladinách požádat o udělení licence, která by jim následně podle uvedeného návrhu garantovala snížení plateb, a to pouze z titulu, že je držitelem licence, i když by jinak své chování a charakter odběru elektřiny nezměnil.</p>

			<p>od připojených odběratelů či výroben. A zákazníci jsou jediní, kteří tuto kvalitu konzumují a profitují z ní.</p> <p>Za zajištění spolehlivého provozu DS nemůže být tedy PDS/PLDS průběžně „sankcionován“ platbou ceny za RPvPM, která může být poměrně značná s ohledem na skutečnost, že RP záložního vedení zpravidla odpovídá RP hlavního vedení.</p> <p>Další „sankcí“ za provozování záložního vedení je dvojnásobná cena za MOV. Pokud každé využití vlastního záložního vedení, a to i při plánované krátkodobé odstávce, je spojeno s tím, že v příslušném měsíci bude účtována společně:</p> <p>a) cena za RPvPM a MOV za využití hlavních vedení</p> <p>a rovněž</p> <p>b) cena za RPvPM a MOV za využití záložních vedení,</p> <p>pak PDS (PLDS) fakticky uhradí dvojnásobnou cenu jenom proto, že zajistil spolehlivý a bezpečný provoz své LDS.</p> <p>Případná argumentace, že při plánované odstávce je možné záložní vedení využívat celý kalendářní měsíc namísto hlavních vedení je nesprávná, takové řešení je nesystémové. Provoz záložních vedení nemá nahrazovat provoz hlavních vedení, pokud to není nezbytné. Navíc k haváriím na zařízení LDS znemožňujícím využití připojených hlavních vedení dochází zcela neočekávaně, nelze tedy plánovat „celoměsíční“ využití záložního vedení místo hlavního vedení.</p> <p>Návrh řešení:</p> <p>Upravit znění bodu 4.21.</p> <p>(4.21) V případě připojení odběrného místa nebo výroby k distribuční soustavě hlavním i záložním vedením a použití záložního vedení je vyvoláno pouze událostmi nebo úkony na zařízení elektrizační soustavy nebo v případě připojení distribuční soustavy k nadřazené distribuční soustavě provozovatele distribuční soustavy zajišťujícího v daném předávacím místě odběrného místa nebo výroby elektřiny nebo distribuční soustavy službu distribuční soustavy, vyhodnocuje se platba ceny za maximální odebraný výkon pouze v předávacím místě hlavního vedení. V takovém případě je účtována cena za maximální odebraný výkon za větší z hodnot maximálních čtvrt hodinových odebraných výkonů z hlavního a záložního vedení. Pokud jsou hlavní a záložní vedení na jiné napěťové hladině a soudobý součet maximálních čtvrt hodinových odebraných výkonů ze soustavy záložními vedeními je vyšší než soudobý součet maximálních čtvrt hodinových odebraných výkonů hlavními vedeními, účtuje se soudobý součet maximálních čtvrt hodinových odebraných výkonů záložními vedeními za cenu za maximální odebraný výkon předávacího místa vyšší napěťové hladiny. Účtování ceny za rezervovaný příkon v předávacím místě záložního vedení odběrného místa a výroby není připojením na záložní vedení dotčeno. V případě, že je na záložním vedení sjednána jednosložková cena za službu sítě, nebude v tomto případě účtována cena dle bodu 4.21, za odebrané množství elektřiny ze záložního vedení bude účtována cena podle bodu (4.34). Cena za rezervovaný příkon v předávacím místě záložního vedení distribuční soustavy se neúčtuje. Hlavní a záložní vedení nelze využívat soudobě.</p>	
Jaroslav Mačí, UCED, s.r.o.	23	20.7.2022	<p>6. Záporné služby výkonové rovnováhy (body 4.29. a 4.30. NCR)</p> <p>NCR řeší pouze vyhodnocení MOV při poskytování záporných služeb výkonové rovnováhy. Vůbec není uvažováno o omezení či vyloučení ceny za RPvPM. Zařízení poskytující zápornou službu výkonové rovnováhy mohou sloužit pouze k poskytování těchto služeb, případně využívají svůj maximální příkon pouze pro poskytování služeb výkonové rovnováhy.</p> <p>Není přijatelné aby poskytovatel SVR hradil cenu za RPvPM (fakticky tedy tarif T2), pokud rezervovaný příkon (nebo jeho část) využívá pouze při poskytování SVR. Stejně tak nemůže provozovatel distribuční soustavy, ke které je zařízení pro SVR připojeno, hradit cenu za RPvPM v rozsahu, v jakém je rezervován pro provoz připojeného zařízení využívaného pouze pro SVR.</p> <p>Návrh řešení:</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Účastník trhu s elektřinou vyvolává svým odběrem náklady v soustavě, i když je tento odběr spojený s poskytováním služeb výkonové rovnováhy v záporném směru a je nutné, aby tyto náklady po zohlednění přínosů, které soustavě poskytuje, alespoň částečně hradil. Výjimka z hrazení ceny za maximální odebraný výkon je podle ERÚ dostačena k motivování účastníků trhu pro poskytování služeb výkonové rovnováhy.</p>

			Zavést vyluku z placení ceny za RPvPM v rozsahu, v jakém je RPvPM využíván (certifikován) pro záporné SVR.	
Jaroslav Mačí, UCED, s.r.o.	24	20.7.2022	<p>7. Závěr</p> <p>Změnu tarifního systému ze všech shora uvedených důvodů je nutné podrobně konzultovat se všemi účastníky trhu; nyní probíhající VKP je zcela nedostatečný.</p> <p>Následně je nutné připravit:</p> <ol style="list-style-type: none"> kvalitní znění cenového rozhodnutí, kvalitní novelizaci vyhlášky o pravidlech trhu s elektřinou, kvalitní novelizaci vyhlášky o připojení k elektrizační soustavě, <p>a tato navržená znění dopracovat v rámci nového VKP, když účinnost všech změn musí nastat k jednomu datu.</p> <p>Změna tarifního systému by tedy měla být zavedena ke dni, kdy nabydou účinnosti novely obou vyhlášek.</p> <p>POJMY DEFINOVANÉ V JINÝCH PRÁVNÍCH PŘEDPISECH:</p> <p>Odběrné místo:</p> <p>místo, které je připojeno k přenosové nebo k distribuční soustavě a kde je instalováno odběrné elektrické zařízení jednoho zákazníka, v němž dochází ke spotřebě elektřiny, včetně měřících transformátorů, do něhož se uskutečňuje dodávka elektřiny,</p> <p>(§ 2 odst. 2 písm. a) bod 6 EnZ)</p> <p>Regionální distribuční soustava</p> <p>(je definována nepřímo definicí provozovatele regionální distribuční soustavy)</p> <p>provozovatelem regionální distribuční soustavy držitel licence na distribuci elektřiny, jehož distribuční soustava je přímo připojena na přenosovou soustavu</p> <p>(§ 2 odst. 1 písm. v) zák. č. 165/2012 o podporovaných zdrojích energie)</p> <p>Lokální distribuční soustava</p> <p>(je definována nepřímo definicí provozovatele lokální distribuční soustavy)</p> <p>provozovatelem lokální distribuční soustavy držitel licence na distribuci elektřiny, jehož distribuční soustava není přímo připojena k přenosové soustavě</p> <p>(§ 2 odst. 1 písm. w) zák. č. 165/2012 o podporovaných zdrojích energie)</p> <p>Nadřazená distribuční soustava</p> <p>distribuční soustava, ke které je připojena lokální distribuční soustava</p> <p>(§ 28a odst. 3 zák. č. 165/2012 o podporovaných zdrojích energie)</p> <p>Místo připojení:</p> <p>místo v přenosové soustavě nebo v distribuční soustavě, ve kterém je připojeno odběrné místo, výrobní elektřiny nebo distribuční soustava, a to přímo, prostřednictvím elektrické přípojky, společné domovní instalace nebo prostřednictvím elektrické přípojky a společné domovní instalace</p> <p>(§ 2 odst. 2 písm. a) bod 22 EnZ)</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Změna tarifní struktury byla dostatečným způsobem konzultována se všemi účastníky trhu s elektřinou. Návrh na změnu tarifní struktury je kvalitně zpracovaný a bere v potaz všechny důležité aspekty. Novela vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou a cenové rozhodnutí ERÚ, tedy zásadní legislativní předpisy pro změnu tarifní struktury, budou účinné k 1. dubnu 2024.</p>

Předávací místo:

místo předání a převzetí elektřiny mezi přenosovou soustavou nebo distribuční soustavou a odběrným místem, výrobnou elektřiny nebo distribuční soustavou prostřednictvím jednoho nebo více míst připojení na jedné napěťové hladině jednoho provozovatele soustavy nebo místo předání a převzetí elektřiny mezi přenosovou soustavou a zahraniční přenosovou soustavou, přičemž za samostatné předávací místo se považuje jedno nebo více míst připojení záložního napájení na jedné napěťové hladině, jednoho provozovatele soustavy

(§ 2 odst. 2 písm. a) bod 23 EnZ)

místo nebo místa připojení záložního napájení na jedné napěťové hladině, které nelze využívat soudobě s hlavním vedením a které je ve smlouvě o připojení označeno jako záložní vedení (dále jen „záložní vedení“), registruje provozovatel přenosové nebo distribuční soustavy jako samostatné předávací místo

(§ 16 odst. 3 vyhl. č. 408/2015 o pravidlech trhu s elektřinou)

Zařízení (připojované):

výrobná, distribuční soustava nebo odběrné elektrické zařízení

(pozn. správně by mělo být místo pojmu odběrné elektrické zařízení užit pojmů odběrné místo, protože se připojuje odběrné místo nikoliv odběrné elektrické zařízení)

(§ 2 písm. c) vyhl. č. 16/2016 Sb. o podmínkách připojení k elektrizační soustavě)

Hlavní vedení:

(definice nenalezena, výkladem lze vyjít z definice záložního vedení viz níže)

napájení (vedení) na jedné napěťové hladině, které nelze využívat soudobě se záložním vedením a které není ve smlouvě o připojení označeno jako záložní vedení

(opak k definici záložního vedení dle § 16 odst. 3 vyhl. č. 408/2015 o pravidlech trhu s elektřinou)

Záložní vedení:

záložního napájení na jedné napěťové hladině, které nelze využívat soudobě s hlavním vedením a které je ve smlouvě o připojení označeno jako záložní vedení

(§ 16 odst. 3 vyhl. č. 408/2015 o pravidlech trhu s elektřinou)

Technologická vlastní spotřeba elektřiny

spotřeba elektrické energie na výrobu elektřiny v hlavním výrobním zařízení i pomocných provozech, které s výrobou elektřiny přímo souvisejí, včetně výroby, přeměny nebo úpravy paliva, ztrát v rozvodu vlastní spotřeby i ztrát na zvyšovacích transformátorech výroby elektřiny pro dodávku do distribuční soustavy nebo přenosové soustavy

(§ 2 odst. 1 písm. x) zák. č. 165/2012 o podporovaných zdrojích energie)

Rezervovaný příkon (v místě připojení)

1. hodnota elektrického příkonu v místě připojení k přenosové soustavě v MW v základním zapojení sjednaná s provozovatelem přenosové soustavy na základě požadovaného příkonu a technických parametrů zařízení přenosové soustavy v místě připojení k přenosové soustavě, nebo

2. hodnota elektrického příkonu sjednaná s provozovatelem distribuční soustavy na základě požadovaného příkonu v místě připojení v MW na hladině velmi vysokého nebo vysokého napětí nebo ve vyšší jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem v A v místě připojení na hladině nízkého napětí,

(§ 2 písm. a) vyhl. č. 16/2016 Sb. o podmínkách připojení k elektrizační soustavě)

Rezervovaný výkon (v místě připojení)

1. hodnota připojovaného výkonu výroby sjednaná v místě připojení k přenosové soustavě v MW,

2. hodnota připojovaného výkonu výroby sjednaná v místě připojení k distribuční soustavě v MW, nebo

3. hodnota výkonu v MW sjednaná s provozovatelem přenosové soustavy v místě připojení distribuční soustavy nebo sjednaná s provozovatelem distribuční soustavy v místě připojení jiné distribuční soustavy

(§ 2 písm. b) vyhl. č. 16/2016 Sb. o podmínkách připojení k elektrizační soustavě)

Rezervovaný příkon v předávacím místě (Rezervovaný příkon předávacího místa)

(definován nepřímo, definice zjednodušená)

na napěťové hladině velmi vysokého napětí a vysokého napětí se ve smlouvě o připojení sjednává rezervovaný příkon v předávacím místě; rezervovaný příkon je možné sjednat v rozsahu od nejvyššího rezervovaného příkonu ze všech míst připojení tvořících dané předávací místo do součtu rezervovaných příkonů všech míst připojení tvořících dané předávací místo

(§ 28 odst. 4 písm. a) zák. č. 165/2012 o podporovaných zdrojích energie)

Smlouva o připojení

Smlouvou o připojení se zavazuje provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy připojit k přenosové soustavě nebo k distribuční soustavě zařízení žadatele pro výrobu, distribuci nebo odběr elektřiny a zajistit dohodnutý rezervovaný příkon nebo výkon v místě připojení a žadatel se zavazuje uhradit podíl na oprávněných nákladech na připojení. Smlouva o připojení musí obsahovat technické podmínky připojení zařízení, umístění měřicího zařízení, termín připojení, místo připojení zařízení, specifikaci místa připojení a rezervovaný příkon předávacího místa. V případě připojení zařízení pro výrobu elektřiny přímo k přenosové soustavě nebo k distribuční soustavě nebo prostřednictvím odběrného místa nebo prostřednictvím jiné výroby elektřiny musí smlouva o připojení také obsahovat jeho druh a skutečný instalovaný výkon. V případě připojení distribuční soustavy k nadřazené distribuční soustavě musí smlouva o připojení také obsahovat druh a instalovaný výkon připojených výroben elektřiny a údaje o zařízení s významným vlivem na nadřazenou distribuční soustavu, které stanoví prováděcí právní předpis. Smlouva o připojení zařízení žadatele pro výrobu, distribuci nebo odběr elektřiny k přenosové soustavě nebo distribuční soustavě vyžaduje písemnou formu.

(§ 28a odst. 6 zák. č. 165/2012 o podporovaných zdrojích energie)

Sjednání rezervovaného příkonu předávacího místa

Rezervovaný příkon předávacího místa na napěťové hladině vysokého napětí a vyšších může být ve smlouvě o připojení sjednán v rozsahu od nejvyššího rezervovaného příkonu ze všech míst připojení tvořících dané předávací místo do součtu rezervovaných příkonů všech míst připojení tvořících dané předávací místo. Rezervovaný výkon předávacího místa na napěťové hladině nízkého napětí je ve smlouvě o připojení sjednán podle jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem v předávacím místě; v případě, že předávací místo není vybaveno hlavním jističem před elektroměrem, použije se jmenovitá proudová hodnota nejbližšího předřazeného jisticího prvku.

(§ 3 odst. 4 vyhl. č. 16/2016 Sb. o podmínkách připojení k elektrizační soustavě)

Stanovení rezervovaného příkonu předávacího místa (podle zákona o POZE):

Pokud ve smlouvě o připojení nebyl sjednán rezervovaný příkon v předávacím místě, ale pouze rezervovaný příkon pro jednotlivá místa připojení, použije se pro stanovení platby na podporu elektřiny součet sjednaných rezervovaných příkonů hlavních vedení na jedné napěťové hladině. Pokud ve smlouvě o připojení nebyl sjednán rezervovaný příkon v předávacím místě ani rezervovaný příkon pro jednotlivá místa připojení, použije se pro stanovení platby na podporu elektřiny místo sjednaného rezervovaného příkonu v předávacím místě výše sjednaného rezervovaného příkonu na jednotlivých napěťových hladinách.

(§ 28a odst. 6 zák. č. 165/2012 o podporovaných zdrojích energie)

			<p>Pozn.</p> <p>V systému OTE jsou u připojeného zařízení registrována v rozlišení po napěťových hladinách:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. předávací místo odběru z distribuční soustavy hlavním vedením 2. předávací místo dodávky do distribuční soustavy hlavním vedením 3. předávací místo odběru z distribuční soustavy záložním vedením 4. předávací místo dodávky do distribuční soustavy záložním vedením 	
Zdeněk Schmalz, Teplárna Kladno s.r.o.	25	20.7.2023	<p>Připomínky k návrhu novely vyhlášky č. 408/2015 Sb. o Pravidlech trhu s elektřinou</p> <p>Připomínka k § 53 - výrobce s odlišným vyhodnocením platby ceny za maximální odebraný výkon</p> <p>Navrhujeme zcela vypustit v § 53 ustanovení odst. 1 písm. b), nebo jej nahradit jiným kritériem, např. ve smyslu návrhu na úpravu ustanovení uvedeného níže a v této souvislosti navrhujeme úpravu navazujících ustanovení v rámci § 53. Zároveň prosíme o potvrzení výkladu, že vyhodnocení kritérií v § 53 odst. 1 písm. a) a b) probíhá za výrobní jako celek a výsledné vyhodnocení je aplikováno na všechna její předávací místa.</p> <p>Dále prosíme o potvrzení výkladu, že podmínka v § 53 odst. 1 písm. c) je splněna, pokud alespoň 80 % instalovaného výkonu výrobní dosahuje jmenovitý výkon synchronních generátorů instalovaných ve výrobě bez ohledu na jejich předávací místo, a na to, zda jsou v provozu nebo v odstávce. Pokud by tento výklad ERÚ nepotvrdil, pak navrhujeme podmínku v § 53 odst. 1 písm. c) hodnotit po jednotlivých výrobních zdrojích výrobní a za výrobce s odlišným vyhodnocením platby za maximální odebraný výkon považovat výrobce, který tuto podmínku splní alespoň u části zdrojů ve výrobě.</p> <p>Odůvodnění připomínky:</p> <p>Rozumíme záměru stanovit kritéria tak, aby bylo garantováno, že výrobní bude motivována být v provozu ideálně kontinuálně nebo alespoň po část měsíce, a tedy bylo možné využívat jejich schopností pomoci zajistit bezpečný a stabilní provoz soustavy s ohledem na specifické vlastnosti točivých strojů. Nicméně nastavené kritérium (dodávka 40 % elektřiny z nejvyšší možné dodávky v daném měsíci) představuje zásadní problém v měnícím se tržním prostředí, kdy v souvislosti s masivním rozvojem OZE (především FVE) a stále četnějším převisem výroby elektřiny nad její spotřebou dochází k zásadnímu snižování výroby elektřiny z konvenčních zdrojů (právě s točivými stroji) či jejich úplnému odstavení.</p> <p>Navíc v případě typických teplárenských zdrojů je využití instalovaného výkonu výrazně proměnné v průběhu roku (v letním období zásadně klesá) a takto vymezené kritéria nejsou schopny dosáhnout.</p> <p>Navržené kritérium v neposlední řadě nereflektuje skutečnost, že výrobní pro svou správnou funkčnost vyžaduje také nezbytné odstávky pro opravy a údržby, a přestože by ve zbývajícím období daného měsíce po najetí z odstávky plnila potřebnou roli v soustavě, na sníženou platbu by rovněž nedosáhla.</p> <p>S ohledem na výše uvedené navrhujeme modifikovat kritérium tak, aby byl výrobce povinen dodat v daném měsíci alespoň 60 % z celkového množství vyrobené elektřiny, sníženého o technologickou vlastní spotřebu na výrobu elektřiny, do přenosové nebo distribuční soustavy.</p> <p>Navržené kritérium předpokládáme vyhodnocovat za výrobní jako celek, neboť mohou v praxi být případy, kdy výrobní vyvádí výkon do přenosové soustavy, ale elektřinu může odebírat a tedy službu soustavy hradit z distribuční soustavy resp. z přenosové i distribuční soustavy. Na základě tohoto vyhodnocení podle celkové bilance na základě výkazu vyplněného výrobcem předpokládáme následné stanovení odpovídající platby ze strany příslušného provozovatele soustavy v souladu s navrhovaným cenovým rozhodnutím, přičemž výsledek vyhodnocení bude aplikován jednotně na všechna předávací místa výrobní elektřiny napříč příslušnými soustavami, k nimž je daná výrobní připojena.</p> <p>Návrh promítnutí připomínky:</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Navrhované ustanovení § 53 odst. 1 písm. b) vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou, bylo změněno. Nově se stanoví ustanovení § 53a.</p> <p>Ke splnění podmínek pro odlišné vyhodnocení platby ceny za maximální odebraný výkon výrobcem elektřiny byla změněna navrhovaná prahová hodnota pro splnění, teoretická nejvyšší možná vyrobená a dodaná elektřina do elektrizační soustavy. Dříve navrhovaná hodnota alespoň 40 % z nejvyšší možné dodávky elektřiny se mění na 10 %. Tato změna návrhu má obdobný účinek, tedy zmírnění podmínek pro odlišné vyhodnocení platby, jako Vámi navrhovaná podmínka, ale zároveň je zachován původní záměr podmínky – výrobní elektřiny musí být v provozu, aby byla splněna premisa o přínosech synchronních generátorů pro bezpečnost a spolehlivost soustavy, a to Vámi navrhovaná podmínka nezajišťuje.</p> <p>Vyhodnocení splnění podmínky u výrobní elektřiny, která je zároveň připojena do distribuční i přenosové soustavy, bude podmíněno sdělením celkového množství elektřiny dodané do přenosové soustavy a distribučních soustav, a to nejpозději do třetího kalendářního dne následujícího kalendářního měsíce. Tato povinnost je stanovena v ust. § 49 odst. 10 vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou.</p> <p>Zdroj informací pro vyhodnocení podmínky, zda jde o výrobní s výrobou elektřiny ze synchronních generátorů se jmenovitým výkonem dosahujícím alespoň osmdesát procent instalovaného výkonu výrobní je jednorázové sdělení této informace příslušnému provozovateli soustavy, případně smlouva o připojení, pokud poté dojde ke změně těchto oznámených parametrů v rámci smlouvy o připojení. Informace bude obsahovat totožná data o výrobním generátoru, bez ohledu na to, zda je výrobní zrovna v odstávce.</p>

			<p>(1) Výrobce elektřiny s odlišným vyhodnocením platby ceny za maximální odebraný výkon je výrobcem elektřiny, jehož výrobní elektřina je připojena do přenosové nebo distribuční soustavy a který zároveň:</p> <p>a) alespoň osmdesát procent ročního množství elektřiny vyrobené v této výrobní elektřiny, sníženého o technologickou vlastní spotřebu elektřiny, dodává do přenosové nebo distribuční soustavy a</p> <p>b) alespoň šedesát procent měsíčního množství elektřiny vyrobené v této výrobní elektřiny, sníženého o technologickou vlastní spotřebu elektřiny, dodává do přenosové nebo distribuční soustavy měsíčně dodá elektřinu do přenosové soustavy nebo distribuční soustavy v objemu alespoň čtyřicet procent z nejvyšší možné dodávky elektřiny stanovené součinem instalovaného výkonu této výrobní elektřiny a počtu hodin v kalendářním měsíci a</p> <p>c) vyrábí elektřinu pomocí synchronních generátorů se jmenovitým výkonem dosahujícím alespoň 80 % instalovaného výkonu výroby.</p> <p>(2) Pro splnění podmínky podle odstavce 1 písm. a) využívá provozovatel přenosové nebo distribuční soustavy pro každou výrobu elektřiny údaje podle přílohy č. 10 k této vyhlášce za předcházející kalendářní rok.</p> <p>(3) Pro splnění podmínky podle odstavce 1 písm. b) využívá provozovatel přenosové nebo distribuční soustavy pro každý kalendářní měsíc údaje podle přílohy č. 10 k této vyhlášce.</p> <p>(4) Pro splnění podmínky podle odstavce 1 písm. c) výrobce elektřiny sdělí po 1. lednu 2024 pro jednotlivou výrobu elektřiny provozovateli přenosové soustavy nebo provozovateli distribuční soustavy, ke které je výrobní elektřina připojena, typ používaných generátorů s jejich jmenovitým výkonem, pokud není tato informace součástí smlouvy o připojení. Tyto hodnoty se používají do první změny smlouvy o připojení po 1. lednu 2024. Po změně smlouvy o připojení po 1. lednu 2024 využívá provozovatel přenosové nebo distribuční soustavy pro splnění podmínky podle odstavce 1 písm. c) pro každou výrobu elektřiny údaje ze smlouvy o připojení.</p>	
Zdeněk Schmalz, Teplárna Kladno s.r.o.	26	20.7.2023	<p>Připomínky k návrhu Cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. XX/2023 ze dne XX. listopadu 2023, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a ostatní regulované ceny</p> <p>Připomínka k bodu (4.30)</p> <p>Prosíme o potvrzení, že pro hodnoty zmíněné v tomto bodě platí stejná znaménková konvence, jakou používá OTE při bilancování elektřiny, tedy že elektřina (výkon) vstupující do lokální distribuční soustavy má kladné znaménko, a elektřina (výkon) vystupující z lokální distribuční soustavy má záporné znaménko.</p>	<p>Vysvětleno</p> <p>Výkon odebraný z nadřazené distribuční soustavy má ve výpočtu podle bodu (4.30) cenového rozhodnutí ERÚ kladné znaménko.</p>
Zdeněk Schmalz, Teplárna Kladno s.r.o.	27	20.7.2023	<p>Připomínka k příloze č. 16</p> <p>Navrhujeme provést v příloze č. 16 následující změny:</p> <p>Příloha č. 16: Postup stanovení platby ceny za maximální odebraný výkon za předávací místo výrobní elektřiny. Platba ceny za maximální odebraný výkon za předávací místo výrobní elektřiny podle § 53 vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou se za zúčtovací období stanoví jako:</p> $Platba_{max} = Platba_{st} \times (1 - \min(1; (Instalovaný\ výkon\ výroby \times Koefficient\ TVS + instalovaný\ výkon\ elektrokotle) / Maximální\ čtvrt hodinový\ odebraný\ elektrický\ výkon))$ <p>kde</p> <p>Platba [Kč] je platba ceny za maximální odebraný výkon za standardní předávací místo za zúčtovací období</p> <p>Instalovaný výkon výroby [MW] je součet hodnot instalovaných výkonů vyrobené elektřiny vztahujících se k synchronním generátorům podle § 53 odst. 1 písm. c) vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou v daném předávacím místě k poslednímu dni zúčtovacího období,</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Pokud bude odběrem elektrokotle poskytovaná služba výkonové rovnováhy v záporném směru, nebude takto odebraný výkon vstupovat do jmenovatele vzorce pro stanovení platby za maximální odebraný výkon, maximální čtvrt hodinový odebraný výkon bude tedy stanoven podle bodu (4.28) cenového rozhodnutí ERÚ.</p> <p>V případě, že bude odběr elektrokotle řízen přímo výrobcem elektřiny, bude takový odběr vyhodnocován stejně jako jakýkoliv jiný odběr výrobce nebo jiného účastníka trhu s elektřinou jako u každé jiné technologie.</p>

		<p>Koeficient TVS [%] koeficient obvyklého podílu TVS na celkové výrobě elektřiny daného typu výroby v hodnotě:</p> <p>Jaderné: 0,055, Parní: 0,092, Paroplynové: 0,014, Plynové a spalovací: 0,059, Ostatní: 0,092</p> <p><u>Instalovaný příkon elektrokotle [MW] je součet instalovaných příkonů elektrokotlů certifikovaných pro poskytování podpůrných služeb v daném předávacím místě k poslednímu dni zúčtovacího období.</u></p> <p>Odůvodnění připomínky:</p> <p>Velkou komplikací v nově navrženém tarifním systému spatřujeme především v souvislosti s připravovanou dekarbonizací celého teplárenského sektoru. Připravované kogenerační výroby elektřiny doplněné elektrokotli se jeví jako mimořádně vhodné pro špičkový provoz přes léto a přechodná období, kdy očekávaný masivní rozvoj fotovoltaických a větrných elektráren bude způsobovat čím dál tím větší volatilitu cen elektřiny, a to nejen v průběhu dne. Výše zmíněná kombinace elektrokotlů a kogeneračních výroben umožňuje vysoký výkonový rozsah a to od maximální výroby elektřiny v případě vysokých cen a potažmo nedostatku elektřiny v síti, po odstavení kogenerace a odběr elektřiny ze sítě pro akumulaci tepla v síti v případě záporných cen elektřiny, což je vhodnější než odpojování fotovoltaických a větrných elektráren od distribuční a přenosové soustavy pro udržení stability soustavy. Elektrokotle tak mohou plnit za standardního chodu kogeneračního zařízení funkci poskytování služeb výkonové rovnováhy a v případě extrémně nízkých cen pomoci soustavě odběrem a akumulací energie do tepelné sítě. Nově navržený tarifní systém v plném rozsahu toto značně narušuje a užití elektrokotlů pro akumulaci takřka vylučuje. Proto navrhujeme upravit v příloze č. 16. výpočet platby ceny za maximální odebraný výkon výše uvedeným způsobem.</p> <p>Návrh promítnutí připomínky:</p> <p>Příloha č. 16: Postup stanovení platby ceny za maximální odebraný výkon za předávací místo výroby elektřiny zní:</p> <p>Platba ceny za maximální odebraný výkon za předávací místo výroby elektřiny podle § 53 vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou se za zúčtovací období stanoví jako:</p> $Platba_{max} = Platba_{st} \times (1 - \min(1; (Instalovaný\ výkon\ výroby \times Koeficient\ TVS + instalovaný\ příkon\ elektrokotle) / Maximální\ čtvrt hodinový\ odebraný\ elektrický\ výkon)), $ <p>Platba [Kč] je platba ceny za maximální odebraný výkon za standardní předávací místo za zúčtovací období</p> <p>Instalovaný výkon výroby [MW] je součet hodnot instalovaných výkonů výroben elektřiny vztahujícím se k synchronním generátorům podle § 53 odst. 1 písm. c) vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou v daném předávacím místě k poslednímu dni zúčtovacího období,</p> <p>Koeficient TVS [%] koeficient obvyklého podílu TVS na celkové výrobě elektřiny daného typu výroby v hodnotě:</p> <p>Jaderné: 0,055, Parní: 0,092, Paroplynové: 0,014, Plynové a spalovací: 0,059, Ostatní: 0,092</p> <p>Instalovaný příkon elektrokotle [MW] je součet instalovaných příkonů elektrokotlů certifikovaných pro poskytování podpůrných služeb v daném předávacím místě k poslednímu dni zúčtovacího období.</p>	
Zuzana Sádlová, Svaz průmyslu a dopravy České republiky	28	<p>OBECNÉ PŘIPOMÍNKY</p> <p>1. Ke sjednávání požadovaného rezervovaného příkonu v delším časovém horizontu</p> <p>Rozumíme záměru nastavit podmínky tarifikace tak, aby motivovala k uvolnění nevyužívaného výkonu v soustavě pro další žadatele o připojení a byly tak částečně sníženy požadavky na budování a posilování sítě. Uživatelé soustavy bezesporu k optimalizaci svých požadavků přistoupí. Nicméně takto nastavená tarifní struktura představuje určitý problém při výstavbě v určitých lokalitách/sítích. Jsme toho názoru, že</p>	<p>Vysvětleno</p> <p>Jedním ze záměrů inovace tarifní struktury je přimět účastníky trhu optimalizovat své nároky na soustavu dlouhodobě a změna rezervovaného příkonu je ze strany ERÚ považována za úkon s dlouhodobými účinky, na rozdíl od rezervované kapacity, která se smluvně upravovala průběžně po celý rok.</p>

		<p>s nastavenou změnou tarifů by rovněž měla být otevřena diskuse o možnostech sjednávání parametrů připojení v delším časovém horizontu v předstihu tak, aby žadatel neměl povinnost hradit plný výkon, který využije až v pozdějších letech, avšak zároveň měl garantováno, že potřebný výkon v pozdějším čase, pokud tomu na straně provozovatele soustavy nic nebrání, bude mít k dispozici. Typickým příkladem takových situací může být postupná výstavba bytové výstavby (bytové domy či rodinné domy), rozšiřování technologie výrobních podniků atd., kdy dopad tarifikace může být jak zákazník, tak rovněž i na provozovatele lokálních distribučních soustav, k jejichž sítím se mohou účastníci trhu připojovat.</p> <p>Pokud by plánovaný rozvoj trval několik let, bude v zásadě uživatel soustavy nucen „předplatit“ si RP v celkové očekávané budoucí výši (po dokončení výstavby) a k tomu ještě po celou dobu trvání výstavby dále platit měsíční platbu dle příslušného tarifu návrhu CR. Pokud by naopak uživatel soustavy šel cestou postupných žádostí o navýšení rezervovaného příkonu, mohl by narazit na nedostatečnou kapacitu v budoucím období. Z principu opatrnosti by pak uživatelé mohli spíše volit cestu blokace potřebného plného výkonu již od počátku, čímž by také mohl být popřen základní smysl změny tarifní struktury CR, která má za cíl uvolnit nevyužívané kapacity.</p> <p>Dáváme proto ke zvážení otevřít diskusi nad možností rezervace Rp v předem dané výši po předem dané časové období (např. pro rok 2023 ve výši 100 MW, pro rok 2024 ve výši 110 MW a pro rok 2025 120 MW, přičemž všechny tyto parametry by byly smluvně zakotveny mezi PDS a účastníkem trhu již v roce 2023).</p> <p>Jsme si vědomi, že svou povahou se taková úprava hodí především do vyhlášky o připojení, která aktuálně není novelizována. Nicméně i přesto dáváme na zvážení, je-li takováto komplexnější legislativní úprava v kontextu změny tarifní struktury, zabývat se i touto tématikou.</p> <p>Tato připomínka je zásadní.</p>	<p>Pro účastníky trhu – provozovatele lokálních distribučních soustav, kteří jsou se zavedením inovovaného tarifního systému vystaveni zvýšení plateb vůči nadřazenému provozovateli regionální distribuční soustavy, doporučujeme v maximální míře využívat všech možností optimalizace své platby, tedy v první řadě optimalizaci hodnoty rezervovaného příkonu, poté zvážit volbu jednosložkové ceny služby sítě a s nadřazeným provozovatelem regionální distribuční soustavy v rámci smluvních ujednání smlouvy o připojení hledat optimální řešení.</p> <p>Jsme si vědomi, že uzavírání smlouvy o připojení je spjato s určitými termíny. Úprava vyhlášky č. 16/2016 Sb., o připojení k elektrizační soustavě se očekává s účinností od 1. 7. 2024. V rámci vyhlášky se zamýšlí revize současných procesních lhůt, které jsou vyhláškou stanoveny a pro určité procesy, kde to je technicky možné, může dojít k úpravě maximálních procesních lhůt.</p>
Zuzana Sádlová, Svaz průmyslu a dopravy České republiky	29	<p>KONKRÉTNÍ PŘIPOMÍNKY</p> <p>2. K návrhu novely vyhlášky č. 408/2015 Sb. o Pravidlech trhu s elektřinou, k § 53 - výrobce s odlišným vyhodnocením platby ceny za maximální odebraný výkon</p> <p>Navrhujeme zcela vypustit v § 53 ustanovení odst. 1 písm. b) nebo jej nahradit jiným kritériem, např. ve smyslu návrhu na úpravu ustanovení uvedeného níže a v této souvislosti úpravu navazujících ustanovení v rámci § 53. Zároveň prosíme o potvrzení výkladu, že vyhodnocení kritérií probíhá za výrobu jako celek a výsledné vyhodnocení je aplikováno na všechna její předávací místa.</p> <p>Odůvodnění:</p> <p>Rozumíme záměru stanovit kritéria tak, aby bylo garantováno, že výroba bude motivována být v provozu ideálně kontinuálně nebo alespoň po část měsíce, a tedy bylo možné využívat jejich schopností pomoci zajistit bezpečný a stabilní provoz soustavy s ohledem na specifické vlastnosti točivých strojů. Nicméně nastavené kritérium (dodávka 40 % elektřiny z nejvyšší možné dodávky v daném měsíci) představuje zásadní problém v měnícím se tržním prostředí, kdy v souvislosti s masivním rozvojem OZE (především FVE) a stále čtenějším převisem výroby nad spotřebou dochází k zásadnímu snižování výroby elektřiny z konvenčních zdrojů (právě s točivými stroji) či jejich úplnému odstavení. Navíc v případě typických teplárenských zdrojů je využití instalovaného výkonu výrazně proměnné v průběhu roku (v letním období zásadně klesá) a takto vymezeného kritéria nejsou schopny dosáhnout. Navržené kritérium v neposlední řadě nereflexuje skutečnost, že výroba pro svou správnou funkčnost vyžaduje také nezbytné odstávky pro opravy a údržby, a přestože by ve zbývajícím období daného měsíce po najetí z odstávky plnila potřebnou roli v soustavě, na sníženou platbu by rovněž nedosáhla.</p> <p>S ohledem na výše uvedené navrhujeme modifikovat kritérium tak, aby byl výrobce povinen dodat v daném měsíci alespoň 60 % z celkového množství vyrobené elektřiny, sníženého o technologickou vlastní spotřebu na výrobu elektřiny, do přenosové nebo distribuční soustavy.</p> <p>Navržené kritérium předpokládáme vyhodnocovat za výrobu jako celek, neboť mohou v praxi být případy, kdy výroba vyvádí výkon do přenosové soustavy, ale elektřinu může odebírat a tedy službu soustavy hradit z distribuční soustavy resp. z přenosové i distribuční soustavy. Na základě tohoto vyhodnocení podle celkové bilance na základě</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Navrhované ustanovení § 53 odst. 1 písm. b) vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou, bylo změněno. Nově se stanoví ustanovení § 53a.</p> <p>Ke splnění podmínek pro odlišné vyhodnocení platby ceny za maximální odebraný výkon výrobcem elektřiny byla změněna navrhovaná prahová hodnota pro splnění, teoretická nejvyšší možná vyrobená a dodaná elektřina do elektrizační soustavy. Dříve navrhovaná hodnota alespoň 40 % z nejvyšší možné dodávky elektřiny se mění na 10 %. Tato změna návrhu má obdobný účinek, tedy zmírnění podmínek pro odlišné vyhodnocení platby, jako Vámi navrhovaná podmínka, ale zároveň je zachován původní záměr podmínky – výroba elektřiny musí být v provozu, aby byla splněna premisa o přínosech synchronních generátorů pro bezpečnost a spolehlivost soustavy, a to Vámi navrhovaná podmínka nezajišťuje.</p> <p>Vyhodnocení splnění podmínky u výroby elektřiny, která je zároveň připojena do distribuční i přenosové soustavy, bude podmíněno sdělením celkového množství elektřiny dodané do přenosové soustavy a distribučních soustav, a to nejpozději do třetího kalendářního dne následujícího kalendářního měsíce. Tato povinnost je stanovena v ust. § 49 odst. 10 vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou.</p> <p>Zdroj informací pro vyhodnocení podmínky, zda jde o výrobu s výrobou elektřiny ze synchronních generátorů se jmenovitým</p>

		<p>výkazu vyplněného výrobcem předpokládáme následné stanovení odpovídající platby ze strany příslušného provozovatele soustavy v souladu s navrhovaným cenovým rozhodnutím, přičemž výsledek vyhodnocení bude aplikován jednotně na všechna předávací místa výroby elektřiny napříč příslušnými soustavami, k nimž je daná výrobná přípojna.</p> <p>Návrh promítnutí připomínky:</p> <p>(1) Výrobce elektřiny s odlišným vyhodnocením platby ceny za maximální odebraný výkon je výrobcem elektřiny, jehož výrobná elektřina je připojena do přenosové nebo distribuční soustavy a který zároveň:</p> <p>a) alespoň osmdesát procent ročního množství elektřiny vyrobené v této výrobné elektřiny, sníženého o technologickou vlastní spotřebu elektřiny, dodává do přenosové nebo distribuční soustavy a</p> <p>b) alespoň šedesát procent měsíčního množství elektřiny vyrobené v této výrobné elektřiny, sníženého o technologickou vlastní spotřebu elektřiny, dodává do přenosové nebo distribuční soustavy měsíčně dodá elektřinu do přenosové soustavy nebo distribuční soustavy v objemu alespoň čtyřicet procent z nejvyšší možné dodávky elektřiny stanovené součinem instalovaného výkonu této výroby elektřiny a počtu hodin v kalendářním měsíci a</p> <p>c) vyrábí elektřinu pomocí synchronních generátorů se jmenovitým výkonem dosahujícím alespoň 80 % instalovaného výkonu výroby.</p> <p>(2) Pro splnění podmínky podle odstavce 1 písm. a) využívá provozovatel přenosové nebo distribuční soustavy pro každou výrobnou elektřinu údaje podle přílohy č. 10 k této vyhlášce za předcházející kalendářní rok.</p> <p>(3) Pro splnění podmínky podle odstavce 1 písm. b) využívá provozovatel přenosové nebo distribuční soustavy pro každý kalendářní měsíc údaje podle přílohy č. 10 k této vyhlášce.</p> <p>(4) Pro splnění podmínky podle odstavce 1 písm. c) výrobce elektřiny sdělí po 1. lednu 2024 pro jednotlivou výrobnou elektřinu provozovateli přenosové soustavy nebo provozovateli distribuční soustavy, ke které je výrobná elektřina připojena, typ používaných generátorů s jejich jmenovitým výkonem, pokud není tato informace součástí smlouvy o připojení. Tyto hodnoty se používají do první změny smlouvy o připojení po 1. lednu 2024. Po změně smlouvy o připojení po 1. lednu 2024 využívá provozovatel přenosové nebo distribuční soustavy pro splnění podmínky podle odstavce 1 písm. c) pro každou výrobnou elektřinu údaje ze smlouvy o připojení.</p>	<p>výkonem dosahujícím alespoň osmdesát procent instalovaného výkonu výroby je jednorázové sdělení této informace příslušnému provozovateli soustavy, případně smlouva o připojení, pokud poté dojde ke změně těchto oznámených parametrů v rámci smlouvy o připojení.</p>
Zuzana Sádlová, Svaz průmyslu a dopravy České republiky	30	<p>3. K návrhu Cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. XX/2023 ze dne XX. listopadu 2023, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a ostatní regulované ceny, k příloze č. 16</p> <p>Navrhujeme provést v příloze č. 16 následující změny:</p> <p>Příloha č. 16: Postup stanovení platby ceny za maximální odebraný výkon za předávací místo výroby elektřiny</p> <p>Platba ceny za maximální odebraný výkon za předávací místo výroby elektřiny podle § 53 vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou se za zúčtovací období stanoví jako:</p> $Platb_{max} = Platb_{st} \times (1 - \min(1; (Instalovaný\ výkon\ výroby \times Koefficient\ TVS + instalovaný\ příkon\ elektrokotle) / Maximální\ čtvrt hodinový\ odebraný\ elektrický\ výkon)),$ <p>kde</p> <p>Platb_{st} [Kč] je platba ceny za maximální odebraný výkon za standardní předávací místo za zúčtovací období</p> <p>Instalovaný výkon výroby [MW] je součet hodnot instalovaných výkonů vyrobené elektřiny vztahujícím se k synchronním generátorům podle § 53 odst. 1 písm. c) vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou v daném předávacím místě k poslednímu dni zúčtovacího období,</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Pokud bude odběrem elektrokotle poskytovaná služba výkonové rovnováhy v záporném směru, nebude takto odebraný výkon vstupovat do jmenovatele vzorce pro stanovení platby za maximální odebraný výkon, maximální čtvrt hodinový odebraný výkon bude tedy stanoven podle bodu (4.28) cenového rozhodnutí ERÚ.</p> <p>V případě, že bude odběr elektrokotle řízen přímo výrobcem elektřiny, bude takový odběr vyhodnocován stejně jako jakýkoliv jiný odběr výrobce nebo jiného účastníka trhu s elektřinou jako u každé jiné technologie.</p>

Koeficient TVS [%] koeficient obvyklého podílu TVS na celkové výrobě elektřiny daného typu výroby v hodnotě:

Jaderné: 0,055, Parní: 0,092, Paroplynové: 0,014, Plynové a spalovací: 0,059, Ostatní: 0,092

Instalovaný příkon elektrokotle [MW] je součet instalovaných příkonů elektrokotlů certifikovaných pro poskytování podpůrných služeb v daném předávacím místě k poslednímu dni zúčtovacího období.

Odůvodnění:

Velkou komplikací v nově navrženém tarifním systému spatřujeme především v souvislosti s připravovanou dekarbonizací celého teplárenského sektoru. Připravovaná kogenerační výroba elektřiny doplněná elektrokotli se jeví jako mimořádně vhodná pro špičkový provoz přes léto a přechodná období, kdy očekávaný masivní rozvoj fotovoltaických a větrných elektráren bude způsobovat čím dál tím větší volatilitu cen elektřiny, a to nejen v průběhu dne. Výše zmíněná kombinace elektrokotlů a kogeneračních výroben umožňuje vysoký výkonový rozsah a to od maximální výroby elektřiny v případě vysokých cen a potažmo nedostatku elektřiny v síti, po odstavení kogenerace a odběr elektřiny ze sítě pro akumulaci tepla v síti v případě záporných cen elektřiny, což je vhodnější než odpojování fotovoltaických a větrných elektráren od distribuční a přenosové soustavy pro udržení stability soustavy. Elektrokotle tak mohou plnit za standardního chodu kogeneračního zařízení funkci poskytování služeb výkonové rovnováhy a v případě extrémně nízkých cen pomoci soustavě odběrem a akumulací energie do tepelné sítě. Nově navržený tarifní systém v plném rozsahu toto značně narušuje a užití elektrokotlů pro akumulaci takřka vylučuje. Proto navrhuje upravit v příloze č. 16. výpočet platby ceny za maximální odebraný výkon výše uvedeným způsobem.

Návrh promítnutí připomínky:

Příloha č. 16: Postup stanovení platby ceny za maximální odebraný výkon za předávací místo výroby elektřiny zní:

Platba ceny za maximální odebraný výkon za předávací místo výroby elektřiny podle § 53 vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou se za zúčtovací období stanoví jako:

$$Platb_{max} = Platb_{ast} \times (1 - \min(1; (Instalovaný\ výkon\ výroby \times Koeficient\ TVS + instalovaný\ příkon\ elektrokotle) / Maximální\ čtvrt hodinový\ odebraný\ elektrický\ výkon))$$

kde

Platb_{ast} [Kč] je platba ceny za maximální odebraný výkon za standardní předávací místo za zúčtovací období

Instalovaný výkon výroby [MW] je součet hodnot instalovaných výkonů výroben elektřiny vztahujících se k synchronním generátorům podle § 53 odst. 1 písm. c) vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou v daném předávacím místě k poslednímu dni zúčtovacího období,

Koeficient TVS [%] koeficient obvyklého podílu TVS na celkové výrobě elektřiny daného typu výroby v hodnotě:

Jaderné: 0,055, Parní: 0,092, Paroplynové: 0,014, Plynové a spalovací: 0,059, Ostatní: 0,092

Instalovaný příkon elektrokotle [MW] je součet instalovaných příkonů elektrokotlů certifikovaných pro poskytování podpůrných služeb v daném předávacím místě k poslednímu dni zúčtovacího období.

Tato připomínka je zásadní.

Petr Klimeš, E.ON Energie, a.s.	31	20.7.2023	<p>Název konzultovaného dokumentu:</p> <p>Vyhláška č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou</p> <p>Připomínka:</p> <p>Navrhujeme vložit do § 53 odst. 1 písm. b) výjimku, že se podmínka uvedená v písmenu b) nebude vztahovat pro bateriová úložiště nainstalovaná na odběrném místě, která budou poskytovat služby výkonové rovnováhy.</p> <p>Odůvodnění připomínky:</p> <p>Důsledkem zachování podmínky v písm. b) tak, jak je uvedena v návrhu úprav, by bylo zastavení investic do bateriových úložišť v České republice pro poskytování podpůrných služeb. Nákladově by platby za příkon a maximální odebraný výkon byly pro provozování baterií natolik zatěžující, že by se takové investice staly nenávratnými. Rádi bychom podotkli, že bateriová úložiště jsou díky své rychlosti měnit výkon velmi vhodným typem energetických zařízení pro poskytování služeb výkonové rovnováhy a efektivně přispívají ke stabilizaci elektrizační soustavy.</p> <p>Návrh promítnutí připomínky § 53 odst. 1 písm. b) – návrh na úpravu tučně:</p> <p>b) měsíčně dodá elektřinu do přenosové soustavy nebo distribuční soustavy v objemu alespoň čtyřicet procent z nejvyšší možné dodávky elektřiny stanovené součinem instalovaného výkonu této výroby elektřiny a počtu hodin v kalendářním měsíci, příčemž tato podmínka se neuplatní, pokud je nainstalována akumulace (bateriové úložiště) jako jedno z druhů výroben na odběrném místě a akumulace zároveň poskytuje služby výkonové rovnováhy</p> <p>a</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>V rámci návrhu cenového rozhodnutí a vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou došlo ke sjednocení podmínek pro vyhodnocování maximálního odebraného výkonu z elektrizační soustavy v souvislosti s poskytováním služeb výkonové rovnováhy (dále jen SVR) pro veškeré technologie.</p> <p>Pro kladné SVR byl zaveden totožný režim obecně pro akumulace a pro přečerpávací vodní elektrárny. Platba ceny za maximální odebraný výkon z elektrizační soustavy se stanoví dle přílohy č. 16 cenového rozhodnutí, kde je uveden vzorec pro vyhodnocení platby ceny za maximální odebraný výkon za předávací místo odběrného místa, výroby elektřiny, kde je instalováno elektrické zařízení pro ukládání energie nebo přečerpávací vodní elektrárny, poskytující služby výkonové rovnováhy. Maximální platba ceny je ponížena dle rozsahu poskytnutých kladných záloh SVR v zúčtovacím období dle stanoveného koeficientu.</p> <p>Pro záporné SVR byl rozšířen bod (4.28) cenového rozhodnutí, kdy aktivovaná záporná regulační energie nevstupuje do vyhodnocení platby ceny za maximální odebraný výkon z distribuční soustavy.</p> <p>V rozsahu nad rámec poskytování SVR se žádná úleva z plateb nezavádí. Pokud akumulační zařízení neposkytuje služby výkonové rovnováhy, chová se stejně, jako se může chovat jakákoliv jiná technologie, např. chlazení, ohřev teplé užitkové vody a není důvod takové technologie zvýhodňovat v rámci zajišťování distribuce elektřiny.</p>
Pavel Štípský, Svaz podnikatelů pro využití energetických zdrojů, z. s.	32	20.7.2023	<p>V § 53 vyhlášky č. 408/2015 Sb. navrhujeme z důvodu specifického postavení malých vodních elektráren a výroby elektrické energie z nich závislé na přírodních podmínkách následující úpravy:</p> <p>I. Úprava § 53 odst. 1 písm. b):</p> <p>b) měsíčně dodá elektřinu do přenosové soustavy nebo distribuční soustavy v objemu alespoň čtyřicet procent z nejvyšší možné dodávky elektřiny stanovené součinem instalovaného výkonu této výroby elektřiny a počtu hodin v kalendářním měsíci, toto se netýká výroben elektřiny využívajících energii vody, a</p> <p>Odůvodnění: Výrobu elektřiny z MVE nelze s ohledem na nepředvídatelnost zdrojů garantovat.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Splnění podmínky pro odlišné vyhodnocování platby ceny za maximální odebraný výkon výrobcem je podmíněno naplněním premis o přínosech výroby elektřiny elektrizační soustavě, jako je zkratový příspěvek, setrvačnost a efektivní management jaloviny. Pokud výroba elektřiny využívající např. energii vody v určitém zúčtovacím období nevyrábí, neposkytuje soustavě uvedené přínosy a není důvod poskytovat takové výrobně elektřiny v daném zúčtovacím období úlevy v rámci ceny zajišťování distribuce elektřiny.</p>

Pavel Štípský, Svaz podnikatelů pro využití energetických zdrojů, z. s.	33	20.7.2023	<p>II. Úprava § 53 odst. 1 písm. c):</p> <p>c) vyrábí elektřinu pomocí synchronních točivých generátorů se jmenovitým výkonem dosahujícím alespoň 80 % instalovaného výkonu výroby.</p> <p>Odůvodnění: Především menší výroby obsahují zejména asynchronní generátory a požadavek na splnění dané podmínky u těchto výrobců by vyvolalo bezdůvodně vysoké investiční náklady pro dotčené výrobce s výrazným dopadem do ekonomiky provozu.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>V rámci tohoto ustanovení jsou zohledněny přínosy poskytované pouze synchronními generátory, které jsou v současné době automatickou zárukou trvalé stability soustavy. ERÚ vnímá i další kontext, který definují současné požadavky na nesynchronní výrobní moduly s ohledem na možné rozšíření potenciálu přínosů soustavě i těmito zdroji v případě potřeby. Pokud by i u nesynchronních generátorů došlo v budoucím období ke zvýšení využití přínosů soustavě, bude se ERÚ situací dále zabývat.</p>
Pavel Štípský, Svaz podnikatelů pro využití energetických zdrojů, z. s.	34	20.7.2023	<p>III. § 53 – doplnění nového odstavce 5:</p> <p>(5) Výrobce elektřiny, jehož výroba je připojena do distribuční soustavy na napěťové hladině NN a který nesplní podmínky podle odstavce 1, hradí cenu za rezervovaný příkon příslušné výroby. Hodnota rezervovaného příkonu je stanovena ve výši požadovaného odběru z distribuční soustavy pro krytí potřeby technologické vlastní spotřeby výroby elektřiny.</p> <p>Odůvodnění: Doplnění vyjasňuje výši náhrady za rezervovaný příkon příslušné výroby.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Koncepce, návrh cenového rozhodnutí a vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou směřuje v této fázi primárně vůči účastníkům trhu s elektřinou na hladinách velmi vysokého a vysokého napětí a pro přenos elektřiny.</p> <p>Jak uvádíte, navrhované a konzultované dokumenty obsahují pasáže, které upravují práva a povinnosti a mění podmínky účtování regulovaných cen primárně vůči výrobcům elektřiny. Vzhledem k tomu, že úprava tarifního systému na hladině nízkého napětí není předmětem této fáze inovace tarifní struktury, bylo rozhodnuto o částečném zapracování Vaší připomínky formou ustanovení § 53 a § 54 vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou. Nově je zde definován výrobce první kategorie na hladině nízkého napětí, kdy z navazujícího cenového rozhodnutí pro takového výrobce platí, že nehradí cenu za příkon podle jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem.</p> <p>Z principu tedy byly akceptovány Vaše připomínky a zohlednění přínosů výrobců na hladině nízkého napětí bylo zapracováno, leč jinou než navrhovanou formou.</p>
Sylva Ossosová, EG.D, a.s.	35	20.7.2023	<p>Obecná připomínka:</p> <p>Připomínka č. 1: Včasné ukotvení změn pravidel a parametrů cenotvorby</p> <p>Je žádoucí, aby změny pravidel a parametrů cenotvorby na přenosu, vvn a vn byly co nejdříve ze strany ERÚ ukotveny.</p> <p>Odůvodnění připomínky:</p> <p>Změny bude nutné promítnout do interních procesů a informačních systémů provozovatelů soustav a na úpravy je potřeba mít dostatek času.</p> <p>Návrh promítnutí připomínky:</p> <p>Včasné ukotvení změn pravidel a parametrů cenotvorby na přenosu, vvn a vn ze strany ERÚ.</p>	<p>Není připomínkou ve smyslu veřejného konzultačního procesu.</p>

Sylva Ososová, EG.D, a.s.	36	20.7.2023	<p>I. Název konzultovaného dokumentu:</p> <p>„Koncepte propojení nového designu trhu - využívání sítí VVN a VN_230626_ost“ – článek (2.3)</p> <p>Přípomínka č.1: Problematika rezervovaného příkonu u předávacích míst – provozovatelé soustav</p> <p>Odůvodnění připomínky:</p> <p>ERÚ ve svém odůvodnění pro zrušení speciálních režimů pro regionální provozovatele distribučních soustav vychází z principu technologické neutrality, tedy rovných podmínek pro obdobné technologie a nediskriminace připojení do přenosové a distribuční soustavy. Implementace ERÚ navrhovaných změn do smluvních a platebních vztahů mezi provozovateli přenosové a regionální distribuční soustavy a regionálními provozovateli distribučních soustav navzájem přináší určité nejasnosti a z toho plynoucí komplikace. Komplikace vidíme při sjednávání rezervovaného příkonu ve smlouvě o připojení a navazující zajištění platebních vztahů mezi provozovateli soustav.</p> <p>Musíme brát v potaz, že připojené soustavy se v IS OTE registrují formou předávacích míst v rámci jedinečného čísla sítě, což u RDS znamená registraci sítě dle „regionu TDD“, který se využívá pro vyhodnocování odchylek. Současně návrh CR ERÚ pro VVN a VN stanovuje zásadu, že cena zajišťování přenosu elektřiny vztahovaná k hodnotám v předávacím místě odběrného místa, výroby elektřiny, distribuční soustavy je účtována samostatně za každou napěťovou hladinu. Pokud tedy připojená síť k PS bude mít více napěťových hladin, bude tato síť v IS OTE registrována předávacím místem pro každou napěťovou hladinu. Tím se zvyšuje celkový počet předávacích míst, která je potřeba registrovat a smluvně řešit. To bude samozřejmě nutné promítnout i do výše regulovaných cen tak aby provozovatele distribučních soustav měli zajištěny potřebné výnosy bez zbytečných korekčních fa.</p> <p>Návrh promítnutí připomínky:</p> <p>Výše uvedené komplikace na straně sjednávání RP v SOP a zajištění navazujících platebních vztahů je potřeba dále řešit na úrovni provozovatelů soustav, ale i s Energetickým regulačním úřadem. Výsledný způsob sjednání RP je žádoucí zohlednit při výpočtu regulovaných cen.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Nosným prvkem inovované tarifní struktury je efektivní využívání soustavy, který je na všech účastnících trhu s elektřinou vycucován změnou alokační jednotky ceny zajišťování přenosu a distribuce elektřiny – hodnotou rezervovaného příkonu. Dalšími prvky inovace jsou princip technologické neutrality, rovné podmínky pro obdobné technologie a nediskriminace připojení do přenosové a distribuční soustavy. Není proto v souladu s Konceptem odchýlit se od svých cílů a výlučně jen pro provozovatele regionální distribuční soustavy stanovit výjimku z celého systému.</p>
Sylva Ososová, EG.D, a.s.	37	20.7.2023	<p>II. Název konzultovaného dokumentu:</p> <p>„CR_ERÚ_2023_VVN_VN_RP + Pmax_230626_ost“</p> <p>Přípomínka č. 1: Vyhodnocování překročení rezervovaného příkonu (RP) a rezervovaného výkonu (RV) mezi provozovateli regionálních distribučních soustav</p> <p>Požadujeme upravit znění bodů 4.11 a 4.17 tak, aby reflektovaly reálné možnosti a specifika provozovatelů regionálních distribučních soustav.</p> <p>Odůvodnění připomínky:</p> <p>Navrhujeme, aby se mezi regionálními provozovateli distribučních soustav nevyhodnocovalo překročení RP v místech připojení k DS, ale na úrovni předávacího místa.</p> <p>Regionální soustavy od počátku byly budovány jako jednoduše vzájemně propojený celek. Z pohledu smlouvy o připojení si dovolíme tvrdit, že se nejedná o tradiční model připojení mezi provozovatelem nadřazené soustavy a provozovatelem připojené soustavy, ale že se jedná o vzájemně propojení rovnocenných soustav. Při navrhování regionální distribuční soustavy se vždy uvažovalo s propojením na sousední provozovatele regionálních distribučních soustav, aby nebyly vynakládány nadměrné náklady na zajištění distribuce pouze přes zařízení konkrétního provozovatele RDS. Uvažovalo se s určitou výpomocí od sousedních provozovatelů regionálních distribučních soustav. Např. v případě rekonstrukce zařízení připojeného do jednoho místa připojení dochází k tomu, že jiné zařízení připojené do jiného místa připojení přebírá napájení. Zároveň dnes jsou mezi provozovateli regionálních distribučních soustav poskytovány tzv. dispečerské výpomoci.</p> <p>To je jiná logika než u lokálních distribučních soustav, které jsou již dle názvu lokální sítě a dochází k územnímu a licenčnímu překryvu. LDS vznikaly primárně z původních</p>	<p>Akceptováno</p>

			<p>odběrných míst (například průmyslových areálů) s transformací 110 kV/VN. Jsou tedy jasně definovány předávací body, na kterých se vyhodnocují parametry ze smlouvy. Navíc se neposouvá předávací místo s ohledem na provoz při řešení stavů v soustavě. K LDS by se mělo tedy přistupovat stejně jako k odběrným nebo výrobním OPM.</p> <p>Dále navrhuje, aby se mezi regionálními provozovateli distribučních soustav nevyhodnocovalo překročení RV v místech připojení. Hodnota RP u jednoho regionálního provozovatele distribučních soustav se stává hodnotou RV u druhého provozovatele distribuční soustavy a obráceně. Jednalo by se o nadbytečný administrativní a finanční úkon, který bude znamenat zvýšení nákladů na straně provozovatelů soustav.</p> <p>Návrh promítnutí připomínky: (4.11) Cena za překročení rezervovaného příkonu v místě připojení odběrného místa, výroby elektřiny nebo distribuční soustavy sjednaného ve smlouvě o připojení s výjimkou vzájemně připojených míst připojení mezi provozovateli regionálních distribučních soustav je rovna za každý kW překročení</p> <p>(4.17) Cena za překročení rezervovaného výkonu pro místo připojení odběrného místa, výroby elektřiny nebo distribuční soustavy sjednaného ve smlouvě o připojení s výjimkou vzájemně připojených míst připojení mezi provozovateli regionálních distribučních soustav, je rovna za každý kW překročení</p>	
Sylva Ossosová, EG.D, a.s.	38	20.7.2023	<p>Připomínka č. 2: Uplatnění ceny za použití sítí</p> <p>bod 4.32 „Pokud je odběrné místo, výroba elektřiny nebo lokální distribuční soustava připojena z více napěťových hladin, je cena za použití sítí uplatňována za každou napěťovou hladinu zvlášť.“</p> <p>Odůvodnění připomínky:</p> <p>Do výčtu subjektů by měly být zahrnuti i provozovatelé regionálních DS, jejichž soustavy jsou vzájemně propojeny (viz. výše popsaná situace), jako je tomu v ustanoveních CR výše (př. 4.34). Navrhujeme odstranit text „lokální“.</p> <p>Návrh promítnutí připomínky:</p> <p>bod 4.32 „Pokud je odběrné místo, výroba elektřiny nebo distribuční soustava připojena z více napěťových hladin, je cena za použití sítí uplatňována za každou napěťovou hladinu zvlášť.“</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>V obdobném principu byl upraven bod (4.34).</p>
Sylva Ossosová, EG.D, a.s.	39	20.7.2023	<p>Připomínka č. 3: Standardní předávací místo</p> <p>V přílohách č. 15 a 16 se vyskytuje pojem „standardní předávací místo“ – „Platba st [Kč] je platba ceny za maximální odebraný výkon za standardní předávací místo za zúčtovací období“.</p> <p>Odůvodnění připomínky</p> <p>Domníváme se, že použití pojmu „standardní předávací místo“ je zavádějící. Definice předávacího místa stanovuje energetický zákon, který nerozlišuje mezi standardním předávacím místem a jiným předávacím místem. Jelikož se tento pojem jinde v CR nevyskytuje, navrhujeme využít odkaz na bod 4.8 CR ERÚ VVN a VN</p> <p>Návrh promítnutí připomínky: Upravit příslušný text příloh č. 15 a 16 následovně: „Platba st [Kč] je platba ceny za maximální odebraný výkon stanovená dle bodu (4.8).“</p>	<p>Akceptováno</p>
Sylva Ossosová, EG.D, a.s.	40	20.7.2023	<p>I. <u>Název konzultovaného dokumentu:</u> „408-2015-pravidla trhu_revize výrobní EAN_RK-RP+NM_bez ostatních rev_230626_ost“</p> <p>Připomínka č. 1: Problematika napájení dopravních prostředků elektrické trakce (dále jen „trakce“) pro účely uplatňování ceny za rezervovaný příkon a ceny za maximální odebraný výkon</p> <p>§ 54, odst. 6) – nově stanoví, že „Napájením dopravních prostředků elektrické trakce se pro účely uplatňování ceny za rezervovaný příkon a ceny za maximální odebraný výkon rozumí odběr elektřiny v předávacím místě, jehož měsíční podíl odběru elektřiny pro</p>	<p>Akceptováno</p> <p>Původní odstavec § 54, odst. 6) vyhlášky byl upraven s ohledem na odůvodnění připomínky.</p>

			<p>dopravní prostředky elektrické trakce při provozování dráhy a drážní dopravy pro přepravu osob a věcí na dráze železniční, tramvajové a, trolejbusové a lanové, včetně odběru pomocných provozů elektrické trakce, které jsou technologickou součástí napájecích bodů elektrické trakce a přímo souvisejí se zajištěním provozu elektrické trakce, činí alespoň osmdesát pět procent z celkového odběru elektřiny.“</p> <p>Odůvodnění připomínky:</p> <p>V případě, kdy odběratelem pro dopravní prostředky elektrické trakce je současně držitel licence na distribuci pro provozování trakčního zařízení, předává tento odběratel patřičné údaje, ze kterých je možné stanovit 85 % hranici spotřeby pro elektrickou trakci z celkového odběru v průběhu kal. měsíce, do IS OTE do 15. kal. dne následujícího měsíce dle § 49 odst. 3 PRTE. Až po tomto termínu může provozovatel nadřazené soustavy spustit zúčtování služby DS. Způsob vyhodnocení elektrické trakce je popsán v návrhu CR ERÚ VVN a VN bod (4.4), kterému pak odpovídá způsob registrace předávacích míst v IS OTE a datovému modelu v IS příslušného provozovatele nadřazené DS. Pokud by podmínka 85 % nebyla splněna, ve svém důsledku by to znamenalo přeregistraci předávacích míst v IS OTE a změnu datového modelu v IS příslušného provozovatele nadřazené DS a takové změny by mohly nastávat měsíčně. Proto navrhuje, aby se 85 % hranice stanovovala na základě ročního odběru předcházejícího kalendářního roku.</p> <p>V případě nového odběru elektrické trakce v prvním roce navrhuje zavést fikci, že podmínka 85 % podílu je splněna.</p> <p>Návrh promítnutí připomínky:</p> <p>„Napájením dopravních prostředků elektrické trakce se pro účely uplatňování ceny za rezervovaný výkon a ceny za maximální odebraný výkon rozumí odběr elektřiny v předávacích místě, jehož roční podíl odběru elektřiny za předcházející kalendářní rok pro dopravní prostředky elektrické trakce při provozování dráhy a drážní dopravy pro přepravu osob a věcí na dráze železniční, tramvajové a, trolejbusové a lanové, včetně odběru pomocných provozů elektrické trakce, které jsou technologickou součástí napájecích bodů elektrické trakce a přímo souvisejí se zajištěním provozu elektrické trakce, činí alespoň osmdesát pět procent z celkového ročního odběru elektřiny za předcházející kalendářní rok. V prvním roce odběru pro napájení dopravních prostředků elektrické trakce se má za to, že podíl odběru elektřiny pro napájení dopravních prostředků elektrické trakce činí osmdesát pět procent z celkového odběru elektřiny.“</p>	
Sylva Ossosová, EG.D, a.s.	41	20.7.2023	<p>Proces při odlišném vyhodnocování platby ceny za maximální odebraný výkon u výroben s točivými synchronními stroji</p> <p>Stávající návrh § 53 odst. 4</p> <p>„Pro splnění podmínky podle odstavce 1 písm. c) výrobce elektřiny sdělí po 1. lednu 2024 pro jednotlivou výrobu elektřiny provozovateli přenosové soustavy nebo provozovateli distribuční soustavy, ke které je výroba elektřiny připojena, typ používaných generátorů s jejich jmenovitým výkonem. Tyto hodnoty se používají do první změny smlouvy o připojení po 1. lednu 2024. Po změně smlouvy o připojení po 1. lednu 2024 využívá provozovatel přenosové nebo distribuční soustavy pro splnění podmínky podle odstavce 1 písm. c) pro každou výrobu elektřiny údaje ze smlouvy o připojení.“</p> <p>Odůvodnění připomínky:</p> <p>Navrhujeme upřesnit proces při odlišném vyhodnocování platby ceny za maximální odebraný výkon u výroben s točivými synchronními stroji (dále jen „odlišné vyhodnocování platby za odebraný výkon“). Jsme toho názoru, že by měl být stanoven termín, od kdy PDS zahájí odlišné vyhodnocování platby ceny za maximální odebraný výkon. U stávajících výroben s točivými synchronními stroji má výrobce PDS sdělit informaci, že výrobce takovou výrobu provozuje, přičemž není uveden termín předání takové informace. To by mohlo vést k extenzivnímu výkladu navrhovaného ustanovení § 53 odst. 4, kdy výrobce by tuto informaci PDS mohl předat kdykoliv po 1.1.2024 a pokud by tak např. učinil 15.8.2025, PDS by nezbývalo než vystavit opravné zúčtovací doklady za 19 měsíců zpětně – u PDS by to vyvolalo dodatečné OPEX náklady.</p> <p>Také se domníváme, že je vhodné zahájit odlišné vyhodnocování platby ceny za maximální odebraný výkon až od měsíce následujícího po měsíci, ve kterém PDS obdrží</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Vzhledem k finanční úlevě výrobce elektřiny z platby ceny za maximální odebraný výkon, která je spjata a podmíněna předáním informací pro vyhodnocení splnění podmínky předpokládáme, že výrobce elektřiny je z titulu finančního zvýhodnění automaticky motivován předávat údaje bez zbytečného odkladu a Vámi předpokládaný stav nebude standardně nastávat.</p>

			<p>od výrobce sdělení informace podle § 53 odst. 4 věty první. To povede k zvýšení motivace dotčených výrobců, aby sdělení informace neodkládali.</p> <p>Návrh promítnutí připomínky:</p> <p>Na konec odstavce 4 doplnit větu:</p> <p>„Pro splnění podmínky podle odstavce 1 písm. c) výrobce elektřiny sdělí po 1. lednu 2024 pro jednotlivou výrobu elektřiny provozovateli přenosové soustavy nebo provozovateli distribuční soustavy, ke které je výroba elektřiny připojena, typ používaných generátorů s jejich jmenovitým výkonem. Tyto hodnoty se používají do první změny smlouvy o připojení po 1. lednu 2024. Po změně smlouvy o připojení po 1. lednu 2024 využívá provozovatel přenosové nebo distribuční soustavy pro splnění podmínky podle odstavce 1 písm. c) pro každou výrobu elektřiny údaje ze smlouvy o připojení. Odišné vyhodnocování platby ceny za maximální odebraný výkon zahájí provozovatel distribuční soustavy, do jehož distribuční soustavy je výroba připojena, od prvního kalendářního dne měsíce následujícího po měsíci, ve kterém výrobce sdělí provozovateli distribuční soustavy informaci podle věty první nebo pokud dojde ke změně smlouvy o připojení podle věty třetí a jsou splněny podmínky stanovené touto smlouvou o připojení.“</p>	
Sylva Ossosová, EG.D, a.s.	42	20.7.2023	<p>Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. XX/2023 ze dne XX. listopadu 2023, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a ostatní regulované ceny</p> <p>Připomínka č.1:</p> <p>Jsme si vědomí toho, že se jedná o dočasné řešení. Rádi bychom však redefinovali ustanovení (4.36) v CR ERÚ, které je nastaveno diskriminačně vůči výrobcům při účtování ceny za nedodržení účinníku a ceny za nevyžádanou dodávku jalové energie připojených na napěťových hladinách VVN nebo VN. V důsledku navrhované textace může dojít k nerovným podmínkám na trhu s elektřinou a diskriminaci některých výrobců, která se následně projeví ve vyúčtování za cenu služby distribuční soustavy. Za PDS chceme diskriminaci odstranit a ustanovení (4.36) redefinovat.</p> <p>(4.36) Cena za nedodržení účinníku a cena za nevyžádanou dodávku jalové energie do distribuční soustavy se vztahuje na zákazníky připojené na napěťových hladinách VVN nebo VN, na provozovatele lokálních distribučních soustav připojené na napěťových hladinách VVN nebo VN a na výrobce elektřiny připojené na napěťových hladinách VVN nebo VN, kromě výrobců elektřiny, kteří byli ve vztahu ke konkrétní výrobně elektřiny v roce 2023 výrobci elektřiny první kategorie podle vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou</p> <p>Odůvodnění připomínky:</p> <p>Argumentujeme níže uvedenými důvody:</p> <p>1. Nediskriminační prostředí pro výrobce:</p> <p>Když byla zrušena kategorizace výroben, tak není vhodné ponechávat ani výhody plynoucí přímo z kategorizace výroben pro rok 2023, kde by u bývalých výroben 1. kategorie došlo k neúčtování ceny za nedodržení účinníku a ceny za nevyžádanou dodávku jaloviny z ceny služby distribuční soustavy i pro rok 2024.</p> <p>Současné znění ustanovení (4.36) může způsobit diskriminaci některých výrobců. Předně nedochází vůbec k posuzování těch výroben, které teprve vzniknou a budou nově uvedené do provozu. Dále mohou být diskriminovány ty výroby, které při kategorizaci výroben na rok 2023 z nějakého důvodu administrativně pochybily a oznámení pro kategorizaci podaly PDS pozdě. Kdyby kategorizace výroben existovala, měli by možnost podat oznámení na další kategorizační období pro rok 2024.</p> <p>2. Efektivně posoudit a nastavit výjimku u všech výrobců:</p> <p>Pro PDS je systematičtější a efektivnější nastavit v rámci IT systému výpočet poměru mezi instalovaným výkonem výroby a součtem rezervovaných příkonů v odběrném místě a předávacím místě výroby pro TVS v každé z výroben. Obdobný výpočet půjde provést i nad nově uvedenými výrobnami do provozu a kategorizace výroben s ním dříve pracovala. Díky tomuto výpočtu nebude nutné archívat, jak byla výroba zařazována v</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Ceny za nedodržení účinníku nebyly tímto dokumentem upravovány.</p>

			<p>rámci kategorizace výroben v minulých kategorizačních obdobích a odpadne tak přímá vazba na již zrušenou kategorizaci výroben.</p> <p>Návrh promítnutí připomínky:</p> <p>Na základě výše uvedených připomínek navrhuje níže uvedené znění ustanovení (4.36).</p> <p>(4.36) Cena za nedodržení účinníku a cena za nevyžádanou dodávku jalové energie do distribuční soustavy se vztahuje na zákazníky připojené na napěťových hladinách VVN nebo VN, na provozovatele lokálních distribučních soustav připojené na napěťových hladinách VVN nebo VN a na výrobce elektřiny připojené na napěťových hladinách VVN nebo VN, kromě výrobců elektřiny s poměrem mezi instalovaným výkonem výroby a součtem rezervovaných příkonů v odběrném místě a předávacím místě výroby pro TVS v dané výrobně rovným nebo větším než 5. V případě výroben elektřiny připojených na napěťových hladinách VVN nebo VN, které jsou už v provozu provádí provozovatel distribuční soustavy výpočet na základě hodnot instalovaného výkonu výroby a součtu rezervovaných příkonů v odběrném místě a předávacím místě výroby pro TVS, které byly platné k 1. lednu 2024. V případě výroby elektřiny připojené na hladinách VVN nebo VN uvedených do provozu v průběhu kalendářního roku 2024 provozovatel distribuční soustavy provádí výpočet na základě hodnot instalovaného výkonu výroby a součtu rezervovaných příkonů v odběrném místě a předávacím místě výroby pro TVS, které byly platné v den uvedení výroby do provozu.</p>	
Jana Mertová, ČEZ, a.s.	43	20.7.2023	<p>A. OBEČNÁ PŘIPOMÍNKA K FILOZOFII ZMĚNY</p> <p>Připomínka k dopadům na smlouvu o připojení</p> <p>Změna tarifní struktury má za cíl motivovat uživatele soustavy k úpravě sjednaných parametrů a revizi požadavků na využívaný výkon. V této souvislosti bychom uvítali verifikaci ze strany ERÚ, že případné úpravy sjednaných parametrů rezervovaného příkonu/výkonu v rámci smluv o připojení nebudou považovány za podstatnou změnu smlouvy o připojení a tudíž nebudou vyvolávat požadavky na plnění dalších parametrů a podmínek a uvedení výroby do souladu s aktuálně platnými pravidly provozování přenosové nebo distribuční soustavy.</p>	<p>Vysvětleno</p> <p>Obecně lze předpokládat, že všichni účastníci trhu s elektřinou, kteří rezervovaný příkon ve smlouvě o připojení ujednávají, budou postupovat tak, aby minimalizovali veškerá prodloužení a procesní náročnost všude tam, kde to je možné a není porušen princip některých závazných dokumentů (například připojovacích podmínek, pravidel provozování distribučních soustav, technických norem apod.)</p> <p>Úprava vyhlášky č. 16/2016 Sb., o připojení k elektrizační soustavě se očekává s účinností od 1. 7. 2024. V rámci vyhlášky se zamýšlí revize současných procesních lhůt, které jsou vyhláškou stanoveny a pro určité procesy, kde to je technicky možné, může dojít k úpravě maximálních procesních lhůt.</p>
Jana Mertová, ČEZ, a.s.	44	20.7.2023	<p>Připomínka k § 53 - výrobce s odlišným vyhodnocením platby ceny za maximální odebraný výkon</p> <p>Připomínka</p> <p>Navrhujeme zcela vypustit v § 53 ustanovení odst. 1 písm. b) nebo jej nahradit jiným kritériem, např. ve smyslu návrhu na úpravu ustanovení uvedeného níže a v této souvislosti úpravu navazujících ustanovení v rámci § 53. Zároveň prosíme o potvrzení výkladu, že vyhodnocení kritérií probíhá za výrobu jako celek a výsledné vyhodnocení je aplikováno na všechna její předávací místa.</p> <p>Odůvodnění</p> <p>Rozumíme záměru stanovit kritéria tak, aby bylo garantováno, že výroba bude motivována být v provozu ideálně kontinuálně nebo alespoň po část měsíce, a tedy bylo možné využívat jejich schopností pomoci zajistit bezpečný a stabilní provoz soustavy s ohledem na specifické vlastnosti točivých strojů. Nicméně nastavené kritérium (dodávka 40 % elektřiny z nejvyšší možné dodávky v daném měsíci) představuje zásadní problém v měnícím se tržním prostředí, kdy v souvislosti s masivním rozvojem OZE (především FVE) a stále čtenějším převisem výroby nad spotřebou dochází k zásadnímu snížení výroby elektřiny z konvenčních zdrojů (právě s točivými stroji) či jejich úplnému odstavení. Navíc v případě typických teplárenských zdrojů je využití instalovaného výkonu výrazně</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Navrhované ustanovení § 53 odst. 1 písm. b) vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou, bylo změněno. Nově se stanoví ustanovení § 53a.</p> <p>Ke splnění podmínek pro odlišné vyhodnocení platby ceny za maximální odebraný výkon výrobcem elektřiny byla změněna navrhovaná prahová hodnota pro splnění, teoretická nejvyšší možná vyrobená a dodaná elektřina do elektrizační soustavy. Dříve navrhovaná hodnota alespoň 40 % z nejvyšší možné dodávky elektřiny se mění na 10 %. Tato změna návrhu má obdobný účinek, tedy zmírnění podmínek pro odlišné vyhodnocení platby, jako Vámi navrhovaná podmínka, ale zároveň je zachován původní záměr podmínky – výroba elektřiny musí být v provozu, aby byla splněna premisa o přínosech synchronních generátorů</p>

proměnné v průběhu roku (v letním období zásadně klesá) a takto vymezeného kritéria nejsou schopny dosáhnout. Navržené kritérium v neposlední řadě nereflektuje skutečnost, že výrobní pro svou správnou funkčnost vyžaduje také nezbytné odstávky pro opravy a údržby, a přestože by ve zbývajícím období daného měsíce po najetí z odstávky plnila potřebnou roli v soustavě, na sníženou platbu by rovněž nedosáhla.

S ohledem na výše uvedené navrhuje modifikovat kritérium tak, aby byl výrobce povinen dodat v daném měsíci alespoň 60 % z celkového množství vyrobené elektřiny, sníženého o technologickou vlastní spotřebu na výrobu elektřiny, do přenosové nebo distribuční soustavy.

Navržené kritérium předpokládáme vyhodnocovat za výrobu jako celek, neboť mohou v praxi být případy, kdy výrobní vyvádí výkon do přenosové soustavy, ale elektřinu může odebírat a tedy službu soustavy hradit z distribuční soustavy resp. z přenosové i distribuční soustavy. Na základě tohoto vyhodnocení podle celkové bilance na základě výkazu vyplněného výrobcem předpokládáme následně stanovení odpovídající platby ze strany příslušného provozovatele soustavy v souladu s navrhovaným cenovým rozhodnutím, přičemž výsledek vyhodnocení bude aplikován jednotně na všechna předávací místa výroby elektřiny napříč příslušnými soustavami, k nimž je daná výrobní připojena.

V případě úpravy v odstavci 4 pak navrhuje zpřesnit, že takovou informaci předává výrobce PDS pouze v případě, že není ze smlouvy o připojení známá. Považujeme za nadbytečnou zátěž požadovat po výrobcu deklarovat znovu informace, kterou již má PDS k dispozici.

Návrh na úpravu ustanovení:

(1) Výrobce elektřiny s odlišným vyhodnocením platby ceny za maximální odebraný výkon je výrobce elektřiny, jehož výrobní elektřiny je připojena do přenosové nebo distribuční soustavy a který zároveň:

a) alespoň osmdesát procent ročního množství elektřiny vyrobené v této výrobní elektřiny, sníženého o technologickou vlastní spotřebu elektřiny, dodává do přenosové nebo distribuční soustavy a

b) **alespoň šedesát procent měsíčního množství elektřiny vyrobené v této výrobní elektřiny, sníženého o technologickou vlastní spotřebu elektřiny, dodává do přenosové nebo distribuční soustavy měsíčně** dodá elektřinu do přenosové soustavy nebo distribuční soustavy v objemu alespoň čtyřicet procent z nejvyšší možné dodávky elektřiny stanovené současně instalovaného výkonu této výroby elektřiny a počtu hodin v kalendářním měsíci a

c) vyrábí elektřinu pomocí synchronních generátorů se jmenovitým výkonem dosahujícím alespoň 80 % instalovaného výkonu výroby.

(2) Pro splnění podmínky podle odstavce 1 písm. a) využívá provozovatel přenosové nebo distribuční soustavy pro každou výrobní elektřiny údaje podle přílohy č. 10 k této vyhlášce za předcházející kalendářní rok.

(3) Pro splnění podmínky podle odstavce 1 písm. b) využívá provozovatel přenosové nebo distribuční soustavy pro každý kalendářní měsíc údaje podle přílohy č. 10 k této vyhlášce.

(4) Pro splnění podmínky podle odstavce 1 písm. c) výrobce elektřiny sdělí po 1. lednu 2024 pro jednotlivou výrobní elektřiny provozovateli přenosové soustavy nebo provozovateli distribuční soustavy, ke které je výrobní elektřiny připojena, typ používaných generátorů s jejich jmenovitým výkonem, **pokud není tato informace součástí smlouvy o připojení**. Tyto hodnoty se používají do první změny smlouvy o připojení po 1. lednu 2024. Po změně smlouvy o připojení po 1. lednu 2024 využívá provozovatel přenosové nebo distribuční soustavy pro splnění podmínky podle odstavce 1 písm. c) pro každou výrobní elektřiny údaje ze smlouvy o připojení.

pro bezpečnost a spolehlivost soustavy, a to Vámi navrhovaná podmínka nezajišťuje.

Vyhodnocení splnění podmínky u výroby elektřiny, která je zároveň připojena do distribuční i přenosové soustavy, bude podmíněno sdělením celkového množství elektřiny dodané do přenosové soustavy a distribučních soustav, a to nejpozději do třetího kalendářního dne následujícího kalendářního měsíce. Tato povinnost je stanovena v ust. § 49 odst. 10 vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou.

Zdroj informací pro vyhodnocení podmínky, zda jde o výrobu s výrobou elektřiny ze synchronních generátorů se jmenovitým výkonem dosahujícím alespoň osmdesát procent instalovaného výkonu výroby je jednorázové sdělení této informace příslušnému provozovateli soustavy, případně smlouva o připojení, pokud poté dojde ke změně těchto oznámených parametrů v rámci smlouvy o připojení.

Jana Mertová, ČEZ, a.s.	45	20.7.2023	<p>1. Obecná připomínka k bodům 2.3 až 2.6. a dále 4.5 až 4.8</p> <p>Připomínka</p> <p>Žádáme tímto o potvrzení níže uvedeného výkladu aplikace dotčených ustanovení v případě zařízení, pro něž se uplatní specifický postup stanovení platby za maximální odebraný výkon ze soustavy.</p> <p>Odůvodnění</p> <p>Z návrhu ustanovení vyvstávají určité pochybnosti, jaké platby budou účtovány vymezeným výrobcům elektřiny. Z tohoto důvodu bychom rádi požádali o potvrzení, zda chápeme správně, když dovozujeme, že:</p> <ul style="list-style-type: none"> - provozovatel soustavy vždy účtuje výrobcí součet platby za rezervovaný příkon a platby za maximální odebraný výkon ze soustavy, přičemž vždy vyhodnocuje, který z tarifů T1 nebo T2 poskytuje nižší celkovou platbu, - v rámci každého z tarifů T1 nebo T2 se platba za maximální odebraný výkon pak stanoví odpovídajícím způsobem dle bodu 2.4 resp. 2.5 a dále 4.5 nebo 4.6. <p>Tedy případná úleva se aplikuje pouze na platbu za naměřený maximální odebraný výkon ze soustavy a k tomu vždy hradí výrobce i platbu za rezervovaný příkon v plném rozsahu.</p> <p>Návrh na úpravu ustanovení:</p> <p>S ohledem na charakter připomínky (žádost o výklad) se úprava nenavrhuje.</p>	<p>Vysvětleno</p> <p>Chronologie uplatnění úlev z platby ceny za maximální odebraný výkon dotčených účastníků trhu a volba tarifu T1 a T2 byla popsána v bodě (2.7) a (4.8) cenového rozhodnutí.</p>
Jana Mertová, ČEZ, a.s.	47	20.7.2023	<p>2. Připomínka k bodu 4.21</p> <p>Připomínka</p> <p>Žádáme o úpravu ustanovení ve smyslu níže uvedeného návrhu.</p> <p>Odůvodnění</p> <p>Jsme toho názoru, že není důvod vázat použití záložního vedení pouze k událostem na zařízení provozovatele distribuční soustavy. Podstatným by měl být pouze fakt, aby záložní a hlavní vedení nebylo provozováno v souběhu, a tak použitím záložního vedení nedojde k vyššímu zatížení distribuční soustavy.</p> <p>Platba za rezervovaný příkon Rp jak za hlavní, tak za záložní vedení je zdvojením platby za Rp (i když pravděpodobně v sazbě T2, pokud by v daném měsíci nebylo záložní vedení využito). Souběh hlavního a záložního vedení ale není povolen, proto ve vztahu k provozovateli nadřazené distribuční soustavy je "odebírána" pouze jedna velikost Rp. Rp by tedy neměl být účtován za záložní vedení. Efektivita využívání sítí tímto není dotčena.</p> <p>Návrh na úpravu ustanovení:</p> <p>(4.21) Je-li zařízení účastníka trhu s elektřinou připojeno k distribuční soustavě hlavním i záložním vedením a použití záložního vedení bylo vyvoláno pouze událostmi nebo úkony na zařízení provozovatele distribuční soustavy zajišťujícího v daném předávacím místě odběrného místa, výroby elektřiny nebo distribuční soustavy službu distribuční soustavy, vyhodnocuje se platba ceny za maximální odebraný výkon pouze u předávacího místa hlavních vedení. V takovém případě je účtována cena za maximální odebraný výkon za větší z hodnot maximálních čtvrt hodinových odebraných výkonů z hlavního a záložního vedení. Pokud jsou hlavní a záložní vedení na jiné napěťové hladině a soudobý součet maximálních čtvrt hodinových odebraných výkonů ze soustavy záložními vedeními je vyšší než soudobý součet maximálních čtvrt hodinových odebraných výkonů hlavními vedeními, účtuje se soudobý součet maximálních čtvrt hodinových odebraných výkonů záložními vedeními za cenu za maximální odebraný výkon předávacího místa vyšší napěťové hladiny. Rezervovaný příkon záložního vedení nesmí být vyšší než rezervovaný příkon hlavního vedení. Rezervovaný příkon záložního vedení není zpoplatněn. Účtování ceny za rezervovaný příkon není připojením na záložní vedení dotčeno. V případě, že je na záložním vedení sjednána jednosložková cena za službu sítě, nebude v tomto případě účtována a bude za odebrané množství elektřiny ze záložního vedení účtována cena podle bodu (4.33). Hlavní a záložní vedení nelze využívat soudobě.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Záložní vedení přináší účastníkům trhu s elektřinou vyšší standard zajištění služby přenosové nebo distribuční soustavy, jeho alespoň částečné zpoplatnění je proto žádoucí stav.</p> <p>Pokud je ve smlouvě o připojení označené vedení jako záložní a zároveň je vyvedeno ze stejného uzlu soustavy, doporučujeme Vám revidovat Vaši smlouvu o připojení s provozovatelem přenosové nebo distribuční soustavy.</p>

Jana Mertová, ČEZ, a.s.	48	20.7.2023	<p>3. Přípomínka k příloze č. 15 a příloze č. 16</p> <p>Přípomínka</p> <p>Doporučujeme definovat pojem „standardní předávací místo“ nebo formulaci upravit ve smyslu „předávací místo“.</p> <p>Odůvodnění</p> <p>V rámci cenového rozhodnutí ani v rámci návrhu vyhlášky o Pravidlech trhu není nikde definován pojem „standardní předávací místo“. Je-li žádoucí tento pojem použít, pak by mělo být vysvětleno, co se tím myslí. V opačném případě by bylo vhodné slovo „standardní“ vypustit.</p> <p>Návrh na úpravu ustanovení:</p> <p>„Platbast [Kč] je platba ceny za maximální odebraný výkon za standardní předávací místo za účtovací období“</p>	Akceptováno
Hans Petr, ČEZ Distribuce, a.s.	49	20.7.2023	<p>OBECNÁ PŘIPOMÍNKA ČEZD KE VŠEM KONZULTOVANÝM DOKUMENTŮM</p> <p>Jménem společnosti ČEZ Distribuce, a. s., (dále jen „ČEZd“) níže uvádíme připomínky k předloženým návrhům. Návrhy ČEZD na úpravu textů návrhů jsou označeny červeně.</p> <p>Včasné ukotvení změn pravidel a parametrů cenotvorby</p> <p>Přípomínka:</p> <p>Je žádoucí, aby změny pravidel a parametrů cenotvorby na přenosu a na napěťových hladinách vvn a vn byly úřadem ukotveny co nejdříve.</p> <p>Odůvodnění:</p> <p>Zamýšlené změny bude nutné promítnout do interních procesů a informačních systémů provozovatelů soustav, kteří na jejich provedení potřebují mít dostatek času.</p> <p>Návrh promítnutí:</p> <p>Včasné ukotvení změn pravidel a parametrů cenotvorby na přenosu a na napěťových hladinách vvn a vn ze strany ERÚ.</p>	Není připomínkou ve smyslu veřejného konzultačního procesu.
Hans Petr, ČEZ Distribuce, a.s.	50	20.7.2023	<p>PŘIPOMÍNKY ČEZD KE KONKRÉTNÍM NÁVRHŮM ERÚ</p> <p>A) Návrh Koncepce propojení nového designu trhu v elektroenergetice s požadavky na změnu v regulovaných cenách a tarifech na napěťových hladinách vvn a vn</p> <p>1) Problematika rezervovaného příkonu u předávacích míst – provozovatelé soustav</p> <p>Přípomínka:</p> <p>ERÚ ve svém odůvodnění pro zrušení speciálních režimů pro provozovatele regionálních distribučních soustav (dále jen “PRDS”) vychází z principu technologické neutrality – rovné podmínky pro obdobné technologie a nediskriminace připojení do přenosové soustavy (dále jen “PS”) a distribuční soustavy (dále jen “DS”). Implementace úřadem navrhovaných změn do smluvních a platebních vztahů mezi</p> <p>a) provozovatelem přenosové soustavy (dále jen “PPS”) a PRDS, a</p> <p>b) PRDS navzájem</p> <p>přináší určité nejasnosti a z toho plynoucí komplikace, zejména při sjednávání rezervovaného příkonu (dále jen “RP”) ve smlouvě o připojení, vyhodnocování naměřeného maxima a navazujícím zajištění platebních vztahů mezi provozovateli soustav.</p> <p>Odůvodnění:</p> <p>Je nutno brát v potaz, že připojené soustavy se v integrovaném systému OTE (dále jen “IS OTE”) registrují formou předávacích míst v rámci jedinečného čísla sítě, což u PRDS znamená registraci sítě dle „regionu TDD“, který se využívá pro vyhodnocování odchylek. Současně návrh cenového rozhodnutí ERÚ pro napěťové hladiny vvn a vn stanovuje zásadu, že cena zajišťování přenosu/distribuce elektřiny vztažená k hodnotám v</p>	Neakceptováno

			<p>předávacím místě odběrného místa, výroby elektřiny, distribuční soustavy je účtována samostatně za každou napěťovou hladinu. Pokud tedy připojená síť k PS/DS bude mít více napěťových hladin, bude tato síť v IS OTE registrována předávacím místem pro každou napěťovou hladinu. Tím se zvyšuje celkový počet předávacích míst, která je potřeba registrovat a smluvně řešit. To se promítne i do výše regulovaných cen.</p> <p>Návrh promítnutí:</p> <p>Uvedené komplikace na straně sjednávání RP ve smlouvě o připojení, vyhodnocování naměřeného maxima a zajištění navazujících platebních vztahů je potřeba dále řešit a diskutovat na úrovni provozovatelů soustav a ERÚ. Výsledný způsob sjednání RP je žádoucí zohlednit při výpočtu regulovaných cen.</p>	
Hans Petr, ČEZ Distribuce, a.s.	51	20.7.2023	<p>Návrh úpravy cenového rozhodnutí ERÚ, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a ostatní regulované ceny</p> <p>1) Vyhodnocování překročení RP a rezervovaného výkonu (dále jen "RV") mezi PRDS</p> <p>Připomínka:</p> <p>Žádáme upravit znění bodů 4.11 a 4.17 návrhu cenového rozhodnutí tak, aby reflektovaly reálné možnosti a specifika PRDS.</p> <p>Odůvodnění:</p> <p>Navrhujeme, aby se mezi PRDS nevyhodnocovalo překročení RP v místech připojení k DS, ale na úrovni předávacího místa.</p> <p>Regionální distribuční soustavy (dále jen "RDS") od počátku byly budovány jako jednotlivý vzájemně propojený celek. Z pohledu smlouvy o připojení si dovolueme tvrdit, že se nejedná o tradiční model připojení mezi provozovatelem nadřazené soustavy a provozovatelem připojené soustavy, ale že se jedná o vzájemné propojení rovnocenných soustav. Při navrhování RDS se vždy uvažovalo s propojením na sousední RDS a uvažovalo se s určitou výpomocí od sousedních PRDS, aby nebyly vynakládány nadměrné náklady na zajištění distribuce pouze přes zařízení konkrétního PRDS, např. v případě rekonstrukce zařízení připojeného do jednoho místa připojení dochází k tomu, že jiné zařízení připojené do jiného místa připojení přebírá napájení. Zároveň dnes jsou mezi PRDS poskytovány tzv. dispečerské výpomoci.</p> <p>To je jiná logika než u lokálních distribučních soustav (dále jen "LDS"), které jsou již dle názvu lokální sítě, a vznikaly primárně z původních odběrných míst, například průmyslových areálů. Jsou tedy jasně definovány předávací body, na kterých se vyhodnocují parametry ze smlouvy. Navíc se neposouvá předávací místo s ohledem na provoz při řešení stavů v soustavě. K LDS by se mělo tedy přistupovat stejně jako k odběrným nebo výrobním předávacím místům.</p> <p>Dále navrhujeme, aby se mezi PRDS nevyhodnocovalo překročení RV v místech připojení. Hodnota RP u jednoho PRDS se stává hodnotou RV u druhého PRDS a obráceně. Jednalo by se o nadbytečný administrativní a finanční úkon, který bude znamenat zvýšení nákladů a výnosů na straně PRDS, které budou v konečné fázi stejně vyrovnány korekčními faktory.</p> <p>Návrh promítnutí:</p> <p>"(4.11) Cena za překročení rezervovaného výkonu v místě připojení odběrného místa, výroby elektřiny nebo distribuční soustavy sjednaného ve smlouvě o připojení s výjimkou vzájemně připojených míst připojení mezi provozovateli regionálních distribučních soustav, je rovna za každý kW překročení (...);(4.17) Cena za překročení rezervovaného výkonu pro místo připojení odběrného místa, výroby elektřiny nebo distribuční soustavy sjednaného ve smlouvě o připojení s výjimkou vzájemně připojených míst připojení mezi provozovateli regionálních distribučních soustav, je rovna za každý kW překročení (...)."</p>	Akceptováno

Hans Petr, ČEZ Distribuce, a.s.	52	20.7.2023	<p>Přípomínka: Přípomínka se týká bodu (4.32) „Pokud je odběrné místo, výroba elektřiny nebo lokální distribuční soustava připojena z více napěťových hladin, je cena za použití sítí uplatňována za každou napěťovou hladinu zvlášť.“ Odůvodnění: Do výčtu subjektů by měly být zahrnuti i PRDS, jako je tomu v předchozích ustanoveních cenového rozhodnutí. Návrh promítnutí: “(4.32) Pokud je odběrné místo, výroba elektřiny nebo lokální distribuční soustava připojena z více napěťových hladin, je cena za použití sítí uplatňována za každou napěťovou hladinu zvlášť.”</p>	Akceptováno
Hans Petr, ČEZ Distribuce, a.s.	53	20.7.2023	<p>Přípomínka: Je potřeba vysvětlit/definovat pojem “standardní předávací místo”. Odůvodnění: V přílohách č. 15 a 16 se vyskytuje pojem „Platbast“ který je stanoven jako „platba ceny za maximální odebraný výkon za standardní předávací místo za zúčtovací období“. Protože se tento pojem jinde v cenovém rozhodnutí nevyskytuje, je definice výpočtu Platbast zavádějí. Návrh promítnutí: Pro definování tohoto výpočtu navrhuje využít odkaz na bod (4.8), např. v tomto znění: „Platbast [Kč] je platba ceny za maximální odebraný výkon stanovená dle bodu (4.8).“</p>	Částečně akceptováno Upravena definice pojmu Platbast.
Hans Petr, ČEZ Distribuce, a.s.	54	20.7.2023	<p>C) Návrh úpravy vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou, s vyznačením změn oproti platnému znění.</p> <p>1) Problematika trakcí pro účely uplatňování ceny za RP a ceny za maximální odebraný výkon</p> <p>Přípomínka: § 54, odst. 6 nově stanoví, že</p> <p>„(6) Napájením dopravních prostředků elektrické trakce se pro účely uplatňování ceny za rezervovaný příkon a ceny za maximální odebraný výkon rozumí odběr elektřiny v předávacím místě, jehož měsíční podíl odběru elektřiny pro dopravní prostředky elektrické trakce při provozování dráhy a drážní dopravy pro přepravu osob a věcí na dráze železniční, tramvajové a trolejbusové a lanové, včetně odběru pomocných provozů elektrické trakce, které jsou technologickou součástí napájecích bodů elektrické trakce a přímo souvisejí se zajištěním provozu elektrické trakce, činí alespoň osmdesát pět procent z celkového odběru elektřiny.“</p> <p>Navržená úprava koliduje s termíny pro předávání dat ze strany účastníků trhu na OTE a s termíny účetních závěrek/fakturace ČEZd.</p> <p>Odůvodnění: Na základě navrhovaných změn musí PRDS pro správné vyúčtování dodávky elektřiny vyhodnotit, zda je odběrné místo (dále jen “OM”) z pohledu § 54, odst. 6) trakce. K tomu PDS potřebují data od všech účastníků trhu. Zejména u LDS může nastat problém s termíny, protože údaje o trakcích předávají prostřednictvím přílohy č. 11, a to do 15 kalendářních dnů (dále jen „KD“). PRDS ale údaje musí na OTE, dle § 41 odst. 1, zadat do 7 pracovních dnů (dále jen „PD“). Upozorňujeme, že v roce 2023 je 7. PD nejpozději 13. KD v měsíci. Navržená úprava tak koliduje s termíny účetních závěrek/fakturací ČEZd, kdy již řadu let má ČEZd fakturaci za distribuci na napěťových hladinách vvn a vn v tyto KD/PD plně vyfakturované a nemusí se tak provádět dohadné položky. Není proto jasné, jakým způsobem má ČEZd proces zajistit, když nebudou k dispozici potřebné údaje. Má ČEZd fakturovat distribuci na základě známých skutečností a pak provádět opravné faktury? Tento přístup by byl administrativně a finančně náročný a není smysluplný. Zároveň je ke zvážení, zda údaj o trakcích vyhodnocovat na měsíční nebo roční bázi, v § 54 odst. 6 je aplikováno měsíční vyhodnocení: „(6) Napájením dopravních prostředků elektrické trakce se pro účely uplatňování ceny za rezervovaný příkon a ceny za maximální odebraný výkon rozumí odběr elektřiny v předávacím místě, jehož měsíční podíl odběru elektřiny pro dopravní prostředky elektrické trakce při provozování dráhy a drážní dopravy pro přepravu osob a věcí na dráze železniční, tramvajové a trolejbusové a lanové, včetně odběru pomocných provozů elektrické trakce, které jsou technologickou součástí napájecích bodů elektrické trakce a přímo souvisejí se zajištěním provozu elektrické trakce, činí alespoň osmdesát pět procent z celkového odběru elektřiny.“</p>	Částečně akceptováno Vyhodnocování příznaku trakce bude prováděno na základě podílu odběru elektřiny za předcházející kalendářní rok. Úprava § 49 odst. 4 vyhlášky nebyla akceptována v navrhované podobě, došlo nicméně ke sjednocení s odst. 2, který byl v tomto ohledu upraven.

			<p>Dodatečně k § 49 odst. 2 poznamenáváme, že v uvedeném opatření je nově doplněna věta, která udává, že výrobci ve výkazu předávají i informace pro výpočet platby ceny za maximální odebraný výkon za předávací místo výroby elektřiny:</p> <p>„(2) Na základě údajů vykázaných výrobcem zpřístupní operátor trhu příslušnému provozovateli přenosové nebo distribuční soustavy, ke které je výrobná připojena, výpočet plateb za systémové služby, činnosti operátora trhu a, na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů a informace pro výpočet platby ceny za maximální odebraný výkon za předávací místo výroby elektřiny stanovený způsobem uvedeným v příloze č. 10 k této vyhlášce nejpozději následující kalendářní den po uplynutí lhůty pro předání údajů podle odstavce 1. Odběr elektřiny, který není uskutečňován pro krytí technologické vlastní spotřeby výrobce elektřiny, pro čerpání přečerpávacích vodních elektráren a krytí ztrát v přenosové nebo distribuční soustavě, je pro účely fakturace ceny za činnosti operátora trhu považován za odběr zákazníka.“</p> <p>Navrhujeme, aby obdobné opatření bylo doplněno i do § 49 odst. 4 pro účely uplatňování ceny za RP a ceny za maximální odebraný výkon pro LDS.</p> <p>Návrh promítnutí: Navrhujeme sladit termíny pro předávání údajů, příp. pro předávání údajů o trakcích využít stejný přístup jako u zákazníků dle § 49 odst. 5: „(...) způsobem umožňujícím dálkový přístup provozovateli distribuční soustavy, ke které je odběrné elektrické zařízení elektrické trakce připojeno, množství trakční elektrické energie v MWh spotřebované při provozování drážní dopravy na dráze železniční, tramvajové, trolejbusové a lanové v uplynulém zúčtovacím období, a to nejpozději do desátého kalendářního dne následujícího kalendářního měsíce.“</p> <p>Pokud jde o vyhodnocování elektrických trakcí, navrhujeme přistoupit k tomu podobně jako při určení výrobce 1. kategorie, na základě údajů z předchozího období (roku). Dále požadujeme doplnění z § 49 odst. 2 do § 49 odst. 4:</p> <p>„(4) Na základě údajů vykázaných provozovatelem lokální distribuční soustavy zpřístupní operátor trhu příslušnému provozovateli přenosové nebo distribuční soustavy, ke které je lokální distribuční soustava připojena, výpočet plateb za systémové služby, za činnosti operátora trhu a na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů stanovený způsobem uvedeným v příloze č. 12 k této vyhlášce a informace pro výpočet platby ceny za maximální odebraný výkon za předávací místo lokální distribuční soustavy do šestnáctého kalendářního dne po skončení kalendářního měsíce a provozovatel distribuční soustavy hodnoty zpřístupněné operátorem trhu použije k vyúčtování plateb za systémové služby, za činnosti operátora trhu a na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů.“</p>	
Hans Petr, ČEZ Distribuce, a.s.	55	20.7.2023	<p>2) Označování trakcí</p> <p>Připomínka:</p> <p>Žádáme vysvětlení přístupu k uplatňování povinnosti PDS označit v IS OTE odběrná místa (dále jen "OM") trakce.</p> <p>Odůvodnění:</p> <p>Nařízení vlády č. 298/2022 Sb., o stanovení cen elektřiny a plynu v mimořádné tržní situaci a o stanovení s tím souvisejícího nejvyššího přípustného rozsahu majetkového prospěchu zákazníka stanoví povinnost PDS označit v IS OTE odběrná místa trakce. Co jsou ale OM trakce? Ty dle § 54 odst. 6, nebo všechny, které nahlásí trakci?</p> <p>“§ 8 Evidence odběrných míst pro napájení elektrické trakce</p> <p>(1) Provozovatel distribuční soustavy označuje prostřednictvím systému operátora trhu příznakem odběrná místa, u kterých eviduje dodávku elektřiny pro napájení elektrické trakce.</p> <p>(2) Operátor trhu zpřístupňuje údaje o odběrných místech podle odstavce 1 dodavateli elektřiny, ke kterému je odběrné místo v systému operátora trhu přiřazeno.</p> <p>§ 13 Přejícná ustanovení</p> <p>(1) Provozovatel distribuční soustavy označí v systému operátora trhu příznakem odběrná místa, u kterých eviduje dodávku elektřiny pro napájení elektrické trakce, do 5. ledna 2023.“</p> <p>Návrh promítnutí:</p>	<p>Vysvětleno</p> <p>Připomínka je nad rámec konzultovaného dokumentu v rozsahu prováděných úprav souvisejících se změnou tarifní struktury. Vyhláška se v § 54 věnuje pouze definici trakce pro účely uplatňování ceny za rezervovaný příkon a ceny za maximální odebraný výkon.</p>

			Bude provedeno v návaznosti na vysvětlení ERÚ.	
Martin Michek, Česká asociace provozovatelů lokálních distribučních soustav, z. s.	56	20.7.2023	<p>Připomínky ČAPLDS k návrhu změn tarifního systému na hladinách VVN a VN</p> <p>Navrhovaná změna tarifní politiky na napěťových hladinách VVN a VN je z pohledu provozovatelů lokálních distribučních soustav nevyvážená z pohledu rozdílných rolí jednotlivých účastníků, a tedy nevhodně nastavená pro provozovatele distribučních sítí. Navržené změny nerespektují postavení jednotlivých subjektů na energetickém trhu a jejich ustanovená práva a povinnosti. Nebyla provedena žádná reálná analýza dopadů na provozovatele LDS, která by vycházela z reálných dat pro jednotlivé skupiny LDS. Navrhované změny by způsobily likvidaci nebo významně neplnění některých stanovených povinností provozovatelů LDS a zároveň by znemožnily modernizaci a rozvoj lokálních soustav dle aktuálních požadavků energetického trhu.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Navržené změny respektují náklady vyvolané jednotlivými účastníky trhu v elektrizační soustavě.</p> <p>V rámci přípravy změny tarifní struktury byla provedena detailní analýza dopadů na provozovatele lokálních distribučních soustav na datech, které provozovatelé lokálních distribučních soustav k tomuto účelu poskytli.</p> <p>Navrhované změny samy o sobě nezpůsobí neplnění povinností provozovatelů lokálních distribučních soustav a neznemožní modernizaci lokálních distribučních soustav.</p>
Martin Michek, Česká asociace provozovatelů lokálních distribučních soustav, z. s.	57	20.7.2023	<p>Připomínka k platbě za rezervovaný příkon u provozovatelů DS</p> <p>Energetický zákon a další právní dokumenty rozdělují na energetické subjekty do mnoha skupin. Zákazníci mají v EZ definovány zejména svá práva a provozovatelé distribučních společností mají vyjmenovanou rozsáhlou míru povinností, zejména v § 25. Již v 1. odstavci § 25 jsou ukotveny základní požadavky na provozovatele DS – spolehlivé provozování, obnovu a rozvoj, dále pak poskytování služeb distribuční soustavy a řízení toků elektřiny. Provozovatel distribuční soustavy je dále povinen každému, kdo požádá o připojení k distribuční soustavě, stanovit podmínky a termín připojení a umožnit distribuci elektřiny každému, kdo o to požádá a splňuje podmínky připojení a obchodní podmínky stanovené Pravidly provozování distribuční soustavy, s výjimkou případu prokazatelného nedostatku kapacity zařízení pro distribuci nebo při ohrožení spolehlivého a bezpečného provozu distribuční soustavy. Povinností provozovatelů soustav nevyplývající pouze ze znění EZ, ale i z dalších zákonů, vyhlášek a PPDS.</p> <p>Při aplikaci navrhované změny tarifní politiky dojde v případě LDS k výrazné změně podmínek, které povedou k ohrožení plnění základních povinností provozovatelů LDS nebo k nucenému rušení provozu lokálních distribučních soustav. Vzhledem k povinnostem provozovatelů sítí nelze aplikovat stejné podmínky pro konečné spotřebitele jako pro provozovatele distribučních sítí (vyhodnocování stálé plateb za distribuční služby z hodnoty za rezervovaný příkon a naměřeného maxima), protože změna vyhodnocení povede k nevyvážené situaci a k ohrožení plnění povinností dané z energetické legislativy. Přístup k rezervovanému příkonu musí být z principu nastavení energetiky jiný u provozovatelů sítí než v případě konečných odběratelů.</p> <p>Opatření:</p> <p>Provozovatelé DS musí přistupovat k výši RP odlišně než koneční odběratelé. V konečné míře provozovatelé DS neznají plány stávajících ani budoucích zákazníků. Hodnota RP by měla být vyhodnocována jiným způsobem, který zajistí plnění povinností PDS, nebo by provozovatelé DS měli být zproplatněni pouze za hodnoty za odebraný výkon (např. speciální cenou pro všechny provozovatele distribučních sítí, která bude zohledňovat práva a povinnosti jednotlivých subjektů).</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Každý účastník trhu s elektřinou musí hradit náklady, které svými požadavky v soustavě vyvolává, v opačném případě by tyto náklady byly přenášeny na ostatní účastníky trhu s elektřinou. Je tedy nezbytné zohlednit v první řadě vyvolané náklady, nikoliv role jednotlivých účastníků trhu nebo jejich technologie.</p> <p>Zároveň si může v České republice většina zákazníků připojených na vyšších napěťových hladinách požádat o udělení licence, která by jim následně podle uvedeného návrhu garantovala výhodnější cenu zajišťování distribuce elektřiny, což není koncepční řešení.</p> <p>Pro účastníky trhu – provozovatele lokálních distribučních soustav, kteří jsou se zavedením inovovaného tarifního systému vystaveni zvýšení plateb vůči nadřazenému provozovateli regionální distribuční soustavy, doporučujeme v maximální míře využívat všech možností optimalizace své platby, tedy v první řadě optimalizaci hodnoty rezervovaného příkonu, poté zvážit volbu jednosložkové ceny služby sítě a s nadřazeným provozovatelem regionální distribuční soustavy v rámci smluvních ujednání smlouvy o připojení hledat optimální řešení.</p>
Martin Michek, Česká asociace provozovatelů lokálních distribučních soustav, z. s.	58	20.7.2023	<p>Připomínka ke změně hodnoty rezervovaného příkonu</p> <p>Hodnota technického maxima lokality je stanovena ve smlouvě o připojení mezi LDS a nadřazenou soustavou. Tyto hodnoty se vyhodnocují na základě skutečně naměřených hodnot jednotlivých předacích míst LDS. Změna smlouvy o připojení zahrnuje mnoho oblastí a úprava smlouvy o připojení je komplikovaný proces, který mnohdy trvá měsíce i rok. Jde o jiný proces, než byl nastaven v případě jednoduché změny rezervované kapacity. Pokud se bude mezi provozovateli sítí vyhodnocovat a zproplatňovat hodnota rezervovaného příkonu, je nutné mít tuto hodnotu v samostatném smluvním vztahu bez dalších oblastí, které dnes zahrnuje smlouva o připojení. Dále bude nutné stanovit závazné lhůty a podmínky pro jejich aktualizaci a stanovit vazby a dopady do oblastí, která změny hodnoty technického maxima vyvolá. Tyto změny na rozdělení stávajících smluv vyžadují dlouhý čas a přípravu, dále je nutné na nově vytvořený vztah upravit i podmínky a pravidla aktualizací v sekundární legislativě. Bez této úpravy plánovaná změna negativně ovlivní vztahy mezi provozovateli sítí a bude mít podstatný negativní</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Hodnota rezervovaného příkonu je klíčovou částí smlouvy o připojení, nezbytným obsahem smlouvy o připojení dle energetického zákona a není možné tuto hodnotu oddělit od smlouvy o připojení. Hodnota rezervovaného příkonu je navíc nejen smluvní hodnotou, ale rovněž vyjadřuje určité technické parametry zajišťování služby distribuce elektřiny. Ač pravděpodobně existují případy, kdy Vámi navrhovaný model „zjednodušeného sjednávání“ rezervovaného příkonu může být technicky nezavadný pro spolehlivý a bezpečný provoz soustavy, tak nelze zaručit, že tomu takto bude ve všech</p>

			<p>dopad na konečné spotřebitele, výrobce, provozovatele LDS i další účastníky energetického trhu.</p> <p>Opatření:</p> <p>V případě zpoplatnění rezervovaného příkonu u provozovatelů sítí oddělit tuto hodnotu od ostatních oblastí smlouvy o připojení a nastavit vazby na tyto oblasti. Dále stanovit podmínky a lhůty pro jejich aktualizaci. Upravit a nastavit tyto vztahy, podmínky a termíny v sekundární legislativě.</p>	<p>teoretických případech. Navíc by s přijetím tohoto návrhu byly popřeny principy, které Koncepce sleduje a které byly zapracovány do návrhů cenového rozhodnutí a vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou, tedy principy, které nejsou naplněny při úhradě plateb zajišťování služby distribuční soustavy dle rezervace kapacity.</p>
Martin Michek, Česká asociace provozovatelů lokálních distribučních soustav, z. s.	59	20.7.2023	<p>Obnova a rozvoj distribučních soustav</p> <p>Energetika a zejména provoz sítí je z principu konzervativní a dlouhodobý business. Plánování rozvoje a obnovy je proces jehož realizace je vzhledem ke komplikovaným dalším vazbám již teď velmi složitá. Pokud nebude mít provozovatel distribuční sítě dopředu zajištěn rezervovaný příkon, nebo jiný způsob smluvního zajištění požadovaného příkonu, nemůže s péčí řádného hospodáře rozvíjet, obnovovat ani modernizovat distribuční soustavu. Navrhovaný způsob vyhodnocování plateb za rezervovaný příkon je přímým rozporu s povinností provozovatele rozvíjet a modernizovat distribuční síť a neumožňuje mu ekonomicky plnit povinnosti obnovy a rozvoje distribuční soustavy.</p> <p>Opatření:</p> <p>Stanovit podmínky pro rozvoj a obnovu distribučních soustav, tak aby nebyly zmařeny budoucí záměry a investice a byl dán stanovený prostor a pravidla pro rozvoj, modernizaci a obnovu distribučních soustav v krátkodobém, střednědobém i dlouhodobém výhledu.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Způsob zpoplatnění distribuce elektřiny nelimituje provozovatele lokální distribuční soustavy ve sjednávání přiměřené hodnoty rezervovaného příkonu s předstihem, klade však větší důraz na optimalizaci hodnoty rezervovaného příkonu a časového plánování na straně provozovatele lokální distribuční soustavy, který bude chtít v budoucnu hodnotu rezervovaného příkonu navýšit.</p>
Martin Michek, Česká asociace provozovatelů lokálních distribučních soustav, z. s.	60	20.7.2023	<p>Změna odběru stávajících zákazníků v LDS</p> <p>Všechny strategické dokumenty předpokládají postupný nárůst spotřeby v ČR. V rámci LDS je budováno velké množství decentralních zdrojů OZE, ale jejich implementace a vysoká volatilita vyvolávají nové požadavky na rozvoj a posílení síťové infrastruktury. Nárůst konečné spotřeby elektrické energie je doprovázen vyššími požadavky na rezervovaný příkon a dosažené maximum. Navržené změny na VVN a VN jen zkomplikují pro provozovatele distribučních sítí očekávaný rozvoj a změny v oblasti elektroenergetiky v oblasti dopadů vztahů a jejich vyhodnocení mezi provozovateli sítí.</p> <p>Opatření:</p> <p>Stanovit takové podmínky, které umožní plánovat rozvoj a změny spotřeby dle předpokládaného vývoje a charakteru odběru s předpoklady očekávané změny výše hodnoty rezervovaného příkonu. V rámci tarifní politiky i návazných smluvních aktů a právních podmínek stanovit předpoklady pro předvídatelný a dopředu plánovatelný rozvoj spotřeby a soustav.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>V rámci inovace tarifní struktury na hladinách velmi vysokého a vysokého napětí bude kladen důraz na sjednávání optimální hodnoty rezervovaného příkonu ze strany účastníků trhu, což vytvoří předpoklady pro lépe plánovatelný rozvoj soustav na základě reálných požadavků účastníků trhu. Je i zájmem zákazníka, aby rozvoj svého odběrného místa v oblasti navýšování rezervovaného příkonu komunikoval s dostatečným předstihem se svým provozovatelem soustavy tak, aby mohl navýšení rezervovaného příkonu proběhnout v preferovaném čase.</p>
Martin Michek, Česká asociace provozovatelů lokálních distribučních soustav, z. s.	61	20.7.2023	<p>Poskytování SVR, řízení a ovládání frekvenční odlehčování a ostatní regulace soustavy</p> <p>Změny portfolia zdrojů vyvolává požadavky na nové služby flexibility, frekvenční odlehčování a další řízení a ovládání v distribučních soustavách. Významnou část těchto podmínek pro ovládání, odlehčování a dispečerské řízení je obsažena ve stávajících smlouvách o připojení. Poskytování služeb SVR částečně řeší cenové rozhodnutí, ale všechny následné jevy změn chování a výkyvu spotřeb jako rebound effect již dále neřeší. Dopady z těchto jevů budou těžko predikovatelné a zhorší postavení provozovatelů LDS při vlastním plánování provozu a provozních predikcí. Tyto činnosti, které jsou důležité pro stabilizaci chodu elektrizační soustavy mají dopad na technické kapacity a zatížení distribučních soustav. Provozovatel bude muset stanovovat hodnoty rezervovaného příkonu LDS až na hranici součtu dílčích RP a nebude zde žádný prostor pro dosažení provozní marže z distribučních služeb.</p> <p>Opatření:</p> <p>Nevyhodnocovat u provozovatelů soustav hodnotu rezervovaného příkonu, ale pouze hodnotu naměřených maximálních soudobých hodnot zatížení distribuční soustavy.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Každý účastník trhu s elektřinou musí hradit náklady, které svými požadavky v soustavě vyvolává, v opačném případě by tyto náklady byly přenášeny na ostatní účastníky trhu s elektřinou. Je tedy nezbytné zohlednit v první řadě vyvolané náklady, nikoliv role jednotlivých účastníků trhu nebo jejich technologie.</p> <p>Zároveň si může v České republice většina zákazníků připojených na vyšších napěťových hladinách požádat o udělení licence, která by jim následně podle uvedeného návrhu garantovala výhodnější cenu zajišťování distribuce elektřiny, což není koncepční řešení.</p> <p>Pro účastníky trhu – provozovatele lokálních distribučních soustav, kteří jsou se zavedením inovovaného tarifního systému vystaveni zvýšení plateb vůči nadřazenému provozovateli</p>

				regionální distribuční soustavy, doporučujeme v maximální míře využívat všech možností optimalizace své platby, tedy v první řadě optimalizaci hodnoty rezervovaného příkonu, poté zvážit volbu jednosložkové ceny služby sítě a s nadřazeným provozovatelem regionální distribuční soustavy v rámci smluvních ujednání smlouvy o připojení hledat optimální řešení.
Martin Michek, Česká asociace provozovatelů lokálních distribučních soustav, z. s.	62	20.7.2023	<p>Provoz lokálních soustav na napěťové úrovni VN i z VVN</p> <p>Průmyslové i další areály jsou nejčastěji připojeny z napěťové úrovně VN. Většina těchto odběrů je připojena na stejné napěťové úrovni jako lokální distribuční soustava. Soudobost maximálního zatížení průmyslových areálů, logistických center i dalších oblastí je velice vysoká. Návrh stávajícího vyhodnocení distribučních plateb na úrovni VVN a VN je zejména pro tyto areály likvidační. Přínos z rozdílu ocenění distribučních služeb na vstupu a výstupu je jediným příjmem provozovatele lokální soustavy a navrhované nastavení nedává prostor pro pokrytí provozu a obsluhy (i při zanedbání vlivu rozvoje a obnovy). Z principu regulace by měly mít všechny subjekty nastavené podmínky tak, aby mohli vykonávat efektivně svou licencovanou činnost.</p> <p>Provozovatel LDS musí z rozdílu plateb za distribuční služby uhradit ztráty v LDS, obsluhu, provozní systémy, řízení toku elektřiny, výkazy a odpisy. Navržená tarifní politika mu tuto možnost nepokrývá. V některých oblastech je hlavním úkolem provozovatele LDS bezpečný a spolehlivý provoz a již stávající nastavení nepokrývá veškeré výdaje provozovatele LDS. Navrhované nastavení by navíc vedlo k dotováním distribučních služeb u některých (cizích) odběrů připojených do těchto lokálních distribučních sítí. Navržená tarifní politika je pro tyto lokální distribuční společnosti neakceptovatelná.</p> <p>Opatření:</p> <p>Nastavení jiných možností a podmínek pro dodávky v těchto oblastech do stávajících připojených míst jiným způsobem než prostřednictvím distribuční soustavy. Distribuční soustava musí mít vytvořené podmínky pro provoz a zároveň by měla plnit povinnosti a být pro provozovatele distribuční soustavy ekonomicky přínosem. Tyto podmínky navrhovaná změna těmto subjektům nedává. Legislativa by v případě schválení tohoto návrhu měla umožnit těmto subjektům rychlou změnu, nebo možnost ukončení licence tak, aby vlastníci a provozovatelé těchto LDS nemuseli finančně dotovat náklady na distribuční služby připojených subjektů. Stávající znění Energetického zákona tuto změnu nepřipouští a je nutné jej na tuto změnu připravit.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Z provedené analýzy dopadů nevyplývají zásadní změny hospodářských výsledků provozovatelů lokálních distribučních soustav v případě optimálních hodnot rezervovaných příkonů.</p> <p>Možnost držitele licence, kterému nejsou pokryty oprávněné náklady, či případně možnost zániku licence řeší zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), ve znění pozdějších předpisů, jehož garantem není Energetický regulační úřad.</p>
Martin Michek, Česká asociace provozovatelů lokálních distribučních soustav, z. s.	63	20.7.2023	<p>Připomínka k zpoplatnění záložních vedení LDS</p> <p>Záložní vedení byla provozovateli distribučních sítí budována za účelem zvýšení bezpečnosti a spolehlivosti dodávek do dané vymezené oblasti, často na popud nadřazeného distributora. Jejich zpoplatněním ekonomicky zatěžujeme provozovatele LDS, kteří vynaložili své prostředky na jejich vybudování. V mnoha případech jsou záložní vedení na stejném napájecím vedení jako je hlavní vedení nebo jsou napájena ze stejného distribučního uzlu. V tomto případě dvojitá zpoplatnění nemá opodstatnění a jen dvakrát zpoplatňuje stejnou část oblasti distribučních služeb. Záložní vedení je vždy aktivováno v případě nevyužití hlavního vedení a dle novely EZ má stejnou nebo nižší hodnotu rezervovaného příkonu než hlavní vedení. Dvojitá zpoplatnění je v rozporu s nastavenou novou tarifní koncepcí a zpoplatňuje dvakrát tu samou oblast.</p> <p>Z předložených návrhů bylo zároveň vypuštěna oblast povinné pravidelné údržby vedení. Stávající CR ERU dává prostor 72 hod na provedení plánované pravidelné údržby, která vyplývá z jiných právních předpisů. Zde můžeme zvážit, zda není prostor na redukci např. na 48 hod/rok, ale z pohledu principu zachování bezpečnosti a provozu soustavy by měl být pro tuto oblast zachován princip nezpoplatnění času po dobu povinné údržby energetického zařízení. Další oblastí je zpoplatnění hlavního a záložního vedení společně za jedno zúčtovací období. Pokud provozovatel záložního vedení z vlastního rozhodnutí (vždy se jedná o nějaký mimořádný provozní stav) aktivuje na nějakou dobu záložní vedení, nemělo by platit až dvojnásobné ceny za RP a naměřené maximum. I v tomto případě zatěžuje vždy napájecí soustavu pouze jednou a měl by uhradit větších částku,</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Záložní vedení přináší účastníkům trhu s elektřinou vyšší standard zajištění služby přenosové nebo distribuční soustavy, jeho alespoň částečné zpoplatnění je proto žádoucí stav.</p> <p>Pokud je ve smlouvě o připojení označené vedení jako záložní a zároveň je vyvedeno ze stejného uzlu soustavy, doporučujeme Vám revidovat Vaši smlouvu o připojení s provozovatelem přenosové nebo distribuční soustavy.</p>

			<p>kteřá bude vypočtena za použití RP a NM, ale ne až dvojnásobek plateb za výkon v rámci jednoho období, protože tyto náklady na připojení reálně nevyvolal.</p> <p>Opatření:</p> <p>U všech provozovatelů distribučních sítí vyhodnocovat nediskriminačně všechna napájecí vedení, považovat všechna připojení provozovatelů distribučních soustav za hlavní napájecí vedení a stejným způsobem vyhodnocovat skutečné hodnoty naměřeného maxima na všech předacích místech mezi distribučními soustavami a to soudobě u všech distribučních soustav. Vytvořit jednotný přístup pro vyhodnocení všech předávacích míst mezi provozovateli distribučních soustav a přenosové soustavy.</p>	
Jitka Danielová, MOL Česká republika, s.r.o.	64	20.7.2023	<p>1. KONCEPCE PROPOJENÍ NOVÉHO DESIGNU TRHU V ELEKTROENERGETICE S POŽADAVKY NA ZMĚNU V REGULOVANÝCH CENÁCH A TARIFECH</p> <p>Připomínka k bodu 2.1 – předposlední věta</p> <p>i. Žádáme o přepracování koncepce v této části tak, aby nastavení jednosložkové ceny optimalizovalo platbu pro účastníky trhu s relativně nízkým odběrem energie ze soustavy, ale s velkým rezervovaným příkonem a maximálním odebraným výkonem, více než uváděných 600 hodin v kalendářním roce. Za optimum považujeme navýšení na 1.200 hodin v kalendářním roce.</p> <p>ii. Nově by tak tato věta zněla takto: „Platí, že tato forma platby je ekonomicky optimální pro účastníky trhu s relativně nízkým odběrem energie ze soustavy, ale s velkým rezervovaným příkonem a maximálním odebraným výkonem. Jednosložková cena je stanovena tak, aby optimalizovala platbu pro účastníky trhu s elektřinou s využitím svého rezervovaného příkonu čtvrt hodinovým elektrickým výkonem odebraným ze soustavy maximálně 1200 hodin v kalendářním roce.“</p> <p>iii. Odůvodnění: Stávající podoba cen a tarifů je největším problémem a brzdou rozvoje veřejné dobíjecí sítě pro elektromobilitu, pro kterou je na hladině VN příznačný právě nízký odběr energie s velkým rezervovaným příkonem. Nově navrhovaná úprava jednosložkové ceny by měla tento handicap částečně narovnat. Avšak nastavení úrovně jednosložkové ceny tak, že optimalizuje platbu v rozsahu max. 600 hodin v roce (tj. 1,64 hodin denně) je zcela nedostatečné. Tento rozsah možná odpovídá na určité množství dobíjecích stanic dnešní situaci, kdy elektromobilů na silnicích je minimum, ale změna koncepce cen a tarifů se jistě nepřipravuje ani na rok ani na pět let. Z tohoto důvodu žádáme o znovuposouzení Koncepce v přístupu k této části trhu a odpovídajícím způsobem uváděnou „optimalizaci“ navýšit.</p> <p>2. CENOVÉ ROZHODNUTÍ</p> <p>Bude-li přijata připomínka dle bodu 1, bude nutné odpovídajícím způsobem upravit i cenové rozhodnutí.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Návrh změn tarifního systému ošetřuje dostatečným způsobem situaci provozovatelů dobíjecí infrastruktury, a to jak nastavením jednosložkové ceny za službu sítě, tak nastavením cen za rezervovaný příkon a maximální odebraný výkon, kdy se i při velmi vysokých rezervovaných příkonech a jejich malých využitích platba za zajišťování distribuce elektřiny pohybuje vzhledem k ostatním platbám souvisejícím s dodávkou elektřiny na přijatelné úrovni. Uvedený návrh by zásadním způsobem snížil jednosložkovou cenu za službu sítě, čímž by došlo k přesunu nákladů z účastníků trhu s jednosložkovou cenou za službu sítě na ostatní účastníky trhu s elektřinou. Navíc by s přijetím tohoto návrhu byly popřeny principy, které Koncepce sleduje a které byly zapracovány do návrhů cenového rozhodnutí a vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou.</p>
Jan Fousek, Asociace pro akumulaci energie AKU-BAT CZ, Solární asociace a Svaz moderní energetiky	65	20.7.2023	<p>Připomínky asociace AKU-BAT, Solární asociace a Svazu moderní energetiky k Návrhu koncepce efektivního využívání sítí</p> <p>(k návrhu novely vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou, a k návrhu cenového rozhodnutí, kterým se stanovují ceny za související služby v elektroenergetice)</p> <p>Vážení,</p> <p>v reakci na zveřejnění Návrhu koncepce efektivního využívání sítí zasíláme, jakožto profesní asociace sdružující členy působící v oblasti moderní energetiky, Energetickému regulačnímu úřadu připomínky k návrhu koncepce nové struktury ceny za související služby v elektroenergetice. Při analýze dopadů nové koncepce totiž ERÚ podle našeho názoru dostatečně nezohlednil provozní modely zahrnující akumulaci elektrické energie.</p> <p>V kontextu změn, kterými moderní evropská energetika prochází, vnímáme motivaci účastníků trhu s elektřinou k efektivnímu využívání sítě jako nezbytný krok. Nastavení</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Obecně návrh akceptujeme, komplexní úpravu akumulace je však možné ukotvit v rámci vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou a cenového rozhodnutí ERÚ až po ukotvení akumulace v zákoně č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon).</p> <p>V rámci návrhu cenového rozhodnutí a vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou došlo ke sjednocení podmínek pro vyhodnocování maximálního odebraného výkonu z elektrizační soustavy v souvislosti s poskytováním služeb</p>

		<p>parametrů nové koncepce však považujeme za vysoce citlivou záležitost, protože dopadá na všechny odběratele elektřiny na hladině VVN a VN a na výrobce první kategorie také na hladině NN, a může tedy výrazně ovlivnit budoucí podobu české energetiky.</p> <p>Chápeme sice, že Česká republika dosud stále legislativně neupravila akumulaci elektrické energie a Energetický regulační úřad ji proto v návrhu koncepce prozatím nezohlednil. Nová koncepce jako dlouhodobě strategický dokument však musí s ukládáním elektřiny ve všech aktuálně dostupných formách nutně počítat, a to podle našeho názoru i tehdy, pokud by příslušná transpoziční novela neprošla legislativním procesem do konce roku 2023.</p> <p>Koncepce totiž musí reflektovat aktuální stav v elektroenergetice. Akumulační zařízení jsou v současné době běžně instalována k výrobnám a zvyšují jejich efektivitu. Především se jedná o potenciálně nejvíce decentralizovanou formu, tedy bateriová uložení (BESS, v české legislativě spíše používaný pojem BSAE, protože ho i my dále budeme používat), jejichž provozní náklady v důsledku nové tarifní struktury výrazně vzrostou.</p> <p>Předpokládáme nicméně, že chybějící úprava je pouze důsledkem neexistující úpravy akumulace v energetickém zákoně a Energetický regulační úřad v průběhu přípravy výsledné podoby obou dokumentů stanoví speciální režim pro akumulaci zařízení tak, aby nová koncepce tarifní struktury od 1. ledna 2024 již počítala s jejich provozem za stejných podmínek jako je tomu u technologií, které mají obdobný přínos pro elektrizační soustavu.</p> <p>1. Připomínky ke konzultovaným dokumentům</p> <p>Konkrétně naše připomínky směřují proti návrhu na zrušení ustanovení § 53 a § 54 vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou, aniž by návrh obsahoval odchýlný režim výpočtu platby za maximální čtvrt hodinový odebraný výkon pro provozní modely s jinými formami akumulace elektrické energie než s přečerpávacími vodními elektrárnami.</p> <p>Připomínky se proto týkají také Návrhu Cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. XX/2023 ze dne XX. listopadu 2023, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a ostatní regulované ceny, konkrétně přílohy č. 15.</p> <p>Rámcové návrhy na úpravu těchto pasáží a eventuálně vložení nové přílohy Návrhu Cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. XX/2023 ze dne XX. listopadu 2023, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a ostatní regulované ceny, určené pro odlišný výpočet maximálního čtvrt hodinového odebraného výkonu pro akumulaci zařízení neposkytující SVR, předkládáme v závěru dokumentu.</p> <p>Další připomínka směřuje ke znění bodu 4.28 Návrhu Cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. XX/2023 ze dne XX. listopadu 2023, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a ostatní regulované ceny, který upravuje odlišný režim vyhodnocování maximálního odebraného výkonu pouze při poskytování služeb výkonové rovnováhy v záporném směru, ačkoliv bateriová uložení i jiné formy akumulace jsou schopné poskytovat i služby výkonové rovnováhy v kladném směru (tj. typicky aFRR+).</p> <p>2. Odůvodnění připomínek</p> <p>2.1 Provozní modely akumulacích zařízení</p> <p>V rámci stávající legislativy počítají BSAE, elektrolyzéry a jiné formy akumulace, provozované jako součást výroby elektřiny, ve všech obchodních modelech s nabíjením z distribuční soustavy. Nejde tedy zdaleka jen o využití BSAE na „peak shaving“ elektřiny vyrobené z vlastního obnovitelného zdroje. Škála využití je mnohem širší a zahrnuje:</p> <ul style="list-style-type: none"> - poskytování služeb výkonové rovnováhy (samostatně, v rámci výroby nebo v rámci agregačního bloku), - poskytování služeb flexibility nejrůznějšího charakteru (řešení problému odchylek pro konkrétní subjekty zúčtování, příp. celkových odchylek apod.), - sezónní akumulace (výroba vodíku), 	<p>výkonové rovnováhy (dále jen SVR) pro veškeré technologie.</p> <p>Pro kladné SVR byl zaveden totožný režim obecně pro akumulace a pro přečerpávací vodní elektrárny. Platba ceny za maximální odebraný výkon z elektrizační soustavy se stanoví dle přílohy č. 16 cenového rozhodnutí, kde je uveden vzorec pro vyhodnocení platby ceny za maximální odebraný výkon za předávací místo odběrného místa, výroby elektřiny, kde je instalováno elektrické zařízení pro ukládání energie nebo přečerpávací vodní elektrárny, poskytující služby výkonové rovnováhy. Maximální platba ceny je ponížena dle rozsahu poskytnutých kladných záloh SVR v zúčtovacím období dle stanoveného koeficientu.</p> <p>Pro záporné SVR byl rozšířen bod (4.28) cenového rozhodnutí, kdy aktivovaná záporná regulační energie nevstupuje do vyhodnocení platby ceny za maximální odebraný výkon z distribuční soustavy.</p> <p>V rozsahu nad rámec poskytování SVR se žádá úleva z plateb nezavádí. Pokud akumulací zařízení neposkytuje služby výkonové rovnováhy, chová se stejně, jako se může chovat jakákoliv jiná technologie, např. chlazení, ohřev teplé užitkové vody a není důvod takové technologie zvýhodňovat v rámci zajišťování distribuce elektřiny.</p>
--	--	---	--

- cenovou arbitráž (přispívající ke zvýšení stability spotových trhů), eliminaci nulových či záporných cen elektřiny a využívání přebytků z OZE na denním trhu (není třeba vypínat OZE a hradit kompenzace výrobcům)

Provozovatel bateriového uložště proto potřebuje odebírat ze soustavy dostatečný elektrický výkon, aby mohl bateriové uložště nabíjet v potřebném rozsahu, k čemuž potřebuje mít ve smlouvě o připojení sjednaný dostatečný rezervovaný příkon a dosahovat vysokých čtvrt hodinových odebraných výkonů.

Jak je uvedeno výše, technologie BSAE jsou často využívány a certifikovány v rámci např. agregačního bloku k poskytování podpůrných služeb, a to nejen pro služby výkonové rovnováhy v záporném směru, ale také pro poskytování služby aFRR+. Po ukončení aktivace služby, kdy je BSAE stále ve službách aFRR+, je často třeba dobít akumulační zařízení před další aktivací. Všechny tyto procesy monitoruje provozovatel přenosové soustavy, a je tudíž schopen informovat nejen o době, kdy je zařízení aktivováno, ale i o době, kdy zařízení poskytuje SVR (tzv. v režimu pohotovosti).

Stejně tak, pokud by například BSAE poskytovala SVR ve formě FCR a v průběhu poskytování služby FCR bude aktivovaná dobíjecí strategie, nebo bude po dobu ¼ hodiny kladná odchylka frekvence (tj. bude docházet k nabíjení baterie), poskytovateli by se zvýšily náklady (platba za maximální odebraný výkon) při poskytování FCR, které jsou nepredikovatelné (závisí na průběhu frekvence a regulačních mechanismech přenosové soustavy).

Jak při poskytování aFRR+, tak FCR by tedy docházelo k nepredikovatelným dodatečným nákladům na poskytování SVR, které by byly vyvolány četností aktivací, průběhem frekvence v síti a požadavky provozovatel přenosové soustavy na aktuální výkon. Při poskytování SVR by se dle našeho názoru nemělo platit za „využívání“ elektrizační soustavy, neboť je vyvoláno potřebou poskytnout této soustavě službu.

2.2 Vyčíslení zvýšení nákladů na provoz BSAE podle návrhu

Konkrétní roční zvýšení nákladů pro výrobce elektřiny nebo například energetického spolčenství s instalovaným bateriovým uložštěm ilustruje modelový příklad srovnání současné výše ceny za rezervovanou kapacitu v případě výrobce první kategorie (**0 Kč**) s novým stavem.

Po přijetí návrhu v současné podobě se u bateriového uložště o kapacitě 1 MWh jedná o měsíční navýšení o přibližně 150.000 – 160.000 Kč (při plném využití výkonu baterie). Při pořizovací ceně bateriového uložště a možných příjmech z prodeje elektřiny tedy jde o enormní částku, která v drtivé většině případů odradí investora od zahrnutí akumulačního zařízení do projektu.

Je třeba uvést, že v našich podmínkách (absence větrných elektráren) je možno nabíjet baterie z místní FVE jen omezený počet dní v roce. Ostatní dny musí být baterie nabíjena z DS. Pokud baterie nebude v průměru 1x denně cyklovat, je provoz neekonomický vzhledem k investičním nákladům. Když uvažujeme například s jedním cyklem (nabití/vybití) denně (nabíjení přebytku z jiných OZE z DS), zvyšují se **náklady na akumulaci/prodej jedné MWh o cca 5.000 Kč**. V podmínkách ČR je reálné (pokud nedojde k masivní výstavbě větrných elektráren), aby baterie cyklovala průměrně 1 - 2x denně (zvýšení nákladů o 2.500-5.000 Kč/MWh).

Totéž platí pro využití bateriových uložště v projektech realizovaných v rámci komunitní energetiky, kdy je mj. uvažováno s modelem sdílení/ukládání přebytků z více FVE do centrální baterie. Stejně náklady se budou týkat i „stand-alone“ baterií, jakmile jejich provoz umožní transpoziční novela energetického zákona.

2.3 Dopady návrhu koncepce

Navržená změna bude pro akumulační zařízení znamenat **nerentabilitu projektů a zastavení investic do nových akumulačních zařízení. Velmi negativní dopad bude mít připravovaná novela na již schválené projekty FVE + BSAE, podpořené z dotací, u kterých investoři nepočítali se změnou podmínek a s dodatečnými náklady na 1 MWh (cca 5.000 Kč). Investice se stanou ztrátovými a pravděpodobně dojde k zastavení již schválených projektů FVE+BSAE.**

<p>Uvedená změna také zastaví vznikající trh a tolik žádané PPA kontrakty (bez využívání akumulace – garance dodávek v průběhu dne) budou nezajímavé pro průmyslové podniky/odběratele.</p> <p>Dojde také například ke znevýhodnění akumulačních zařízení zapojených do agregačního bloku při poskytování služeb výkonové rovnováhy oproti konvenčním zdrojům (především u služby aFRR+, FCR (např. při aktivaci nabíjecí strategie) atd.</p> <p>Nezamýšlený důsledek nové koncepce proto může způsobit nižší stabilitu a bezpečnost elektrizační soustavy, vyšší náklady na podpůrné služby a také dražší elektřinu z obnovitelných zdrojů pro konečné zákazníky.</p> <p>Právní úprava akumulace, komunitní energetiky i investiční podpora nových obnovitelných zdrojů s bateriovými uložišti z Modernizačního fondu se mohou při aktuální podobě návrhu stát zbytečnými kroky, jak je zdůvodněno dále v části 2.6..</p> <p>2.4 Důvody pro nastavení podmínek rozvoje akumulace jako součásti energetické soustavy</p> <p>Jak vyplývá z platné Aktualizované Státní energetické koncepce 2015 a Národního akčního plánu pro chytré sítě 2015, je jedním ze základních úkolů transformace energetiky do roku 2030 vytvořit podmínky pro nasazení akumulace jako stabilizačního prvku soustavy. Ukládání energie i v dalších výše uvedených obchodních modelech vede k optimalizaci množství elektřiny v síti a k vyrovnání nabídky a poptávky po elektrické energii.</p> <p>Provozovatel bateriového uložiště může odebrat elektřinu ze sítě v intervalech, kdy je elektřiny v soustavě nadbytek a spotřebovat ji místo elektřiny dodané ze soustavy v čase, kdy je jí naopak nedostatek. Na obdobném principu (pouze ze svých výroben) by měly bateriová uložiště využívat i obce a osoby zapojené komunitní energetiky.</p> <p>Návrh koncepce proto v předložené podobě znemožňuje využití baterie energetickými společenstvími. Společenství, které dodá vyrobenou elektřinu přes distribuční soustavu do centrální baterie, bude podle současného návrhu platit vysoké poplatky za související službu v energetice. Takový model je ekonomicky nerealizovatelný.</p> <p>Z těchto důvodů Návrh koncepce v předložené podobě nenaplnuje požadavek čl. 3 písm. g) Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/943 ze dne 5. června 2019, o vnitřním trhu s elektřinou, podle něž musí regulační orgány členských států zajistit, aby pravidla trhu vytvářela vhodné pobídky mimo jiné k investicím do ukládání energie a odezvy strany poptávky k pokrytí potřeb trhu.</p> <p>2.5 Návrh koncepce je v rozporu se zákazem dvojího zpoplatnění využití sítě v případě ukládání elektřiny</p> <p>Návrh koncepce neobsahuje mechanismus, který by umožňoval vyhnout se dvojímu zpoplatnění přenosu elektřiny při využívání akumulace, což vede v důsledku k negativní diskriminaci akumulačních zařízení využívajících přebytek OZE.</p> <p>Podle čl. 18 odst. 1 Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/943 ze dne 5. června 2019, o vnitřním trhu s elektřinou platí, že „Síťové poplatky nesmějí vést k pozitivní ani negativní diskriminaci ukládání energie nebo agregace energie ani nesmí být demotivačním faktorem pro vlastní výrobu či vlastní spotřebu energie nebo pro účast v odezvě strany poptávky.“</p> <p>Na rozdíl od provozu výroby elektřiny dochází při provozu akumulačního zařízení ke dvojí platbě ceny za související služby v elektroenergetice, tj. při nabíjení baterie a při následném odběru akumulované energie spotřebitelem/komunitou.</p> <p>Z citované pasáže nařízení tedy plyne, že elektřina dodaná z bateriového uložiště nesmí být zatížena dodatečnými poplatky, které by ji znevýhodňovaly proti jiným výrobnám. Velká nerovnost je patrná při srovnání s tzv. točivými zdroji (tedy zpravidla výrobní s vyšší emisní stopou), pro které má navíc platit odlišný způsob výpočtu maximálního čtvrt hodinového odebraného výkonu.</p> <p>Rovných podmínek lze dosáhnout pouze osvobozením elektřiny použité k nabíjení akumulačních zařízení a opětovně dodané do soustavy od platby za cenu související</p>
--

služby v elektroenergetice, nebo alespoň odlišným výpočtem této platby, který tuto nerovnost kompenzuje.

Popsaná ujednání pravidla provozu akumulačních zařízení jsou přímo aplikovatelná. Česká republika tedy podle nich musí postupovat a při úpravě akumulace je zohlednit ve vnitrostátním právním řádu. Z tohoto pohledu není nutné čekat na transpoziční novelu energetického zákona, navrhujeme proto, aby je Energetický regulační úřad zohlednil v koncepci aplikované od 1. ledna 2024 již nyní.

2.6 Návrh koncepce významně ohrožuje realizaci projektů výroby energie z OZE, podpořených z Modernizačního fondu

S rozsáhlou výstavbou bateriových uložišť počítá jak Evropská unie, tak Česká republika. Tendence dobře ilustruje možnost podpořit výstavbu BESS dotací z Modernizačního fondu a způsob, jakým jsou z podaných žádostí vybírány podpořené projekty.

V rámci programu RES+ mají být podpořeny projekty FVE a VTE zahrnující rovněž bateriová uložišť, nebo tzv. akumulaci do vodíku. Zájem na budování bateriových uložišť u nových výroben obnovitelných zdrojů je vyjádřen také bonusovými body za instalaci akumulačního zařízení k obnovitelnému zdroji. SFŽP tedy upřednostňuje podporu projektů, které zahrnují akumulaci. Jen u velkých projektů nad 1 MW se k dnešnímu dni jedná o vyšší desítky podaných a schválených žádostí. Důraz na akumulaci u projektů z Modernizačního fondu navíc ještě více sílí a aktuálně se vedou na SFŽP jednání o dalším posílení role akumulace, a to možná nejen u FVE a VTE.

Realizace všech těchto projektů je navrženou koncepcí ohrožena, neboť ekonomické modely provozu FVE s akumulací počítaly v souladu s platnou legislativou s využitím akumulace nejen k „peak shavingu“, ale v souladu s aktuálními pravidly státní podpory i k dalším činnostem spočívajícím v poskytování SVR a služeb flexibility. Bez této možnosti se stává investice do akumulace nevratnou, a protože dotace může být vyplacena až po realizaci projektu FVE včetně akumulace, bude to znamenat, že řada investorů od realizace projektu ustoupí. Návrh proto v tomto směru ohrožuje také čerpání z Modernizačního fondu a plnění cílů ČR v oblasti OZE a celkové dekarbonizace.

2.7 Porušení principu technologické neutrality a nediskriminace

Podle čl. 4 písm. q) Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/943 ze dne 5. června 2019, o vnitřním trhu s elektřinou, platí, že účastníci trhu s elektřinou mají právo získat přístup k přenosovým sítím a distribučním sítím na základě objektivních, transparentních a nediskriminačních podmínek.

Stejně tak Energetický regulační úřad vycházel při přípravě návrhu z principu rovné podmínky pro obdobné technologie. Tento princip už ale není zohledněn v konkrétních bodech návrhu. Režim odlišného vyhodnocení plateb za maximální čtvrt hodinový odebraný výkon totiž ERÚ navrhuje pouze pro přečerpávací vodní elektrárny a výrobce se synchronními generátory, kteří splní další podmínky (mimo jiné fakticky vylučující obnovitelné zdroje), nikoliv pro jiné formy akumulace. Proto navrhujeme doplnit k přečerpávacím elektrárnám a k synchronním generátorům i akumulační technologie, které mají také strategickou roli týkající se stabilizace elektrizační soustavy a umožňují další rozvoj OZE.

Závěrem si dovoluujeme upozornit na čl. 58 písm. e) Směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/944 ze dne 5. června 2019, o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou, podle kterého mají regulační orgány přijmout opatření k usnadnění přístupu nové výrobní kapacity a zařízení pro ukládání energie k síti, zejména k odstranění překážek, které by mohly bránit přístupu nových subjektů vstupujících na trh a elektřině z obnovitelných zdrojů.

3. Návrhy promítnutí připomínek

Hlavním apelem připomínek je nastavení rovných podmínek i pro jiné formy akumulace než pouze pro přečerpávací vodní elektrárny. Tedy primárně pro bateriová uložišť, ale také pro akumulaci do tepla, elektrolyzéry vodíku a eventuálně akumulaci využívající gravitační energii. Pro všechny formy akumulace potom navrhujeme souhrnný název akumulační zařízení.

Tomuto řešení podle našeho názoru nebrání skutečnost, že podmínky podnikání v oblasti ukládání elektrické energie dosud nejsou vymezeny energetickým zákonem, který by měl převzít definici akumulace uvedenou v čl. 2 bod 59 Směrnice Evropského parlamentu a

Rady (EU) 2019/944 ze dne 5. června 2019, o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou. Podmínky provozu akumulčních zařízení jsou běžně definovány v podzákoných předpisech, příkladem mohou být pravidla provozu distribučních soustav, schvalovaná Energetickým regulačním úřadem. Stejně tak je upravuje Kodex ČEPS v části týkající se poskytování podpůrných služeb.

3.1 Odlišný režim výpočtu platby za maximální čtvrt hodinový odebraný výkon pro akumulční zařízení poskytující SVR

Navrhujeme úpravu přílohy č. 15 Návrhu Cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. XX/2023 ze dne XX. listopadu 2023, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a ostatní regulované ceny, a to konkrétně rozšíření tohoto režimu určeného pouze pro přečerpávací vodní elektrárny také na další formy akumulace poskytující SVR. K tomu je třeba úprava názvu přílohy a úvodní věty, která předchází vzorci.

Zároveň upozorňujeme, že z důvodu předvídatelnosti a srozumitelnosti právního řádu by měly být všechny odlišné režimy upraveny nejen v cenovém rozhodnutí, ale také v odpovídajících ustanoveních § 53 vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou. Vyhláška by podle našeho názoru měla obsahovat vymezení všech kategorií účastníků trhu, pro které platí odlišný výpočet platby za maximální čtvrt hodinový odebraný výkon, tedy kromě synchronních generátorů také předávací místa s instalovaným akumulčním zařízením nebo s přečerpávací vodní elektrárnou. Další odstavce navrhujeme přečíslovat.

Do § 53 tedy navrhujeme zahrnout nový odstavec 2, který zní: (2) Účastníkem trhu s elektřinou s odlišným vyhodnocením platby za maximální odebraný výkon je také výrobce elektřiny v přečerpávací vodní elektrárně, výrobce elektřiny, jejíž součástí je akumulční zařízení a provozovatel akumulčního zařízení, pokud poskytují služby výkonové rovnováhy. Akumulční zařízením se rozumí zařízení pro ukládání energie podle čl. 2 bodu 59 směrnice č. 2019/944/EU.

Samotný vzorec v příloze č. 15 navrhujeme upravit tak, aby zohledňoval nejen poskytování SVR v kladném směru, ale také poskytování SVR v záporném směru. **V čitateli složeného zlomku v závorce proto navrhujeme odstranit znak „+“ a nahradit jej absolutní hodnotou čtvrt hodinového výkonu poskytnutého pro služby výkonové rovnováhy, ať už se jedná o služby poskytnuté v kladném nebo záporném směru.**

Výhledově považujeme za možnou také úpravu vzorce tak, aby lépe odpovídal technickým vlastnostem jiných forem akumulace (primárně BSAE). V termínu pro podání připomínek nicméně nejsme schopni dodat podklady v potřebném technickém detailu. Rádi doplníme v případě zájmu později.

3.2. Vyhodnocení platby ceny za maximální čtvrt hodinový odebraný výkon při poskytování služeb výkonové rovnováhy

Z důvodů efektivního využití potenciálu akumulčních zařízení pro poskytování služeb výkonové rovnováhy, který blíže popisujeme v části 2.1, navrhujeme následující úpravu bodu 4.28 Návrhu Cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. XX/2023 ze dne XX. listopadu 2023, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a ostatní regulované ceny:

Pro účely vyhodnocení platby ceny za maximální odebraný výkon se v době poskytování služeb výkonové rovnováhy v záporném směru vyhodnocené provozovatelem přenosové soustavy určí maximální čtvrt hodinový odebraný výkon z distribuční soustavy rozdílem maximálního čtvrt hodinového odebraného výkonu z distribuční soustavy a příkonu technologického zařízení poskytujícího služby výkonové rovnováhy výkonu dodaných služeb výkonové rovnováhy v záporném směru zákazníkem nebo výrobcem elektřiny vyhodnoceného provozovatelem přenosové soustavy v jednotlivých čtvrt hodinách v průběhu poskytování služeb na základě aktivace. O tomto vyhodnoceném výkonu informuje provozovatel přenosové soustavy příslušného poskytovatele služeb výkonové rovnováhy a provozovatele distribuční soustavy, ke které je zařízení zákazníka nebo výrobce elektřiny připojeno, nejpozději druhý pracovní den následujícího kalendářního měsíce.

Navrhované znění znamená odečítání příkonu BSAE nebo jiného akumulčního zařízení, od maximálního odebraného výkonu ze soustavy nejen při poskytování služeb výkonové rovnováhy v záporném směru, ale například i při poskytování aFRR+ nebo FCR.

3.3 Odlišný režim výpočtu platby za maximální čtvrt hodinový odebraný výkon pro akumulční zařízení neposkytující SVR

Dále se domníváme, že akumulční zařízení poskytuje přínos elektrizační soustavě nejen v rámci podpůrných služeb. Zapojení prvků ukládání energie do elektrizační soustavy může předcházet aktivaci podpůrných služeb nebo odpojování výroben od soustavy, a tím minimalizovat náklady na systémové služby rozložené mezi všechny účastníky trhu s elektřinou. Stejně tak mohou akumulční zařízení omezit cenové výkyvy projevující se zápornými cenami elektřiny.

Z tohoto důvodu dáváme ke zvážení Energetickému regulačnímu úřadu, zda k větší efektivitě využití sítě nepovede zavedení odlišného režimu platby za maximální čtvrt hodinový odebraný výkon také pro akumulční zařízení, která neposkytují SVR.

V souladu s výše uvedeným požadavkem přehlednosti právního řádu doporučujeme podmínky pro uplatnění tohoto odlišného režimu upravit také ve vyhlášce č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou. Podle našeho názoru by podmínky měly odrážet přínos dané formy akumulace pro elektrizační soustavu. **Nenavrhujeme tedy uplatnění tohoto režimu na všechna akumulční zařízení, ale pouze na taková, která splní podmínky uvedené v navrženém § 53 odst. 3 vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou.** Další odstavce navrhujeme přečíslovat.

(3) Účastníkem trhu s elektřinou s odlišným vyhodnocením platby za maximální odebraný výkon je také účastník trhu provozující v předávacím místě akumulční zařízení nebo výrobu s akumulčním zařízením, pokud zároveň:

a) je akumulční zařízení připojeno do distribuční nebo přenosové soustavy na hladině VVN nebo VN nebo je provozováno energetickým společenstvím nebo společenstvím pro obnovitelné zdroje, a

b) 60 % elektřiny uložené v akumulčním zařízení za kalendářní rok je následně dodána do elektrizační soustavy,

Zároveň navrhujeme vložit do § 53 nový odstavec 7:

(7) Splnění podmínky podle odst. 3 písm. b) prokazuje účastník trhu s elektřinou provozovatel přenosové nebo distribuční soustavy naměřenými hodnotami podle přílohy č. XX. Pokud nebylo akumulční zařízení v provozu celý kalendářní rok, vyhodnocují se údaje údaje za kratší období, nejméně však za jeden kalendářní měsíc.

Splnění podmínky pod písm. b) by měl účastník trhu prokazovat pomocí hodnot odečtených z podružných elektroměrů instalovaných mezi akumulční zařízení a výrobu/místo odběru. Umístění těchto elektroměrů bude záviset na konkrétní kombinaci akumulčního zařízení s dalšími zařízeními v daném předávacím místě.

Pokud účastník trhu splní podmínky, měl by mít nárok na odlišný výpočet platby za maximální odebraný výkon. Navrhujeme proto do cenového rozhodnutí **vložení nové přílohy č. 17, která odlišný režim platby za maximální čtvrt hodinový odebraný výkon uzpůsobí akumulčním zařízením.** Zde lze navrhnout vzorec podobný vzorci v příloze č. 15, který místo výkonu poskytnutého pro SVR zohlední množství elektřiny dodané zpět do soustavy. Předpokládáme, že odlišný výpočet by měl vést k vyššímu poplatku, než tomu bude u akumulčních zařízení, která poskytují služby výkonové rovnováhy. Podle toho lze vhodně nastavit parametr označený v příloze č. 15 jako **koefficient využití (např. 0,24 místo 0,12).**

Na definitivní podobě vzorců pro odlišný výpočet platby za maximální odebraný výkon a podmínek pro uplatnění odlišného výpočtu platby za maximální odebraný výkon jsme připraveni s Energetickým regulačním úřadem spolupracovat, protože integraci prvků pro ukládání elektřiny do soustavy považujeme za nezbytný předpoklad rozvoje moderní energetiky. Za zohlednění našich připomínek předem děkujeme.

<p>Petr Foitl, SOLAR GLOBAL ENERGY, a.s.</p>	<p>66</p>	<p>20.7.2023</p>	<p>Připomínka:</p> <p>Zrušení výrobců první kategorie a tím pádem i zrušení úlevy platby za rezervovanou kapacitu</p> <p>Odůvodnění připomínky:</p> <p>Skupina Solar Global je provozovatel velkých fotovoltaických elektráren a u některých těchto výroben je aktuálně instalovaná akumulace nebo jsou v přípravném procesu projekty a různými formami akumulace – do bateriového uložení, vodíku a podobně. Ekonomika těchto projektů byla postavená na výhodách plynoucí z výrobců první kategorie. Kategorizace výroben bude v případě přijetí návrhu v současné podobě zrušena a u projektů s bateriovým uložením o kapacitě 1 MWh s rezervovaným příkonem 1MW to bude znamenat cca 150.000 – 200.000 Kč na distribučních poplatcích navíc. Navrhovaný dokument dává zákazníkovi vybrat si jednosložkovou cenu elektřiny nebo dvousložkovou cenu elektřiny. Všechny tyto tři varianty představují podobné zatížení distribučními poplatky navíc. Na většinu projektů byla žádána dotace z modernizačního fondu, jejíž podmínky byly postavit fotovoltaickou výrobu s akumulací. V době podání žádosti o dotaci nic nenasvědčovalo tomu, že v budoucnu dojde k zrušení kategorizaci výroben a s touto změnou nebylo počítáno. Nyní by hrozilo, že akumulaci nepůjde využít jinak než z připojené výroby, což by mělo za následek nerentabilitu celého projektu a neefektivní hospodaření s dotací.</p> <p>Návrh promítnutí připomínky:</p> <p>Navrhujeme pro vypořádání připomínek se řídit navrženými změnami předkládanými asociací AKU-BAT CZ, Solární asociací a Svazem moderní energetiky ze dne 20.7.2023</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Obecně návrh akceptujeme, komplexní úpravu akumulace je však možné ukotvit v rámci vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou a cenového rozhodnutí ERÚ až po ukotvení akumulace v zákoně č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon).</p> <p>V rámci návrhu cenového rozhodnutí a vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou došlo ke sjednocení podmínek pro vyhodnocování maximálního odebraného výkonu z elektrizační soustavy v souvislosti s poskytováním služeb výkonové rovnováhy (dále jen SVR) pro veškeré technologie.</p> <p>Pro kladné SVR byl zaveden totožný režim obecně pro akumulace a pro přečerpávací vodní elektrárny. Platba ceny za maximální odebraný výkon z elektrizační soustavy se stanoví dle přílohy č. 16 cenového rozhodnutí, kde je uveden vzorec pro vyhodnocení platby ceny za maximální odebraný výkon za předávací místo odběrného místa, výroby elektřiny, kde je instalováno elektrické zařízení pro ukládání energie nebo přečerpávací vodní elektrárny, poskytující služby výkonové rovnováhy. Maximální platba ceny je ponížena dle rozsahu poskytnutých kladných záloh SVR v zúčtovacím období dle stanoveného koeficientu.</p> <p>Pro záporné SVR byl rozšířen bod (4.28) cenového rozhodnutí, kdy aktivovaná záporná regulační energie nevstupuje do vyhodnocení platby ceny za maximální odebraný výkon z distribuční soustavy.</p> <p>V rozsahu nad rámec poskytování SVR se žádá úleva z plateb nezavádí. Pokud akumulační zařízení neposkytuje služby výkonové rovnováhy, chová se stejně, jako se může chovat jakákoliv jiná technologie, např. chlazení, ohřev teplé užitkové vody a není důvod takové technologie zvýhodňovat v rámci zajišťování distribuce elektřiny. Tarifní struktura rovněž není prostředkem prosazování nesouvisejících politik, které jsou realizovány například Vámi zmiňovanými dotačními tituly.</p>
<p>Petr Kubový, Energio Příbram, s.r.o.</p>	<p>67</p>	<p>20.7.2023</p>	<p>- Návrh Cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. XX/2023 ze dne XX. listopadu 2023, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a ostatní regulované ceny</p> <p>Připomínka</p> <p>Naše připomínka se týká zrušení bodu 4.29 cenového rozhodnutí v platném znění, které Energetický regulační úřad nahradil odlišným režimem vyhodnocování platby za maximální odebraný výkon, aniž by stanovil odlišný režim pro cenu za rezervovaný příkon, resp. za jeho překročení.</p> <p><i>Cena za překročení rezervované kapacity podle bodů (4.14.2.2), (4.14.2.3), (4.15.5), (4.15.6) a (4.22), se neuplatňuje u zákazníka nebo výrobce elektřiny za zvýšený čtvrt hodinový výkon odebraný zákazníkem nebo výrobcem elektřiny z distribuční soustavy v rozsahu výkonu dodaných služeb výkonové rovnováhy v záporném směru vyhodnoceného provozovatelem přenosové soustavy na základě aktivace služeb výkonové</i></p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Rezervovaný příkon je zásadní hodnota pro plánování spolehlivého a bezpečného provozu distribuční soustavy, nelze tolerovat její neoprávněné překračování. Hodnota rezervovaného příkonu je nejen smluvní hodnotou, ale rovněž vyjadřuje určité technické parametry zajišťování služby distribuce elektřiny. Ač pravděpodobně existují případy, kdy Vámi navrhovaný model může být technicky nezavadný pro spolehlivý a bezpečný provoz soustavy, tak nelze zaručit, že Vámi navržená výjimka z platby zajišťování distribuce</p>

rovnováhy. O tomto vyhodnoceném výkonu informuje provozovatel přenosové soustavy příslušného poskytovatele služeb výkonové rovnováhy a provozovatele distribuční soustavy, ke které je zařízení zákazníka nebo výrobce elektřiny připojeno, nejpozději druhý pracovní den následujícího kalendářního měsíce. Pro účely vyhodnocení platby za překročení rezervované kapacity podle bodů (4.14.2.2), (4.14.2.3), (4.15.5), (4.15.6) a (4.22) se v době poskytování služeb výkonové rovnováhy v záporném směru vyhodnocené provozovatelem přenosové soustavy určí hodnota odebíraného čtvrt hodinového výkonu z distribuční soustavy rozdílem naměřeného čtvrt hodinového odebíraného elektrického výkonu z distribuční soustavy a výkonu dodaných služeb výkonové rovnováhy v záporném směru zákazníkem nebo výrobcem elektřiny vyhodnoceného provozovatelem přenosové soustavy v jednotlivých čtvrt hodinách na základě aktivace služeb výkonové rovnováhy.

Odůvodnění připomínky

Stávající znění cenového rozhodnutí umožňuje provozovatelům zařízení určených výlučně k poskytování SVR v záporném směru (elektrokotle, tj. režim power to heat) sjednat s provozovatelem distribuční soustavy nízkou rezervovanou kapacitu. V případě překročení kapacity v době poskytování služeb výkonové rovnováhy v záporném směru pak nejsou díky odlišnému režimu v rušeném ustanovení fakticky nuceni hradit cenu za její překročení při zvýšeném odběru.

Podle návrhu nové koncepce má cenu za rezervovanou kapacitu nahradit dvousložková cena za rezervovaný příkon a za maximální čtvrt hodinový odebraný výkon. Návrh sice počítá v ustanovení bodu 4.28 s určitým zvýhodněním poskytovatelů SVR při vyhodnocení maximálního čtvrt hodinového odebraného výkonu, kterého provozovatel zařízení dosáhl při poskytování SVR v záporném směru. Neupravuje ovšem specifický režim pro druhou složku ceny nahrazující cenu za rezervovanou kapacitu, tj. pro cenu za rezervovaný příkon.

Jsme si sice vědomi dvoutarifního systému, a tedy možnosti uplatnění tarifu T2, u něhož je cena za rezervovaný příkon výrazně nižší. I přesto mohou zvýšené náklady u větších elektrokotlů kolem 20 MWt přesahovat 120.000 Kč měsíčně, tj. zhruba 1,5 milionu Kč ročně. Navrhovaná koncepce tedy povede k tomu, že se další provozování elektrokotle pro poskytování SVR může stát pro naši společnost ekonomicky nevýhodným.

V důsledku nové tarifní struktury v navržené podobě tedy řadě poskytovatelů služeb výkonové rovnováhy významně vzrostou náklady, což je může od poskytování SVR odradit. Čím více subjektů ale bude ekonomicky schopno poskytovat SVR, tím levnější mohou tyto služby být, a tím nižší bude rovněž cena za systémové služby placená zákazníky v rámci ceny za související služby v elektroenergetice.

Z tohoto pohledu je navrhovaná úprava v kolizi se základním principem koncepce efektivního využívání sítí, kterým je zohlednění potřeby flexibility na straně provozovatelů distribučních soustav a provozovatele přenosové soustavy. V kontextu očekávaného zvyšování podílu obnovitelných zdrojů na energetickém mixu České republiky se přitom zajištění dostatečné kapacity pro SVR poskytované v záporném směru ukazuje jako nutnost.

Návrh promítnutí připomínky

Z uvedených důvodů navrhujeme plně zachovat výjimku z povinnosti platit za překročení rezervované kapacity při poskytování SVR v záporném směru. Kromě odlišného způsobu vyhodnocování maximálního čtvrt hodinového odebraného výkonu proto navrhujeme přidat další ustanovení, podle kterého se cena za překročení rezervovaného příkonu neuplatňuje u zákazníka nebo výrobce elektřiny v rozsahu výkonu dodaných služeb výkonové rovnováhy v záporném směru.

Navrhujeme tedy vložit za navrhovaný bod 4.28 obdobu stávajícího ustanovení bodu 4.29 s tím rozdílem, že „rezervovaná kapacita“ bude nahrazena termínem „rezervovaný příkon“. Následující body části čtvrté cenového rozhodnutí navrhujeme přečíslovat.

~~(4.29) Cena za překročení rezervované kapacity rezervovaného příkonu podle bodů (4.14.2.2), (4.14.2.3), (4.15.5), (4.15.6) a (4.22), se neuplatňuje u zákazníka nebo výrobce elektřiny za zvýšený čtvrt hodinový výkon odebíraný zákazníkem nebo výrobcem elektřiny z distribuční soustavy v rozsahu výkonu dodaných služeb výkonové rovnováhy v záporném směru vyhodnoceného provozovatelem přenosové soustavy na základě aktivace služeb výkonové rovnováhy. O tomto vyhodnoceném výkonu informuje provozovatel přenosové soustavy příslušného poskytovatele služeb výkonové rovnováhy a provozovatele~~

elektřiny bude takto odpovídající ve všech teoretických případech.

			<p>distribuční soustavy, ke které je zařízení zákazníka nebo výrobce elektřiny připojeno, nejpozději druhý pracovní den následujícího kalendářního měsíce. Pro účely vyhodnocení platby za překročení rezervované kapacity rezervovaného příkonu podle bodů (4.14.2.2), (4.14.2.3), (4.15.5), (4.15.6) a (4.22) se v době poskytování služeb výkonové rovnováhy v záporném směru vyhodnocené provozovatelem přenosové soustavy určí hodnota odebraného čtvrt hodinového výkonu z distribuční soustavy rozdílem naměřeného čtvrt hodinového odebraného elektrického výkonu z distribuční soustavy a výkonu dodaných služeb výkonové rovnováhy v záporném směru zákazníkem nebo výrobcem elektřiny vyhodnocené provozovatelem přenosové soustavy v jednotlivých čtvrt hodinách na základě aktivace služeb výkonové rovnováhy.</p>	
Jakub Skavroň, KKCG a.s.	68	20.7.2023	<p>ÚVOD</p> <p>Skupina KKCG je nadnárodní investiční skupina působící mimo jiné v odvětví energetiky v České republice (zejména prostřednictvím dceřiných společností ze skupiny MND). V rámci své činnosti KKCG průběžně vyhodnocuje příležitosti v oblasti strategických investic se zaměřením na obnovitelné zdroje energie (dále jen „OZE“) a dekarbonizaci energetického sektoru.</p> <p>Naše strategie vychází z energetických trendů a energetické transformace na evropské i lokální úrovni, a to jak v oblasti tržní, tak v oblasti regulace. Máme za to, že nezbytnou součástí efektivního uspořádání trhu s elektřinou v rámci Evropské unie a jednotlivých členských států, včetně České republiky, bude akumulace elektrické energie ve všech formách, sloužící především jako (i) nástroj pro zajištění nezbytné flexibility elektrizační soustavě při nárůstu objemu výroby elektřiny z OZE a (ii) dále jako nástroj pro celkové zefektivnění sítě, kdy i akumulace neposkytující služby výkonové rovnováhy (dále jen „SVR“) je způsobilá svým provozem snižovat (sdílené) náklady na systémové služby tím, že může eliminovat potřebu aktivace SVR nebo naopak odpojování výrobních zdrojů, a/nebo přispívat ke snižování cenových výkyvů na trhu.</p> <p>Významnou roli akumulace pro trh s elektřinou v různém rozsahu předpokládají také právní a strategické dokumenty přijaté v oblasti energetiky na evropské a národní úrovni, a to včetně:</p> <p>(a) Návrhu Evropské komise na reformu uspořádání trhu EU s elektřinou¹, včetně souvisejících Doporučení Evropské komise o ukládání energie² (dále jen „Reforma trhu EU“);</p> <p>(b) Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/943 ze dne 5. června 2019, o vnitřním trhu s elektřinou (dále jen „Nařízení“);</p> <p>(c) Směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/944 ze dne 5. června 2019, o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou;</p> <p>(d) Směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2018/2001 ze dne 11. prosince 2018, o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů;</p> <p>(e) Státní energetické koncepce (2015); a</p> <p>(f) Národního akčního plánu pro chytré sítě (2015).</p> <p>S přihlédnutím k plánovanému objemu investic do OZE ke splnění cílů stanovených dle Vnitrostátního plánu České republiky v oblasti energetiky a klimatu (2020) do roku 2030, je tato oblast výrazně podinvestovaná³. Máme za to, že nezbytným předpokladem pro splnění stanovených cílů pro OZE je úměrný rozvoj akumulace a s tím souvisejících služeb flexibility.</p> <p>Z pohledu KKCG, jako potenciálního strategického investora, je v současnosti hlavní překážkou pro realizaci příslušných investic v České republice (i) absence legislativní úpravy akumulace elektrické energie na zákonné úrovni (jako samostatné činnosti nevázané na výrobu) a (ii) vhodné nastavení širšího regulačního rámce pro instalaci, připojení a provoz technologií pro akumulaci elektrické energie, zejména v oblasti regulovaných poplatků a systémů sazeb.</p> <p>Vycházíme z předpokladu, že zákonná úprava akumulace bude zahrnuta do transpoziční novely energetického zákona od 1. ledna 2024. V rámci těchto připomínek k Návrhu se zaměřujeme na druhou zmiňovanou oblast, přičemž za akumulaci elektrické energie budeme pro účely našich připomínek považovat specificky formu bateriových úložišť,</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Obecně došlo k zohlednění akumulace, jejíž rozšíření pravděpodobně napomůže dalšímu připojování obnovitelných zdrojů energie, v rozsahu Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/943 o vnitřním trhu s elektřinou, komplexní úpravu akumulace je však možné ukotvit v rámci vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou a cenového rozhodnutí ERÚ až po ukotvení akumulace v zákoně č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon).</p> <p>V rámci návrhu cenového rozhodnutí a vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou došlo ke sjednocení podmínek pro vyhodnocování maximálního odebraného výkonu z elektrizační soustavy v souvislosti s poskytováním služeb výkonové rovnováhy (dále jen SVR) pro veškeré technologie.</p> <p>Pro kladné SVR byl zaveden totožný režim obecně pro akumulace a pro přečerpávací vodní elektrárny. Platba ceny za maximální odebraný výkon z elektrizační soustavy se stanoví dle přílohy č. 16 cenového rozhodnutí, kde je uveden vzorec pro vyhodnocení platby ceny za maximální odebraný výkon za předávací místo odběrného místa, výroby elektřiny, kde je instalováno elektrické zařízení pro ukládání energie nebo přečerpávací vodní elektrárny, poskytující služby výkonové rovnováhy. Maximální platba ceny je ponížena dle rozsahu poskytnutých kladných záloh SVR v zúčtovacím období dle stanoveného koeficientu.</p> <p>Pro záporné SVR byl rozšířen bod (4.28) cenového rozhodnutí, kdy aktivovaná záporná regulační energie nevstupuje do vyhodnocení platby ceny za maximální odebraný výkon z distribuční soustavy.</p> <p>V rozsahu nad rámec poskytování SVR se žádná úleva z plateb nezavádí. Pokud akumulační zařízení neposkytuje služby výkonové rovnováhy, chová se stejně, jako se může chovat jakákoliv jiná technologie, např. chlazení, ohřev teplé užitkové vody a není důvod takové technologie zvýhodňovat v rámci zajišťování distribuce elektřiny. Tarifní struktura rovněž není prostředkem prosazování</p>

			<p>neboli BESS/BSAE (dále jen „BESS“). Návrh, včetně Koncepce jakožto strategického dokumentu, by tak podle našeho názoru měl v maximální možné míře zohledňovat resp. předvídat legislativní ukotvení BESS po uvedení novelizaci energetického zákona.</p> <p>Pro úplnost dodáváme, že v rámci níže uvedených připomínek jsme nezohledňovali některé související negativní dopady Návrhu, které mohou být relevantní pro další subjekty trhu, včetně využívání akumulace na straně poptávky v rámci komunitní energeticky nebo dopady na již realizované projekty kombinující OZE (FVE) a BESS.</p>	<p>nesouvisejících politik, které jsou realizovány například Vámi zmiňovanými dotačními tituly.</p>
Jakub Skavroň, KKCG a.s.	69	20.7.2023	<p>Rozpor s požadavky práva EU</p> <p>Skutečnost, že stávající podoba Návrhu neadresuje problematiku dvojího zpoplatnění související služby v elektroenergetice při nabití BESS ze sítě a jeho opětovném vybití do sítě (tj. implicitně zavádí dvojí zpoplatnění přenosu elektrické energie v rámci provozu BESS), je dle názoru KKCG v rozporu se zákazem diskriminace BESS4 a právem na rovný přístup k přenosovým a distribučním sítím na základě nediskriminačních podmínek5. Pro úplnost uvádíme, že reiterace požadavku na zákaz dvojího zpoplatnění akumulace elektřiny (včetně BESS), jakožto klíčové technologie pro zajištění stability elektrizační soustavy založené na OZE, je rovněž součástí Reformy trhu EU a souvisejících Doporučení Evropské komise.</p> <p>BESS jsou dle Návrhu znevýhodněny jak oproti zařízením na výrobu, tak oproti přečerpávacím vodním elektrárnám jako specifické formě akumulace, pro které se uplatní jiný režim plateb za maximální čtvrt hodinový odebraný výkon. Tím dochází k selektivnímu porušení principu technologické neutrality, jakožto jednoho z východisek Koncepce, které je současně dále umocněno i zvýhodněním synchronních zdrojů6.</p> <p>Překážka pro přístup provozovatelů BESS na trh</p> <p>Výše popsané náklady dle Návrhu činí z pohledu KKCG provozování BESS s přihlédnutím k vysokým vstupním nákladům (zejména pořizovací cena a související náklady na umístění, instalaci a připojení) nerentabilní, v důsledku čehož by Návrh představoval překážku pro přístup provozovatelů BESS trh. V této souvislosti uvádíme, že právě odstraňování tohoto typu překážek ze strany příslušných orgánů veřejné moci předpokládá také směrnice EU7, která bude předmětem již zmíněné transpoziční novely energetického zákona.</p> <p>Máme za to, že stávající podoba Návrhu by měla za následek pozastavení investic do BESS a byla by tak významnou překážkou rozvoje akumulace a flexibility v České republice. Takový stav by byl v přímém rozporu s potřebou zajistit vyšší stabilitu a bezpečnost elektrizační soustavy v kontextu rozvoje a podpory OZE.</p> <p>NÁVRH NA PROMÍTNUTÍ PŘIPOMÍNEK</p> <p>S ohledem na výše uvedené připomínky k Návrhu navrhuje pro BESS zakotvit obdobný režim jako pro přečerpávací vodní elektrárny, a to konkrétně formou rozšíření postupu pro stanovení platby ceny za maximální odebraný výkon Cenového rozhodnutí týkající se přečerpávací vodní elektrárny8 i na BESS poskytující SVR provozovateli přenosové soustavy použitím příslušného způsobu stanovení platby ceny nebo jeho odpovídající úpravou při zohlednění principu nediskriminace BESS (případně také ukotvení takového režimu v příslušných ustanoveních Vyhlášky9).</p> <p>S přihlédnutím k principu technologické neutrality považujeme za vhodné zahrnout do výše popsaného režimu vedle BESS i ostatní technologické dostupné formy akumulace energie (například elektrolyzéry vodíku).</p> <p>Závěrem dále navrhuje, aby v zájmu zohlednění přínosu BESS a dalších forem akumulace pro celkovou efektivitu sítě resp. trhu byl pro akumulaci stanoven specifický režim platby ceny za maximální čtvrt hodinový odebraný výkon i pokud neposkytují SVR.</p> <p>Skupina KKCG je připravena se ve spolupráci s ERÚ spolupodílet na konkretizaci podoby uvedeného návrhu, o kterém jsme přesvědčeni, že je vhodným a zároveň nezbytným prostředkem k efektivnímu využívání sítě při současného zohlednění právního i strategického rámce pro rozvoj energetiky na úrovni Evropské unie i České republiky.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Obecně došlo k zohlednění akumulace, jejíž rozšíření pravděpodobně napomůže dalšímu připojování obnovitelných zdrojů energie, v rozsahu Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/943 o vnitřním trhu s elektřinou, komplexní úpravu akumulace je však možné ukotvit v rámci vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou a cenového rozhodnutí ERÚ až po ukotvení akumulace v zákoně č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon).</p> <p>V rámci návrhu cenového rozhodnutí a vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou došlo ke sjednocení podmínek pro vyhodnocování maximálního odebraného výkonu z elektrizační soustavy v souvislosti s poskytováním služeb výkonové rovnováhy (dále jen SVR) pro veškeré technologie.</p> <p>Pro kladné SVR byl zaveden totožný režim obecně pro akumulace a pro přečerpávací vodní elektrárny. Platba ceny za maximální odebraný výkon z elektrizační soustavy se stanoví dle přílohy č. 16 cenového rozhodnutí, kde je uveden vzorec pro vyhodnocení platby ceny za maximální odebraný výkon za předávací místo odběrného místa, výroby elektřiny, kde je instalováno elektrické zařízení pro ukládání energie nebo přečerpávací vodní elektrárny, poskytující služby výkonové rovnováhy. Maximální platba ceny je ponížena dle rozsahu poskytnutých kladných záloh SVR v účtovacím období dle stanoveného koeficientu.</p> <p>Pro záporné SVR byl rozšířen bod (4.28) cenového rozhodnutí, kdy aktivovaná záporná regulační energie nevstupuje do vyhodnocení platby ceny za maximální odebraný výkon z distribuční soustavy.</p> <p>Dvojím zpoplatněním rozumíme zpoplatnění energie, která je pomocí zařízení pro akumulaci dodána do soustavy. Taková to elektrická energie není předmětem zpoplatnění.</p>

<p>Marek Harenczyk, LESS & ENERGY s.r.o.</p>	<p>70</p>	<p>20.7.2023</p>	<p>Připomínka</p> <p>Připomínka se týká přílohy č. 16 návrhu cenového rozhodnutí.</p> <p>Návrh nezohledňuje situaci odběratelů elektřiny, kteří primárně odebírají elektřinu přímým vedením z blízké výroby elektřiny, v důsledku čehož méně zatěžují distribuční soustavu. Vzorec pro odlišný výpočet platby za maximální čtvrt hodinový odebraný výkon je nastaven tak, že nejmenší snížení platby se týká výroben, v jejichž předávacím místě dochází k nejvyššímu odběru elektřiny ze soustavy. Vzorec redukuje vliv spotřeby vlastní výroby, ale nijak nezvýhodňuje dodávku napřímo.</p> <p>Odůvodnění připomínky</p> <p>V současném modelu vyrábíme elektřinu v kogenerační jednotce a tutéž elektřinu dodáváme přímým vedením do podniku na zpracování dřeva. V případě výpadku zdroje poskytujeme odběrateli elektřinu kterou odebereme z distribuční soustavy. Převážnou část vyrobené elektřiny jsme nicméně byli schopni dodávat do distribuční soustavy, díky čemuž jsme plnili podmínku výrobce první kategorie podle stávající právní úpravy.</p> <p>Podle nové koncepce sice budeme schopni splnit všechny podmínky pro odlišný výpočet platby za maximální čtvrt hodinový odebraný výkon uvedený v § 53 odst. 1 návrhu novely vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou. Vzorec je ale nastaven tak, že zohledňuje poměr instalovaného výkonu výroby a koeficientu TVS a odebraného výkonu ze soustavy. Kvůli tomu znamená výpočet dle vzorce nejmenší snížení této platby pro výrobce elektřiny, v jejichž předávacím místě dochází k vyšším odběrům elektřiny, což je přesně situace, která v našem případě nastává při výpadku výroby z kogenerační jednotky. V podobné situaci bude dle našeho názoru řada provozovatelů přímých vedení.</p> <p>Rozvoj využití přímých vedení je přitom jedním z prvků decentralizované energetiky a představuje alternativu k různým formám sdílení elektřiny, které sice mohou vést ke sbližování výroby a spotřeby ale stále s využitím distribuční soustavy. Při dodávce elektřiny přímým vedením naopak k využití distribuční soustavy dochází zcela minimálně (pouze při výpadkům lokálního zdroje).</p> <p>Podle Čl. 7 odst. 1 písm. a) 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 platí, že: členské státy přijmou nezbytná opatření, která umožní všem výrobcům a podnikům dodávajícím elektřinu usazeným na jejich území zásobovat své vlastní prostory, dceřiné společnosti a zákazníky prostřednictvím přímých vedení, aniž by se na ně vztahovaly nepřiměřené administrativní postupy nebo náklady.</p> <p>V důsledku nové tarifní struktury v navržené podobě ale naopak řadě účastníků trhu využívajících přímého vedení vzrostou provozní náklady, což je může od využívání přímých vedení odradit. Ve výsledku tedy dojde k většímu zatížení distribuční soustavy. Z tohoto pohledu je navrhovaná úprava v kolizi se základním principem koncepce efektivního využívání sítí, kterým je zohlednění potřeby flexibility na straně provozovatelů distribučních soustav a provozovatele přenosové soustavy a přínosu jednotlivých účastníků trhu pro stabilitu a bezpečnost soustavy.</p> <p>Návrh promítnutí připomínky</p> <p>Z uvedených důvodů navrhuje zohlednit přínos přímých vedení pro distribuční soustavu, a to jednou ze tří variant:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Nový vzorec pro odlišný výpočet platby za maximální odebraný výkon pro výroby, které dodávají elektřinu přímým vedením. Maximálně do výše $Platba_{ST}$ $M\dot{C}OV - \text{Maximální čtvrt hodinový odebraný elektrický výkon}$ $IVV - \text{Instalovaný výkon výroby}$ $VSV - \text{Vlastní spotřeba výroby} = IVV * \text{Koeficient TVS (stejný koeficient jako v příloze č. 16)}$ 2) Dále lze do navrhovaného vzorce v příloze č. 16. zahrnout určitý koeficient, který zohlední, že výrobní dodávka část vyrobené elektřiny bez využití distribuční soustavy. Tímto koeficientem, vyjadřujícím poměr elektřiny spotřebované z výroby v odběrném místě a elektřiny dodané do distribuční soustavy vyhodnocovaný na roční bázi (vzhledem k podmínce v § 53 odst. 1 písm. a) navrhovaného znění vyhlášky o pravidlech trhu nepůjde nikdy o více 	<p>Neakceptováno</p> <p>V této věci připomínáme hlavní cíle uvedené v koncepci: „cena, kterou odběratel hradí, odpovídá nákladům a přínosům, které v soustavě vyvolává a které soustavě přináší“ a „a vyšší využití a efektivita provozu a rozvoje soustavy“. Náklady spojené s dlouhodobým provozem a údržbou elektrického zařízení v distribuční soustavě jsou fixního charakteru a relativně nižší četnost využití zařízení distribuční soustavy nevyvolává ve stejné míře nižší náklady na provoz a údržbu zařízení. Pokud tedy účastník trhu využije soustavu, je nutné, aby za využití soustavy uhradil odpovídající náklady.</p> <p>Efektivitu využívání přímého vedení si musí každý účastník trhu vyhodnotit i za situace, kdy výrobce elektřiny s přímým vedením nevyrábí a účastník trhu souběžně s tím zůstává připojen k distribuční soustavě.</p> <p>Připomínáme, že pro Vámi popisovaný model využití zařízení distribuční soustavy může být optimální volbou jednosložková cena služby sítě, která při utilitaci rezervovaného příkonu do 600 h ročně nabízí účastníkům trhu optimální platbu.</p>
--	-----------	------------------	---	---

			<p>než 0,25), navrhujeme vynásobit maximální čtvrt hodinový odebraný elektrický výkon, tedy hodnotu obsaženou ve jmenovateli zlomku v závorce. Nová proměnná ve vzorci vychází z předpokladu: čím větší část elektřiny výrobná dodává přímým vedením, tím nižší klade nároky na distribuční soustavu, a tím nižší by tudíž měla být platba za maximální čtvrt hodinový odebraný výkon. Prokazování poměru by se vyhodnocovalo stejně jako splnění podmínky podle § 53 odst. 1 písm. a) návrhu novely vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou.</p> <p>3) Alternativně navrhujeme zvážit, zda by výrobní fungující na tomto principu neměly mít pro vyhodnocování a placení ceny za maximální čtvrt hodinový odebraný výkon stanoveno kratší zúčtovací období (např. den). Výpadky přímo připojené výrobní jsou pouze krátkodobé (stačí pouze jedna čtvrt hodina v měsíci), ale tyto krátkodobé vysoké odběry mohou podle aktuální verze návrhu znamenat výrazný nárůst celé měsíční platby.</p>	
Petr Valdman, Státní fond životního prostředí	71	20.7.2023	<p>Vážení,</p> <p>niže vám zasíláme připomínku k Návrhu koncepce nové struktury ceny za související služby v elektroenergetice v rámci zveřejněného Návrhu koncepce efektivního využívání sítí. Státní fond životního prostředí ČR ve spolupráci s rezortem Ministerstva životního prostředí realizuje investiční podporu projektům v rámci Modernizačního fondu.</p> <p>Žádáme o přehodnocení režimu výpočtu platby za maximální čtvrt hodinový odebraný výkon pro systémy akumulace elektrické energie jiné než přečerpávací vodní elektrárny. Připomínka směřuje proti návrhu na zrušení ustanovení § 53 a § 54 vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou a příloh č. 15 a 16 k Návrhu cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. XX/2023 ze dne XX. listopadu 2023, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a ostatní regulované ceny.</p> <p>Máme za to, že systémy akumulace energie, které neposkytují služby výkonové rovnováhy, by měly mít určen specifický (výhodnější) výpočet maximálního čtvrt hodinového odebraného výkonu, který by zohlednil podstatnou roli akumulačních systémů v elektrické síti. Domníváme se, že případná změna bude plně v souladu s požadavky Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/943 ze dne 5. června 2019 o vnitřním trhu s elektřinou (dále jen „Nařízení“) a Směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/944 ze dne 5. června 2019, o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou.</p> <p>Státní fond životního prostředí ČR aktuálně eviduje v několika výzvách programu RES+ Nové obnovitelné zdroje v energetice stovky projektů na výstavbu nových fotovoltaických výroben, jejichž součástí je často systém akumulace energie do elektrických baterií, případně vodíku (aktuálně v plánované kapacitě 159 MWh /nezahrnuje projekty domácností/). Máme tak obavy, že pokud by návrh prošel v předloženém znění, mohla by být instalace akumulačních systémů pro investory málo atraktivní, což by v konečném důsledku mohlo ohrozit realizaci těchto projektů a tím i plnění cílů České republiky v oblasti rozvoje obnovitelných zdrojů.</p> <p>Děkujeme za možnost vyjádřit se k Návrhu koncepce efektivního využívání sítí. Věřím, že zvážíte případné zapracování naší připomínky. Za Státní fond životního prostředí ČR jsme připraveni se aktivně zapojit do dalších vyjednávání.</p>	<p>Obecně došlo k zohlednění akumulace, jejíž rozšíření pravděpodobně napomůže dalšímu připojování obnovitelných zdrojů energie, v rozsahu Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/943 o vnitřním trhu s elektřinou, komplexní úpravu akumulace je však možné ukotvit v rámci vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou a cenového rozhodnutí ERÚ až po ukotvení akumulace v zákoně č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon).</p> <p>V rámci návrhu cenového rozhodnutí a vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou došlo ke sjednocení podmínek pro vyhodnocování maximálního odebraného výkonu z elektrizační soustavy v souvislosti s poskytováním služeb výkonové rovnováhy (dále jen SVR) pro veškeré technologie.</p> <p>Pro kladné SVR byl zaveden totožný režim obecně pro akumulace a pro přečerpávací vodní elektrárny. Platba ceny za maximální odebraný výkon z elektrizační soustavy se stanoví dle přílohy č. 16 cenového rozhodnutí, kde je uveden vzorec pro vyhodnocení platby ceny za maximální odebraný výkon za předávací místo odběrného místa, výrobní elektřiny, kde je instalováno elektrické zařízení pro ukládání energie nebo přečerpávací vodní elektrárny, poskytující služby výkonové rovnováhy. Maximální platba ceny je ponížena dle rozsahu poskytnutých kladných záloh SVR v zúčtovacím období dle stanoveného koeficientu.</p> <p>Pro záporné SVR byl rozšířen bod (4.28) cenového rozhodnutí, kdy aktivovaná záporná regulační energie nevstupuje do vyhodnocení platby ceny za maximální odebraný výkon z distribuční soustavy.</p>

Vladimír Karas, innogy Energo, s.r.o.	72	20.7.2023	<p>Rozpor v použití pojmu „rezervovaný příkon“ podle zákona 458/2000 Sb., s jeho použitím v navrhovaném dokumentu</p> <p>V bod 2.1, ve větě: „Dochází tedy k nahrazení alokační jednotky ceny zajišťování přenosu a distribuce elektřiny se smluvní volitelnou hodnotou (rezervovaná kapacita) za dvojici alokačních jednotek s technickou hodnotou, která se váže k odběrnému místu účastníka trhu a vyjadřuje dlouhodobý (rezervovaný příkon) a skutečný požadavek (maximální čtvrt hodinový výkon odebraný ze soustavy) na rozsah zajišťování služby přenosové a distribuční soustavy.“, používá ERÚ pojem „rezervovaný příkon“ v širším rozsahu než jak tento pojem zná zákon 458/2000 Sb. Zákon o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon) (dále jen EZ). Podle odst. (3) § 50 EZ je rezervovaný příkon vnímán jako smluvní hodnota, zatímco citovaná věta používá pojem rezervovaný příkon jako technickou jednotku.</p> <p>Stejně jako EZ vnímá rezervovaný příkon i Vyhláška č. 16/2016 Sb. (Vyhláška o podmínkách připojení k elektrizační soustavě) – rezervovaný příkon je hodnota sjednaná v § 2 odst. a).</p> <p>Upravit znění bodu 2.1; v souladu s užitím pojmu rezervovaný příkon podle EZ, např: „...Dochází tedy k nahrazení alokační jednotky ceny zajišťování přenosu a distribuce elektřiny se smluvní volitelnou hodnotou (rezervovaná kapacita) za alokační jednotku smluvní a alokační jednotku s technickou hodnotou, která se váže k odběrnému místu účastníka trhu a vyjadřuje dlouhodobý (rezervovaný příkon) a skutečný požadavek (maximální čtvrt hodinový výkon odebraný ze soustavy) na rozsah zajišťování služby přenosové a distribuční soustavy....“</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Upraveno v Konceptci.</p>
Vladimír Karas, innogy Energo, s.r.o.	73	20.7.2023	<p>Návrh nevysvětluje koncepci využívání hodnoty rezervovaného příkonu ve vztahu k jeho ceně.</p> <p>Předložený návrh výrazně rozšiřuje využívání hodnoty rezervovaného příkonu. Kromě využití jako alokační jednotky, má nacenění rezervovaného příkonu motivovat i k efektivnějšímu využití sítě – zejména uvolnit síťové kapacity. ERÚ by měl proto kvantifikovat síťová omezení a míru jejich uvolnění, které předložený návrh přinese. Dále by měl ERÚ naznačit jakým způsobem bude postupovat, pokud nedojde k očekávanému uvolnění.</p> <p>ERÚ doplní očekávanou změnu chování subjektů ve vztahu k rezervovanému příkonu a kvantifikuje očekávané uvolnění síťových kapacit, a stanoví postup úpravy regulované ceny vtahující se k hodnotě regulovaného příkonu.</p>	<p>Vysvětleno</p> <p>Koncepční materiál obsahuje kvantifikaci změny rezervovaného příkonu v soustavě.</p> <p>Koncepce počítá od roku 2026 s větší alokací UPV do ceny za rezervovaný příkon.</p> <p>Z diskuse:</p> <p>Do koncepce vložit rozdíly mezi RP a RK a naměřeném maximu za ČR.</p>
Vladimír Karas, innogy Energo, s.r.o.	74	20.7.2023	<p>Chybí výstupy analýzy administrativní nákladů porovnávající „náklady účastníků na proces změny rezervované kapacity“ s „náklady účastníků na proces změny rezervovaného příkonu“ se</p> <p>Koncepce propojení designu trhu si mimo jiné staví za cíl motivovat k efektivnímu využívání sítě a současně snížit administrativní zátěž dané sjednáním RK.</p> <p>Máme zato, že efektivní využívání sítě je možné jen a když účastníci nebudou blokovat kapacity sítě, které mají v souladu s EZ. § 50 odst.(3) a Vyhláška č. 16/2016 Sb. § 2 odst. a).zasmuvněny s distributorem. Protože nelze předjímat potřeby jednotlivých uživatelů v čase, a to jak v krátké, středním a dlouhém horizontu, je potřeba jednotlivým účastníkům umožnit flexibilní změnu smluvních podmínek připojení, tak aby provozovatelé sítě měli informace k volným kapacitám v síti a současně měli informaci o úzkých hrdlech vyžadující posílení.</p> <p>Máme zato, že ERÚ analýzou dospěl k závěru, že proces změny rezervované kapacity je administrativně méně náročný než proces vedoucí ke změně rezervovaného příkonu, protože ERÚ opřel návrh koncepce právě o hodnotu RP.</p> <p>ERÚ doplní porovnání nákladů účastníků na proces změny RK s očekávanými náklady na proces změny PR podle předloženého návrhu</p> <p>ERÚ v porovnání kvantifikuje přesun břímě zvýšené administrace buď z provozovatelů sítě (PDS nebo PPS) na účastníky nebo obráceně, podle toho jak ERÚ očekává jeho dopad.</p>	<p>Vysvětleno</p> <p>Jedním ze záměrů inovace tarifní struktury je přimět účastníky trhu optimalizovat své nároky na soustavu dlouhodobě a změna rezervovaného příkonu je ze strany ERÚ považována na úkon s dlouhodobými účinky, na rozdíl od rezervované kapacity, která se smluvně upravovala průběžně po celý rok několikrát. Obecně ERÚ nedisponuje zdrojem informací, který by přesně kvantifikoval náklady účastníků trhu se sjednáváním rezervované kapacity, avšak předpokládáme, že jednorázový úkon s dlouhodobými účinky nebude vyvolávat vyšší administrativní náklady než průběžné sjednávání rezervované kapacity, které je nahrazeno automatickým vyhodnocením tarifů T1 a T2 a fakturaci toho „výhodnějšího“ z nich účastníkovi trhu.</p>

Vladimír Karas, innogy Energo, s.r.o.	75	20.7.2023	<p>Chybí návrh mechanismu pro rychlou a efektivní změnu rezervovaného příkonu</p> <p>V Bodu 2.1 ERÚ konstatuje, že hlavním cíle koncepce designu trhu je: „vyšší využití a efektivita provozu a rozvoje soustavy, kde optimalizace stávajících rezervovaných příkonů přinese širší dostupnost služeb přenosové soustavy a distribučních soustav“. K tomu, aby mohl trh fungovat, je nutné umožnit jeho účastníků dostatečně rychle reagovat jak na změnu regulačních podmínek, tak na běžnou změnu potřeb účastníků v čase. Navrhovaná koncepce sice změnu chování účastníků předpokládá, nepředkládá však dostatečně pružný mechanismus k adaptaci chování na předložený regulační rámec, a to jak v krátkém, středním, tak dlouhém horizontu. V současné době by účastníci museli procházet procesem změny smlouvy o připojení – který pro novou energetiku není pružný z časového hlediska, ani se nejeví jako administrativně a nákladově optimální.</p> <p>ERÚ v Konceptu designu trhu doplní předpoklad, že v novém regulačním rámci bude upraven i mechanismu pro rychlou a efektivní změnu rezervovaného příkonu.</p>	<p>Vysvětleno</p> <p>Úprava vyhlášky č. 16/2016 Sb., o připojení k elektrizační soustavě se očekává s účinností od 1. 7. 2024. V rámci vyhlášky se zamýšlí revize současných procesních lhůt, které jsou vyhláškou stanoveny a pro určité procesy, kde to je technicky možné, může dojít k úpravě maximálních procesních lhůt.</p>
Vladimír Karas, innogy Energo, s.r.o.	76	20.7.2023	<p>Chybí způsob vazba na stanovení ceny za změnu rezervovaného příkonu v novém designu trhu reflektují princip optimalizace síťových kapacit, a chybí stanovení bonusu za uvolnění rezervovaného příkonu.</p> <p>V Bodu 2.1 ERÚ konstatuje, že hlavním cíle koncepce designu trhu je: „vyšší využití a efektivita provozu a rozvoje soustavy, kde optimalizace stávajících rezervovaných příkonů přinese širší dostupnost služeb přenosové soustavy a distribučních soustav“. Vyšší využití a efektivita sítě je možná jen pokud účastníci budou upravovat svá chování a dojde tak k uvolnění blokových a nevyužitých kapacit. Je nešťastné, že ERÚ nepřistoupil k návrhu koncepce komplexně a zahrnul do předložených dokumentů i k úpravě i vyhlášku č. 16/2016 Sb., kterou tedy nelze připomínkovat, byť je se jeví jako jeden ze základních pilířů budoucího nastavení designu trhu. Nicméně v koncepci je faktor efektivit hlavním tématem, připomínka je proto relevantní a ERÚ nic nebrání myšlenku nastavení efektivního procesu na rychlou změnu rezervovaného příkonu nastinit. Další bod, který by ERÚ měl do koncepce uvést, je bonifikace účastníků, kteří uvolní síťové kapacity.</p> <p>ERÚ doplní do dokumentu „EFEKTIVNÍ VYUŽÍVÁNÍ SÍTÍ VVN A VN</p> <p>KONCEPCE PROPOJENÍ NOVÉHO DESIGNU TRHU V ELEKTROENERGETICE S POŽADAVKY NA ZMĚNU V REGULOVANÝCH CENÁCH A TARIFECH“ způsob stanovení ceny za změnu rezervovaného příkonu akcentující možnost flexibilní změny RP, včetně bonusu subjektům za uvolnění síťových kapacit.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Účastník trhu by měl automaticky uvolnit nevyužívaný rezervovaný příkon, jeho uvolněním přispěje ke snížení tlaku na zbytečné investice do soustav a tím ke snížení cen zajišťování distribuce elektřiny pro všechny účastníky trhu.</p> <p>V této fázi projektu byla pro totožný účel motivace účastníků trhu k optimalizaci rezervovaných příkonů na efektivní hodnotu zvolena tato forma – tedy adresné zpoplatnění dle jmenovité hodnoty rezervovaného příkonu. S jinou formou motivace účastníků trhu, například jak navrhujete určitou formu bonusu, není v této fázi implementace nových prvků do tarifní struktury uvažováno.</p>
Tomáš Sekera, Sev.en Commodities, a.s.	77	20.7.2023	<p>Připomínka k § 53 - výrobce s odlišným vyhodnocením platby ceny za maximální odebraný výkon Navrhujeme zcela vypustit v § 53 ustanovení odst. 1 písm. b), nebo jej nahradit jiným kritériem, např. ve smyslu návrhu na úpravu ustanovení uvedeného níže a v této souvislosti navrhujeme úpravu navazujících ustanovení v rámci § 53. Zároveň prosíme o potvrzení výkladu, že vyhodnocení kritérií v § 53 odst. 1 písm. a) a b) probíhá za výrobu jako celek a výsledné vyhodnocení je aplikováno na všechna její předávací místa. Dále prosíme o potvrzení výkladu, že podmínka v § 53 odst. 1 písm. c) je splněna, pokud alespoň 80 % instalovaného výkonu výroby dosahuje jmenovitého výkonu synchronních generátorů instalovaných ve výrobně bez ohledu na jejich předávací místo, a na to, zda jsou v provozu nebo v odstávce. Pokud by tento výklad ERÚ nepotvrdil, pak navrhujeme podmínku v § 53 odst. 1 písm. c) hodnotit po jednotlivých výrobních zdrojích výroby a za výrobce s odlišným vyhodnocením platby za maximální odebraný výkon považovat výrobce, který tuto podmínku splní alespoň u části zdrojů ve výrobně.</p> <p>Odůvodnění připomínky:</p> <p>Rozumíme záměru stanovit kritéria tak, aby bylo garantováno, že výroba bude motivována být v provozu ideálně kontinuálně nebo alespoň po část měsíce, a tedy bylo možné využívat jejich schopností pomoci zajistit bezpečný a stabilní provoz soustavy s ohledem na specifické vlastnosti točivých strojů. Nicméně nastavené kritérium (dodávka 40 % elektřiny z nejvyšší možné dodávky v daném měsíci) představuje zásadní problém v měnícím se tržním prostředí, kdy v souvislosti s masivním rozvojem OZE (především FVE) a stále čtenějším převisem výroby elektřiny nad její spotřebou dochází k zásadnímu snižování výroby elektřiny z konvenčních zdrojů (právě s točivými stroji) či jejich úplnému odstavování. Uvedené kritérium navíc nezohledňuje, že u točivých zdrojů probíhají odstávky s cílem zvýšit spolehlivost a splnit zpřísněné ekologické limity, které v dané výrobně znemožní splnění nastaveného kritéria (ve výrobně 1000 MW způsobí rekonstrukce jedno 200 MW bloku nemožnost splnění kritéria v tržním prostředí s pravidelnými poklesy během víkendů a FV špiček, protože 20 % elektřiny z nejvyšší</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Navrhované ustanovení § 53 odst. 1 písm. b) vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou, bylo změněno. Nově se stanoví ustanovení § 53a.</p> <p>Ke splnění podmínek pro odlišné vyhodnocení platby ceny za maximální odebraný výkon výrobcem elektřiny byla změněna navrhovaná prahová hodnota pro splnění, teoretická nejvyšší možná vyrobená a dodaná elektřina do elektrizační soustavy. Dříve navrhovaná hodnota alespoň 40 % z nejvyšší možné dodávky elektřiny se mění na 10 %. Tato změna návrhu má obdobný účinek, tedy zmírnění podmínek pro odlišné vyhodnocení platby, jako Vámi navrhovaná podmínka, ale zároveň je zachován původní záměr podmínky – výroba elektřiny musí být v provozu, aby byla splněna premisa o přínosech synchronních generátorů pro bezpečnost a spolehlivost soustavy, a to Vámi navrhovaná podmínka nezajistí.</p> <p>Vyhodnocení splnění podmínky u výroby elektřiny, která je zároveň připojena do distribuční i přenosové soustavy, bude podmíněno sdělením celkového množství elektřiny dodané do přenosové soustavy a</p>

		<p>možné dodávky jde na vrub bloku v rekonstrukci a zbývající nedodaný výkon způsobí odstavení z důvodu převisu nabídky v cenových poklesech). Navíc v případě typických teplárenských zdrojů je využití instalovaného výkonu výrazně proměnné v průběhu roku (v letním období zásadně klesá) a takto vymezeného kritéria nejsou schopny dosáhnout. Navržené kritérium v neposlední řadě nereflektuje skutečnost, že výrobná pro svou správnou funkčnost vyžaduje také nezbytné odstávky pro opravy a údržby, a přestože by ve zbývajícím období daného měsíce po najetí z odstávky plnila potřebnou roli v soustavě, na sníženou platbu by rovněž nedosáhla. S ohledem na výše uvedené navrhuje modifikovat kritérium tak, aby byl výrobce povinen dodat v daném měsíci alespoň 60 % z celkového množství vyrobené elektřiny, sníženého o technologickou vlastní spotřebu na výrobu elektřiny, do přenosové nebo distribuční soustavy. Navržené kritérium předpokládáme vyhodnocovat za výrobu jako celek, neboť mohou v praxi být případy, kdy výrobná vyvádí výkon do přenosové soustavy, ale elektřinu může odebírat, a tedy službu soustavy hradit z distribuční soustavy resp. z přenosové i distribuční soustavy. Na základě tohoto vyhodnocení podle celkové bilance na základě výkazu vyplněného výrobcem předpokládáme následně stanovení odpovídající platby ze strany příslušného provozovatele soustavy v souladu s navrhovaným cenovým rozhodnutím, přičemž výsledek vyhodnocení bude aplikován jednotně na všechna předávací místa výrobní elektřiny napříč příslušnými soustavami, k nimž je daná výrobná připojena.</p> <p>Návrh promítnutí připomínky:</p> <p>(1) Výrobcem elektřiny s odlišným vyhodnocením platby ceny za maximální odebraný výkon je výrobce elektřiny, jehož výrobná elektřiny je připojena do přenosové nebo distribuční soustavy a který zároveň: a) alespoň osmdesát procent ročního množství elektřiny vyrobené v této výrobně elektřiny, sníženého o technologickou vlastní spotřebu elektřiny, dodává do přenosové nebo distribuční soustavy a b) alespoň šedesát procent měsíčního množství elektřiny vyrobené v této výrobně elektřiny, sníženého o technologickou vlastní spotřebu elektřiny, dodává do přenosové nebo distribuční soustavy měsíčně dodá elektřinu do přenosové soustavy nebo distribuční soustavy v objemu alespoň čtyřicet procent z nejvyšší možné dodávky elektřiny stanovené součinem instalovaného výkonu této výrobní elektřiny a počtu hodin v kalendářním měsíci a c) vyrábí elektřinu pomocí synchronních generátorů se jmenovitým výkonem dosahujícím alespoň 80 % instalovaného výkonu výroby. (2) Pro splnění podmínky podle odstavce 1 písm. a) využívá provozovatel přenosové nebo distribuční soustavy pro každou výrobnou elektřiny údaje podle přílohy č. 10 k této vyhlášce za předcházející kalendářní rok. (3) Pro splnění podmínky podle odstavce 1 písm. b) využívá provozovatel přenosové nebo distribuční soustavy pro každý kalendářní měsíc údaje podle přílohy č. 10 k této vyhlášce. (4) Pro splnění podmínky podle odstavce 1 písm. c) výrobce elektřiny sdělí po 1. lednu 2024 pro jednotlivou výrobnou elektřiny provozovateli přenosové soustavy nebo provozovateli distribuční soustavy, ke které je výrobná elektřiny připojena, typ používaných generátorů s jejich jmenovitým výkonem, pokud není tato informace součástí smlouvy o připojení. Tyto hodnoty se používají do první změny smlouvy o připojení po 1. lednu 2024. Po změně smlouvy o připojení po 1. lednu 2024 využívá provozovatel přenosové nebo distribuční soustavy pro splnění podmínky podle odstavce 1 písm. c) pro každou výrobnou elektřiny údaje ze smlouvy o připojení.</p>	<p>distribučních soustav, a to nejpozději do třetího kalendářního dne následujícího kalendářního měsíce. Tato povinnost je stanovena v ust. § 49 odst. 10 vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou.</p> <p>Zdroj informací pro vyhodnocení podmínky, zda jde o výrobnou s výrobou elektřiny ze synchronních generátorů se jmenovitým výkonem dosahujícím alespoň osmdesát procent instalovaného výkonu výroby je jednorázové sdělení této informace příslušnému provozovateli soustavy, případně smlouva o připojení, pokud poté dojde ke změně těchto oznámených parametrů v rámci smlouvy o připojení.</p>
Ivan Hospodár, Green Lights Czech Republic	78	<p>21.7.2023</p> <p>Připomínka:</p> <p>1) zpoplatnění příkonu výrobce 1. kategorie na úrovni NN (FVE, KGJ a další) – negativní možný dopad na OZE ale i zdroje SVR</p> <p>Návrh:</p> <p>- Zástupce ERU na workshopu pro LDS sdělil návrh, že by mohli mít tito výrobci přidělení příkon (virtuálně ne fyzicky na základě jisticího prvku), který by distributor zaevidovat jako další parametr). V návrhu cenového rozhodnutí a navazujících dokumentů není, navrhuje doplnit.</p> <p>Zdůvodnění:</p> <p>- Příkladem může být soustava 1 MW zdroje připojeného NN do LDS jako agregací blok, poskytující služby výkonové rovnováha (SVR), blok má rezervovaný příkon 1080 A každý, pokud by měli jistič 1250A x 2 odběrná místa, musel by provozovatel AB tento rezervovaný příkon na úrovni NN zaplatit, což znamená desítky tisíc měsíčně.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Koncepce, návrh cenového rozhodnutí a vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou směřuje v této fázi primárně vůči účastníkům trhu s elektřinou na hladinách velmi vysokého a vysokého napětí a pro přenos elektřiny.</p> <p>Jak uvádíte, navrhované a konzultované dokumenty obsahují pasáže, které upravují práva a povinnosti a mění podmínky účtování regulovaných cen primárně vůči výrobcům elektřiny. Vzhledem k tomu, že úprava tarifního systému na hladině nízkého napětí není předmětem této fáze inovace tarifní struktury, bylo rozhodnuto o částečném zapracování Vaší připomínky formou ustanovení § 53 a § 54 vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou. Nově je zde definován výrobce první kategorie na hladině nízkého napětí, kdy z navazujícího</p>

				<p>cenového rozhodnutí pro takového výrobce platí, že nehradí cenu za příkon podle jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem.</p> <p>Z principu tedy byly akceptovány Vaše připomínky a zohlednění přínosů výrobců na hladině nízkého napětí bylo zapracováno, leč formou navazující na stávající systém plateb s přihlédnutím ke kategorizaci výrobce, namísto navrhované virtuální hodnoty.</p>
Ivan Hospodár, Green Lights Czech Republic	79	21.7.2023	<p>Připomínka:</p> <p>2) Změna nastavení příkon není pouze administrativní záležitost, změny se musí vyhodnotit včetně technický podmínek.</p> <p>Návrh:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Navrhujeme přechodné období příp. zpětná platnost, kdy by výjimečně, pro první změnu byly změny až do 30.4.2024 platili zpětně od 1. 1. 2024 (než se požadavky vyhodnotí a technické parametry upraví). <p>Zdůvodnění:</p> <ul style="list-style-type: none"> - pro leden 2024 by bylo ideální žádat už v říjnu 2023. Se změnou jsou spojené i možné další technické požadavky od distribuce, změna MTP, MTN. - Vidíme možný problém ve vyhodnocení velkého počtu požadavků, což potvrzují i regionální distributoři. 	<p>Neakceptováno</p> <p>Fakturace zajišťování distribuce elektřiny musí být navázána na platné požadavky účastníka trhu na soustavu. Hodnota rezervovaného příkonu je nejen smluvní hodnotou, ale rovněž vyjadřuje určité technické parametry zajišťování služby distribuce elektřiny. Nelze zaručit, že v době přechodného období budou při Vámi zvažovaném návrhu účastníci trhu plně motivováni racionalizovat své požadavky na zajištění služby distribuční soustavy v rozsahu odpovídajícím jejich platbě. Zároveň by zavedení takového přechodného období otevřelo prostor pro možné spekulativní jednání k optimalizaci plateb účastníků trhu s elektřinou, kdy předem nedokážeme analyzovat rozsah a dopady.</p> <p>Návrh na zavedení přechodného období by navíc pravděpodobně vyvolal potřebu novelizovat další prováděcí právní úpravu, která není předmětem tohoto veřejného konzultačního procesu, např. vyhlášky č. 16/2016 Sb., o připojení k elektrizační soustavě, ve znění pozdějších předpisů.</p>
Ivan Hospodár, Green Lights Czech Republic	80	21.7.2023	<p>Připomínka:</p> <p>3) pokud odběratelé na VN (spotřebitelé i LDS) se vzdají části RP z důvodu aby za něj neplatili a v budoucnu budou chtít instalovat zdroj do výše původního (zaplaceného příkonu) budou muset dodatečný výkon (pokud bude přidělen) opět zaplatit.</p> <p>Návrh:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Navrhujeme umožnit, pro tyto podporované zdroje umožnit navýšení rezervovaný výkon do výše původního rezervovaného příkonu bez poplatku pokud to nenese náklady pro nadřazeného distributora pro určené období např. 1 rok od změny <p>Zdůvodnění:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Obojí je finančně zatěžující a demotivační a je proti současnému trendu podpory jak výstavby OZE tak i agregační blok pro poskytování služeb výkonové rovnováhy. Tímto se vytváří překážka dalšího rozvoje. 	<p>Neakceptováno</p> <p>Váš návrh by vyvolal nesystémový krok blokace rezervovaného výkonu.</p> <p>Uvolnění rezervovaných příkonů v soustavě je právě jedním ze zamýšlených cílů inovace tarifní struktury, bez ohledu na druh zařízení účastníka trhu s elektřinou; je volen přístup technologicky neutrální. Uvolněný rezervovaný příkon v soustavách pak může být uplatněn dalšími účastníky trhu s elektřinou, kteří za něj budou ochotni hradit příslušné platby.</p> <p>Návrh na zavedení přechodného období 1 roku pro libovolnou manipulaci s hodnotou rezervovaného příkonu by navíc pravděpodobně vyvolal potřebu novelizovat další prováděcí právní úpravu, která není předmětem tohoto veřejného konzultačního procesu, např. vyhlášky č. 16/2016 Sb., o připojení k elektrizační soustavě, ve znění pozdějších předpisů.</p>

Martin Hájek, Teplárenské sdružení ČR	81	21.7.2023	<p>Připomínka k § 53 - výrobce s odlišným vyhodnocením platby ceny za maximální odebraný výkon</p> <p>Navrhujeme zcela vypustit v § 53 ustanovení odst. 1 písm. b) nebo jej nahradit jiným kritériem, např. ve smyslu návrhu na úpravu ustanovení uvedeného níže a v této souvislosti úpravu navazujících ustanovení v rámci § 53. Zároveň prosíme o potvrzení výkladu, že vyhodnocení kritérií probíhá za výrobu jako celek a výsledné vyhodnocení je aplikováno na všechna její předávací místa.</p> <p>Odůvodnění připomínky:</p> <p>Rozumíme záměru stanovit kritéria tak, aby bylo garantováno, že výroba bude motivována být v provozu ideálně kontinuálně nebo alespoň po část měsíce, a tedy bylo možné využívat jejich schopností pomoci zajistit bezpečný a stabilní provoz soustavy s ohledem na specifické vlastnosti točivých strojů. Nicméně nastavené kritérium (dodávka 40 % elektřiny z nejvyšší možné dodávky v daném měsíci) představuje zásadní problém v měnícím se tržním prostředí, kdy v souvislosti s masivním rozvojem OZE (především FVE) a stále četnějším převisem výroby nad spotřebou dochází k zásadnímu snižování výroby elektřiny z konvenčních zdrojů (právě s točivými stroji) či jejich úplnému odstavení. Navíc v případě typických teplárenských zdrojů je využití instalovaného výkonu výrazně proměnné v průběhu roku (v letním období zásadně klesá) a takto vymezeného kritéria nejsou schopny dosáhnout. Navržené kritérium v neposlední řadě nereflakuje skutečnost, že výroba pro svou správnou funkčnost vyžaduje také nezbytné odstávky pro opravy a údržby, a přestože by ve zbývajícím období daného měsíce po najetí z odstávky plnila potřebnou roli v soustavě, na sníženou platbu by rovněž nedosáhla.</p> <p>S ohledem na výše uvedené navrhujeme modifikovat kritérium tak, aby byl výrobce povinen dodat v daném měsíci alespoň 50 % z celkového množství vyrobené elektřiny, sníženého o technologickou vlastní spotřebu na výrobu elektřiny, do přenosové nebo distribuční soustavy.</p> <p>Navržené kritérium předpokládáme vyhodnocovat za výrobu jako celek, neboť mohou v praxi být případy, kdy výroba vyvádí výkon do přenosové soustavy, ale elektřinu může odebírat a tedy službu soustavy hradit z distribuční soustavy resp. z přenosové i distribuční soustavy. Na základě tohoto vyhodnocení podle celkové bilance na základě výkazu vyplněného výrobcem předpokládáme následně stanovení odpovídající platby ze strany příslušného provozovatele soustavy v souladu s navrhovaným cenovým rozhodnutím, přičemž výsledek vyhodnocení bude aplikován jednotně na všechna předávací místa výroby elektřiny napříč příslušnými soustavami, k nimž je daná výroba připojena.</p> <p>Návrh promítnutí připomínky:</p> <p>(1) Výrobce elektřiny s odlišným vyhodnocením platby ceny za maximální odebraný výkon je výrobce elektřiny, jehož výroba elektřiny je připojena do přenosové nebo distribuční soustavy a který zároveň:</p> <p>a) alespoň osmdesát procent ročního množství elektřiny vyrobené v této výrobně elektřiny, sníženého o technologickou vlastní spotřebu elektřiny, dodává do přenosové nebo distribuční soustavy a</p> <p>b) alespoň padesát procent měsíčního množství elektřiny vyrobené v této výrobně elektřiny, sníženého o technologickou vlastní spotřebu elektřiny, dodává do přenosové nebo distribuční soustavy měsíčně dodá elektřinu do přenosové soustavy nebo distribuční soustavy v objemu alespoň čtyřicet procent z nejvyšší možné dodávky elektřiny stanovené součinem instalovaného výkonu této výroby elektřiny a počtu hodin v kalendářním měsíci a</p> <p>c) vyrábí elektřinu pomocí synchronních generátorů se jmenovitým výkonem dosahujícím alespoň 80 % instalovaného výkonu výroby.</p> <p>(2) Pro splnění podmínky podle odstavce 1 písm. a) využívá provozovatel přenosové nebo distribuční soustavy pro každou výrobu elektřiny údaje podle přílohy č. 10 k této vyhlášce za předcházející kalendářní rok.</p> <p>(3) Pro splnění podmínky podle odstavce 1 písm. b) využívá provozovatel přenosové nebo distribuční soustavy pro každý kalendářní měsíc údaje podle přílohy č. 10 k této vyhlášce.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Navrhované ustanovení § 53 odst. 1 písm. b) vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou, bylo změněno. Nově se stanoví ustanovení § 53a.</p> <p>Ke splnění podmínek pro odlišné vyhodnocení platby ceny za maximální odebraný výkon výrobcem elektřiny byla změněna navrhovaná prahová hodnota pro splnění, teoretická nejvyšší možná vyrobená a dodaná elektřina do elektrizační soustavy. Dříve navrhovaná hodnota alespoň 40 % z nejvyšší možné dodávky elektřiny se mění na 10 %. Tato změna návrhu má obdobný účinek, tedy zmírnění podmínek pro odlišné vyhodnocení platby, jako Vámi navrhovaná podmínka, ale zároveň je zachován původní záměr podmínky – výroba elektřiny musí být v provozu, aby byla splněna premisa o přínosech synchronních generátorů pro bezpečnost a spolehlivost soustavy, a to Vámi navrhovaná podmínka nezajišťuje.</p> <p>Vyhodnocení splnění podmínky u výroby elektřiny, která je zároveň připojena do distribuční i přenosové soustavy, bude podmíněno sdělením celkového množství elektřiny dodané do přenosové soustavy a distribučních soustav, a to nejpozději do třetího kalendářního dne následujícího kalendářního měsíce. Tato povinnost je stanovena v ust. § 49 odst. 10 vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou.</p> <p>Zdroj informací pro vyhodnocení podmínky, zda jde o výrobu s výrobou elektřiny ze synchronních generátorů se jmenovitým výkonem dosahujícím alespoň osmdesát procent instalovaného výkonu výroby je jednorázové sdělení této informace příslušnému provozovateli soustavy, případně smlouva o připojení, pokud poté dojde ke změně těchto oznámených parametrů v rámci smlouvy o připojení.</p>
---------------------------------------	----	-----------	--	--

			(4) Pro splnění podmínky podle odstavce 1 písm. c) výrobce elektřiny sdělí po 1. lednu 2024 pro jednotlivou výrobu elektřiny provozovateli přenosové soustavy nebo provozovateli distribuční soustavy, ke které je výroba elektřiny připojena, typ používaných generátorů s jejich jmenovitým výkonem, pokud není tato informace součástí smlouvy o připojení . Tyto hodnoty se používají do první změny smlouvy o připojení po 1. lednu 2024. Po změně smlouvy o připojení po 1. lednu 2024 využívá provozovatel přenosové nebo distribuční soustavy pro splnění podmínky podle odstavce 1 písm. c) pro každou výrobu elektřiny údaje ze smlouvy o připojení.	
Martin Hájek, Teplárenské sdružení ČR	82	21.7.2023	<p>Připomínka k příloze č. 16</p> <p>Navrhujeme provést v příloze č. 16 následující změny:</p> <p>Příloha č. 16: Postup stanovení platby ceny za maximální odebraný výkon za předávací místo výroby elektřiny</p> <p>Platba ceny za maximální odebraný výkon za předávací místo výroby elektřiny podle § 53 vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou se za zúčtovací období stanoví jako:</p> $Platba_{max} = Platba_{st} \times (1 - \min(1, (Instalovaný\ výkon\ výroby \times Koefficient\ TVS + instalovaný\ příkon\ elektrokotle) / Maximální\ čtvrt hodinový\ odebraný\ elektrický\ výkon)),$ <p>kde</p> <p>$Platba_{st}$ [Kč] je platba ceny za maximální odebraný výkon za standardní předávací místo za zúčtovací období</p> <p>Instalovaný výkon výroby [MW] je součet hodnot instalovaných výkonů výroben elektřiny vztahujících se k synchronním generátorům podle § 53 odst. 1 písm. c) vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou v daném předávacím místě k poslednímu dni zúčtovacího období,</p> <p>Koefficient TVS [%] koeficient obvyklého podílu TVS na celkové výrobě elektřiny daného typu výroby v hodnotě:</p> <p>Jaderné: 0,055, Parní: 0,092, Paroplynové: 0,014, Plynové a spalovací: 0,059, Ostatní: 0,092</p> <p><u>Instalovaný příkon elektrokotle [MW] je součet instalovaných příkonů elektrokotlů certifikovaných pro poskytování podpůrných služeb v daném předávacím místě k poslednímu dni zúčtovacího období.</u></p> <p>Odůvodnění připomínky:</p> <p>Velkou komplikací v nově navrženém tarifním systému spatřujeme především v souvislosti s připravovanou dekarbonizací celého teplárenského sektoru. Připravované kogenerační výroby elektřiny doplněné elektrokotli se jeví jako mimořádně vhodné pro špičkový provoz přes léto a přechodná období, kdy očekávaný masivní rozvoj fotovoltaických a větrných elektráren bude způsobovat čím dál tím větší volatilitu cen elektřiny, a to nejen v průběhu dne. Výše zmíněná kombinace elektrokotlů a kogeneračních výroben umožňuje vysoký výkonový rozsah a to od maximální výroby elektřiny v případě vysokých cen a potažmo nedostatku elektřiny v síti, po odstavení kogenerace a odběr elektřiny ze sítě pro akumulaci tepla v síti v případě záporných cen elektřiny, což je vhodnější než odpojování fotovoltaických a větrných elektráren od distribuční a přenosové soustavy pro udržení stability soustavy. Elektrokotle tak mohou plnit za standardního chodu kogeneračního zařízení funkci poskytování služeb výkonové rovnováhy a v případě extrémně nízkých cen pomoci soustavě odběrem a akumulací energie do tepelné sítě. Nově navržený tarifní systém v plném rozsahu toto značně narušuje a užití elektrokotlů pro akumulaci takřka vylučuje. Proto navrhujeme upravit v příloze č. 16. výpočet platby ceny za maximální odebraný výkon výše uvedeným způsobem.</p> <p>Návrh promítnutí připomínky:</p> <p>Příloha č. 16: Postup stanovení platby ceny za maximální odebraný výkon za předávací místo výroby elektřiny zní:</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Pokud bude odběrem elektrokotle poskytovaná služba výkonové rovnováhy v záporném směru, nebude takto odebraný výkon vstupovat do jmenovatele vzorce pro stanovení platby za maximální odebraný výkon, maximální čtvrt hodinový odebraný výkon bude tedy stanoven podle bodu (4.28) cenového rozhodnutí ERÚ.</p> <p>V případě, že bude odběr elektrokotle řízen přímo výrobcem elektřiny, bude takový odběr vyhodnocován stejně jako jakýkoliv jiný odběr výrobcem nebo jiného účastníka trhu s elektřinou jako u každé jiné technologie.</p>

			<p>Platba ceny za maximální odebraný výkon za předávací místo výroby elektřiny podle § 53 vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou se za zúčtovací období stanoví jako:</p> $Platba_{max} = Platba_{st} \times (1 - \min(1; (Instalovaný\ výkon\ výroby \times Koefficient\ TVS + instalovaný\ příkon\ elektrokotle) / Maximální\ čtvrt hodinový\ odebraný\ elektrický\ výkon)),$ <p>kde $Platba_{st}$ [Kč] je platba ceny za maximální odebraný výkon za standardní předávací místo za zúčtovací období</p> <p>Instalovaný výkon výroby [MW] je součet hodnot instalovaných výkonů výroben elektřiny vztahujících se k synchronním generátorům podle § 53 odst. 1 písm. c) vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou v daném předávacím místě k poslednímu dni zúčtovacího období,</p> <p>Koeficient TVS [%] koeficient obvyklého podílu TVS na celkové výrobě elektřiny daného typu výroby v hodnotě:</p> <p>Jaderné: 0,055, Parní: 0,092, Paroplynové: 0,014, Plynové a spalovací: 0,059, Ostatní: 0,092</p> <p>Instalovaný příkon elektrokotle [MW] je součet instalovaných příkonů elektrokotlů certifikovaných pro poskytování podpůrných služeb v daném předávacím místě k poslednímu dni zúčtovacího období.</p>	
Tomáš Dzurilla, Elektromobilní platforma	83	26.7.2023	<p>Rozvoj dobíjecí infrastruktury tempem, který předpokládá evropská legislativa, zejména nové nařízení AFIR, představuje výzvu zejména z pohledu jejího investora a provozovatele. Největším rizikem, které nese, je předpoklad rozvoje elektromobilního trhu, tedy vozidel v ulicích, který je obtížně predikovatelný, ale všeobecně se očekává, že v ČR bude pozvolný, s několikaletým zpožděním oproti zemím západní Evropy. To, ve spojení s ambicemi instalovaného výkonu v dobíjecí infrastruktuře, vede k situaci, že dobíjecí infrastruktura výrazně předbíhá trh vozidel, čehož důsledkem je nízké využití (utilizace) dobíjecích stanic.</p> <p>Situace, kdy investoři do dobíjecí infrastruktury a zejména do tzv. dobíjecích hubů, budují tyto lokality s tím, že cílového dobíjecího výkonu v jednotkách až MW bude dosaženo postupně a zpočátku bude problémem provozu navíc i nízká utilizace, je z pohledu jak stávající, tak i nově navrhované tarifní struktury na hladině VN problematická, protože investora/provozovatele zatěžuje vysokými provozními náklady.</p> <p>Určitým řešením situace je využití jednosložkové ceny, která dokáže náklady v době nízké utilizace stabilizovat na přijatelné úrovni. Pro provozovatele je nicméně vzhledem k dlouhodobé návratnosti investice do veřejné dobíjecí infrastruktury důležité to, že takto nastavený tarifní rámec zůstane dlouhodobě stabilní a nedojde ke změnám, které by zlomovým způsobem ovlivnily ekonomiku provozu již provozovaných nebo developovaných lokalit.</p> <p>K materiálu proto máme následující připomínky / dotazy:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Je možné jednosložkovou cenu využívat bez omezení, tj. pro libovolné odběrné místo bez ohledu na rezervovaný příkon, a to i v situaci, kdy je zpočátku reálné využití výkonu výrazně nižší (odběrné místo má rezervu příkonu, která je naplňována postupně v čase v návaznosti na rozvoj elektromobilního trhu)? 2) Počítá ERÚ s tím, že jednosložková cena bude alternativou v rámci tarifní struktury dlouhodobě? Budou i nadále v dlouhodobém horizontu zachovány parametry jejího nastavení (tj. výpočet s dobou využití 600 hod/rok)? Stabilita regulačního prostředí je v prostředí silné nejistoty trhu a dlouhodobé návratnosti investic do infrastruktury, jejíž naplnění je navíc požadováno evropskou legislativou, pro investory zcela zásadní parametr. 3) Jako zástupci společností, které se elektromobilitě a výstavbě a provozu dobíjecí infrastruktury aktivně věnují, bychom rádi s ERÚ navázali průběžný konstruktivní dialog a výměnu zkušeností pro případné budoucí úpravy tarifní struktury. Jak vyplývá z předchozího textu, jedná se o citlivé téma, které výrazně ovlivňuje ekonomiku provozu dobíjecí infrastruktury. Prosíme o návrh vhodného formátu pro tuto diskusi. 	<p>Vysvětleno</p> <p>Způsob uplatnění jednosložkové ceny za službu sítě je uveden v konzultovaném cenovém rozhodnutí. Po jejím uplatnění účastník trhu tuto formu zpoplatnění zajišťování distribuce elektřiny v předávacím místě uplatňuje nejméně 12 měsíců. Obecně není uplatnění jednosložkové ceny služby sítě spjata s dalšími omezeními, účastník trhu tedy může tuto formu volit bez ohledu na např. rezervovaný příkon nebo využití rezervovaného příkonu.</p> <p>Jednosložková cena za službu sítě je v této fázi zvažována jako dlouhodobá alternativa standardní dvousložkové ceny za rezervovaný příkon a ceny za maximální odebraný výkon. Parametry jednosložkové ceny musí dlouhodobě odpovídat sledovaným cílům Koncepce a hranice využití rezervovaného příkonu v době 600 h/rok je považována za optimální pro soulad s dlouhodobými sledovanými principy.</p>

Igor Pelíšek, Spolek vlastníků, provozovatelů a uživatelů závlahových zařízení ČR, z.s.	84	4.8.2023	<p>Chystaná změna v navrhovaném cenovém rozhodnutí ERÚ, především ve způsobu účtování rezervovaných příkonů a maximálních odebraných výkonů, ekonomicky ohrožuje zajištění provozu závlahových čerpacích stanic.</p> <p>Z pohledu závlah obsahuje navrhovaná koncepce změny a požadavky, které zcela zásadním způsobem ohrožují provoz závlah, zejména zavedením ceny za sjednaný příkon v době platnosti nízkého tarifu a ovlivněním načasování hospodárného provozu a dodávky tolik potřebné vody zemědělcům (pro speciální či citlivé plodiny) a tedy i dodávky vody do krajiny. Jsou ohroženy možnosti předcházet dopadům sucha již zavedenými a účinně zacílenými prostředky.</p> <p>Výhrady k navrhovaným změnám máme zejména z těchto důvodů:</p> <ul style="list-style-type: none"> - nelze napláňovat s předstihem odběr elektřiny s ohledem na průběh počasí, - instalované technologie čerpacích stanic nám neumožňují snížit příkony na čerpacích stanicích, - provoz závlah nelze srovnávat s pravidelným provozem v průmyslových a obdobných provozech, - provoz závlah by měly velké problémy s úhradou sjednaných resp. navržených hodnot a sazeb, protože provoz závlah jsou závislé na aktuálních požadavcích zemědělců, - lze očekávat úbytek až zánik zavlažovatelných ploch a zánik konkurenceschopnosti producentů citlivých komodit, - hrozící prodražení provozů ovlivní negativně dosud funkční, udržované a provozované závlahy, které zamezují ekonomickým ztrátám na rostlinné a navazující produkci v obdobích sucha, může dojít ke zmaření významných investic do moderních a úsporných technologií, - z dosud shromážděných analýz možných dopadů návrhů účtování vyplývá, že: <ul style="list-style-type: none"> - nárůst cen v porovnání roku 2024 podle návrhu a r. 2022 činí běžně 200 až 300 %, <ul style="list-style-type: none"> v některých případech (vícestupňové čerpání apod.) činí až 400 % - lze odhadovat celkové navýšení cen o 100 až 130 mil. Kč ročně v sektoru citlivých a spec. komodit <ul style="list-style-type: none"> (údaj je za provozované závlahy členů spolku, dopad bude pravděpodobně větší). - nesouhlasíme se zavedením uvedeného způsobu účtování služeb v distribuční energ. soustavě, <p>protože navyšuje cenu dodávané vody o minimálně 2 Kč za m³</p> <ul style="list-style-type: none"> - na úplné pokrytí vláhového deficitu rostlin je potřebná délka závlahové sezony 8 měsíců (březen až říjen), a to z důvodů probíhajících klimatických změn, větší rozmanitosti plodin a požadavků zemědělců. <p>Na základě telefonátu na ERÚ přikládáme dotazy:</p> <ul style="list-style-type: none"> - bude povinností vlastníků el.tech. zařízení v případě snižování rezervovaných příkonů vyměňovat anebo demontovat trať? 	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Vzhledem k relativnímu skokovému dopadu na některé účastníky trhu s elektřinou bylo přistoupeno k navázání na speciální režim pro odběratele odebírající z hladiny VN s akumulacím nebo přímotopným vytápěním nebo odběrem pro závlahy anebo odběrem pro zimní stadiony, kde podíl instalovaného příkonu pro ohřev teplé užitkové vody a pro akumulacím vytápění nebo pro přímotopné vytápění, pro závlahy anebo pro chlazení činí minimálně 80 % z celkového instalovaného příkonu a je instalováno řízení blokování spotřebičů provozovatelem distribuční soustavy, speciální režim vyhodnocení platby ceny za maximální odebraný výkon z distribuční soustavy. Ten se vyhodnocuje v době, kdy jsou spotřebiče pro ohřev teplé užitkové vody, spotřebiče pro akumulacím a přímotopné vytápění, spotřebiče pro závlahy a chlazení blokovány, pokud se odběratel s provozovatelem distribuční soustavy nedohodnou jinak. Tento speciální režim se zavádí na přechodnou dobu na roky 2024 a 2025.</p> <p>V mnohých případech se dá očekávat, že změna rezervovaného příkonu si vyvolá určitý technický zásah do zařízení provozovatele distribuční soustavy nebo i připojeného účastníka trhu s elektřinou a také bude účastník trhu vystaven jiným podmínkám připojení, které kladou vyšší nároky na podobu odběrného místa než účastník trhu historicky splňuje. Toto Vám nejlépe odpoví příslušný provozovatel distribuční soustavy nad konkrétními technickými parametry v odběrném místě, kde má být snížení rezervovaného příkonu realizováno. Obecné podmínky připojení k distribuční soustavě, které budou na připojené účastníky trhu kladeny, a to například i při realizaci snížení hodnoty rezervovaného příkonu, jsou například v případě provozovatele distribuční soustavy, společnosti EG.D, a.s., zveřejněny na https://www.egd.cz/sites/default/files/2023-03/egd_2023_technicke_podminky_provedeni_trafostanic_01.pdf.</p>
---	----	----------	---	--