



SVAZ PRŮMYSLU A DOPRAVY
ČESKÉ REPUBLIKY

ANALÝZA PROVOZU ELEKTRIZAČNÍ SOUSTAVY ČR V PODMÍNKÁCH NOVÉHO TRHU S ELEKTŘINOU

Srpen 2019

Praha

**Tato studie byla zpracována pro Svaz průmyslu a dopravy ČR
společností Ernst & Young s.r.o.**



s podporou společnosti Euroenergy, spol. s.r.o.



**Blahoslav Němeček
Partner**

Advisory Services

T	+420 225 335 234
M	+420 731 627 170
F	+420 225 335 222
E	blahoslav.nemecek@cz.ey.com

Obsah

Seznam zkratk	5
1. Manažerské shrnutí	8
2. Úvod do Zimního energetického balíčku	11
3. Administrativní předpoklady pro vstup na energetický trh	13
3.1 Legislativní předpoklady	13
3.2 Oprávnění k podnikání či provozu v podmínkách ČR	13
3.2.1 Stávající právní stav	13
3.2.2 Rozhodné skutečnosti	15
3.2.3 Doporučení úprav pro futuro	17
4. Agregace a flexibilita	19
4.1 Legislativní předpoklady – Zimní energetický balíček	19
4.1.1 Charakteristika unijní právní úpravy	19
4.1.2 Podmínky vnitrostátní adaptace a implementace	20
4.2 Technické předpoklady	20
4.3 Zahraniční zkušenosti s využíváním flexibility a agregace	21
4.4 Agregátor a princip aplikace kompenzačních mechanismů v zahraničí	22
4.5 Implementace v podmínkách ČR	24
4.5.1 Stav zpracování tématu v navrhované novele energetického zákona	24
4.5.2 Potřebná rozhodnutí o podobě implementace	24
4.5.3 Doporučení úprav v právních a provozních předpisech	24
5. Podpůrné služby	28
5.1 Legislativní předpoklady – Zimní energetický balíček	28
5.1.1 Charakteristika unijní právní úpravy	28
5.1.2 Podmínky vnitrostátní adaptace a implementace	30
5.2 Zahraniční zkušenosti a zapojení do projektu evropských platforem	30
5.2.1 IGCC (<i>The International Grid Control Cooperation</i>)	30
5.2.2 Regionální projekt pro FCR	31
5.2.3 PICASSO (<i>The Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation</i>)	31
5.2.4 MARI (<i>Manually Activated Reserves Initiative</i>)	32
5.2.5 TERRE (<i>Trans European Replacement Reserves Exchange</i>)	32
5.3 Změny v PpS spojené s novou unijní úpravou	33
5.4 Implementace v podmínkách ČR	34
5.4.1 Stav zpracování tématu v právních a dalších předpisech	34
5.4.2 Potřebná rozhodnutí o podobě implementace	34
5.4.3 Doporučení úprav v právních a provozních předpisech	34
6. Kapacitní mechanismy	36
6.1 Legislativní předpoklady – Zimní energetický balíček	36

6.1.1	Charakteristika unijní právní úpravy	36
6.1.2	Podmínky vnitrostátní adaptace a implementace	37
6.2	Obecná charakteristika KM.....	37
6.2.1	Strategická rezerva	39
6.2.2	Mechanismus přerušení zátěže	39
6.2.3	Kapacitní trh	39
6.2.4	Trh se spolehlivostními certifikáty	40
6.3	Zahraniční zkušenosti s využitím kapacitních mechanismů pro zabezpečení výrobní přiměřenosti v EU	40
6.3.1	Belgie.....	40
6.3.2	Německo	41
6.3.3	Velká Británie.....	43
6.4	Implementace v podmínkách ČR	43
6.4.1	Stav zapracování tématu v právních a dalších předpisech.....	44
6.4.2	Potřebná rozhodnutí o podobě implementace	44
6.4.3	Doporučení úprav v právních a provozních předpisech.....	44
7.	Akumulace.....	46
7.1	Legislativní předpoklady – Zimní energetický balíček	46
7.1.1	Charakteristika unijní právní úpravy	46
7.1.2	Podmínky vnitrostátní adaptace a implementace	47
7.2	Současný stav a potenciál dalšího rozvoje.....	47
7.3	Implementace v podmínkách ČR	49
7.3.1	Stav zapracování tématu v právních a dalších předpisech.....	49
7.3.2	Potřebná rozhodnutí o podobě implementace	50
7.3.3	Doporučení úprav v právních a provozních předpisech.....	50
8.	Dispečink a redispečink.....	53
8.1	Legislativní předpoklady – Zimní energetický balíček	53
8.1.1	Charakteristika unijní právní úpravy	53
8.1.2	Podmínky vnitrostátní adaptace a implementace	53
8.2	Obecné principy redispečinku a jeho aplikace v zahraničí.....	54
8.3	Zkušenosti s využitím redispečinku v EU	54
8.3.1	Německo	54
8.3.2	Nizozemsko	56
8.4	Implementace v podmínkách ČR	57
8.4.1	Stav zapracování tématu v právních a dalších předpisech.....	57
8.4.2	Potřebná rozhodnutí o podobě implementace	57
8.4.3	Doporučení úprav v právních a provozních předpisech.....	57
9.	15minutová obchodní perioda	58
9.1	Legislativní předpoklady – Zimní energetický balíček	58
9.1.1	Charakteristika unijní právní úpravy	58

9.1.2	Podmínky vnitrostátní adaptace a implementace	58
9.2	Zahraniční zkušenosti.....	58
9.3	Implementace v podmínkách ČR	59
9.3.1	Potřebná rozhodnutí o podobě implementace	59
9.3.2	Doporučení úprav v právních a provozních předpisech.....	59
10.	Aktivní zákazník a občanská energetická společenství	61
10.1	Legislativní předpoklady – Zimní energetický balíček	61
10.1.1	Charakteristika unijní právní úpravy	61
10.1.2	Podmínky vnitrostátní adaptace a implementace	63
10.2	Zkušenosti a technické předpoklady pro zapojení aktivního zákazníka.....	64
10.2.1	Zapojení aktivního zákazníka prostřednictvím agregátora	64
10.2.2	Zapojení aktivního zákazníka bez nutnosti agregace	65
10.3	Zahraniční zkušenosti s energetickými komunitami	65
10.4	Implementace v podmínkách ČR	66
10.4.1	Stav zpracování tématu v právních a dalších předpisech.....	66
10.4.2	Potřebná rozhodnutí o podobě implementace	66
10.4.3	Doporučení úprav v právních a provozních předpisech.....	67
11.	Inteligentní měřicí systémy	70
11.1	Legislativní předpoklady – Zimní energetický balíček	70
11.1.1	Charakteristika unijní právní úpravy	70
11.1.2	Podmínky vnitrostátní adaptace a implementace	71
11.2	Zahraniční zkušenosti s IMS.....	71
11.2.1	Itálie	72
11.2.2	Estonsko.....	72
11.2.3	Španělsko.....	73
11.2.4	Polsko	73
11.3	Implementace v podmínkách ČR	74
11.3.1	Stav zpracování tématu právních a dalších předpisech	74
11.3.2	Potřebná rozhodnutí o podobě implementace	74
11.3.3	Doporučení úprav v právních a provozních předpisech.....	74
12.	Dynamické tarify.....	76
12.1	Legislativní předpoklady – Zimní energetický balíček	76
12.1.1	Charakteristika unijní právní úpravy.....	76
12.1.2	Podmínky vnitrostátní adaptace a implementace	78
12.2	Současná struktura celkové ceny za dodávku elektřiny v ČR.....	78
12.3	Typy dynamických cenových schémat	79
12.4	Zahraniční zkušenosti s dynamickými tarify a jejich regulací	81
12.4.1	Německo – způsob stanovení regulovaných cen.....	81
12.4.2	Polsko – způsob stanovení regulovaných cen	82
12.5	Implementace v podmínkách ČR	83

12.5.1	Stav zapracování tématu v právních a dalších předpisech.....	84
12.5.2	Potřebná rozhodnutí o podobě implementace	85
12.5.3	Doporučení úprav v právních a provozních předpisech.....	85
13.	Integrace elektromobility	88
13.1	Legislativní předpoklady – Zimní energetický balíček	88
13.1.1	Charakteristika unijní právní úpravy	88
13.1.2	Podmínky vnitrostátní adaptace a implementace	89
13.2	Současný stav a potenciál dalšího rozvoje.....	89
13.3	Implementace v podmínkách ČR	90
13.3.1	Stav zapracování tématu v právních a dalších předpisech.....	90
13.3.2	Doporučení úprav v právních a provozních předpisech.....	91

Seznam zkratek

aFRP	automaticky ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy (<i>Automatic Frequency Restoration Process</i>)
aFRR	zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s automatickou aktivací (<i>Automatic Frequency Restoration Reserves</i>)
analýza GA	hodnocení přiměřenosti výrobních kapacit
BESS	systémová zařízení pro ukládání energie využívající baterie (<i>Battery Energy Storage Systems</i>)
blok LFC	blok řízení výkonové rovnováhy a frekvence (<i>Load-Frequency Control Block</i>)
BnetzA	německý regulační orgán pro síťová odvětví (<i>Bundesnetzagentur für Elektrizitäts, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen</i>)
BS	start ze tmy (<i>Black Start</i>)
CPP	ceny v době vrcholné špičky (<i>Critical-Peak Pricing</i>)
CPR	úlevy za snížení odběru v době (vrcholných) špiček, (<i>Critical-Peak Rebate</i>)
ČEPS	ČEPS, a.s.
ČS	členský stát
DSR	odezva strany poptávky (<i>Demand Side Response</i>)
EB GL	nařízení Komise (EU) 2017/2195 ze dne 23. listopadu 2017, kterým se stanoví rámcový pokyn pro obchodní zajišťování výkonové rovnováhy v elektroenergetice
ECE	E.ON Energie, a.s.
EDU	Jaderná elektrárna Dukovany
EEG	německý zákon o obnovitelné energii (<i>Erneuerbare-Energien-Gesetz</i>)
EK	Evropská komise
energetický zákon	zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů
ERÚ	Energetický regulační úřad
ES	elektrizační soustava
ETPA	<i>Electricity Trading Platform Amsterdam</i>
FAT	doba do plné aktivace (<i>Full Activation Time</i>)
FCP	proces automatické regulace frekvence (<i>Frequency Containment Process</i>)
FCR	zálohy pro automatickou regulaci frekvence (<i>Frequency Containment Reserves</i>)
FiT	podpora ve formě výkupních cen (<i>Feed-in Tariffs</i>)
FVE	fotovoltaická elektrárna

GCT	<i>Gate Closure Time</i>
HDO	hromadné dálkové ovládání (spotřebičů provozovatelem distribuční soustavy)
IMS	inteligentní měřicí systém
KM	kapacitní mechanismus
LDS	lokální distribuční soustava
mFRP _t	ručně ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy (<i>Manual Frequency Restoration Process</i>)
mFRR _t	zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací (<i>Manual Frequency Restoration Reserves</i>)
MMR	Ministerstvo pro místní rozvoj ČR
MO	maloodběr
MPO	Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR
NAP ČM	Národní akční plán Čistá mobilita
NAP SG	Národní akční plán pro chytré sítě
Nařízení	nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/943 ze dne 5. června 2019 o vnitřním trhu s elektřinou
návrh novely energetického zákona	návrh novely energetického zákona, který připravilo Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR na podzim 2018 a k němuž proběhlo meziresortní připomínkové řízení v listopadu až prosinci 2018
NT	nízký tarif
občanský zákoník	zákon č. 89/2012 Sb., občanský zákoník
OP	ostrovní provoz
OPM	odběrné a/nebo předávací místo
OTE	OTE, a.s. (operátor trhu)
OZE	obnovitelné zdroje energie
PDS	provozovatel distribuční soustavy
PPDS	Pravidla provozování distribučních soustav
PPPS	Pravidla provozování přenosových soustav
PpS	podpůrné služby
PPS	provozovatel přenosové soustavy
RED II	Směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2018/2001 ze dne 11. prosince 2018 o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů
revidovaná směrnice o energetické účinnosti	Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2012/27/EU ze dne 25. října 2012 o energetické účinnosti, o změně směrnic 2009/125/ES a 2010/30/EU a o zrušení směrnic 2004/8/ES a 2006/32/ES, změněna Směrnicí Evropského parlamentu a Rady (EU) 2018/2002 ze dne 11. prosince 2018
RR	náhrada záloh (<i>Replacement Reserves</i>)
RTP	ceny v reálném čase (<i>Real-Time Pricing</i>)

SFEU	Smlouva o fungování Evropské unie
SLA	dohoda o úrovni poskytovaných služeb (<i>Service Level Agreement</i>)
Směrnice	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
směrnice 2014/94/EU	směrnice Evropského parlamentu a Rady 2014/94/EU ze dne 22. října 2014 o zavádění infrastruktury pro alternativní paliva
směrnice o energetické náročnosti budov	Směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2018/844 ze dne 30. května 2018, kterou se mění směrnice 2010/31/EU o energetické náročnosti budov a směrnice 2012/27/EU o energetické účinnosti
SO GL	Nařízení Komise (EU) 2017/1485 ze dne 2. srpna 2017, kterým se stanoví rámcový pokyn pro provoz elektroenergetických přenosových soustav
sonnen	sonnen GmbH
SRUQ	sekundární regulace U/Q
stavební zákon	zákon č. 183/2006 Sb., o územním plánování a stavebním řádu
TDD	typový diagram dodávek
TenneT	TenneT TSO GmbH
TOU	sazby stanové v závislosti na době používání (<i>Time-of-Use Pricing</i>)
URE	polský regulační orgán (<i>Urząd Regulacji Energetyki</i>)
VT	vysoký tarif
vyhláška o dispečerském řízení	vyhláška č. 79/2010 Sb., o dispečerském řízení elektrizační soustavy a o předávání údajů pro dispečerské řízení
vyhláška o Pravidlech trhu s elektřinou	vyhláška č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou
vyhláška o regulaci cen	vyhláška č. 194/2015 Sb., o způsobu regulace cen a postupech pro regulaci cen v elektroenergetice a teplárenství
zákon o cenách	zákon č. 526/1990 Sb., o cenách
zákon o pohonných hmotách	zákon č. 311/2006 Sb., o pohonných hmotách a čerpacích stanicích pohonných hmot
zákon o POZE	zákon č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů
Zimní energetický balíček / Čtvrtý balíček	balíček opatření EU týkající se energetiky představený dne 30.11.2016
živnostenský zákon	zákon č. 455/1991 Sb., o živnostenském podnikání

1. Manažerské shrnutí

Nová pravidla evropského elektroenergetického trhu, definovaná především nařízením Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/943 ze dne 5. června 2019 o vnitřním trhu s elektřinou a směrnicí 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, komplexně pokrývají fungování celého trhu a přinášejí jeho proměnu. Reagují zejména na celkovou změnu energetiky charakterizovanou přechodem na nízkouhlíkovou energetiku, decentrální zdroje a aktivní chování zákazníka, které se projeví ve vzniku nových subjektů na českém trhu s elektřinou. Těmito novými subjekty budou zejména aktivní zákazník, (občanská) energetická společenství a agregátor.

Obecně je nutné vnímat opatření výše zmíněných unijních aktů jako velmi komplexně provázaná. Proto by i k vnitrostátní implementaci mělo být přistupováno s vědomím, že většina úprav musí být připravována společně, úzce koordinována a v mnohých případech i společně nasazena. Zejména je nutné sledovat linii kroků, která umožní plnou činnost výše uvedených nových subjektů, dostupnost instalace inteligentního měřicího systému zákazníkům, s ní spojenou dostupnost dynamických tarifů a agregace, což společně vyvíjí výrazné požadavky na datové komunikace a systémy účastníků trhu a provozovatelů soustav, nehledě na zvyšování transparentnosti a tržních mechanismů celého trhu, s výrazným posílením role zákazníka. Z uvedené komplexnosti plyne potřeba široké revize právní úpravy podnikání v energetice v ČR a pravidel trhu s elektřinou tak, aby nebyla ohrožena bezpečnost soustavy v důsledku nekoordinovaných změn. Zároveň se naskýtá možnost zefektivnění některých pravidel, což tato studie vždy konkrétně uvádí v dílčích kapitolách a doporučeních.

Aktivním zákazníkem je konečný spotřebitel energie, který vedle spotřebovávání (odběru) elektřiny ze soustavy v určitém rozsahu elektřinu rovněž vyrábí, a případně i dodává na trh. Také může být zdrojem flexibility – tj. být schopen snížit svůj odběr nebo zvýšit dodávku na základě signálu trhu, resp. agregátora. Nová pravidla trhu musí umožnit zákazníkovi jednak zůstat pasivním odběratelem, ale také jej motivovat k aktivnímu zapojení, zejména v činnostech výroby, akumulace, flexibility, případně energetické účinnosti.

Aktivní zákazníci se mohou sdružovat a vytvářet **občanská energetická společenství**, která mohou svým členům/podílníkům poskytovat energetické služby, včetně výroby, distribuce, dodávky a spotřeby elektřiny, agregace, ukládání energie, služeb energetické účinnosti nebo služeb nabíjení elektromobilů. Spolu s definicí právní formy energetických společenství tak bude nutné umožnit i princip sdílení elektřiny prostřednictvím elektrizační soustavy, a to jak zákazníkům na různých místech v síti, tak v rámci energetických společenství.

Agregátor je osobou, která sdružuje zatížení nebo vyrobenou elektřinu od více zákazníků nebo výrobců elektřiny za účelem účasti na trhu s elektřinou, trhu s podpůrnými službami nebo pro řízení odchylek. Jeho činnost by měla být umožněna na základě oprávnění k obchodu s elektřinou nebo jako samostatná činnost, a smlouvy o agregaci, která může i nemusí být součástí smlouvy o sdružených službách dodávky elektřiny.

Jako nejvhodnější se jeví vyhodnocení a zúčtování obchodní flexibility na základě korekčního modelu, který umožňuje agregaci nejen velkých subjektů, ale i velkého množství koncových zákazníků, umožňuje účast nezávislých agregátorů na trhu a obejde se bez individuálního vypořádání mezi agregátory a subjekty zúčtování odpovědnými za odchylku v odběrných a předávacích místech poskytovatelů flexibility.

V rámci revize pravidel trhu s elektřinou bude nutné zajistit nový systém výměny dat, který umožní zprostředkování kmenových dat, dat měření a cenových informací zákazníkovi, agregátorům a dalším subjektům. Z toho důvodu bude nutné realizovat koncepty obchodního DataHubu OTE, a.s. a technické platformy ČEPS, a.s. v souladu se závěry studie Koncepte datového uzlu české elektroenergetiky zpracovávané EY jako součást Národního akčního plánu pro chytré sítě. Dále by měl být zaveden postup stanovení referenčních křivek, vůči kterým bude poskytnutá flexibilita vyhodnocována.

Ke zvážení je také uvolnění alespoň části rozsáhlého objemu flexibility, který je nyní pomocí systému HDO řízen provozovateli distribučních soustav, pro využití agregátory. Lze předpokládat, že ponechání takto významného objemu flexibility mimo krátkodobé trhy by trh s flexibilitou paralyzovalo, a tím výrazně omezilo využití agregace v ČR.

Součástí odběrných míst zákazníků budou stále častěji zařízení pro ukládání energie a elektromobily, oboje využívané také jako **akumulace elektřiny** v soustavě, resp. zdroje flexibility. Pro podporu těchto

decentralizovaných zdrojů flexibility je zásadní funkční agregace, trh s flexibilitou a související datová výměna. Proto by měl být kladen důraz na včasnou implementaci těchto oblastí. Zejména v případě elektromobilů je nutné dodržovat rozhraní sektorů dopravy (**elektromobility**) a elektroenergetiky na úrovni odběrného místa a nabíjecí stanice jako jeho zařízení. Služby elektromobility navázané na dodávku elektřiny či flexibilitu mohou být stavěny na datech poskytovaných systémy výměny dat.

Akumulace je de facto pouze časově odložená dodávka vyrobené elektřiny do soustavy (jiný časový průběh dodávky elektřiny). Také proto zařízení pro ukládání energie nesmí podléhat žádnému dvojímu zpoplatnění, včetně síťových poplatků. Výrobce se zařízením pro ukládání energie by tedy měl hradit stejné platby jako výrobce bez zařízení pro ukládání energie, obdobné platí i pro zákazníky.

V případě komerčního provozu akumulace (odběr elektřiny – akumulace – zpětná dodávka) by měly být hrazeny platby zohledňující náklady využívání elektrizační soustavy (kapacita, ztráty apod.). Zařízení pro ukládání energie by měla být vlastněna a provozována subjekty odlišnými od provozovatelů soustav, protože jimi mohou být nabízeny služby na trhu s elektřinou. Základním principem je, aby nedocházelo ke dvojím platbám (*double-counting*) za některé služby. Z tohoto důvodu by za elektřinu dodanou zpět do příslušné soustavy neměly být hrazeny např. platby vztahující se k podpoře obnovitelných zdrojů energie (ty by měly být hrazeny až subjektem, který elektřinu skutečně spotřebuje).

Instalace **inteligentních měřících systémů** je další podmínkou pro rozvoj sítí a integraci flexibility, agregace, elektromobility, efektivního řízení sítí na nižších úrovních namísto posilování sítě aj. Nová unijní pravidla trhu se vztahují zejména na budoucí inteligentní měřící systémy, tedy ty, které budou instalovány od 4. července 2019. Ve většině evropských zemí již nasazení inteligentních měřících systémů proběhlo, probíhá, nebo je o něm rozhodnuto. Stát má možnost rozhodnout o zavedení inteligentních měřících systémů na základě ekonomického posouzení všech nákladů a přínosů s tím spojených (v případě negativního posouzení je nutné jej pravidelně revidovat, a přesto umožnit konečným zákazníkům instalaci inteligentních měřících systémů na jejich žádost). Vzhledem k poklesu cen technologií inteligentních měřících systémů a potřebě reakce na elektrifikaci dopravy i nové energetické cíle EU je vhodné vyhodnotit efektivitu zavedení inteligentních měřících systémů v ČR s tím, aby byla zároveň dostupná agregace a dynamické tarify. Je vhodné postupovat selektivní instalací podle prioritizace lokalit, potřeb aktivních zákazníků a velikosti jejich ročních odběrů. Provozovatelům distribučních soustav by mělo být umožněno, aby selekce probíhala nikoli na úrovni jednotlivých zákazníků, ale pro celé lokality najednou. Jedině komplexním zavedením inteligentních měřících systémů a související komunikační infrastruktury v dané lokalitě může být plně využito výhod plynoucích z těchto systémů a dosaženo efektivních investic do infrastruktury.

Po vzoru jiných států EU by měl být revidován i celkový **systém stanovení poplatků za využití energetických soustav** tak, aby kalkulace poplatků založených na oprávněných nákladech energetických společností nepodléhala žádné další (tedy nad rámec regulace celkových povolených výnosů za dopravu elektřiny) cenové regulaci, tj. fixnímu určení cen, ze strany Energetického regulačního úřadu.

Nutnou podmínkou rozšíření agregace a flexibility je také přechod na dynamické určování cen – **dynamické tarify**. Dynamický tarif je aplikovatelný jak v obchodní, tak v distribuční části. V obchodní části je nutné umožnit plně dynamické oceňování. V distribuční části je pak vhodné implementovat dynamická bloková schémata doplněná o možnosti řízení přetížení formou ocenění špiček zatížení na úrovni vnitrodenního trhu. Případná reakce na mimořádné stavy sítě a cenové signály by měla být v první řadě vyhodnocena agregátorem nebo dodavatelem, a až v poslední řadě manuálně zákazníkem. Takový formát distribučních tarifů je evolucí stávajících dvoutarifních sazeb, které však již nebudou vyhovovat novým podmínkám na trhu s elektřinou.

Kromě faktoru času by měly být distribuční tarify rozlišené i podle místa, resp. uzlů sítě, čímž bude umožněna plnohodnotná integrace agregace a zohlednění zatížení distribuční sítě a zejména cíl nových pravidel EU využít flexibility jako ekonomicky výhodnější alternativy k posilování kapacit sítě. Právě z důvodu technologické nemožnosti dynamického řízení byly soustavy v minulosti dimenzovány na výjimečné situace maximálního využití. Aktivitou agregátorů a aktivních zákazníků v dynamických tarifních strukturách dojde k vyvážení denního diagramu spotřeby elektřiny, a tím ke snížení nákladů na provoz elektrizační soustavy, zvýšení účinnosti provozu a v konečném důsledku i ke snížení konečných cen za elektřinu, zvýšení energetické účinnosti a snížení emisí CO₂. Dynamická cenová schémata tak přináší celospolečenské výhody – pro všechny zapojené aktéry (zákazníky, dodavatele, provozovatele distribučních soustav, provozovatele přenosové soustavy, výrobce). V souvislosti s volbou termínu přechodu na inteligentní měřící systémy a dynamické tarify je nutné zdůraznit potřebu

současného nasazení těchto komplexních změn. Z tohoto důvodu by nová struktura distribučních tarifů měla být připravena nejpozději do doby nasazení inteligentních měřicích systémů.

Současně je nutné mít v patrnosti **harmonizaci obchodního intervalu** v EU na 15 min. Úpravy v této oblasti sice nemají významný legislativní dopad (problematika změny intervalu sice zasahuje do více oblastí, avšak spíše na technické implementační úrovni, samotné legislativní úpravy spočívají pouze ve změně period na úrovni vyhlášek), avšak technická implementace a integrace obchodních systémů a systémů dispečerského řízení by měly začít co nejdříve s cílem přechodu na 15min interval.

Samotný přechod na 15min periodu by měl proběhnout koordinovaně po dokončení technické integrace, u všech účastníků trhu, na všech technických a obchodních úrovních, aby se zamezilo nutnosti datových konverzí, případným chybám atd. Flexibilita, dynamické tarify a inteligentní měřicí systémy mohou do té doby fungovat ve stávajícím hodinovém intervalu, avšak být technologicky kompatibilní s přechodem na 15min interval. Nelze vyloučit, že výjimka povinnosti harmonizace intervalu udělená ČEPS, a.s. do roku 2025 by nemusela být plně využita a vzhledem k technologickému vývoji dojde k harmonizaci dříve. Důvodem může být také riziko přenášení nákladů na bilancování okolních soustav do ČR.

Oblast řízení soustav je novými pravidly trhu upravena v kontextu výše uvedených změn energetiky. **Podpůrné služby** jsou umožněny nejen na úrovni přenosové soustavy, ale spolu s potřebou aktivnějšího řízení distribuční soustavy jsou podpořeny i na úrovni distribuční soustavy. Provozovatelé distribučních soustav mohou být pověřeni tím, aby obstarávali produkty a služby nezbytné pro efektivní, spolehlivý a bezpečný provoz distribuční soustavy, což už dnes je podle Pravidel provozování distribučních soustav částečně umožněno. Je ovšem vhodné specifikovat druhy nefrekvenčních podpůrných služeb, které by mohly být efektivně zajišťované provozovateli distribučních soustav, a uložit povinnost vypracovat pravidla pro jejich obstarávání. Významnou změnou bude i předpokládané snížení výkonových limitů podpůrných služeb, což má za cíl další podporu uplatnění menších zdrojů a agregovaných portfolií.

V rámci integrace výroben elektřiny z obnovitelných zdrojů a souvisejícího řízení přetížení je snížena horní hranice výkonu pro možnost přednostního nasazování obnovitelných zdrojů energie a jsou sjednocena pravidla **redispečinku**. Priorita je kladena na vytvoření tržního mechanismu redispečinku. Tato oblast v rámci stávající právní úpravy ČR zatím absenteje a je vhodné ji specifikovat.

Sjednocení přístupů nastává také v oblasti **kapacitních mechanismů**, které dosud rovněž v ČR zavedeny nejsou. Zavedení kapacitních mechanismů je považováno za dočasné řešení problémů s bezpečností dodávky elektřiny. Mechanismus je možné zavést až v krajním případě na základě negativních výsledků hodnocení přiměřenosti výrobních zdrojů a při stanovení opatření pro nápravu selhání trhu. Dle hodnocení přiměřenosti výrobních zdrojů elektrizační soustavy ČR je po roce 2025 možné riziko poklesu instalovaného výkonu. Proto je vhodné ponechat prostor pro případné zavedení kapacitních mechanismů a vypracovat pravidla pro jejich případné využití. Jako reálný scénář zavedení kapacitního mechanismu dovozujeme vytvoření strategické rezervy ze stávajících zdrojů.

V širším rámci doporučujeme provést revizi stávající právní úpravy **udělování licencí pro podnikání v energetických odvětvích**. Energetický zákon by měl upravovat práva a povinnosti subjektů na trhu při výkonu jejich činnosti. Skutečnost, zda jsou takové činnosti vykonávány podnikatelským nebo jiným způsobem, je sekundární. Proto máme za to, že by podnikání v energetických odvětvích nemělo nadále podléhat samostatné právní úpravě. Jako možný způsob řešení je podřazení podnikatelského režimu činností v energetice živnostenskému zákonu a jeho regulaci.

2. Úvod do Zimního energetického balíčku

Evropská komise (dále jen „EK“) představila dne 30. listopadu 2016 balíček opatření (dále též „**Zimní energetický balíček**“ nebo „**Čtvrtý balíček**“). Podle návrhu EK měl Čtvrtý balíček zahrnovat opatření v oblasti energetické účinnosti, využívání obnovitelných zdrojů energie (dále jen „OZE“), vnitřního trhu s elektřinou, bezpečnosti dodávek elektřiny a pravidel pro řízení energetické unie (*governance*). EK navíc navrhla nový způsob dalšího rozvoje ekodesignu, jakož i strategii pro propojenou a automatizovanou mobilitu. Součástí Čtvrtého balíčku jsou také akce na urychlení inovací čisté energie a na obnovu budov v Evropě.

Balíček navazuje na dosavadní cíle a implementuje politickou dohodu ke klimatickým cílům pro rok 2030 z roku 2014¹. Tři hlavní cíle balíčku jsou (1) upřednostňovat energetickou účinnost, (2) dosáhnout celosvětově vedoucího postavení v oblasti energie z obnovitelných zdrojů a (3) zajistit spravedlivé podmínky pro spotřebitele.

Projednávání předpisů Čtvrtého balíčku trvalo více než dva a půl roku. S výjimkou směrnice novelizující směrnici o energetické náročnosti budov, která byla přijata a publikována ještě v první polovině roku 2018, byly první zásadní předpisy, např. směrnice o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů, přijaty a publikovány až na konci roku 2018.

Následně dne 22. května 2019 Rada ministrů EU formálně přijala zbývající čtyři nové právní předpisy (nařízení o vnitřním trhu s elektřinou, směrnici o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou, nařízení o rizikové připravenosti v odvětví elektřiny a nařízení o Agentuře EU pro spolupráci energetických regulačních orgánů), které upravují trh s elektřinou. Tím byl legislativní proces završen a v současné době již všechny právní předpisy vstoupily v platnost.

	Podání návrhu EK	Přijetí EP	Přijetí Radou EU	Publikace
Směrnice o energetické náročnosti budov	30.11.2016	17.04.2018	14.05.2018	19.06.2018 Směrnice (EU) 2018/844
Směrnice o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů	30.11.2016	13.11.2018	04.12.2018	21.12.2018 Směrnice (EU) 2018/2001
Směrnice o energetické účinnosti	30.11.2016	13.11.2018	04.12.2018	21.12.2018 Směrnice (EU) 2018/2002
Nařízení o správě energetické unie	30.11.2016	13.11.2018	04.12.2018	21.12.2018 Nařízení (EU) 2018/1999
Nařízení o vnitřním trhu s elektřinou	30.11.2016	26.03.2019	22.05.2019	14.06.2019 Nařízení (EU) 2019/943
Směrnice o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou	30.11.2016	26.03.2019	22.05.2019	14.06.2019 Směrnice (EU) 2019/944
Nařízení o rizikové připravenosti v odvětví elektřiny	30.11.2016	26.03.2019	22.05.2019	14.06.2019 Nařízení (EU) 2019/941
Nařízení o Agentuře EU pro spolupráci energetických regulačních orgánů	30.11.2016	26.03.2019	22.05.2019	14.06.2019 Nařízení (EU) 2019/942

Obrázek 1. Přehled legislativních aktů Zimního energetického balíčku

¹ <http://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-169-2014-INIT/en/pdf>

Tato studie mapuje klíčové trendy Čtvrtého balíčku, které podle našeho názoru v nadcházejícím období nejvíce ovlivní sektor elektroenergetiky. Tyto trendy, které zahrnují mimo jiné integraci nových prvků soustavy a účastníků trhu, jsou upraveny zejména v nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/943 ze dne 5. června 2019 o vnitřním trhu s elektřinou (dále jen „**Nařízení**“) a ve směrnici Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/944 ze dne 5. června 2019 o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou a o změně směrnice 2012/27/EU (dále jen „**Směrnice**“).

Nařízení bylo přijato v červnu 2019 a od 4. července 2019 (dvacátý den po dni vyhlášení) je platné. Použitelnost² Nařízení je podle čl. 71 odst. 2 stanovena od 1. ledna 2020, přičemž dílčí části jsou použitelné již dnem vstupu tohoto Nařízení v platnost. Jedná se zejména o články, které pojednávají o:

- ▶ přezkumu nabídkových zón (čl. 14),
- ▶ akčních plánech (čl. 15),
- ▶ koncepčních zásadách kapacitních mechanismů (čl. 22 odst. 4),
- ▶ evropském posouzení zdrojové přiměřenosti (čl. 23 odst. 3 a 6),
- ▶ zřizování a působnosti regionálních koordinačních center (čl. 35 a 36) a
- ▶ právu ČS přijmout podrobnější opatření (čl. 62).

Směrnice byla rovněž přijata v červnu 2019 a vstoupila v platnost 4. července 2019. Transpozice do národního práva musí být v souladu s čl. 71 provedena do 31. prosince 2020 (s výjimkou některých ustanovení týkajících se změny směrnice Evropského parlamentu a Rady 2012/27/EU ze dne 25. října 2012 o energetické účinnosti, o změně směrnic 2009/125/ES a 2010/30/EU a o zrušení směrnic 2004/8/ES a 2006/32/ES, která musí být provedena v dřívějších termínech).

² V kontextu práva EU jakožto svébytného právního řádu se nepoužívá rozlišování platnosti a účinnosti typické pro vnitrostátní právní řád. V zásadě však lze „použitelnost“ chápat jako „účinnost“.

3. Administrativní předpoklady pro vstup na energetický trh

Před samotným rozбором jednotlivých nových institutů a rolí, které pro oblast elektroenergetiky přináší Zimní energetický balíček, je nezbytné provést rozbor a úvahy týkající se regulace vstupu subjektů na energetický trh. Jedná se o průřezovou problematiku, která má dopad jak na právní poměry a ekonomickou činnost stávajících účastníků trhu s elektřinou, tak především na právní úpravu nově definovaných rolí na trhu. Stávající model fungování trhu je totiž postaven na představě relativně statického upořádání – je zpravidla zřejmé, který subjekt vykonává které činnosti, a rozsah těchto činností se v čase nemění. Např. zákazník je tím, kdo elektřinu spotřebovává, a proto není s jeho činností spojena prakticky žádná veřejnoprávní regulace, výrobce je ten, kdo provozuje výrobu elektřiny, elektřinu vyrábí a dodává na trh, a proto právo předjímá, že se jedná o subjekt provozující svoji činnost profesionálně, a je tak třeba na něj vztáhnout všechny veřejnoprávní požadavky, které jsou zpravidla na podnikatele kladeny.

Naproti tomu Zimní energetický balíček vychází z předpokladu, že vývoj bude směřovat k většímu zapojení subjektů z decentralizované energetiky, a pro takový model trhu již nejsou stávající principy veřejnoprávní regulace aplikovatelné. Hlavním důvodem je především skutečnost, že role jednotlivých subjektů se budou dynamicky měnit v závislosti na aktuální situaci na trhu, činnosti subjektů nebudou dlouhodobě v čase a účast těchto subjektů na trhu tak zpravidla nebude jejich hlavní ekonomickou nebo podnikatelskou činností.

3.1 Legislativní předpoklady

Unijní právní úprava problematiku oprávnění k podnikání v energetických odvětvích nebo oprávnění k provozu vybraných energetických zařízení v zásadě neřeší, resp. řeší velmi okrajově a jen u vybraných institutů. Např. Směrnice v čl. 15 uvádí, že členské státy (dále jen „**ČS**“) mají zajistit, aby aktivní zákazníci, kteří vlastní zařízení pro ukládání energie, nepodléhali neúměrným požadavkům nebo poplatkům pro udělení licence. Výrazem „licence“ je přitom v tomto kontextu nutno rozumět jakékoliv veřejnoprávní oprávnění nebo povolení ze strany ČS. Uvedené ustanovení však žádným způsobem neupravuje, zda na úrovni vnitrostátního práva lze požadavek na udělení licence jako předpokladu pro výkon činnosti aktivního zákazníka zavést, případně s určitými úlevami, případně za jakých konkrétních podmínek, nebo zda je požadavek Směrnice nutné transponovat jiným způsobem.

Směrnice v souladu se svým charakterem stanoví účel a cíl, který má být transpozicí dosažen, ale jednotlivá řešení nechává na ČS. Obdobně Směrnice upravuje požadavky na administrativní zjednodušení činnosti občanských energetických společenství (čl. 16), popřípadě se touto problematikou vůbec nezabývá (např. provozovatelé zařízení pro ukládání energie).

3.2 Oprávnění k podnikání či provozu v podmínkách ČR

3.2.1 Stávající právní stav

Problematika regulace vstupu na trh s elektřinou je v podmínkách ČR upravena především zákonem č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (dále jen „**energetický zákon**“). Energetický zákon je přitom historicky postavený na předpokladu, že vstup na trh s elektřinou je spojen s výkonem podnikatelské činnosti. Podle § 3 energetického zákona platí, že předmětem podnikání v energetických odvětvích je

- ▶ výroba elektřiny,
- ▶ přenos elektřiny,
- ▶ distribuce elektřiny,
- ▶ obchod s elektřinou,
- ▶ činnosti operátora trhu,
- ▶ výroba plynu,

- ▶ přeprava plynu,
- ▶ distribuce plynu,
- ▶ uskladňování plynu,
- ▶ obchod s plynem,
- ▶ výroba tepelné energie a
- ▶ rozvod tepelné energie.

Podnikat v energetických odvětvích na území ČR mohou za podmínek stanovených energetickým zákonem osoby pouze na základě licence udělené Energetickým regulačním úřadem (dále jen „ERÚ“). Předmětem podnikání jsou tedy činnosti vyjmenované v § 3 odst. 1 energetického zákona a oprávněním, které subjekt získává na základě licence udělené ERÚ, je právo podnikat v energetických odvětvích. Byť to energetický zákon výslovně nestanoví, tak z uvedených skutečností a contrario vyplývá, že se licence obecně nevyžaduje na takovou činnost v energetických odvětvích (není podmínkou pro výkon takové činnosti), která není svou povahou podnikáním. Podnikáním je přitom podle § 420 odst. 1 zákona č. 89/2012 Sb., občanského zákoníku (dále jen „občanský zákoník“) třeba rozumět takovou činnost, která je vykonávána

- ▶ samostatně,
- ▶ na vlastní účet a odpovědnost,
- ▶ výdělečně živnostenským nebo obdobným způsobem (tedy způsobem předpokládaným pro držitele licencí),
- ▶ se záměrem činit tak soustavně za účelem dosažení zisku.

Podle § 421 odst. 2 občanského zákoníku potom platí vyvratitelná domněnka, podle které se má za to, že podnikatelem je osoba, která má k podnikání živnostenské nebo jiné oprávnění podle jiného zákona. Ani samotný fakt, že je někdo držitelem licence, tedy z hlediska soukromého práva nutně neznamená, že musí být taková osoba vždy a za všech okolností považovaná za podnikatele.

Kritérium účelu dosažení zisku představuje záměr, cíl činnosti, nikoli úspěšnost jeho dosažení. To znamená, že i ten nejztrátovější podnikatel je pořád podnikatelem, přestože žádného zisku reálně nedosahuje. Podstatné je ovšem to, zda účelem a smyslem jeho činnosti je dosahování zisku. Jestli je od počátku zřejmé, že daná osoba nevykonává svoji ekonomickou činnost za účelem dosažení zisku, nebude její činnost možno považovat za podnikání a takový subjekt za podnikatele.

Uvedené výkladové konsekvence nejsou jen teoretizováním, ale mají skutečný odraz v reálném životě a fungování trhu s elektřinou. Jedná se typicky např. o činnosti výrobce, který si vyrábí elektřinu jen pro svoji vlastní spotřebu bez úmyslu s touto elektřinou dále obchodovat či ji prodávat jinému účastníku, popřípadě ji prodávat jinému účastníku, a to nikoli trvale, ale ad hoc, a ne za cenu vyšší, než jsou náklady na její vyrobení. V takové činnosti není možné spatřovat záměr dosahovat zisku.

Uvedené závěry ale platí nejenom pro výkonově malé zdroje, ale např. i pro některé velké průmyslové výroby elektřiny a tepla. Pokud určitý subjekt vedle své další činnosti provozuje výrobu elektřiny a její produkci pravidelně spotřebovává sám pro sebe, nebude se rovněž jednat o podnikání, protože záměrem takové činnosti není dosažení zisku, ale snížení nákladů na jinou ekonomickou činnost³.

Z výše uvedeného by tedy bylo možno dovodit, že licence je oprávněním k podnikání a uděluje se nikoliv na provoz určitého zařízení, ale pouze na podnikání v konkrétním odvětví energetiky. Původně tomu tak podle energetického zákona skutečně bylo, ale následně došlo k několika legislativním úpravám, které tento zřejmý princip narušily.

Jedná se např. o důsledek přijetí zákona č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů (dále jen „zákon o POZE“), který s účinností od 1. ledna 2013 v § 7 odst. 3 stanoví, že právo na podporu elektřiny podle tohoto zákona se vztahuje pouze na držitele licence na výrobu elektřiny. Zákon o POZE tedy stanoví podmínku pro možnost poskytnutí veřejné podpory ve formě

³ Skutečnost, že řada subjektů je historicky držitelem licence např. na výrobu elektřiny, aniž by jejich činnost vykazovala prvky podnikání v energetických odvětvích, je důsledkem jiné právní úpravy nebo vyplývá z jiných důvodů. Pokud např. takový subjekt vyrábí podporovanou elektřinu ve smyslu zákona č. 165/2012 Sb., je zákonnou podmínkou pro poskytnutí veřejné podpory to, že výrobce elektřiny je držitelem licence podle energetického zákona.

udělení licence, aniž by bylo rozhodné, zda výrobce elektřiny vykonává výrobu elektřiny jako svoji podnikatelskou činnost, nebo nikoli. Např. provozovatel fotovoltaické elektrárny (dále jen „FVE“), který vyrábí elektřinu pro svoji potřebu a vzniká mu právo na podporu zelenými bonusy, nevstupuje do žádných obchodních vztahů s třetími subjekty, a z povahy věci se tak vůbec nemůže jednat o podnikání ve smyslu soukromého práva. Přesto zákon o POZE nutí takový subjekt, aby se formálně stal podnikatelem, i když bude moci následně na základě vyvratitelné domněnky podle § 421 odst. 2 občanského zákoníku v konkrétním případě takový výrobce dovodit, že ve skutečnosti podnikatelem není. Je zřejmé, že již zákon o POZE alespoň nepřímo spojoval s licencí jiné účinky než „pouze“ oprávnění k podnikání.

Podstatnější změna potom přišla s přijetím zákona č. 131/2015 Sb., kterým byl novelizovaný energetický zákon. S účinností od 1. ledna 2016 energetický zákon v § 3 odst. 3 uvádí, že licence se dále vyžaduje

- ▶ na výrobu elektřiny ve výrobních elektřinách s instalovaným výkonem nad 10 kW určené pro vlastní spotřebu zákazníka, pokud je výrobní elektřina propojena s přenosovou soustavou nebo s distribuční soustavou, nebo
- ▶ na výrobu elektřiny vyrobenou ve výrobních elektřinách s instalovaným výkonem do 10 kW včetně, určené pro vlastní spotřebu zákazníka, pokud je ve stejném odběrném místě připojena jiná výrobní elektřina držitele licence.

V tomto ustanovení energetický zákon již výslovně připouští, že licence jako veřejnoprávní akt není pouze oprávněním k podnikání, ale za výše uvedených podmínek je oprávněním k provozu výrobního zařízení, a to bez ohledu na to, zda provozovatel výroby vykonává podnikatelskou činnost, či nikoli. Tj. licence není v tomto případě oprávněním k podnikání, ale povolením činnosti (výroby elektřiny) bez ohledu na ekonomický charakter takové činnosti a záměry provozovatele výroby elektřiny.

Energetický zákon se tak zjevně odklonil od původního záměru upravovat podmínky podnikání v energetických odvětvích podnikání, což ostatně dokládá i jeho samotný nadpis tohoto zákona a vymezení předmětu úpravy podle § 1 energetického zákona, a v konkrétních případech již s držením licence spojuje i jiná oprávnění, než je výkon podnikatelské činnosti⁴.

Domníváme se však, že tento stav je pouze přechodný a je spíše důsledkem samovolného vývoje, který dokládá reálnou potřebu zásadní změny stávajícího pojetí licencí v energetických odvětvích. Jestliže se zákonodárce objektivně nedokáže vypořádat s nejrůznějšími situacemi, které přinášá život jen v oblasti výroby elektřiny, lze předpokládat, že přinejmenším stejnými aplikačními a výkladovými problémy by trpěla jakákoliv další obdobná úprava, která by se snažila institut licence vztáhnout na nové činnosti a role účastníků trhu podle Zimního energetického balíčku. Stávající právní úprava licencí je velmi nepřehledná, neodpovídá aktuálním potřebám trhu a je na více než zřejmé, že administrativní povolování či obecněji regulace vstupu subjektů na trh s elektřinou budou muset být pro futuro postaveny na jiných principech.

3.2.2 Rozhodné skutečnosti

Hlavními skutečnostmi, které bude nutno před předpokládanou změnou právní úpravy vstupu na trh vzít v úvahu, jsou podle našeho názoru zejména následující (přičemž dále uvedené skutečnosti se mnohdy vzájemně prolínají a není možno je uvažovat izolovaně):

- ▶ **Licence na podnikání X licence na provoz energetického zařízení.** V současnosti existují významné výkladové problémy ohledně některých ustanovení energetického zákona, a sice zda se ustanovení o povolování podnikání v energetických odvětvích aplikují pouze na ty subjekty, které hodlají vykonávat svoji činnost podnikatelským způsobem, nebo na jakékoliv subjekty vykonávající určitou činnost, bez ohledu na její charakter. Zákon v některých ustanoveních nedůsledně kombinuje podnikání a výkon činnosti bez ohledu na její účel – vedle výše uvedených případů provozování fotovoltaických (ale i jiných) výroben elektřiny pro vlastní

⁴ Tak jako v řadě jiných případů, ani tento záměr zpracovatele zákona č. 131/2015 Sb. nebyl důsledně zpracován do dalších souvisejících ustanovení zákona, v důsledku čehož se i změna § 3 odst. 3 energetického zákona stala minimálně komplikovaně srozumitelnou. Energetický zákon sice stanoví, že licence je třeba i k provozu výroby elektřiny nad 10 kW bez ohledu na to, že produkce z výroby je určena pro vlastní potřebu provozovatele výroby, ale provoz takové výroby elektřiny bez licence není přestupkem podle energetického zákona. V zásadě je teda pouze na rozhodnutí provozovatele takové výroby, zda se požadavku zákona podřídí dobrovolně, nebo zda se držitelem licence stane (nebo bude nadále) z jiných důvodů, než je energetický zákon.

potřebu se dále jedná např. o provoz lokálních distribučních soustav (dále také jen „LDS“) v elektroenergetice.

Pokud by byl přijat přístup, že by licencování v určité podobě měl podléhat výkon konkrétní činnosti (výroba, distribuce, uskladnění atd.) bez ohledu na její účel, vedlo by to ve skutečnosti k větší administrativní zátěži adresátů takové regulace – povinnost licencování by potom dopadala i na subjekty, které z hlediska stávajícího energetického zákona vykonávají nelicencovanou činnost, a patrně by taková právní úprava směřovala proti požadavkům Směrnice na minimalizaci administrativní zátěže např. aktivních zákazníků či energetických společností. Rovněž by taková právní úprava byla velmi statická – při nové činnosti na trhu by byla nutná změna zákona a zavedení nového povolení (licence) pro tu kterou činnost.

- ▶ **Zavedení obecných (všeobecných) licencí pro výkon více činností.** Na základě proběhlých debat se zadavatelem jsme dospěli k závěru, že by určitým, minimálně dočasným, řešením mohlo být zavedení licencí opravňujících k výkonu/podnikání více činností. Nabízí se např. zavedení jedné obecné licence na dodávku elektřiny, na jejímž základě by držitel licence mohl vyrábět a dodávat elektřinu, provozovat zařízení pro ukládání energie, a případně dodávat elektřinu zákazníkům do odběrných míst.

Z hlediska vztahu dodávky elektřiny a potřeby využití elektrizační soustavy se zařízení pro ukládání energie a výroba elektřiny principiálně neodlišují. Obdobně by bylo možné v plynárenství přistupovat k P2G, pokud bude spojeno s dodávkou určitého množství H_2 do plynárenské soustavy. Případně by mohla být zavedena všeobecná licence na dodávky energie do soustav bez rozlišení technologií nebo způsobů výroby energie.

Jednalo by se o řešení, které by vycházelo ze stávající právní úpravy licencí jako oprávnění k podnikání, popř. pro výkon určité činnosti. Přetrvává však celá řada otázek – např. zda by byla licence udělována až od určitého výkonu či pro každý případ, kdy by mohlo předmětným zařízením dojít k dodávce do soustavy.

- ▶ **Licence pouze pro vybrané činnosti.** Nutně se také nabízí otázka, zda případné zvláštní požadavky pro vstup do sektoru energetiky neomezit pouze na činnosti, které jsou spojeny s provozem energetických zařízení. Licence jako zvláštní oprávnění by logicky měla mít větší význam pro činnosti uskutečňované ve veřejném zájmu, které jsou právě spojeny s provozem energetických zařízení (tzv. *essential facilities*). V takovém případě by nebylo nutné vyžadovat licence např. na výrobní zařízení, případně na všechna výrobní zařízení (například výkonové omezení vyšší než současných 10 kW), případně licence na skladování plynu, do budoucna vyvstává otázka zařízení pro ukládání energie. Činnost, která v tomto smyslu není spojena s veřejným zájmem, je typicky obchod s elektřinou či plynem, u kterých navíc ani stávající energetický zákon nestanoví žádné zvláštní požadavky pro udělení licence⁵. Obchod s elektřinou a obchod s plynem by tak vůbec nemusel podléhat žádnému povolovacímu režimu podle energetického zákona, popřípadě by licence na obchod s elektřinou či obchod s plynem mohla opravňovat svého držitele pouze k činnostem dodávek komodity konečným zákazníkům, nikoli k samotné účasti na velkoobchodním trhu. Takové odlišení je využíváno i v některých jiných státech a má své opodstatnění z důvodu ochrany spotřebitelů. U subjektů, které se pohybují pouze na velkoobchodním, plně liberalizovaném trhu, je licence spíše nadbytečná.
- ▶ **Důvody (a případně jaké) pro zachování stávající koncepce licencí podle energetického zákona.** V současnosti není koncepčně velký rozdíl mezi licencí podle energetického zákona a živnostenským oprávněním podle zákona č. 455/1991 Sb., o živnostenském podnikání (dále jen „živnostenský zákon“), a proto právní úprava licencí jako oprávnění k podnikání z velké části postrádá smysl. Pokud není udělení a případně držení licence spojeno se zvláštními požadavky, bude se jednat jen o formální zdvojení obecné úpravy podle živnostenského zákona. Podle našeho názoru plní licence podle energetického zákona spíše registrační či evidenční než regulační funkci.

⁵ Za takový zvláštní požadavek nepovažujeme správní poplatek pro udělení licence na obchod s elektřinou nebo obchod s plynem ve výši 100 tis. Kč oproti správnímu poplatku za vydání průkazu živnostenského oprávnění ve výši 1 tis. Kč, ani požadavek na prokázání odborné způsobilosti podle § 5 odst. 4 energetického zákona, který zavedl zákon č. 131/2015 Sb. s účinností od 1. ledna 2016, protože požadavek na prokazování odborné způsobilosti pro obchod s elektřinou nebo obchod s plynem byl zaveden pouze v důsledku mylného odkazu na § 4 odst. 1 energetického zákona. Jedná se o zjevnou legislativní chybu, nikoli zvláštní požadavek vyvolaný objektivní potřebou o přísnější regulaci obchodníků s elektřinou nebo obchodníků s plynem.

	VÝHODY	NEVÝHODY
1. Licence jako oprávnění k podnikání	▶ zachování statutu quo ▶ není nutná změna právní úpravy ▶ znalost účastníků trhu	▶ přetrvávají výkladové a aplikační problémy – např. kdy se z určité činnosti stává podnikání ▶ už stávající zákon nedůsledně kombinuje podnikání a výkon činnosti bez ohledu na účel ▶ pokud zůstane licence na podnikání, neřeší se systémově změna přístupu, což může být do budoucna spojeno s narůstajícími problémy
2. Licence (povolení) k činnosti	▶ odpadá posuzování účelu činnosti ▶ jednotný přístup k účastníkům trhu	▶ ve skutečnosti větší administrativní zátěž – povinnost licencování by dopadala i na dosud nelicencované subjekty a byla by pravděpodobně v rozporu s požadavky Směrnice na minimalizaci administrativní zátěže např. aktivních zákazníků ▶ statický model – při nové činnosti nutnost změny zákona a zavedení nového povolení
3. Licence pouze na vybrané činnosti	▶ zjednodušení administrativy pro menší subjekty ▶ zvýšení významu licence jako výlučného (exkluzivního) oprávnění	▶ zneprůhlednění právní úpravy ▶ rozdílný přístup k různým subjektům

Obrázek 2. Porovnání výhod a nevýhod jednotlivých možností

3.2.3 Doporučení úprav pro futuro

Z výše uvedeného je patrné, že ani jedna z možností není optimální pro komplexní řešení budoucích potřeb trhu s elektřinou. Proto lze podle našeho názoru pro futuro doporučit koncept, podle kterého by regulace podnikatelských oprávnění pro odvětví energetiky podléhala zcela odlišné komplexní právní regulaci podle živnostenského zákona, zatímco energetický zákon jako takový by upravoval práva a povinnosti osob vykonávajících konkrétní činnosti bez ohledu na to, zda by takové činnosti byly vykonávány podnikatelským či nepodnikatelským způsobem. Bylo by na rozhodnutí každého subjektu, aby si před zahájením své činnosti na trhu s elektřinou, popřípadě v jejím průběhu, vyhodnotil, zda je jeho zájem vykonávat činnost podnikatelským (živnostenským) či nepodnikatelským způsobem a v závislosti na tomto rozhodnutí by buď ohlásil zahájení živnostenského podnikání, nebo by požádal o vydání živnostenského oprávnění⁶. Energetický zákon by tedy upravoval terminologii a podmínky výkonu konkrétních činností (fakticity), např. práva a povinnosti výrobce elektřiny, provozovatele skladovacích zařízení, provozovatele distribuční soustavy, a další, zatímco podmínky podnikání by podléhaly regulaci živnostenského zákona.

Výhodou takového přístupu by nepochybně bylo zjednodušení „administrativní části“ energetického zákona, ale obecně také zjednodušení právní úpravy jako takové. Z hlediska podnikatelů v energetických odvětvích by taková změna nepochybně znamenala větší komfort a zjednodušení administrativy, např. už jenom z toho důvodu, že by měli zjednodušený přístup k soustavě věcně příslušných orgánů veřejné moci (soustavě věcně příslušných živnostenských úřadů na každém pověřené obci) na rozdíl od jednoho ústředního orgánu státní správy (ERÚ), kdy navíc živnostenské úřady poskytují živnostníkům širší služby než ERÚ. Živnostenské úřady např. vykonávají činnosti jednotných kontaktních míst, na kterých je vedle záležitostí živnostenských oprávnění možné zařídit registrace u správce daně, orgánů sociálního pojištění a zdravotních pojišťoven, což u ERÚ není možné.

Na druhou stranu je skutečností, že by bylo nutno nově právně upravit celé instituty, např. dodávky nad rámec licence, které jsou za stávající právní úpravy určitým způsobem propojené s držením licence, resp. jejím zánikem nebo zrušením. Rovněž by bylo nutné zavést a spravovat obecné registry či evidence subjektů v energetice či provozovaných zařízení, resp. upravit a případně na zákonné úrovni modifikovat stávající registry či evidence a případně rozšířit jejich využití. Např. již podle stávajícího znění energetického zákona má každý držitel licence povinnost registrovat se do 30 dnů od udělení

⁶ Tedy v závislosti na tom, zda by podnikání v energetice bylo umožněno na základě ohlášení (ohlašovací živnost) nebo vydání oprávnění (koncese nebo vázaná živnost).

licence u OTE, a.s. (dále jen „**OTE**“), a tím nabude statutu registrovaného účastníka trhu. Bude-li tedy povinnost pro každého, kdo by hodlal vykonávat činnosti na trhu s elektřinou či plynem, registrovat se u OTE, a být tak registrovaným účastníkem trhu, popřípadě jiná obdobná povinnost např. ve vztahu k ERÚ, tak bude účel transparentnosti splněn i bez licence na podnikání v energetických odvětvích.

Licence vydávané ERÚ neřeší ani problematiku evidence energetických zařízení, na která jsou licence vydány. Na jedné straně sice platí, že podle § 8 odst. 3 energetického zákona lze na každé výrobní, přenosové, přepravní, distribuční nebo rozvodné zařízení a na každé zařízení na uskladňování plynu vydat pouze jednu licenci, ale skutečnost je taková, že z rozhodnutí o udělení licence nelze s jistotou zjistit, pro jaké zařízení je licence vydána, a zda tedy nastává zákonná překážka pro udělení licence jinému subjektu, případně zda subjektem provozované zařízení je zařízení, pro které byla vydána licence. Ani tento význam tedy licence za stávající právní úpravy neplní, a spíše v praxi slouží k jiným účelům – např. řešení majetkoprávních sporů mezi držitelem licence a případným jiným zájemcem o provozování energetického zařízení.

Pokud jde o související instituty, jedná se zejména o problematiku dodávky poslední instance podle § 12a energetického zákona. Jednou ze zákonných skutečností, se kterou zákon spojuje možnost vzniku povinnosti dodávky poslední instance, je „pozbytí oprávnění“ bez bližší specifikace. Ve spojení se zněním § 12a před novelou provedenou zákonem č. 131/2015 Sb. je třeba dojít k závěru, že uvedeným „oprávněním“ je myšleno oprávnění dodávat elektřinu nebo plyn, a tedy oprávnění na základě licence na obchod s elektřinou nebo plynem. Ke vzniku povinnosti dodávky poslední instance však z tohoto důvodu prakticky nedochází, protože zánik oprávnění z důvodu zrušení licence (např. pro neplnění závazků atd.) ze strany ERÚ je zpravidla až jedním z posledních úkonů při vzniku jakýchkoliv problémů na straně dodavatele elektřiny či plynu. Vazba dodávky poslední instance na zrušení licence na obchod s elektřinou nebo obchod s plynem je spíše teoretická, protože případné problémy držitele licence jsou obvykle vyřešeny odstoupením od smluv o zajištění služby distribuční soustavy a následně zahájením dodávky poslední instance z tohoto titulu.

4. Agregace a flexibilita

4.1 Legislativní předpoklady – Zimní energetický balíček

Agregace je z hlediska Směrnice jedním z nových fenoménů a měla by přinést rozvoj nových služeb v oblasti řízení spotřeby, flexibility i nabídky nových produktů pro poskytování podpůrných služeb (dále také jen „**PpS**“).

Podle čl. 2 bodu 13 Směrnice je agregace definována jako funkce vykonávána fyzickou osobou, nebo právnickou osobou, která kombinuje zatížení či vyrobenou elektřinu od více zákazníků za účelem prodeje, nákupu nebo aukce na jakémkoli trhu s elektřinou. Podle čl. 2 bodu 14 je nezávislý agregátor definován jako účastník trhu vykonávající služby agregace, který zároveň není přidružen k dodavateli svého zákazníka.

4.1.1 Charakteristika unijní právní úpravy

Nařízení se vymezuje ve vztahu k agregaci v Kapitole II Obecná pravidla pro trh s elektřinou:

- ▶ čl. 3, 6, 7 a 18 – smyslem těchto článků je mimo jiné umožnění agregace výroby elektřiny nebo zatížení na straně poptávky a účasti na trzích (včetně trhu pro zajišťování výkonové rovnováhy); primárně je zdůrazňována zásada nediskriminace účasti na trzích.

Směrnice popisuje úkoly, práva a povinnosti agregátora v Kapitole III Posílení postavení spotřebitele a jeho ochrany a v Kapitole IV Provozování distribuční soustavy:

- ▶ čl. 12 (právo na agregátora) – zakládá povinnost ČS na vnitrostátní úrovni zakotvit právo zákazníků zvolit si agregátora bez ohledu na to, kdo je jejich dodavatelem elektřiny, a právo na změnu agregátora v co nejkratší lhůtě;
- ▶ čl. 13 (smlouva o agregaci) – vymezuje právo všech zákazníků nezávisle na své smlouvě o dodávkách elektřiny svobodně nakupovat a prodávat služby v elektroenergetice (jiné než dodávky elektřiny), včetně agregace;
- ▶ čl. 17 (odezva strany poptávky prostřednictvím agregace) – stanovuje povinnost ČS umožnit a podpořit účast odezvy strany poptávky⁷ (tzv. *demand side response*, dále jen „**DSR**“) prostřednictvím agregace a zajistit všem konečným zákazníkům účast na všech trzích s elektřinou bez diskriminace; uvedení minimálních požadavků na regulaci DSR prostřednictvím agregace a možnost ČS za dodržení stanovených podmínek vyžadovat od účastníků trhu včetně zúčastněných konečných zákazníků, aby vypláceli finanční náhradu ostatním účastníkům trhu nebo jejich subjektům zúčtování, pokud jsou tito účastníci trhu nebo jejich subjekty zúčtování přímo dotčeni aktivací DSR; Směrnice předpokládá, že metodu výpočtu finanční kompenzace bude schvalovat regulační orgán nebo jiný příslušný vnitrostátní orgán;
- ▶ čl. 32 (pobídky pro využívání flexibility v distribučních sítích) – zakládá povinnost ČS umožnit provozovatelům distribučních soustav (dále jen „**PDS**“) obstarávat služby flexibility včetně řízení přetížení ve své oblasti, za účelem zlepšování efektivity provozu a rozvoje distribuční soustavy, a motivovat je k tomu; ČS mají povinnost stanovit regulační rámec zohledňující dané požadavky na vytváření pobídek pro využívání flexibility v distribučních sítích; jedním z uvedených požadavků je i zakotvení povinnosti PDS alespoň každé dva roky zveřejnit a předložit regulačnímu orgánu plán rozvoje sítě; ČS však mají možnost neuplatňovat tuto povinnost vůči integrovaným energetickým podnikům, které slouží méně než 100 000 připojeným zákazníkům nebo obsluhují malé izolované soustavy.

⁷ „Odezvou na straně poptávky“ se rozumí změna elektrického zatížení ze strany konečných spotřebitelů oproti jejich běžným nebo stávajícím spotřebním návykům v reakci na tržní signály, včetně cen za elektřinu měnících se v čase nebo motivačních plateb, nebo v reakci na přijetí nabídky konečného spotřebitele, individuálně nebo prostřednictvím agregace, na prodej snížení či zvýšení poptávky za určitou cenu na organizovaných trzích podle definice v prováděcím nařízení Komise (EU) č. 1348/2014.

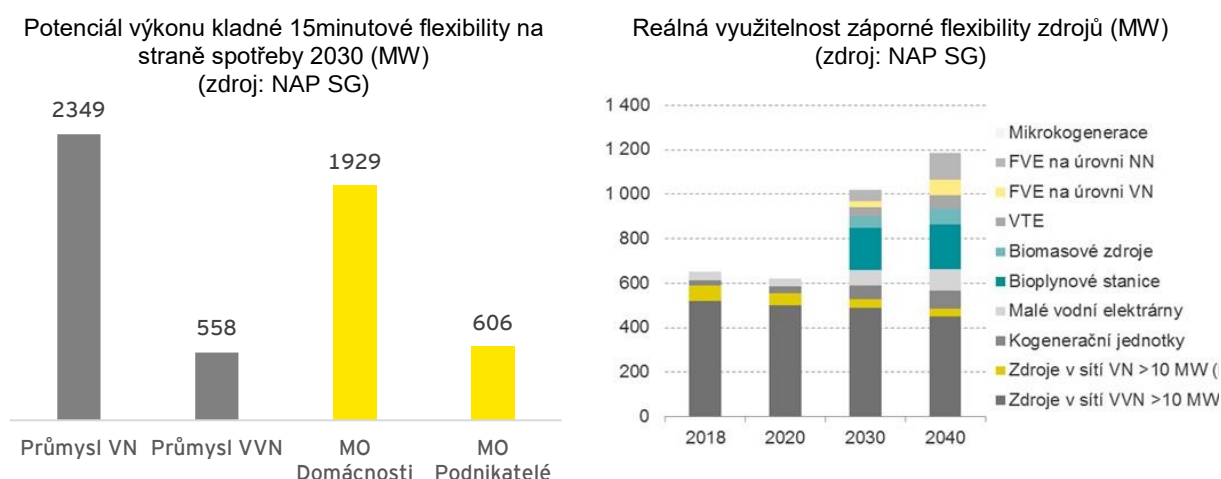
4.1.2 Podmínky vnitrostátní adaptace a implementace

Příslušná ustanovení Nařízení jsou přímo aplikovatelná a ČS nemá prostor pro vnitrostátní odchýlení nebo oddálení adaptace.

V případě výše uvedených ustanovení Směrnice je nutno přistoupit k implementaci daných požadavků do národních právních předpisů.

4.2 Technické předpoklady

Vychází se z předpokladu, že mezi roky 2020–2030 významně vzroste potenciál flexibility v elektroenergetice, zejména na úrovni maloodběratelů. Pro uplatnění tohoto potenciálu je nutná funkční agregace malých a distribuovaných zdrojů flexibility. Významný potenciál představuje elektromobilita a uvolnění HDO spotřebičů. Tyto závěry plynou ze studie *Potenciál flexibility*, která byla zpracována v roce 2018 v rámci úkolů Národního akčního plánu pro chytré sítě (dále jen „**NAP SG**“) společností EY.



Obrázek 3. Potenciál flexibility v ČR

Flexibilitu je třeba vnímat jako schopnost snížit/zvýšit odběr/dodávku oproti sjednanému diagramu. V současné době je využíván potenciál převážně největších zdrojů/odběratelů v rámci dodávkových smluv s jejich obchodníky.

Do roku 2030 se významně zvýší potenciál i využitelnost flexibility maloodběru (dále jen „**MO**“), a to vlivem:

- ▶ budování pokročilé měřicí infrastruktury (*Advanced Metering Infrastructure* – AMI) a systémů řízení spotřeby,
- ▶ nárůstu elektromobility a rozvoje konceptu prosumerů,
- ▶ vzniku agregátorů umožňujících uplatnění flexibility MO na trhu.

Agregovaná flexibilita může být uplatněná:

- ▶ na velkoobchodních trzích (denní, vnitrodenní či blokový) – trhy organizované nebo zajišťované operátorem trhu, společností OTE,
- ▶ na trzích s PpS – využívá provozovatel přenosové soustavy (dále jen „**PPS**“), společnost ČEPS, a.s. (dále jen „**ČEPS**“),
- ▶ obchodníky k úpravě vlastní obchodní pozice a řízení odchylky.

Přehled možného využití flexibility jednotlivými účastníky trhu je uveden v následující tabulce.

Trh s elektřinou	PPS	PDS	Prosumer / off-grid
Standardní produkty na krátkodobých trzích	Podpůrné služby výkonové rovnováhy (FCR, aFRR, mFRR, RR)	U/Q – regulace napětí a jalového výkonu	U/f – regulace frekvence a napětí
Doplnění forwardového prodeje	Nefrekvenční služby (ostrovní provoz, start ze tmy)	Ostatní nefrekvenční služby (ostrovní provoz, start ze tmy)	Integrace výroby OZE
Spekulace na odchylku a minimalizace odchylky	Odložení investic (do posílení kapacity sítě)*	Odložení investic (do posílení kapacity sítě)	Záložní energie
Cenová arbitráž – <i>time-shifting, peak-shaving</i>	Řízení přetížení a redispečink	Řízení přetížení, flexibility a OZE	Cenová arbitráž – <i>time-shifting, peak-shaving</i>

Obrázek 4. Možné využití flexibility účastníky trhu (* v podmínkách ČR pro PPS málo pravděpodobné využití)

Pro uplatnění flexibility v PpS bude vyžadována certifikace flexibility a garance dodávky flexibility. Tyto „garance“ mohou být přeneseny z jednotlivých zařízení na agregátora odpovědného za celé portfolio zdrojů flexibility.

Na velkoobchodních trzích a pro využití obchodníky není zpravidla nutná technická garance vůči trhu. Agregátor si musí zajistit prověření možností poskytování flexibility flexibilních zařízení ve svém portfoliu sám. Je-li možnost poskytování flexibility zajišťována tržními postupy, musí z nedodání flexibility vzniknout (při správně nastavených pravidlech trhu) finanční újma přímo agregátorovi anebo provozovateli flexibilního zařízení.

4.3 Zahraniční zkušenosti s využíváním flexibility a agregace

Podle zjištění EY se uskutečňené a probíhající projekty v zahraničí zaměřují především na ověření role agregátora a uplatnění flexibility ve standardních produktech na velkoobchodních trzích. Dále v EU probíhá mnoho projektů s cílem uplatnění flexibility pro podpůrné služby PPS a také pro potřeby PDS. Zajímavé projekty a jejich stručná charakteristika je uvedena na následujícím obrázku.

SCIURUS – OVO Energy+Nissan

- ▶ 2018-2020
- ▶ Cíl: využití flexibility obchodní
- ▶ První V2G nabíječka na světě je využita v pilotu poskytování flexibility (vozy Nissan) pro plošné globální nasazení

SP Energy Networks

- ▶ 2018-2023
- ▶ Cíl: ověření účasti zákazníků a efektivita oddálení investic a snížení distribučních poplatků
- ▶ Lokální distribuční trh s flexibilitou
- ▶ Financování regulátorem

Piclo Flex

- ▶ 2018-2019
- ▶ Cíl: nezávislá obchodní platforma flexibility
- ▶ Poptávka od všech 6 dotčených PDS
- ▶ Není rozlišováno mezi zdroji, jakékoli zařízení po splnění kvalifikačních kritérií odpovědi spotřeby se může účastnit

EcoGrid 2.0 (pokrač. EcoGridEU)

- ▶ 2016-2019
- ▶ Cíl: vytvoření lokálního trhu s flexibilitou a nastavení uživatelsky komfortního ovládání flexibility
- ▶ Zdroje především elektrické tepelné spotřebiče vč. tepelných čerpadel

Enera market design

- ▶ 2017-2021, 33 organizací
- ▶ Cíl: flexibilita pro PDS, omezení redispečinku, využití baterií, P2G - region 235 % OZE bilance
- ▶ Burzovní platforma (EPEX) pro obchodování
- ▶ Financování spolkovou vládou (BMW)

TenneT blockchain+V2G

- ▶ 2017-2019
- ▶ Cíl: poskytování flexibility pro podpůrné služby aFRR a lokální regulace zdrojů
- ▶ DE: IBM blockchain pro řízení nabíjení domácích baterií společností sonnen
- ▶ NL: Vandebron Tesla smart charging
- ▶ V lednu 2019 se TenneT rozhodl přizvat další agregátory

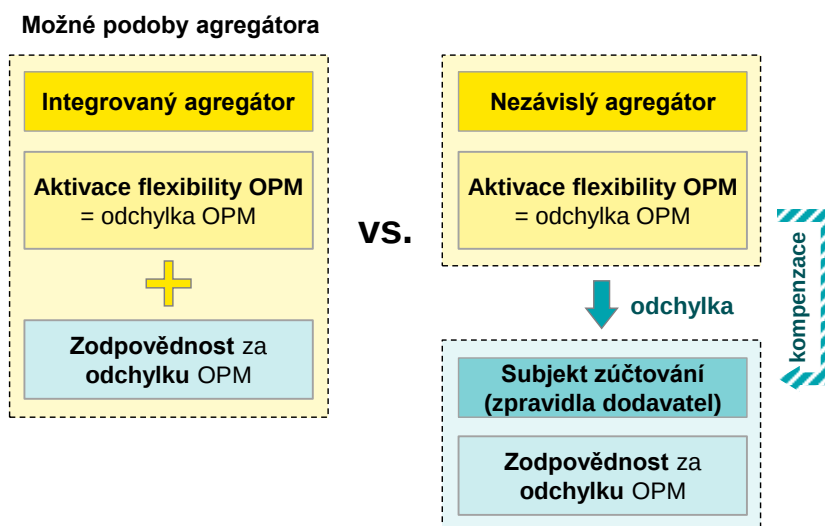
Obrázek 5. Významné projekty využití agregace a flexibility v EU

4.4 Agregátor a princip aplikace kompenzačních mechanismů v zahraničí

Základním východiskem je skutečnost, že využití flexibility způsobuje odchylku oproti předpokládanému diagramu subjektu zúčtování přebírajícího odpovědnost za odchylku v daném místě. V závislosti na tom, zda službu flexibility zajišťuje subjekt zúčtování v daném místě, nebo subjekt odlišný od subjektu zúčtování, rozlišujeme dva typy agregátorů:

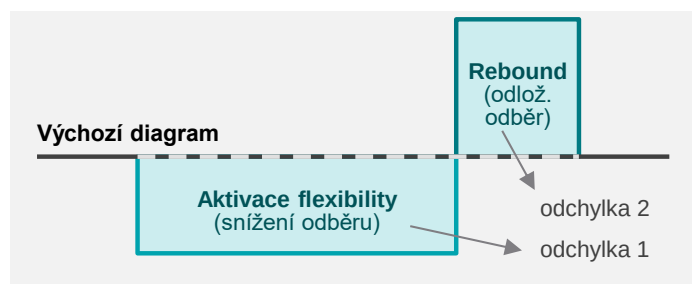
- ▶ integrovaný agregátor a
- ▶ nezávislý agregátor.

Integrovaný agregátor je odpovědný za odchylku v odběrných místech, v nichž sám aktivuje flexibilitu. V případě nezávislého agregátora jde o externí subjekt nezávislý na subjektu odpovědném za odběrné a předávací místo z hlediska odchylky. Proto je nutné zajistit mechanismus řešení kompenzace nákladů na odchylku mezi agregátorem a subjektem zúčtování, jak je schematicky uvedeno v následujícím obrázku. V případě nezávislého agregátora je nutné ošetřit dopady negativních externalit (nákladů na odchylku oproti předpokládanému diagramu odběrného a předávacího místa – dále jen „OPM“) vůči subjektu zúčtování výběrem vhodného kompenzačního mechanismu.



Obrázek 6. Možné podoby agregátora a nutnost kompenzace

Na vzniklou odchylku může mít též vliv efekt odložení spotřeby (příp. navýšení výroby) po ukončení poskytování flexibility, tzv. rebound efekt (*rebound effect*), při kterém opět vzniká riziko přenesení takto vzniklé odchylky na subjekt zúčtování.



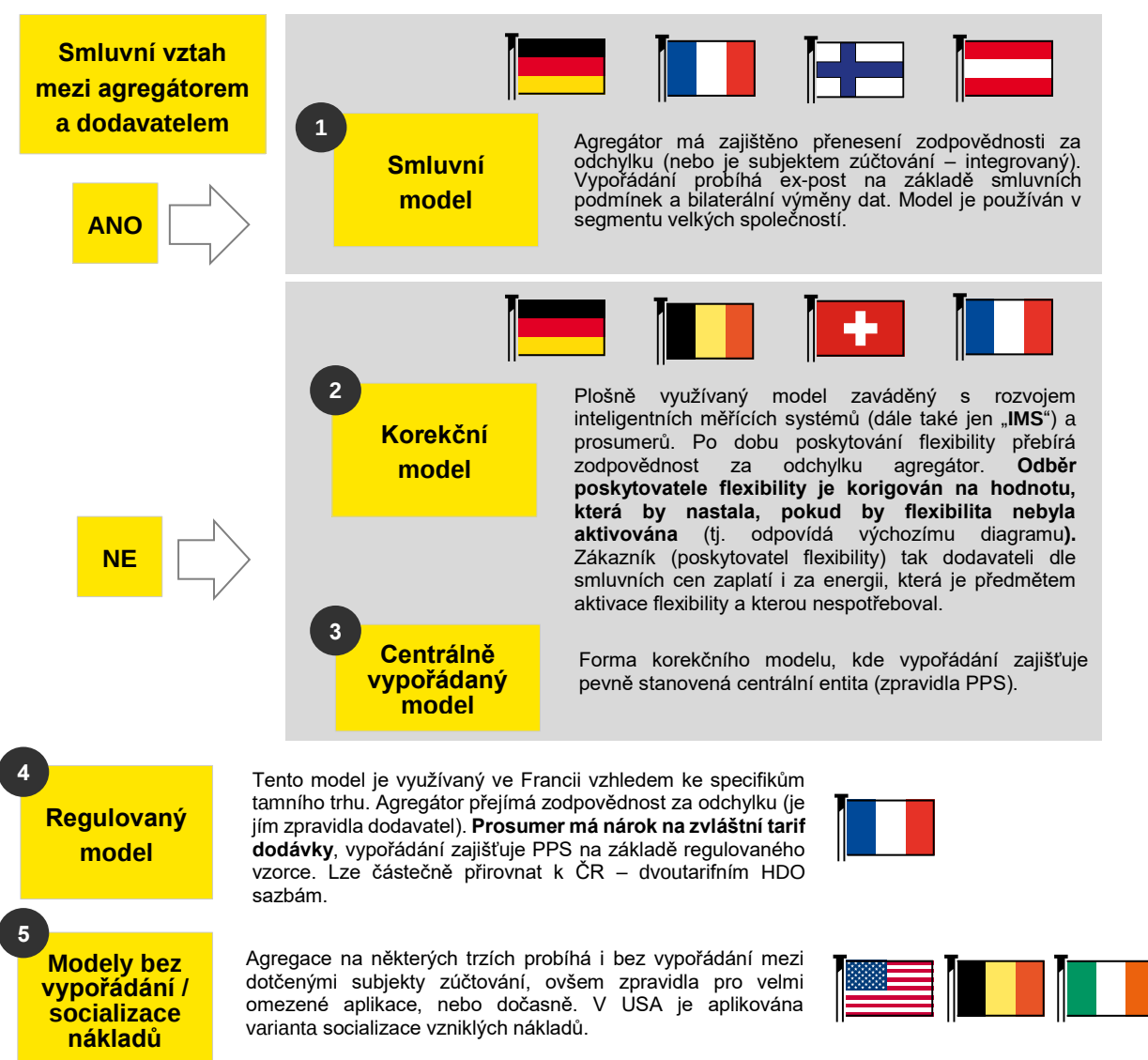
Obrázek 7. Vznik rebound efektu

Smyslem kompenzačních mechanismů je zajistit „přenesení zodpovědnosti za odchylku“ po dobu aktivace flexibility (nebo následkem této aktivace) ze subjektu zúčtování na agregátora.

Předmětem vypořádání mezi agregátorem a subjektem zúčtování je v případě:

- ▶ snížení odběru poskytovatele flexibility:
 - ▶ odchylka způsobená aktivací flexibility po dobu aktivace (popř. po určité období po aktivaci flexibility v případě rebound efektu),
 - ▶ finanční vyrovnaní subjektu zúčtování / dodavatele za otevřenou obchodní pozici;
- ▶ zvýšení odběru poskytovatele flexibility:
 - ▶ odchylka způsobená aktivací flexibility po dobu aktivace.

Plošné využití nezávislé agregace implikuje potřebu vzájemného vypořádání mezi více zúčastněnými stranami. V EU je využíváno několik modelů, přičemž jako základní je třeba rozlišovat korekční a smluvní model. Podle našich zjištění převažují tendence směrem k používání obecného korekčního modelu. Smluvní korekce je aplikovatelná již za současných podmínek v ČR – zpravidla se používá pro kompenzaci mezi velkými subjekty. Níže jsou uvedeny základní charakteristiky modelů kompenzace a země, v nichž jsou tyto modely používány.



Obrázek 8. Modely kompenzace mezi agregátorem a subjektem zúčtování

Zásadní výhodou korekčního modelu je nutnost neuzavírat smlouvy a sjednávat individuální podmínky mezi velkým množstvím agregátorů a subjektů zúčtování.

4.5 Implementace v podmínkách ČR

4.5.1 Stav zpracování tématu v navrhované novele energetického zákona

Návrh novely energetického zákona, který připravilo Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR (dále jen „MPO“) na podzim 2018 a k němuž proběhlo meziresortní připomínkové řízení v listopadu až prosinci 2018 (dále jen „návrh novely energetického zákona“), se tématu agregace věnuje pouze ve dvou ustanoveních. Návrh novely energetického zákona zapracovává definici pojmu „agregátor“, kterým rozumí „fyzickou nebo právnickou osobu, která sdružuje zatížení nebo vyrobenou elektřinu od více zákazníků nebo výrobců elektřiny za účelem účasti na trhu s elektřinou, trhu s podpůrnými službami nebo pro řízení odchylek“.

Dále je doplněn § 30 o nové ustanovení zakládající právo obchodníka s elektřinou „vykonávat činnost agregátora v odběrných nebo předávacích místech účastníků trhu s elektřinou, s nimiž má uzavřen smluvní vztah, jehož předmětem je dodávka elektřiny nebo odběr elektřiny“.

Výše uvedené úpravy představují pouze základní a jen velmi dílčí předpoklady pro uplatnění flexibility v agregované formě na energetickém trhu a zdaleka nedostačují požadavkům stanoveným ve Směrnici. Bude nutno se zaměřit především na zakotvení podmínek pro vstup poskytovatelů flexibility prostřednictvím agregace na trh, způsob vyhodnocení poskytnuté flexibility a zahrnutí do zúčtovacích procesů na trhu s elektřinou.

4.5.2 Potřebná rozhodnutí o podobě implementace

Aby bylo možné identifikovat dotčené právní předpisy, v nichž bude nutné uskutečnit příslušné úpravy, a navrhnout konkrétní ustanovení, bude nezbytné rozhodnout o vhodném řešení několika souvisejících témat, zejména:

- ▶ jakému právnímu režimu a formě povolení bude činnost agregátora podléhat – jde o rozhodnutí, zda činnost agregace bude vykonávána v rámci licence na obchod s elektřinou nebo zda bude samostatná forma povolení na činnost agregátora,
- ▶ smluvní úprava poskytování služby agregace,
- ▶ způsob vyhodnocení a zúčtování dodané flexibility – jde zejména o rozhodnutí o využití smluvních nebo korekčních modelů používaných v zahraničí,
- ▶ systém finančních kompenzací mezi účastníky trhu a zákazníky nebo agregátory poskytujícími službu flexibility,
- ▶ povelování nebo omezování poskytované flexibility – zda bude vyžadováno pro zajištění provozní bezpečnosti elektrizační soustavy,
- ▶ existence požadavků na certifikaci zařízení poskytujících flexibilitu nebo certifikaci celého portfolia agregátora a ověřování těchto podmínek,
- ▶ provedení sdílení dat při poskytování flexibility přes jednotný datový uzel nebo individuálně zajištěné obchodníky a provozovateli soustav.

Některá výše uvedená témata byla předmětem diskuzí v rámci projektů formulujícího NAP SG. Zpracovateli dostupné studie však neobsahují konkrétní rozhodnutí o způsobu implementace v podmínkách ČR.

4.5.3 Doporučení úprav v právních a provozních předpisech

Vzhledem k tomu, že dostupnost agregace flexibility bude novým prostředkem implementace elektrifikace dopravy a dosažení energetických cílů EU, je vhodné připravit funkční trh s flexibilitou a agregaci včetně navázaných oblastí dynamických tarifů, inteligentních měřících systémů (dále jen „IMS“) aj. co nejdříve. Samotné nasazení těchto změn by mělo proběhnout koordinovaně a najednou. Koncepty flexibility byly (případně stále jsou) již v mnoha rozvinutých zemích EU prověřeny v rámci pilotních projektů, a proto se domníváme, že příprava těchto oblastí v ČR již testování zralosti technologií nevyžaduje. Za nezbytné je považováno testování způsobu řízení s ohledem na specifika a vlastnosti české soustavy a zachování bezpečnosti provozu.

Provoz zařízení pro ukládání energie a jejich reálný dopad na elektrizační soustavu je z velké míry predikovatelný, avšak v souladu s návrhem aktualizace NAP SG (implementační karty č. 6 a č. 10, které se věnují integraci akumulace v elektrizační soustavě) je cílem ověřit provoz zařízení pro ukládání energie v elektrizační soustavě ČR v rámci pilotních projektů.

4.5.3.1 Právní režim a forma povolení k činnosti agregátora

Agregátor by měl mít postavení jednoho z účastníků trhu. Protože jeho činnost bude ekonomicky orientovaná, bude jeho činnost vykazovat znaky podnikání. Vycházíme-li ze současné koncepce energetického zákona, je potřeba vyřešit, na základě jakého podnikatelského oprávnění bude na trhu vystupovat.

V zásadě připadají v úvahu dva koncepty:

- ▶ oprávnění vykonávat činnost agregace v rámci jiné podnikatelské činnosti – z tohoto předpokladu vychází stávající návrh novely energetického zákona, když stanoví, že činnost agregace bude vykonávána jako součást oprávnění držitele licence na obchod s elektřinou,
- ▶ samostatný výkon podnikatelské činnosti – v takovém případě se nabízí do zákona dopracovat nový typ licence, a to licence na činnost agregace.

Protože lze předpokládat, že přinejmenším v nejbližších letech po implementaci Čtvrtého balíčku se budou první agregátoři etablovat ze stávajících obchodníků s elektřinou, dovozujeme, že je možné pracovat s konceptem **agregace jako oprávnění obchodníka s elektřinou**.

4.5.3.2 Smluvní zajištění poskytování služby agregace

Směrnice v čl. 13 předpokládá, že služba flexibility mezi zákazníkem a agregátorem bude poskytována jako plnění podle smlouvy o agregaci. Dovožujeme, že aby byla umožněna činnost nezávislého agregátora, bude potřeba do § 50 energetického zákona upravit nový smluvní typ, **smlouvu o agregaci**, a vymezit její podstatné náležitosti. Současně by však právní úprava neměla bránit možnému sjednání služby flexibility jako plnění ve smlouvě o sdružených službách dodávky elektřiny, půjde-li o agregátora integrovaného.

Obdobně jako v případě registrace a změny dodavatele elektřiny v systému OTE bude nutno ve vyhlášce ERÚ č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou (dále jen „**vyhláška o Pravidlech trhu s elektřinou**“) upravit proces registrace, případné změny agregátora v odběrném místě a předávání dat z měření příslušným agregátorům prostřednictvím systému OTE.

4.5.3.3 Způsob vyhodnocení a zúčtování dodané flexibility

Způsob vyhodnocení a zúčtování obchodní flexibility by měl probíhat na základě **korekčního modelu** používaného v zahraničí. Jde o způsob, který se v zahraničí osvědčil v situaci velkého množství poskytovatelů flexibility a nezávislých agregátorů a který se obejde bez individuálního vypořádání mezi nimi a subjekty zúčtování odpovědnými za odchylku v odběrných a předávacích místech poskytovatelů flexibility. Domníváme se, že v podmínkách ČR představuje korekční model jediné možné řešení, avšak zároveň je nutné zdůraznit, že tento model nelze využít, aniž by daném místě poskytujícím flexibilitu bylo instalováno odpovídající průběhové měření s potřebnou třídou přesnosti podle účelu, pro nějž je flexibilita poskytována.

Tento přístup bude vyžadovat úpravy postupů ve vyhlášce o Pravidlech trhu s elektřinou spojených zejména s určením:

- ▶ hodnot pro vyhodnocení odchylky při poskytování flexibility (včetně definice a postupu stanovení referenčních křivek, vůči kterým bude poskytnutá flexibilita vyhodnocována, a včetně zahrnutí vlivů rebound efektu),
- ▶ hodnot pro fakturaci elektřiny a pravidel předávání těchto dat (viz níže) (toto je nutno zohlednit i v zákoně č. 235/2004 Sb., o dani z přidané hodnoty).

4.5.3.4 Vymezení systému finančních kompenzací

Domníváme se, že možnosti dané ČS v čl. 17 odst. 4 Směrnice, tj. vyžadovat od účastníků trhu včetně zúčastněných konečných zákazníků vyplacení finanční náhrady není nutné využít. Místo systému finančních náhrad je vhodnější, aby vypořádání a přenesení nákladů za odchylku vzniklou aktivací

flexibility bylo řešeno standardním mechanismem zúčtování na trhu ze strany OTE, tedy by byl v podmínkách ČR zvolen tzv. korekční model (viz kapitola 4.4). Díky tomu bude moci kompenzace nákladů za odchylku proběhnout implicitně v rámci dodávky a poskytování služby flexibility dodavateli, resp. agregátorovi, a celým procesem tak nebude nadměrně zatěžován konečný zákazník. Způsob stanovení referenčních hodnot diagramu, vůči němuž vypořádání zúčtování proběhne, by byl stanoven ERÚ.

4.5.3.5 Nominace a omezování poskytované flexibility

Řízení flexibility může probíhat:

- ▶ na základě nominací flexibility agregátorem/obchodníkem schvalovaných PDS;
- ▶ bez nominací, s restriktivním omezováním flexibility PDS v případě rizika negativního vlivu na soustavu;
- ▶ kombinací nominací a restriktivního řízení.

Systém nominací agregátorů/obchodníků, které jsou následně schvalovány příslušným PDS (který zohledňuje technické možnosti sítě a případně i požadavky PPS), předpokládá, že flexibilita by mohla být povolována (poskytována) teprve po schválení nominací. Takový systém vyžaduje výrazně náročnější datovou výměnu (nedostatečně včasné předávání dat nominací a jejich schválení, nebo naopak příliš dlouhé termíny mohou způsobit nefunkčnost trhu s flexibilitou). V případě, kdy by před samotnými nominacemi byly PDS zveřejňovány předpokládané kapacity flexibility (např. v rozlišení kladná/záporná, kW, identifikátor příslušné DTS), agregátoři/obchodníci by se pak při nominaci flexibility pohybovali v těchto mezích. Proto je vhodné systém nominací zvažovat v této „proaktivní“ variantě, která umožní provázat zájmy všech účastníků trhu s flexibilitou a jeho fungování na základě pozitivní zpětné vazby, spíše než pomocí restriktivního omezování.

Restriktivní omezování flexibility z pozice PDS je nutností pro zajištění spolehlivého chodu sítě – PDS by měl vždy mít možnost v rámci dispečerského řízení omezit flexibilitu na úrovni poskytovatele, avšak jen v nutných případech. Lze očekávat, že při větším využívání flexibility by samotné restriktivní omezování bylo nedostatečné (resp. živelný rozvoj flexibility by vyžadoval vysokou míru restriktivního omezování ze strany PDS). Proto je vhodné uvažovat o kombinované variantě.

Možnosti restriktivního omezování provozovateli soustav oprávnění za účelem zajištění bezpečnosti a spolehlivosti provozování soustav i definice trhu s flexibilitou, která bude obsahovat systém nominací, bude nutné formulovat v energetickém zákoně.

4.5.3.6 Požadavky na certifikaci

Podle čl. 17 odst. 2 Směrnice jsou ČS povinny zajistit, aby PPS a PDS při obstarávání PpS⁸ jednali s účastníky trhu zapojenými do DSR prostřednictvím agregace bez diskriminace jako s výrobci na základě jejich technických možností. Podmínky certifikace zdrojů/poskytovatelů podpůrných služeb jsou v pravomoci provozovatele soustavy.

Uvedené ustanovení znamená, že minimálně v oblasti poskytování PpS pro potřeby ČEPS je třeba na agregaci klást stejné nebo obdobné požadavky jako na výrobce elektřiny. Je potom legitimním požadavkem umožnit účast na trhu s PpS těm agregátorům, kteří budou nabízet službu DSR v zařízeních, která budou určitým způsobem ověřena. Nefrekvenční podpůrné služby pro potřeby PDS jsou v podmínkách ČR novým typem služeb – podmínky budou stanoveny jednotlivými PDS (vč. případné nutnosti certifikace zdrojů; rovněž by neměla diskriminovat účastníky zapojené prostřednictvím agregace).

Tyto úpravy budou provedeny v Pravidlech provozování přenosové soustavy a Pravidlech provozování distribučních soustav (dále také jen „PPDS“).

⁸ Podpůrné služby se dělí na služby výkonové rovnováhy používané k zajištění rovnováhy mezi výrobou a spotřebou a nefrekvenční služby používané k zajištění kvality napětí a provozu soustavy. S implementací Zimního energetického balíčku v ČR budou nově PDS moci využívat nefrekvenční podpůrné služby.

4.5.3.7 Sdílení dat při poskytování flexibility

Sdílení a poskytování dat pro účely využití flexibility bylo určeno jako zásadní funkcionalita DataHub ve studii Koncepce datového uzlu české elektroenergetiky zpracovávané EY jako součást NAP SG. Mezi závěry v této souvislosti patří zejména:

- ▶ rozšíření stávajícího centrálního systému OTE o funkcionality agregace a vyhodnocení vyúčtování flexibility – vytvoření obchodního DataHub,
- ▶ propojení na ostatní platformy (např. datový uzel pro účely řízení přenosové soustavy, systémy obchodníků atd.).

Základní kompetence pro výměnu dat by měly být upraveny v energetickém zákoně. Právo subjektů na přístup k datům by měl být umožněn:

- ▶ při existenci smluvního vztahu mezi subjekty (existence typových sad dat vázaných k jednotlivým smluvním vztahům, které by byly automaticky předávány DataHubem příslušným subjektům – např. dodavatel na základě smlouvy o dodávce obdrží data měření odběrného místa) – takový způsob bude definován ve vyhlášce o Pravidlech trhu s elektřinou – nebo
- ▶ udělením přístupu k datům vlastníkem těchto dat, mimo smluvní vztah (např. udělení přístupu k datům potřebným pro DSR subjektu zvoleným zákazníkem, který není jeho dodavatelem) – tento způsob by měl být nově zakotven v energetickém zákoně a ve vyhlášce o Pravidlech trhu s elektřinou, jde o možnost zavedenou čl. 23 Směrnice.

Při národní implementaci by měl být sledován stav prováděcích právních aktů EK, které v souladu s čl. 24 Směrnice budou určovat podmínky interoperability přístupu k datům – povinností ČS je usnadnit interoperabilitu energetických služeb v rámci EU.

5. Podpůrné služby

Podpůrnými službami obecně rozumíme veškeré služby zajišťované PPS a PDS k dosažení a udržení bezpečného a spolehlivého provozu přenosové nebo distribuční soustavy v reálném čase. PpS se dělí do dvou základních skupin:

- ▶ služby výkonové rovnováhy:
 - ▶ FCP (*Frequency Containment Process*),
 - ▶ aFRP (*automatic Frequency Restoration Process*),
 - ▶ mFRP (*manual Frequency Restoration Process*),
 - ▶ RR (*Replacement Reserves*);
- ▶ ostatní (nefrekvenční) PpS (aktuálně využívané především PPS – ČEPS):
 - ▶ SV30 (snížení výkonu),
 - ▶ SRUQ (sekundární regulace U/Q),
 - ▶ OP (schopnost ostrovního provozu),
 - ▶ BS (start ze tmy – *Black Start*).

V současné době probíhá na evropské úrovni snaha o sjednocení a harmonizaci trhů s regulační energií v rámci evropských synchronních zón. Za tímto účelem se připravuje vznik standardních produktů služeb výkonové rovnováhy, které budou nabízeny a poptávány na společných evropských platformách k tomu určených.

Pro potřeby využití PDS je možné uvažovat zejména následující nefrekvenční PpS:

- ▶ regulace napětí a jalového výkonu,
- ▶ schopnost startu ze tmy,
- ▶ schopnost ostrovního provozu,
- ▶ dispečerská záloha,
- ▶ operativní změna zatížení.

5.1 Legislativní předpoklady – Zimní energetický balíček

5.1.1 Charakteristika unijní právní úpravy

Podle čl. 2 bodu 48 Směrnice se PpS rozumí služby potřebné pro provoz přenosové nebo distribuční soustavy, včetně služeb výkonové rovnováhy a nefrekvenčních PpS, které však nezahrnují řízení přetížení. Nefrekvenční PpS se potom podle čl. 2 bodu 49 Směrnice rozumí služba využívaná PPS nebo PDS k regulaci napětí v ustáleném stavu, dodávkám rychlého jalového proudu, zajištění setrvačnosti kvůli stabilitě místní sítě, zkratového proudu, schopnosti startu ze tmy a schopnosti ostrovního provozu.

Hlavní právní předpisy, které potom vymezují základní podoby PpS a problematiky, které se jich dotýkají, jsou:

- ▶ nařízení Komise (EU) 2017/2195 ze dne 23. listopadu 2017, kterým se stanoví rámcový pokyn pro obchodní zajišťování výkonové rovnováhy v elektroenergetice (dále jen „**EB GL**“);
- ▶ nařízení Komise (EU) 2017/1485 ze dne 2. srpna 2017, kterým se stanoví rámcový pokyn pro provoz elektroenergetických přenosových soustav (dále jen „**SO GL**“);
- ▶ Nařízení a
- ▶ Směrnice (upravuje nejenom postupy PPS při zajišťování PpS, ale rovněž PDS při zajišťování nefrekvenčních PpS na úrovni distribuční soustavy).

EB GL upravuje v čl. 32 obecná pravidla obstarávání regulačních záloh a ukládá PPS povinnost provádět analýzu optimálního zajištění objemu regulačních záloh s cílem minimalizovat náklady spojené se zajištěním objemu regulačních záloh. Pro tvorbu analýzy jsou zmíněny následující aspekty, které mají být brány na zřetel:

- ▶ kromě domácích zdrojů je přípustná výměna či sdílení regulační zálohy se sousedními PPS;
- ▶ způsob obstarávání musí být tržní a preferováno je obstarávání na krátkodobém základu;
- ▶ obstarávání kladné a záporné regulační zálohy se alespoň pro zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy a zálohy pro náhradu provádí odděleně.

Nařízení upravuje pravidla pro obstarávání regulačních záloh blíže v čl. 6. Nejvýznamnější dopady Nařízení na obstarávání regulačních záloh jsou:

- ▶ Regulační zálohu obstarává PPS, a to na primárním trhu. Regulační orgán ovšem může udělit výjimku a povolit používání jiných forem tržního obstarávání, pokud se prokáže, že hospodářská soutěž na trhu se službami výkonové rovnováhy není dostatečná. Taková výjimka podléhá přezkumu každé tři roky.
- ▶ Smlouvy na regulační zálohu se neuzavírají dříve než jeden den před poskytnutím regulační zálohy a délka smluvního období nepřesáhne jeden den, avšak regulační orgán může v případech odůvodněných zajištěním bezpečnosti dodávek elektřiny nebo zvýšením hospodářského užítu udělit výjimku. Při výjimce se u min. 40 % standardních produktů výkonové rovnováhy a min. 30 % všech produktů používaných pro regulační zálohu neuzavírají smlouvy na více než jeden den před poskytnutím regulační zálohy a délka smluvního období nepřesáhne jeden den. Smlouvy týkající se zbývajících částí regulační zálohy se uzavírají na nejvíce jeden měsíc před poskytnutím regulační zálohy a délka smluvního období nepřesáhne jeden měsíc, ačkoliv regulační orgán může na žádost PPS a za splnění daných podmínek rozhodnout o prodloužení na nejvýše 12 měsíců (nehledě na to však od 1/2026 nesmí délka smluvního období přesahovat 6 měsíců).

SO GL dále specifikuje, jaká část regulačních záloh může být zajištěna zdroji ze zahraničí. Tyto kvóty se liší v závislosti na typu regulační zálohy:

- ▶ FCR – alespoň 30 % přidělené regulační zálohy musí být zajištěno uvnitř daného bloku řízení výkonové rovnováhy a frekvence (dále jen „**blok LFC**“) (ES ČR),
- ▶ FRR – alespoň 50 % celkové regulační zálohy určené pro aFRR a mFRR musí být zajištěno uvnitř daného LFC bloku (ES ČR).

Směrnice v kapitole V, zejména pak v článku 40, upravuje pravidla obstarávání PpS ze strany PPS. Dále pak v čl. 31 zmiňuje možnost, aby za obstarávání produktů a služeb nezbytných pro efektivní, spolehlivý a bezpečný provoz distribuční soustavy byli zodpovědní PDS. V takovém případě

- ▶ pravidla přijatá za tímto účelem musí být objektivní, transparentní a nediskriminační, přičemž PDS je vypracuje ve spolupráci s PPS a dalšími relevantními účastníky trhu;
- ▶ PDS obstarává nefrekvenční PpS nezbytné pro jeho soustavu transparentními, nediskriminačními a tržními postupy, avšak regulační orgán může udělit výjimku, pokud dospěje k závěru, že tržní poskytování nefrekvenčních PpS není ekonomicky efektivní;
- ▶ při obstarávání těchto produktů a služeb zajistí regulační orgány, PDS a PPS zapojení všech kvalifikovaných účastníků trhu, včetně účastníků trhu nabízejících energii z OZE a/nebo vykonávajících služby DSR, provozovatelů zařízení pro ukládání energie a agregátorů, a to tím, že vymezí technické požadavky pro účast těchto účastníků na těchto trzích;
- ▶ PDS ve spolupráci s PPS rovněž usnadňují zapojení účastníků trhu připojených k jejich síti do maloobchodních a velkoobchodních vyrovnávacích trhů;
- ▶ ČS mohou povolit PDS vykonání i jiných činností nad rámec činností uvedených ve Směrnici a Nařízení, pokud jsou nezbytné k tomu, aby PDS plnili své povinnosti dané Směrnicí a Nařízením, přičemž regulační orgán v takovém případě posoudí nezbytnost výjimky.

5.1.2 Podmínky vnitrostátní adaptace a implementace

Čl. 6 Nařízení (ustanovení o trhu pro zajišťování výkonové rovnováhy) umožňuje regulačnímu orgánu udělit či schválit výjimky z ustanovení odst. 2, 5, 8 a 9, přičemž další podmínky udělení výjimky jsou rozvedeny v odst. 10. Čl. 64 Nařízení dále popisuje možnost ČS požádat o výjimku z dalších příslušných ustanovení čl. 6, avšak pouze pokud může ČS prokázat, že má zásadní problémy související s provozováním svých malých izolovaných a malých připojených soustav. Tyto podmínky se v případě ČR ovšem nemohou uplatnit, protože přenosová soustava ČR nesplňuje znaky pro malou nebo izolovanou připojenou soustavu.

5.2 Zahraniční zkušenosti a zapojení do projektu evropských platform

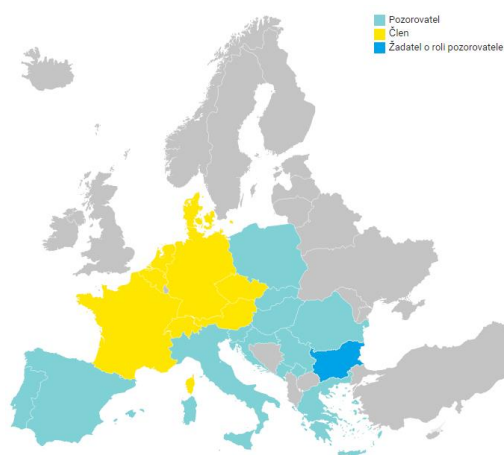
EB GL ve své preambuli zdůrazňuje, že integrace trhů s regulační energií by měla být usnadněna zavedením společných evropských platform pro provádění procesu vzájemné výměny systémových odchylek a pro umožnění výměny regulační energie z regulačních záloh. Preambule dále specifikuje, že platformy pro výměnu regulační energie ze záloh pro regulaci výkonové rovnováhy a záloh pro náhradu by měly používat model s žebříčky nabídkových cen, aby se zajistila nákladově efektivní aktivace nabídek. Integrace trhů s regulační energií by měla usnadnit efektivní fungování vnitrodenního trhu, aby byla účastníkům trhu poskytnuta možnost zajišťovat svou vlastní výkonovou rovnováhu co možná nejbližší reálnému času. Harmonizace intervalu zúčtování odchylek v EU o délce 15 minut by měla podpořit obchodování na vnitrodenním trhu a posílit vývoj některých obchodních produktů se stejnými časy dodávky.

5.2.1 IGCC (*The International Grid Control Cooperation*)

Projekt IGCC vznikl v roce 2010 jako společný záměr zemí napříč kontinentální Evropou za účelem vzájemné výměny systémových odchylek. ENTSO-E vybralo tento projekt jako základ pro společnou evropskou platformu pro výměnu systémových odchylek. Díky této mezinárodní výměně je možné omezit zbytečnou současnou aktivaci kladné i záporné aFRR v jednotlivých státech.

V současné době platforma sdružuje 24 zemí, přičemž v průběhu roku 2019 se očekává připojování dalších evropských PPS. Předpokládaný plán ENTSO-E k připojení 12 nových PPS do konce roku 2019 však není zaručen.

Každý PPS zúčastněné země má za povinnost skrze platformu kontinuálně reportovat poptávku po aFRR stejně jako dostupné přeshraniční kapacity a případná bezpečnostní omezení. V roce 2016 bylo například díky vzájemné výměně systémových odchylek pokryto 84 % poptávky regulační energie v Lotyšsku či 57 % poptávky v Nizozemsku i Německu.

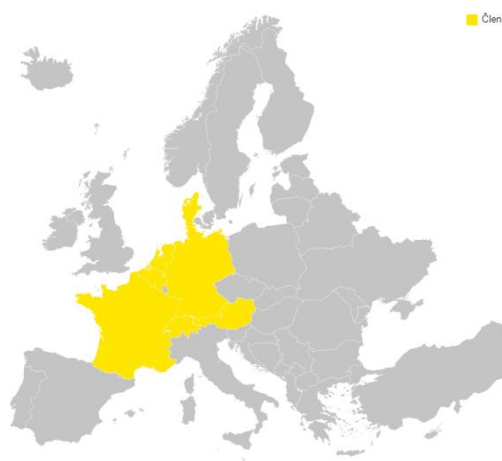


Obrázek 9. Státy účastnící se platformy IGCC v roli člena, pozorovatele či žadatele o roli pozorovatele

5.2.2 Regionální projekt pro FCR

V současné době existuje regionální projekt dobrovolně zapojených 7 zemí (10 PPS) střední a západní Evropy, který funguje jako společná základna pro obstarávání a výměnu FCR. Cílem je podpoření transparentního, nediskriminačního a efektivního nákupu. Společný trh momentálně funguje na bázi týdenních aukcí s jedním týdenním symetrickým produktem. Zúčastnění PPS agregují nabídky na poskytnutí služby FCR na společný *merit order list* (CMOL).

Další vývoj by měl zejména umožnit přístup pro menší účastníky trhu a zohlednění socioekonomických aspektů.

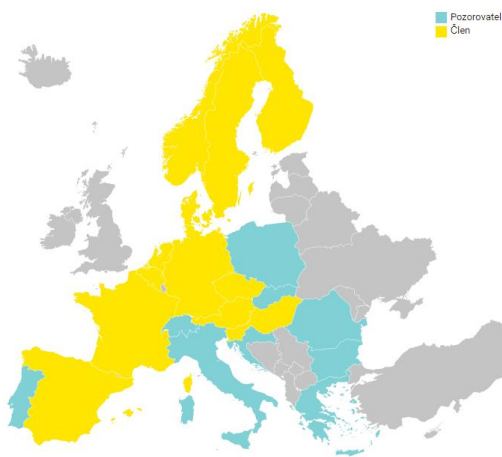


Obrázek 10. Státy účastníci se regionálního projektu FCR v roli člena

5.2.3 PICASSO (*The Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation*)

Jedná se o projekt evropské platformy pro výměnu regulační energie aFRP. Platforma vznikla v roce 2017 jako regionální projekt 8 PPS. V současné době se projektu účastní 22 PPS z 19 evropských zemí, 10 PPS figuruje v roli pozorovatele. ENTSO-E podpořilo projekt PICASSO jako implementační projekt pro naplnění požadavků EB GL.

Cílem platformy PICASSO je optimalizovat aktivaci regulační energie aFRP v rámci synchronní oblasti. Zamýšleným přínosem je umožnění nákupu levnější regulační energie ze zahraničí. Poskytovatelé regulační energie již nebudou aktivováni způsobem pro-rata, nýbrž na základě nabídkové ceny, kterou bude možné aktualizovat v 15min intervalech. Platforma by měla být spuštěna v roce 2022.

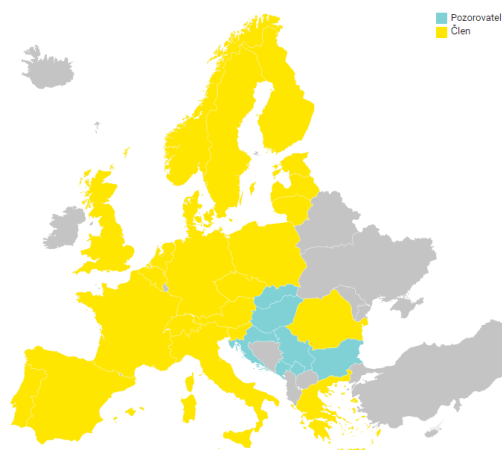


Obrázek 11. Státy účastníci se platformy PICASSO v roli člena či pozorovatele

5.2.4 MARI (*Manually Activated Reserves Initiative*)

MARI je implementačním projektem pro tvorbu společné evropské platformy zaměřené na výměnu regulační energie z manuálně ovládaného procesu obnovení frekvence a výkonové rovnováhy (mFRP). Projekt oficiálně započal v roce 2017 společným memorandem 19 PPS. V současnosti na projektu participuje 25 evropských PPS, dalších 5 PPS jsou pozorovatelé. Platforma by měla být spuštěna v roce 2022.

Platforma má dle návrhu metodiky umožňovat přímou a plánovanou aktivaci, přičemž standardizovaný produkt byl definován s dobou do plné aktivace (*Full Activation Time*, dále jen „**FAT**“) 12,5 minuty. PPS má díky funkci přímé aktivaci možnost v případě potřeby aktivovat nabídky regulační energie kdykoliv. Do prosince 2021 se očekává dokončení připojování PPS.

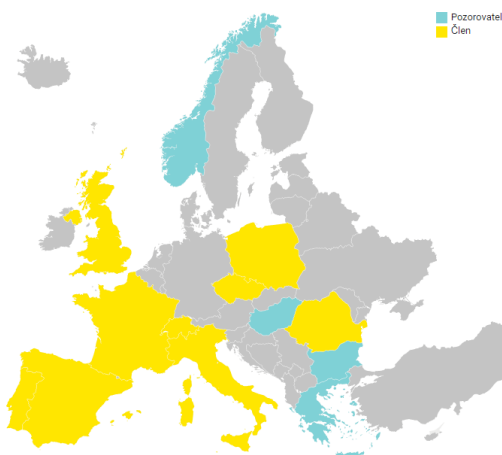


Obrázek 12. Státy účastnící se platformy MARI v roli člena či pozorovatele

5.2.5 TERRE (*Trans European Replacement Reserves Exchange*)

TERRE je implementačním projektem pro tvorbu společné evropské platformy zaměřené na výměnu regulační energie ze záloh pro náhradu (RR – obdoba produktu obchodovaného na vyrovnávacím trhu provozovaném OTE). Projektu TERRE se v současnosti účastní 9 PPS, další 4 působí jako pozorovatelé.

V rámci této platformy budou nabízeny standardizované produkty s dobou FAT 30 minut. Nabídky mohou být podávány po 15 minutách a budou řazeny do společných žebříčků. Minimální doba poskytování regulační energie je 15 minut, maximální doba poskytování pak 60 minut. V ČR projekt TERRE nahradí vyrovnávací trh a předpokládané spuštění je počátkem roku 2020.



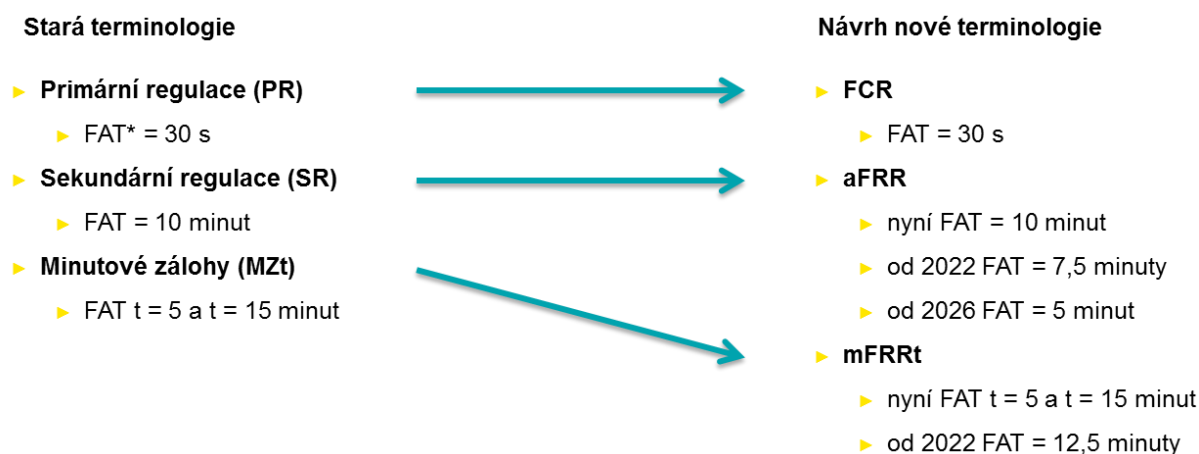
Obrázek 13. Státy účastnící se platformy TERRE v roli člena či pozorovatele

5.3 Změny v PpS spojené s novou uniijní úpravou

Před přijetím nových uniijních nařízení, která se zabývají PpS, byly v ČR využívány tyto PpS s následujícími základními technickými parametry:

- ▶ primární regulace f bloku (PR),
 - ▶ FAT = 30 s,
 - ▶ výkon na jednom bloku 3–10 MW;
- ▶ sekundární regulace P bloku (SR),
 - ▶ FAT = 10 min,
 - ▶ na jednom bloku 10–70 MW;
- ▶ minutová záloha (MZ_t),
 - ▶ FAT = 5 min/15 min,
 - ▶ t = 5 min: výkon na jednom bloku alespoň 30 MW,
 - ▶ t = 15 min: výkon na jednom bloku 10–70 MW;
- ▶ snížení výkonu (SV₃₀),
 - ▶ FAT = 30 minut,
 - ▶ velikost zálohy od jednoho poskytovatele alespoň 30 MW;
- ▶ sekundární regulace U/Q (SRUQ);
- ▶ schopnost ostrovního provozu (OP);
- ▶ schopnost startu ze tmy (BS).

Nová terminologie nyní hovoří o službách výkonové rovnováhy a se starou terminologií koresponduje způsobem, který ilustruje následující obrázek. Kromě samotných názvů služeb dojde v budoucnu také ke změně některých jejích technických parametrů. Hlavní změnou bude zkrácení FAT u služeb, které odpovídají bývalé SR a MZ_t. Dle návrhu by u služby aFRR mělo dojít k postupnému zkracování FAT v letech 2022 a 2026 na 7,5 minuty, resp. 5 minut. U služby mFRR_t by pak dle návrhu mělo dojít v roce 2022 ke sjednocení FAT na 12,5 minuty.



Obrázek 14. Návrh změn terminologie v oblasti PpS a návrh parametrů budoucích produktů

Výše zmíněné služby představují harmonizované standardní produkty, které by měly být obchodovány na evropských platformách. Kromě zmíněných standardních produktů může PPS požádat příslušný národní regulační orgán o schválení specifického produktu, pokud je nezbytný pro stabilní provoz elektrizační soustavy.

5.4 Implementace v podmínkách ČR

5.4.1 Stav zpracování tématu v právních a dalších předpisech

Základní vymezení pojmu PpS je uvedeno v energetickém zákoně. Kromě této základní definice se energetický zákon věnuje tématu PpS v následujících bodech:

- ▶ právo výrobce elektřiny či zákazníka nabízet a poskytovat PpS za podmínek stanovených v Pravidlech provozování přenosové soustavy (dále jen „PPPS“), respektive v PPDS;
- ▶ PPS/PDS zabezpečuje PpS za účelem bezpečného provozu přenosové, respektive distribuční soustavy;
- ▶ PPS/PDS obstarává PpS za nejnižší náklady;
- ▶ PPS zajišťuje neznevýhodňující podmínky pro poskytovatele PpS;
- ▶ technické dispečinky PDS provádí dispečerské řízení zdrojů poskytujících PpS.

Unijní právní úprava se dosud promítla primárně pouze do PPPS, který od dubna 2019 přešel v části PpS na novou terminologii. PPPS definují technické požadavky na PpS, přičemž hlavním požadavkem je FAT. Návrh nových unijních právních aktů by se pak projevil zejména v těchto technických parametrech PpS, konkrétně FAT.

5.4.2 Potřebná rozhodnutí o podobě implementace

Výše zmíněná unijní nařízení a Směrnice vytyčují zejména obecná pravidla a základní principy související s PpS. Konkrétní podoba adaptace národní právní úpravy na nařízení je předmětem tzv. implementačních rámců (IF), které vznikají pro jednotlivé typy služeb. Na podobě implementačních rámců spolupracují PPS členských zemí pod záštitou a koordinací ENTSO-E.

V současné době již byl všemi dotčenými regulačními orgány přijat implementační rámec pro službu RR (RRIF) a PPS dotčených zemí jej nyní zapracovávají. Implementační rámec pro proces výměny systémových odchylek (INIF) v současné době čeká na vyjádření regulačních orgánů prostřednictvím agentury ACER. Implementační rámce pro služby aFRR a mFRR v současné době procházejí konzultací a čekají na schválení. Agentura ACER měla dle implementačního harmonogramu vydat rozhodnutí v této věci do 11. srpna 2019, avšak dle dostupných informací tak do doby zpracování této studie neučinila. Vyjma zmíněných implementačních rámců se na evropské úrovni řeší otázka standardizace produktů služeb FRR a RR, harmonizace alokačních procesů a další.

Zpracování požadavků vyplývajících z unijních předpisů je nyní závislé na konkrétní podobě těchto implementačních rámců a ostatních relevantních dokumentů, které určí finální požadavky v oblasti PpS. Na úrovni ČR je potřeba zvážit, zdali změna produktů PpS negativně neovlivní jejich dostupnost, a tudíž zdali PPS požádá o povolení specifických produktů.

Podle čl. 31 odst. 6 Směrnice mohou být PDS pověřeni tím, aby obstarávali produkty a služby nezbytné pro efektivní, spolehlivý a bezpečný provoz distribuční soustavy. V takovém případě musí být pravidla přijatá za tímto účelem PDS objektivní, transparentní a nediskriminační a vypracují se ve spolupráci s PPS a dalšími relevantními účastníky trhu. Dle čl. 31 odst. 7 Směrnice má PDS povinnost obstarávat nezbytné nefrekvenční PpS pro činnosti z odstavce 6 transparentním, nediskriminačním a tržním způsobem. Avšak pakliže regulační orgán sezná, že tržní obstarávání nefrekvenčních služeb je ekonomicky neefektivní, může udělit PDS výjimku. Povinnost obstarávat nefrekvenční PpS se nevztahuje na plně integrované komponenty sítě.

5.4.3 Doporučení úprav v právních a provozních předpisech

5.4.3.1 PpS zajišťované PDS

Z pohledu zákonné právní úpravy je potřeba upravit definici PpS v energetickém zákoně, např. vymežit pojem nefrekvenční PpS pro PDS. Pokud jde o Směrnici, potřeba vnitrostátní implementace záleží především na rozhodnutí, zda, a případně v jakém rozsahu budou PDS oprávněni zajišťovat nefrekvenční PpS.

Již stávající vyhláška č. 401/2010 Sb., o obsahových náležitostech Pravidel provozování přenosové soustavy, Pravidel provozování distribuční soustavy, Řádu provozovatele přepravní soustavy, Řádu

provozovatele distribuční soustavy, Řádu provozovatele zásobníku plynu a obchodních podmínek operátora trhu, obsahuje některá pravidla pro obstarávání PpS ze strany PDS. Proto předpokládáme, že bude využito možnosti dané Směrnicí, a i v případě ČR budou PDS nadále oprávněni zajišťovat tyto služby na úrovni distribuční soustavy. V takovém případě je ale nutné minimálně změnit definici pojmu „podpůrné služby“ podle § 2 odst. 2 písm. a) bod 8 energetického zákona, protože podle stávajícího znění této definice by PpS mohl nakupovat či jinak obstarávat pouze PPS. Rovněž je třeba uložit povinnost PDS vypracovat pravidla pro obstarávání PpS ve spolupráci s PPS a ostatními účastníky a změnit vymezení náležitostí smlouvy o poskytování PpS podle § 50 odst. 10 energetického zákona.

5.4.3.2 Zrušení vyrovnávacího trhu s regulační energií

Nařízení mohou mít částečně dopad do podzákonné právní úpravy, která v současné době není na změny plně adaptovaná. Jedná se zejména o vyhlášku o Pravidlech trhu s elektřinou, ve které je nutno novelizovat (zrušit) ustanovení upravující zřízení a organizaci vyrovnávacího trhu s regulační energií.

5.4.3.3 Úpravy kategorií PpS v PPPS

Změny v oblasti PpS se promítnou zejména do potřeby změny PPPS, kde jsou definovány obecné požadavky na tyto služby, související procesy, technické požadavky i pravidla pro vyhodnocení poskytování služeb. V PPPS bude nutno provést úpravy v souladu se standardními produkty regulační energie navrženými v rámci pro zavedení evropských platforem pro výměnu regulační energie z aFRR, mFRR a RR, zejm.:

- ▶ výkonový limit pro poskytování regulační energie na 1 MW,
- ▶ zkrácení FAT produktů,
- ▶ změny v termínech GCT (*gate closure times*),
- ▶ a obecně v souladu s výše popsánymi požadavky Směrnice a Nařízení umožnit účast agregovaných portfolií zdrojů flexibility apod.

6. Kapacitní mechanismy

6.1 Legislativní předpoklady – Zimní energetický balíček

Pojmem „kapacitní mechanismus“ (dále jen „**KM**“) se dle čl. 2 bodu 22 Nařízení rozumí „*dočasné opatření pro zajištění dosažení nezbytné úrovně zdrojové přiměřenosti odměněním zdrojů za jejich dostupnost, jiné než opatření týkající se podpůrných služeb nebo řízení přetížení.*“

KM jsou považovány za formu státní podpory a dle Smlouvy o fungování Evropské unie (dále jen „**SFEU**“) musí být EK uznány za kompatibilní/slučitelné s vnitřním trhem. Dle čl. 107 odst. 3 písm. c) SFEU mohou být za slučitelné s vnitřním trhem považovány „*podpory, které mají usnadnit rozvoj určitých hospodářských činností nebo hospodářských oblastí, pokud nemění podmínky obchodu v takové míře, jež by byla v rozporu se společným zájmem.*“

V rámci schvalovacího procesu u EK jsou KM posuzovány z pohledu:

- ▶ **existence státní podpory,**
 - ▶ jako státní podpora je definován KM, který (1) je financován a kontrolován státem, (2) poskytuje výhodu určitému odvětví nebo skupině entit a (3) pokrývá vnitřní trh EU;
- ▶ **zákonnosti státní podpory,**
 - ▶ EK musí být včas informována o záměru zavedení KM;
- ▶ **slučitelnosti s vnitřním trhem.**

Slučitelnost státní podpory na výrobní přiměřenost s vnitřním trhem je pak posuzována EK dle bodu 3.9 Pokynů pro státní podporu v oblasti životního prostředí a energetiky na období 2014–2020. Slučitelnost s vnitřním trhem je posuzována z těchto pohledů:

- ▶ cíl společného zájmu – EK posuzuje, zda byl jasně definovaný cíl opatření a zda bylo ČS zváženo alternativní řešení problému;
- ▶ potřeba státního zásahu – EK posuzuje, zda byl problém jednoznačně prokázán kvantitativní analýzou za použití příslušných ukazatelů (LOLE, ENS, ...) a zda bylo prokázáno, proč nedojde k nápravě problému tržními mechanismy;
- ▶ vhodnost – podpora by měla být poskytována pouze na službu dostupnosti poskytovanou provozovatelem zařízení a opatření by mělo poskytovat odpovídající pobídky pro stávající i nová zařízení;
- ▶ motivační účinek – EK posuzuje, zda KM vede ke změně v chování provozovatele výrobního zařízení a zvýšení tak ochrany životního prostředí nebo zlepšení bezpečnosti, cenové dostupnosti a udržitelnosti trhu s energií;
- ▶ přiměřenost – EK posuzuje přiměřenost kompenzace účastníků KM;
- ▶ zabránění vzniku nežádoucích negativních účinků na hospodářskou soutěž a obchod – mechanismus by měl být navržený tak, aby bylo možno využít jakoukoli kapacitu, která může účinně přispět k vyřešení problému s výrobní přiměřeností.

Do 10. července 2019 probíhalo otevřené připomínkové řízení výše zmíněných Pokynů pro státní podporu v oblasti životního prostředí a energetiky za účelem aktualizace těchto pokynů po roce 2020.

6.1.1 Charakteristika unijní právní úpravy

KM popisuje Nařízení v Kapitole IV Zdrojová přiměřenost, zejm. v čl. 21 (obecné zásady KM), čl. 22 (koncepční zásady KM), čl. 25 (norma spolehlivosti) a čl. 26 (přeshraniční účast v KM). Z těchto ustanovení plynou mj. následující principy:

- ▶ KM jsou považovány za podmíněné krajní řešení pro odstranění zbývajících potíží se zdrojovou přiměřeností (tj. ČS musí potíže se zdrojovou přiměřeností nejprve řešit způsoby podle čl. 20 odst. 3 – především musí upravit regulační rámec tak, aby došlo v dlouhodobém horizontu k vyřešení problému zdrojové přiměřenosti tržně – teprve v případě zbývajících problémů může ČS přistoupit k zavedení KM) – pokud nejsou v oblasti zdrojové přiměřenosti zjištěny žádné potíže, ČS nesmí KM zavést;

- ▶ zavedení KM musí předcházet vypracování komplexní studie možných dopadů těchto mechanismů na sousední ČS, minimálně formou konzultace sousedních zemí;
- ▶ primárním způsobem řešení potíží se zdrojovou přiměřeností za pomoci KM je KM v podobě strategické rezervy (základní požadavky na strategické rezervy uvádí čl. 22 odst. 2) – pouze pokud ČS dospěje k závěru, že tento způsob není možný, může zavést jiný typ KM (požadavky uvedeny v čl. 22 odst. 3);
- ▶ KM jsou dočasné – EK je schvaluje maximálně na 10 let;
- ▶ poskytovatelé kapacity jsou vybíráni v transparentním, nediskriminačním a konkurenčním výběrovém řízení;
- ▶ KM poskytují poskytovatelům kapacity pobídky, aby byli k dispozici v době vysokého zatížení soustavy, a pokud k dispozici nejsou, ukládá jim sankce;
- ▶ KM jsou otevřené všem zdrojům, které jsou schopny poskytnout požadovaný technický výkon;
- ▶ nové KM a smlouvy ve stávajících KM uzavřeny po 31.12.2019 musí splňovat požadavky ohledně mezních hodnot emisí CO₂ z fosilních paliv:
 - ▶ max. 550 g na kWh elektřiny pro výrobní kapacity, které zahájí výrobu 4. července 2019 a později (kapacity překračující limit nesmějí být zařazovány v rámci KM ani obdržet platby),
 - ▶ max. 550 g na kWh elektřiny nebo max. 350 kg na instalovaný kW elektrického výkonu v ročním průměru pro výrobní kapacity, které zahájily výrobu před 4. červencem 2019 (nejpozději od 1. července 2025 nesmějí kapacity překračující oba limity být zařazovány v rámci KM ani obdržet platby);
- ▶ ČS se při uplatňování KM řídí normou spolehlivosti, která stanoví nezbytnou úroveň bezpečnosti dodávek ČS, přičemž normu určí na návrh regulačního orgánu (ten vychází z návrhu metodiky pro její výpočet, který po předložení ze strany ENTSO-E schválí ACER) ČS nebo orgán určený ČS;
- ▶ KM jsou otevřeny přímé přeshraniční účasti poskytovatelů kapacity nacházejících se v jiných ČS (v případě kapacitních rezerv jen pokud to je technicky možné).

Z výše uvedeného jednoznačně vyplývá snaha EU o KM, které podpoří nízkouhlíkové zdroje, budou vybrány na základě nediskriminačního a transparentního výběrového řízení a budou zavedeny pouze v případě identifikovaného problému výrobní přiměřenosti. Zároveň ČS, které uplatňují KM, budou muset tyto mechanismy přezkoumat a upravit tak, aby byly v souladu s kapitolou IV Nařízení.

6.1.2 Podmínky vnitrostátní adaptace a implementace

Vstup Nařízení v platnost znamená přímo účinná ustanovení upravující postup zavádění a navrhování KM bez nutnosti vnitrostátní implementace. Podle čl. 21 odst. 5 však ČS nesmí zavést KM dříve, než EK vydá stanovisko podle čl. 20 odst. 5 k prováděcímu plánu uvedenému v čl. 20 odst. 3. Pokud již ČS ke dni 4. července 2019 KM uplatňuje, musí jej upravit tak, aby byl v souladu s Nařízením a zároveň aby nebyly dotčeny závazky uzavřené do 12/2019. Zároveň pokud ČS uplatňuje KM, má provést jeho přezkum a zajistit, aby v jeho rámci nebyly uzavřeny žádné nové smlouvy, v případě že v rámci evropského ani vnitrostátního (pokud bylo provedeno) posouzení zdrojové přiměřenosti nebyly zjištěny žádné potíže nebo pokud EK nevydala stanovisko zmíněné výše. Čl. 64 navíc umožňuje ČS požádat o výjimku z aplikace všech článků Kapitoly IV Nařízení, nicméně v případě ČR pro žádost o takovou výjimku nejsou splněny podmínky.

6.2 Obecná charakteristika KM

Negativní hodnocení výrobní přiměřenosti soustavy je důsledkem nefunkčních tržních signálů investorům, tedy selhání trhu. Jako nápravné opatření k zajištění výkonové dostatečnosti byly ČS EU zaváděny různé podoby KM s cílem udržení dostupnosti stávajících odstavovaných zařízení nebo podpoření výstavby nových zařízení.

Nejčastější příčiny selhání trhu jsou obecně např.:

- ▶ podpora pouhé části výrobní kapacity (v současnosti zejména podpora OZE),

- ▶ nedostatek přenosové kapacity (zejména vnitrostátní),
- ▶ zastropování cen na trhu s elektřinou,
- ▶ nemožnost spotřebitelů v reálném čase reagovat na změnu ceny elektřiny,
- ▶ chybějící koordinace výstavby výrobní a přenosové kapacity.

KM lze rozdělit na dva základní typy:

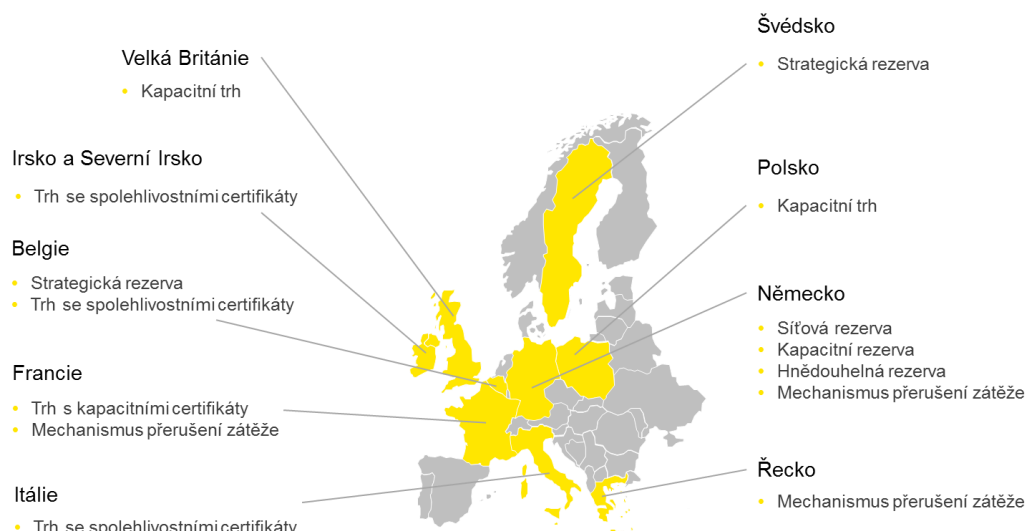
- ▶ cílené mechanismy (*targeted*),
 - ▶ strategické rezervy,
 - ▶ mechanismus přerušení zátěže;
- ▶ mechanismy pro celý trh (*market-wide*),
 - ▶ kapacitní trh,
 - ▶ trh se spolehlivostními certifikáty,
 - ▶ trh s kapacitními certifikáty.

KM je považován za krajní řešení problému zdrojové přiměřenosti, pokud nedoručí k vyřešení identifikovaného problému úpravou regulačního rámce nebo odstraněním příčin selhání trhu formou prováděcího plánu. V tomto případě je potřeba předložit jasné důkazy, že tyto alternativy byly zvažovány, ale nebylo docíleno vyřešení problému zdrojové přiměřenosti, kdy prováděcí plán musí být posouzen EK. Uplatnění prováděcího plánu pak povede k úpravě příslušných legislativních a právních předpisů. V současnosti nelze jednoznačně určit, jaké právní předpisy budou dotčeny, jelikož jejich úprava závisí na analýze selhání trhu a případné implementaci prováděcího plánu.

Kroky, které by měly předcházet zavedení KM v rámci prováděcího plánu, jsou uvedeny v čl. 20 Nařízení a jsou popsány v následujícím přehledu, včetně obecného postupu pro zavedení KM:

- 1) indikované vysoké hodnoty LOLE a ENS v rámci evropského, popřípadě vnitrostátního posouzení zdrojové přiměřenosti;
- 2) vypracování prováděcího plánu:
 - ▶ odstranění narušení regulačního rámce,
 - ▶ odstranění/úprava cenových stropů na velkoobchodních trzích s elektřinou v souladu s čl. 10 Nařízení,
 - ▶ zavedení funkce tvorby cen regulační energie při nedostatku podle čl. 44 odst. 3 nařízení (EU) 2017/2195,
 - ▶ zvýšení propojení a vnitřní kapacity sítě s cílem dosáhnout alespoň svých cílů podle čl. 4 písm. d) bodu 1 nařízení (EU) 2018/1999,
 - ▶ umožnění vlastní výroby, ukládání energie, opatření strany poptávky a energetické účinnosti přijetím opatření k odstranění případných zjištěných narušení regulačního rámce,
 - ▶ zajištění nákladově efektivního a tržního zadávání zakázek na služby výkonové rovnováhy a PpS,
 - ▶ odstranění regulovaných cen, vyžaduje-li to článek 5 Směrnice;
- 3) EK vydá stanovisko k prováděcímu plánu – pokud nedoručí k odstranění problému s výrobní přiměřeností, lze zavést KM;
- 4) princip fungování KM musí být notifikován EK.

Obecně lze říci, že cílené mechanismy jsou uplatňovány ve státech, kde je identifikován krátkodobý nedostatek výkonu a slouží k překlenutí tohoto období dočasným udržením dosluhujících výrobních zařízení v soustavě, dokud nebudou zprovozněna nová zařízení. *Market-wide* mechanismy jsou pak implementovány ve státech, kde je potřeba podpořit výstavbu nových zařízení. Následující obrázek ilustruje příklady uplatňovaných KM v Evropě.



Obrázek 15. Uplatňované KM v rámci členských států EU

6.2.1 Strategická rezerva

Ve strategické rezervě jsou obvykle zdroje, které oznámily ukončení nebo přerušení provozu (jelikož se zdroje v rezervě nesmějí účastnit trhu s elektřinou). Velikost strategické rezervy je stanovena na základě analýzy provedené PPS. Zdroje jsou na pokyn PPS připraveny najet a poskytnout výkon v dobách vysokého zatížení sítě, pokud jsou vyčerpány všechny tržní prostředky. Součástí strategických rezerv mohou být také DSR zařízení.

Zdroje se nacházejí mimo trh a jsou jim kompenzovány fixní a variabilní náklady nebo náklady na rezervovanou kapacitu dle výsledku výběrového řízení. Zdroje musí splňovat technické požadavky, zejména požadavky na najetí a změnu výkonu, dle konkrétních požadavků daného PPS. Tyto technické parametry jsou ověřeny v průběžných testech PPS. Zdroje musí být vybrány na základě výběrového řízení.

6.2.2 Mechanismus přerušení zátěže

Mechanismus přerušení zátěže funguje na principu snižování zatížení spotřebitelů v dobách vysokého zatížení sítě. Provozovatelé DSR zařízení jsou vybráni na základě výběrového řízení, kde je soutěžena kapacita a cena, za kterou jsou provozovatelé ochotni snížit zatížení. Zařízení se musí nacházet mimo trh (nemůžou nabízet jiné PpS).

6.2.3 Kapacitní trh

Kapacitní trh je opatření, které má za cíl zajištění potřebného výkonu v soustavě formou kapacitních plateb. Kapacitní trh probíhá současně s trhem s elektřinou, tedy zařízení dostávají platby z kapacitního trhu [€/kW/rok] i z trhu s elektřinou [€/kWh]. Kapacitní trh by měl být otevřen pro všechna zařízení a kompenzace by měla být stanovena na základě výběrového řízení. Zařízení musí projít certifikační/kvalifikační fází před účastí ve výběrovém řízení. V rámci výběrového řízení lze získat jednoleté i dlouholeté kontrakty (zpravidla 3–5leté a 15–17leté).

Aukce pro jednotlivá období dodávky, nejčastěji 1 rok, probíhají vždy v několika postupných aukcích. Nejprve probíhá hlavní aukce, která probíhá několik let před obdobím dodávky (4–5 let) a je zde soutěžena většina celkové kapacity. Zpravidla jeden rok před obdobím dodávky probíhá aukce dodatečná, kde je soutěžena potřebná kapacita dle nejnovějších analýz. Úspěšní účastníci aukcí jsou poté povinni dodávat vysoutěženou/smlouvenou kapacitu v dobách vysokého zatížení sítě, které je signalizováno PPS.

6.2.4 Trh se spolehlivostními certifikáty

Trh se spolehlivostními certifikáty je podobný trhu kapacitnímu, kdy je soutěžena kapacita a úspěšní účastníci aukcí dostávají fixní platby [€/kW/rok] dle výsledku aukce. Zařízení musí projít certifikační/kvalifikační fází před účastí ve výběrovém řízení. Provozovatelé pak dále nabízejí kapacitu na trhu s elektřinou. Navíc je stanovena tzv. realizační cena (*strike price*), kdy, pokud je cena na trhu vyšší než realizační cena, provozovatel zařízení tento rozdíl vrátí. Tento jev nastává zejména v dobách vysokého zatížení sítě a provozovatelé tento rozdíl musí zaplatit bez ohledu na to, zda byli aktivováni nebo ne. Tato povinnost donutí provozovatele nabízet kapacitu na trhu v dobách vysokého zatížení sítě, kdy bude cena na trhu vyšší než cena realizační.

6.3 Zahraniční zkušenosti s využitím kapacitních mechanismů pro zabezpečení výrobní přiměřenosti v EU

6.3.1 Belgie

V Belgii bylo v minulosti identifikováno několik selhání trhu, která v kritických situacích zapříčinila nedostatek dostupného výkonu pro řízení soustavy, a tedy sníženou bezpečnost dodávky elektrické energie. Důsledkem těchto selhání bylo vytvoření balíku opatření, která mají za cíl zajistit bezpečnost dodávky dle právních požadavků, avšak tato opatření vejdou v účinnost až ve středně až dlouhodobém horizontu, a tudíž vyplynula nutnost implementovat také opatření cílící na přechodné řešení systémového problému. Konkrétním důvodem pro zavedení strategické rezervy je zajištění výkonu pro pokrytí zimních špiček zatížení v situaci, kdy samotný trh toto zajistit nedokáže.

Základní pravidla, proces stanovení kapacity, role jednotlivých subjektů a náležitosti strategické rezervy, včetně spolehlivostních norem LOLE(průměr) a LOLE(P₉₅), jsou uvedeny v belgickém federálním energetickém zákonu (*Federal Electricity Law*). Provozním předpisem jsou pak Funkční pravidla pro strategické rezervy (*Functioning Rules for Strategic Reserves*), která vytváří PPS – Elia – a jsou schvalována energetickým regulačním úřadem – CREG. Dále je PPS zmocněn k definování Postupu pro sestavování strategických rezerv (*Procedure for the Constitution of the Strategic Reserves*), který specifikuje náležitosti výběrového řízení pro tvorbu rezerv. Elia dále každoročně připraví studii výrobní přiměřenosti, na jejímž základě je rozhodnuto ministerstvem o potřebě strategické rezervy a objemu soutěžené kapacity.

Mechanismus je otevřen pro:

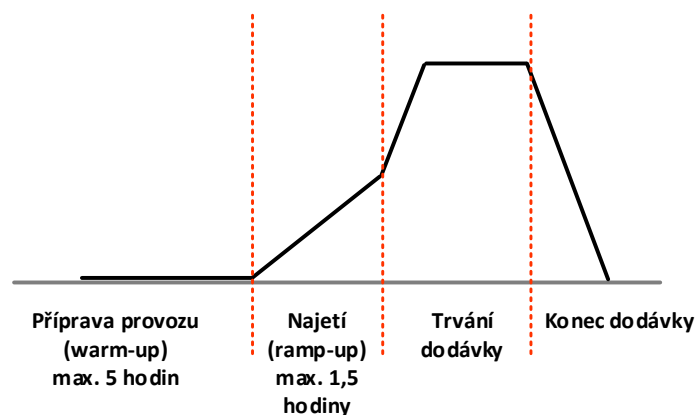
- ▶ SDR – *Strategic Demand Reserve*
 - ▶ DSR zařízení;
- ▶ SGR – *Strategic Generation Reserve*
 - ▶ výrobní zařízení, která oznámila záměr ukončení nebo přerušení provozu.

Zařízení se musí nacházet v belgické přenosové soustavě, splňovat technické požadavky pro aktivaci a stát mimo trh.

Strategická rezerva může být aktivována na základě dvou spouštěčů:

- ▶ ekonomický – na denním trhu nebyl ani při maximální přípustné ceně (3000 €/MWh) zajištěn poptávaný výkon,
- ▶ technický – strukturální nedostatek identifikován pomocí hodnocení přiměřenosti výrobních kapacit (dále také jen „analýzy GA“) aktualizovaného pro daný den.

V případě identifikace potřeby aktivace strategické rezervy vydá Elia příkaz k přípravě provozu zařízení. Potřeba strategické rezervy je pak ještě jednou potvrzena 1,5 hodiny před obdobím dodávky.



Obrázek 16. Průběh aktivace strategické rezervy (zdroj: Elia)

Zařízením jsou kompenzovány způsobilé náklady, které jsou součástí nabídky ve výběrovém řízení:

- ▶ náklady za rezervovaný výkon [€/MW/h],
- ▶ náklady na najetí [€],
- ▶ variabilní náklady na aktivaci [€/MWh],
- ▶ náklady na prodloužení aktivace [€/h].

Přiměřenost nákladů kontroluje regulační úřad a mechanismus je financován síťovými poplatky.

V současné době zavádí Belgie další KM – trh se spolehlivostními certifikáty.

6.3.2 Německo

Jako hlavní důvod pro zavedení KM v Německu byla vždy uváděna nedostatečná kapacita přenosové soustavy, kdy KM by měly přispět k zajištění bezpečnosti a spolehlivosti dodávek, dokud nebudou realizovány projekty posílení přenosové kapacity soustavy. Vysoký podíl intermitentních OZE na výrobě elektřiny, odstavování jaderných elektráren a nedostatek přenosové kapacity jsou udávány jako obecné příčiny nutnosti zavedení KM.

KM jsou ukotveny v německém energetickém zákoně (*EnergieWirtschaftsgesetz* – EnWG) a podrobněji upraveny příslušnými vyhláškami. Základním předpokladem je každoroční vypracování GA všemi PPS a následné předání těchto analýz regulačnímu orgánu (*Bundesnetzagentur für Elektrizitäts, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen*, dále jen „**BnetzA**“), který rozhodne o množství poptávané kapacity v rámci jednotlivých mechanismů (zejména síťová rezerva).

6.3.2.1 Síťová rezerva

Síťová rezerva slouží především jako mimotržní nástroj pro redispečink mezi severem a jihem. V době nedostatečné přenosové kapacity vydá příslušný PPS příkaz zdrojům, které se nachází na jihu Německa a zároveň jsou zahrnuty do síťové rezervy, k aktivaci potřebné kapacity, zatímco stejné množství kapacity je na severu Německa sníženo a naopak. Síťová rezerva může být použita pouze v případě vyčerpání všech tržních mechanismů. Síťová rezerva bývá využívána zpravidla v zimních obdobích.

Zdroje, které oznámily ukončení nebo dočasné přerušení provozu a byly PPS označeny jako důležité pro zajištění stability sítě, jsou automaticky přesunuty do síťové rezervy. V případě nedostatku domácích zdrojů je potřebná kapacita zajištěna zahraničními zdroji. S domácími zdroji jsou uzavřeny bilaterální dohody, dle technických a ekonomických ukazatelů daného zdroje. Zahraniční zdroje jsou vybrány na základě tenderů. Podmínkou je splnění technických požadavků dle příslušných PPS.

Zdroje jsou aktivovány na příkaz daného PPS a jsou jim kompenzovány fixní a variabilní náklady:

- ▶ měsíční náklady za rezervovaný výkon [€/MW],
- ▶ náklady na najetí, teplý start [€/aktivace],

- ▶ náklady na najetí, studený start [€/aktivace],
- ▶ náklady na vyrobenou elektřinu [€/MWh].

6.3.2.2 Kapacitní rezerva

Kapacitní rezerva je opatření, které slouží PPS k zajištění výrobní přiměřenosti, pokud selžou veškeré tržní mechanismy. V rámci kapacitní rezervy jsou každoročně poptávány 2 GW výkonu, které jsou soutěženy v aukcích vždy po dvou letech.

Zařízení musí být připojena do německé přenosové soustavy a splnit následující technické požadavky:

- ▶ maximální doba najetí 12 hodin (ze studeného stavu);
- ▶ schopnost plnit požadavky na poskytování „minutových rezerv“ (mFRR);
- ▶ schopnost změny činného výkonu alespoň o 30 % celkové smlouvané kapacity do 15 minut – tato schopnost musí být k dispozici od hodnoty minimálního výkonu, při kterém může být zařízení provozováno;
- ▶ u zdrojů minimální výkon do 50 % celkové smlouvané kapacity;
- ▶ nabídka alespoň 5 MW z jednoho zařízení (lze agregovat).

V rámci aukčního procesu podávají účastníci roční cenu za poskytnutí služby v €/MW/rok. Tato cena již obsahuje náklady spojené s 16 aktivacemi po dobu 12 hodin. Maximální cena, která může být nabídnuta, je 100 000 €/MW/rok.

Zařízení jsou aktivována na základě požadavku PPS. Ten může zařízení aktivovat až jako poslední možné opatření, pokud není dosaženo pokrytí zatížení tržními mechanismy. Tato situace nastane, pokud:

- ▶ nedojde k vyrovnání nabídky a poptávky na *day-ahead* trhu v poslední aukci předcházejícího dne (cenový strop 3 000 €/MWh);
- ▶ při otevírací aukci na vnitrodenním trhu nedojde k vyrovnání nabídky a poptávky;
- ▶ v průběhu dne dosáhla cena na vnitrodenním trhu cenového stropu a nedojde k pokrytí zatížení v příštích hodinách (cenový strop 10 000 €/MWh).

6.3.2.3 Hnědouhelná rezerva

Základní myšlenkou hnědouhelné rezervy je odstavení nejvíce znečišťujících hnědouhelných bloků, které budou po dobu 4 let ponechány v pohotovostní rezervě, dokud nebude definitivně ukončen jejich provoz. Jedná se tedy zejména o ekologické opatření. Celkem bude odstaveno 2,7 GW instalovaného výkonu v 8 hnědouhelných blocích a mělo by dojít ke snížení emisí CO₂ o 12,5 mil. tun CO₂ ročně. Provozovatelům je kompenzován ušlý zisk.

6.3.2.4 Mechanismus přerušení zátěže

Mechanismus přerušení zátěže je opatření, které může PPS využít ke snížení zatížení soustavy. Mechanismus by měl být využíván jako poslední možný tržní nástroj před využitím zařízení, která jsou mimo trh s elektřinou, tedy v síťové, kapacitní nebo hnědouhelné rezervě. Mechanismus slouží k většímu zapojení flexibilních DSR zařízení na trhu s elektřinou. Celková poptávaná kapacita je 1 500 MW, která je soutěžena v týdenních aukcích.

V rámci mechanismu jsou rozlišovány dva typy zařízení dle doby aktivace:

- ▶ SOL – automatická aktivace PPS do 350 milisekund, pokud klesne frekvence v síti pod definovanou úroveň;
- ▶ SNL – aktivace PPS do 15 minut dle potřeby.

Zařízení jsou dle výsledku aukce kompenzovány fixní a variabilní náklady (max. 500 €/MW/týden a max. 400 €/MWh).

6.3.3 Velká Británie

Kapacitní trh byl ve Velké Británii zaveden v souvislosti s neefektivním trhem s elektřinou, který byl popsán jako nemožnost spotřebitelů reagovat v reálném čase na změnu ceny elektřiny a problémem „missing money“. V jeho důsledku pak nastává pro výrobce problém s pokrytím fixních nákladů. Kapacitní trh by tak měl zajistit dostatečnou výrobní kapacitu v soustavě a je součástí rozsáhlé reformy trhu.

Kapacitní trh byl implementován do energetického zákona (*Energy Act*), který je součástí reformy trhu s elektřinou (*Electricity Market Reform*). Energetický zákon by měl zajistit dekarbonizaci a spolehlivost dodávek elektřiny. Principy fungování KM poté upravují Předpisy pro zajištění kapacity (*The Electricity Capacity Regulations 2014*) a principy a pravidla fungování kapacitních aukcí poté stanovují Pravidla kapacitního trhu (*The Capacity Market Rules 2014*). Nutno podotknout, že v návaznosti na úpravu fungování kapacitního trhu z důvodu rozhodnutí Soudního dvora EU lze také očekávat úpravu těchto předpisů a pravidel.

Před každým aukčním obdobím vyhotoví PPS – National Grid – analýzu výrobní přiměřenosti, která je v souladu s metodikou ENTSO-E a obsahuje několik citlivostních analýz a scénářů. Na základě této analýzy doporučí ministerstvu objem kapacit, které by měly být soutěženy v jednotlivých aukcích. Ministerstvo poté rozhodne o soutěžené kapacitě a parametrech aukcí a pověří National Grid uspořádáním těchto aukcí.

Kapacitní trh je otevřen pro:

- ▶ stávající zdroje,
- ▶ nové zdroje,
- ▶ DSR zařízení,
- ▶ provozovatele přeshraničních vedení.

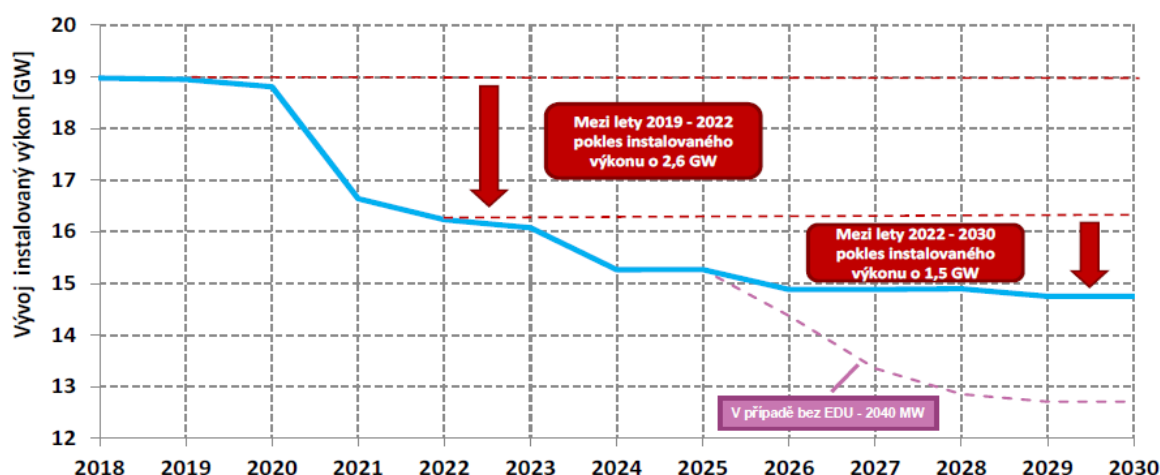
Podmínkou účasti na kapacitním trhu je úspěšná certifikace zařízení před aukčním procesem a zařízení nesmějí pobírat žádné další státní podpory. Aukce jsou typu *pay-as-cleared*, tedy poslední úspěšný účastník určuje konečnou cenu aukce [£/kW/rok]. Na jedno období dodávky jsou vždy uspořádány dvě aukce:

- ▶ hlavní aukce T-4
 - ▶ 1letý kontrakt – stávající zdroje, DSR,
 - ▶ 3letý kontrakt – renovované zdroje,
 - ▶ 15letý kontrakt – nové zdroje;
- ▶ dodatečná aukce T-1
 - ▶ 1letý kontrakt – všechny zdroje.

S úspěšnými účastníky jsou uzavřeny smlouvy, které zavazují k dodávce smlouveného výkonu v dobách vysokého zatížení sítě. Dobu vysokého zatížení sítě signalizuje PPS a je definována jako každá půlhodina, kdy dochází k regulaci napětí nebo kontrolovanému odpojování zdrojů po dobu delší než 15 minut.

6.4 Implementace v podmínkách ČR

Základním předpokladem pro implementaci kapacitního mechanismu v rámci ČR jsou vysoké hodnoty LOLE a ENS, dle evropské a vnitrostátní analýzy výrobní přiměřenosti. Dle poslední GA provedené ČEPS vychází z tohoto pohledu jako kritické ty scénáře, které obsahují nedostupnost Jaderné elektrárny Dukovany (dále také jen „EDU“) ve střednědobém horizontu.



Obrázek 17. Očekávaný pokles instalovaného výkonu v ES ČR (zdroj: ČEPS – GA 2018)

Scénář	LOLE/ENS	Potřebná kapacita	Komentář
Technicky nejlepší možný	Na nulové úrovni	-	Spolehlivý provoz elektrizační soustavy bez potřeby rezervních kapacit
Nejpravděpodobnější odhad	Ve výchozím stavu LOLE do 10 h/rok	-	Ve výchozím stavu několik hodin neplnění výkopnové bilance, vyřešeno v rámci <i>real time adequacy</i> výkonem v PpS, bez potřeby rezervních kapacit
DECE	Ve výchozím stavu LOLE až 350 h/rok, v <i>real time adequacy</i> 20 h/rok	500–1 000 MW	Simulované odstavení dvou bloků EDU, potřeba rezervní kapacity v objemu 500 – 1 000 MW
Technicky nejhorší	LOLE v rámci <i>real time adequacy</i> až 1 000 h/rok	Více než 2 000 MW	Velmi vysoké hodnoty způsobené odstavením všech bloků EDU, potřeba více než 2 000 MW rezervní kapacity

Obrázek 18. Scénáře ze studie výrobní přiměřenosti ES ČR do roku 2030 (zdroj: ČEPS – GA 2018)

6.4.1 Stav zapracování tématu v právních a dalších předpisech

Současné znění energetického zákona ani návrh jeho novely neuvádí žádné legislativní úpravy v oblasti zabezpečení výrobní přiměřenosti nebo stanovení norem spolehlivosti.

6.4.2 Potřebná rozhodnutí o podobě implementace

Pokud jde o problematiku KM, je nutno rozhodnout o tom, zda si ČR hodlá vytvořit prostor pro případné zavedení KM do budoucna, anebo zda na této možnosti (byť velmi omezené) nebude chtít využít. Dovožujeme, že zejména s ohledem na cíl KM, kterým je zajištění bezpečného provozu elektrizační soustavy, by ČR měla na vnitrostátní úrovni vypracovat pravidla pro případné využití tohoto opatření pro případ budoucí potřeby a zanést do energetického zákona role jednotlivých subjektů v rámci zajištění fungování KM. Pravidla veřejné podpory by měla být vypracována MPO za konzultace s ostatními účastníky trhu.

6.4.3 Doporučení úprav v právních a provozních předpisech

Zavedení kapacitních mechanismů je možno pouze jako dočasné, v krajním případě na základě negativních výsledků hodnocení přiměřenosti výrobních zdrojů a při selhání několika dalších opatření nápravy. Jelikož je v ČR avizován možný nedostatek výrobních kapacit kvůli odpojování starších

výrobních kapacit (viz Zpráva k hodnocení přiměřenosti výrobních kapacit ES ČR do roku 2030⁹), který se vzhledem k zpřísňování emisních limitů může dále prohlubovat, je možné ponechat prostor pro případné zavedení KM a vypracovat pravidla pro jejich případné využití. Jako jediný reálný scénář zavedení KM dovozujeme vytvoření strategické rezervy (strategická rezerva by i dle Nařízení měla být preferovaným a primárně uvažovaným KM).

6.4.3.1 Pravomoci MPO

Protože je zavedení KM podmíněno zpracováním plánu obsahujícího harmonogram pro přijetí opatření k odstranění veškerých zjištěných narušení (čl. 20 Nařízení) a studie možných dopadů KM na sousední ČS, a tyto studie zpracovává ČS (čl. 21 Nařízení), navrhuje se rozšířit pravomoci MPO o tuto oblast. MPO by tak bylo věcně příslušným orgánem ČR pro oblast zdrojové přiměřenosti podle Nařízení, a v návaznosti na to by byl orgánem příslušným k přijetí rozhodnutí, zda je KM nutné zavádět, a případně v jakém rozsahu.

Současně by MPO mělo být zmocněno ke zpracování návrhu pravidel KM, který by vycházel z plánu opatření schváleného EK a který by následně podléhal notifikaci EK.

6.4.3.2 Působnost ERÚ

Předpokládáme, že KM by byly financovány prostřednictvím plateb za systémové služby podle metodiky schválené ERÚ. Proto pokud by výběr poskytovatelů služby kapacity nepodléhal zákonu č. 134/2016 Sb., o zadávání veřejných zakázek, měl by být ERÚ věcně příslušným orgánem ke schvalování podmínek výběrového nebo jiného obdobného řízení podle návrhu PPS, případně i včetně znění smluvních podmínek pro poskytování služeb kapacity.

ERÚ by jako cenový orgán rozhodoval o stanovení výše složky ceny za systémové služby (resp. rozsahu nákladů zahrnovaných do této ceny) na financování KM. Protože by se jednalo o náklad PPS vynaložený v souladu se zákonem, není třeba zákonem zavádět novou složku celkové ceny elektřiny, ale jednalo by se o náklad zahrnutý do ceny za systémové služby.

6.4.3.3 Úkoly provozovatele přenosové soustavy

Posouzení potřeby zavedení KM musí vycházet z posouzení zdrojové přiměřenosti podle čl. 20 Nařízení. Provádění posuzování zdrojové přiměřenosti by mělo být uloženo PPS, včetně návrhu doporučení v této oblasti. PPS by byl povinen zpracovávat a předávat ministerstvu analýzu výkonové přiměřenosti.

Pokud by ČR rozhodla o nutnosti zavedení KM, byl by PPS odpovědný za provádění opatření k zajištění výkonové/zdrojové přiměřenosti podle přímo použitelného předpisu EU a podle právní úpravy vydané MPO na základě plánu opatření schváleného EK. PPS by byl povinen při zajišťování KM postupovat podle pravidel schválených MPO a ERÚ (vyhlášení výběrového nebo obdobného řízení, aukce na zařazení zdrojů do strategické rezervy, znění smluvních podmínek pro poskytování služeb kapacity atd.).

6.4.3.4 Stanovení norem spolehlivosti

Základním předpokladem pro vyhodnocení potřeby KM a dále objemu potřebné kapacity je stanovení spolehlivostních norem LOLE a ENS. Povinnost stanovení těchto norem vyplývá z čl. 25 Nařízení. Lze uvažovat o implementaci norem spolehlivosti do energetického zákona nebo PPPS.

⁹ <https://www.mpo.cz/cz/energetika/elektroenergetika/hodnoceni-vyrobní-primerenosti-es-cr-do-roku-2030--233193/>

7. Akumulace

7.1 Legislativní předpoklady – Zimní energetický balíček

Akumulací je ve smyslu této analýzy třeba rozumět ukládání energie v elektrizační soustavě. Ukládáním energie v elektrizační soustavě potom čl. 2 bod 59 Směrnice rozumí „*odložení spotřeby elektřiny na pozdější okamžik, než byla vyrobena, nebo přeměnu elektřiny na takovou formu energie, kterou lze ukládat, ukládání takové energie, a následnou zpětnou přeměnu takové energie na elektřinu nebo použití jako jiný nosič energie*“.

Od zařízení pro ukládání energie je pro potřeby Nařízení třeba odlišovat výrobu elektřiny, kterou čl. 2 bod 28 Nařízení definuje jako „*zařízení, které přeměňuje primární energii na energii elektrickou a sestává z jednoho nebo více výrobních modulů připojených k síti*“.

Zvyšování akumulačních schopností elektroenergetických soustav je současným trendem na celém světě jako reakce na zvyšující se výrobu energie z obnovitelných zdrojů. Ačkoli je flexibilita (schopnost soustavy reagovat na neočekávané výkyvy výroby a spotřeby) dosažitelná zlepšeným řízením konvenčních zdrojů, soustav nebo spotřeby, ve stále větší míře se uplatňují také akumulační systémy. Jejich účelem je tedy časové řízení spotřeby elektřiny vyrobené intermitentními zdroji energie, tedy vyrovnání rozdílných okamžiků výroby elektřiny a potřeby její spotřeby, případně uložení elektřiny pro vlastní potřebu výrobce elektřiny.

Skládování elektřiny nebylo v minulosti prioritou EU při koncipování strategických záměrů rozvoje energetiky – částečně proto, že v energetice založené na fosilních palivech byly výhody skladování omezené, a částečně proto, že vznikající technologie nebyly pro skladování ve velkém měřítku ekonomicky výhodné. Z tohoto důvodu nebyla problematika akumulace dříve řešena ze strany EU ani legislativně. Nové možnosti skladování se však stávají důležitou součástí energetického systému s rychlým pokrokem v oblasti nových technologických řešení (především baterií) a rostoucím podílem variabilní výroby obnovitelné energie.

Definice ukládání energie podle čl. 2 bodu 59 Směrnice je technologicky neutrální a zahrnuje jak případy, kdy je elektřina dodávána zpět do elektrizační soustavy v místě jejího odběru, tak případy, kdy je dále použita jako jiný nosič energie (např. technologie *power to heat*, *power to gas*). S ohledem na dopady do trhu s elektřinou jsme se však v této studii dále zabývali pouze způsoby uložení energie, které umožňují zpětnou dodávku elektřiny do elektrizační soustavy ve stejném místě, kde byla odebrána (např. baterie). Ostatní způsoby akumulace energie (tedy technologie, jejichž následným produktem není elektřina) v této fázi neuvažujeme, protože nemají z hlediska předmětu analýzy takový význam. Navíc je minimálně sporné, zda lze většinu ostatních způsobů akumulace energie charakterizovat jako ukládání energie „v elektrizační soustavě“, na které dopadá čl. 2 bod 59 Směrnice¹⁰. Z hlediska trhu s elektřinou se další způsoby ukládání energie chovají jako standardní spotřeba elektřiny s následným jiným využitím mimo elektrizační soustavu.

7.1.1 Charakteristika unijní právní úpravy

Jak bylo uvedeno výše, ukládání energie v elektrizační soustavě je pojem definovaný v čl. 2 bod 59 Směrnice, která ovšem neobsahuje komplexní právní úpravu akumulace elektřiny, ale je třeba vycházet z více jednotlivých ustanovení, které tuto problematiku upravují. Obecná právní úprava akumulace elektřiny není ve Směrnici obsažena především proto, že se jedná „pouze“ o jednu z technologií, kterou jsou poskytovány služby na trhu s elektřinou nebo vykonávány jednotlivé činnosti. Není tedy třeba upravovat partikulárně problematiku akumulace elektřiny, ale je třeba, aby konkrétní instituty byly transponovány a následně využívány na základě principu technologické neutrality (např. čl. 6 Nařízení nebo čl. 17 Směrnice vztahující se k agregátorům, kteří mohou nabízet službu změny zatížení u svých zákazníků i např. prostřednictvím decentralizovaných systémů pro ukládání energie využívajících baterie).

¹⁰ Čl. 2 bodu 59 Směrnice definuje pojem „ukládání energie“ v elektrizační soustavě a rozumí tím „*odložení spotřeby elektřiny na pozdější okamžik, než byla vyrobena, nebo přeměna elektřiny na takovou formu energie, kterou lze ukládat, ukládání takové energie, a následná zpětná přeměna takové energie na elektřinu nebo použití jako jiný nosič energie*“.

K akumulaci jakožto ukládání energie se následně vztahují omezení týkající se správy a vlastnění zařízení pro ukládání elektřiny ze strany PPS a PDS. Jedná se o následující články Směrnice:

- ▶ Z čl. 36, 38 a 54 vyplývá, obecné omezení pro PDS a PPS, že nesmějí vlastnit, vyvíjet, spravovat, ani provozovat zařízení pro ukládání energie. V určitých striktně vymezených případech však PDS a PPS uvedené činnosti vykonávat mohou – především platí, že PPS a PDS nemohou zařízení pro ukládání energie používat pro nákup nebo prodej elektřiny na trzích s elektřinou, ale pouze k plnění svých povinností podle této Směrnice, pokud jde o efektivní, spolehlivý a bezpečný provoz soustavy. Zároveň regulační orgány mají provádět pravidelně alespoň každých pět let veřejnou konzultaci za účelem zjištění zájmu účastníků trhu o investování do zařízení pro ukládání energie.
- ▶ Čl. 42 pak obsahuje povinnost PPS stanovit a zveřejnit transparentní a účinné postupy pro nediskriminační připojení nových výrobních zařízení a zařízení pro ukládání energie k přenosové soustavě – smyslem článku je omezení možností, kdy by PPS mohl odmítnout připojení uvedených zařízení k přenosové soustavě.

7.1.2 Podmínky vnitrostátní adaptace a implementace

ČS může PDS udělit výjimku ze zákazu vlastnit, vyvíjet, spravovat nebo provozovat zařízení pro ukládání energie, pokud se jedná o plně integrované komponenty soustavy¹¹ se souhlasem regulačního orgánu nebo pokud jsou kumulativně splněny dané podmínky (čl. 36 odst. 2 Směrnice). V případě však, že veřejná konzultace prokáže zájem třetích stran, musí PDS své aktivity v oblasti akumulace postupně ukončit (do 18 měsíců) – to neplatí pro plně integrované komponenty sítě a podmíněně ani pro nová zařízení pro ukládání energie využívající baterie, u nichž bylo konečné investiční rozhodnutí učiněno do 4. července 2019. Čl. 54 stanovuje stejné výjimky ze zákazu vlastnit, vyvíjet, spravovat nebo provozovat zařízení pro ukládání energie i pro PPS – rozdíl je pouze v podmíněné výjimce u zařízení pro ukládání energie využívajících baterie, která v případě PPS platí pro projekty, u nichž bylo konečné investiční rozhodnutí učiněno do roku 2024. Dále regulační orgán může PPS schválit omezení zaručené připojovací kapacity nebo nabízení připojení v závislosti na provozních omezeních.

7.2 Současný stav a potenciál dalšího rozvoje

V současné době se obecně nejrychleji rozvíjí akumulace využívající baterie. V ČR je ovšem komerční využití velkých systémových zařízení pro ukládání energie využívajících baterie (*on-grid*) (*Battery Energy Storage Systems*, dále jen „**BESS**“) omezené, a to z důvodu

- ▶ nedostatečného nastavení právních podmínek pro provozování takových zařízení – např. není dosud vyjasněno, zda případný provozovatel BESS musí být držitelem licence na výrobu elektřiny, protože s provozem tohoto zařízení je spojena i zpětná produkce elektřiny obdobně jako v případě výroby elektřiny, nebo zda absence výslovné zákonné úpravy povolání podnikatelského provozování znamená, že je možno BESS na základě obecného podnikatelského oprávnění ve formě živnosti podle živnostenského zákona,
- ▶ omezení pro uplatnění BESS na trhu s elektřinou – např. omezené možnosti využívání BESS pro účely poskytování PpS podle PPPS.

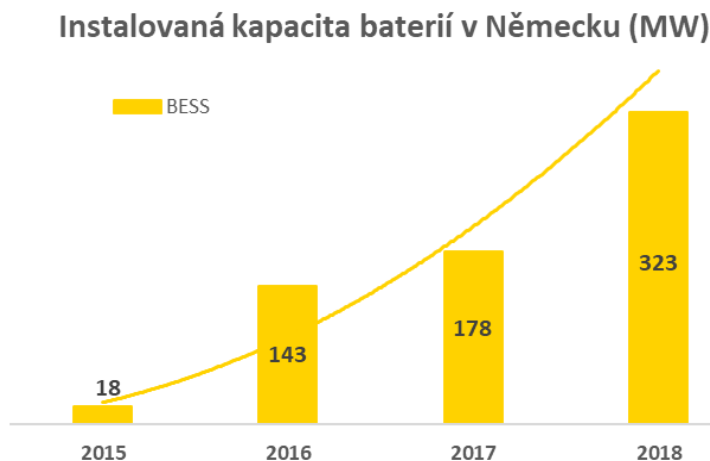
Rovněž je zatím velmi omezené využívání BESS pro řízení odchylky obchodníků s elektřinou, protože bez poskytování PpS (po úspěchu ve výběrových řízeních) nejsou BESS pro řízení odchylky ekonomicky rentabilní.

V ČR jsou aktuálně částečně funkční pouze dvě BESS:

- ▶ E.ON/Siemens – Mydlovary (1,75 MWh),
- ▶ Solar Global – Uherské Hradiště (1,2 MWh / 1 MW).

¹¹ Podle čl. 2 odst. 51 Směrnice se jedná o takové komponenty sítě, které jsou integrovány do přenosové nebo distribuční soustavy, včetně zařízení pro ukládání energie, a které se používají pouze za účelem zajištění bezpečného a spolehlivého provozu přenosové nebo distribuční soustavy, ale nikoliv pro účely zajišťování výkonové rovnováhy nebo řízení přetížení.

Výrazně odlišná je situace např. v Německu, jak dokládá následující obrázek.



Obrázek 19. Instalovaná kapacita baterií v Německu (MW)

Potenciál BESS lze spatřovat především v poskytování služeb flexibility v elektrizační soustavě. Konkrétně by pak mohla zařízení pro ukládání elektřiny mít vliv/využití na:

- ▶ služby výkonové rovnováhy a řízení frekvence – především na zálohu pro automatickou regulaci frekvence (FCR), tzv. vylepšenou regulaci frekvence (EFR), ale i zálohu pro regulaci výkonové rovnováhy s automatickou aktivací (aFRR) a zálohu pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací (mFRR),
- ▶ nefrekvenční služby (řízení jalové složky, napětí a tvrdosti sítě aj.),
- ▶ řízení přetížení,
- ▶ odložení investic (pokrytí špičkového příkonu v uzlu sítě pro oddálení investic),
- ▶ symetrii fází (vyrovnání zatížení jednotlivých fází v uzlech distribuční soustavy),
- ▶ záložní energii (zálohu při výpadku zdroje / napájení z nadřazené soustavy),
- ▶ odchylku (prevenci odchylky nebo spekulaci na odchylku),
- ▶ cenové aspekty (pokrytí cenových špiček / snížení odběru ve špičce),
- ▶ integraci OZE (vyrovnání fluktuací výroby a *time-shifting*),
- ▶ snížení příkonu (úsporu snížením rezervované kapacity v soustavě).

Pro konkrétní způsoby využití BESS jsou důležité parametry těchto systémů, kterými jsou zejména jejich výkon, kapacita, počet cyklů nabití a vybití, ale také náklady a reálné zkušenosti s jejich instalací.

Důraz na rozvoj akumulace je obsažen i v některých nelegislativních materiálech ČR. Jedná se především o následující dokumenty:

Státní energetická koncepce ČR

- ▶ Mezi prioritní oblasti výzkumu, vývoje a inovací je zahrnuto zvýšení účinnosti a spolehlivosti energetických systémů a rozvodných soustav, integrace decentralizovaných energetických zdrojů a jejich zálohování pro případ rizikových situací, rozvoj řídicích systémů na úrovni přenosových i distribučních sítí; rozvoj inteligentních soustav a využívání decentralizovaného řízení soustav, výroby a spotřeby, včetně možností řízení akumulace v centrálních i lokálních systémech (zejména na úrovni distribučních soustav).

Vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu

- ▶ V rámci rozvoje distribučních soustav by se měla mimo jiné uplatňovat akumulace elektrické energie řízená podle potřeb soustavy nebo podle požadavků obchodníka.
- ▶ Využití, a především způsob řízení nových technologických prvků v distribučních soustavách by měly umožnit:

- ▶ výkonově bilanční uzavírání řetězce výroba – spotřeba včetně akumulace v co největší míře na úrovni distribučních sítí,
- ▶ efektivní využití a koordinaci výroby, spotřeby a akumulace v distribuční soustavě vedoucí ke snížení přenosových ztrát v soustavách a k minimalizaci rezervovaných výkonů na transformacích PS/110 kV.

NAP SG 2019–2030 uvádí, že

- ▶ využití BESS stejně jako využití přečerpávacích elektráren je možné v oblastech:
 - ▶ obchodu s elektřinou,
 - ▶ vyrovnavání odchylek subjektů zúčtování,
 - ▶ obchodu s regulační energií,
 - ▶ PpS;
- ▶ o využití BESS lze za aktuálních podmínek uvažovat u těchto bilančních PpS:
 - ▶ primární regulace,
 - ▶ sekundární regulace,
 - ▶ minutová záloha 5 min.
- ▶ Podmínkou pro zapojení je splnění minimálních požadavků, jako je minimální výkon, dynamika změny výkonu nebo maximální doba aktivace. Limitující je pro BESS doba trvání poskytování služby (maximální doba trvání poskytování služby není u většiny bilančních PpS v současné době omezena). Naopak minimální výkon a dynamika změny výkonu by neměly představovat výrazná technická omezení. Ekonomickým omezením je stále vysoká investiční náročnost.
- ▶ Vyjma služeb regulace frekvence a výkonu je předpokládáno významné využití BESS pro nefrekvenční služby typu regulace U/Q, ostrovních provozů nebo startu ze tmy.
- ▶ Efektivní využívání BESS je podmíněno rozvojem chytrých sítí z důvodu řízení těchto uložitelů v reálném čase a jejich maximálnímu možnému využití a vývojem řídicích systémů pro agregaci menších zařízení. To je spojeno se zvýšením objemu dat, jejich přenosem, zpracováním a využíváním.

7.3 Implementace v podmínkách ČR

V ČR již existují první případy nově instalovaných zařízení pro ukládání energie se zpětnou dodávkou elektřiny v místě odběru. Rovněž ve vyspělých západních státech jsou taková zařízení pro ukládání energie již provozována. Provoz zařízení pro ukládání energie se zpětnou dodávkou v místě odběru a jejich reálný dopad na elektrizační soustavu je z velké míry predikovatelný, avšak v souladu s návrhem aktualizace NAP SG (implementační karty č. 6 a č. 10, které se věnují integraci akumulace v elektrizační soustavě ČR) je možné ověřit provoz těchto zařízení v elektrizační soustavě ČR v rámci pilotních projektů, avšak obdobně jako u jiných implementačních karet je vhodné zajistit, aby aktuálně navrhované termíny pilotních projektů a studií nepřiměřeně neoddalovaly přirozený nástup nových technologií. Účinnost případné vnitrostátní transpozice požadavků Směrnice a ostatní vnitrostátní úprava provozování zařízení pro ukládání energie tak podle našeho názoru nevyžaduje žádný odklad, spíše naopak by bylo žádoucí, aby právní úprava, pokud možno co nejrychleji, akceptovala reálných stav na trhu s elektřinou.

7.3.1 Stav zpracování tématu v právních a dalších předpisech

Návrh novely energetického zákona ve stavu po vypořádání připomínek z meziresortního připomínkového řízení problematiku akumulace elektřiny částečně upravuje. Návrh novely energetického zákona upravuje definici zařízení pro ukládání energie, činnosti ukládání elektřiny a zahrnuje fikci, podle níž se na zařízení pro ukládání energie nahlíží jako na výrobu elektřiny. Dále návrh zákona upravuje právo výrobce a zákazníka za určitých podmínek provozovat zařízení pro ukládání energie v předávacím místě a v omezených případech (které se věcně blíží požadavkům Směrnice) by bylo takové právo zákonem přiznáno i PPS a PDS. V době zpracování této studie však není jasný další osud této části návrhu novely energetického zákona.

7.3.2 Potřebná rozhodnutí o podobě implementace

Hlavní oblasti, na které bude nutno se před přípravou návrhu úpravy dotčené legislativy (energetický zákon a prováděcí právní předpisy) zaměřit, jsou zejména následující témata:

- ▶ administrativní podmínky povolení provozování zařízení pro ukládání energie – je třeba rozhodnout, zda bude pro provoz zařízení pro ukládání energie požadována licence na výrobu elektřiny, licence na provoz zařízení pro ukládání energie, případně na akumulaci elektřiny jako činnost, nebo jiné povolení nebo oprávnění mimo energetický zákon (např. živnostenské oprávnění), nebo zda bude oprávnění k provozování zařízení pro ukládání energie spojeno s držením jiné licence jako jiného oprávnění – např. licence na výrobu elektřiny, a případně v omezeném rozsahu licence na přenos elektřiny a distribuci elektřiny;
- ▶ zda stanovit jednotné požadavky na všechna zařízení pro ukládání energie nebo zda diferencovat zákonné požadavky na udělení oprávnění k provozu / podnikatelské činnosti podle kapacity zařízení pro ukládání energie nebo podle toho, zda je elektřina dodávána zpět do elektrizační soustavy v místě jejího odběru;
- ▶ jaká bude struktura regulovaných plateb spojených s provozem zařízení pro ukládání energie, popř. v závislosti na službách poskytovaných provozovatelem zařízení pro ukládání energie – týká se především samostatných zařízení pro ukládání energie se zpětnou dodávkou elektřiny do elektrizační soustavy v místě odběru, když v případě výrobců a zákazníků by zřejmě nemělo dojít ke změně oproti současnému stavu;
- ▶ zda umožnit provoz zařízení pro ukládání energie ze strany PDS a PPS a případně vymezení podmínek, za kterých budou PPS a PDS moci zařízení pro ukládání energie provozovat.

Částečně byla problematika akumulace a nadnesená témata součástí výše uvedeného návrhu novely energetického zákona, avšak návrh novely energetického zákona se nedotkl detailně všech témat a navrhovanou úpravu nelze považovat za komplexní.

7.3.3 Doporučení úprav v právních a provozních předpisech

7.3.3.1 Provoz zařízení pro ukládání energie ve spojení s jiným zařízením

Jak již bylo v této studii uvedeno, i v případě ČR jsou již nově zprovozněna minimálně dvě větší (systémová) zařízení pro ukládání elektřiny (Mydlovary, Uherské Hradiště), aniž by k jejich provozu bylo třeba zvláštního oprávnění. V těchto konkrétních případech se jedná o zařízení pro ukládání energie instalovaná v rámci výroben elektřiny, kdy vlastníci/provozovatelé těchto zařízení přímo nevstupují na trh se službami spojenými s provozem těchto zařízení. Dovožujeme, že tento stav je zcela legální a v zásadě vyhovující. V případě zařízení pro ukládání energie instalovaného v rámci výroby by nemělo být nutné jakékoliv zvláštní povolení k provozu zařízení pro ukládání energie, když se vlastně jedná pouze o časově odloženou dodávku vyrobené elektřiny do distribuční soustavy (jiný časový průběh dodávky elektřiny). Je-li zařízení pro ukládání elektřiny provozně (nikoli nutně věcně-právně) součástí výroby elektřiny, považujeme za zcela dostatečnou právě licenci na výrobu elektřiny. Rozhodnutí o časovém průběhu dodávky elektřiny do elektrizační soustavy by mělo být právem výrobce elektřiny, kterému by neměly být kladeny žádné neodůvodněné překážky. Připojení zařízení pro ukládání energie musí být zohledněno ve smlouvě o připojení výrobního zařízení.

Bude-li zachován stávající přístup k činnostem výrobců elektřiny s výkonem do 10 kW podle § 3 odst. 3 energetického zákona, dovozujeme, že obdobným způsobem by mělo být zacházeno i se zařízením pro ukládání elektřiny v předávacím místě. Takové zařízení slouží primárně potřebě výrobce elektřiny, a tak by provoz zařízení pro ukládání elektřiny měl být také posuzován. Ostatně by tak opět byl reflektován stávající stav, kdy jsou již v dnešní době zařízení pro ukládání elektřiny integrální součástí projektů na střešní FVE. Jediným nutným předpokladem je sjednání připojení zařízení pro ukládání elektřiny ve smlouvě o připojení.

7.3.3.2 Provoz izolovaného zařízení pro ukládání energie

Rovněž v případě, kdy by zákazník provozoval zařízení pro ukládání elektřiny pro vlastní potřebu, není podle našeho názoru objektivní důvod, aby byl provoz takového zařízení podmíněn jakoukoliv formou veřejnoprávního povolení či licence. Jedná se vlastně o způsob využití (spotřeby) elektřiny ze strany zákazníka v odběrném zařízení zákazníka.

Bude-li zákazník rovněž využívat zařízení pro ukládání elektřiny pro dodávku do elektrizační soustavy, bude se již jednat o tzv. aktivního zákazníka (k tomu viz kapitola 10), u kterého, nebude-li nabízení služby flexibility jeho hlavní obchodní nebo profesionální činností, není třeba vyžadovat jakékoliv povolení ze strany státu. Podstatná je opět jen ta skutečnost, aby byla existence zařízení pro ukládání elektřiny zohledněna a připojení sjednáno ve smlouvě o připojení. Požadavky spojené s provozem tohoto zařízení by potom měly být dány primárně zákonem. Přestože totiž provoz zařízení pro ukládání elektřiny není nutně podmíněn jakýmkoliv veřejnoprávním povolením či licenci, bude provozovatel takového zařízení povinen dodržovat právní požadavky spojené s provozem takového zařízení (např. povinnost omezit nebo přerušit provoz v případě narušení kvality elektřiny dodávané jiným účastníkům trhu, v případě porušení požadavků na bezpečný a spolehlivý provoz soustavy atd.).

Pokud provozovatel zařízení pro ukládání elektřiny hodlá provozovat toto zařízení podnikatelským nebo jiným obdobným způsobem pro komerční poskytování služeb flexibility, měla by být taková činnost posuzována obdobně jako v případě činnosti výroby elektřiny či podzemního skladování plynu. Jak ale bylo uvedeno v kapitole 3, bude-li podnikatelský režim činností v energetice podřazen živnostenskému zákonu, bude energetický zákon upravovat pouze výkon samotných činností, tedy upravovat základní práva a povinnosti jednotlivých účastníků trhu (výrobce, zákazník, samostatný provozovatel zařízení pro ukládání energie).

Potenciálně je možné koncipovat povolovací režim pro provoz zařízení pro ukládání elektřiny pro zařízení o výkonu/kapacitě vyšší, než by byla zákonem stanovená hranice, bude-li pro to shledán objektivní důvod (obdobně jako např. u autorizací na výstavbu vybraných elektrických zařízení). V současné době ale žádný takový konkrétní důvod nespátřujeme. Máme za to, že rozhodnutí o investici do zařízení pro ukládání elektřiny by mělo být primárně regulováno ekonomickým záměrem investora a případné provozování tohoto zařízení (ve smyslu dodávky služby spojené s provozem zařízení pro ukládání elektřiny) poptávkou na trhu a provozními možnostmi elektrizační soustavy. Provozovatel soustavy musí mít možnost přerušit dodávku či odběr do zařízení pro ukládání energie např. v případě ohrožení bezpečného a spolehlivého provozu elektrizační soustavy podle vyhodnocení provozních stavů v soustavě bez ohledu na existenci jakékoliv formy veřejnoprávního povolení k výstavbě či provozu ze strany státu.

7.3.3.3 Provoz zařízení pro ukládání energie ze strany PDS a PPS

Ze Směrnice plyne pouze velmi omezená možnost vlastnit, vyvíjet, provozovat nebo spravovat zařízení pro ukládání energie ze strany PDS a PPS. Směrnice dále uvádí, že regulační orgány by alespoň každých pět let měly provést veřejnou konzultaci ohledně stávajících zařízení pro ukládání energie, aby posoudily potenciální dostupnost a zájem jiných osob o investování do takových zařízení. Pokud z veřejné konzultace na základě posouzení regulačním orgánem vyplyne, že vlastnit, vyvíjet, provozovat nebo spravovat tato zařízení nákladově efektivním způsobem mohou jiné osoby, mají regulační orgány zajistit, aby byly činnosti PDS a PPS v tomto ohledu během 18 měsíců postupně ukončeny. Tato omezení (tj. nutnost veřejné konzultace a případně následné nucené ukončení činnosti) neplatí v případě plně integrovaných komponent sítě a v případě zařízení pro ukládání energie využívajících baterie, u nichž bylo konečné investiční rozhodnutí učiněno do 4. července 2019 (v případě PDS), resp. do roku 2024 (v případě PPS), a za splnění dalších podmínek.

Pokud jde o plně integrované komponenty sítě, jedná se podle čl. 2 bodu 51 Směrnice o zařízení používaná pouze za účelem zajištění bezpečného a spolehlivého provozu soustavy, která neslouží k zajišťování výkonové rovnováhy ani řízení přetížení soustavy.

Podle dostupných informací nebylo do 4. července 2019 učiněno žádné investiční rozhodnutí ze strany PDS o pořízení a provozu zařízení pro ukládání energie využívajících baterie. Přechodný režim tedy nebude využit a není třeba jej v případě PDS implementovat.

Akumulace energie by obecně měla být ponechána jen tržnímu působení. Pro případy vymezené Směrnicí by energetický zákon měl obsahovat základní práva a povinnosti PPS a PDS při připojení a provozování takových zařízení a postup při ukončení jejich provozování pro případ, že na trhu bude dostatek nabídky na tržní zajištění těchto služeb. Detailní určení některých provozních situací by měla být koncipována ve vyhlášce o Pravidlech trhu s elektřinou. Předpokládáme, že na trhu bude nabídka disponibilních služeb a možnosti vlastnění a provozování zařízení pro ukládání energie ze strany PPS a PDS nebude nutné využívat.

7.3.3.4 Vymezení plateb, které bude muset provozovatel zařízení pro ukládání energie hradit

V případě výrobců a zákazníků by nemělo dojít ke změně oproti současnému stavu, když, jak bylo výše popsáno, u výrobců se jedná pouze o jiný časový průběh dodávky vyrobené elektřiny do elektrizační soustavy, a tudíž by taková dodávka neměla být zatížena jakoukoliv dodatečnou či speciální platbou. Výrobce se zařízením pro ukládání energie by tedy měl hradit stejné platby jako výrobce bez zařízení pro ukládání energie.

Obdobné závěry pak analogicky platí i pro zákazníka, který má zařízení pro ukládání energie určená pro vlastní spotřebu, tj. která nedodávají akumulovanou elektřinu do elektrizační soustavy. V takovém případě se jedná pouze o časově odlišnou spotřebu elektřiny, což by nemělo být zatíženo dodatečnou či speciální platbou. Zákazník se zařízením pro ukládání energie by tedy měl hradit stejné platby jako zákazník bez zařízení pro ukládání energie.

V případě provozu zařízení pro ukládání energie, které by mělo sloužit k odběru elektřiny, její akumulaci a následné zpětné dodávce elektřiny do elektrizační soustavy, by však některé platby být hrazeny měly, když daným provozem dochází k využívání elektrizační soustavy. Základním principem je, aby nedocházelo ke dvojím platbám (*double-counting*) za některé služby. Z tohoto důvodu by v rozsahu elektřiny dodané zpět do sítě neměly být hrazeny např. platby vztahující se k podpoře OZE, když tyto by měly být hrazeny až subjektem, který elektřinu skutečně spotřebuje. Provozovatel zařízení pro ukládání energie by měl hradit platby vztahující se k nákladům na provoz elektrizační soustavy. Mělo by se jednat především o kapacitní platby, poplatky na ztráty apod.

Vymezení regulovaných plateb spojených s provozem soustavy, které by měli provozovatelé zařízení pro ukládání energie hradit, by mělo být koncipováno ve vyhlášce o Pravidlech trhu s elektřinou.

8. Dispečink a redispečink

Úlohou dispečinku je vyrovnávat odchylku mezi výrobou a spotřebou elektřiny při dodržení plánu jejího vývozu i dovozu směrem z i do ČR. Redispečink je pak jedním z nástrojů pro řízení propustnosti sítě, kdy je nutno změnit nasazení vybraných bloků tak, aby došlo k odlehčení přenosového profilu a odstranila se hrozba jeho přetížení. Redispečinkem se rozumí činnost prováděná provozovatelem PS nebo DS, kdy dochází k přerozdělení výkonu mezi elektrárnami nacházejícími se v jiném místě elektrizační soustavy za účelem odstranění přetížení vedení. Mezi další nástroj pro řízení propustnosti sítě patří protiobchod nebo rekonfigurace sítě.

8.1 Legislativní předpoklady – Zimní energetický balíček

Redispečinkem se dle přijatého Nařízení rozumí „opatření, včetně omezování zdrojů, aktivované jedním nebo více provozovateli přenosových soustav nebo provozovateli distribučních soustav změnou výroby nebo struktury zatížení nebo obou, tak aby se změnily fyzikální toky v elektrizační soustavě a uvolnilo se přetížení nebo jinak zajistila bezpečnost soustavy“.

Protiobchodem se dle přijatého Nařízení rozumí „výměna energie mezi dvěma nabídkovými zónami z podmětu provozovatelů soustav za účelem uvolnění fyzického přetížení“.

8.1.1 Charakteristika unijní právní úpravy

Dispečinkem a redispečinkem se v rámci Zimního energetického balíčku zabývá primárně Nařízení v Kapitole II Obecná pravidla pro trh s elektřinou (zejména čl. 12 a 13).

Dle čl. 12 Nařízení musí být nasazení výroben elektřiny a DSR nediskriminační a transparentní s respektováním bezpečného provozování elektrizační soustavy. Přednostně musí být nasazovány zdroje využívající OZE s instalovanou výrobní kapacitou do 400 kW (od roku 2026 do 200 kW), dále demonstrační projekty (podmíněně) a zároveň stávající instalace, které již prioritní připojení měly. Členské státy mají možnost požádat o udělení výjimky nebo snížení hranice výrobní kapacity, ovšem za splnění stanovených podmínek.

Dle čl. 13 Nařízení musí být redispečink výroby a redispečink DSR založen na objektivních, transparentních a nediskriminačních kritériích. Musí být otevřen veškerým technologiím výroby, veškerému ukládání energie a veškeré odezvě strany poptávky, včetně těch, které se nacházejí v jiných ČS, pokud je to technicky proveditelné. Priorita je kladena na tržní redispečink, kdy jsou poskytovatelé redispečinku vybíráni tržním mechanismem a dostávají finanční náhradu. V případě vyčerpání všech dostupných tržních alternativ může být za následujících podmínek využit netržní redispečink:

- ▶ výrobní elektřiny využívající OZE a proces účinné KVET jsou předmětem redispečinku ke snížení výkonu, pouze pokud neexistuje jiná alternativa nebo pokud by jiná řešení vedla k výrazně nepřiměřeným nákladům nebo závažným rizikům pro bezpečnost sítě;
- ▶ provozovatelé zařízení mají právo na kompenzaci ze strany PPS/PDS, jenž redispečink požaduje.

PPS a PDS podávají příslušnému regulačnímu orgánu (který pak předá zprávu ACER) alespoň jednou ročně zprávu o účinnosti tržních mechanismů pro redispečink a dále:

- ▶ důvody, objemy v MWh a typy zdrojů výroby, které jsou předmětem redispečinku;
- ▶ opatření přijatá s cílem snížit potřebu redispečinku.

8.1.2 Podmínky vnitrostátní adaptace a implementace

Vstup Nařízení v platnost znamená přímý účinek ustanovení. Z aktu plyne povinnost PPS a PDS připojit zmíněné zdroje přímo, ale zároveň přednostní nasazení nesmí ohrozit bezpečnost provozu elektrizační soustavy a nesmí být zneužíváno. Existuje však možnost ČS neuplatňovat přednostní nasazení pro výrobní elektřiny uvedené do provozu min. 6 měsíců po vydání rozhodnutí a taky možnost stanovit za určitých předpokladů nižší výkonovou hranici přímo připojovaných zdrojů. Splnění všech podmínek pro udělení výjimek lze však považovat za velmi obtížné.

8.2 Obecné principy redispečinku a jeho aplikace v zahraničí

Redispečink lze rozdělit na dva základní typy:

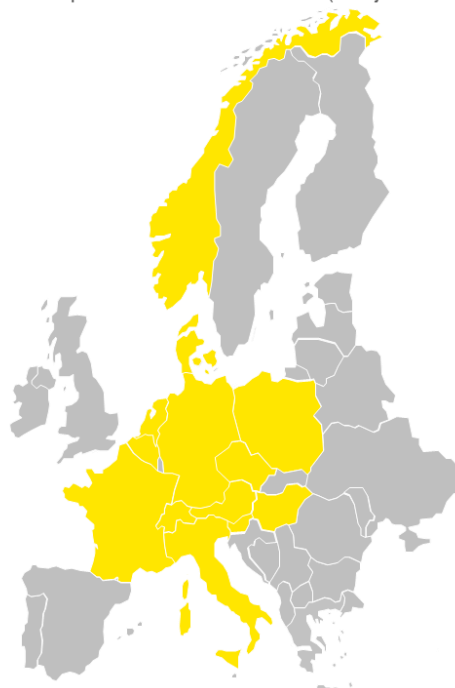
- ▶ interní redispečink – redispečink v rámci jedné nabídkové zóny, soustavy (PS ČR, DS, LDS);
- ▶ přeshraniční/mezinárodní redispečink – redispečink mezi dvěma a více nabídkovými zónami.

Následující obrázek ilustruje státy, které využily interní a přeshraniční redispečink v letech 2016–2018. Jedná se pouze o redispečink na úrovni přenosové soustavy.

Státy, ve kterých byl uplatněn interní redispečink v letech 2016-2018 (zdroj: ENTSO-E)



Státy, ve kterých byl uplatněn přeshraniční redispečink v letech 2016-2018 (zdroj: ENTSO-E)



Obrázek 20. Uplatňování redispečinku na úrovni přenosových soustav v rámci EU

V rámci výběrových řízení jsou podávány nabídky na kladný a záporný redispečink. Obdobně jako v případě regulační energie se kladným redispečinkem rozumí zvýšení výroby nebo snížení zátěže zařízení. Záporným redispečinkem poté snížení výroby nebo zvýšení zátěže zařízení.

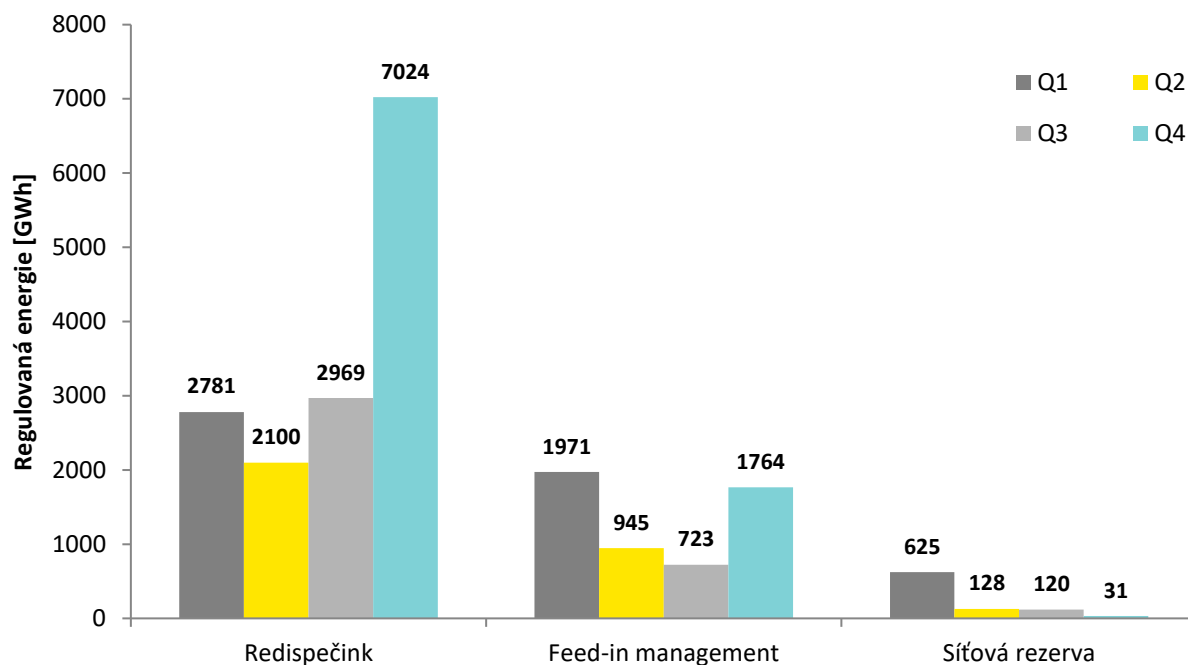
8.3 Zkušenosti s využitím redispečinku v EU

8.3.1 Německo

Německo je jednou ze zemí, která využívá pro řízení přetížení v soustavě několik tržních a netržních nástrojů:

- ▶ redispečink,
- ▶ *countertrading*,
- ▶ *feed-in management*,
- ▶ síťová rezerva.

Typickým netržním nástrojem je síťová rezerva. Následující obrázek ilustruje využití těchto nástrojů v roce 2018, kdy nejvíce využívaným nástrojem je redispečink. V navazující tabulce jsou uvedeny roční náklady na zajištění těchto nástrojů v roce 2018.



Obrázek 21. Přehled využití nástrojů pro řízení přetížení soustavy v GWh v Německu v roce 2018 (zdroj: BnetzA)

Nástroj	Náklady v mil.EUR
Redispečink	351,5
Countertrading	36
Feed-in management	635,4
Síťová rezerva	415,5
Celkem	1 438,4

Obrázek 22. Roční náklady na řízení přetížení v soustavě v roce 2018 (zdroj: BnetzA)

8.3.1.1 Redispečink

Redispečink je v rámci Německa využíván zejména v souvislosti s nedostatečnou přenosovou kapacitou ze severu na jih jako nástroj pro zajištění bezpečnosti dodávek. Dle § 13a německého energetického zákona lze pro redispečink využít výrobní zařízení nebo zařízení pro ukládání energie se jmenovitým výkonem 10 MW a více, kdy PPS jsou oprávněni v koordinaci s PDS upravovat činný nebo jalový výkon těchto zařízení za předpokladu adekvátní kompenzace provozovatelů těchto zařízení.

8.3.1.2 Feed-in management

Dle § 14 německého energetického zákona jsou provozovatelé soustav oprávněni regulovat výkon výrobních zařízení (zejména OZE a KVET), která jsou přímo a nepřímo připojená do jejich soustavy a jsou vybavena zařízením pro dálkové ovládání snížení výkonu. K tomuto snížení může dojít v případě ohrožení stability soustavy, v maximální možné výši potřebné pro vyřešení krizové situace. Požadavek nadřazené soustavy má vždy prioritu. Snížení dodávky je provozovatelům kompenzováno, z čehož plyne značná finanční náročnost tohoto opatření, a také preference redispečinku jako nákladově efektivnější varianty (viz přehled nákladů na řízení přetížení v Německu výše).

8.3.2 Nizozemsko

V rámci nizozemské elektrizační soustavy byl představen pilotní projekt IDCONS, jehož cílem je vyřešit problémy přetížení vedení v elektrizační soustavě. Do pilotního projektu je zapojen PPS (TenneT NL), PDS (Alliander a Stedin) a platforma pro vnitrodenní obchodování (*Electricity Trading Platform Amsterdam*, dále také jen „ETPA“). Základním principem je využití informace o přípojném místě zařízení do soustavy, která je součástí nabídky v rámci tržního mechanismu redispečinku, na rozdíl od klasického trhu s elektřinou.

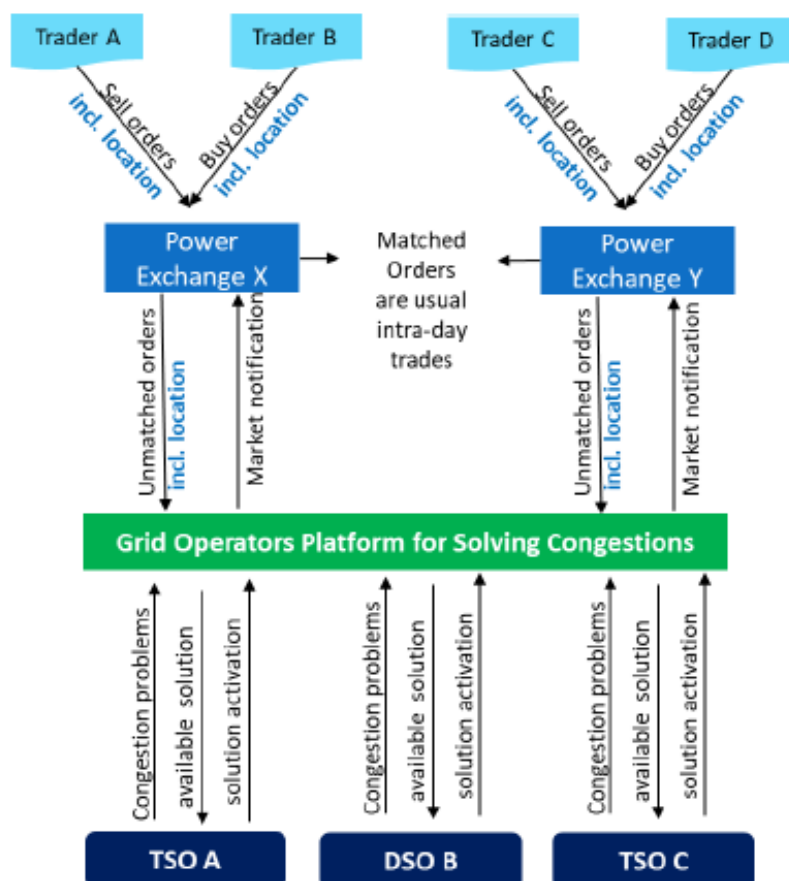
V současnosti je v rámci Nizozemska využíván tržní redispečink, kdy účastníci trhu dávají PPS cenové nabídky a redispečink je poté realizován s cílem minimalizace nákladů.

Cílem projektu IDCONS je:

- ▶ diverzifikovat portfolio redispečinku o nová zařízení na různých napěťových hladinách (mimo konvenční velké zdroje),
- ▶ vyřešit problém přetížení s minimálními náklady v koordinaci několika subjektů na trhu,
- ▶ nalézt řešení redispečinku i na úrovni distribuční soustavy.

Vytvoření jednotné platformy pro provozovatele soustav by mělo vést k vytvoření několika jednotných produktů, na rozdíl od řady překrývajících se produktů na několika trzích. Výpočetní algoritmus bere v úvahu i vliv redispečinku na ostatní soustavy, tedy zda nedojde přerozdělením výroby na úrovni přenosové soustavy k přetížení na úrovni distribuční soustavy nebo vzniku dalších nežádoucích efektů.

Pokud provozovatelé soustav identifikují možné přetížení soustavy, registrují jej do společné platformy *Grid Operators Platform for Solving Congestions*. Tato platforma pak provede výpočet nejlevnějšího řešení odstranění všech zjištěných přetížení. Princip fungování ilustruje následující obrázek.



Obrázek 23. Princip procesu fungování platformy na řízení přetížení v sítích v rámci projektu IDCONS (zdroj: HIRTH, Lion; GLISMANN, Samuel. *Congestion Management: From Physics to Regulatory Instruments*. 2018.)

8.4 Implementace v podmínkách ČR

8.4.1 Stav zpracování tématu v právních a dalších předpisech

V současnosti je dispečerské řízení a redispečink obsažen v právních předpisech ČR:

- ▶ technický dispečink je upraven v § 26 energetického zákona;
- ▶ omezení zdrojů je dále upraveno ve vyhlášce č. 79/2010 Sb., o dispečerském řízení elektrizační soustavy a o předávání údajů pro dispečerské řízení (dále jen „**vyhláška o dispečerském řízení**“);
- ▶ redispečink je implementován v PPPS jako jeden z nástrojů pro řízení propustnosti sítě (mezi další nástroje patří rekonfigurace sítě nebo protiobchod).

V rámci stávající právní úpravy ČR lze identifikovat absenci přímé úpravy zajištění tržního dispečinku.

Z výše uvedeného vyplývá, že nediskriminace OZE při omezování/nasazování výkonu je legislativně uplatňována pouze dispečinkem přenosové soustavy.

Vzhledem k omezeným možnostem využití zdrojů pro poskytování služeb redispečinku v konkrétních uzlových oblastech lze postup PPS považovat za odpovídající pravidlům EU pro zajišťování redispečinku. V rámci ČR lze tedy identifikovat tržní nástroj pro redispečink na úrovni přenosové soustavy, kdy PPS sjednává bilaterální smlouvy o redispečinku se všemi výrobními zařízeními zapojenými do daného uzlu přenosové soustavy.

8.4.2 Potřebná rozhodnutí o podobě implementace

Je potřeba rozhodnout, zda chce ČR využít možnosti dané Nařízením

- ▶ neuplatňovat přednostní nasazení zdrojů, jež zahájí provoz alespoň 6 měsíců po vydání takového rozhodnutí,
- ▶ snížit hranici instalovaného výkonu pro přednostní nasazování.

Obecně bude nutné definovat principy tržního nástroje pro zajištění tržního redispečinku.

8.4.3 Doporučení úprav v právních a provozních předpisech

V rámci novelizace energetického zákona doporučujeme zahrnout zejména následující úpravy:

- ▶ zavedení mechanismu tržního redispečinku na úrovni přenosové i distribuční soustavy,
- ▶ nediskriminace OZE a KVET při omezování výroby.

V rámci podzákonných právních předpisů doporučujeme přijmout zejména následující změny:

- ▶ vyhláška o dispečerském řízení
 - ▶ implementace hranice 400 kW instalovaného výkonu pro nediskriminační nasazování OZE,
 - ▶ přednostní nasazování výroby z OZE a KVET i v distribučních soustavách,
 - ▶ redispečink musí být založen na objektivních, nediskriminačních a transparentních kritériích, musí být otevřen veškerým technologiím výroby, akumulace, DSR, včetně zařízení v ostatních ČS, pokud to je technicky proveditelné,
 - ▶ princip fungování tržních nástrojů pro zajištění redispečinku,
 - ▶ rozlišení tržního a netržního redispečinku, princip kompenzace netržního redispečinku;
- ▶ PPPS
 - ▶ specifikace redispečinku s ohledem na nediskriminační a tržní principy;
- ▶ PPDS
 - ▶ specifikace redispečinku s ohledem na nediskriminační a tržní principy.

9. 15minutová obchodní perioda

9.1 Legislativní předpoklady – Zimní energetický balíček

9.1.1 Charakteristika unijní právní úpravy

Zkrácení obchodní periody popisuje Nařízení v Kapitole II Obecná pravidla pro trh s elektřinou v čl. 8 (obchodování na denních a vnitrodenních trzích):

- ▶ nominovaní organizátoři trhu s elektřinou umožňují účastníkům trhu obchodovat s energií co nejbližší reálnému času a alespoň do uzávěrky přidělování vnitrodenní kapacity mezi zónami;
- ▶ nominovaní organizátoři trhu s elektřinou poskytují účastníkům trhu příležitost obchodovat s energií v časových intervalech alespoň tak krátkých, jako je interval zúčtování odchylek na denních i na vnitrodenních trzích;
- ▶ od 1. ledna 2021 činí interval zúčtování odchylek 15 minut ve všech oblastech plánování.
- ▶ v případě, že všechny regulační orgány v synchronně propojené oblasti udělily individuální výjimky, nesmí od 1. ledna 2025 interval zúčtování odchylek přesáhnout 30 minut.

Vzhledem k tomu, že časový interval obchodování s elektřinou má odpovídat intervalu zúčtování odchylek na denních a vnitrodenních trzích, je na tomto místě nutné uvést EB GL, neboť tento pokyn v čl. 53 odst. 1 stanovuje povinnost PPS do konce roku 2020 zavést interval zúčtování odchylek o délce 15 minut ve všech oblastech plánování.

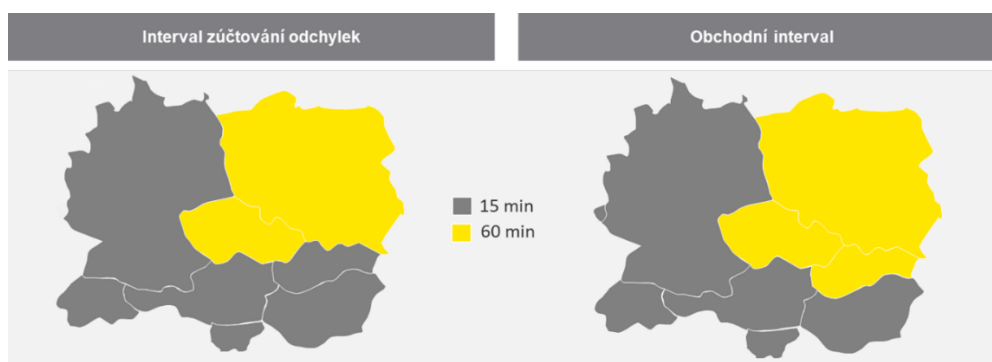
EB GL zároveň rovněž ukládá PPS povinnost zajistit, aby se obchodní interval shodoval s intervalem zúčtování odchylek. EB GL ovšem umožňuje regulačnímu orgánu udělit výjimku ze závazného termínu harmonizace intervalu zúčtování odchylek (a tím tedy i obchodní periody) a prodloužit implementaci tohoto opatření až do 1. ledna 2025. Vzhledem k tomu, že analýza nákladů a přínosů zpracovaná týmem NAP SG P15 vyhodnotila zavedení 15minutového intervalu zúčtování odchylek pro všechny účastníky trhu (kromě ČEPS) negativně, rozhodl ERÚ rozhodnutím ze dne 29. června 2018 (v řízení zahájeném z moci úřední) v souladu s čl. 62 odst. 1 a odst. 2 písm. d) EB GL o udělení výjimky společnosti ČEPS z povinnosti harmonizovat interval zúčtování odchylek podle čl. 53 odst. 1 EB GL, a to na maximální dobu do 1. ledna 2025. V odůvodnění rozhodnutí ERÚ uvedl, že udělení výjimky je opodstatněné obavou nevčasné úpravy příslušných národních právních předpisů, což by v konečném důsledku mohlo ohrozit bezpečnost provozu elektrizační soustavy ČR.

9.1.2 Podmínky vnitrostátní adaptace a implementace

Vstup Nařízení v platnost znamená přímou účinnost jeho ustanovení, jež však v čl. 8 neobsahují jiné povinnosti týkající se intervalu zúčtování odchylek a obchodní periody než ty, které již závazně stanovilo nařízení EB GL a z nichž byla společnosti ČEPS udělena výjimka. Také Nařízení umožňuje regulačnímu orgánu udělit individuální nebo obecnou výjimku z povinnosti uvedené v čl. 8 odst. 4 (tj. že od 1. ledna 2021 musí interval zúčtování odchylek činit 15 minut ve všech oblastech plánování), avšak podle čl. 64 odst. 1 písm. a) Nařízení jen v případě, že ČS může prokázat, že má zásadní problémy související s provozováním svých malých izolovaných a malých připojených soustav. Taková podmínka udělení výjimky ze stanovené povinnosti je uvedena pouze v novém Nařízení, nikoliv v EB GL.

9.2 Zahraniční zkušenosti

Ve většině okolních zemí přechod na 15min interval již proběhl nebo je plánován. Evropské platformy na sdílení a výměnu regulační energie TERRE, MARI a PICASSO budou pracovat v 15min rozlišení.



Obrázek 24. Stav implementace unijních požadavků v zemích EU

9.3 Implementace v podmínkách ČR

Pokud vyjdeme z toho, že nejpozději do začátku roku 2025 bude interval zúčtování odchylek i v ČR kratší, než je dnes, a tomuto intervalu zúčtování odchylek bude odpovídat i délka obchodního intervalu, bude muset do té doby dojít k mnoha změnám procesů na trhu s elektřinou. V souvislosti se zkrácením obchodního intervalu budou úpravy vyžadovat tyto systémy a oblasti:

- ▶ obchodní platformy operátora trhu s elektřinou pro organizované trhy;
- ▶ obchodní platformy ostatních účastníků trhu zajišťujících organizované trhy, na nichž se obchodují zejména produkty s fyzickou dodávkou (burza s elektřinou);
- ▶ systém vyhodnocení a zúčtování odchylek u operátora trhu – včetně například definování odpovídajících typových diagramů dodávek (dále také jen „TDD“), pokud nedojde k plošnému nasazení IMS;
- ▶ fakturační systémy dodávek elektřiny;
- ▶ predikční systémy výroby a spotřeby elektřiny sloužící pro zajištění výkonové rovnováhy i predikčních systémy subjektů obchodujících a dodávajících elektřinu;
- ▶ obchodní strategie účastníků trhu.

9.3.1 Potřebná rozhodnutí o podobě implementace

Samotná implementace změny obchodní periody vyžaduje spíše technickou přípravu než rozsáhlé legislativní úpravy. Proto zásadní rozhodnutí spojené s touto změnou spočívá v důsledné technické přípravě a společném termínu přechodu všech uvedených systémů všech účastníků trhu. Je tedy nutno:

- ▶ rozhodnout o započítání technické integrace systémů ČEPS, PDS a OTE, a to co nejdříve z důvodu důsledné přípravy a testování systémů, bez ohledu na samotný termín změny intervalu, a následně
- ▶ stanovit termín společného přechodu na 15min obchodní interval.

Paralelně s tím mohou probíhat přípravy na úpravu vyhlášek a úpravy výpočtů TDD a hodnot spotřeby u OPM s měřením typu C.

9.3.2 Doporučení úprav v právních a provozních předpisech

Úpravy v oblasti změny obchodního intervalu nemají významný legislativní dopad – problematika změny intervalu sice zasahuje do více oblastí, avšak spíše na technické implementační úrovni. Samotné legislativní úpravy spojené s přechodem na 15min interval spočívají pouze ve změně period na úrovni vyhlášek. Je nutné:

- ▶ změnit periody vyhodnocení a zúčtování odchylek ve vyhlášce o Pravidlech trhu s elektřinou a promítnout změny výpočtu TDD a způsobu stanovení spotřeby pro OPM s měřením typu C v přílohách této vyhlášky:
 - ▶ příloha č. 5: Postup stanovení plánované roční spotřeby elektřiny zákazníků s měřením typu C,

- ▶ příloha č. 6: Třídy typových diagramů dodávek;
- ▶ upravit přílohu č. 20 vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou, která obsahuje definici datové sady zasílané PDS pro účely vyúčtování služby distribuce elektřiny, tak, aby zohledňovala změny periody (a dále v kontextu dalších úprav plynoucích z oblastí implementace Směrnice a Nařízení, jako jsou zejm. agregace a flexibilita (kapitola 4), dynamické tarify (kapitola 12) nebo IMS (kapitola 11));
- ▶ změnit periody diagramů vstupujících do přípravy provozu a dalších aktivit PPS a PDS spojených s řízením soustavy v přílohách vyhlášky o dispečerském řízení, a pro stanovení náhradních hodnot neodebrané elektřiny dle §14c vyhlášky o dispečerském řízení.

Při těchto úpravách by měly být zohledněny výstupy implementačních dokumentů k EB GL, zejm.:

- ▶ přehodnocení systému zúčtování odchylek podle společného návrhu PPS vydaného 18. prosince 2018 na základě čl. 52 odst. 2 EB GL – očekává se vstup v platnost nejdříve na konci roku 2020;
- ▶ přehodnocení ocenění regulační energie na základě čl. 30 odst. 1 a odst. 3 EB GL – bude v platnosti od data připojení ke každé ze společných evropských platform pro výměny regulační energie (nejdříve v rozmezí 2019–2021).

Významnější změny proběhnou na technické úrovni, kdy postupný přechod na obchodování blízko reálnému času (vč. regulační energie v platformách TERRE, MARI a PICASSO) povede k vyšší náročnosti na zpracování dat a datovou výměnu. Zejména na úrovni řízení soustavy dojde k významnému přiblížení obchodních a dispečerských systémů ČEPS a částečně PDS.

Z toho důvodu je vhodné **co nejdříve začít s technickou implementací 15min intervalu** do obchodních systémů a systémů dispečerského řízení tak, aby ČEPS, PDS i OTE měli čas ověřit funkčnost systémů a jejich rozhraní. Samotný **přechod na 15min periodu by měl proběhnout koordinovaně po dokončení technické implementace**, u všech účastníků trhu, na všech technických a obchodních úrovních, aby se zamezilo nutnosti datových konverzí, případným chybám atd.

Nelze vyloučit, že výjimka povinnosti harmonizace intervalu udělená ze strany ERÚ do roku 2025 by nemusela být plně využita a vzhledem k technologickému vývoji by mohlo být vyžadováno provést harmonizaci dříve.

Vedle toho bude nutné znovu posoudit náklady a přínosy zavedení IMS a IMS zavést. To spolu s implementací dalších úprav plynoucích z oblastí implementace Směrnice a Nařízení, jako jsou zejm. agregace a flexibilita (kapitola 4), dynamické tarify (kapitola 12) nebo IMS (kapitola 11), vyvolá potřebu úprav v systému TDD pro vyhodnocení odchylek a jejich stanovení. Proto bude nutné upravit třídy a diagramy TDD a změnit technické metodiky OTE:

- ▶ Metodiku stanovení TDD a
- ▶ Metodiku přepočtu TDD.

Tyto úpravy by rovněž měly být zohledněny ve vyhlášce o Pravidlech trhu s elektřinou.

10. Aktivní zákazník a občanská energetická společenství

10.1 Legislativní předpoklady – Zimní energetický balíček

Za aktivní zákazníky obecně považujeme konečné spotřebitele energie, kteří vedle samotného spotřebovávání (odběru) elektřiny ze soustavy v určitém rozsahu elektřinu rovněž vyrábějí, a případně i dodávají na trh, a kteří případně dokážou upravit svoje spotřebitelské chování tak, že mohou být zdrojem dodatečné flexibility pro trh. Aktivní zákazníci se (vedle dalších aktérů) rovněž mohou sdružovat a vytvářet občanská energetická společenství (tj. právnické osoby).

10.1.1 Charakteristika unijní právní úpravy

Aktivním zákazníkem se ve smyslu čl. 2 bodu 8 Směrnice rozumí konečný zákazník (nebo skupina společně jednajících konečných zákazníků), který/kteří:

- ▶ spotřebovávají, skladují nebo prodávají jimi vyrobenou elektřinu nebo
- ▶ se účastní programů flexibility nebo energetické účinnosti,

za předpokladu, že uvedené činnosti nepředstavují jejich hlavní obchodní nebo profesionální činnost.

Bližší vymezení konkrétních práv a povinností aktivních zákazníků je pak ve Směrnici uvedeno především v Kapitole III Posílení postavení spotřebitele a jeho ochrany v čl. 15. Smyslem tohoto článku je vytvořit vhodné podmínky pro aktivní zapojení zákazníků (resp. skupin zákazníků) na energetickém trhu a vedle možnosti být „pasivním“ zákazníkem, který pouze odebírá elektřinu, vytvořit podmínky, které stimulují zákazníky k tomu, aby se aktivně zapojili do činností výroby, akumulace, flexibility, případně energetické účinnosti.

Čl. 15 Směrnice stanovuje obecnou povinnost ČS zajistit, aby koneční zákazníci byli oprávněni jednat jako aktivní zákazníci, a to bez nepřiměřených nebo diskriminačních požadavků, postupů a poplatků. Směrnice uvádí jako příklad administrativní zátěže, kterou je třeba odstranit, povinnost spotřebitelů, kteří sami vyrábějí elektřinu a prodávají ji do soustavy, splňovat požadavky na dodavatele. Všechny tyto překážky, které spotřebitelům brání ve výrobě elektřiny z vlastních zdrojů a v jejím spotřebovávání, ukládání nebo prodávání na trhu, by měly být odstraněny. Podstatné však je, aby takoví spotřebitelé přiměřeně přispívali k úhradě systémových nákladů.

Podle čl. 15 mají aktivní zákazníci především:

- ▶ být oprávněni provozovat svou činnost přímo nebo prostřednictvím agregátorů,
- ▶ být oprávněni prodávat elektřinu vyrobenou z vlastních zdrojů,
- ▶ být oprávněni účastnit se programů flexibility,
- ▶ podléhat mj. v souladu s čl. 18 Nařízení (viz kapitola 12) transparentním a nediskriminačním síťovým poplatkům, které odrážejí náklady a účtují se odděleně za elektřinu dodanou do sítě a odebranou ze sítě,
- ▶ být finančně odpovědní za jimi způsobené odchylky.

Směrnice dále v čl. 15 odst. 4 stanovuje podmínky, které musí být zajištěny v případě aktivních zákazníků vlastních zařízení pro ukládání energie. Za důležitá považujeme především ta ustanovení, podle kterých aktivní zákazníci vlastníci zařízení pro ukládání energie:

- ▶ nesmí podléhat žádnému dvojímu zpoplatnění, včetně síťových poplatků, za uložení elektřiny, která zůstává v jejich prostorách, nebo při poskytování služeb flexibility provozovatelům soustav,
- ▶ nesmí podléhat neúměrným požadavkům nebo poplatkům pro udělení licence.

Problematika týkající se aktivního zákazníka je okrajově řešena i v Nařízení v Kapitole III Přístup k síti a řízení přetížení v čl. 18, kde se upravují metody stanovení poplatků za přístup k sítím a používání sítí. Podle čl. 18 odst. 7 Nařízení musí distribuční tarify odrážet náklady a zohledňovat využívání distribuční sítě uživateli soustavy, a to i aktivními zákazníky. Pokud ČS zavedou IMS, regulační orgány by při stanovování nebo schvalování distribučních tarifů měly zvážit, a popřípadě transparentním, nákladově

efektivním a pro konečného zákazníka předvídatelným způsobem zavést časově rozlišené síťové tarify odrážející využívání sítě. Tímto by měly být dány stimuly pro co nejvíce časově rozložené zatížení soustavy.

Směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2018/2001 ze dne 11. prosince 2018 o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů (dále jen „**RED II**“) pak v čl. 18 požaduje, aby ČS vypracovaly vhodné informační, osvětové, poradenské nebo školicí programy s cílem informovat relevantní aktéry o tom, jak mají uplatňovat svá práva aktivních zákazníků. RED II zároveň široce (zejm. v čl. 21) upravuje podskupinu aktivních zákazníků, kteří sami vyrábí elektřinu z obnovitelných zdrojů a tuto elektřinu sami spotřebovávají, ukládají nebo prodávají (pokud nejde o domácnosti, pak tyto činnosti nesmí představovat hlavní obchodní nebo profesní činnost), a takové konečné zákazníky označuje za samospotřebitele (příp. společně jednající samospotřebitele, kteří se nacházejí ve stejné budově či objektu s více bytovými jednotkami) elektřiny z obnovitelných zdrojů.

Občanské energetické společenství je podle definice v čl. 2 bodě 11 Směrnice právnickou osobou,

- ▶ jež je založena na dobrovolné a otevřené účasti;
- ▶ jež je kontrolována členy nebo podílníky, které jsou fyzickými osobami, místními orgány (včetně obcí) nebo malými podniky (tj. pouze tyto subjekty mohou společenství ovládat, naopak účast na společenství není nijak omezena);
- ▶ jejímž hlavním účelem je poskytování environmentálních, hospodářských nebo sociálních přínosů svým členům/podílníkům nebo místním oblastem, v nichž působí, nikoliv vytváření zisku;
- ▶ jež může svým členům/podílníkům poskytovat energetické služby, včetně výroby, distribuce, dodávky a spotřeby elektřiny, agregace, ukládání energie, služeb energetické účinnosti nebo služeb nabíjení elektromobilů.

Podle preambule Směrnice jsou tak občanská energetická společenství další možností pro spotřebitele, jak se mohou přímo podílet např. na výrobě nebo vzájemném sdílení elektřiny, tj. obecně na trhu s elektřinou. Hlavní rozdíl oproti tradičním elektroenergetickým společnostem spočívá v tom, že primárním cílem komunitních energetických iniciativ není dosahování zisku, ale poskytování ekonomických, environmentálních a sociálních přínosů společenství. Vzhledem k tomuto specifickému účelu i členské struktuře se jedná o nový druh subjektu na trhu s elektřinou (konkrétní typ právnické osoby je za splnění daných požadavků na uvážení ČS), který si Směrnice klade za cíl uznat a poskytnout mu vhodný rámec pro existenci – především má být občanským energetickým společenstvím zajištěno spravedlivé zacházení a rovné podmínky na trhu a mají se na ně s ohledem na vykonávané činnosti nediskriminačně a úměrně vztahovat práva a povinnosti jako na ostatní elektroenergetické podniky. Jelikož jsou občanská energetická společenství považována za kategorii spolupráce občanů nebo místních subjektů (mohou existovat i jiné občanské iniciativy založené např. na soukromoprávních smlouvách), měly by být z rozhodovacích orgánů společenství vyloučeny podniky, které lze rozsahem komerční činnosti považovat za velké nebo jejichž hlavní předmět podnikání spadá do odvětví energetiky. V účasti na společenství jako takové jim (ani jiným subjektům) ovšem bránit nelze.

Čl. 16 Směrnice konkrétně uvádí:

- ▶ povinnost ČS stanovit regulační rámec pro občanská energetická společenství při zohlednění minimálních požadavků – mj.:
 - ▶ účast musí být na otevřené a dobrovolné bázi,
 - ▶ členové/podílníci musí mít možnost z občanského energetického společenství vystoupit (postup je shodný s případem změny dodavatele popsáným v čl. 12 Směrnice), aniž by přišli o přístup k síti provozované daným společenstvím nebo o svá spotřebitelská práva,
 - ▶ členům/podílníkům musí být i při účasti na občanském energetickém společenství zachována práva a povinnosti zákazníků v domácnostech nebo aktivních zákazníků,
 - ▶ příslušní PDS mají povinnost za poskytnutí náhrady (tu posuzuje regulační orgán) spolupracovat s občanskými energetickými společenstvími,
 - ▶ postupy (včetně registrace a udělování licencí) a poplatky vztahující se na občanská energetická společenství mají být nediskriminační, spravedlivé, přiměřené

a transparentní, aplikované síťové poplatky pak mají být v souladu s čl. 18 Nařízení (viz kapitola 12) a v případě sdílení elektřiny také v souladu s transparentní analýzou nákladů a přínosů distribuovaných zdrojů energie vypracovanou příslušným vnitrostátním orgánem,

- ▶ občanská energetická společenství musí mít nediskriminační přístup na všechny trhy s elektřinou (přímo nebo prostřednictvím agregace) a obecně nesmí být diskriminována, pokud jde o jejich činnosti, práva a povinnosti (ať už v postavení kteréhokoliv ze subjektů),
- ▶ občanská energetická společenství musí nést finanční odpovědnost za jimi způsobené odchylky,
- ▶ občanská energetická společenství musí být oprávněna zajišťovat sdílení elektřiny vyrobené vlastními výrobami v rámci daného společenství;
- ▶ ustanovení, která ČS může (ale nemusí) do regulačního rámce zahrnout, mj.:
- ▶ ČS může občanským energetickým společenstvím udělit právo stát se PDS (buď v obecném režimu nebo jako tzv. „provozovatel uzavřené distribuční soustavy“, včetně možnosti aplikace výjimek uvedených v čl. 38 odst. 2 Směrnice).

Pro úplnost je vhodné doplnit, že energetická společenství zmiňuje již RED II – místo občanského energetického společenství (definováno až ve Směrnici) však používá termín „společenství pro obnovitelné zdroje“. Následující tabulka shrnuje hlavní rozdíly mezi oběma typy společenství.

Společenství pro obnovitelné zdroje	Občanské energetické společenství
účinně kontrolováno podílňíky nebo členy, kteří se nacházejí v blízkosti projektů energie z obnovitelných zdrojů vlastněných a vybudovaných tímto společenstvím	účinně kontrolováno členy nebo podílňíky, kteří jsou fyzickými osobami, místními orgány, včetně obcí, nebo malými podniky
podílňíky nebo členy jsou fyzické osoby, malé a střední podniky nebo místní orgány, včetně obcí	členství není omezeno na konkrétní subjekty
týká se veškeré energie z obnovitelných zdrojů	týká se pouze elektřiny (nejen z obnovitelných zdrojů)
geograficky omezeno na lokální úroveň	bez geografického omezení
nemůže provozovat distribuční síť	ČS může udělit právo provozovat distribuční síť

Obrázek 25. Hlavní rozdíly mezi společenstvím pro obnovitelné zdroje a občanským energetickým společenstvím

10.1.2 Podmínky vnitrostátní adaptace a implementace

Směrnice dává prostor pro možnost stanovit různý rozsah práv a povinností pro individuální aktivní zákazníci, musí však být zachován minimální standard práv a povinností aktivních zákazníků daných Směrnicí. Stejně tak i v případě občanských energetických společenství Směrnice uvádí minimální rozsah požadavků a nechává na uvážení ČS, zda udělí i další práva nebo stanoví i jiné povinnosti.

Podle čl. 15 odst. 4 Směrnice se zakazuje ČS, které mají zavedeny systémy, v jejichž rámci se neúčtuje odděleně za elektřinu dodanou do sítě a za elektřinu odebranou ze sítě, po 31.12.2023 udělovat nová práva ve stávajících systémech. Tomuto ustanovení rozumíme tak, že reaguje na problematiku tzv. nettingu, která je v současnosti v různých státech upravena odlišně. Zákazem „neudělení nových práv ve stávajících systémech“ rozumíme vytvoření prostoru, aby smlouvy sjednané před 01.01.2024 využívající dosavadní systém nettingu zůstaly zachovány v platnosti, ale nemělo by být umožněno sjednávání smluv nových. Podle tohoto ustanovení Směrnice dále platí, že zákazníci, na něž se vztahují stávající systémy, by měli mít vždy možnost rozhodnout se pro nový systém, v němž se poplatky za elektřinu dodanou do sítě a elektřinu odebranou ze sítě účtují odděleně, jako základ pro výpočet síťových poplatků.

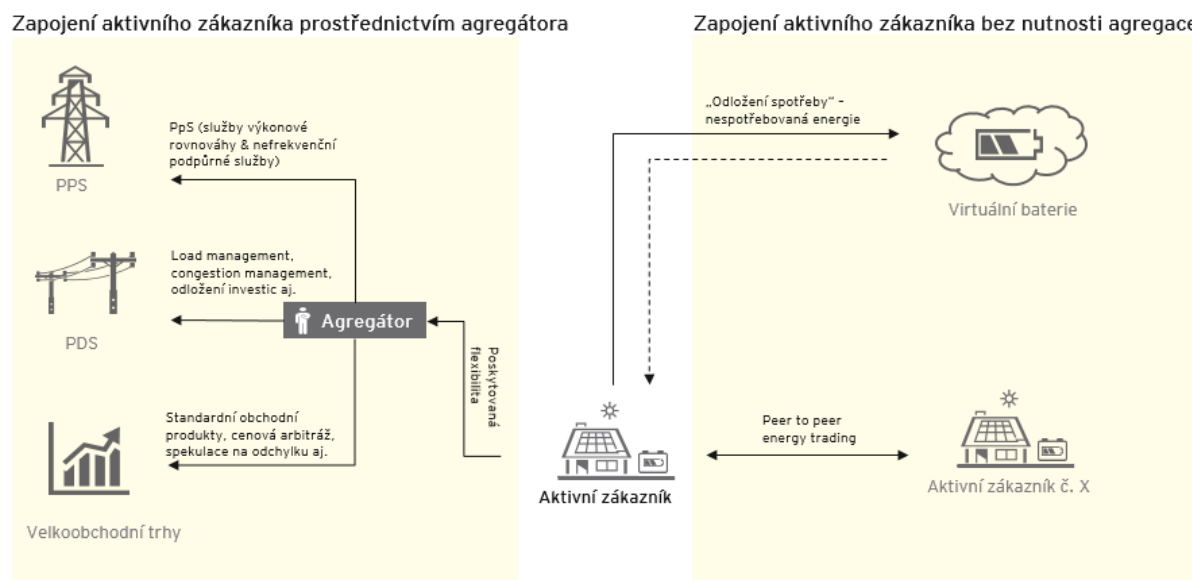
V případě, že se ČS v souladu s čl. 16 odst. 2 písm. b) rozhodne udělit občanským energetickým společenstvím právo spravovat distribuční síť v oblasti jejich působení, musí současně zajistit splnění požadavků kladených Směrnicí v čl. 16 odst. 4 (mj. mají být občanská energetická společenství

oprávněna uzavřít s příslušným PDS nebo PPS dohodu o provozování sítě občanského energetického společenství, zároveň však tato společenství nesmí diskriminovat zákazníky, kteří zůstanou připojeni k distribuční soustavě).

Směrnice neupravuje žádné podmínky, za kterých by bylo možné implementaci požadavků do národního právního řádu odložit nebo upravit v užším rozsahu.

10.2 Zkušenosti a technické předpoklady pro zapojení aktivního zákazníka

Již za současných podmínek je v různých státech umožněno zapojení zákazníků na trhu se službami, které jsou podle Směrnice oprávněni nabízet nebo využívat tzv. aktivní zákazníci.



Obrázek 26. Porovnání příkladů zapojení aktivního zákazníka s agregací a bez agregace

10.2.1 Zapojení aktivního zákazníka prostřednictvím agregátora

Příkladem toho, jak se mohou zákazníci aktivně podílet na trhu s elektřinou, může být již dříve zmiňovaný (viz kapitola 4.3) pilotní projekt provozovatele přenosové soustavy TenneT TSO GmbH (dále jen „TenneT“) ve spolupráci s výrobcem inteligentních baterií sonnen GmbH (dále jen „sonnen“), jenž se uskutečnil v období od května 2017 do května 2019 v Německu.

Jednalo se o první pilotní projekt svého druhu v Evropě, kdy společnost sonnen propojila pomocí blockchain technologie domácí baterie pro akumulaci elektřiny vyrobené fotovoltaickými panely, čímž vytvořila pool domácích úložišť, který pak využila společnost TenneT pro řízení soustavy. Společnost sonnen zde působila v roli nezávislého agregátora flexibility. Cílem projektu bylo určit, zda, a případně do jaké míry, mohou domácnosti (resp. jejich decentralizovaná, avšak propojená domácí úložiště energie) přispět k lepší integraci OZE a ke stabilizaci přenosové sítě. Kvůli čím dál většímu zapojení OZE bylo totiž v Německu jen v roce 2016 zapotřebí vynaložit zhruba 800 milionů EUR na stabilizační opatření (redispečink, kapacitní rezervy, dočasné odpojení větrných elektráren aj.).

Obecnou výhodou blockchainové technologie jsou široké možnosti, jak vytvořit privátní prostředí s velkým množstvím automatizovaných transakcí, nízkými náklady, a především nezávislé na místě – lze tak z jednoho místa propojit i zařízení nacházející se v odlišných regionech. Kromě výměny dat mezi jednotlivými zařízeními je navíc možné koordinovat poskytování flexibility s PDS, což se potvrdilo i v tomto pilotním projektu – inteligentní řízení propojených baterií se v řádu jednotek sekund přizpůsobovalo aktuálním potřebám sítě, přičemž dle potřeby poskytovalo dodatečnou elektřinu do elektrizační soustavy, resp. elektřinu z elektrizační soustavy odebíralo. Propojené baterie přitom prokázaly nejen schopnost primární regulace, ale i redispečinku.

V tomto konkrétním projektu společnosti sonnen a TenneT neustále sdílely informace o kapacitě domácích baterií dostupné pro redispečink v daných okamžicích. Pokud TenneT přijala automaticky

vytvořenou nabídku, byly baterie v jednom regionu dobity přebytečnou energií z jiného regionu, kde bylo např. větrno. Všechny transakce v procesu přitom byly zaznamenávány v reálném čase.

Podle vyjádření společností zapojených do projektu se na základě výsledků podařilo dokázat, že stabilizace rozvodné sítě prostřednictvím flexibility poskytované propojenými domácími bateriemi za použití blockchainové technologie je technologicky možná, proveditelná, a nabízí tak významný budoucí potenciál. Testovaný model agregace bude v následujících letech možné aplikovat i na flexibilitu poskytovanou vlastníky či provozovateli elektromobilů (což je v současné době testováno v pilotním projektu TenneT ve spolupráci se společností Vandebron v Nizozemsku).

Efektivní zapojení velkého množství aktivních zákazníků na trhu s elektřinou vyžaduje pokročilá technologická řešení formou blockchainu, IMS, a především funkční roli agregátora, včetně jasného vymezení kompenzačních mechanismů blíže specifikovaných v kapitole 4.

10.2.2 Zapojení aktivního zákazníka bez nutnosti agregace

Jinou možností zapojení aktivního zákazníka je jeho přímá účast bez nutnosti agregace. Takovým příkladem může být např. tzv. virtuální baterie, kterou již dnes na českém trhu nabízí E.ON Energie, a.s. (dále jen „ECE“). Produkt Virtuální baterie je určen pro zákazníky odebírající elektřinu od této společnosti (pouze fyzické osoby), kteří zároveň sami elektřinu vyrábí prostřednictvím fotovoltaických panelů o instalovaném výkonu do 10 kW, přičemž služba spočívá ve virtuálním ukládání přebytků elektřiny dodané do sítě (tedy elektřiny, kterou zákazník v okamžiku výroby sám nespotřebuje nebo neuloží do vlastní fyzické baterie) k pozdější spotřebě, což je umožněno současnou instalací průběhového měření.

Tento produkt je koncipovaný jako služba zpoplatněná na měsíční bázi podle potřebného ročního objemu virtuálního úložiště, což je v souladu se současným obecným trendem přeměny tradičních obchodních modelů založených na výrobě produktů v modely založené na (nebo alespoň více využívající) poskytování služeb. Předpoklady úspěšnosti projektu spočívající v co možná nejmenším zatížení zákazníka po stránce administrativní, finanční, právní, daňové či technické jsou pak zase v souladu s požadavky Směrnice na co nejširší umožňování účasti aktivních zákazníků na trhu s elektřinou.

Společnost ECE začala službu nabízet ještě před přijetím Směrnice a Nařízení, kdy ani český právní řád komplexně neupravoval (a dosud neupravuje) institut aktivního zákazníka, včetně např. nových typů smluv, které je aktivní zákazník oprávněn uzavírat.

10.3 Zahraniční zkušenosti s energetickými komunitami

Energetická společenství se mohou vyskytovat v různých formách, historicky se však jedná o iniciativy společné výroby elektřiny z OZE. Tuto činnost vykonávají energetická společenství např. v Dánsku již od 70. let minulého století, kdy se utvářela první uskupení občanů za účelem stavby větrných elektráren. Z povahy věci se tedy většinou jedná o projekty na lokální úrovni, kdy jsou zapojeni místní obyvatelé.

Některá energetická společenství se v průběhu času zprofesionalizovala a nabízí svým členům vícero služeb od výroby elektřiny z OZE, dodávek elektřiny, služeb souvisejících se zvyšováním energetické účinnosti (online platformy pro sledování spotřeby, vzdělávání, kurzy), sdílení místně vyrobené elektřiny (skrze *peer-to-peer* obchodování), ukládání energie, DSR, agregace distribuovaných zdrojů ve společenství do virtuální elektrárny, až po správu distribuční sítě elektřiny nebo síť dálkového vytápění. Např. v Dánsku je z celkového počtu kolem 400 menších sítí dálkového vytápění 340 vlastněno družstvy spotřebitelů. Velmi malé množství energetických společenství, zejména v Německu, pak provozují i vlastní lokální distribuční síť elektřiny (na základě výhry v místním výběrovém řízení).

Co se týče právních forem, kterých energetická společenství v Evropě nabývají, většinou se jedná o družstva, partnerství, tzv. *community interest companies*, nadace, neziskové organizace, sociální podniky a sdružení. Vzhledem však k tomu, že jsou energetická společenství spojena s inovativními koncepty a technologiemi, některé ČS EU, jako např. Německo, Velká Británie nebo Nizozemsko, poskytují možnost pohybovat se po omezenou dobu mimo stávající regulaci. Takové výjimky jsou posuzovány případ od případu a umožňují testovat nové technologie, procesy a obchodní modely v rámci daného projektu. Na základě výsledků této „zkušební doby“ je následně upraven právní rámec.

Navzdory specifickým překážkám, kterým energetická společenství v mnohých ČS čelí, jejich počet v poslední době významně narostl. Bylo to umožněno především podporou výroby elektřiny z OZE,

zejména podporou ve formě výkupních cen (tzv. *feed-in tariffs*, dále jen „FIT“), která se pro rozvoj energetických společenství ukázala být nejúčinnější (velký nárůst v počtu energetických společenství díky této podpoře zaznamenalo např. Německo). Postupně však ČS ukončují FIT a přecházejí k tržním formám podpory OZE, což rozvoj energetických společenství brzdí, neboť aukce a veřejné soutěže jsou těžko přístupné malým hráčům, a to nejen kvůli vynakládání financí spojených s administrativními požadavky (např. požadavek studie proveditelnosti, různá povolení, kritéria pro účast apod.) bez jistoty úspěchu.

Příkladem výzev, s nimiž se energetická společenství potýkají ve veřejných soutěžích, může být proces veřejného nabídkového řízení zavedený v Německu zákonem o obnovitelné energii (*Erneuerbare-Energien-Gesetz*, dále jen „EEG“) v roce 2017, a sice pro nové projekty větrných elektráren (*onshore*) a FVE o výkonu nad 750 kW. Pro projekty větrných elektráren zavedl EEG široká kritéria a speciální pravidla pro „občanské energetické společnosti“, aby podpořil jejich účast ve veřejné soutěži. Podle těchto pravidel může občanská energetická společnost nabývat jakékoliv právní formy, pokud splňuje daná kritéria (nejběžnější forma družstva je tak pouze jednou z možností). V prvních třech kolech nabídek bylo 97 % úspěšných nabídek podáno projekty, které z právního hlediska bylo možné považovat za občanské energetické společnosti. Po detailním prozkoumání jednotlivých projektů se však ukázalo, že téměř všechny projekty byly ve skutečnosti vytvořeny velkými energetickými společnostmi, zatímco pouze osm projektů bylo opravdovými iniciativami občanů. To pro projekty FVE žádné preferenční podmínky pro komunity stanoveny nebyly. V celkem osmi nabídkových kolech bylo předloženo 11 nabídek družstva, což představuje 1,35 % všech nabídek. Z těchto 11 nabídek byly úspěšné pouze dvě. Zajímavé přitom je, že všechny nabídky byly podány v prvních čtyřech kolech, což lze interpretovat tak, že družstva už se nechtěla účastnit dalších kol, protože vyhodnotila, že nejsou schopná soutěžit s velkými společnostmi. Z výše uvedeného vyplývá, že regulace by měla pečlivě zohlednit zvláštnosti energetických společenství, aby jejich účast na trhu byla nejen formálně, ale i prakticky možná.

(Zdroj: ROBERTS, Josh. What energy communities need from regulation. In: *European Energy Journal*. 2019, 8.3-4: 13–27.)

10.4 Implementace v podmínkách ČR

10.4.1 Stav zapracování tématu v právních a dalších předpisech

V platném a účinném znění energetického zákona jsou obsaženy pouze určité aspekty institutu aktivního zákazníka, nikoliv už občanských energetických společenství. Podle § 28 odst. 5 energetického zákona může zákazník bez licence na výrobu elektřiny pro vlastní spotřebu vyrábět elektřinu ve výrobně o instalovaném výkonu do 10 kW a v určitém rozsahu se na něj rovněž vztahují práva a povinnosti výrobce. Zákazník si tedy může vyrábět elektřinu pro vlastní spotřebu, navíc ovšem může i dodávat elektřinu do elektrizační soustavy do výše sjednaného rezervovaného výkonu. Podmínkou je sjednání možnosti dodávky elektřiny ve smlouvě s obchodníkem s elektřinou, který za ni převezme odpovědnost za odchylku, resp. obecně vyřešení odpovědnosti za odchylku v odběrném místě.

Návrh novely energetického zákona danou problematiku nijak neupravuje. Na druhou stranu skutečnost, že energetický zákon nijak nespecifikuje např. zařízení pro ukládání energie, neznamená, že by nebylo možné zařízení pro ukládání energie využívající baterie uvádět na trh a v odběrných místech využívat.

10.4.2 Potřebná rozhodnutí o podobě implementace

Hlavní oblasti, na které bude nutno se před přípravou návrhu úpravy dotčené legislativy (energetický zákon a prováděcí právní předpisy) zaměřit, jsou zejména následující:

- ▶ vymezení, že se v případě aktivního zákazníka nemusí jednat o samostatného zákazníka, ale rovněž o skupinu společně jednajících konečných zákazníků;
- ▶ činnost zákazníka nemá představovat jejich hlavní obchodní nebo profesní činnost;
- ▶ možnost aktivních zákazníků spotřebovávat nebo skladovat elektřinu vyrobenou nejenom ve svých vlastních prostorách „umístěných ve vymezených hranicích“, ale také v jiných prostorách mimo místa spotřeby, čímž bude umožněno sdílení energie aktivním zákazníkem nebo společenstvím;

- ▶ určení pravidel účtování síťových poplatků aktivním zákazníkům a společenstvím ve vztahu k energii, která bude sdílena skrze elektrizační soustavu;
- ▶ oprávnění k provozování zařízení pro ukládání energie;
- ▶ problematika distribučních tarifů s ohledem na IMS – zavedení časově rozlišených síťových tarifů odrážejících využívání sítě.

Částečně byla problematika aktivního zákazníka součástí výše uvedeného návrhu novely energetického zákona (v současnosti připravovaného na rok 2020), avšak návrh novely se nedotkl detailně všech témat.

Co se týká občanských energetických společenství, primárně je nutné rozhodnout:

- ▶ zda stanovit konkrétní typ (či případně vícero přípustných typů) právnické osoby, kterou může občanské energetické společenství být, nebo jen požadavky, jež musí libovolně zvolený typ právnické osoby splňovat;
- ▶ zda udělit občanským energetickým společenstvím práva nad rámec minimálních požadavků Směrnice – konkrétně je pak nutné rozhodnout, zda mají mít tato společenství i oprávnění stát se PDS;
- ▶ o způsobu vstupu občanských energetických společenství na trh s elektřinou v závislosti na zachování či změně současného stavu, kdy je (a v některých případech také není) vyžadováno oprávnění k podnikání či k provozu;
- ▶ o vnitrostátním orgánu, jemuž bude stanovena povinnost vypracovat analýzu nákladů a přínosů distribuovaných zdrojů energie, která poté bude sloužit jako podklad pro stanovení příslušných síťových poplatků, sazeb a odvodů aplikovaných na občanská energetická společenství (podle Směrnice se na základě této analýzy stanovují poplatky pro energetická společenství jen v případě sdílení elektřiny, podle RED II obecně).

10.4.3 Doporučení úprav v právních a provozních předpisech

10.4.3.1 Vymezení aktivního zákazníka v právních předpisech

Energetický zákon v § 28 odst. 5 dává zákazníkovi právo, aby bez licence na výrobu elektřiny pro vlastní spotřebu vyráběl elektřinu ve výrobně o instalovaném výkonu do 10 kW. Takové vymezení aktivního zákazníka je však zcela nedostatečné, když de facto upravuje pouze jednu z mnoha činností aktivního zákazníka předpokládaných Směrnicí. Energetický zákon rovněž nedostatečně vymezuje subjekt, který může být aktivním zákazníkem. Dovožujeme proto, že z důvodu řádné transpozice Směrnice bude nutné definovat pojem „aktivního zákazníka“ do energetického zákona a následně vymezit práva a povinnosti zákazníka (§ 30) a vedle toho práva a povinnosti aktivního zákazníka.

10.4.3.2 Vymezení hlavní obchodní nebo profesionální činnosti

Aktivním zákazníkem je ve smyslu Směrnice „pouze“ takový zákazník, který vedle samotného odběru elektřiny vykonává další činnosti (tedy např. výroba nebo provozování zařízení na ukládání energie), avšak tyto jiné činnosti nepředstavují jeho hlavní obchodní nebo profesionální činnost. Pokud se národní právní úprava nevymkne limitům stanoveným Směrnicí, mělo by být vymezení „hlavní obchodní nebo profesionální činnosti“ problematikou, ve které má ČS určitou míru vlastní úvahy pro vnitrostátní právní úpravu.

Dovožujeme, že alespoň na úrovni fyzických osob nepodnikajících v energetice na základě jiného oprávnění by jako výchozí měla být nastavena určitá hranice příjmů plynoucích z činnosti aktivního zákazníka, do které by se činnost aktivního zákazníka nepovažovala za jeho hlavní obchodní nebo profesionální činnost. Obdobně je tomu např. v případě výroby elektřiny pro vlastní spotřebu (primárně), kde zákon o dani z příjmu stanoví, že příjem do 30 tis. Kč v případě, že se nejedná o podnikání podle energetického zákona, je osvobozen od daně z příjmu. Vnitrostátní právní úprava by tedy mohla stanovit, že pokud aktivní zákazník nevykonává podnikatelskou činnost a jeho příjem z činnosti výroby elektřiny, uskladňování elektřiny či poskytování služby flexibility nepřevyšuje stanovenou hranici jiným právním předpisem, nejedná se o hlavní obchodní činnost / nejedná se o činnost za účelem zisku. Takový příjem by mohl být osvobozen od daně, případně by nevznikala povinnost přiznání příjmu.

V případě právnických osob podnikajících, tedy realizujících příjem i z jiné obchodní činnosti než z činností aktivního zákazníka, by zákon měl stanovit kritérium poměru příjmů z činností vykonávaných v režimu aktivního zákazníka vůči ostatním příjmům, a pokud by skutečný poměr byl vyšší než zákonem stanovený, takový subjekt by nadále nemohl být považován za aktivního zákazníka, a mohly by mu vzniknout nové povinnosti, od kterých by byl aktivní zákazník osvobozen. Např. neosvobození od daně z příjmu, popř. povinnost vykonávat svoji činnost na základě státního povolení, popř. oprávnění.

V případě ostatních bude muset zákon pracovat s kategorií „zákazník poskytující službu flexibility nebo účastníci se služby DSR“, případně „zákazník provozující zařízení pro akumulaci elektřiny, s výjimkou aktivního zákazníka“, pokud bude zákon stanovovat nějaký rozsah práv, resp. povinností, od kterých by byl aktivní zákazník osvobozen.

10.4.3.3 Možnost aktivních zákazníků spotřebovávat nebo skladovat elektřinu vyrobenou v jiných prostorách

Směrnice umožňuje ČS, aby se na národní úrovni rozhodly, zda umožní aktivním zákazníkům spotřebovávat či skladovat elektřinu vyrobenou v jiném místě než v místě výroby. Tzv. „jinými prostorami“ rozumíme jiná místa spotřeby elektřiny, než je místo výroby, přičemž místa spotřeby a výroby jsou propojena distribuční soustavou. Nejedná se tedy o případy, kdy je výroba elektřiny realizována v jednom odběrném místě jako spotřeba elektřiny.

Domníváme se, že by takové řešení nemuselo být výrazně zatěžující a spíše naopak by to mohlo umožnit další rozvoj konceptu aktivních zákazníků. V zásadě jde o to, že koncept spotřeby a sdílení elektřiny prostřednictvím elektrizační soustavy bude stejně ČS povinen zavést, a to z důvodu transpozice ustanovení zavádějících občanská energetická společenství. Podle bodu 46 preambule Směrnice má sdílení energie umožnit členům společenství, aby jim byla dodávána elektřina z výrobních zařízení v rámci společenství, aniž by byli v jejich přímé fyzické blízkosti nebo se nacházeli v jednom odběrném místě. Pokud je elektřina sdílena, neměl by tím být dotčen výběr síťových poplatků, sazeb a odvodů souvisejících s toky elektřiny.

Z důvodu implementace ustanovení o občanských energetických společenstvích bude muset být vnitrostátně zaveden mechanismus, v jehož rámci bude moci být dodavatelem v odběrném místě, resp. jedním z dodavatelů, jiný subjekt než obchodník s elektřinou. Obdobným způsobem by tak mohlo být umožněno aktivnímu zákazníkovi, aby byl „dodavatelem“ v některém ze svých odběrných míst, pokud by výroba elektřiny probíhala v jiném místě než v místě spotřeby. Povinnost zajištění odpovědnosti za odchylku v odběrném místě by tím nijak dotčena nebyla.

Je třeba upozornit na skutečnost, že i v případě spotřeby elektřiny vyrobené v jednom místě bude vznikat (resp. již nyní vznikají) celá řada komplikovaných situací, kdy bude obtížné určit, zda spotřebovaná elektřina byla vyrobená v lokálním zdroji, nebo byla skutečně dopravena prostřednictvím distribuční soustavy (typicky případy instalace výroby v rámci bytových domů a využívané uživateli bytů). Za stávajících pravidel pro měření elektřiny by tato elektřina byla považovaná za elektřinu dodanou z distribuční soustavy, za kterou by zákazníci hradili platbu za použití sítě, ačkoliv její část byla vyrobena v lokálním zdroji. Bude tedy nutno nově upravit pravidla pro stanovení spotřeby elektřiny z distribuční soustavy v případech, kdy v odběrných místech budou instalovány výroby elektřiny třetích subjektů (dopočty, bilancování spotřeb atd.).

10.4.3.4 Oprávnění k provozování zařízení pro ukládání energie

Pokud nebude přijata koncepční změna povolování nebo udělování oprávnění k podnikatelským činnostem v energetice, dovozujeme, že je vhodné koncipovat přístup k zařízením pro ukládání energie obdobně jako v případě provozování malých výroben elektřiny do 10 kW, tedy bez potřeby oprávnění k podnikání do určitého výkonu nebo jakékoliv jiné formy oprávnění.

Pro potřeby vstupu na trh se službami flexibility by bylo postačující, aby byla známa skutečnost, že určitý zákazník provozuje zařízení pro ukládání energie, a tato skutečnost byla evidovaná např. v systému OTE. Takovou skutečnost je možné řešit v rámci standardních procesů připojování a registrace odběrného místa se zařízením pro ukládání energie. Připojení zařízení pro ukládání energie do soustavy by mělo být sjednáváno ve smlouvě o připojení s PDS nebo jiným subjektem provozujícím veřejnou infrastrukturu.

10.4.3.5 Problematika distribučních tarifů s ohledem na IMS – zavedení časově rozlišených síťových tarifů odrážejících využívání sítě

Problematika změny tarifního systému se netýká pouze aktivních zákazníků, ale obecně narovnání stávajícího stavu, kdy se v rámci různých distribučních tarifů nadále udržuje určitá forma křížových dotací a socializace nákladů vyvolávaných jednotlivými subjekty. V důsledku rozvoje konceptu aktivních zákazníků dojde k růstu obtížněji predikovatelné výroby elektřiny, stejně jako odběrů elektřiny ze soustavy, které budou řízeny především tržními signály.

Bude proto nutné upravit distribuční tarify tak, aby zohledňovaly skutečné využívání soustavy aktivními zákazníky, aby služba flexibility byla poskytována či využívána za tržních podmínek, nikoli na bázi úspory distribučních nákladů. Rovněž se předpokládá zavedení/uchování určitých forem časově rozlišených distribučních tarifů, jejichž prostřednictvím bude možné řídit zařízení soustavy při využití služby flexibility poskytované aktivními zákazníky.

10.4.3.6 Implementace občanských energetických společenství

Ve vztahu k občanským energetickým společenstvím je nejprve potřeba definovat je v energetickém zákoně jakožto nového účastníka trhu s elektřinou a stanovit jim práva (doporučujeme zahrnout i právo stát se PDS) a povinnosti. Zákon by měl jasně odlišit občanská energetická společenství od jiných občanských iniciativ, aby nedošlo ke zneužití tohoto nového konceptu k obchodním účelům tradičních energetických společností. Současně by měla být vhodným způsobem upravena a částečně odlišena i společenství pro obnovitelné zdroje, která byla zavedena v RED II a jež vzhledem k odlišnostem nelze chápat jako pouhou podskupinu občanských energetických společenství (např. středně velký podnik se nemůže podílet na účinné kontrole občanského energetického společenství, ale u společenství pro obnovitelné zdroje ano). Oba druhy energetických společenství nicméně sdílí většinu charakteristik a v praxi lze očekávat jejich překrývání (např. občanské energetické společenství, jehož členem/podílníkem není žádný velký podnik a které je ovládáno jen místními členy/podílníky, vyhovuje také definici společenství pro obnovitelné zdroje). Nejen z tohoto důvodu je žádoucí přistupovat k implementaci unijních požadavků komplexně.

Co se týká formy právnické osoby, kterou budou moci občanská energetická společenství nabývat, v českém právní prostředí se vzhledem k požadavkům Směrnice ohledně účelu, účasti a rozhodovacích pravomocí nabízí forma spolku (§ 214–302 občanského zákoníku) nebo družstva (hlava VI zákona č. 90/2012 Sb., o obchodních společnostech a družstvech). Vhodnější je však uvést v energetickém zákoně základní charakteristiky občanských energetických společenství a ponechat na nich, pro jakou konkrétní právní normu se za splnění těchto požadavků rozhodnou.

Vzhledem k tomu, že ČS má podle Směrnice zajistit občanským energetickým společenstvím nediskriminační přístup na všechn trhy s elektřinou a nediskriminační a přiměřené zacházení, pokud jde o jejich činnost, práva a povinnosti, a vzhledem k tomu, že hlavním účelem těchto společenství není vytvářet zisk (tj. jsou činné nepodnikatelským způsobem), nemělo by být vyžadováno žádné podnikatelské oprávnění. Výjimkou je činnost provozování distribuční soustavy v oblasti působení společenství, kdy se na taková společenství podle Směrnice výslovně vztahují všechna pravidla a předpisy týkající se PDS. I v takovém případě je ovšem třeba rozhodnout, zda by provoz distribuční soustavy občanského energetického společenství byl bez jakéhokoliv povolení. Stávající právní úprava daná aktuálním zněním energetického zákona činnost občanského energetického společenství nikterak neomezuje – licenci na distribuci elektřiny by tedy nepodléhala. Avšak technické a obchodní fungování takového subjektu by v pravidlech trhu daných aktuálními právními předpisy nebylo plně možné. Proto je nutné samostatně definovat práva a povinnosti občanských energetických společenství v energetickém zákoně a postihnout jejich činnost v navazujících právních předpisech.

Na energetická společenství (ať už na občanská energetická společenství v případě sdílení elektřiny nebo na společenství pro obnovitelné zdroje obecně, také včetně činnosti sdílení elektřiny) se rovněž mají vztahovat transparentní a nediskriminační síťové poplatky, aby odpovídajícím a vyváženým způsobem přispívala ke sdílení celkových nákladů na systém. Za tímto účelem má „příslušný vnitrostátní orgán“ vypracovat analýzu nákladů a přínosů distribuovaných zdrojů energie. Aby byla zajištěna transparentnost a nezávislost, domníváme se, že by tato povinnost měla spadat do působnosti ERÚ. Kromě toho Směrnice výslovně regulačnímu orgánu ukládá povinnost posoudit výši kompenzace PDS za usnadňování sdílení elektřiny v rámci občanských energetických společenství. O tyto nové povinnosti ERÚ by měl být na příslušných místech doplněn energetický zákon.

11. Inteligentní měřicí systémy

Problematikou IMS se v tomto textu rozumí nasazování tzv. inteligentních elektroměrů (*smart meters*) do konkrétních míst elektrizační soustavy. Realizace IMS je klíčovým prvkem pro rozvoj sítí a zároveň nedílnou součástí tzv. *smart grids*. Zavedení IMS se jeví jako jedna z podmínek pro integraci současných a nastupujících trendů (elektromobilita, agregace, flexibilita). IMS by také měly napomoci k lepšímu informování o tocích v jednotlivých částech elektrizační soustavy a jejich optimalizaci.

Samotný pojem inteligentní měření však není v ČR dosud jednoznačně definován. Obecně se jím nejčastěji rozumí měřicí systém schopný buď sám o sobě nebo prostřednictvím dalších prostředků poskytovat více informací než běžně využívané zařízení k měření, doplněné o schopnost přijímat a poskytovat další dodatečné údaje (parametry) týkající se např. kvality energie (např. čtyřkvadrantové měření a určení účinníku), minimální a maximální spotřeby v daném časovém intervalu apod.

Kromě kontinuálního měření spotřeby elektrické energie je pak zcela zásadní i oboustranná komunikace mezi inteligentním elektroměrem a centrálou, jejímž úkolem je jednak shromažďovat a zpracovávat získaná data, respektive zpětně povelovat IMS. Na základě získaných informací pak lze motivovat odběratele ke změně chování (úpravě spotřeby).

Z hlediska způsobu komunikace a přenosu dat se standardně využívají zejména dvě komunikační technologie. Tou nejčastější je tzv. PLC (*power line carrier*). Tato technologie zajišťuje přenos dat prostřednictvím elektrické sítě. Druhou možností je využití tzv. P2P (*point to point*), kdy je využito bezdrátového přenosu dat mezi elektroměrem a odečtovou (povelovou) centrálou.

11.1 Legislativní předpoklady – Zimní energetický balíček

Dle čl. 2 bodu 23 Směrnice představuje IMS „elektronický systém, který dokáže měřit množství elektřiny dodané do sítě nebo spotřebu elektřiny ze sítě, zároveň poskytuje více informací než běžný elektroměr a je schopný vysílat a přijímat údaje pro účely informování, sledování a kontroly za použití určité formy elektronické komunikace“.

11.1.1 Charakteristika unijní právní úpravy

Nařízení se v kontextu IMS v Kapitole III Přístup k síti a řízení přetížení v čl. 18 zabývá především problematikou vytvoření nových přenosových tarifů a distribučních tarifů, které by respektovaly skutečnou spotřebu v čase (blíže viz následující kapitola 12):

- ▶ pokud ČS zavedl IMS, regulační orgány při stanovování nebo schvalování přenosových a distribučních tarifů nebo svých metodik zváží, a popřípadě transparentním, nákladově efektivním a pro konečného zákazníka předvídatelným způsobem zavedou časově rozlišené síťové tarify odrážející využívání sítě;
- ▶ regulační orgány vytvářejí pobídky pro PDS ke zvýšení efektivity jejich sítí, mimo jiné prostřednictvím energetické účinnosti, flexibility a zavádění inteligentních sítí a IMS.

Směrnice se zabývá IMS především v Kapitole III Posílení postavení spotřebitele a jeho ochrany, konkrétně v čl. 19 (IMS), čl. 20 (funkce IMS), čl. 21 (nárok na inteligentní elektroměr) a čl. 22 (běžné elektroměry). Ze Směrnice plyne následující:

- ▶ ČS má možnost rozhodnout o zavedení IMS (v souladu se stanovenými zásadami) na základě ekonomického posouzení všech nákladů a přínosů s tím spojených;
- ▶ pokud se ČS rozhodne IMS zavést (ať už na základě pozitivního vyhodnocení nebo systematického zavádění po 4. červenci 2019), přijme a zveřejní minimální funkční a technické požadavky na IMS (v souladu se Směrnicí) a zajistí, aby se koneční zákazníci podíleli na úhradě s tím spojených nákladů;
- ▶ mezi požadavky na IMS mj. patří:
 - ▶ IMS měří skutečnou spotřebu elektřiny a jsou schopny informovat konečné zákazníky o spotřebě v pásmech časově rozlišeného tarifu, přičemž všechny údaje (o historické spotřebě i o spotřebě v téměř reálném čase) jsou zákazníkům snadno dostupné bez dodatečných nákladů,

- ▶ elektroměry musí umožňovat započítávat i elektřinu dodanou do sítě aktivními zákazníky, přičemž i k těmto údajům musí mít zákazníci přístup,
- ▶ údaje o spotřebě a elektřině dodané do sítě musí umožňovat srovnání nabídek,
- ▶ je zajištěna kybernetická bezpečnost a ochrana soukromí konečných zákazníků,
- ▶ IMS umožňují, aby měření a vypořádání probíhalo v časovém rozlišení shodném s intervalem zúčtování odchylek na vnitřním trhu;
- ▶ pokud je výsledek ekonomického posouzení zavedení IMS negativní, mělo být hodnocení revidováno nejméně každé 4 roky;
- ▶ v případě, že ČS nezavádějí IMS systematicky, měly by přesto umožnit konečným zákazníkům instalaci IMS na jejich žádost, za náhradu souvisejících nákladů a nejpozději do čtyř měsíců od podání žádosti.

Z komplexního hlediska se v rámci Zimního energetického balíčku inteligentním měřením a s ním souvisejícími tématy zabývají i následující dva právní akty EU, které však nejsou primárním předmětem této studie, a proto nejsou na dalších místech této kapitoly rozebírány.

Směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2018/844 ze dne 30. května 2018, kterou se mění směrnice 2010/31/EU o energetické náročnosti budov a směrnice 2012/27/EU o energetické účinnosti (dále jen „**směrnice o energetické náročnosti budov**“) pouze v jedné větě uvádí, že ČS podpoří zavádění IMS při výstavbě nebo větší renovaci budov a současně zajistí, aby tato podpora byla v souladu s přílohou této směrnice.

Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2012/27/EU ze dne 25. října 2012 o energetické účinnosti, o změně směrnic 2009/125/ES a 2010/30/EU a o zrušení směrnic 2004/8/ES a 2006/32/ES, jež byla změněna Směrnicí Evropského parlamentu a Rady (EU) 2018/2002 ze dne 11. prosince 2018 (dále jen „**revidovaná směrnice o energetické účinnosti**“), hovoří o inteligentním měření v různých souvislostech:

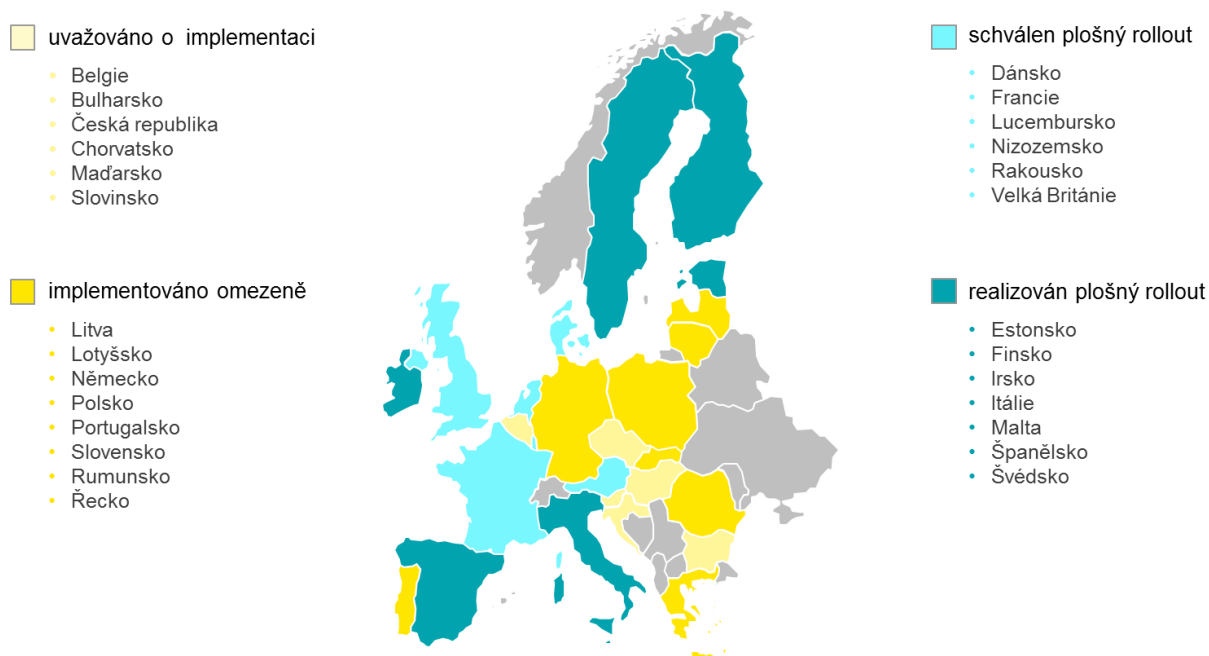
- ▶ V rámci této směrnice je také definován pojem IMS, a sice jako elektronický systém, který může měřit spotřebu energie, přičemž oproti běžnému měřiči poskytuje více informací, a může přenášet a přijímat údaje za použití určité formy elektronické komunikace.
- ▶ Při stanovování opatření ke zvýšení energetické účinnosti by měl být zohledněn prospěch a úspory získané při širokém využití nákladově efektivních technologických inovací, například inteligentních měřičů. Pokud byly nainstalovány inteligentní měřiče, společnosti by jich neměly využívat k neodůvodněnému zpětnému účtování.
- ▶ V případě elektrické energie a v souladu se směrnicí Evropského parlamentu a Rady 2009/72/ES ze dne 13. července 2009 o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou, pokud se zavádění IMS vyhodnotí pozitivně, mělo by jimi být do roku 2020 vybaveno alespoň 80 % spotřebitelů.

11.1.2 Podmínky vnitrostátní adaptace a implementace

Nařízení upravuje přímo účinnými ustanoveními pouze požadavky na distribuční tarify, jejichž zavedení však souvisí se skutečnou realizací zavádění IMS. Postup zavádění IMS je specifikován ve Směrnici, jež ČS umožňuje stanovit různý rozsah práv a povinností jednotlivým subjektům při dodržení minimálních požadavků. Ustanovení o IMS ze Směrnice se použijí na budoucí zařízení a na zařízení nahrazující starší inteligentní elektroměry s tím, že již nainstalované IMS (před 4. červencem 2019) mohou zůstat v provozu, pokud splňují požadavky podle čl. 20 a přílohy č. II, v opačném případě musí být do 12 let vyřazeny. Směrnice také umožňuje nezavádět IMS v případě negativního výsledku ekonomického posouzení – toto posouzení je pak ale třeba pravidelně revidovat.

11.2 Zahraniční zkušenosti s IMS

Jedním z prvních ČS EU v plošném zavádění IMS a osazování odběrných míst inteligentními měřidly byla Itálie, která zavedla plošný *roll-out* IMS v roce 2001, následována Švédskem v roce 2003. Dalšími zeměmi byly Finsko a Malta (2009) nebo např. Španělsko (2011).



Obrázek 27. Přehled implementace IMS v EU

Současný stav charakterizující implementaci IMS v EU je znázorněn na předchozím obrázku, kde jsou odstíny modré barvy zvýrazněny země, v nichž již byl plošný *roll-out* IMS realizován, případně schválen, Odstíny žluté pak rozlišují země, které mají implementováno omezené nasazování IMS a které o implementaci zatím pouze uvažují.

Pro tuto studii byly vybrány 4 státy, u kterých je objem a relevantnost dostupných dat týkajících se nasazení IMS nejspokojivější. Jedná se o Itálii, Estonsko, Španělsko a Polsko. Zatímco v prvních třech zmíněných zemích je plošný *roll-out* realizován a prakticky všechna odběrná místa (více než 90 %) již jsou osazena IMS, v posledním zmíněném Polsku se v současné době potýkají s problémy.

11.2.1 Itálie

Plán plošného zavedení inteligentních elektroměrů byl v Itálii vytvořen v roce 2001. Od roku 2006 pak začala platit povinnost PDS osazovat odběrná místa těmito přístroji a do roku 2014 bylo osazeno více než 35 milionů inteligentních elektroměrů první generace (1G). Tyto elektroměry využívaly technologii PLC a celková spolehlivost komunikace odečtového systému se pohybovala kolem hodnoty 96 %.

V roce 2016 však byla přijata nová právní úprava, která definovala fungování tzv. chytrých sítí. Elektroměry 1G nesplňovaly nově zavedené parametry, pro konečné odběratele totiž nebylo možné sledovat aktuální spotřebu v reálném čase (*real-time data*) a elektroměry se tak staly nevyhovujícími. V návaznosti na tento problém pak vznikl nový koncept chytrých sítí s elektroměry druhé generace (2G), který má za úkol umožnit spotřebitelům přístup k aktuálním datům, a tedy i možnosti reagovat na aktuální tržní podmínky úpravou současné spotřeby.

Nový plán osazování IMS 2G pak vznikl v roce 2017 a do roku 2031 počítá s osazením asi 41 milionů elektroměrů (dle údajů společnosti Enea, která má cca 85% podíl na celkovém objemu distribučních služeb). Tato měřidla by pak měla primárně využívat ke komunikaci systém PLC a zároveň být vybavena záložním bezdrátovým komunikačním systémem RF. Regulační orgán pak v souvislosti se zmíněnou změnou právní úpravy definoval minimální požadavky ohledně spolehlivosti přenosu dat a dalších parametrů.

11.2.2 Estonsko

V Estonsku odstartoval v roce 2010 tzv. *Smart Metering Programme*, jež realizoval největší estonský PDS – společnost Elektrilevi. Ta pokrývá asi 90 % území a spravuje téměř 650 000 odběrných míst. Cílem programu bylo do roku 2017 provést instalaci 625 000 inteligentních elektroměrů.

Z úpravy estonského energetického zákona vyplynula povinnost PPS, PDS, resp. výrobce elektřiny předávat do společného datového uzlu následující informace o účastnících trhu s elektřinou:

- ▶ identifikace účastníka trhu síťovým kódem (*grid code*),
- ▶ identifikace měřicího místa síťovým kódem,
- ▶ informace o měřicím místě dle síťového kódu,
- ▶ data o spotřebě měřicího místa,
- ▶ informace o smlouvě o dodávce elektřiny daného účastníka trhu,
- ▶ informace o samostatném odběrateli (*open supplier*), který samostatně obchoduje na trhu s elektřinou a
- ▶ další relevantní informace ze síťového kódu, které slouží ke splnění požadavků daných energetickým zákonem.

Národní právní úprava také určila povinnost instalovat IMS u odběrných míst s hodnotou hlavního jističího prvku větší než 63 A do roku 2013. Pro hlavní jističí prvky s hodnotou 63 A nižší pak do roku 2017. V roce 2013 bylo dosaženo počtu 167 000 instalovaných inteligentních elektroměrů, o rok později už se počet instalovaných elektroměrů téměř zdvojnásobil na 352 000. Na konci roku 2015 již bylo v provozu 525 000 inteligentních elektroměrů a během roku 2016 bylo dosaženo konečného počtu 625 000 instalovaných inteligentních elektroměrů. Z hlediska komunikační technologie byla využita technologie PLC v cca 90 % případů, ve zbývajících 10 % pak šlo o systém P2P s využitím modemů a bezdrátového přenosu dat.

Národní právní úprava Estonska dle dostupných informací neupravuje blíže požadavky na spolehlivost přenosu měřených a povelových dat, ze strany společnosti Elektrilevi jsou však stanoveny požadavky na spolehlivost přenosu dat (*Service Level Agreement*, dále také jen „**SLA**“) podle komunikačních technologií (SLA 97,5 % pro PLC, resp. SLA 99,8 % pro P2P), ovšem bez časového rámce.

11.2.3 Španělsko

V případě Španělska bylo o plošném zavádění IMS rozhodnuto v roce 2007, kdy bylo přijato pozměňující znění zákona o elektroenergetice. Přijaté ustanovení nařizovalo PDS vybavit elektroměry umožňujícími odečítání časového průběhu všechna odběrná místa s rezervovaným příkonem menším než 15 kW. Instalace těchto zařízení měla být realizována do konce roku 2018 na více než 27 milionech odběrných míst. Mezi hlavními důvody pro plošné nasazení je nejčastěji zmiňováno řízení sítě, řízení DSR, kontrola kvality elektrické energie nebo přesné odběrové diagramy konečných spotřebitelů.

Vzhledem k přijetí výše uvedeného zákona musely distribuční společnosti přistoupit k plošnému zavádění IMS. Ten se nejvíce dotkl společnosti Iberdrola, která jakožto největší z místních PDS musela vyměnit (instalovat) více než 10,5 milionů elektroměrů v odběrných místech a 75 tisíc v distribučních stanicích. Z hlediska komunikace se opět jednalo o technologii PLC a celkové náklady byly odhadnuty na cca 2 mld. €. Další distribuční společnost, která stojí v tomto ohledu za zmínku, je společnost ENDESA, která do roku 2018 provedla výměnu více než 11 milionů elektroměrů, čímž dosáhla 95% podílu IMS na celkovém počtu elektroměrů.

11.2.4 Polsko

Podle posledního návrhu novely polského energetického zákona by měly být do roku 2026 zavedeny IMS v 80 % odběrných míst, což odpovídá asi 14 milionům inteligentních elektroměrů. Mezi hlavními důvody je mimo jiné uváděn monitoring distribuční sítě v souvislosti s ověřením a udržením kvality dodávky elektrické energie.

Mezi hlavní pilotní projekty IMS realizované na území Polska lze zařadit např. projekt společnosti TAURON Dystrybucja, která je provozovatelem distribuční sítě ve Vratislavi. Zlepšení parametrů odečtu a umožnění spotřebitelům sledovat spotřebu v reálném čase bylo hlavními cíli projektu. Koncem roku 2017 bylo instalováno celkem 356 000 inteligentních elektroměrů s komunikační technologií PLC.

Při realizaci projektu bylo požadováno distribuční společností dosažení poměrně vysoké úrovně spolehlivosti komunikace a předávání dat mezi měřidlem a odečtovou (povelovou) centrálou. Z posledních zveřejněných dat z roku 2017 však tyto spolehlivostní parametry komunikace nebyly většinou dodrženy.

Dalším projektem zavádění IMS, který lze zmínit, je projekt společnosti Energa-Operator. Ten počítal s osazením 800 000 inteligentních elektroměrů. V první fázi projektu mezi lety 2011 a 2013 bylo nainstalováno 410 000 elektroměrů. Následně však došlo ke sporu mezi PDS a dodavatelem technologie o nedodržení stanovených spolehlivostních parametrů.

11.3 Implementace v podmínkách ČR

11.3.1 Stav zpracování tématu právních a dalších předpisů

V současné době není v české právní úpravě související s energetikou jasná definice IMS. To ani není na území ČR plošně realizováno, provozovány jsou pouze pilotní projekty čítající cca 12 tisíc odběrných míst osazených inteligentními elektroměry.

Z právního hlediska má však zákazník dle § 49 odst. 7 energetického zákona právo získat vyšší typ (pokročilý způsob) měření, pokud o něj požádá. V takovém případě je tento zákazník povinen uhradit PDS rozdíl nákladů na měřicí zařízení, jeho instalaci, provoz a odečty požadovaného měřicího zařízení oproti měřicímu zařízení stanoveného typu. Dále je v § 16 písm. j uvedena povinnost MPO zpracovávat analýzy zavedení IMS v oblasti elektroenergetiky a plynárenství. Energetický zákon rovněž definuje povinnost PPS, respektive PDS, zajišťovat měření v přenosové, respektive distribuční, soustavě, včetně jejich vyhodnocování, a předávat operátorovi trhu naměřené a vyhodnocené údaje a další nezbytné informace pro plnění jeho povinností. Od 1. ledna 2020 bude platná povinnost PPS a PDS registrovat všechna OPM u operátora trhu.

11.3.2 Potřebná rozhodnutí o podobě implementace

Při rozhodování o zavádění IMS je třeba vycházet ze zpracovaného ekonomické posouzení všech přínosů a nákladů, které by mohlo zavedení (ať plošné, či částečné) IMS mít. V případě, že je výsledek tohoto vyhodnocení jako negativní, mělo by být ekonomické posouzení nejméně každé 4 roky revidováno.

V případě rozhodnutí o zavádění IMS je pak třeba iniciovat zejména:

- ▶ vhodné zvolení požadavků na systém IMS především z hlediska kvalitativních požadavků a splnění očekávaných přínosů;
- ▶ nastavení způsobu zahrnutí finančních nákladů v souvislosti s realizací a fungováním IMS v rámci regulačního prostředí v energetice.

11.3.3 Doporučení úprav v právních a provozních předpisech

V rámci příprav novely energetického zákona je v souvislosti se zaváděním IMS potřeba:

- ▶ doplnit definici IMS,
- ▶ rozšířit zmocnění MPO ke stanovení bližších podrobností (podmínek) k instalaci a provozu IMS,
- ▶ uložit zákazníkovi povinnost poskytnout PDS součinnost při instalaci IMS,
- ▶ specifikovat možnost (právo) PDS rozhodnout o „dovybavení“ části soustavy IMS v případě započetí instalace v dané oblasti, i pokud nesplňuje podmínku prahové hodnoty spotřeby pro zavedení IMS.

Ve vyhlášce č. 82/2011 Sb., o měření elektřiny a o způsobu stanovení náhrady škody při neoprávněném odběru, neoprávněné dodávce, neoprávněném přenosu nebo neoprávněné distribuci elektřiny je nutné především:

- ▶ redefinovat a specifikovat typologii měření v návaznosti na změnu tarifní struktury a TDD (viz kapitola 12);
- ▶ změnit předávání výsledků měření elektřiny a jejich uchovávání v souladu s potřebami nové tarifní struktury, agregace, a zejména revidované vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou, v níž bude popsána výměna dat mezi účastníky trhu (viz kapitola 4).

Další změny se budou týkat vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou a vyhlášky č. 540/2005 Sb., o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice. V této souvislosti je třeba upozornit i na

další související problematiku, a sice v návaznosti na rozvoj IMS a předávání údajů z měření všem dotčeným účastníkům trhu bude nutné eliminovat tzv. „součtová“ OPM.

Dále bude potřeba upravit vyhlášku č. 70/2016 Sb. o vyúčtování dodávek a souvisejících služeb v energetických odvětvích, konkrétně uprav délky zúčtovacího období (§ 15 Termíny vyúčtování dodávek a souvisejících služeb v elektroenergetice a plynárenství).

12. Dynamické tarify

Téma dynamických tarifů lze v kontextu Zimního energetického balíčku rozeznat ve dvojí rovině – legislativní akty EU hovoří o:

- ▶ síťových poplatcích/tarifech/sazbách – tedy přenosových tarifech, a zejména distribučních tarifech – a
- ▶ smlouvách s dynamickým určováním cen elektřiny, tedy o tarifech dodavatelů elektřiny.

Obecně lze konstatovat, že dynamické tarify jsou nevyhnutelnou formou zpoplatnění elektřiny a souvisejících služeb, která je umožněna vývojem technologií (spotřebičů, výroby a komunikace). Přechod na dynamické určování cen v elektroenergetice je nutnou podmínkou rozšíření agregace a flexibility (viz kapitola 4), je umožněn a široce podpořen právními akty Zimního balíčku a bude stále silněji vyžadován zákazníky i potřebami distribuční soustavy – dynamické řízení sítí (pomocí cenových signálů) se totiž ukazuje jako ekonomicky výhodnější alternativa k posilování kapacit sítě, jejichž průměrné využití je poměrně nízké, a právě z důvodu technologické nemožnosti dynamického řízení byly v minulosti dimenzovány na výjimečné situace maximálního využití (dále viz kapitola 8 Dispečink a redispečink).

12.1 Legislativní předpoklady – Zimní energetický balíček

Vzhledem k tomu, že ani Směrnice ani Nařízení nedefinuje termín „distribuční tarify“ a ani v českém prostředí se nepoužívá tento pojem, ale spíše pojem „distribuční sazby“ či obecně „distribuční poplatky“, je na tomto místě vhodné uvést, že pod distribučními tarify rozumíme celkovou cenu za zajištění distribuce elektřiny. Tato cena se v ČR rozděluje na část za rezervovaný příkon, jež je stanovena jako fixní částka v Kč/MW/měsíc, a na variabilní část za použití sítě distribuční soustavy vyjádřenou v Kč/MWh. Distribuční tarify jsou tedy v našem chápání výše uvedené regulované složky ceny elektřiny placené uživateli soustavy na financování minulých a budoucích nákladů na výstavbu a nákladů na provoz distribuční soustavy.

Stejně tak nejsou v nově přijatých unijních aktech definovány ani „přenosové tarify“, které jsou v kontextu dynamických tarifů rovněž okrajově zmiňovány. Pod tímto pojmem lze chápat cenu za přenos elektřiny, kterou koncový zákazník platí prostřednictvím ceny za distribuci.

„Smlouvou s dynamickým určováním ceny elektřiny“ se pak rozumí smlouva o dodávkách elektřiny mezi dodavatelem a konečným zákazníkem, která odráží cenové změny na spotových trzích včetně denních a vnitrodenních trhů, v intervalech odpovídajících přinejmenším četnosti vypořádání tržních transakcí.

12.1.1 Charakteristika unijní právní úpravy

12.1.1.1 Distribuční část

Distribuční tarify popisuje Nařízení v Kapitole III Přístup k síti a řízení přetížení, která mj. obsahuje změny stávajících zásad přenosových a distribučních tarifů a určuje postup progresivní konvergence jejich metodik, aby bylo umožněno rychlé a jednotné přizpůsobení novým podmínkám na trhu s elektřinou, kdy integrace lokální výroby elektřiny z variabilních obnovitelných zdrojů způsobila významné navýšení síťových tarifů pro domácnosti (vzhledem k potřebě posilování sítě). Obecným cílem Nařízení je prostřednictvím vhodného nastavení přenosových a distribučních tarifů znemožnit diskriminaci (ať už pozitivní či negativní) výroby připojené na úrovni distribuce vůči výrobě připojené na úrovni přenosu a zabránit diskriminaci ukládání energie, jakož i demotivaci DSR. Tarify by zároveň neměly představovat překážku pro flexibilitu nebo zvyšování energetické účinnosti v rámci sítě.

Čl. 18 Nařízení konkrétně stanoví:

- ▶ že distribuční tarify musí odrážet náklady a zohledňovat využívání distribuční sítě uživateli soustavy, a to i aktivními zákazníky;
- ▶ že distribuční tarify mohou obsahovat prvky zohledňující kapacitu připojení k síti;

- ▶ že metodiky pro stanovení distribučních tarifů musí PDS poskytovat pobídky k co nejefektivnějšímu provozu a rozvoji svých sítí, mimo jiné prostřednictvím zadávání zakázek na službu;
- ▶ povinnost ACER předložit do 5. října 2019 zprávu o osvědčených postupech v metodikách pro stanovení přenosových a distribučních tarifů s cílem snížit riziko tříštění trhu (a dále má ACER povinnost tuto zprávu aktualizovat alespoň každé 2 roky).

Kromě Nařízení upravuje distribuční tarify i **směrnice o energetické účinnosti**, konkrétně v příloze č. XI jsou stanovena kritéria pro sazby v elektroenergetických sítích:

- ▶ síťové sazby musí odrážet úspory nákladů dosažené na straně poptávky a dosažené v důsledku opatření reagujících na poptávku a v důsledku distribuované výroby energie;
- ▶ síťové sazby nesmí bránit PPS, PDS nebo obchodníkům v tom, aby usnadňovali mj. přesun spotřeby konečných zákazníků z doby špičky na dobu mimo špičku, úspory energie v důsledku agregace, snížení poptávky v důsledku opatření na podporu energetické účinnosti, připojení výrobních zdrojů při nižších napětích a zdrojů nacházejících se blíže míst spotřeby nebo skladování energie;
- ▶ síťové (i obchodní) tarify mohou podporovat dynamickou tvorbu cen za elektřinu, např. se může jednat o:
 - ▶ sazby stanové v závislosti na době používání, tj. *time-of-use pricing* (dále také jen „**TOU**“),
 - ▶ ceny v době vrcholné špičky, tj. *critical-peak pricing* (dále také jen „**CPP**“),
 - ▶ ceny v reálném čase, tj. *real-time pricing* (dále také jen „**RTP**“),
 - ▶ úlevy za snížení odběru v době (vrcholných) špiček, tj. *(critical)-peak rebate* (dále také jen „**CPR**“).

Rovněž **RED II** se okrajově dotýká síťových poplatků, a sice v čl. 21, který upravuje téma samospotřebitelů elektřiny z obnovitelných zdrojů, a v čl. 22, jenž vymezuje společenství pro obnovitelné zdroje:

- ▶ na samospotřebitele se nesmí vztahovat síťové poplatky, které neodrážejí náklady v souvislosti s elektřinou, kterou z distribuční soustavy odebírají nebo do ní dodávají;
- ▶ samospotřebitelé jsou pro samospotřebu oprávněni provozovat zařízení pro ukládání energie v kombinaci se zařízeními na výrobu elektřiny z OZE, aniž by se na ně vztahovaly dvojí síťové poplatky;
- ▶ na společenství pro obnovitelné zdroje se vztahují síťové poplatky odrážející náklady.

12.1.1.2 Obchodní část

Směrnice obsahuje ustanovení o smlouvách s dynamickým určováním ceny elektřiny v Kapitole II Obecná pravidla organizace odvětví elektroenergetiky, v Kapitole III Posílení postavení spotřebitele a ochrana spotřebitele a v Kapitole VII Regulační orgány. Obecným cílem Směrnice je vytvoření plně funkčního konkurenčního trhu, k tomuto cíli má přispět také to, aby se zákazníci mohli zapojit do využívání tržních nabídek a mít z nich prospěch. ČS mají zajistit, aby zainteresovaní zákazníci byli vybaveni IMS a měli přístup ke smlouvám s dynamickým určováním ceny elektřiny. I v případě, že by zavedení IMS bylo v ČS vyhodnoceno negativně, mají mít zákazníci možnost zvolit si IMS a smlouvu s dynamickým určováním ceny elektřiny. Vzhledem k tomu, že se uzavřením takové smlouvy zákazníci vystavují velkoobchodnímu cenovému riziku, měli by být o tomto riziku i o přínosech smluv s dynamickým určováním ceny elektřiny informováni a zároveň by za aktivní neúčast na trhu neměli být penalizováni. Preambule Směrnice v neposlední řadě ČS doporučuje, aby posoudily potenciál větší pohyblivosti fixních složek ceny za elektřinu, a případně přijaly vhodná opatření.

Čl. 5 Směrnice konkrétně stanoví:

- ▶ právo dodavatelů volně určit cenu za dodávku elektřiny zákazníkům, ovšem za určitých podmínek (mj. musí mít beneficianti regulovaných cen možnost zvolit si konkurenční tržní nabídky) může ČS nadále uplatňovat veřejné zásahy.

Čl. 11 Směrnice konkrétně stanoví:

- ▶ povinnost ČS upravit vnitrostátní regulační rámec tak, aby dodavatelé mohli nabízet smlouvy s dynamickým určováním ceny elektřiny a zároveň aby koneční zákazníci měli možnost požádat o uzavření takové smlouvy alespoň jednoho dodavatele, přičemž dodavatel s více než 200 000 konečnými zákazníky musí smlouvy s dynamickým určováním ceny elektřiny nabízet povinně;
- ▶ povinnost dodavatelů informovat zákazníky o příležitostech, nákladech (mj. je nutná instalace IMS) a rizicích spojených se smlouvou s dynamickým určováním ceny elektřiny;
- ▶ povinnost ČS zveřejňovat po zpřístupnění smluv s dynamickým určováním ceny elektřiny každý rok (po dobu nejméně 10 let) zprávu o vývoji v této oblasti (zejména hlavní vývoj v oblasti takových smluv, včetně nabídek na trhu a dopadů do úrovně a volatility cen).

Čl. 14 Směrnice konkrétně stanoví:

- ▶ povinnost ČS zajistit domácnostem a mikropodnikům s předpokládanou roční spotřebou do 100 000 kWh bezplatný přístup k alespoň jednomu nástroji (který bude splňovat Směrnici stanovené minimální požadavky) pro srovnání nabídek dodavatelů, včetně nabídek smluv s dynamickým určováním ceny elektřiny.

Čl. 59 Směrnice pak ukládá regulačnímu orgánu mj. povinnost sledovat:

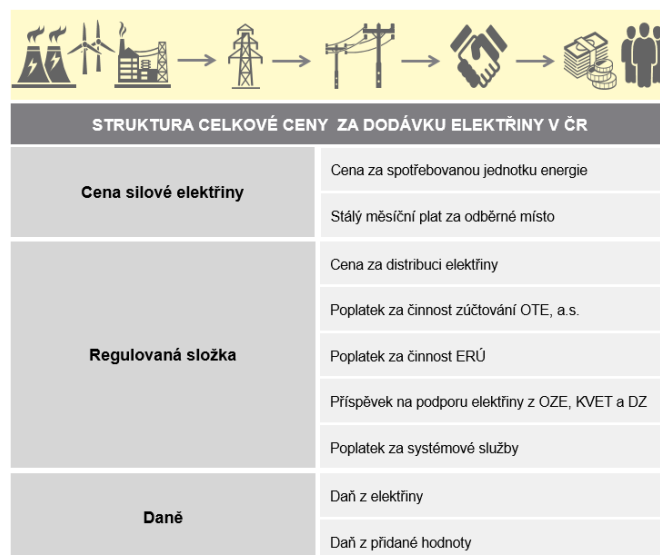
- ▶ stupeň a účinnost otevřenosti trhu a hospodářské soutěže na velkoobchodní i maloobchodní úrovni a
- ▶ vliv smluv s dynamickým určováním ceny elektřiny a užívání IMS.

12.1.2 Podmínky vnitrostátní adaptace a implementace

Pokud ČS již zavedl IMS, má regulační orgán při stanovování nebo schvalování distribučních tarifů zvážit zavedení časově rozlišných síťových tarifů odrážejících využívání sítě. Nařízení klade důraz na regulační orgány, aby uznávaly příslušné náklady a zohledňovaly je v distribučních tarifech. Regulační orgány mají při stanovování nebo schvalování přenosových a distribučních tarifů nebo svých metodik rovněž řádně zohlednit zprávu ACER o osvědčených postupech (která bude k dispozici od podzimu 2019, viz výše). Za účelem zvýšení efektivity distribučních sítí mohou regulační orgány také zavést výkonnostní cíle.

12.2 Současná struktura celkové ceny za dodávku elektřiny v ČR

Dle Směrnice má být cena za dodávku elektřiny do budoucna určována zcela pouze trhem. Jak je znázorněno na následujícím obrázku, cenu elektřiny v ČR dělíme na tři části: **(1) cenu silové elektřiny**, **(2) regulovanou složku** a **(3) daně**.



Obrázek 28. Struktura celkové ceny za dodávku elektřiny v ČR

(1) Cena silové elektřiny zahrnuje cenu za spotřebovanou jednotku energie (Kč/KWh nebo Kč/MWh) a obvykle i stálý měsíční plat za odběrné místo (Kč/měsíc). Z důvodu liberalizace trhu s elektřinou v rámci EU je cena silové elektřiny určována tržně. Koncové ceníky jsou upravovány zpravidla jednou ročně, avšak cena může být fixována i na delší období, anebo se naopak může v průběhu roku měnit podle aktuálního vývoje cen elektřiny na energetických burzách.

Pokud jde o (2) regulované složky, tyto zahrnují cenu za distribuci elektřiny, poplatek za činnost operátora trhu, poplatek za činnost ERÚ, příspěvek na podporu elektřiny z OZE a poplatek za systémové služby. Cena za distribuci elektřiny se skládá z fixní ceny za rezervovaný příkon (Kč/MW/měsíc) podle hodnoty hlavního jističe a z variabilní ceny za použití sítí distribuční soustavy podle spotřebovaného množství elektřiny (Kč/MWh), přičemž v závislosti na zvolené distribuční sazbě se tato variabilní část může dále dělit na cenu ve vysokém (dále jen „VT“) a nízkém (dále jen „NT“) tarifu (tyto dva tarify se zpravidla uplatňují také u variabilní části ceny silové elektřiny). Toto rozlišení platí v případě dvoutarifní distribuční sazby, kdy odběr elektřiny probíhá ve dvou různých cenových hladinách, jež se v průběhu dne střídají, a to způsobem určeným danou distribuční sazbou. Naopak jednotarifní distribuční sazba znamená, že cena za elektřinu zůstává v průběhu dne stejná. Na základě cenového rozhodnutí ERÚ č. 8/2018 ze dne 20. listopadu 2018, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice odběratelům ze sítí nízkého napětí, platí pro rok 2019 celkem 13 distribučních sazeb pro podnikatele (z toho 2 speciální sazby) a 10 distribučních sazeb pro domácnosti.

Poplatek za činnost zúčtování OTE (Kč/MWh) slouží ke krytí uznatelných nákladů této společnosti a podobně poplatek za systémové služby (Kč/MWh) kryje uznatelné náklady PPS, společnosti ČEPS. Příspěvek na podporu elektřiny z OZE, kombinované výroby elektřiny a tepla a z druhotných zdrojů elektřiny je rovněž variabilní v závislosti na skutečné spotřebě elektřiny (Kč/MWh), avšak je zastropován a zbývající část podpory je hrazena státní dotací. Všechny regulované složky jsou každoročně stanoveny cenovým rozhodnutím ERÚ do 30. listopadu s platností na celý následující kalendářní rok, a to jednotlivě pro dané distribuční společnosti. Výjimkou je poplatek za činnost ERÚ, který se aktuálně řídí nařízením vlády č. 392/2015 Sb., o stanovení sazby poplatku na činnost ERÚ, vydaném na základě § 17d odst. 2 a 3 energetického zákona.

Poslední složkou platby za elektřinu jsou (3) daně, konkrétně daň z elektřiny, jejíž sazba činí podle zákona č. 261/2007 Sb., o stabilizaci veřejných rozpočtů, 28,30 Kč/MWh, a daň z přidané hodnoty ve výši 21 %.

Vzhledem k vymezené dvojí rovině chápání tématu dynamických tarifů se z definovaných částí celkové ceny za dodávku elektřiny tato kapitola zabývá především cenou za distribuci (této složce ceny za elektřinu odpovídá označení distribuční tarif v unijní terminologii) a cenou silové elektřiny, která je hlavním předmětem smluv s dynamickým určováním ceny elektřiny.

12.3 Typy dynamických cenových schémat

Tato část je věnována obecně dynamickému stanovování ceny, tedy jak obchodních, tak distribučních složek ceny dodávky elektřiny.

Dynamika cenových schémat je určena následujícími faktory:

- ▶ časové rozlišení schématu (počet bloků v rámci jednoho dne),
- ▶ frekvence změny cen (doba platnosti ceny),
- ▶ termín oznámení ceny (předstih, s jakým je cena stanovena a oznámena zákazníkovi),
- ▶ místní rozlišení schématu (rozlišení cen na úrovni jednotlivých uzlů sítě, tzv. *nodal pricing*)¹².

Dynamika může dosahovat různého stupně. Například i současné rozlišení distribučních sazeb na hladině nízkého napětí podle VT a NT lze považovat za dynamické, avšak nevyhovující plně požadavkům Nařízení, jež klade povinnost zohlednit v distribučních tarifech užívání sítí i aktivními zákazníky, a moderních zařízení a aktivního zákazníka.

¹² Pro účely této studie vycházíme z předpokladu, že určování cen na úrovni jednotlivých uzlů sítě může být provedeno jak v obchodní, tak v distribuční části ceny za elektřinu.

Obrázek níže zachycuje nejběžnější typy testovaných tarifních schémat, všechna lze přitom použít k dynamickému určování jak ceny silové elektřiny, tak i ceny za distribuci (tj. současně i ceny za přenos):

- ▶ *real-time pricing* (RTP) – nejdynamičtější model, obdoba obchodního spotového trhu;
- ▶ *time-of-use pricing* (TOU) – denní profil cenových bloků oznámený s předstihem;
- ▶ *critical-peak pricing* (CPP) – „vnitrodenní“ mimořádný blok zvýšené ceny ve špičce;
- ▶ *critical-peak rebate* (CPR) – „vnitrodenní“ blok snížené ceny při nízkém zatížení.

Jednotlivá schémata lze mezi sebou kombinovat, typicky pro určení ceny za distribuci může být TOU kombinováno s CPP a CPR. Zároveň je možné použít jiné schéma pro určení ceny silové elektřiny a jiné pro určení cenové složky za distribuci (tak je tomu v současné době ve Švédsku, kde byl již proveden 100% *roll-out* IMS – cena distribuce se pro domácnosti povinně určuje na základě TOU a obchodní tarif podléhá RTP). Z toho důvodu je nutné zdůraznit důležitost jednoduché interpretace cen zákazníkům dodavatelem, a agregace. Zejména v případě, kdy je aplikován kombinovaný model, je z hlediska zákaznické přívětivosti a zapojení zákazníků zásadní, aby cena za dodávku elektřiny byla zákazníkovi oznamována dodavatelem, včas a vždy jako celková cena. **Případná reakce na mimořádné stavy sítě a cenové signály by měla být v první řadě vyhodnocena agregátorem nebo dodavatelem a až v poslední řadě manuálně zákazníkem.**

	TOU	RTP	CPP	CPR
CÍL	změnit tradiční vzory chování zákazníků za účelem zvýšení kvality základního zatížení	přizpůsobit spotřebu externím vlivům (spotové ceny elektřiny, přetížení sítě, vliv OZE, ...)	snížit poptávku ve špičce (v případě přetížení sítě)	zvýšit poptávku v případě přebytečné dostupné elektřiny (např. v případě nadvýroby z OZE)
DYNAMIKA (počet časových bloků v rámci jednoho dne a frekvence aktualizace cen)	počet bloků omezený (2–6) aktualizace cen denně/týdně/měsíčně/sezónně	hodinové / čtvrt hodinové intervaly (tj. celkem 24 nebo 96 intervalů denně) ceny se mohou měnit s každým novým časovým intervalem		
MIMOŘÁDNÉ UDÁLOSTI (typ, trvání, četnost výskytu)			zvýšení ceny ve špičce krátké trvání (např. 1 hod.) několikrát (např. 10x) za rok	poskytnutí slevy krátké trvání (např. 1 hod.) několikrát (např. 10x) za rok
CENOVÉ ROZPĚTÍ	značné (v pilotních projektech byly ceny ve špičce zhruba 2–4x vyšší než mimo špičku)	značné (v závislosti na vnějších vlivech)	vysoké (v pilotních projektech byly ceny ve špičce zhruba 6–8x vyšší než mimo špičku)	vysoké (v pilotních projektech byly ceny ve špičce zhruba 6–8x vyšší než mimo špičku)
TECHNICKÉ POŽADAVKY	reakce zákazníků manuální (nebo automatizovaná); nutná instalace IMS	reakce zákazníků automatizovaná; nutná instalace IMS	reakce zákazníků manuální nebo automatizovaná; nutná instalace IMS	reakce zákazníků manuální nebo automatizovaná; nutná instalace IMS

Obrázek 29. Základní typy dynamických cenových schémat

Zdroj: Upraveno EY dle: S3C. Guideline: Designing a Dynamic Tariff. Dostupné z: https://www.smartgrid-engagement-toolkit.eu/fileadmin/s3c/toolkit/user/guidelines/GUIDELINE_DESIGNING_A_DYNAMIC_TARIFF.pdf

Počet časových intervalů v jednom dni (nebo bloků v případě TOU, CPP/CPR, kdy blok může mít délku více intervalů), závisí na technické vybavenosti a na možnosti, či nemožnosti manuální reakce. Současné zdroje flexibility (spotřeba, výroba, akumulace) spolu s funkční rolí agregátora na trhu umožňují plnou automatizaci a vysokou frekvenci obnovy cen (samozřejmě při instalaci IMS), avšak pilotní projekt AlpEnergy v Německu (níže) ukázal, že pokud je schéma pro zákazníky příliš složité a nepochopitelné, odezva strany spotřeby klesá. Aby schéma umožnilo manuální reakci, musí být s předstihem alespoň několika hodin, spíše však den předem (*day-ahead*) oznámeny ceny na následující období (den). Vnitrodenní (*intra-day*) změny cen mohou být prováděny:

- ▶ oceněním špiček (CPP/CPR), avšak z hlediska zákaznické přívětivosti i pravděpodobnosti odpovědi je vhodné je využívat spíše mimořádně a zajistit výraznou cenovou pobídku;
- ▶ vnitrodenního trhu nebo obdobou vnitrodenního trhu, kde se účastní PDS na straně poptávky – trh následující po *day-ahead*, uzavření trhu v řádu jednotek intervalů před dodávkou,
- ▶ spotový trh (RTP schéma) – takový způsob však plně přenáší riziko volatility na zákazníka,
- ▶ formou pásma odchylky k *day-ahead* cenám, v němž se cena následující den může pohybovat;

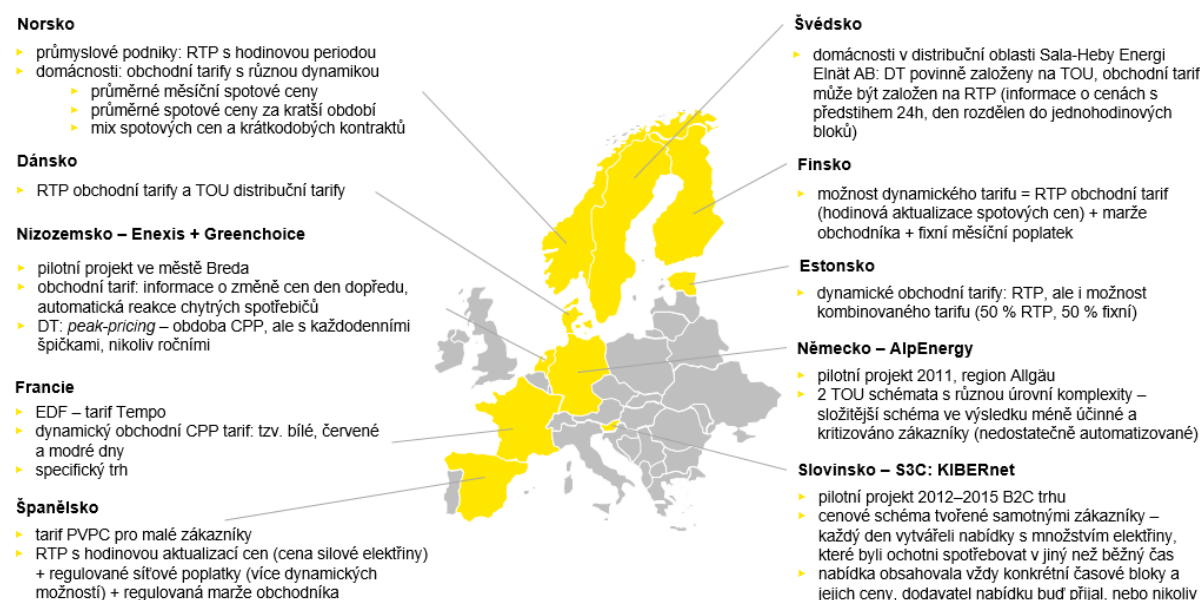
- ▶ existence pouze cen *day-ahead*, avšak účtování reálných cen (RTP) v daný okamžik – případná vysoká nepřesnost může být ovšem vnímána negativně.

U schématu založeném na (nebo kombinujícím) mimořádných událostech (CPP/CPR) se nemusí jednat jen o extrémní či špičkové stavy sítě, ale dodavatel jej může využít i k marketingovým účelům. U mimořádných událostí, kdy ke změně ceny dochází v horizontu hodin (vnitrodenní trh), je pro odezvu zákazníků určující doba trvání takové události – čím je kratší, tím je pro konečné zákazníky jednodušší přizpůsobit svou spotřebu. Zároveň by takové události měly nastávat jen mimořádně a měly být ohlašovány s přiměřeným časovým předstihem.

Kromě faktoru času mohou být tarify rozlišené i podle místa, resp. uzlů sítě (*nodal pricing*). Takové schéma dynamických tarifů naplňuje potřeby plnohodnotné agregace a moderního řízení sítě (viz kapitola 4). Část nákladů na přenos a distribuci totiž není ovlivněna denním diagramem spotřeby elektřiny, ale je známa předem – zejména investiční náklady mohou být rozloženy do místně vztažených cen, a mohou tak poskytovat lokalizační cenové signály pro investiční rozhodování, které v čl. 18 požaduje i Nařízení. Je však otázkou, zda by případné vysoké cenové rozdíly mezi geografickými oblastmi v rámci jedné země (především pak v případě menších zemí jako je ČR) nepůsobily poptávkou po regulaci maximálních rozdílů cen.

12.4 Zahraniční zkušenosti s dynamickými tarify a jejich regulací

Výše uvedená (i jiná) dynamická schémata byla testována v různých pilotních projektech a v současné době již v mnoha rozvinutých zemích reálně fungují. Obrázek níže obsahuje výběr relevantních zahraničních zkušeností.



Obrázek 30. Výběr zahraničních zkušeností

12.4.1 Německo – způsob stanovení regulovaných cen

Podle německého energetického zákona obecně platí, že podmínky a poplatky za přístup do sítě musí být přiměřené, nediskriminační, transparentní a nesmí být méně příznivé než ty, které jsou využívány provozovateli energetických sítí ve srovnatelných případech za služby v rámci vertikálně integrované společnosti nebo přidruženými společnostmi. Poplatky za použití sítě jsou stanoveny na základě nákladů provozovatele soustavy vynaložených na efektivní provoz soustavy, které musí odpovídat nákladům efektivního a strukturálně porovnatelného provozovatele soustavy. Regulační orgán pro síťová odvětví (BnetzA) může v pravidelných časových intervalech provádět srovnání poplatků jednotlivých provozovatelů soustavy za přístup do soustavy, jejich výnosů a nákladů, s ohledem na zachování pobídek pro efektivní poskytování služeb a zajištění přiměřené, konkurenceschopné a rizikově vážené návratnosti investovaného kapitálu.

Po nabytí účinnosti regulační vyhlášky ke dni 6. listopadu 2007 došlo k zásadnímu posunu ve způsobu stanovení poplatků za využití energetických soustav. Dosavadní systém kalkulace poplatků založený na oprávněných nákladech energetických společností byl nahrazen systémem pobídky.

V rámci pobídkového způsobu regulace jsou energetickým společnostem od roku 2009 stanovovány **individuální horní hranice výnosů** založené zejména na požadavku na efektivní výkon licencované činnosti. Ti provozovatelé soustav, kteří dosáhnou vyšší efektivity, než jaká jim byla stanovena, mohou následně generovat vyšší zisky. Tímto způsobem jsou provozovatelé soustav motivováni ke zvyšování efektivního provozu soustav a současně ke generování vyššího zisku. V následujícím regulačním období pak opatření ke zlepšení účinnosti provozu energetických soustav povedou ke snížení poplatků zákazníků za využití soustav. Tento způsob stanovení síťových poplatků je tak výhodný jak pro provozovatele, ale rovněž pro uživatele těchto soustav.

Výše síťových poplatků se odvíjí od hodnoty horní hranice výnosů, která je stanovena pro individuálního provozovatele soustavy. Základní ustanovení upravuje energetický zákon, detailní popis postupu regulačního orgánu při stanovení horního limitu výnosů provozovatele soustavy a další podrobnosti stanoví tzv. regulační vyhláška. Regulační orgán před začátkem regulačního období stanoví provozovatelům soustavy horní limit výnosů pro jednotlivé roky celého regulačního období, které trvá 5 let¹³. Řízení o stanovení horní hranice výnosů provozovatelům soustavy vede regulační orgán, který tedy stanoví, jakou částku mohou provozovatelé soustav prostřednictvím síťových poplatků obdržet. Pro každého provozovatele soustavy musí být stanoven individuální cíl dosažení účinnosti při výkonu licencované činnosti v rámci celkového srovnání dosahované účinnosti. Konkrétní výše distribučních tarifů je kalkulovaná PDS a podléhá schválení BnetZA.

Regulační vyhláška dále upravuje institut tzv. **regulačního konta**, na který se každoročně zúčtovávají rozdíly mezi stanovenými a skutečnými výnosy. V posledním roce regulačního období stanoví regulační úřad hodnotu salda regulačního konta pro následujících 5 let. Vyrovnání salda regulačního konta se provede rovnoměrně v následujícím regulačním období buď formou zvýšení, nebo snížení stanovených výnosů.

12.4.2 Polsko – způsob stanovení regulovaných cen

V Polsku jsou tarify za distribuci a přenos elektřiny stanoveny na základě návrhu licencovaného subjektu, a to v souladu s pravidly stanovenými polským energetickým zákonem a nařízením Ministerstva hospodářství, kterým se stanoví podrobná pravidla pro stanovení a kalkulaci tarifů a finanční vyrovnání při obchodování s elektřinou. Energetické společnosti předkládají návrh tarifů prezidentovi regulačního orgánu (*Urząd Regulacji Energetyki* – dále také jen „URE“) ke schválení, a to buď z vlastní iniciativy, nebo na základě žádosti URE.

V souladu s ustanovením čl. 45 polského energetického zákona jsou energetické společnosti povinny navrhnout tarify tak, aby zajišťovaly:

- ▶ úhradu opodstatněných nákladů vynaložených mj. na výkon licencované činnosti, s přiměřenou návratností vloženého kapitálu do těchto činností,
- ▶ úhradu opodstatněných nákladů vynaložených na plnění dalších úkolů provozovatelů soustav,
- ▶ ochranu zájmů spotřebitelů proti neodůvodněným výkyvům cen a sazeb.

Tarify mohou zahrnovat náklady na spolufinancování projektů ze strany energetických společností a na poskytované služby za účelem snížení spotřeby paliv a energie ze strany zákazníků, a tedy za účelem zamezení výstavby nových energetických zdrojů a sítí. Tarify mohou dále zahrnovat náklady na spolufinancování rozvojových projektů ze strany energetických společností souvisejících s instalací OZE.

¹³ Energetický zákon stanoví, že regulační období nesmí být kratší než dva roky a delší než 5 let. V odvětví elektroenergetiky tedy v současné době běží třetí regulační období (2019–2023).

Ministr hospodářství pak stanoví nařízením podrobné principy pro stanovení a výpočet sazeb. Jedná se zejména o:

- ▶ kritéria pro rozdělení zákazníků do tarifních skupin;
- ▶ podrobná pravidla pro stanovení poplatků za připojení k síti, včetně způsobu výpočtu poplatků za připojení;
- ▶ typy cen a sazeb pro každou licencovanou činnost a způsob, jakým se vypočítají;
- ▶ postup pro zařazení do tarifů v případě zvýšení účinnosti a změn v podmínkách činnosti prováděné energetickou společností;
- ▶ metody řešení sporů mezi energetickými společnostmi;
- ▶ způsob stanovení slevy za nedodržení kvalitativních parametrů elektřiny a standardy kvality služeb zákazníkům;
- ▶ způsob stanovení poplatků za překročení kapacity;
- ▶ rozsah dalších doplňkových služeb a způsob stanovení poplatků za tyto služby.

Prezident URE schvaluje návrh tarifů na období jednoho kalendářního roku v souladu s pravidly stanovenými pro celé regulační období nařízením ministra hospodářství. Prezident URE není oprávněn změnit tarif předložený mu ke schválení, jeho pravomoci při schvalování tarifů jsou fakticky omezeny jen na dvě možnosti – buď rozhodnutí o schválení tarifu, nebo rozhodnutí o odmítnutí jeho schválení v případě zjištění, že není v souladu s platnými předpisy a regulačními pravidly. Ceny a poplatky vyplývající ze stanoveného tarifu jsou pevnými cenami, tzn. že jejich výši není možné uplatňovat odlišně vůči různým zákazníkům v rámci určité stejné skupiny.

URE tedy jednak schvaluje návrh tarifů, jednak vykonává dozor nad jejich uplatňováním v praxi, ale také analyzuje a ověřuje výši nákladů predikovanou energetickými společnostmi. Proces schvalování návrhu tarifů se řídí jednak ustanoveními zákona o správním řízení, jednak energetickým zákonem. Tarify schválené na návrh energetických společností prezidentem URE jsou zveřejněny v bulletinu URE na náklady energetické společnosti do 14 dnů ode dne schválení tarifu a provozovatel soustavy aplikuje tento tarif nejdříve po uplynutí 14 dnů a nikoli později než 45 dnů od data jeho oznámení, resp. zveřejnění.

V případě, že prokazatelně nastane změna podmínek ovlivňujících licencovanou činnost provozovatele soustavy, může URE vydat z úřední povinnosti správní rozhodnutí, kterým změní či upraví některé parametry schváleného tarifu.

Pokud uplyne doba, po kterou měl být tarif uplatňován, aniž by daný tarif vstoupil v platnost a účinnost, resp. aniž by rozhodnutí o schválení tarifu nabylo právní moci (např. z důvodu probíhajícího odvolacího řízení), pak energetická společnost aplikuje stávající tarif.

Každoročnímu schvalování tarifů za přenos a distribuci elektřiny předchází zveřejnění tzv. principů pro kalkulaci tarifů vydávaných URE, které obsahují pravidla pro kalkulaci tarifů, podle kterých mají postupovat energetické společnosti při stanovení výše oprávněného zisku a podle kterých bude postupovat také URE. Tyto principy jsou zveřejněny v dostatečném předstihu tak, aby bylo možné na jejich základě připravit návrh tarifu ze strany regulovaných společností a rovněž aby bylo možné ze strany URE tyto návrhy včas schválit a takto schválené tarify následně aplikovat k začátku kalendářního roku.

12.5 Implementace v podmínkách ČR

Současné jednotarifní a dvoutarifní sazby v ČR (využívané jak pro určení ceny za distribuci, tak ceny silové elektřiny) nedokáží reagovat na aktuální potřeby elektroenergetiky (viz výše) a nevyhovují ani cílům Směrnice a Nařízení (viz Doporučení 12.5.3). Řešením umožněným a podporovaným (a zároveň i vynucovaným) legislativou Zimního balíčku je zavedení dynamických cenových schémat, jejichž cílem je plně aktivovat potenciál DSR a motivovat konečné zákazníky, aby změnili své spotřebitelské chování tak, že sníží a/nebo odloží svou spotřebu elektřiny. Tak dojde k vyvážení denního diagramu spotřeby elektřiny, a tím ke snížení nákladů na provoz elektrizační soustavy, zvýšení účinnosti provozu a v konečném důsledku i ke snížení konečných cen za elektřinu, zvýšení energetické účinnosti a snížení emisí CO₂. Dynamická cenová schémata tak přináší celospolečenské výhody – pro všechny zapojené aktéry (zákazníky, dodavatele, PDS, PPS, výrobce).

12.5.1 Stav zapracování tématu v právních a dalších předpisech

Obecný právní rámec pro regulaci (nejen) **ceny za distribuci elektřiny** poskytuje zákon č. 526/1990 Sb., o cenách (dále jen „**zákon o cenách**“), energetický zákon v § 17 odst. 6 písm. d) (zmocnění ERÚ rozhodovat o regulaci cen) a v § 19a, který mj. stanoví základní zásady při určování regulovaných cen souvisejících služeb v elektroenergetice. Regulované ceny musí podle § 19a odst. 1 pokrývat „*ekonomicky oprávněné náklady na zajištění spolehlivého, bezpečného a efektivního výkonu licencované činnosti, dále odpisy a přiměřený zisk zajišťující návratnost realizovaných investic do zařízení sloužících k výkonu licencované činnosti a oprávněné náklady na zvyšování energetické účinnosti při výstavbě a provozu přenosové soustavy, přepravní soustavy a distribučních soustav. To neplatí v případě cen za mezinárodní přepravu plynu, pokud Energetický regulační úřad rozhodne o odlišném postupu tvorby těchto cen založeném na tržním způsobu.*“ Podle § 19 odst. 4 musí být regulované ceny zároveň alespoň nákladové. Obdobné principy obsahuje i vyhláška ERÚ č. 194/2015 Sb., o způsobu regulace cen a postupech pro regulaci cen v elektroenergetice a teplárenství (dále jen „**vyhláška o regulaci cen**“).

Konkrétní postupy regulace cen souvisejících služeb v elektroenergetice pak stanoví Zásady cenové regulace zpracovávané ERÚ. Obecné minimální požadavky na obsah tohoto dokumentu klade § 19a odst. 9 energetického zákona, avšak v zásadě má ERÚ širokou míru diskrece, jak jej pojme a co vše zahrne do jeho obsahu. Současné IV. regulační období bylo prodlouženo do roku 2020, avšak již v roce 2017 ERÚ zveřejnil návrh tezí pro V. regulační období¹⁴ počínající rokem 2021. Podle tohoto návrhu ERÚ žádné zásadní změny metodik oproti stávajícímu stavu neplánuje.

V roce 2016 byl diskutován Nový tarifní systém (NTS), avšak ERÚ nakonec od jeho příprav upustil a následně oznámil práce na Vyváženém tarifním systému (VTS), jenž se má soustředit především na tzv. spravedlivé rozdělení nákladů na provoz distribuční soustavy. Přepracovaný tarifní systém nicméně dosud nebyl představen.

Postup vyúčtování regulovaných plateb, instalace měřících zařízení a další dílčí oblasti okrajově se týkající tohoto tématu jsou pak obsaženy v PPDS, která jsou obdobná pro všechny distribuční společnosti.

Naproti tomu **cena silové elektřiny** nepodléhá cenové regulaci ze strany ERÚ.

Energetický zákon upravuje některé povinnosti dodavatele elektřiny, které se týkají informování zákazníka o změnách cen, případně jiných podmínek dodávek. Jedná se např. o:

- ▶ povinnost držitele licence na obchod s elektřinou uveřejňovat způsobem umožňujícím dálkový přístup uplatňované podmínky dodávek elektřiny a ceny za dodávku elektřiny pro domácnosti nebo podnikající fyzické osoby odebírající elektřinu z hladiny nízkého napětí;
- ▶ povinnost držitele licence na obchod s elektřinou uveřejňovat a oznamovat zákazníkům sjednaným způsobem zvýšení cen za dodávku elektřiny nebo změny jiných podmínek dodávek elektřiny nejpozději třicátý den přede dnem jejich účinnosti;
- ▶ právo zákazníka bez uvedení důvodu odstoupit od smlouvy, pokud držitel licence na obchod s elektřinou zvýší cenu za dodávku elektřiny (ne však v případě zvýšení regulované složky ceny, daní a poplatků) nebo změnil-li jiné smluvní podmínky.

Dovozujeme však, že uvedené povinnosti dodavatele elektřiny nedopadají na případ sjednávání dynamických obchodních tarifů, protože u dynamických tarifů není změna ceny dodávané elektřiny dána jednostranným právním jednáním dodavatele, ale je výsledkem sjednaného způsobu stanovení ceny.

¹⁴ <http://www.eru.cz/documents/10540/3550241/Teze+regulace+V-RO+pro+VKP.pdf/95e5b3a1-5b54-48e5-96f3-344dc372ef43>

12.5.2 Potřebná rozhodnutí o podobě implementace

Primárně je nutno určit typ dynamického stanovení ceny pro obchodní část, a bude-li tak na úrovni ČR o zavedení rozhodnuto, pak i pro distribuční část ceny elektřiny (viz doporučení níže). Vzhledem k tomu, že nejmenší interval obchodní části musí odpovídat periodě vyúčtování, a ta bude snížena na 15 min (viz kapitola 9), je dále nutno rozhodnout o termínu zavedení dynamických tarifů:

- ▶ u obchodní části je nutno rozhodnout v návaznosti na změně obchodní periody a na dostupnosti IMS (termínu *roll-outu*, viz kapitola 11), zároveň při zohlednění lhůty pro implementaci Směrnice do konce roku 2020;
- ▶ část distribučních tarifů je rovněž závislá na dostupnosti IMS a zároveň je nutno zohlednit účinnost Nařízení od 1. ledna 2020, aby nebyli aktivní zákazníci znevýhodňováni.

Vzhledem k nutnosti provázání trhu s flexibilitou, pravidel agregace (viz kapitola 4) a dynamických tarifů, je nutno rozhodnout, zda:

- ▶ trh s flexibilitou bude integrován do vnitrodenního obchodování,
- ▶ dynamické tarify budou zohledňovat kapacity sítí (*nodal pricing*),
- ▶ vedle dynamických tarifů dostupných zákazníkům s IMS zůstanou pro zákazníky se stávajícími tarify a měřením dostupné „dvoutarifní“ sazby ovládané PDS systémem HDO.

Bude nutné vymezit základní charakteristiku dynamického obchodního tarifu, a to proto, že Směrnice vyžaduje povinnost nabízet dynamický obchodní tarif všem dodavatelům s více než 200 000 konečných zákazníků a určení jednoho dodavatele, který bude nabízet a sjednávat dynamický obchodní tarif bez ohledu na počet zákazníků.

Zároveň je nutné vymezit, jakým způsobem bude dodavatel informovat zákazníky o příležitostech, nákladech a rizicích spojených se smlouvou s dynamickým určováním ceny elektřiny – co vše musí informace obsahovat, jak podrobně, jakým způsobem mají být zveřejňovány/oznamovány apod.

V distribuční části je nejprve potřeba definovat proces rozhodování o dynamických tarifech. Nabízí se několik možností:

- ▶ ERÚ stanoví základní požadavky na distribuční tarify, PDS následně v rámci daných požadavků vytvoří vlastní distribuční tarify, a případně jej/je ještě předloží ke schválení ERÚ (nutnost schvalování by pravděpodobně záležela na míře obecnosti vydané metodiky ERÚ);
- ▶ ERÚ stanoví individuální hranice výnosů jednotlivým PDS (obdobně jako v německém modelu) a konkrétní metodiku tarifů ponechá na nich, přičemž distribuční tarify mohou případně opět podléhat následnému schválení ze strany ERÚ;
- ▶ ERÚ definuje konkrétní typ/typy dynamických distribučních tarifů, které mohou/musí PDS nabízet, a případně ponechá PDS možnost nabízet i jiné distribuční tarify (které opět mohou být podmíněné schválením ze strany ERÚ);
- ▶ různé kombinace výše uvedených možností.

12.5.3 Doporučení úprav v právních a provozních předpisech

Na základě předchozí analýzy je možné pro doporučení vhodného nastavení v ČR využít východiska:

- ▶ dynamické tarify mají umožnit integraci OZE, flexibility a zvýšení využití a efektivnější řízení sítí distribuční soustavy – viz úvod kapitoly;
- ▶ souslednost aktivit PDS a obchodníků/agregátorů by měla být provázána vzhledem k potřebám integrace flexibility – viz kapitola 4 a schéma níže;
- ▶ PDS disponují rozsáhlým objemem přímo řízeného výkonu (flexibility), systémem HDO, u zákazníků se stávající distribuční sazbou a měřením (zejm. tzv. „dvoutarifní“ sazby s měřením typu C);
- ▶ dynamické tarify by měly být dostupné zákazníkům s instalovaným IMS – zákazníci s jiným (stávajícím) typem měření by měli mít možnost nadále využívat nedynamické tarify, pro zákazníky se stávající „dvoutarifní“ sazbou a flexibilitou podléhající HDO řízení se jeví jako vhodné ponechat možnost setrvání v takovém režimu, zejména do doby instalace IMS (selektivní *roll-out*, viz kapitola 11).

V oblasti síťových poplatků je dále nutné zohlednit přímo účinná ustanovení s dopadem do distribučních tarifů:

- ▶ tarify musí brát v úvahu potřebu bezpečnosti a flexibility sítě;
- ▶ tarify nesmějí vést k diskriminaci ukládání energie nebo agregace a demotivovat vlastní výrobu a spotřebu nebo účast v DSR;
- ▶ metodiky stanovení tarifů musí odrážet stálé náklady PDS a PPS a poskytovat jim krátkodobé i dlouhodobé pobídky ke zvyšování účinnosti, vč. podpory integrace trhu, účinných investic a flexibility;
- ▶ tam, kde je to vhodné, musí tarify poskytovat lokalizační cenové signály a zohlednit ztráty, přetížení a investiční náklady na infrastrukturu.

12.5.3.1 Distribuční část

Vzhledem k uvedeným východiskům je vhodné nastavit dynamický tarif v distribuční části:

- ▶ s dynamickým blokovým schématem (TOU) doplněným o možnosti řízení přetížení formou ocenění špiček zatížení (CPP/CPR) na úrovni vnitrodenního trhu,
- ▶ s možností rozložení dne do více časových bloků, s rozlišením shodným s intervaly obchodních tarifů,
- ▶ s oznamováním profilu denních bloků po konci *day-ahead* trhu a před začátkem vnitrodenního trhu a se zohledněním *nodal pricing* (tedy oznamování samostatných profilů pro jednotlivé uzly sítě).

Tento formát dynamických distribučních tarifů je de facto evolucí stávajících distribučních tarifů („dvoutarifních“ sazeb), s rozšířenou dynamikou na úrovni schopností IMS a potřeb flexibility. Vedle těchto distribučních tarifů by měl být zachován stávající systém řízení HDO pro odběrná místa se stávajícím měřením, avšak se změnou oznamování cenových tabulek, a to na úrovni dynamických tarifů, tedy *day-ahead*. Tím bude PDS umožněno výrazně vyšší dynamiky řízení distribuční sítě s nižší četností zásahů do stávající infrastruktury. Popsané schéma je ilustrováno níže.

Doporučené schéma dynamického distribučního tarifu by mělo být základní, regulatorně ukotvenou formou distribučního tarifu pro OPM vybavená IMS. Vedle toho by PDS měl nabízet i jiné formy distribučních tarifů, např. plně dynamické nebo nedynamické profilované tarify obdobné dnešním sazbám. Metodika stanovení distribučních tarifů a promítnutí odpovídajících nákladů by měly být schvalovány ERÚ.

Za tímto účelem doporučujeme přijmout následující opatření:

- ▶ doplnit do energetického zákona a do vyhlášky o regulaci cen ustanovení, že složka ceny za distribuci elektřiny musí zohledňovat využívání distribuční sítě uživateli soustavy a motivovat k efektivnímu využívání sítí a účinné výrobě i využívání elektřiny;
- ▶ energetický zákon dále upravit tak, aby ERÚ mohl rozhodnout o postupu tvorby (nyní regulovaných) cen v elektroenergetice založeném na tržním způsobu;
- ▶ určit v Zásadách cenové regulace pro příští regulační období principy tvorby dynamických tarifů v oblasti distribuce a rozdíly mezi jednotlivými tarify, zejména definovat dynamický tarif, jeho parametry, stanovit výchozí dynamický tarif/tarify (v souladu s parametry uvedenými v úvodu této podkapitoly) a vedle toho stanovit podmínky využití případných plně dynamických či jiných tarifů;
- ▶ doplnit do energetického zákona zmocnění ERÚ ke specifikaci konkrétních požadavků na distribuční tarify.

12.5.3.2 Obchodní část

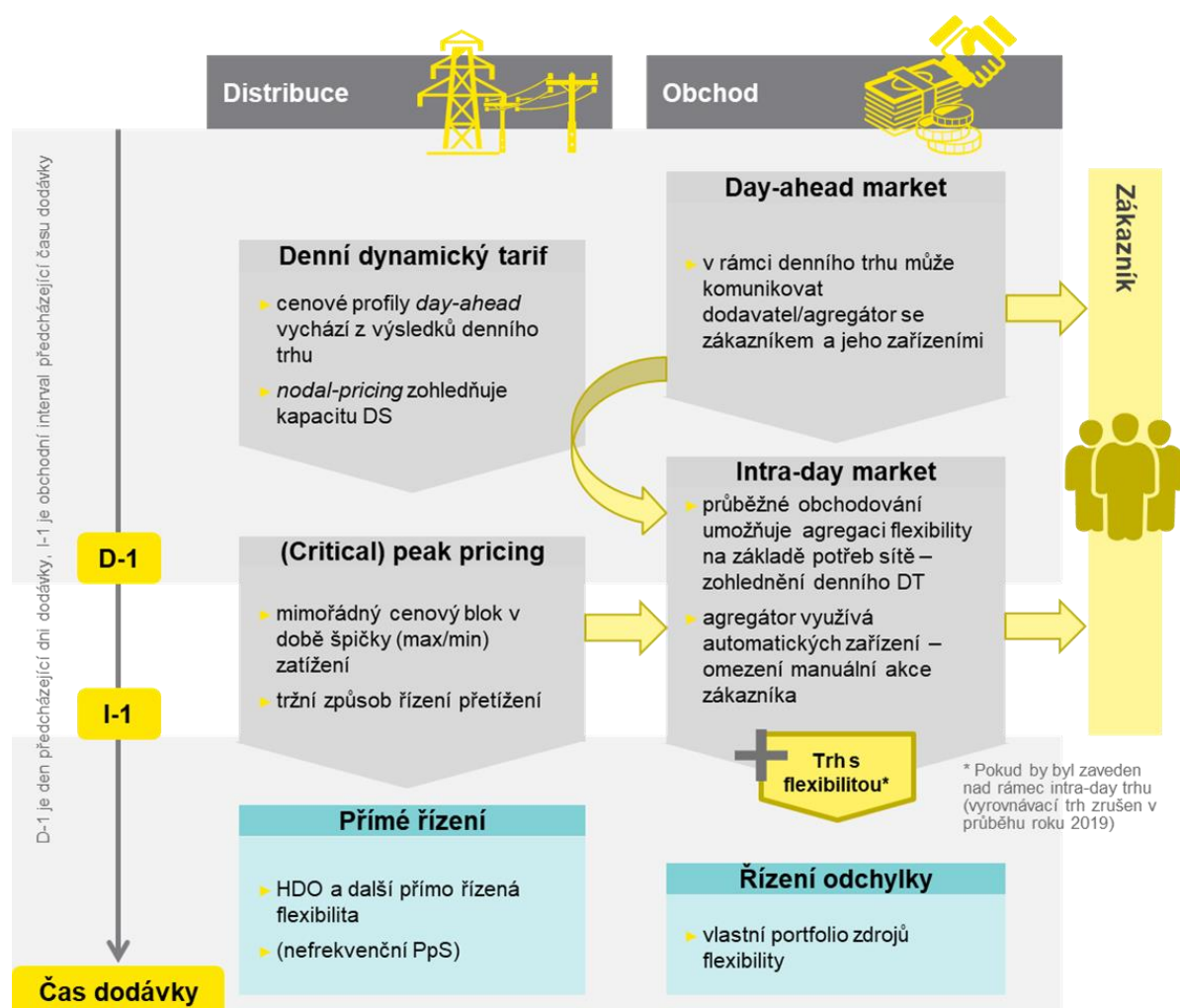
Vzhledem k uvedeným východiskům je nutné nastavit dynamický tarif v obchodní části:

- ▶ s plně dynamickou cenou (RTP), na základě produktů krátkodobých trhů,
- ▶ s intervalem shodným s obchodním intervalem,

- ▶ s využíváním cen na úrovni produktů krátkodobého trhu, kdy trh flexibility by mohl být integrován do vnitrodenního obchodování a zohledňovat stav sítě vyjádřený cenovým profilem distribučního tarifu.

Za tímto účelem doporučujeme přijmout následující opatření:

- ▶ definovat v energetickém zákoně dynamické určování cen;
- ▶ stanovit v energetickém zákoně povinnost dodavatelů s více než 200 000 konečnými zákazníky (příp. s nižším počtem zákazníků a případně i jiných dodavatelů, aby měl zákazník vždy možnost takovou smlouvu uzavřít alespoň s jedním dodavatelem) nabízet smlouvy s dynamickým určováním ceny elektřiny a stanovit způsob určení jednoho dodavatele, který bude mít povinnost nabízet a sjednávat dynamické obchodní tarify bez ohledu na počet zákazníků (takovým dodavatelem se nabízí určit dodavatele poslední instance, přičemž případné vícenáklady by měly být zohledněny v rámci cenové regulace jeho činnosti);
- ▶ doplnit energetický zákon o povinnost dodavatelů informovat zákazníky o příležitostech, nákladech a rizicích spojených se smlouvou s dynamickým určováním ceny elektřiny;
- ▶ rozšířit energetický zákon o působnost ERÚ o provozování nástroje pro srovnávání nabídek dodavatelů, včetně nabídek smluv s dynamickým určováním ceny elektřiny, podle požadavků stanovených v čl. 14 Směrnice, a o monitorování stupně a účinnosti otevřenosti trhu a hospodářské soutěže na velkoobchodní i maloobchodní úrovni, vlivu smluv s dynamickým určováním ceny elektřiny a užívání IMS.



Obrázek 31. Ideové schéma nastavení dynamických tarifů vzhledem k produktům krátkodobého trhu a integraci flexibility

13. Integrace elektromobility

13.1 Legislativní předpoklady – Zimní energetický balíček

Sdělení Komise z 20. července 2016 nazvané „Evropská strategie pro nízkoemisní mobilitu“ zdůrazňuje potřebu dekarbonizace odvětví dopravy a snižování jeho emisí (zejména v městských oblastech) a podtrhuje úlohu elektromobility. Nástup elektromobility je považován za důležitý prvek energetické transformace.

13.1.1 Charakteristika unijní právní úpravy

Integrace elektromobility je popsána ve Směrnici v Kapitole IV Provozování distribuční soustavy. Ustanovení by měla přispět k vytvoření příznivých podmínek pro všechny druhy elektrických vozidel. Konkrétní požadavky na integraci elektromobility do elektroenergetické sítě jsou uvedeny v čl. 33. Ten mj. uvádí:

- ▶ ČS má povinnost stanovit nezbytný regulační rámec, který usnadní účinné zavedení veřejně přístupných a soukromých dobíjecích stanic pro elektrická vozidla a účinné začlenění dobíjení do provozu soustav;
- ▶ ČS má povinnost zajistit, aby PDS spolupracovali se všemi podniky, které vlastní, vyvíjí, provozují nebo spravují dobíjecí stanice pro elektrická vozidla, též pokud jde o připojení k síti, a to na nediskriminačním základě;
- ▶ PDS nesmí vlastnit, vyvíjet, spravovat či provozovat dobíjecí stanice určené pro veřejné dobíjení.

Čl. 32 Směrnice dále:

- ▶ dává PDS povinnost každé dva roky aktualizovat plán rozvoje distribuční sítě, který bude obsahovat plánované investice v příštích pěti až deseti letech se zvláštním důrazem na hlavní distribuční infrastrukturu, která je nezbytná k připojení nových výrobních kapacit a nových spotřebičů, včetně dobíjecích stanic pro elektrická vozidla; plán rozvoje sítě musí rovněž zahrnovat využití DSR, energetické účinnosti, zařízení pro ukládání energie nebo jiných zdrojů, které PDS používá jako alternativu k rozšiřování soustavy.

Problematika elektromobility je tedy řešena spíše mimo pravidla vnitřního trhu s elektřinou. Níže je uveden rámcový přehled dalších dokumentů, které se věnují předmětné problematice.

Výchozím dokumentem v oblasti podpory elektromobility je směrnice Evropského parlamentu a Rady 2014/94/EU ze dne 22. října 2014 o zavádění infrastruktury pro alternativní paliva (dále jen „**směrnice 2014/94/EU**“), která stanovuje jak obecné definice, tak základní podpůrná opatření rozvoje elektromobility i kvantifikovatelné cíle pro výstavbu nabíjecích bodů. Stanovení těchto cílů na národní úrovni bylo v pravomoci ČS, které pro tento účel měly vypracovat implementační strategii, která byla v podmínkách ČR naplňována Národním akčním plánem Čistá mobilita (dále jen „**NAP ČM**“).

Nově přijatá směrnice o energetické náročnosti budov definuje požadavky na rozvoj veřejné nabíjecí infrastruktury v nových a rekonstruovaných budovách s více jak 10 parkovacími místy:

- ▶ v neobytných budovách instalace min. jedné dobíjecí stanice a příprava vedení kabelů pro každé páté parkovací místo,
- ▶ v obytných budovách příprava vedení kabelů pro každé parkovací místo.

Dne 1. srpna 2019 vstoupila v platnost směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/1161 ze dne 20. června 2019, kterou se mění směrnice 2009/33/ES o podpoře čistých a energeticky účinných silničních vozidel, která přináší přímou podporu využití elektromobilů a jiných alternativních pohonů vozidel pomocí přímých minimálních podílů těchto vozidel ve vozových parcích veřejných institucí. Min. podíly pro ČR jsou: 29,7 % pro lehká užitková vozidla, 9 % pro nákladní automobily (11 % po roce 2025) a 41 % pro autobusy (60 % po roce 2025).

Pro dokreslení souvislosti je možné uvést jinak přímo účinná nařízení emisních norem automobilů, která nevyžadují národní transpozici a aplikují se přímo na výrobce automobilů. Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/631 ze dne 17. dubna 2019, kterým se stanoví výkonnostní normy pro emise CO₂ pro nové osobní automobily a pro nová lehká užitková vozidla a kterým se zrušují nařízení

(ES) č. 443/2009 a (EU) č. 510/2011, navazuje na předchozí emisní strop 95 g CO₂ / 100 km v roce 2020 a stanovuje další snížení v průměru o 37,5 % do roku 2030 (v porovnání s rokem 2021) u osobních vozů.

13.1.2 Podmínky vnitrostátní adaptace a implementace

Směrnice v čl. 33 odst. 3 umožňuje ČS odchýlit se od výluky PDS ve vlastnictví, vyvíjení, spravování a provozování dobíjecích stanic určených pro veřejné dobíjení a povolit PS takové činnosti, pokud jsou splněny následující podmínky:

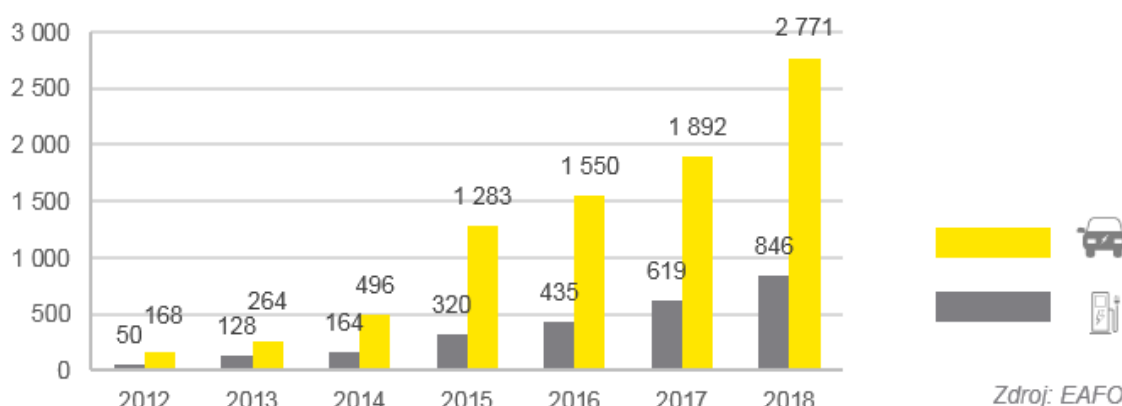
- ▶ jde o poslední možnost, kdy ve výběrovém řízení (podle všech náležitostí) nebylo takové právo uděleno jiným osobám nebo jiné osoby nemohly tyto služby poskytnout včas a za přijatelnou cenu;
- ▶ regulační orgán udělil souhlas (po přezkoumání podmínek výše uvedeného výběrového řízení);
- ▶ PDS provozuje dobíjecí stanice na základě přístupu třetí osoby k distribuční síti, tj. za sazby použitelné pro přístup všech zákazníků k distribuční soustavě, a zároveň nediskriminuje uživatele soustavy (zejména tím, že by zvýhodňoval podniky s ním ve skupině).

Pokud dojde k odchýlení se za splnění výše uvedených podmínek, musí ČS alespoň každých pět let provádět veřejnou konzultaci za účelem znovu posoudit, zda se nezměnil potenciální zájem účastníků trhu vlastnit, vyvíjet, provozovat nebo spravovat veřejně dostupné dobíjecí stanice pro elektromobily. V případě, že se ukáže, že tyto činnosti mohou provádět jiné osoby a uspějí-li tyto osoby v řádném výběrovém řízení, ČS zajistí, aby byly činnosti PDS postupně ukončeny.

13.2 Současný stav a potenciál dalšího rozvoje

K roku 2018 bylo v ČR evidováno necelých 2 800 elektromobilů (0,3% podíl nově registrovaných vozů). Současně bylo k tomuto roku evidováno více než 800 dobíjecích bodů, z nichž téměř 600 tvoří AC nabíjecí stanice s výkonem do 22 kW. Vzhledem k tomu, že jedna nabíjecí stanice zpravidla disponuje 2–3 nabíjecími body (dle typu 1–3 nabíjecí konektory, z toho jen 1–2 mohou být používány současně), je celkový počet dostupných veřejných nabíjecích stanic cca poloviční. Počet rychlonabíjecích stanic (DC > 50 kW) se je cca 130.

Poměrně radikální změna tohoto stavu bude nutná s uvedením prvních sériových modelů koncernu VW na trh a zejména modelů značky Škoda Auto v roce 2020. Do roku 2022 pak Škoda uvede na trh až 30 nových elektrifikovaných modelů. Zároveň stoupá tlak na zavedení kvalitativních i kvantitativních pobídek pro rozvoj elektromobility, které předpokládal již NAP ČM v roce 2016 (viz níže). Z prohlášení skupiny ČEZ plyne, že zatímco dosud se výstavba omezovala na max. nižší desítky stanic ročně, díky využití dotačních zdrojů evropského programu CEF bude v následujících letech zprovozněno cca 500 stanic. Program CEF využívá v obdobné míře také společnost E.ON Energie. Nicméně i popsany nárůst instalací stále zaostává za očekáváním Škoda Auto, která uvádí, že v roce 2025 bude v ČR potřebných minimálně 25 000 nabíječek, tedy zhruba stonásobek současného stavu.



Obrázek 32. Vývoj počtu nabíjecích stanic a elektromobilů v ČR (zdroj: EAFO)

Takové množství spotřebičů (nabíječek) s poměrně vysokou spotřebou i příkonem rozmístěných decentralizovaně v distribuční soustavě bude samo o sobě vyžadovat dynamičtější řízení distribuční soustavy (jelikož adekvátní posilování kapacit distribuční soustavy by nebylo ekonomické a rovněž neodpovídalo požadavkům Směrnice a Nařízení). Nabíječka spolu s baterií elektromobilu budou mimo to i významným zdrojem flexibility, což nejen posiluje potřebu dynamického řízení distribuční soustavy z důvodu obousměrného toku energie (V2G), ale i funkčního trhu s flexibilitou a související datové výměny atd. (viz kapitola 4).

V současnosti je v koncepčních studiích a pilotních provozech v EU (Dánsko, VB, Německo atd.) testováno využití flexibility elektromobilů pro poskytování FCR, aFRR a obchodování na krátkodobých trzích. Pro tento účel jsou vytvářeny certifikace zařízení, což umožní omezit certifikaci jednotlivých zdrojů a plošně umožnit jejich provoz v distribučních sítích při splnění certifikace, např. v portfoliu agregátora:

- ▶ nabíjecích stanic pro poskytování flexibility v PpS s potřebnou garancí dodávky, resp. spolehlivostí dodávky (např. certifikace pro FCR v Německu společností TenneT),
- ▶ komunikačního rozhraní HAN (domácí sítě) pro V2G, resp. nabíjecích zařízení a elektroměru (např. HAN ALCS standard ve VB), pro zajištění obousměrné komunikace mezi nabíječkou elektromobilu a elektroměrem tak, aby byl umožněn:
 - ▶ přenos povelů agregátora ve vnitřní domácí síti a automatická reakce zařízení na přímé povely a cenové signály,
 - ▶ identifikace reakce zařízení pro ověření dodávky flexibility a zúčtování,
 - ▶ dálkové řízení výkonu zařízení a případné odpojení,
 - ▶ připojení více komunikujících zařízení různých typů do domácí sítě, včetně komunikačního výstupu pro zákazníka, včetně možnosti přímého ovládání zařízení v domácí síti prostřednictvím tohoto rozhraní.

13.3 Implementace v podmínkách ČR

ČS mají stanovit nezbytný regulační rámec pro usnadnění připojení veřejně přístupných a soukromých nabíjecích stanic k distribučním sítím. Obecně však lze konstatovat, že z právních aktů Zimního balíčku a dalších níže uvedených dokumentů plyne rozhraní mezi elektromobilitou (dopravou) a energetikou na úrovni nabíjecí stanice či nabíjecího bodu. Je proto nutné správně vnímat služby elektromobility, které sice využívají nabíjení elektřiny odebrané na nabíjecích stanicích (dodané do odběrného místa, k němuž je nabíjecí stanice připojena), avšak jako takové jsou komerční službou mimo sektor elektroenergetiky a mimo působnost energetického zákona.

Proto je nutno v českém právním prostředí dodržovat hranici mezi elektroenergetikou a navázanými službami na úrovni OPM. Služby poskytované v OPM jsou tedy službami definovanými energetickým zákonem (připojení, dodávka, aj.) a pro potřeby vytvoření trhu s flexibilitou mohou být rozšířeny o služby flexibility, resp. služby spojené s činností agregátora (viz kapitola 4). Tyto služby mají vztah k OPM a jeho zařízením – tím je v případě elektromobility nabíjecí stanice. K uvedené definici rozhraní mezi elektroenergetikou a ostatními sektory/službami došla i studie Koncepce datového uzlu české elektroenergetiky zpracovávané EY jako součást NAP SG, která obsahovala základní předpoklady pro integraci flexibility.

Jak z této studie mj. vyplynulo, zásadním vlivem elektromobility na distribuční soustavu může být právě poskytovaná flexibilita. Proto je potřebou rozvoje elektromobility funkční agregace a s ní související datová výměna, umožněná prostřednictvím nezávislého obchodního DataHubu. Případné další služby elektromobility (mimo elektroenergetiku) pak mohou být navázány na tato data.

13.3.1 Stav zapracování tématu v právních a dalších předpisech

Primární transpozice směrnice 2014/94/EU proběhla v roce 2017 transpoziční novelou zákona č. 311/2006 Sb., o pohonných hmotách a čerpacích stanicích pohonných hmot (dále jen „**zákon o pohonných hmotách**“), a to zákonem č. 152/2017 Sb. Nedostatečnost této transpozice je částečně

řešena návrhem novely zákona o pohonných hmotách, která 6. března 2019 prošla prvním čtením v Poslanecké sněmovně Parlamentu ČR (sněmovní tisk 364). Tato novelizace se zaměřuje na:

- ▶ oblast definic dobíjecích bodů vedle současných dobíjecích stanic, u nichž dochází rovněž k úpravě definice,
- ▶ odlišnosti elektřiny od standardních pohonných hmot,
- ▶ registr dobíjecích stanic vedený MPO.

Zásadní otázkou je provázání elektromobility s elektroenergetikou v **energetickém zákoně**, a to jak v současném znění na úrovni připojovacích podmínek a provozu odběrných míst s nabíjecí infrastrukturou na základě standardních smluv definovaných zákonem, tak v budoucím znění, kde by již měla být plně zahrnuta oblast agregace a trhu s flexibilitou. Obdobně jako energetický zákon má v současné době vliv v rámci obecných smluvních vztahů i **vyhláška o Pravidlech trhu s elektřinou**.

Z NAP ČM v roce 2016 vyplývala povinnost Ministerstva pro místní rozvoj ČR (dále jen „**MMR**“) zpracovat metodiku usnadňující schvalování výstavby a připojování dobíjecích stanic. Tento požadavek byl řešen ze strany MMR opožděně, nikoli metodikou, ale v rámci obecné **vyhlášky č. 268/2009 Sb., o technických požadavcích na stavby**, kde v podstatě došlo pouze k uvedení již existujících norem ČSN do těla vyhlášky (konkrétně do § 48a). Obdobně je řešen i vodík. Normy jsou de facto pouze elektrotechnickou normou definující standardy tří- a pětikolíkových zásuvek. Podobným způsobem jsou řešeny definice v zákoně o pohonných hmotách (viz výše).

Zákon č. 183/2006 Sb., o územním plánování a stavebním řádu (dále jen „**stavební zákon**“), definuje požadavky na územní plánování, řízení, stavební řízení, a tedy na přípravu a stavbu nabíjecích stanic. Případná změna územního plánu (nebo řešení nesouladu s politikou a zásadami územního rozvoje) je proces s trváním 2–3 roky. Samotné územní řízení je vedeno zpravidla v řádu měsíců a je v něm vyžadováno souhlasu mnoha stran a dotčených orgánů státní správy, i ve více než 20 oborech působnosti (od ochrany přírody, přes památkovou péči, dopravu, až po civilní a požární ochranu). Poslední oblastí je proces stavebního povolení, který může dle charakteru daného území a aktivity dotčených subjektů trvat několik týdnů až jednotek měsíců. Během tohoto procesu stavebník zajišťuje prakticky znovu velmi podobná až shodná stanoviska a rozhodnutí jako v případě územního řízení. V připravované novele stavebního zákona je očekávána implementace (lhůta pro implementaci aktu je do 10. března 2020, přičemž níže uvedené požadavky má ČS stanovit nejpozději do 1. ledna 2025) výše uvedené směrnice o energetické náročnosti budov.

V českém legislativním prostředí je specifická pozice **zákona č. 201/2012 Sb., o ochraně ovzduší**, v němž jsou implementovány některé z tematických oblastí energetiky a energetické účinnosti. Zákon stanovuje povinnosti dodavatelů paliv a elektřiny pro dopravní účely přispívat ke snížení emisí skleníkových plynů a vykazovat dodávky paliv a elektřiny pro určení snížení emisí a pro daňové povinnosti (§ 20a-c). Emise elektřiny pro dopravní účely jsou stanoveny v celém životním cyklu výroby a spotřeby elektřiny (obdobně platí pro pohonné hmoty).

13.3.2 Doporučení úprav v právních a provozních předpisech

Oblast elektromobility nemusí být ve vztahu k elektroenergetice a pravidlům vnitřního trhu s elektřinou definovaných Směrnicí a Nařízením řešena specifickou právní úpravou v energetickém zákoně a souvisejících právních aktech.

Je vhodné dodržovat výše popsané rozhraní dopravy (elektromobility) a elektroenergetiky na úrovni OPM a nabíjecí stanice jako jeho zařízení.

Pro podporu integrace elektromobility je však zásadní funkční agregace, trh s flexibilitou a související datová výměna. Proto by měl být kladen důraz na včasnou implementaci těchto oblastí. Datová výměna bude vyžadovat úpravu na úrovni energetického zákona, a zejména vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou v oblasti podmínek sdílení dat a rozšíření evidence kmenových dat. Její součástí by měly být rozšířené informace o spotřebičích (mj. nabíjecí stanice), typu řízení OM, případných certifikacích apod. Pro tuto úpravu je vhodné zohlednit výsledky studie Koncepce datového uzlu české elektroenergetiky zpracovávané EY jako součást NAP SG a následné projekty v rámci NAP SG k implementaci obchodního DataHubu OTE a technické platformy ČEPS.

Z důvodu poskytování flexibility pro potřeby PpS (ČEPS), a případně budoucích nefrekvenčních služeb PDS (viz kapitola 5), jsou v některých státech zaváděny jednotné certifikace zařízení pro danou službu ze strany PPS. Tyto certifikace mohou být evidovány ve sdílené databázi kmenových dat.

V energetickém zákoně by měla být aktualizována současná povinnost PDS každoročně zpracovávat a zveřejňovat předpokládaný rozvoj distribuční soustavy, a to nejméně na 5 let (tento plán nepodléhá schvalování ze strany ERÚ) – nově by měl zákon blíže specifikovat požadavky na plán rozvoje distribuční sítě v souladu s požadavky Směrnice na zohlednění investic do distribuční infrastruktury nezbytných k připojení nových výrobních kapacit a nových spotřebičů, včetně dobíjecích stanic pro elektrická vozidla. Současně se nabízí otázka, zda ponechat povinnost tvorby plánu každoročně, anebo v souladu se Směrnicí zavést dvouleté období pro jeho zpracování, neboť to bude podle nových požadavků časově náročnější. Podkladová data by měla vycházet z elektronických evidencí žádostí o připojení k distribuční soustavě a v agregované podobě by měla být sdílena s ČEPS.

Informace o EY

EY je předním celosvětovým poskytovatelem odborných poradenských služeb v oblasti auditu, daní, transakčního a podnikového poradenství. Znalost problematiky a kvalita služeb, které poskytujeme, přispívají k posilování důvěry v kapitálové trhy i v ekonomiky celého světa. Výjimečný lidský a odborný potenciál nám umožňuje hrát významnou roli při vytváření lepšího prostředí pro naše zaměstnance, klienty i pro širší společnost.

Název EY zahrnuje celosvětovou organizaci a může zahrnovat jednu či více členských firem Ernst & Young Global Limited, z nichž každá je samostatnou právnickou osobou. Ernst & Young Global Limited, britská společnost s ručením omezeným garancí, služby klientům neposkytuje. Pro podrobnější informace o naší organizaci navštivte prosím naše webové stránky ey.com.

© 2019 Ernst & Young, s.r.o. | Ernst & Young Audit, s.r.o. | E & Y Valuations s.r.o.
Všechna práva vyhrazena.

ey.com