

**Výzkumná zpráva:**

**Analýza uplatňovaných motivačních  
schémat a modelů a jejich efektivity**

**TK01030078-V18**

**Autoři:**

Ondřej Mamula  
David Hrycej  
Martin Macaš

Tomáš Pítner  
Václav Stupka  
František Kasl

**Datum/verze:** 15. 1. 2019 / v19



Program **Théta**



## 1. STRUČNÉ SHRNUÍ ZÁVĚRŮ A NÁLEZŮ REŠERŠE

Podmínkou bezpečného a spolehlivého provozu energetických soustav je udržení rovnováhy mezi spotřebou a výrobou v reálném čase. Část výrobního portfolia se stává nestabilním (klimaticky závislá výroba). Spotřeba je z principu proměnlivá a je jí (a zároveň také kolísavé až neřiditelné výrobě) dynamicky přizpůsobována výroba říditelných zdrojů. Schopnost cíleně ovlivňovat výrobní či spotřební chování vybraných prvků ES ČR tak postupně nabývá na důležitosti, neboť může efektivně snížit rozkolísanost celkového diagramu zatížení a tím snížit nároky na dostupný výkon a dynamiku Podpůrných služeb (potažmo náklady na jejich zajištění).

Efektivita motivačních schémat, která by svým působením byla schopna naplnit výše uvedená očekávání, bude v budoucnu klíčová. U drtivé většiny motivačních schémat však musíme akceptovat skutečnost, že si je zákazník svobodně volí. Daný způsob motivace pro něj musí být ekonomicky přínosný a charakterem svého OM musí být schopen se nastavené motivaci přizpůsobit.

Oproti tomu distribuční tarify, kde pro jejich přiznání je podmínkou specifická charakteristika OM, jsou v působení na zákazníka nekompromisní, s ohledem na jejich tvorbu, která je značně ovlivněna způsobem regulace energetiky, ovšem od nich nemůžeme očekávat flexibilitu až dynamiku potřebnou pro operativní ovlivňování spotřeby.

Stabilizace a ovlivnění celkového diagramu zatížení je otázkou systematického a dlouhodobého působení na všechny účastníky trhu. Agregaci flexibility proto není možno vytrhnout z kontextu ostatních motivačních nástrojů a pracovat s ní jako se samostatným fenoménem, naopak je třeba agregaci vnímat jako specifický nástroj pro ovlivňování bilance soustavy, jako jednu ze vzájemně vnořených a provázaných regulačních úloh, které postupným a návazným působením na účastníky trhu pozitivně ovlivňují průběh a rozkolísanost reziduálního zatížení a tím snižují nároky na podpůrné služby.

Sofistikovaní obchodníci s flexibilitou pracují již dnes. Lze tedy konstatovat, že obchodní prostředí pro agregaci flexibility v ČR ve stávajícím rozsahu je funkční. Další systematický rozvoj agregace flexibility, od drobných koncových poskytovatelů bez smlouveného odběrového diagramu na straně jedné a v oblasti PpS na straně druhé, však bez úprav trhu možný není.

Očekáváme, že role agregátora nebude jednoduchá, neboť bude propojovat dva rozdílné světy a působit na dvě rozdílné strany:

- ✦ vůči velkoobchodnímu trhu s jasnými pravidly, kde bude uplatňovat výsledek agregace, tedy obchodní produkt splňující definované standardy (nízkou míru nejistoty), včetně smluvně ošetřených závazků zúčastněných stran,
- ✦ vůči více nebo méně heterogenní skupině individuálních poskytovatelů flexibility, jejichž míra zodpovědnosti však může být značně nižší (jejich chování může vykazovat vyšší míru nejistoty).

Z tohoto důvodu je třeba také rozdělit analýzu motivačních schémat na:

- ✦ podmínky a motivaci agregátorů,
- ✦ podmínky a motivaci individuálních poskytovatelů flexibility.

### 1.1. Podmínky a motivace vůči agregátorům

Předpokládá se, že výsledkem agregace flexibility bude standardní produkt, který agregátor zobchoduje na likvidním trhu:

- ✦ s podpůrnými službami (PpS) (včetně congestion management),
- ✦ vyrovnávacím ve formě regulační energie (RE),
- ✦ krátkodobém s elektřinou (BT, VT, VDT),
- ✦ s elektřinou pro kompenzaci odchylek subjektů zúčtování (optimalizaci obchodní pozice).

Předpoklady pro nasazení motivačních schémat a uplatnění flexibility (ve smyslu efektivního fungování agregátorů na velkoobchodních trzích) jsou:

- ✦ otevřenost trhu (možnost nabízet definované produkty a služby formou agregace), případně bariéry vstupu agregátora na trh, a to specificky pro:
  - trhy s podpůrnými službami,
  - vyrovnávací a vnitrodenní trhy,
- ✦ cenová přitažlivost motivačních schémat (která je na velkoobchodním trhu určena tržními cenami, potažmo likviditou trhu),
- ✦ schopnost prokázat a vyúčtovat změnu diagramu prostřednictvím agregované flexibility.

Této problematice se dále v detailu věnuje výsledek V26 projektu SecureFlex.

## 1.2. Podmínky a motivace individuálních poskytovatelů flexibility

Cíle, kterých chceme působením motivačních schémat na individuálního zákazníka (poskytovatele flexibility) dosáhnout, lze v zásadě kategorizovat takto:

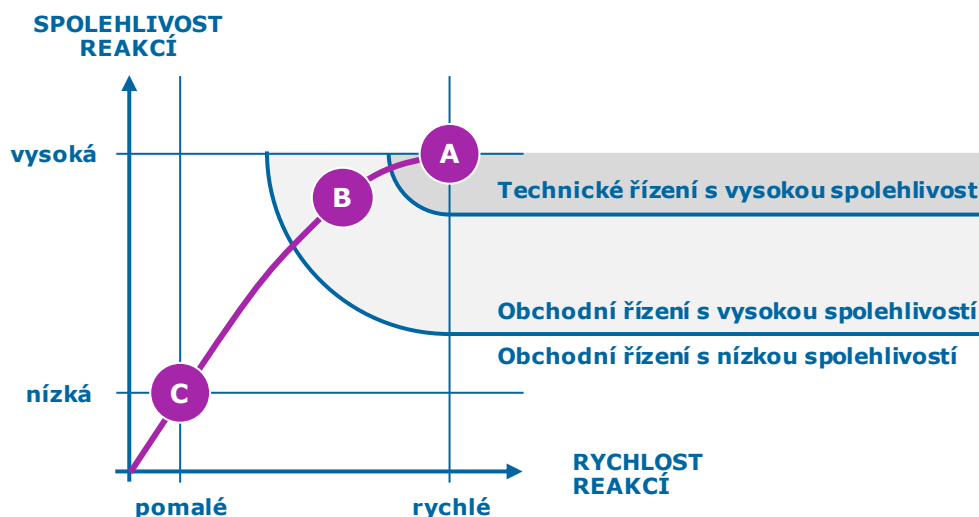
- ✦ **Dlouhodobé naučení vzoru chování a jeho stabilizace** - komplexní systém plateb (cen) za příkon či rezervovanou kapacitu a jednotkových cen za odebranou energii motivuje odběratele přizpůsobit se předdefinovaným požadavkům. Jistou výhodou je, že si odběratelé sami můžou určit, jakým způsobem budou omezovat užívání energie v tyto předurčené hodiny či dny. Očekávaným efektem je přesunutí spotřeby do vhodnějšího času. Mimo tarifní systémy lze mezi dlouhodobé motivace řadit i EPC programy. Obecně lze na tuto kategorii pojmenovat jako „vyhlazování zátěže“ (load shedding).
- ✦ **Naplánovaná změna zatížení v určitý časový úsek** - motivační systémy vedou odběratele k omezení spotřeby ve špičce (peak shaving), a to v případě, že špičky lze předvídat a promítnout je do statických cen tarifů, případně do dynamických tarifů (RTP, CPP). Oproti „load shedding“ míří na jiné typy spotřeb
- ✦ **Okamžitá změna zatížení** - operativní změny zatížení oproti finanční pobídce, případně nástroje pro předcházení krizovým stavům
- ✦ **Poskytnutí specifické služby na vyžádání** - oboustranné smluvní vztahy se striktními podmínkami pro poskytování regulační energie nebo podpůrných služeb

Z pohledu obchodníka/agregátora a jeho nabídce vůči trhu pak předpokládáme následující základní kategorie služeb a jím příslušných motivačních schémat:

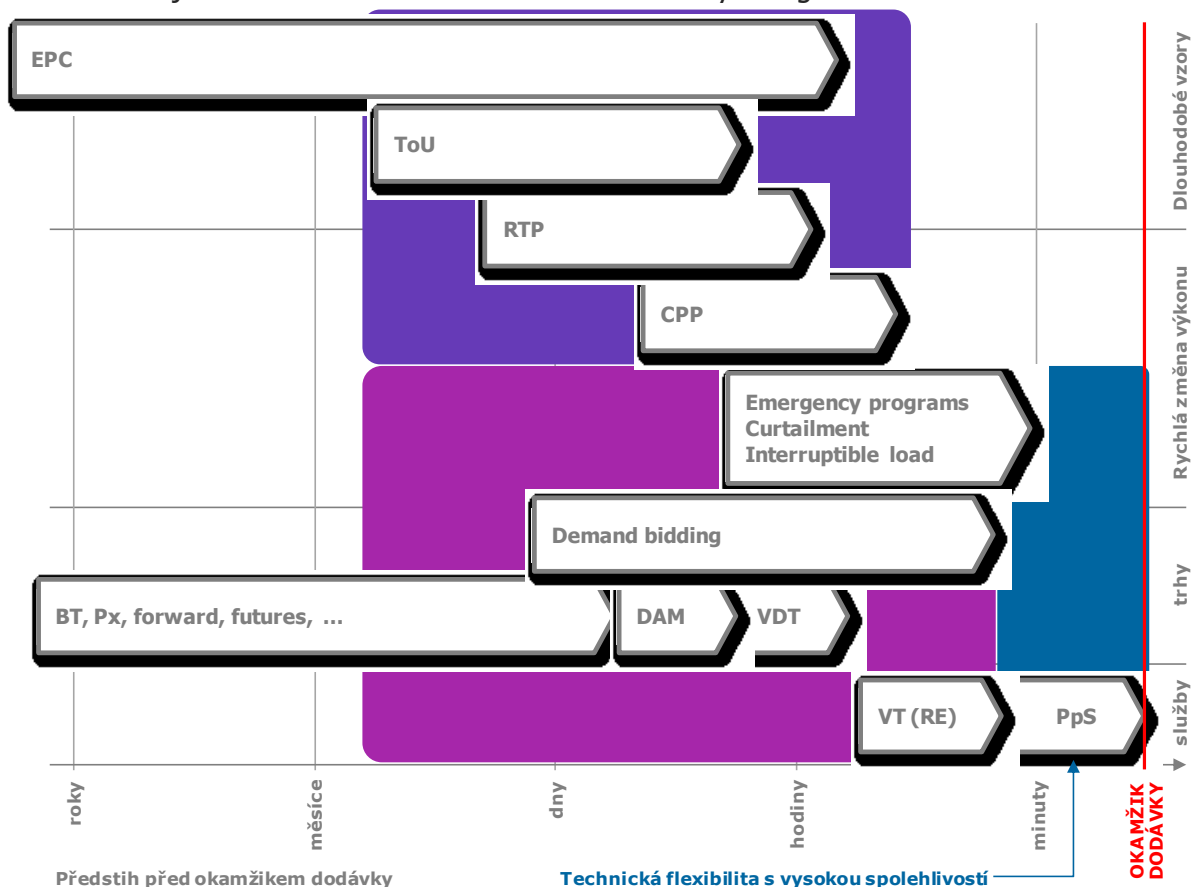
- A.** technické řízení s vysokou mírou dostupnosti a spolehlivosti s převahou automatického řízení (regulace), aktivace služby probíhá on-line v okamžiku potřeby (dle odchylky řízené veličiny). Služby jsou oceňovány dle skutečných nákladů poskytovatele a soutěženy na trhu. Dnes známou analogií jsou podpůrné služby (PpS),
- B.** obchodní řízení s vysokou mírou spolehlivosti, kde konkrétní služba je konstruována dle aktuálního požadavku trhu. Racionální poskytovatel zohledňuje opportunity cost. Dnes známou analogií je regulační energie obchodovaná na vyrovnávacím trhu (RE

na VT), případně obchody na VDT. Aktivace služby probíhá formou výzvy (předložení poptávky na příslušné platformě) s časovým předstihem dle pravidel fungování daného trhu,

- C. obchodní řízení s nízkou spolehlivostí, nevhodné k operativnímu řízení. Motivace na zákazníka působí prostřednictvím tarifů, cílem bude dlouhodobé učení vhodného vzoru chování a jeho stabilizace. Ceny a časová pásma jsou vyhlášována předem (na rok, max. s předstihem jednoho dne).



Následně lze jednotlivá motivační schémata schématicky kategorizovat takto:



Vnímáme riziko, že se jednotlivé typy motivace mohou vzájemně kanibalizovat – např. přílišné působení na odběratele příliš brzy (ToU) může vyčerpat potenciál flexibility pro operativní řízení.

Předpoklady pro nasazení motivačních schémat a uplatnění flexibility (ve smyslu zapojení individuálních POFL) jsou:

- ✦ nabídka trhu (možnost přihlásit se do programu), případně bariéry zapojení POFL do agregace,
- ✦ cenová přitažlivost motivačních schémat (která je dána individuálními cenami pro VO zákazník a tarify pro MO zákazník),
- ✦ schopnost prokázat a vyúčtovat změnu diagramu při poskytnutí flexibility, tedy schopnost stanovit baseline.

Efektivita motivačních schémat a jejich vhodnost pro jednotlivé typy/skupiny POFLů bude hodnocena zhodnocena do III.2019.

## Obsah

1.	Stručné shrnutí závěrů a nálezů řešerše .....	3
1.1.	Podmínky a motivace vůči agregátorům.....	3
1.2.	Podmínky a motivace individuálních poskytovatelů flexibility .....	4
2.	Úvod.....	9
2.1.	Vlastnictví a přístup k výsledku .....	9
2.2.	Dílní aktivity .....	9
2.3.	Struktura a obsah dokumentu.....	10
3.	Cíle motivace při vytěživání flexibility .....	11
3.1.	Důvody pro vytěživání flexibility .....	11
3.2.	Definice flexibility .....	12
3.3.	Charakteristiky poskytované flexibility .....	14
3.4.	Reakční charakteristiky individuálních poskytovatelů flexibility .....	14
3.5.	Poskytovatel motivace a účinek motivace.....	15
3.6.	Cíl motivace .....	16
3.7.	Vizualizace a vtažení zákazníka do hry.....	17
4.	Základní kategorizace motivačních schémat.....	19
4.1.	Motivační programy s pevnou cenou .....	19
4.2.	Motivační programy s proměnlivou cenou tarifu.....	20
4.3.	Motivační programy řízené pobídkou či slevou.....	21
4.4.	Motivační programy řízené událostmi.....	21
4.5.	Programy vázané na chování trhů .....	21
4.6.	Dlouhodobé programy pro dosahování energetických úspor .....	22
5.	Motivační schémata a standardní tržní mechanismy.....	23
5.1.	Dlouhodobé vzory chování.....	23
5.2.	Rychlá změna výkonu .....	24
5.3.	Tržní interakce .....	24
5.4.	Podpůrné služby a regulační energie .....	24
6.	Motivační schémata používaná ve vybraných zemích EU .....	25
6.1.	Rakousko.....	25
6.2.	Dánsko .....	26
6.3.	Finsko .....	27
6.4.	Francie .....	28
6.5.	Německo .....	30
6.6.	Velká Británie.....	31
6.7.	Itálie .....	32
6.8.	Nizozemsko.....	33
6.9.	Španělsko .....	34
7.	Motivační schémata využívaná ve vybraných zemích mimo EU .....	37
7.1.	USA.....	37
7.2.	Austrálie .....	37
7.3.	Čína .....	38
7.4.	Švýcarsko .....	39
8.	Trhy pro uplatnění flexibility v ČR .....	41
8.1.	Velkoobchodní trh od následujícího dne.....	41
8.2.	Vnitrodenní trh .....	41
8.3.	Vyrovnávací trh .....	42

8.4. Trh s PpS .....	42
8.5. Trh koncových odběratelů .....	42
9. Zhodnocení efektivity motivačních schémat .....	45
10. Reference a přílohy .....	47
10.1. Použité zkratky a pojmy .....	47
10.2. Literatura a zdroje .....	48



## 2. Úvod

Tato výzkumná zpráva je plněním dílčího výstupu/výsledku TK01030078-V18 „Analýza uplatňovaných motivačních schémat a modelů a jejich efektivity“ v rámci projektu SecureFlex:

Bude provedena průběžná rešerše používaných motivačních schémat ve vybraných zemích a analytické zhodnocení efektivity jejich potenciální aplikace při vytěžování flexibility v technických a legislativně-obchodních podmínkách ČR. Mimo iniciální rešerši jsou předpokládány aktualizace pro zamezení ztráty kontaktu s novými tarify a motivačními schématy.

### 2.1. Vlastnictví a přístup k výsledku

Výzkumná zpráva je v podílovém vlastnictví uchazečů projektu, kteří se podíleli na jeho vzniku, a to v poměru 76% ČVUT/CIIRC a 24% MU. Ostatní uchazeči projektu mají k výstupu výsledku přístup v rámci vývojově-výzkumných aktivit spojených s realizací projektu. Aplikačním garantům byla výzkumná zpráva zpřístupněna pro oponenturu nálezů a diskusi o strategii uplatnění zjištění a doporučení. Odborná veřejnost byla výsledku informována pomocí internetových stránek, odborných seminářů a vědeckých publikací (plánované jako ostatní výsledky projektu).

### 2.2. Dílčí aktivity

Základním milníkem výstupu V18 je „Zpracovaná iniciální rešerše a zhodnocení motivačních schémat“ v termínu III.2019.

Dílčí činnosti a aktivity byly plánovány takto:

- ✦ Rešerše a analýza motivačních schémat uplatňovaných ve vybraných zemích  
Iniciální rešerše používaných motivačních schémat ve vybraných zemích za použití standardních metod sběru a strukturovaného zpracování informací. Využití znalostí, materiálů a kontaktů aplikačních garantů. Data sbírána s výhledem hodnocení efektivity motivačních schémat užívaných při vytěžování flexibility, avšak s přihlédnutím k technickým a legislativně-obchodním podmínkám ČR. Rešerše byla prováděna při zahájení projektu pro vybudování báze znalostí využívané při následných návrzích komplexního systému.  
Termín plnění: VI.2018 – XII.2018.
- ✦ Zhodnocení efektivity motivačních schémat  
U motivačních schémat zjištěných v předchozí aktivitě bude hodnocena jejich efektivita s ohledem na očekávané nástroje a metody vytěžování flexibility. Vzhledem k omezené dostupnosti dat o cenové flexibilitě odběratelů budou dopady jednotlivých motivačních schémat variantně simulovány. Motivační schémata budou hodnocena oproti očekávané struktuře říditelné spotřeby českých odběratelů.  
Termín plnění: IX.2018 – III.2019.
- ✦ První aktualizace rešerše motivačních schémat, včetně hodnocení efektivity  
Vzhledem k celkové délce projektu a iniciální rešerši motivačních schémat realizované se zahájením projektu (pro získání iniciálních podkladů pro související aktivity) budou provedeny dvě aktualizací rešerše a analýzy pro ověření vývoje motivačních schémat v okolních zemích a případné aktualizaci poznatků.  
Termín plnění: X.2020 – XII.2020.

- ✦ Druhá aktualizace řešerše motivačních schémat, včetně hodnocení efektivity  
Vzhledem k celkové délce projektu a iniciální řešerši motivačních schémat realizované se zahájením projektu (pro získání iniciálních podkladů pro související aktivity) budou provedeny dvě aktualizací řešerše a analýzy pro ověření vývoje motivačních schémat v okolních zemích a případné aktualizaci poznatků.  
Termín plnění: IV.2022 – VI.2022.

### 2.3. Struktura a obsah dokumentu

V první části dokumentu je v kapitole Stručné shrnutí závěrů a nálezů řešerše uvedena syntéza klíčových zjištění, závěrů a doporučení.

Dále je dokument pro přehlednost rozdělen do kapitol:

- ✦ Cíle motivace ve vztahu k vytěžování flexibility - kapitola stručně definuje vlastní pojem „flexibilita“, rozebírá předpokládané cíle, jichž má být prostřednictvím motivačních schémat dosahováno, a to pro snazší hodnocení efektivity jednotlivých typů motivace v další fázi projektu,
- ✦ Základní kategorizace motivačních schémat - stručně popisuje základní kategorie motivace koncových zákazníků, resp. poskytovatelů flexibility, jak jsou popsány v dostupných zdrojích,
- ✦ Motivační schémata a standardní tržní mechanismy - zasazuje motivační schémata do funkčních procesů a do časových horizontů,
- ✦ Motivační schémata používaná ve vybraných zemích EU - výstupy provedené řešerše ,
- ✦ Motivační schémata využívaná ve vybraných zemích mimo EU - výstupy provedené řešerše,
- ✦ Zhodnocení efektivity motivačních schémat - dle harmonogramu bude doplněno do III.2019,
- ✦ Reference a přílohy - zde čtenář nalezne seznam zkratk a vysvětlení použitých pojmů, použitou literaturu a zdroje, dále seznamy tabulek, obrázků a příloh. Přílohy jsou pak povětšinou přiloženy v samostatných souborech.

Odkazy na zdroje a literaturu jsou uváděny tučným číslem v hranatých závorkách - [21].

V textu jsou sporadicky, při podrobnějším vysvětlování některých pojmů, použity odkazy pod čarou, označené pouze číslem bez závorek - <sup>3</sup>

### 3. CÍLE MOTIVACE PŘI VYTĚŽOVÁNÍ FLEXIBILITY

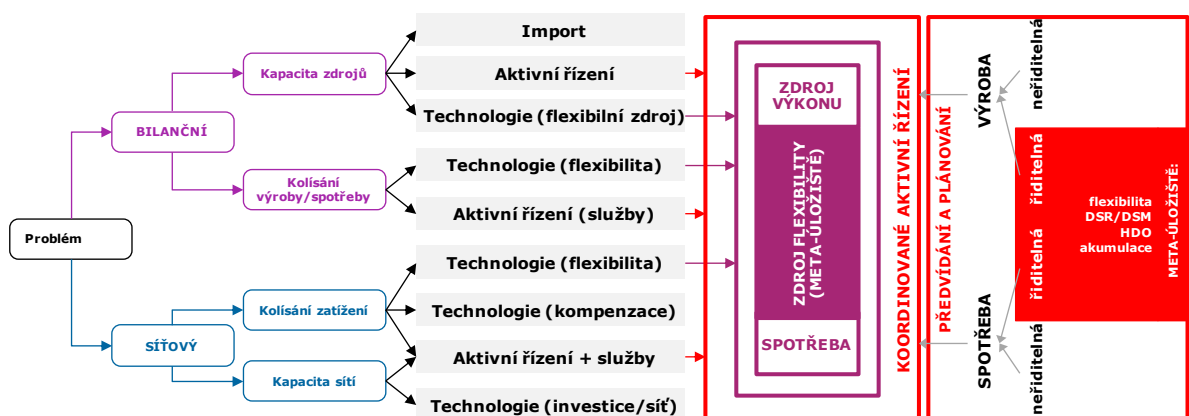
#### 3.1. Důvody pro vytěžování flexibility

Vnímání potřeby flexibility je v této zprávě postaveno na následujících předpokladech:

- ✦ **změna výrobního mixu** [94], [95] a [96] indikuje zmenšování portfolia konvenčních zdrojů jak pro dodávku EE, tak i schopných poskytovat PpS,
- ✦ **kolísavé omezování výkonu** dodávaného z konvenčních zdrojů kvůli prioritě výkupu výroby z podporovaných zdrojů ohrožuje dodávku PpS; konvenční zdroj, který nevyrábí (nedodává EE), nemůže dodávat energii ani pro PpS,
- ✦ **rozvoj nových technologií**, jevů a transakcí v systému (vlastní výroba, akumulace, e-mobilita, obchodování s flexibilitou, ...) ovlivní jak bilanční rovnováhu, tak i plánování provozu a provoz sítě.

Domníváme se, že dopady budou dvojího charakteru:

- ✦ **bilanční** - buď jako prostý nedostatek výkonu pro pokrytí zatížení nebo jako nedostatek dynamických charakteristik dostupných zdrojů pro vykrývání kolísavého diagramu zatížení, potažmo nedostatek služeb pro stabilizaci ES,
- ✦ **síťové** - vyšší výskyt „úzkých hrdel“ v ES, nově i v distribuční části; zároveň negativní vliv kolísavosti zatížení na parametry kvality dodávky.



Na předchozím schématu jsou naznačeny různé kategorie nápravných opatření, ze kterých lze odvodit, že:

- ✦ klesající flexibilita ze systémových zdrojů bude postupně nahrazována flexibilitou poskytovanou aktivně řízenými množinami decentrálních entit různého obchodního a technologického charakteru,
- ✦ potřeba současně řešit pokrytí bilance, kolísavost bilance a zároveň předejít negativním vlivům na síť PS i (DS včetně dosažení kapacitního limitu) bude vyžadovat aktivní koordinaci aktivit se signifikantním vlivem na síť,
- ✦ aktivní řízení sítě (systému) se neobejde bez schopnosti předvídat chování neřiditelných entit a schopnosti předvídat možnosti a ovlivňovat chování říditelných entit,
- ✦ takové předvídaní a řízení blízko reálnému času přinese výrazně vyšší požadavky na interakci s poskytovateli flexibility (včetně jejich motivace k žádanému chování), sběr a zpracování dat.

### 3.2. Definice flexibility

Projekt SecureFlex cílí na síťově bezpečné<sup>1</sup> využití schopnosti a možnosti změny výkonových profilů na straně spotřebitelů (tj. výkonové flexibility). Výkonová flexibilita je vnímána jako jeden z klíčových prostředků pro budoucí stabilizaci elektrizační soustavy. Tato výzkumná zpráva analyzuje motivační schémata využitelná pro agregaci výkonové flexibility.

Flexibilita je v ČR vnímána jako „**schopnost zařízení** (spotřebovávajících, vyrábějících nebo skladujících elektrickou energii) **měnit v reakci na cenové signály nebo povel množství** (odebírané nebo dodávané) **energie v daném časovém intervalu oproti sjednaným/předpokládaným diagramům**“ [1].

Dále je předpokládáno, že výsledkem agregace flexibility je standardní produkt obchodovaný na trhu:

- ✦ s podpůrnými službami (včetně congestion management),
- ✦ vyrovnávacím ve formě regulační energie,
- ✦ krátkodobém s elektřinou (BT, VT, VDT),
- ✦ s elektřinou pro kompenzaci odchylek subjektů zúčtování (optimalizaci obchodní pozice).

Flexibilita může být vytěžena i stabilním a systematickým působením (statických) tarifů na zákazníka.

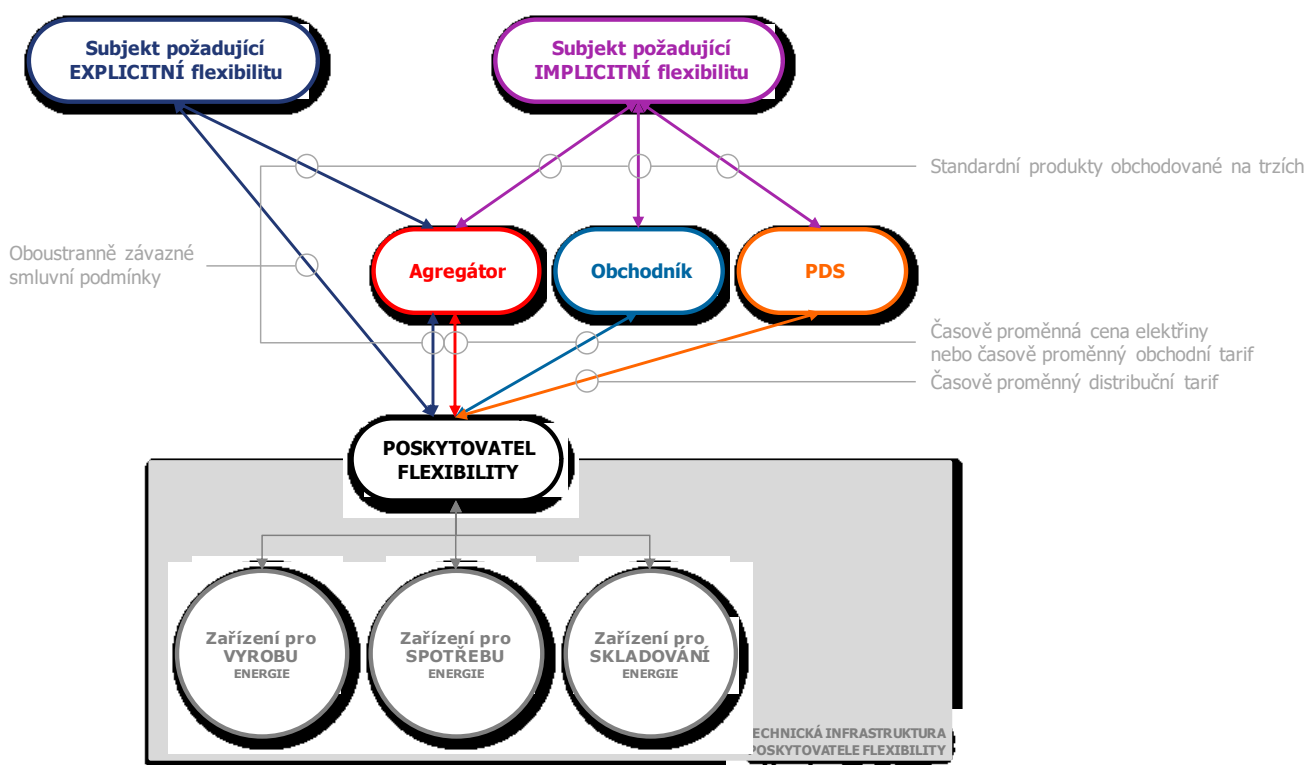
Flexibilita je dále vnímána jako:

- ✦ **explicitní** (povelově řízená)  
je aktivovaná na základě požadavků jednotlivých subjektů na trhu nebo prostřednictvím agregátora za podmínek smluvně dohodnutých s poskytovatelem flexibility (požadavek na využití flexibility může být dán například potřebou PPS vyrovnat systémovou odchylku, potřebou PDS upravit toky určitou částí distribuční soustavy nebo potřebou subjektu zúčtování vyrovnat vlastní odchylku),
- ✦ **implicitní** (cenově řízená)  
její aktivace je řízena poskytovatelem flexibility na základě časově proměnné ceny elektřiny nebo časově proměnných zákaznických tarifů reflektujících odlišnou cenu silové elektřiny a/nebo odlišnou výši nákladů PDS na přenos a distribuci elektrické energie v jednotlivých časových intervalech.

Což lze shrnout do následujícího schématu:

---

<sup>1</sup> Za síťově bezpečnou je považována taková aktivace flexibility, která v kterékoliv části energetické soustavy nezpůsobí změnu provozních parametrů mimo limity bezpečného a spolehlivého provozu.



### 3.2.1. Explicitní flexibilita

U všech explicitních schémat předpokládáme technické povelování, a to:

- ✦ přímým ovládáním zařízení schopného měnit výrobní/odběrový diagram, nebo,
- ✦ komunikací s řídicím systémem příslušného poskytovatele flexibility s tím, že tento ŘS následně zapoveluje vhodné zařízení.

Z dostupné definice odvozujeme, že explicitní flexibilita aktivovaná přímo za smluvně dohodnutých podmínek je ekvivalentem dnešních standardních produktů na krátkodobých trzích. Tento vztah vnímáme jako bilaterální. Agregace může být spatřena v rozpadu regulačního zásahu na několik samostatných, avšak jasně specifikovaných regulačních zásahů mezi více individuálních poskytovatelů flexibility.

U explicitní flexibility aktivované nepřímou prostřednictvím agregátora se zřejmě předpokládá, že rozložení požadovaného regulačního zásahu realizuje role „agregátor“ nad jím obsluhovaným portfoliem poskytovatelů flexibility (POFL). Tomuto schématu můžeme v ČR přiřadit stávající nasazení systému řízení zátěže pomocí HDO.

### 3.2.2. Implicitní flexibilita

U všech implicitních schémat považujeme aktivaci za nepřímou, a to ve dvou smyslech:

- ✦ žádající subjekt neaktivuje flexibilitu přímo, ale prostřednictvím jiného subjektu,
- ✦ flexibilita není primárně aktivována technickým zásahem/povelem, ale je výsledkem (do určité míry racionální) reakce individuálního poskytovatele flexibility na motivační stimul.

Oproti explicitním schématům obsahují implicitní schémata výrazně vyšší míru nejistoty při sestavování standardního obchodovaného produktu. Pro zvýšení spolehlivosti implicitních

schémat lze tedy předpokládat snahu o zvýšení penetrace automatických systémů řízení a snížení subjektivity reakce poskytovatele, a to včetně poskytování individuální zpětné vazby.

### 3.3. Charakteristiky poskytované flexibility

Z pohledu žádaného stimulačního účinku motivačních schémat je vhodné definovat charakteristiky požadovaného výsledného produktu, který má být působením motivačních schémat dosažen. Předpokládáme tyto základní:

- ✦ dostupný výkon,
- ✦ stabilitu poskytovaného výkonu,
- ✦ náběžnou rampu,
- ✦ dobu poskytování,
- ✦ sestupnou rampu.

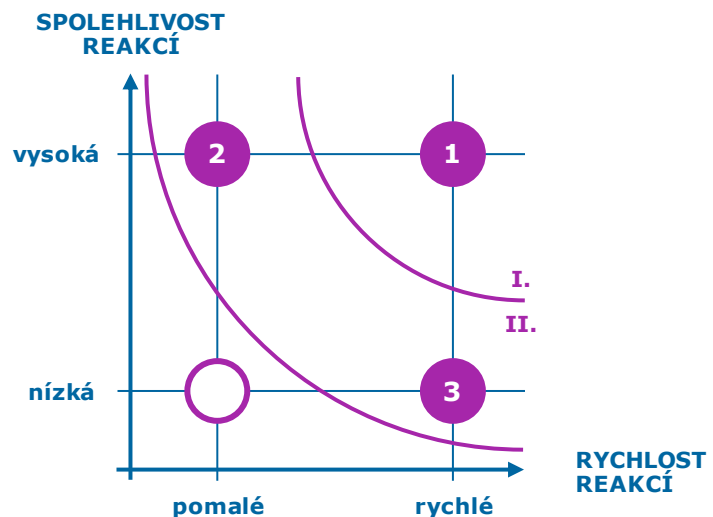
Při modelování dostupné flexibility a efektivity motivačních schémat je třeba zvážit i regeneraci poskytovatele, tedy dobu, za kterou POFL obnoví svou schopnost flexibilitu opět poskytovat, a míru, ve které bude schopen flexibilitu opět poskytovat.

### 3.4. Reakční charakteristiky individuálních poskytovatelů flexibility

Z pohledu nejistoty poskytnuté služby jednotlivým POFL a kaskádnosti regulace můžeme očekávat, že agregátor bude ve svém portfoliu mít POFL ve spektru charakteristik:

- ✦ od pomalé reakce, nízké spolehlivosti a dostupnosti ,
- ✦ až po rychlé reakce a vysokou dostupností a spolehlivost reakce na stimul.

Ideálně by agregátor kooperoval pouze se subjekty, které přesně reagují na požadavek změny výkonu (v jeho velikosti, okamžiku aktivace i délce poskytnutí - tedy spolehlivosti) a zároveň je jejich odezva rychlá – zóna I. Pokud by své portfolio POFL rozšiřoval i o poskytovatele ze zóny II., zřejmě by postupnou aktivací od pomalejších k rychlejším skládal požadovaných diagram. Jako rezervu pro doladění agregovaného produktu by si pak držel partnery se schopností reagovat rychle a přesně.

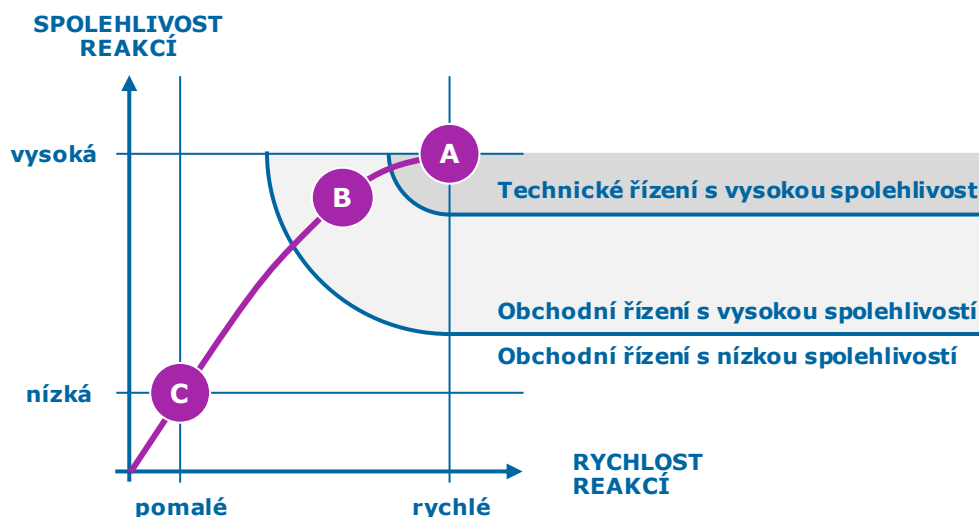


Při hodnocení jednotlivých POFL nebo množiny POFL zřejmě bude brán v potaz:

- ✦ Rychlost reakce ,
- ✦ Rychlost učení a/nebo přeučení,
- ✦ Spolehlivost reakce v čase i výkonu (dostupnost, dodržení požadovaného výkonu, dodržení požadovaného času).

Z pohledu uplatnitelnosti výsledného produktu na trhu se domníváme, že individuální poskytovatelé budou v praxi kategorizováni následujícím způsobem:

- ✦ typ A - technické řízení, analogie k PpS,
- ✦ typ B - obchodní řízení s vysokou spolehlivostí (dostupnost, rychlost odezvy, spolehlivost reakce), analogie k RE,
- ✦ typ C - obchodní řízení s nízkou spolehlivostí, nevhodné k operativnímu řízení, spíše dlouhodobé učení vhodného vzoru chování a jeho stabilizace.



### 3.5. Poskytovatel motivace a účinek motivace

Způsob konstrukce motivačních schémat i jejich přitažlivost pro zákazníka, resp. závaznost motivačních schémat se odvíjí od typu subjektu, který motivaci nabízí:

- ✦ **Distributor** – základní sazba většinou určená výkonem, ročním objemem odebrané práce, charakteristikou OM, vybaveností spotřebiči apod. Jejím cílem je motivovat odběratele k chování, které negativně neovlivňuje síť,
- ✦ **Obchodník** – do tarifů promítá cenovou situaci na trhu, resp. vlastnosti svého nákupního portfolia, případně i platební morálku zákazníka,
- ✦ **Další subjekt**, např. agregátor – předpokládá se, že do jeho nabídky se bude přímo promítat aktuální situace na trhu se službami, RE nebo EE,
- ✦ **Trh** při individuálních interakcích mezi účastníky, nebo prostřednictvím k tomu určených nástrojů a platforem (funkčních trhů včetně rozhraní pro datové interakce – forwards, futures, bilateral, OTC, burza až VDT/VT) odhaluje očekávání trhu nebo jeho aktuální potřeby.

Mezi typem subjektu, který motivaci protistraně nabízí či předkládá, a závazností nabídky (motivace) je poměrně úzká vazba:

- ✦ **Distribuční sazby** jsou přidělovány na základě technických charakteristik, u vyššího rizika negativních zpětných vlivů OM na chod sítě (typ zatížení, příkon, ...) je většinou vyžadováno technické řešení, které je certifikováno, případně jej PDS přímo ovládá. Možnost zákazníka se vzepřít takové motivaci je tedy limitovaná,
- ✦ **Tržní nástroje** jsou většinou doprovázeny oboustrannou dohodou, která specifikuje finanční postih, pokud se skutečná výroba/odběr liší od deklarovaného/smluveného. Míra závaznosti je tedy závislá na finanční síle motivace či sankcí,



- ✦ **Obchodní tarify** si zákazník svobodně vybírá, na jeho volbu bezesporu má vliv atraktivita nabídky, na druhé straně však i jeho schopnost tarifu vyjít vstříc a změnit své odběrové chování. U zákazníků s vyšší spotřebou a variabilitou výbavy, která umožňuje změnu odběru bez dopadu na komfort či podnikání, lze zájem o obchodní tarify s výraznějším působením (výraznějším rozdílem cen v jednotlivých pásmech) předpokládat. Menší zákazníci díky svému konzervatismu a nižší schopnosti měnit své odběrové chování bez dopadu na komfort [4], [11], [12] však mají nižší tendenci vybírat si tarify s výraznými rozdíly v cenách.

Z očekávání vkládaných do agregace flexibility usuzujeme, že **role agregátora** nebude jednoduchá, neboť **bude propojovat dva rozdílné světy** a působit na dvě rozdílné strany:

- ✦ vůči trhu s jasnými pravidly, kde bude uplatňovat výsledek agregace, tedy obchodní produkt splňující definované standardy (nízkou míru nejistoty),
- ✦ vůči značně heterogenní skupině individuálních poskytovatelů flexibility, jejichž míra zodpovědnosti však bude značně nižší (jejich chování bude vykazovat vyšší míru nejistoty).

Zároveň vnímáme riziko, že se jednotlivé typy motivace mohou vzájemně kanibalizovat – např. přílišné působení na odběratele příliš brzy (ToU) může vyčerpat potenciál flexibility pro operativní řízení.

### 3.6. Cíl motivace

Cíle, kterých chceme působením motivačních schémat na zákazníka dosáhnout, lze v zásadě kategorizovat takto:

- ✦ **Dlouhodobé naučení vzoru chování a jeho stabilizace** - komplexní systém plateb (cen) za příkon či rezervovanou kapacitu a jednotkových cen za odebranou energii motivuje odběratele přizpůsobit se předdefinovaným požadavkům. Jistou výhodou je, že si odběratelé sami můžou určit, jakým způsobem budou omezovat užívání energie v tyto předurčené hodiny či dny. Očekávaným efektem je **přesunutí spotřeby** do vhodnějšího času. Mimo tarifní systémy lze mezi dlouhodobé motivace řadit i EPC programy. Obecně lze na tuto kategorii pojmenovat jako „vyhlazování zátěže“ (load shedding),
- ✦ Naplánovaná změna zatížení v určitý časový úsek - motivační systémy vedou odběratele k **omezení spotřeby ve špičce** (peak shaving), a to v případě, že špičky lze předvídat a promítnout je do statických cen tarifů, případně do dynamických tarifů (RTP, CPP). Oproti „load shedding“ míří na jiné typy spotřeb,
- ✦ **Okamžitá změna** zatížení - operativní změny zatížení oproti finanční pobídce, případně nástroje pro předcházení krizovým stavům<sup>2</sup>,
- ✦ Poskytnutí **specifické služby** na vyžádání - oboustranné smluvní vztahy se striktními podmínkami pro poskytování regulační energie nebo podpůrných služeb.

<sup>2</sup> Nástroje pro předcházení stavům nouze ani řízení soustavy ve stavu nouze dle vyhlášky 20/2010 Sb. (regulační, vypínací či frekvenční plány) nezahrnujeme do této analýzy jako nástroje relevantní z pohledu vytěžení flexibility za běžného provozu ES ČR.



### 3.7. Vizualizace a vtažení zákazníka do hry

Efekty motivace budou bezpochyby nižší, pokud nebude zákazníkovi poskytována zpětná vazba o přínosech jeho chování. Vizualizace cílů, očekávání, stavu a výsledků by tak měla být součástí motivačního systému. „Customer engagement“ v sobě zahrnuje i sociálně-behaviorální prvky s cílem vybudit (zejména malých) zákaznických soutěživost.

Z technického pohledu je nezbytné zajistit dostupnost naměřených dat, snížit jejich dopravní zpoždění a nasadit nástroje pro predikci, porovnání a vizualizaci spotřeby s/bez reakce na motivační signály.



## 4. ZÁKLADNÍ KATEGORIZACE MOTIVAČNÍCH SCHÉMÁT

Donedávna byly v oblasti řízení zátěže používány termíny „demand response“, „demand side response“ či „demand side management“. Jejich cíle jsou však shodné – ovlivňovat stranu spotřeby, resp. poptávku spotřebitelů tak, aby změnili své odběrové chování. S rozvojem nových technologií, zejména aktivního řízení spotřeby, vnořených zdrojů pro krytí vlastní spotřeby či akumulace se ze schopnosti změnit své odběrové chování stává „flexibilita“.

Základní kategorizace motivačních schémat se však za tuto dobu příliš nezměnila [2], [3], [4], [5], [6] a [7].

Pro potřeby naší studie definujeme následující kategorie motivačních schémat:

### 4.1. Motivační programy s pevnou cenou

Je třeba rozlišit jednosložkové ceny, kdy zákazník platí pouze jednu složku (platbu) za odebranou službu, a to buď:

- ✦ pouze vztaženou k odběrnému místu (paušální platba, stálý plat) nebo ,
- ✦ vztaženou pouze k množství odebírané služby (paušální platba nebo platba odvislá od odebraného množství a jednotkové ceny),

od dvou či vícesložkové ceny, kdy zákazník hradí:

- ✦ platby stálé (stálý plat) a
- ✦ platby za odebranou energii.

Každopádně cena, kterou zákazník hradí za služby je pevná, a to:

- ✦ **jednotkově za odebranou energii** - zákazník platí pevnou jednotkovou cenu za odebíranou energii. Typickým představitelem je platba za odebrané množství elektřiny v jednotarifu,
- ✦ **absolutně za odebranou energii** – zákazník platí pevnou cenu za dané smluvní období, bez ohledu na skutečný objem odebraných služeb. Tento způsob zpoplatnění se v praxi používá zřídka, a to v případech, kdy je odběr velmi nízký a instalace měřícího zařízení není ekonomická. Cena může být smluvně stanovena dle povahy/struktury spotřeby/ zákazníka - např. varianty „jednotarifů“ dle očekávané souhrnné spotřeby/měsíc, vybavenosti apod.,
- ✦ **absolutně za odebranou energii, platba je odstupňovaná dle příkonu** - zákazník platí pevnou cenu za odebranou energii v daném smluvním období, jejíž výše je odstupňována dle příkonu odběrného místa (OM), avšak nezávisí na skutečném objemu odebrané energie. Tento způsob zpoplatnění se v praxi používá zřídka, a to v případech, kdy je odběr velmi nízký a instalace měřícího zařízení není ekonomická. V ČR se např. jedná o distribuční tarify C60d pro neměřené odběry a C62d pro veřejné osvětlení [8],
- ✦ **absolutně za stálý plat** – zákazník platí pevnou cenu v daném smluvním období, jejíž výše je odstupňována dle příkonu odběrného místa (OM).

Cenové programy s pevnou cenou bez ohledu na objem odebírané energie jsou výjimečné. Standardní jednotarif je kombinací pevné ceny za stálou složku platby a pevné jednotkové ceny za odebíranou energii.

Motivační účinek těchto cenových programů, poměřovaný schopností stimulovat zákazníka ke změně odběrového chování, je nulový.

## 4.2. Motivační programy s proměnlivou cenou tarifu

Konstrukce stálé složky vícesložkové ceny bývá většinou závislá na velikosti či charakteru odběrného místa a z pohledu vytěžování flexibility nemá motivačního účinek.

Motivační účinek pro změnu odebíraného výkonu zajišťuje rozdílná výše jednotkové ceny za odebírané množství, která se mění:

- ✦ v průběhu času (časová pásma platnosti jednotlivých tarifů – nízký, vysoký, špičkový),
  - ✦ podle odebíraného výkonu (výkonová pásma),
- s tím, že tyto ceny se mění (změny tarifu nastávají):
- ✦ staticky (dle definovaného vzoru dob platností VT/NT) – ToU,
  - ✦ dynamicky dle aktuálních podmínek (na trhu či v síti):
    - avšak v rámci předem definovaných cenových pásem (ŠT/VT/NT),
    - v rámci předem definovaných mezí (min/max),
    - dle aktuálních cen na trhu (real time market pricing).

Pojmy „statický“ a „dynamický“ tarif nejsou jednoznačně definovány, avšak přiřazení lze odvodit od:

- ✦ časového předstihu, ve kterém jsou zákazníkovi oznamovány změny ceny, resp. doby platnosti definované ceny (na rok či sezónu dopředu, v horizontu týdnů, dnů, až hodin),
- ✦ jemnosti škálování ceny v průběhu dne - 2 až 24 cenových pásem pro každý den.

Samy tarify nekladou přímý požadavek na velikost poskytovaného výkonu, který má POFL dát k dispozici, pouze stimulují nebo inhibují odběr v definovaných časových pásmech. Disponibilní výkon je třeba vysledovat empiricky či jej namodelovat při známých charakteristikách OM a známé cenové elasticitě zákazníka.

Motivační účinek roste s rozdílem cen v základním pásmu ceny (NT) oproti cenám ve vysokém nebo špičkovém tarifu.

Nasazení tarifů je podmíněno dostupností prostředků pro:

- ✦ informování odběratele o cenách a dobách jejich platnosti – u statických tarifů lze řešit zveřejněním či informováním zákazníka, u dynamických tarifů je třeba nabídnout efektivnější nástroje (Home display, alert, on-line aplikace až po integraci HEMS),
- ✦ měření, záznam a zúčtování odběru v jednotlivých dobách platnosti rozdílných cen – u statických dvoutarifů lze řešit „naprogramováním“ měřícího zařízení, u dynamických vícetarifů lze s výhodou využít průběhové měření<sup>3</sup>.

Standardně není zákazníkovi nabízen prostředek pro technickou realizaci snížení odebíraného výkonu. ČR je v tomto specifická, kdy dvoutarifní systémy jsou distributorem nabízeny za podmínky blokace definovaného typu spotřeby po dobu platnosti VT.

<sup>3</sup> vlastnictví a technologie měřícího zařízení limituje rozsah služeb nabízených ostatními subjekty – typ měřícího zařízení, které např. v ČR instaluje a provozuje PDS, limituje nabídku obchodních tarifů. Alternativy jsou dostupné, avšak pro drobného zákazníka neekonomické.

### 4.3. Motivační programy řízené pobídkou či slevou

Oproti tarifním systémům není motivace či sleva součástí základního tarifu, ale působí nad rámec tohoto základního tarifu [6].

Nadstavbovou motivaci je třeba konstruovat tak, aby nebyla v rozporu s motivačním účinkem základního tarifu.

Za typické představitele jsou považovány:

- ✦ **Incentive based programs** – zákazníkovi je poskytována sleva za změnu odběru v určitém čase nebo na vyžádání, řízení spotřebičů není podmínkou,
- ✦ **Direct load control, interruptible, curtailable nebo scheduled load** – zde naopak přímé ovládání spotřeby je podmínkou, cenová sleva je doprovodným prvkem. V této kategorii jsou zařazeny zásahy spíše nouzového charakteru, jejichž počet a doba trvání jsou dopředu limitovány. Literatura uvádí, že tyto nástroje se uplatňují při řešení síťových omezení [6].

V ČR nejsou tyto nástroje standardně využívány za běžného provozu sítě, při řízení ve stavu nouze nebo předcházení stavu nouze mají síťoví operátoři možnost omezit nebo odepnout část zátěže (regulační plány, vypínací plány).

### 4.4. Motivační programy řízené událostmi

Tyto programy vnímáme jako aktivované akutní události, resp. situací v síti nebo na trhu. Do této kategorie řadíme:

- ✦ **Emergency DR**, která se uplatňuje v okamžiku převisu poptávky – nabízí se sleva (platba za) redukci odběru po dobu nedostatku výkonu v systému,
- ✦ **Event driven tariff** - tarify řízené událostmi, např. CPP (critical peak pricing) je vnímán jako hybrid ToU a dynamických tarifů (RTP, tarif v reálném čase). Za standardních podmínek se chová jako ToU, ovšem za specifických podmínek je uplatněna špičková cena (peak price).

### 4.5. Programy vázané na chování trhů

Předchozí motivační schémata vesměs představují vzájemnou dohodu, kdy zákazník přijme oproti motivaci závazek změny svého chování za definovaných podmínek s tím, že podmínky, časová pásma platnosti či ceny se v zásadě nemění, případně transparentně sledují trh podle dohodnutého algoritmu.

Motivační programy vázané na chování trhů představují **interaktivní** model, kdy účastníci transakce vzájemně vyjednávají a snaží se kvantifikovat svoji potřebu nebo ochotu tržně srozumitelným způsobem.

Literatura (přehledně shrnuto v [13]) popisuje následující mechanismy:

- ✦ **Demand bidding** (dražba, aukce, veřejná soutěž) - aktivní účastníci trhu nabízí snížení spotřeby za určitou předem dohodnutou cenu. Existují dvě možnosti:
  - uživatelé stanoví cenu, za kterou jsou ochotni prodat jejich redukovanou zátěž,
  - energetické společnosti určí cenu, za jakou jsou ony ochotny platit a zákazníci následně sdělí, jak velkou redukci zátěže jsou schopni za tuto cenu poskytnout.

Vzhledem k tomu, že na liberalizovaném trhu mají převahu velkoobdobatelé z oblasti komerční a průmyslové sféry, je téměř nemožné pro maloobdobatele se zde prosadit. Větší šance mají v případě, že přes zprostředkovatele se agregují do jednoho celku, aby získali silnější postavení na trhu a mohli tak konkurovat ostatním. Ačkoliv je tento přístup v literatuře zmiňován již na začátku tisíciletí, ukazuje se jako nadčasový. K tomuto konceptu konverguje snaha EU při agregaci flexibility do standardně obchodovaných produktů.

Trhy, kde lze takové produkty obchodovat, jsou v ČR funkční (bilateral, day ahead, intraday, ballancing),

- ✦ **Capacity market** - v literatuře <sup>[6]</sup> zmiňováno jako závazek snížit odběr, který je sjednaný s velkým předstihem (v řádu měsíců) a který má systémový operátor (ISO) možnost aktivovat s předstihem v řádu hodin. Udává se platba za dostupnost (capacity payment),
- ✦ **Vyrovňovací a vnitrodenní trhy** (Ballancing / intraday markets) - kde se obchoduje energie pro finální úpravu obchodní pozice<sup>4</sup>, na vyrovňovacím trhu pak regulační energie pro potřebu PPS<sup>5</sup>,
- ✦ **Podpůrné služby** (ancillary services) - kde se transparentně obchodují služby pro stabilizaci ES<sup>6</sup> (PR, SR, MZ5, MZ+/-/15, SV30), případně pro udržení parametrů ES ČR (SRUQ) nebo obnovu v mimořádné situaci (BS, OP).

#### 4.6. Dlouhodobé programy pro dosahování energetických úspor

Energy Performance Contracting (EPC) je vykládáno jako „financování energeticky úsporných opatření z budoucích úspor“. Tyto služby dnes nabízejí tzv. ESCO společnosti (Energy Services COmpany). Náklady na dosažení úspor jsou financovány poskytovatelem a spláceny z úspor nákladů na energii.

Výsledkem EPC kontraktu bývá snížení maxima odběru (RK), stabilizace diagramu, případně alternace nákupu energie vlastním zdrojem (KGJ, FVE).

Sekundárním efektem EPC kontraktu může být odhalení potenciálu flexibility, který je následně zpeněžen na trhu.

---

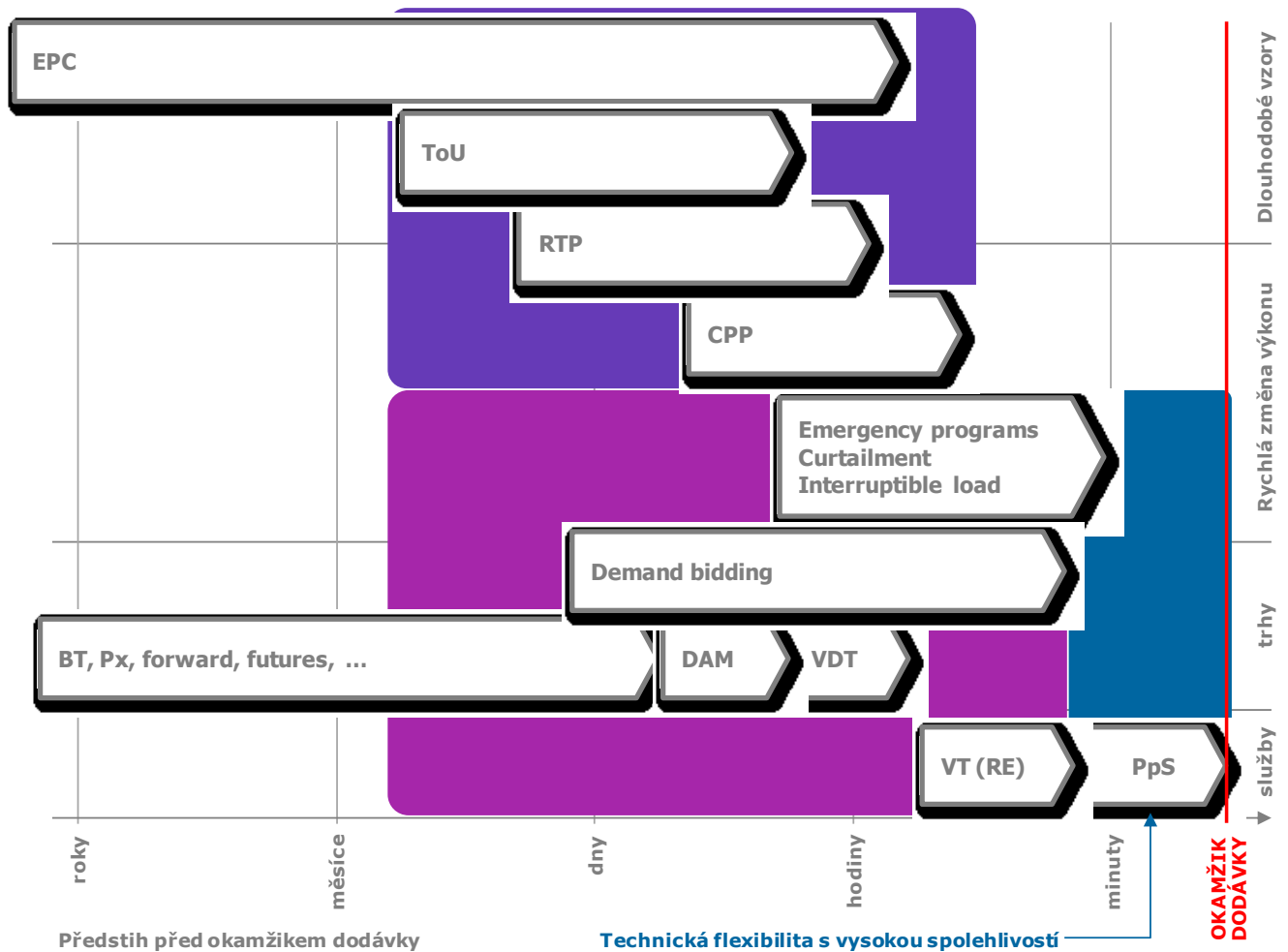
<sup>4</sup> dále viz kap. 8.2

<sup>5</sup> dále viz kap. 8.3

<sup>6</sup> dále viz kap. 8.4

## 5. MOTIVAČNÍ SCHÉMATA A STANDARDNÍ TRŽNÍ MECHANISMY

Inspirováni [6] jsme se pokusili jednotlivé identifikované typy motivace alokovat do množin a zohlednit zavedené a funkční tržní mechanismy:



### 5.1. Dlouhodobé vzory chování

Komplexní systém plateb (cen) za příkon či rezervovanou kapacitu a jednotkových cen za odebranou energii motivuje odběratele přizpůsobit se předdefinovaným požadavkům, dlouhodobě se naučit vhodný vzor odběrového chování. Jistou výhodou je, že si odběratelé sami mohou určit, jakým způsobem budou omezovat užívání energie v předurčené hodiny či dny. Očekávaným efektem je přesunutí spotřeby do vhodnějšího času - změna spotřebního chování neomezuje komfort odběratele (případně procesy podnikatele). Mimo klasické vícetarifní systémy (ToU) lze mezi dlouhodobé motivace řadit i EPC programy. Obecně lze na tuto kategorii nahlížet jako „vyhlazování zátěže“ (load shedding).

Dynamické tarify (real time pricing) vedou odběratele k omezení spotřeby ve špičce (peak shaving), a to v případě, že špičky lze předvídat a promítnout je do statických cen tarifů, případně do dynamických tarifů. Oproti „load shedding“ míří na jiné typy spotřeb (krátkodobé odepnutí zátěže).

Ačkoliv jsou programy označeny jako „dynamické“, v praxi obvykle nejsou aktivovány v reálném čase, ale jsou ohlašovány v určitém předstihu - obvykle předcházející den.

## 5.2. Rychlá změna výkonu

Operativní změny zatížení oproti finanční pobídce již nabízí rychlejší odezvy, avšak stále jsou vyhlašovány s určitým předstihem - critical peak pricing s předstihem v řádu hodin.

Některé země uplatňují „rychlé přerušení“, zákazník dává k dispozici možnost změny výkonu po určitou dobu a smluvně se zavazuje udržovat jeho dostupnost. Je definována kompenzace a max. počet aktivací. Reakční čas je krátký, proto se využívá při přetížení nebo poklesu frekvence.

Poskytnutí specifické služby na vyžádání - oboustranné smluvní vztahy se striktními podmínkami pro poskytování regulační energie nebo podpůrných služeb

## 5.3. Tržní interakce

Tržní nabídka flexibility na základě finančně ohodnocené poptávky. V oblasti flexibility se nabízí např. využití vyrovnávacích trhů s regulační energií. V mnohých zemích však stále existují překážky bránící širšímu rozvoji agregace distribuované flexibility.

## 5.4. Podpůrné služby a regulační energie

Specifické trhy, kde PPS nakupuje služby (nejen) pro udržení bilance elektrizační soustavy. Jelikož se jedná o služby s vysokou spolehlivostí, jsou vyžadovány specifické parametry a garance, např. ověření schopnosti poskytovatele podpůrných služeb (PpS) sjednanou službu poskytnout kdykoliv (certifikace, namátková kontrola, analýza obchodních měření).

Dnes jsou PpS poskytovány převážně individuálními fyzickými výrobními bloky, což v mnohých zemích negativně ovlivňuje přístup ke službám poskytovaným agregací - (ne)podpora virtuálních bloků, požadavky na symetrii služby apod.



## 6. MOTIVAČNÍ SCHÉMATA POUŽÍVANÁ VE VYBRANÝCH ZEMÍCH EU

Na úvod je nutno zdůraznit, že v zásadě platí, že v jednotlivých státech dochází ke kombinaci motivačních schémat jak explicitních tak implicitních, aby byly reflektovány rozdílné preference různých kategorií odběratelů. Za tím stojí snaha o maximalizaci spektra participujících a tím i možností v dosažení flexibility.

Následujících 9 členských států EU bylo vybráno jako vhodný reprezentativní vzorek přístupů k motivačním schématům používaným pro podporu demand response a flexibility. Jsou mezi nimi státy, které patří v této oblasti mezi nejpokročilejší, mj. Finsko a Francie, stejně tak jako státy, ve kterých v současné době dochází k rozvoji těchto schémat, jako např. Německo či Itálie. Zahrnuty jsou také státy se specifickými parametry trhu s elektřinou, které vedou k do jisté míry odlišným či specifickým přístupům k demand response a flexibilitě. Zde jde především o Nizozemí či Španělsko. Ze zbývajících členských států jsou analyzovány podmínky v Rakousku, Dánsku a Velké Británii.

### 6.1. Rakousko

V Rakousku je zjevný pozitivní vývoj ve struktuře explicitních motivačních schémat, především zpřístupněním vyrovnávacího trhu nezávislým agregátorům. Problematické zůstává, že poskytovatel flexibility musí mít bilaterální smlouvu se subjektem odpovědným za vyrovnávání (Balance Responsible Party - BRP). Požadavek bilaterálních smluv omezuje soutěžní prostředí mezi nezávislými agregátory, což lze pokládat za významnou překážku na rakouském trhu.<sup>[14]</sup> Obecně není v Rakousku příliš silně nastavený ekonomický rámec pobídek, který vylučuje z participace řadu odběratelů s odběrem menšího objemu. Mezi plánované opatření se řadí optimalizace výměny dat mezi provozovateli distribuční soustavy, provozovatelem přenosové soustavy a dalšími účastníky. Připravováno je také užívání smart meteringu pro eliminaci výkyvů a pro podporu všech forem hodnocení flexibility. Přístupný pro schémata demand response a flexibility je v současné době pouze primární vyrovnávací trh, přičemž dílčí prvky zahrnují i úpravu nastavení náhrad za využití přenosové soustavy (Netznutzungsentgelt) ve prospěch těchto schémat.<sup>[14]</sup> V Rakousku v současné době není uvažováno nad kapacitními mechanismy, jelikož dostupné nástroje, především správa přetížení, programy tržního vyrovnávání a mezinárodní spolupráce se Švýcarskem, Slovinskem a Německem, jsou pokládány za dostačující. Na velkoobchodním trhu, tedy spotovém trhu EPEX, v zásadě nedochází k realizaci demand response.

Flexibilita v rámci distribuční soustavy je předmětem několika výzkumných a vývojových projektů, mezi které lze zařadit např. hybridVPP4DSO<sup>[15]</sup>, zaměřující se na komerční využití virtuálních elektráren koordinovaného s technickou správou distribuční soustavy.

V nedávné době došlo ke změnám síťového tarifu<sup>[16]</sup>, který zavedl snížený tarif platný pro objemy aktivované v rámci povelů operátora přenosové soustavy, aby byla udržena finanční motivace k participaci na demand response schématech.

V roce 2014 byly upraveny produktové požadavky na vyrovnávacím trhu ve prospěch menších odběratelů. Minimální nabídka byla snížena na 1 MW při plně automatizované aktivaci a požadavek na trvání aktivace byl snížen z 16 na 4 hodiny. Některé relikty regulatorního rámce, např. udržování dedikovaného telefonního spojení s operátorem přenosové soustavy, naopak přinášejí potřebu dodatečných nákladů a snižují okruh odběratelů účastnících se v rámci explicitních motivačních schémat.

Dlouhodobý vyrovnávací trh operuje na týdenní bázi. Připuštěny jsou symetrické nabídky o velikosti min. 1 MW. Uplatňují se specifická pravidla pro poolování kapacity<sup>[17]</sup>. Dodatečná kontrola je zajištěna přeshraniční spoluprací rakouského a švýcarského poskytovatele přenosové soustavy v případě přebytečných objemů.

Střednědobý vyrovnávací trh operuje na bázi tří časových období (víkend, pracovní dny během špičky a pracovní dny mimo špičku), přičemž tříhodinové sloty a možnost kladné i záporné regulace spotřeby podporují participaci demand response operátorů. Na této úrovni je však velká část kontroly zajištěna skrze dohody o spolupráci s Německem a se Slovinskem<sup>[14]</sup>.

Krátkodobý trh na denní bázi operuje skrze 6 čtyřhodinových oken. Je umožněno upravit cenu energie pro nadcházející den, což má pozitivní vliv na participaci menších poskytovatelů bilančních služeb či využití obnovitelných zdrojů jako jsou větrné elektrárny<sup>[18]</sup>.

Předkvalifikace je vyžadována před uzavřením rámcové dohody s provozovatelem přenosové soustavy, kterou je zapotřebí uzavřít zvlášť pro každý bilanční program, platí po dobu 3 let a v současné době neklade zvláštní požadavky na demand response či specifické technologie pro zajištění flexibility<sup>[19]</sup>.

Tržní ceny za kapacitu přes jistý pokles zůstávají relativně vysoké. Bilanční služby a doplňkové služby fungují na bázi platby dle nabídky (pay as bid), přičemž dochází k posunu od využívání kapacitních cen k využívání cen za energii.

## 6.2. Dánsko

V současné době není v Dánsku obecně vysoký tlak k rozvoji flexibility ze strany provozovatelů přenosové či distribuční soustavy. Díky dostatečné kapacitě a dobře fungujícímu trhu s elektřinou zůstává finanční motivace k zajištění flexibility nízká<sup>[20]</sup>. Přesto je však nutné s tímto požadavkem počítat vzhledem k rostoucímu podílu obnovitelných zdrojů. V současné době v Dánsku nepůsobí žádný nezávislý agregátor zajišťující demand response, především z důvodu potřeby předchozí smlouvy se subjektem odpovědným za vyrovnávání (BRP) či maloobchodními poskytovateli. Další, především ekonomické bariéry ve svém důsledku vedou k tomu, že tyto potřeby jsou plně pokryty přímo ze strany maloobchodních distributorů a BRP. Vyrovnávací programy jsou zásadně konfigurovány způsobem, který umožňuje účast pouze velkých odběratelů, tím, že vyžadují minimální objem ve výši 10 MW<sup>[14]</sup>.

V současné době stále probíhá implementace koncepční reformy „Markedsmodel 2.0“<sup>[21]</sup> započaté v roce 2014, která má usnadnit integraci většího podílu obnovitelných zdrojů za pomoci flexibility a propojení trhu s dalšími severskými zeměmi. Jedním připravovaných motivačních schémat pro posílení poptávkové flexibility je nastavení jednoznačných cenových signálů. Je zvažována též proměna obchodního modelu, která umožní flexibilní spotřebu za účasti nezávislých agregátorů<sup>[22]</sup>.

Dánská přenosová soustava se dělí na dvě části, první synchronizovanou s Německem (DK1) a druhou vázanou na Severskou přenosovou soustavu (DK2), které jsou propojeny za pomoci „Storebælt HVDC“. Tato struktura má za důsledek, že řada vyrovnávacích programů či použitých motivačních schémat je limitována na jednu či druhou část přenosové soustavy.

Hlavní režim demand response v Dánsku stojí na souboru elektrických bojlerů v místních teplárnách s celkovou kapacitou cca 600 MW. Toto vyrovnávání je umožněno doplňkovým užitím kombinovaných tepelných a elektrických generátorů na zemní plyn a vysokou instalovanou kapacitou tepelných akumulátorů, které zajišťují vysokou flexibilitu pro spotřebu a produkci elektrické energie<sup>[14]</sup>. Současné pilotní projekty testují možnost implementace frekvenčně řízené rezervy (FCR). V rámci přenosové soustavy DK1 je rezerva plně pokryta z Norska, dánský trh zde tedy neexistuje. Jsou zde namísto toho rozvíjeny plány otevřeného evropského trhu s elektřinou<sup>[23]</sup> strana 7. V přenosové soustavě DK2 je

společný trh pro frekvenčně řízené rezervy se Švédskem. Velkoobchodní trh s flexibilitou je společný v rámci severských zemí (Elbas – vnitrodenní spotový trh a Elspot – denní spotový trh), objemy jsou však relativně nízké. Většina dánské elektrické energie je obchodována na spotovém trhu Nord Pool Spot. Dánský provozovatel přenosové soustavy odmítl kapacitní mechanismy a jeho plán výstavby strategické rezervy byl zamítnut Evropskou komisí.

Využití flexibility v rámci distribučních soustav bylo testováno v rámci zkušebních projektů, m.j. EcoGrid, Ecogrid 2.0.<sup>[24]</sup>, iPower<sup>[25]</sup> a SmartNet<sup>[26]</sup>, relativně malé problémy s místním přetížením však vedou k nízké prioritě implementace poptávkové flexibility. Investiční regulační rámce doposud upřednostňovaly rozvoj kapacit (CAPEX) před snižováním provozních nákladů skrze flexibilitu (OPEX)<sup>[27]</sup>, v tomto směru však dochází k postupné proměně trendu. V současné době nejsou v Dánsku žádné konkrétní mechanismy pro provozovatele distribučních soustav k nákupu poptávkové flexibility<sup>[14]</sup>. V rámci diskuse o změně tarifů na přenosové i distribuční úrovni je diskutován význam aktivního přístupu k demand response a flexibilitě.

Jako v Rakousku, i v Dánsku je role nezávislých agregátorů omezována tím, že poskytovatel flexibility musí mít bilaterální smlouvu se subjektem odpovědným za vyrovnávání (BRP). Nadto je významnou překážkou, že demand response a produkce energie nemohou být agregovány do jedné nabídky, čímž vznikají dodatečné tržní bariéry pro menší hráče.

Dlouhodobý kontrolní trh představuje automaticky provozovaná rezerva pro udržení frekvence (frequency containment). Požadavky na krátký čas dodávky a častou aktivaci v zásadě vylučují běžná demand response schémata. Střednědobý kontrolní trh vyžaduje symetrické nabídky a je v celém objemu pokryt z Norska. Krátkodobý trh funguje na společných pravidlech pro DK1 i DK2. Hlavní překážkou je výše minimální nabídky 5 MW<sup>[28]</sup>. Funguje zde společný regulační trh pro severské země. Účast na frekvenčně založených doplňkových službách vyžaduje měřicí zařízení o přesnosti a citlivosti vyšší než 10 mHz. Účast na krátkodobém rezervním trhu vyžaduje zřízení kontrolního centra operujícího 24/7. Další překážkou je nedostatečná transparentnost ohledně výchozích údajů (baseline data). Tyto tržní bariéry by měly snížit nové agregační rámce založené na pokročilém online meteringu<sup>[14]</sup>. Platby fungují na bázi mezní ceny.

### 6.3. Finsko

Finsko získává značnou část své elektrické energie z okolních zemí, tedy Švédska, Norska, Estonska a Ruska. Motivační schémata pro demand response jsou na pokročilé úrovni a přítomná na všech úrovních trhu s elektrickou energií. I zde jsou však přítomné překážky, jako např. limitace nezávislých agregátorů na FCR-D trh, který je obecně nejméně limitující ve směru využití demand response mechanismů. I proto se rozsáhlejší využití demand response limituje na FCR-D a mFRR (Manual Frequency Restoration Reserve) trhy. Rozšíření na FCR-N (Frequency Containment Reserve for Normal Operation) trh je povolné v návaznosti na pilotní projekt z roku 2017. Na aFRR (Automatic Frequency Restoration Reserve) trhu demand response zatím ve Finsku nemá své místo. Obecně je ve Finsku trend k rozvoji obchodních modelů poskytujících demand response a flexibilitu, včetně účastní malých odběratelů skrze agregaci.

Všechny formy doplňkových vyrovnávacích služeb jsou otevřeny demand response přístupu, v některých však je limitováno jejich užití nemožností agregace. Agregace mezi různými vyrovnávacími skupinami je přípustná pouze na FCR-D trhu<sup>[14]</sup>. Na mFRR se demand response podílí na cca čtvrtině celkové kapacity<sup>[29]</sup> a probíhá pilotní projekt zaměřený na umožnění agregace mezi vícero vyrovnáváním a rozvoj účasti nezávislých agregátorů na

regulaci trhu s energií<sup>[30]</sup>. Podobně jako v Dánsku je zde možnost demand response přes spotové trhy Elspot a Elbas, agregace je však možná pouze skrze subjekt odpovědný za vyrovnávání (BRP). Finsko má mechanismus strategické rezervy, který je přístupný demand response od roku 2013, prostor pro flexibilitu je zde však omezený<sup>[14]</sup>.

Z hlediska poptávkové flexibility proběhlo či probíhá ve Finsku několik pilotních projektů<sup>[31]</sup> zaměřených na řízení místního přetížení, mj. Smart Grids and Energy Markets (SGEM)<sup>[32]</sup> či FLEXE<sup>[33]</sup>. Významný je též společný projekt severovýchodních a baltických zemí Flex4RES, který je zaměřen na koordinaci a kooperaci přenosových soustav za využití flexibility pro účinné začlenění většího podílu obnovitelných zdrojů<sup>[34]</sup>. Z hlediska nastavení tarifů je překážkou širšího využití demand response především dělba tarifů na denní a noční režim<sup>[35]</sup> str. 13.

Demand response je typicky poskytována velkými odběrateli. Na trhu FCR-D jsou přítomni nezávislí agregátoři, ale k jejich rostoucí roli je však podporována též nedávnými změnami na mFRR a FCR-N trzích. S výjimkou trhu FCR-D jsou ovšem nezávislí agregátoři limitováni povinností uzavřít smlouvu s maloobchodním distributorem či BRP. V současné době se ve Finsku nenabízí specifický regulační rámec, který by upravoval vztah BRP a nezávislého agregátora, což vede k vyšší nejistotě a nižší transparentnosti.

Velkoobchodní trh je vysoce přístupný díky minimální nabídce na úrovni 0,1 MW. Smart metering je v zásadě plošně zavedený a maloobchodní distributoři jsou povinni zveřejňovat tarify na hodinové bázi, což podporuje možnosti implicitních motivačních schémat poptávkové flexibility na straně domácností. V tomto směru je sice stále zapotřebí dalšího vývoje a pokročilejší automatizace a komunikace dat odběratelům, v hustěji zabydlených regionech však již došlo k jejich implementaci. I proto se těší hodinové tarify ve Finsku značné popularitě<sup>[14]</sup>.

Předkvalifikace je řešena na úrovni agregované zátěže v poolu, čímž je cílový odběratel zbaven technických požadavků a nároků na minimální rozsah účasti na demand response programu. V rámci FCR-N jsou k dispozici jak platby za dostupnost, tak platby za využití na základě čistého salda spotřeby. FCR-D nabízí pouze platby za dostupnost. Ve Finsku je umožněna částečná komerční spoluúčast zdrojů na straně poptávky (DSR - Demand-side response) a velkoobjemová účast na FCR-D trhu. V rámci mFRR jsou na vyrovnávacím trhu poskytovány platby za využití na bázi mezní ceny a na trhu strategických rezerv se platby odvíjejí od kapacity (platba dle nabídky – pay as bid)<sup>[36]</sup>.

## 6.4. Francie

Ve Francii fungují vyrovnávací mechanismy s účastí velkých průmyslových odběratelů od roku 2003. Od roku 2007 jsou pak rozvíjeny mechanismy agregované zátěže. Od roku 2014 funguje demand response mechanismus NEBEF (Notification d'Échange de Blocs d'Effacement) na velkoobchodním trhu (od roku 2016 na denní i vnitrodenní bázi) a od roku 2017 běží kapacitní mechanismus přístupný demand response s přímou směnou mezi účastníky na trhu. Prodeje probíhají centralizovaně a anonymně přes aukci kapacitních certifikátů EPEX. Vyrovnávací a doplňkové služby jsou přístupné agregovaným demand response mechanismům. Od roku 2017 je možná také účast na vnitrodenním a denním trhu skrze NEBEF. Vztahy mezi agregátory a BRP jsou regulovány skrze standardizovaný rámec od roku 2013. V roce 2018 byla významným tématem diskuze nad pětiletým strategickým energetickým plánem (Programmation pluriannuelle de l'énergie) pro období 2019-2023, jehož součástí je též podpora a rozvoj flexibility<sup>[37]</sup>.

Francouzské trhy připouštějí pouze omezené spojování nabídek demand response a produkce, tyto limitace jsou však postupně odstraňovány. V rámci doplňkových služeb je pro demand response k dispozici program FCR v kooperaci s Belgií, Dánskem (DK1),



Německem, Nizozemím, Rakouskem a Švýcarskem<sup>[38]</sup> a také v omezenější míře aFRR. Dalším motivačním schématem ve Francii jsou přímé smlouvy o přerušitelnosti dodávek v nouzových situacích mezi provozovatelem přenosové soustavy a velkými odběrateli<sup>[39]</sup>. Demand response jsou otevřeny také mFRR (Manual frequency restoration reserves) a RR (replacement reserves)<sup>[40]</sup>. Pokyny v rámci explicitních motivačních schémat jsou v závislosti na programovém tarifu udíleny buďto provozovatelem přenosové soustavy nebo Électricité de France S.A. V souvislosti s rozšířením smart meteringu jsou nadto maloobchodní distributoři oprávněni jako implicitní motivační schéma nabízet proměnlivé tarify.

Francouzský kapacitní mechanismus stojí na modelu decentralizovaného trhu, přičemž maloobchodní prodejci jsou povinni získat určité množství kapacitních certifikátů v závislosti na spotřebě jejich odběratelského portfolia<sup>[41]</sup>. Zdroje kapacity musí být certifikovány co do jejich předpokládané dostupnosti. Dle pravidel z roku 2016 je za kapacitu považována pouze dostupnost demand response na trhu<sup>[41]</sup>. Kalkulace efektivní aktivace pak vychází z vyrovnávacích mechanismů a velkoobchodního trhu.

Poptávková flexibilita je pokládána za významnou z hlediska řešení místního přetížení soustavy. Enedis v tomto směru provedla min. 18 demonstračních projektů zaměřených na testování programů pro lepší správu sítě<sup>[42]</sup>. Projektem, který stojí zvláště za zmínku je Nice Smart Valley, který je součástí evropského H2020 projektu INTERFLEX<sup>[43]</sup>. Rámcově je předpokládán další rozvoj smart meteringu pro podporu schémat flexibility<sup>[44]</sup>. Současný regulační rámec pak nastavuje systém pobídek tak, aby byla zohledněna výkonnost provozovatele distribuční soustavy včetně provozních nákladů<sup>[45]</sup>. Francie je v rámci Evropy specifickým příkladem, kdy tarify podporují demand response programy založené na cenové úpravě kritických špiček zátěže (critical peak pricing scheme). V jeho rámci je po odběrateli vyžadováno, aby snížil poptávku s jednodenní notifikací během vybraných dní v roce<sup>[46]</sup> str. 32.

Hlavní subjekty, které se podílejí na demand response programech jsou především velcí průmysloví odběratelé. Oproti řadě jiných členských států není ve Francii od odběratelů či agregátorů od roku 2014 požadována předběžná dohoda s BRP pro poskytování flexibility skrze vyrovnávací trh či NEBEF. Účast na aFRR je naopak možná pouze skrze sekundární trh a tedy na základě bilaterálních smluv s producenty. EPEX aukce pro kapacitní certifikáty je centralizovaná a anonymní.

Na základě zákona z roku 2014 funguje regulační mechanismus pro vztah mezi BRP a agregátorem, dle kterého musí být agregátorem poskytována kompenzace za náklady na dodávku dodané energie<sup>[47]</sup>. Podstatné je, že regulační rámec nabízí výchozí mechanismus cenových režimů ve vztahu k agregátorům pro nabídky na velkoobchodním trhu a vyrovnávacím mechanismu<sup>[14]</sup>.

Francouzský provozovatel přenosové soustavy podporuje demand response skrze otevřenost produktu agregaci bez ohledu na typ sítě, meteringu, distributora elektřiny či BRP. Smíšené nabídky sestávající z produkce a demand response nejsou přijímány. Pro účast na NEBEF v rámci velkoobchodního trhu je zapotřebí uzavření smlouvy s provozovatelem přenosové soustavy. Minimální objem nabídek v rámci FCR a aFRR je 1 MW, přičemž nabídky musí být v zásadě symetrické. U mFRR a RR je minimální nabídka stanovena na 10 MW. Provozovatel přenosové soustavy aktivuje nabídnuté objemy v rámci vyrovnávacích mechanismů podle pořadí vhodnosti. Produkce a spotřeba mají rovné postavení a přednost mají ekonomicky nejvýhodnější nabídky, při případném zohlednění technických omezení, zejména prodlevy do aktivace<sup>[14]</sup>.

Pro účast v kapacitním mechanismu mají poskytovatelé demand response možnost volit buď uzavření smlouvy s maloobchodním distributorem a snížení jeho závazků skrze demand response programy, či se certifikačního procesu účastnit nezávisle. Poskytovatel demand response musí být certifikován rok před dodávkovým rokem, přičemž mezi uvedenými dvěma mechanismy lze přestoupit mezi dodávkovými lety<sup>[14]</sup>.

Pro FCR, aFRR a mFRR prochází portfolia předkvalifikací od provozovatele přenosové soustavy co do kapacity, u NEBEF mechanismu je posuzována pouze schopnost agregátora realizovat správu zátěže. Pro poolovanou zátěž platí stejné požadavky jako pro agregovanou, čímž je výrazně usnadněna participace odběratelů na demand response programech. Producenti a poskytovatelé demand response se mohou účastnit spotového trhu EPEX, přičemž clearingové ceny představují ceny mezní.

## 6.5. Německo

V Německu přetrvávají některé významné překážky pro plnou realizaci poptávkové flexibility<sup>[48]</sup> str. 17 a násl. Plán proměny německého energetického systému (Energiewende<sup>[49]</sup>) se zaměřením se na obnovitelné zdroje zakládá vysokou potřebu decentralizované flexibility. Řada energetických trhů v Německu zůstává uzavřena demand response buďto legislativním opatřením nebo silným zvýhodněním producentů. Pobídky provozovatelům distribučních soustav k zajištění distribuované flexibility jsou nedostačující. Síťové poplatky jsou nastaveny ve prospěch konstantní úrovně spotřeby, znevýhodňující tak systémy flexibility. Role agregátorů na trhu není standardizována. Vysoký podíl poplatků a daní v rámci maloobchodních cen snižuje účinek cenových zvýhodnění a signálů v rámci cenově založených motivačních schémat.

Od roku 2013 je provozován program přerušitelných zátěžových bodů, které představují velká odběrná místa s v podstatě trvalým odběrem, u kterých je v rámci programu možné s rychlou aktivací po stanovenou minimální dobu přerušit dodávku. Minimální objemy jsou stanoveny na 5 MW, přičemž je přípustné poolování zátěže<sup>[14]</sup>.

V červenci 2016 byla přijata významná legislativní reforma německého trhu s elektrickou energií (Strommarktgesetz)<sup>[50]</sup>. Mezi hlavní body patří omezení zásahů státu do formování ceny, přísnější pravidla pro maloobchodní distributory, rozvoj příležitostí pro implementaci flexibility ve formě správy zátěže, proměnlivé produkce i kapacitních úložišť a vytvoření mechanismu kapacitní rezervy. Tato rezerva bude složena z elektráren, které se neúčastní trhu s elektřinou, a k jejich aktivaci dojde jen v případě nejvyšší nouze. Doprovodný zákon o digitalizaci energetické proměny<sup>[51]</sup> představuje základ inteligentní přenosové soustavy a směřuje k rozvoji implementace smart gridů na úrovni domácností do roku 2020<sup>[52]</sup>.

Denní a vnitrodenní velkoobchodní trhy jsou otevřeny implicitní a explicitní demand response od odběratelů spolupracujících s jejich BRP. V současné době však existující překážky brání aktivitě nezávislých agregátorů na těchto trzích. Německá elektřina je obchodována na European Energy Exchange EEX, na EPEX Spot a na OTC trhu. Právní úprava sice nevylučuje demand response, ale praktické překážky jako absence standardizovaných procesů, podoba síťových tarifů a nízké tržní ceny přesto působí jako bariéry pro jejich účast. Neexistující rámec pro zapojení nezávislých agregátorů pak v důsledku vylučuje jejich účast na těchto trzích.

Přes potenciální význam poptávkové flexibility jsou i v Německu značně omezené pobídky pro provozovatele distribučních soustav k investicím do této formy demand response. Omezený soubor podpůrných programů pak stále upřednostňuje posilování kapacity a snižování provozních nákladů před zajištěním poptávkové flexibility. V Německu jsou však dostupná i tradiční opatření pro správu poptávky (DSM), primárně soustředěná na zařízení

pro domácí vytápění. Jejich aktivace je však výrazně limitována cenově statickými pobídkovými schémata. Příkladem je statické snížení tarifů v rámci nočních hodin, které neumožňuje využití flexibility v rámci denních hodin<sup>[14]</sup>. Přes značnou debatu o potřebě poptávkové flexibility je proměna německého právního a regulačního rámce pouze pozvolným procesem. Přes některé dotační programy a pilotní projekty<sup>[53]</sup> nedošlo v Německu zatím k významnějším implementacím.

Provozovatel distribuční soustavy může zdržovat účast odběratele na demand response oddálením udělení nezbytného souhlasu se zapojením. Odběratelé zapojení do poptávkové flexibility nadto mohou očekávat zvýšené síťové poplatky, jelikož systém poplatků míří na využití současné struktury síťové infrastruktury, která vyžaduje standardizovaný odběratelský profil s pravidelným a stálým odběrovým schématem. Toto je zásadní překážka utilizace flexibility v Německu především pro velké odběratele<sup>[54]</sup> str. 13.

Vyrovňovací trhy jsou přístupné spíše velkým odběratelům. Nezávislí agregátoři mohou v Německu působit pouze značně omezeně, jelikož je jim právní úpravou uložena povinnost sjednat si specifické bilaterální dohody s vícero subjekty včetně BRP, přičemž nejsou dostupné standardy a na straně BRP často není vůle k dohodě<sup>[14]</sup>. Překážka způsobená závislostí agregátora na této dohodě byla zmírněna rozhodnutím příslušného spolkového úřadu (Bundesnetzagentur) ze září 2017, na základě kterého byl omezen okruh nezbytných náležitostí této dohody, přičemž byly vyřazeny ty, které činily při sjednávání největší obtíže<sup>[55]</sup>.

Minimální přípustné nabídky na vyrovnávacích trzích nepřesahují 5 MW. V současné době dochází ke změnám regulačního rámce, které mají umožnit účast flexibilnějších poskytovatelů. Dlouhodobé rezervy jsou zajištěny skrze přímé dohody s provozovatelem přenosové soustavy. Na střednědobé rezervy jsou vyhlašovány týdenní tendry a kvalifikační požadavky výrazně limitují okruh možných uchazečů. Připravované změny by měly vést k režimu na bázi čtyřhodinových bloků s denními aukcemi a možnou účastí od 1 MW. Krátkodobý trh funguje na bázi čtyřhodinových bloků soutěžených pro následující den.

Přerušitelné zátěžové body (AbLaV) mohou být sjednány přímo s provozovatelem přenosové soustavy za účelem zabezpečení stability sítě. Měsíčně je soutěžena kapacita 750 MW s reakční dobou méně jak 1 sekunda a 750 MW s reakční dobou méně jak 15 min. Ceny za dostupnost a za aktivaci jsou zastropovány a v konkrétním případě o nich rozhoduje aukce. Na rozdíl od Francie či Rakouska, je v Německu stále vyžadována předkvalifikace na úrovni kapacit, čímž je limitováno využití poolování. Technickou komplikací je potřeba oddělených napojení na každého ze čtyř německých provozovatelů přenosové soustavy<sup>[14]</sup>.

## 6.6. Velká Británie

Velká Británie sice byla prvním evropským státem, který byl otevřený demand response službám, v posledních letech se však proces značně zpomalil. Vyrovnávací služby nejsou poskytovány na formálních trzích, ale skrze tendry a bilaterální smlouvy s National Grid. Vyrovnávací mechanismus a velkoobchodní trh zůstává nepřístupný nezávislým agregátorům bez předchozí bilaterální dohody s každým maloobchodním distributorem zúčastněných odběratelů. Kapacitní mechanismus a vyrovnávací služby jsou agregátorům přístupné bez potřeby srovnatelné dohody, nastavení plateb však ponechává agregátory demand response v ekonomicky nevýhodné pozici při podávání nabídek v aukcích oproti ostatním účastníkům<sup>[14]</sup>. Kapacitní mechanismus zvýhodňuje produkci oproti demand response, v tomto směru však dochází k vyrovnávání pozic<sup>[56]</sup>. Jde o součást rozsáhlé proměny britského trhu s elektřinou (Electricity Market Reform), která byla iniciována

v roce 2011<sup>[57]</sup>, její realizace je však pozvolná a také zasažena politickým vývojem v podobě diskutovaného Brexitu<sup>[58]</sup>.

Iniciativa Power Responsive<sup>[59]</sup>, zahájená National Grid, směřuje k podpoře účasti technologií nabízejících flexibilitu na britské soustavě pro přenos elektrické energie. Hlavní pozornost je zaměřena na distribuovanou produkci, úložiště a demand response ze strany průmyslových a komerčních odběratelů.

Konkrétní data o využití demand response v rámci programů vyrovnávacích a doplňkových služeb často nejsou dostupná, jelikož jsou poskytovány na základě tendrů či bilaterálních dohod s National Grid, které nepodléhají zveřejnění. Soubor vyrovnávacích programů zaměřených specificky na demand response a flexibilitu zahrnuje Short Term Operating Reserve (STOR), Fast Reserve (FR), Demand Turn Up, Firm Frequency Response (FFR) a Enhanced Frequency Response<sup>[60]</sup>.

STOR vykazuje několik zásadních limitací pro demand response operátory, především potřebu intenzivní účasti pro udržení kompetitivní úrovně nabídky. STOR Flexible, který měl některé z těchto překážek odstranit, není National Grid soutěžen příliš často. STOR TR se vyznačuje dlouhým obdobím mezi uzavřením smlouvy a obdržením platby. STOR Runway je v tomto směru flexibilnější, když umožňuje soutěžit i s teprve budovanými kapacitami. FR není příliš atraktivním produktem pro demand response, vzhledem k požadavku minimální nabídky 50 MW a frekvence aktivace min. 10 denně. FFR oproti tomu vyžaduje minimální kapacitu pouze 1 MW. Předkvalifikace se odehrává na úrovni poolovaných zdrojů a v některých případech trpí nedostatky transparentnosti<sup>[14]</sup>.

Na velkobchodním trhu je možnost účasti demand response limitována na flexibilitu ze strany maloobchodních distributorů a největších průmyslových odběratelů, kteří jsou účastníky tohoto trhu. Nezávislí agregátoři nemají na burzy EPEX a N2EX přístup. Velká část obchodů stále probíhá formou OTC (over-the-counter). Denní trh využívá mechanismu clearingových cen, zatímco vnitrodenní trh funguje s cenami dle nabídky (pay-as-bid).

Poptávková flexibilita v rámci služeb distribuční sítě je silně podporována ze strany Ofgem v rámci plánu Upgrading our energy system: smart systems and flexibility plan z roku 2017<sup>[61]</sup>. V rámci odstraňování tržních překážek pro smart řešení umožňující optimalizaci skrze flexibilitu jsou upravovány tendry pro zlepšení postavení operátorů poskytujících flexibilitu. Je podporována spoluúčast na evropském projektu European Balancing Project TERRE (Trans European Replacement Reserves Exchange)<sup>[62]</sup>. Na kapacitním trhu se zjednodušují požadavky na měření a bylo umožněno propojení hodnoty mezi kapacitním trhem a vyrovnávacími službami. V rámci projektu Open Networks<sup>[63]</sup> konzultuje Energy Networks Association možné modely pro proměnu provozovatelů distribuční soustavy ve směru umožnění větší role flexibility. Ofgem dále zvažuje změny v cenových signálech. V roce 2019 dojde k organizačnímu oddělení National Grid ESO (electricity system operator) od National Grid, což by mělo zlepšit konkurenční prostředí a vést k novým incentívám pro podporu inovací<sup>[61] str. 12-14</sup>.

## 6.7. Itálie

V Itálii je flexibilita zajištěna primárně skrze změny v produkci hydroelektráren a elektráren na zemní plyn. Poptávková demand response je tudíž značně omezena, ačkoliv v posledních letech dochází k jejímu postupnému rozvoji. Agregace v zásadě není přípustná. Platby jsou primárně za dostupnost, méně již za využití. Z velkobchodních trhů je přístupný denní trh, uvažuje se o reformě kapacitních mechanismů se zapojením demand response. V současné době probíhá implementační fáze reformy vyrovnávacího trhu (RDE-1), která má zvýšit zapojení demand response, umožnit agregaci a změnit cenové tarify pro doplňkové



a vyrovnávací služby<sup>[64]</sup>. Plánováno je též zmírnění kvalifikačních požadavků skrze vytvoření dvou režimů v závislosti na parametrech jednotky.

Provozovatel přenosové soustavy má uzavřeny smlouvy o přerušitelnosti dodávky, přičemž minimální kapacita je 1 MW a vyžadovaná reakce je 200 ms. Podmínky se liší pro Sicílii a Sardinii. Spotový trh je přístupný jednotlivým i agregovaným operátorům poskytujícím flexibilitu. Velkobchodní trh s elektřinou v Itálii je značně aktivní, především jeho denní forma. Operátoři flexibility se mohou účastnit na poptávkových nabídkách s určením ceny, přičemž minimální nabídka je 1 MWh. Dodatečná limitace je potřebná příslušnost ke stejné tržní zóně. Účast demand response v kapacitních mechanismech je plánována<sup>[14]</sup>.

Poptávková flexibilita v Itálii je na bázi pilotních projektů jako např. Enel Info+<sup>[65]</sup>, FLEXICIENCY<sup>[66]</sup> či Smart Domo Grid<sup>[67]</sup>. Od roku 2017 jsou v Itálii instalovány smart metery druhé generace s dedikovaným komunikačním kanálem s domácí sítí, umožňující odběrateli transparentní informace o jeho spotřebě a otevírající cestu k dálkově řízeným domácím službám zajišťujícím poptávkovou flexibilitu.

Tarify v Itálii jsou sjednocené pro celé území. V nedávné době došlo ke změně struktury tarifů pro domácnosti s posílením pobídek pro úspory a nákup úspornějších zařízení<sup>[68]</sup> str. 10. Předpokládá se také změna tarifů pro ostatní odběratele<sup>[14]</sup>.

## 6.8. Nizozemsko

Nizozemí je příkladem země, kde se provozovateli přenosové soustavy podařilo za pomoci relativně jednoduché tržní struktury aktivovat značné kapacity poptávkové flexibility. Významnou roli hrají jasné a včasné cenové signály. Vyrovnávací trhy fungují primárně skrze BRP, které v rámci svých portfolií využívají účinného pasivního bilancování, které však zamezuje nezávislým agregátorům v přímém přístupu k odběratelům. Tennet, provozovatel přenosové soustavy, také efektivně využívá program nouzového zajištění energie „Omgekeerd Noodvermogen“. V roce 2017 byly vypsány tendry celkem na 350 MW<sup>[69]</sup>. Celkově je v Nizozemí pozitivní přístup k demand response ze strany většiny tržních hráčů.

Na rozdíl od většiny zemí je v systému pasivního vyrovnávání ze strany BRP do jisté míry odměňována nevyrovnanost jejich spotřeby v případě, že tím je přispíváno k vyrovnávání sítě jako celku. Toto řešení je možné díky veřejně dostupným a téměř okamžitým informacím o nevyrovnanostech a cenách<sup>[70]</sup> str. 14. K vyrovnávání systému je primárně využívána aFRR, rozvrhová či pohotovostní mFRR hraje druhotnou roli. Agregace demand response je přípustná pouze na mFRR. Na aFRR nejsou vyžadovány symetrické nabídky<sup>[71]</sup>. V rámci schématu rezervních kapacit jsou subjekty se spotřebou nad 60 MW povinny zpřístupnit své flexibilní zdroje provozovateli přenosové soustavy, přičemž mají volnost v nastavení způsobu aktivace, období i nabídkové ceny<sup>[72]</sup> str. 3. Náhradní rezervy jsou obchodovány na vnitrodenním trhu. V Nizozemí nefunguje kapacitní mechanismus s náhradami (CRM).

V současné době pobídky míří primárně do zvýšení robustnosti přenosové soustavy. Probíhá však i několik zkušebních projektů na poli poptávkové flexibility změřených na úložiště elektrické energie a chytré technologie. Příkladem Powermatching City<sup>[73]</sup> testující kombinace smart gridu a mixu obnovitelných zdrojů v domácnostech nedaleko Groningenu či Universal Smart Energy Framework (USEF)<sup>[74]</sup>, vyvíjející tržně založený kontrolní mechanismus pro chytrou správu distribuční soustavy.

Tarify užívané v Nizozemí jsou jak fixní, tak závislé na odebraném množství. V rámci systému nejsou přítomná implicitní motivační schémata využívající pobídky k přizpůsobení spotřeby, a to ani pro velké odběratele<sup>[14]</sup>.

Agregátoři hrají na nizozemském trhu malou roli. Nabízejí především optimalizaci portfolia přímo BRP skrze denní a vnitrodenní trh. Agregátor musí mít uzavřenou dohodu s BRP a operovat jako poskytovatel služby vůči BRP. Nabídky jsou vázány s prodejem elektrické energie a odběrateli tak není dán přílišný prostor pro re-negociaci kombinované nabídky agregátora a BRP<sup>[14]</sup>. Nedávné pilotní studie poukazují na to, že tato struktura není dostatečně přizpůsobivá pro moderní tržní podmínky. Na tento problém reaguje výše zmíněný projekt USEF, který je nadstavbou pro současný tržní model a přináší novou roli agregátora<sup>[75]</sup>. Dodatečná řešení jsou diskutována v rámci koordinační skupiny Overleg Tafel Energievoorziening<sup>[76]</sup>.

Cena za vypořádání nerovnováhy je upravována každých 15 min. a funguje jako tržní signál v reálném čase, které motivuje BRP k vyrovnávání systému a nejen jejich portfolií. Systém tak v převážné míře nevyžaduje zásahy ze strany provozovatele přenosové soustavy. FCR je soutěženo na týdenní bázi, přičemž požadavek na symetrický produkt v zásadě vyřazuje demand response. Regulační kapacita na aFRR je zajišťována na roční bázi, přičemž minimální nabídka činí 4 MW. I zde je tedy účast demand response nízká. Oproti tomu mFRR nabízí větší prostor. Nouzová kapacita v rámci programu „Omgekeerd Noodvermogen“ je soutěžena na roční bázi, přičemž produkce a spotřeba je zajišťována odděleně, což nahrává demand response nabídkám. Minimální objem je 20 MW, agregace je však přípustná.

Významné pro umožnění demand response je posuzování předkvalifikace na úrovni agregovaného poolu. Správa portfolia pro BRP nabízí finančně zajímavější možnosti než vyrovnávací produkty. Ceny za kapacitu jsou stanoveny dle nabídky (pay-as-bid), zatímco v denních aukcích je operováno s mezními cenami.

## 6.9. Španělsko

Španělsko obdobně jako Itálie v současné době řeší většinu své flexibility využitím hydroelektráren a elektráren na zemní plyn. Explicitní demand response je limitována na průmyslové odběratele. Naopak ve směru implicitní demand response je Španělsko na čele inovačního cyklu díky tomu, že byla zavedena základní cena pro domácnosti vycházející z hodinových spotových cen. Agregace není přípustná, částečně ji však nahrazuje role „zástupců“, kteří prodávají energii zastoupených jako součást vyrovnávacího schématu. Explicitní demand response je umožněna pouze v rámci programu přerušitelných zátěžových bodů vyhrazenému pro velké odběratele a spravovanému provozovatelem přenosové soustavy (Red Eléctrica de España). Jde o nouzové opatření, které nebylo v posledních letech aktivováno<sup>[14]</sup>.

Ve směru vývoje explicitní demand response je významné připuštění decentralizovaných a obnovitelných zdrojů na terciálních rezervách, čímž se otevírá cesta pro budoucí připuštění agregované demand response na vyrovnávacích trzích. Dohody o přerušitelnosti se dělí do pěti kategorií v závislosti na času notifikace a době trvání přerušení. Přerušování jsou zastropovány na max. 240 hodin za rok, jednu denně a pět týdně. Na velkoobchodním trhu se mohou účastnit pouze producenti s jednotkami o 50 MW a více. Flexibilním zdrojům je přístupný spotový trh. Kapacitní mechanismus je otevřen pouze pro jednotky producentů.

Poptávkové flexibilitě se věnuje několik pilotních projektů, mezi nimi „Smart City Project“<sup>[77]</sup> v Malaze a „Barcelona Smart City“<sup>[78]</sup>.

Správu přetížení provádí provozovatel přenosové soustavy kombinací ad hoc omezení dodávky, za kterou náleží odběrateli finanční náhrada, a plánovaných omezení bez náhrady. Odběratelé mají možnost využít „přístupových tarifů“ na základě smluv o časové

segmentaci využití služeb. Domácnostem se nabízí tři různá časová okna, velkým odběratelům šest. Všichni odběratelé pak mohou upravovat své spotřební vzorce v reakci na cenové signály, pokud mají toto implicitní schéma flexibility sjednáno v rámci smluv s distributorem. Agregátoři nemají ve Španělsku přístup na energetický trh, jednotlivým odběratelům je pak účast podmíněna kapacitou 5 MW přerušitelné poptávky, čímž je tento smluvní rámec limitován pro velké průmyslové odběratele. Specifická pravidla se uplatňují pro nabídky nad 90 MW. Dodatečným omezujícím požadavkem je systém s přímým napojením na provozovatele přenosové soustavy, kterému je nutno zasílat předem informace o dostupných kapacitách v dalších měsících. Využití kapacit je na základě aukčního mechanismu operovaného provozovatelem přenosové soustavy<sup>[14]</sup>.



## 7. MOTIVAČNÍ SCHÉMATA VYUŽÍVANÁ VE VYBRANÝCH ZEMÍCH MIMO EU

Jako komplementární jsou do přehledu v současné době užívaných motivačních schémat demand response a flexibility zařazeny i některé příklady ze zemí mimo EU. Na základě dostupných informací bylo vybráno Švýcarsko a tři země mimo kontinent, Spojené státy americké, Austrálie a Čína.

### 7.1. USA

Vzhledem ke složitosti americké přenosové soustavy a komplexnosti regulačních rámců dílčích trhů s elektrickou energií [79] str. 6 lze na tomto místě nabídnout pouze útržkovitý soubor informací o realizovaných či plánovaných motivačních schématech s hlavní pozorností zaměřenou na příklady a probíhající projekty ve státě New York.

Rozšíření smart meteringu ve Spojených státech je vzhledem ke geografické členitosti předvídatelně nerovnoměrné [79] str. 53. Implicitních motivačních schémat s pomocí cenových signálů je využíváno poměrně plošně, ovšem s různým podílem účastníků se odběratelů [79] str. 55. Schémata povelového snížení spotřeby jsou relativně rozšířená, v rámci Spojených států je k dispozici řada pobídkových a kompenzačních programů [79] str. 57. Dochází k postupnému rozvoji distribuované produkce podporující lokální flexibilitu [79] str. 60. Roste pozornost věnovaná nasazení mikro gridů, kterým se věnuje řada pilotních projektů [79] str. 64. Rozvoj smart gridu je vnímán jako předpoklad pro plné využití potenciálu demand response a distribuované produkce. V současné době je snaha o vytváření platformy distribučních systémů (Distribution System Platform - DSP), jako např. pro Buffalo Niagara Medical Campus<sup>[80]</sup>.

V New Yorku jsou již od roku 2014 snahy ze strany New York Public Service Commission (NYPSC) o prosazení vytvoření role poskytovatele platformy distribučních systémů (Distribution System Platform Provider - DSPP) [79] str. 65, naráží však na trvalý odpor stávajících tržních hráčů<sup>[81]</sup>. Probíhá zde řada demonstračních projektů<sup>[82]</sup> vztahujících se k efektivitě, distribuované produkci, kapacitním úložištím, odběratelské analýze a směřujícím k vytvoření obchodních modelů pro vyšší využití demand response<sup>[83]</sup>. Mezi tyto projekty lze zařadit CenHub Marketplace<sup>[84]</sup>, personalizovaný online informační portál pro odběratele, či Residential Customer Marketplace<sup>[85]</sup>, optimalizační platformu směřující k efektivní správě přenosové soustavy. Na využití smart meteringu cílí projekt Building Efficiency Marketplace<sup>[86]</sup>. Projekt Flexible Interconnect Capacity Solution<sup>[87]</sup> se snaží proměnit přístup odběratelů k přenosové soustavě do podoby pružnější služby. Brooklyn Queens Demand Management Project je zaměřen na řešení místních přetížení za využití explicitních motivačních schémat<sup>[88]</sup>.

### 7.2. Austrálie

V rámci dostupného nedávného srovnání regulačních metod podporujících poptávkovou flexibilitu mezi Austrálií, Novým Zélandem, Německem, Velkou Británií a Spojenými státy (New York a Rhode Island) lze poukázat na některé australské prvky přítomných motivačních schémat. Regulační rámec podporuje rozvoj správy poptávky či distribuované produkce, namísto pobídek je však spíše využíváno sankcí v případě neefektivních investic<sup>[83] str. 23</sup>. V tomto nastavení není zřejmé, zda jsou provozovateli distribučních soustav ve výsledku upřednostňovány demand response jiná síťová řešení<sup>[89] str. 24</sup>. V rámci současné reformy je implementován smart metering. Součástí je i vytvoření role odpovědných koordinátorů meteringu<sup>[89] str. 27</sup>. Přítomným mechanismem demand response jsou také smlouvy o službách síťové správy mezi provozovatelem distribuční soustavy

a operátorem produkčních kapacit, tyto vztahy jsou však často netransparentní<sup>[89]</sup> str. 29. Pobídkou k investicím je podpora správy poptávky (Demand Management Incentive) a inovační dotace. Ty sice vedou k dílčímu rozvoji demand response ze strany provozovatelů distribučních soustav, náklady jsou však v zásadě přenášeny na konečného odběratele a rozsah investic je obecně limitován objemem pobídky<sup>[89]</sup> str. 30.

### 7.3. Čína

Na základě porovnání mezi dánskou a čínskou přenosovou soustavou vypracovaného Dánskou energetickou agenturou lze identifikovat základní parametry přístupů k flexibilitě v Čínské lidové republice. Implicitní motivační schémata jsou v Číně významně limitována vysokým stupněm pevného stanovení cen a tudíž nízkými pobídkami pro flexibilní spotřebu<sup>[90]</sup> str. 10. Překážkou flexibility skrze produkci jsou pak limitace dané vysokým podílem uhelných elektráren, které jsou však postupně doplňovány a nahrazovány flexibilnějšími zdroji, především vodními elektrárnami<sup>[90]</sup> str. 11. Významnou výzvou pro přenosovou soustavu je především rychlé navyšování podílu obnovitelných zdrojů<sup>[90]</sup> str. 32. Výhodou čínského systému jsou modernější elektrárny, které jsou snadněji programovatelné pro potřeby optimalizace skrze flexibilitu<sup>[90]</sup> str. 41. V rámci analýzy jsou identifikovány klíčové podobnosti s dánským systémem řízení flexibility a doporučen obdobný postup sestávající primárně ve flexibilitě skrze optimalizaci a koordinaci produkce tepelných elektráren v závislosti na produkci větrných elektráren, namísto plného využití demand response a poptávkové flexibility<sup>[90]</sup> str. 56.

Čínský energetický trh je vnímán jako skrývající velký potenciál pro efektivní využití možností smart gridu, jehož podpora byla založena již v rámci 12. pětiletého plánu 2011-2015. Implementaci podporuje silná potřeba po dalším rozvoji místy nedokončené přenosové soustavy<sup>[91]</sup> str. 3. V posledních letech se dostává do popředí pozornosti automatizace distribučního systému<sup>[91]</sup> str. 9. Pilotní projekty ve vztahu k monitorování distribuční soustavy a spotřeby odběratelů v reálném čase již probíhají několik let<sup>[91]</sup> str. 11. Současná modernizační reforma čínské přenosové soustavy staví na předchozích stupních a přenáší zatím nejvýznamnější roli distribuce zdrojů na trh<sup>[92]</sup> str. 5. Reformu shrnuje sedm cílů politiky, obsažených v dokumentu Čínské státní rady č. 9 z března 2015. Patří mezi ně: podpora cenových mechanismů pro elektrickou energii; reforma obchodních systémů a zdokonalení tržních mechanismů; reforma produkce energie; vytvoření nezávislých institucí pro obchod s elektrickou energií a regulované tržní platformy; postupný rozvoj prodejní strany a distribuce; rozvoj spravedlivého přístupu k přenosové soustavě a posílení energetické bezpečnosti a integrovaného plánovacího systému<sup>[92]</sup> str. 7.

Ovšem vzhledem k významnějším strukturálním výzvám a proměnám jsou doplňkové vyrovnávací služby na čínském trhu v současné době stále poněkud opomíjenou složkou. Neexistuje pro ně formální mechanismus plateb ani zajištění, což do jisté míry souvisí s obecným nedostatkem soutěžního prostředí na čínském velkoobchodním trhu s elektrickou energií<sup>[92]</sup> str. 23. Výrazně vyšší podíl průmyslových odběratelů na celkové poptávce v porovnání se západními zeměmi dále omezuje prostor pro demand response<sup>[92]</sup> str. 23. Problematický je také pozvolnost posunu k liberalizaci energetického trhu, jelikož jeho klíčové prvky jako jsou spotový trh s energií v reálném čase, soutěžní poptávka po energii z obnovitelných zdrojů, či místní cenové signály nejsou zatím ani předmětem pilotních projektů<sup>[92]</sup> str. 44.



## 7.4. Švýcarsko

Ve Švýcarsku se švýcarské odvětví elektroenergetiky s účinností od října 2013 dohodlo na řešení, které umožní poskytovatelům rezervního výkonu slučovat (agregovat) geograficky distribuované *technické jednotky* za účelem poskytování doplňkových služeb švýcarskému provozovateli přenosové soustavy (jímž je Swissgrid). Při poskytování vyrovnávacích služeb jsou zapojeny různé entity. Příslušnými entitami je *technická jednotka, dodavatel energie, BRP, poskytovatel rezervy a provozovatel přenosových soustav*. Bilanční skupina (balance group) je energetický účet řízený BRP [98]. BRP je zodpovědná za zajištění energetické rovnováhy své bilanční skupiny. Dodavatel poskytuje zákazníkům energii podle smluv o dodávkách energie a absorbuje energii z technických jednotek podle smluv o akvizici energie [99]. Poskytovatel rezervy je právnická osoba, která má právní nebo smluvní závazek poskytovat doplňkové služby [100].

Podobně jako jinde je ve Švýcarsku provozovatel přenosové soustavy zodpovědný za bezpečný, spolehlivý a efektivní provoz přenosové soustavy a řídicí oblasti. TSO využívá pro provoz sítě doplňkové služby [99]. Mezi různými modely trhu navrženými ve [97] Švýcarsku implementovalo model centrálního vypořádání, který podporuje vypořádání energie z technických celků patřících do bilančních skupin mimo vlastní bilanční skupinu BSP. Tento model umožňuje bilančním skupinám neutrální rozšíření rezerv portfolia dodavatelů, v němž je švýcarský TSO (Provozovatel přenosových soustav) odpovědný centrálnímu (hlavnímu) vyrovnání. Hlavní předností modelu je to, že předpokládá důvěrnost ve fázi před uzavřením smlouvy i ve fázi po uzavření smlouvy [97].

Korekce rozvrhu aktivované energie v rámci bilanční skupiny a vyrovnání s BRP, stejně jako s poskytovatelem rezervy provádí švýcarský TSO. Centrální vyrovnávací model je proto příznivý pro trhy, ale zvyšuje složitost procesů pro centrální entity, který jsou zodpovědné za korekce rozvrhů a vyrovnávání.

BRP nebo koncový dodavatel určitého koncového odběratele nemusí být informováni, že koncový odběratel uzavírá smluvní vztah s nezávislým agregátorem. Tedy koncovému uživateli a nezávislému agregátorovi tak nebrání nic při podpisu smlouvy [97]. BRP nebo koncový dodavatel tedy nemusejí vědět o smlouvě na poskytování flexibility s aktivacemi DSR

provedenými nezávislými agregátory ve svém portfoliu.

Švýcarský TSO získává doplňkové služby od BSP na základě nediskriminačního přístupu, transparentního a tržně orientovaného přístupu. V rámci synchronně integrované elektrické sítě v Evropě je proces vyrovnávání výroby a spotřeby v jakémkoli daném časovém okamžiku realizován třístupňovým procesem využívajícím FCR, aFRR, stejně tak jako mFRR a RR. Trhy aFRR, mFRR a RR jsou realizovány pomocí centrálního modelu vypořádání.

Švýcarský TSO odměňuje poskytovatele FCR, aFRR a mFRR podle nabídkové ceny ("pay as bid"), kdy jsou technické jednotky odměňovány na základě smluvních podmínek s BSP [101].

Pro aFRR a mFRR je kladná regulační energie odměňována následujícím způsobem:

1. Mezi dodavatelem a technickou jednotkou se nadměrná spotřeba nebo snížení spotřeby řeší podle definice smlouvy o dodávce energie mezi oběma stranami.
2. Švýcarský TSO odměňuje BRP za dodanou kontrolní energii podle tržní ceny elektřiny SwissIX. Švýcarský TSO opravuje provozní plány BRP, aby se zabránilo chybnému přidělování „balance energy“
3. Švýcarský TSO odměňuje poskytovatele rezerv za dodání kontrolní energie a odečte platbu společnosti BRP.

#### 4. poskytovatel rezerv odměňuje technické jednotky podle jejich smlouvy.

Pro aFRR a mFRR se negativní regulační energie odměňuje následovně:

1. mezi dodavatelem a technickou jednotkou se snížení produkce nebo rostoucí spotřeba řeší podle definice smlouvy o dodávce energie mezi oběma stranami.
2. BRP odměňuje švýcarského TSO za dodanou regulační energii podle tržní ceny elektřiny na trhu SwissIX. Švýcarský TSO opravuje provozní rozvrh BRP, aby se zabránilo chybnému přidělování vyrovnávací energie.
3. Švýcarská TSO vyplácí poskytovateli rezervy částku obdrženou od BRP poníženou o cenu regulační energie.
4. Poskytovatel rezerv odměňuje technické jednotky podle jejich smlouvy.

Správa dat technických jednotek a měřících se dodavatelů a vyrovnávací skupiny, nejsou doposud ideálně řešené, protože v současné době neexistuje centrální „data hub“, který by mohl podporovat automatizaci těchto činností. Dalším možným zlepšením pro správu velkých objemů dat by mohlo být využití měřících systémů k opravě aktivované energie bilančních skupin místo výměny rozvrhů. Dlouhodobě se očekává, že „Code on Demand Connection“ [105] bude i nadále podporovat používání reakce na straně poptávky pro stabilizaci sítě. Navíc se standardizací produktů doplňkových služeb prostřednictvím „Network Codes“ a přeshraničními projekty pro poskytování doplňkových služeb, jako je spolupráce FCR [103] a projekt TERRE [104], poskytovatelé flexibility ve Švýcarsku budou mít přístup na trhy s větším objemem. Pro švýcarského TSO takové změny na trhu pomohou snižovat volatilitu cen.

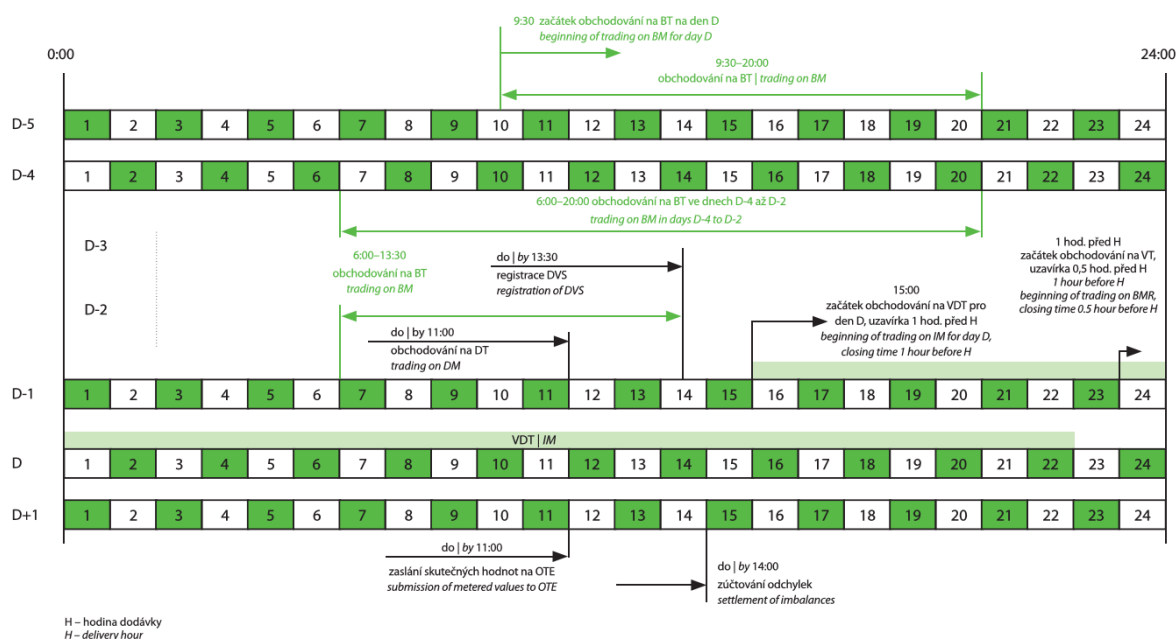


## 8. TRHY PRO UPLATNĚNÍ FLEXIBILITY V ČR

### 8.1. Velkoobchodní trh od následujícího dne

Standardní obchodování pro horizont dodávky další den a dále je realizováno na funkčních a likvidních trzích (futures, burza, dvoustranné obchody, ...), včetně organizovaného trhu (blokový trh).

Energetická legislativa vyžaduje od účastníků trhu – subjektů zúčtování – registrovat jejich dvoustranné obchody v systému OTE prostřednictvím tzv. realizačních diagramů (ERD). Součástí obchodování s elektřinou v ČR je i zúčtování odchylek (včetně obchodování s regulační energií a vyrovnávacího trhu s regulační energií). Časové úseky jednotlivých činností jsou uvedeny na následujícím schématu [89]:



Zhruba 70% dlouhodobých obchodů (na příští den a dále) probíhá jako dvoustranné či burzovní mezi národními účastníky, 15% transakcí jsou přeshraniční, 15% transakcí je realizováno na denním trhu. Objem energie obchodovaný na VDT nepřesahuje 1% z celkového objemu registrovaných transakcí.

Tyto trhy slouží spíše k dlouhodobému pokrývání obchodních pozic, včetně korekcí těchto pozic. Pojem „flexibilita“ s těmito trhy nespojujeme.

### 8.2. Vnitrodenní trh

Na VDT se obchoduje v daný den na dodávku minimálně hodinu předem. Pro daný den dodávky je vnitrodenní trh otevřen v 15.00 hodin předcházejícího dne dodávky, a to pro všechny hodiny daného dne dodávky. VDT je uzavírán postupně po jednotlivých hodinách, doba uzavírky pro příjem nabídek nebo poptávek pro jednotlivé obchodní hodiny je 1 hodina před hodinou dodávky. VDT je organizován pro obchodní hodiny v rámci obchodního dne a lze na něm zadávat a obchodovat nabídky a poptávky elektřiny pro všechny hodiny daného obchodního dne způsobem uvedeným ve smlouvě o přístupu na organizovaný krátkodobý trh s elektřinou, tedy průběžně. Vnitrodenní trh může být stejně jako denní trh koordinován a organizován ve spolupráci i s organizátory trhů v okolních nabídkových zónách.

VDT slouží primárně ke korekci obchodních odchylek subjektů zúčtování, a to transakcemi primárně mezi těmito účastníky. Ani tento trh nepovažujeme za čistou flexibilitu.

### 8.3. Vyrovnávací trh

Na VT s regulační energií se obchoduje pouze s elektřinou, která je PPS využita ke krytí systémové odchylky. Vyrovnávací trh s regulační energií je uskutečňován po uzavírce vnitrodenního trhu. Nabídky je možno podávat nejpozději 30 minut před začátkem hodiny, kdy mají být dodávka nebo odběr regulační energie provozovatelem přenosové soustavy využity ke krytí systémové odchylky. PPS působí na VT jako jediný poptávající. Účast na vyrovnávacím trhu s regulační energií se uskutečňuje na základě smlouvy o přístupu na vyrovnávací trh s regulační energií, kterou operátor trhu uzavírá se subjektem zúčtování nebo s jiným registrovaným účastníkem trhu s elektřinou.

Zhruba čtvrtina očekávané odchylky soustavy je korigována pomocí RE pořízené na VT,  $\frac{3}{4}$  pak aktivací PpS.

Sofistikovaní obchodníci jsou na VT aktivní. Optikou stávajícího trhu tedy lze obchodování s flexibilitou na velkoobchodních trzích považovat za funkční.

Tento trh považujeme do budoucna za klíčový pro uplatnění obchodní flexibility s vysokou spolehlivostí.

Uplatnění agregace flexibility od drobných distribuovaných poskytovatelů dnes není možné kvůli některým chybějícím funkcionalitám (průběhové měření, baseline)

### 8.4. Trh s PpS

Na trhu s PpS nakupuje PPS pro elektrizační soustavu podpůrné služby. Nabízet poskytování PpS může fyzická či právnická osoba, která podle aktuální legislativy splňuje podmínky pro poskytování podpůrných služeb stanovené PPS. V praxi se obvykle jedná o tzv. certifikaci výrobního zdroje, jejíž podmínky získání jsou předepsány PPPS. Provozovatel přenosové soustavy vyhodnocuje podané nabídky pro každou podpůrnou službu zvlášť a neprodleně informuje každého nabízejícího o výsledku vyhodnocení jeho nabídky.

Provozovatel přenosové soustavy má právo ověřovat schopnost poskytovatele podpůrných služeb poskytnout sjednanou službu (certifikace).

Jako riziko je vnímán pokles dostupných výkonů pro PpS z důvodu dožívání konvenčních výrobních zdrojů, které tyto služby poskytují. Z tohoto pohledu se do popředí zájmu české energetiky dostávají analýzy možnosti alternace PpS agregovanou flexibilitou.

### 8.5. Trh koncových odběratelů

#### 8.5.1. Zákazníci se smluvními cenami

Jedná se o zákazníky připojené převážně k napětovým hladinám VVN a VN.

Ceny za distribuci a související aktivity podléhají regulaci.

Zákazníci osazení průběhovým měřením cenu za silovou energii smlouvají. Cena se odvíjí od odběrového chování a je v ní zohledněn portfoliový efekt obchodníka.

Aktivní zákazník se může účastnit trhu přímo (pokud je subjektem zúčtování) nebo prostřednictvím svého obchodníka, který za něj přebírá odpovědnost za odchylku. Případná individuální flexibilita je tak využitelná a zobchodovatelná na dnešních trzích.

#### 8.5.2. Zákazníci s tarifními cenami

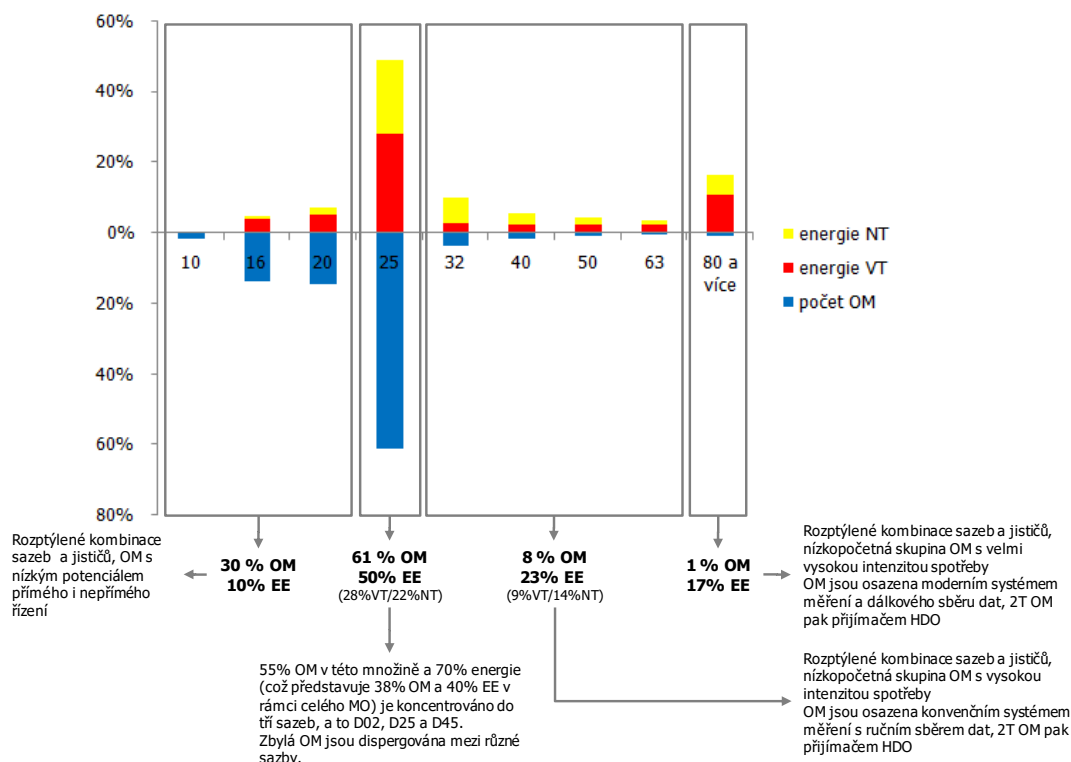
Jedná se o zákazníky převážně připojené k napětové hladině NN.

Ceny za distribuci a související aktivity podléhají regulaci.

Zákazníkům, kteří nejsou osazeni průběhovým měřením (pod 3x80A), jsou nabízeny obchodní tarifní produkty. Ty jsou však závislé na časových pásmech vymezených distribučními tarify:

- ✦ K jednotarifním distribučním tarifům jsou nabízeny jednotarifní obchodní produkty, cena se liší podle výše ročního odběru,
- ✦ K dvoutarifním distribučním tarifům jsou nabízeny dvoutarifní obchodní produkty, cena se liší podle charakteru odběru (doby platnosti NT – 8, 16, 20 a 22 hodin).

Největší koncentraci odběrných míst a energie lze nalézt v jističi 25A, zde pak v sazbách D02 (jednotarif pro vyšší spotřebu), D25 (8h NT AKU) a D45 (20h NT přímotop):



Podmínkou přiznání dvoutarifních sazeb je:

- ✦ odpovídající skladba spotřebičů, resp. odpovídající využití energie (boiler, vytápění apod.),
- ✦ technická blokáce těchto spotřebičů v době platnosti VT, blokaci ovládá PDS.

Od roku 2018 je u OM s mikrozdrcem pro vlastní spotřebu je v rámci tarifu nabízena bonifikace za EE dodanou do sítě.

Jiná motivační schémata nejsou aktuálně v ČR zákazníkům s neprůběhovým měřením nabízena.



## 9. ZHODNOCENÍ EFEKTIVITY MOTIVAČNÍCH SCHÉMAT

*Bude řešeno v další fázi projektu (termín III.2019)*

*Dlouhodobé přizpůsobování odběratele – peak shaving, load shedding – ToU, akumulární spotřebiče, +blokace*

*Omezování odběru ve špičce – ToU, přímočerné spotřebiče, +blokace*

*Využití operativní flexibility – sjednávání*

*Operativní omezování spotřeby nebo výroby – CPP, peak load, curtailment,*

*Obchodní a technické nástroje PPS – PpS, RE*

*Kritické nástroje – regulační stupně, vypínací plány*



## 10. REFERENCE A PŘÍLOHY

### 10.1. Použité zkratky a pojmy

Zkratka	Význam	Anglický ekvivalent
aFRR	Typ podpůrné služby	automated Frequency restoration reserve
BRP	Účastník trhu zodpovědný za řízení odchylek	Balance responsible party
BT	Blokový trh	
CAPEX	Investice	
CPP	Tarif se špičkovou cenou	Critical peak pricing
DAM	Trh na příští den	Day ahead market
DKQ, DK2	části Dánské přenosové soustavy	
DR, DSR	Odezva na straně poptávky	Demand (side) response
DS	Distribuční síť	
DSM	Řízení strany poptávky	Demand side management
EE	Elektrická energie	
EEX	Evropská energetická burza	European energy exchange
EPC	Smluvní zajištění energetických úspor	Energy performance contracting
EPEX	spotový trh v Rakousku	
ES ČR	Elektrizační soustava ČR	
ESCO	Společnost poskytující energetické služby	Energy services company
EU	Evropská unie	
FCR	Typ podpůrné služby	Frequency Containment reserve
FCR-N	Typ podpůrné služby	Frequency Containment Reserve for Normal Operation
FVE	Fotovoltaická elektrárna	
HDO	Hromadné dálkové ovládání	
HEMS	Domácí automatizace	Home energy management system
HVDC	Stejnoseměrný přenos o vysokém napětí	
ISO	Nezávislý provozovatel systému	Independent system operator
KGJ	Kogenerační jednotka	
mFRR	Typ podpůrné služby	manual Frequency restoration reserve
MO	Maloodběr	
MZ	Minutová záloha	
NEBEF		Notification d'Échange de Blocs d'Effacement
OM	Odběrné místo	
OPEX	Provozní náklady	
OTC	Obchody „přes přepážku“ (obchodní místo)	Over the counter
OTE	Operátor trhu s elektřinou	
PDS	Provozovatel distribuční soustavy	
PPPS	Pravidla provozování přenosové soustavy	
PPS	Provozovatel přenosové soustavy	
PpS	Podprůrné služby	
PS	Přenosová síť	
POFL	Poskytovatel flexibility	
PR	Primární regulace	
Px	Energetická burza	Power exchange
RE	Regulační energie	
RK	Rezervovaná kapacita	
RP	Rezervovaný příkon	
ŘS	Řídicí systém	
RTP	Tarif s cenami v reálním čase	Real time pricing
SE	Silová elektřina	
SR	Sekundární regulace	
SRUQ	Sekundární regulace napětí a jaloviny	
SV30	Snížení výkonu	
TACR	Technologická agentura ČR	
ToU	Tarif a časovými pásmy platnosti	Time of Use
VDT	Vnitrodenní trh	Intra-day market
VO	Velkoodběratel	
VPP	Virtuální elektrárna	Virtual power plant
VT	Vyrovnávací trh	Ballancing market
VT/NT/ŠT	Vysoký/nízký/špičkový tarif	

## 10.2. Literatura a zdroje

Při zpracování této analýzy byly použity následující informační zdroje:

- [1] Vnouček, S. *WS3 agregátor a flexibilita - využití DECE, akumulace, spotřeby včetně elektromobility pro řízení ES ČR*. Workshop MPO, 2018  
([https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/konference-seminare/2018/10/3-WS\\_CEPS.pdf](https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/konference-seminare/2018/10/3-WS_CEPS.pdf))
- [2] Rocky Mountain Institute. *Demand response, an introduction*. Colorado, 2006
- [3] Xing Yan, Yusuf Ozturk, Zechun Hu, Yonghua Song. *A review on price-driven residential demand response*. Renewable and Sustainable Energy Reviews [online], Volume 96, 2018, Pages 411-419, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.08.003>.  
(<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118305689>)
- [4] Scheller, F., Krone, J., Kühne, S. et al. *Provoking Residential Demand Response Through Variable Electricity Tariffs - A Model-Based Assessment for Municipal Energy Utilities*. Technology and Economics of Smart Grids and Sustainable Energy [online], Volume 3, 2018, ISSN 2199-4706, <https://doi.org/10.1007/s40866-018-0045-x>  
(<https://link.springer.com/article/10.1007%2Fs40866-018-0045-x#citeas>)
- [5] AF-Mercados, REF-E and Indra. *Study on tariff design for distribution systems* [online]. 2015  
([https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20final\\_revREF-E.PDF](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20final_revREF-E.PDF))
- [6] *Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them*. U.S. Department of Energy, 2006
- [7] *Incorporating demand side flexibility, in particular demand response, in electricity markets*. European Commission, Brussels, 2013
- [8] *Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 7/2017, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice odběratelům ze sítí nízkého napětí*. ERÚ, Jihlava, 2017
- [9] *Nařízení EU 2017/1485 SO GL*
- [10] *Nařízení EU 2017/2195 GL EB*
- [11] Mamula, O., Vlastníková, M., Müller, F. *Smart metering: jak funguje ? k čemu je ? kdy bude ?* IIR, Praha, 2014
- [12] Mamula, O., Vlastníková, M., Müller, F. *Potenciál smart meteringu v ČR ve světle stávajících tarifů*, časopis Energetiky, AEM, Praha, 2014
- [13] PATERA, Michal. *Demand Side Management v prostředí distribučních sítí, bakalářská práce*. Praha: ČVUT, 2014
- [14] SEDC. *Explicit Demand Response in Europe: Mapping the Markets 2017* [online]. B.m.: Smart Energy Demand Coalition. 2017 [vid. 10. prosinec 2018]
- [15] hybrid-VPP4DSO [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: [http://www.hybridvpp4dso.eu/front\\_content.php](http://www.hybridvpp4dso.eu/front_content.php)
- [16] *Verordnungen des Bundes zum Thema Strom* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <https://www.e-control.at/recht/bundesrecht/strom/verordnungen>
- [17] APG. *Tenders for Frequency Containment Reserve in the APG Control Area* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <https://www.apg.at/en/market/balancing/primary-control/tenders>
- [18] APG. *Tenders for mFRR in the APG Control Area* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <https://www.apg.at/en/market/balancing/tertiary-control/tenders>
- [19] APG. *Conditions for participation in tenders for control energy* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <https://www.apg.at/en/market/balancing/conditions-for-participation>
- [20] DANISH ENERGY AGENCY. *Flexibility in the Power System-Danish and European experiences* [online]. 2015 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/flexibility\\_in\\_the\\_power\\_system\\_v23-lri.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/flexibility_in_the_power_system_v23-lri.pdf)



- [21] ENERGINET. *Markedsmodel 2.0* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <https://energinet.dk/Om-publikationer/Publikationsliste/Markedsmodel-2-0>
- [22] ENERGINET. *Energi over grænser - strategi 2018-2020* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <https://energinet.dk/Om-publikationer/Publikationer/Strategi-2017>
- [23] ENERGINET. *Strategy 2018-2020: Energy across borders* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <https://en.energinet.dk/About-us/Strategy-2017>
- [24] *EcoGrid 2.0* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <http://www.ecogrid.dk/>
- [25] *About iPower* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <https://ipower-net.weebly.com/>
- [26] *About SmartNet* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <http://smartnet-project.eu/>
- [27] DANISH ENERGY ASSOCIATION. *Winter package - Top 5 most important Distribution (DSO) issues* [online]. 2016 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: [https://www.danskenergi.dk/sites/danskenergi.dk/files/media/dokumenter/2017-10/3\\_Distribution\\_issues.pdf](https://www.danskenergi.dk/sites/danskenergi.dk/files/media/dokumenter/2017-10/3_Distribution_issues.pdf)
- [28] ENERGINET. *Ancillary services to be delivered in Denmark tender conditions* [online]. 2017 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <https://en.energinet.dk/-/media/Energinet/EI-RGD/EI-CSI/Dokumenter/SY/Ancillary-services-to-be-delivered-in-Denmark---Tender-conditions.pdf>
- [29] FINGRID. *Demand-Side Management* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <https://www.fingrid.fi/en/electricity-market/demand-side-management/>
- [30] FINGRID. *Aggregation Pilot Project in the Balancing Energy Markets* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: [https://www.fingrid.fi/en/electricity-market/reserves\\_and\\_balancing/aggregation-pilot-project-in-the-balancing-energy-markets/](https://www.fingrid.fi/en/electricity-market/reserves_and_balancing/aggregation-pilot-project-in-the-balancing-energy-markets/)
- [31] THEMA CONSULTING GROUP. *Demand response in the Nordic electricity market* [online]. 2014 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <http://www.nordicenergy.org/wp-content/uploads/2014/10/Demand-response-in-the-Nordic-electricity-market.pdf>
- [32] SGEM. *Vision of SGEM* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <http://sgemfinalreport.fi/>
- [33] *Flexe* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <http://flexefinalreport.fi/>
- [34] FLEX4RES. *Framework Conditions for Flexibility in the Electricity Sector in the Nordic and Baltic Countries* [online]. 2016 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: [http://www.nordicenergy.org/wp-content/uploads/2016/12/Flex4RES-Electricity-Report\\_final.pdf](http://www.nordicenergy.org/wp-content/uploads/2016/12/Flex4RES-Electricity-Report_final.pdf)
- [35] LAPPEENRANTA UNIVERSITY OF TECHNOLOGY. *Tariff scheme options for distribution system operators* [online]. 2012 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <https://www.lut.fi/documents/10633/138922/Tariff+scheme+options+for+distribution+system+operators/d2c7a66f-4033-42ff-a581-dc4ef8586592>
- [36] FINGRID. *Market places* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <https://www.fingrid.fi/en/electricity-market/demand-side-management/market-places/>
- [37] *Débat public Programmation pluriannuelle de l'énergie Du 19 mars 2018 au 30 juin 2018* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <https://ppe.debatpublic.fr/>
- [38] ENTSOE. *Frequency Containment Reserves (FCR)* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/fcr/](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/fcr/)
- [39] RTE. *Résultats de l'appel d'offres interruptibilité 2018* [online]. 2017 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <https://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/services/actualites.jsp?id=9783&mode=detail>
- [40] RTE. *Un potentiel d'effacement de 2,5 GW pour l'hiver 2017* [online]. 2016 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: [https://clients.rte-france.com/lang/fr/clients\\_producteurs/services/actualites.jsp?id=9759&mode=detail](https://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/services/actualites.jsp?id=9759&mode=detail)

- [41] MECANISME DE CAPACITE - *Arrêté du 29 novembre 2016 définissant les règles du mécanisme de capacité et pris en application de l'article R. 335-2 du Code de l'énergie* [online]. 2016 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: [http://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository/media/energy-morning/allegati\\_energy\\_morning/20161202\\_1.pdf](http://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository/media/energy-morning/allegati_energy_morning/20161202_1.pdf)
- [42] ENEDIS. *Nous expérimentons les technologies et les solutions smart grids dans le cadre de projets de démonstrateurs*. [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <https://www.enedis.fr/les-demonstrateurs-smart-grids>
- [43] INTERFLEX. *Detailed Use Case planning, including the district architecture requirements and tested innovations* [online]. 2017 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <https://interflex-h2020.com/wp-content/uploads/2018/07/D9.1-ENEDIS-DEMO-Detailed-use-case-planning-including-the-District-architecture-requirements-and-tested-innovations.pdf>
- [44] ENEDIS. *Economic assessment of smart grids solutions* [online]. 2017 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: [https://www.enedis.fr/sites/default/files/Synthese\\_Smart\\_Grids\\_version\\_anglaise.pdf](https://www.enedis.fr/sites/default/files/Synthese_Smart_Grids_version_anglaise.pdf)
- [45] EC DIRECTORATE-GENERAL FOR ENERGY. *Study on tariff design for distribution systems* [online]. 2015 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20final\\_revREF-E.PDF](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20final_revREF-E.PDF)
- [46] COPENHAGEN ECONOMICS & VVA EUROPE. *Impact assessment support study on: "Policies for DSOs, Distribution Tariffs and Data Handling"* [online]. 2016 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ce\\_vva\\_dso\\_final\\_report\\_vf.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ce_vva_dso_final_report_vf.pdf)
- [47] *Décret n° 2014-764 du 3 juillet 2014 relatif aux effacements de consommation d'électricité* [online]. 2014 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000029190216&categorieLien=id>
- [48] BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN. *Flexibility in the electricity system Status quo, obstacles and approaches for a better use of flexibility* [online]. 2017 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/Areas/ElectricityGas/FlexibilityPaper\\_EN.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/Areas/ElectricityGas/FlexibilityPaper_EN.pdf?__blob=publicationFile&v=2)
- [49] *Energiewende in Deutschland: Definition, Ziele und Geschichte* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <http://www.energiewende.de/start/>
- [50] *Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz)* [online]. 2016 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <http://dipbt.bundestag.de/extrakt/ba/WP18/701/70185.html>
- [51] *Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende* [online]. 2016 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/gesetz-zur-digitalisierung-der-energiewende.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/gesetz-zur-digitalisierung-der-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=4)
- [52] CLEAN ENERGY WIRE. *Germany's new power market design* [online]. 2016 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-new-power-market-design>
- [53] FEDERAL MINISTRY FOR ECONOMIC AFFAIRS AND ENERGY. *Funding programme „Smart Energy Showcases - Digital Agenda for the Energy Transition“ (SINTEG)* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Artikel/Energy/sinteg-funding-programme.html>
- [54] FEDERAL MINISTRY FOR ECONOMIC AFFAIRS AND ENERGY. *An electricity market for Germany's energy transition* [online]. 2015 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: [https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/whitepaper-electricity-market.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=10](https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/whitepaper-electricity-market.pdf?__blob=publicationFile&v=10)

- [55] BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN. *Beschluss Az. BK6-17-046* [online]. 2017 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2017/2017\\_0001bis0999/BK6-17-046/BK6-17-046\\_Beschluss%20vom%2014\\_09\\_2017\\_download.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2017/2017_0001bis0999/BK6-17-046/BK6-17-046_Beschluss%20vom%2014_09_2017_download.pdf?__blob=publicationFile&v=3)
- [56] OFGEM. *Annual Report on the Operation of the Capacity Market in 2016/2017* [online]. 2017 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: [https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/06/annual\\_report\\_on\\_the\\_operation\\_of\\_the\\_capacity\\_market\\_in\\_2016-17.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/06/annual_report_on_the_operation_of_the_capacity_market_in_2016-17.pdf)
- [57] *About EMR* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <https://www.emrsettlement.co.uk/about-emr/>
- [58] NATIONAL GRID. *National Grid EMR Electricity Capacity Report* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: [https://www.emrdeliverybody.com/Lists/Latest%20News/Attachments/189/Electricity%20Capacity%20Report%202018\\_Final.pdf](https://www.emrdeliverybody.com/Lists/Latest%20News/Attachments/189/Electricity%20Capacity%20Report%202018_Final.pdf)
- [59] *What's Power Responsive?* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <http://powerresponsive.com/>
- [60] POWER RESPONSIVE. *Demand Side Flexibility Annual Report 2017* [online]. 2017 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <http://powerresponsive.com/wp-content/uploads/2018/02/Power-Responsive-Annual-Report-2017.pdf>
- [61] OFGEM. UPGRADING OUR ENERGY SYSTEM *Smart Systems and Flexibility Plan: Progress Update* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: [https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/10/smart\\_systems\\_and\\_flexibility\\_plan\\_progress\\_update.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/10/smart_systems_and_flexibility_plan_progress_update.pdf)
- [62] ENTSOE. *TERRE Project Introduction* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: [https://electricity.network-codes.eu/network\\_codes/eb/terre/](https://electricity.network-codes.eu/network_codes/eb/terre/)
- [63] ENERGY NETWORK ASSOCIATION. *Open Networks Project* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <http://www.energynetworks.org/electricity/futures/open-networks-project/>
- [64] PV MAGAZINE. *Italy opens ancillary services market to pilot renewable energy and storage projects* [online]. 2017 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <https://www.pv-magazine.com/2017/05/09/italy-opens-ancillary-services-market-to-pilot-renewable-energy-and-storage-projects/>
- [65] MARINA LOMBARDI ; LUCA DI STEFANO ; SILVIA DE FRANCISCI ; LORENZO PIZZOFERRO. *Enel Info+ project: A demo to evaluate the impact of the consciousness on the customer energy consumptions* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6683717>
- [66] *Flexiciency* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <http://www.flexiciency-h2020.eu/>
- [67] EC JOINT RESEARCH CENTRE. *Smart Domo Grid* [online]. 2013 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <https://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-domo-grid>
- [68] ARERA. *Summary of the annual report to the Interantional agency for the cooperation of national energy regulators and to the European commission on the activities and the fulfilment of duties of the Italian regulatory authority for energy, networks and environment* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: [https://www.ceer.eu/documents/104400/6319351/C18\\_NR\\_Italy-EN\\_Summary/fc591d50-f27d-4a31-0555-3e7f013265ca](https://www.ceer.eu/documents/104400/6319351/C18_NR_Italy-EN_Summary/fc591d50-f27d-4a31-0555-3e7f013265ca)
- [69] TENNET. *TenneT start met contractering afregelend noodvermogen* [online]. 2016 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <https://www.tennet.eu/nl/nieuws/nieuws/tennet-start-met-contractering-afregelend-noodvermogen/>

- [70] TENNET. *Imbalance Management TenneT Analysis report* [online]. 2011 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z:  
[https://www.tennet.eu/fileadmin/user\\_upload/Company/Publications/Technical\\_Publications/Dutch/Imbalance\\_management\\_analysis\\_TenneT\\_1\\_E0-02.pdf](https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/Imbalance_management_analysis_TenneT_1_E0-02.pdf)
- [71] KOEN VERPOORTEN, CEDRIC DE JONGHE AND RONNIE BELMANS. *Market barriers for harmonised demand-response in balancing reserves: cross-country comparison* [online]. 2016 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z:  
<https://lirias.kuleuven.be/bitstream/123456789/554390/1/Market+barriers+for+harmonised+demand-response+in+balancing+reserves.pdf>
- [72] TENNET. *Implementation Guide* [online]. 2012 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z:  
[http://www.tennet.org/english/images/120214%20SO%20SOC%2012-xxx%20Uitvoeringsregels%204%20%20%20UKclean\\_tcm43-19026.pdf](http://www.tennet.org/english/images/120214%20SO%20SOC%2012-xxx%20Uitvoeringsregels%204%20%20%20UKclean_tcm43-19026.pdf)
- [73] *Power Matching City* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z:  
<http://powermatchingcity.nl/>
- [74] USEF [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <https://www.usef.energy/>
- [75] HAQUE, A. N. M. M. *Smart congestion management in active distribution networks* [online]. 2017 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z:  
[https://pure.tue.nl/ws/files/76305173/20170927\\_Haque.pdf](https://pure.tue.nl/ws/files/76305173/20170927_Haque.pdf)
- [76] NVDE. *Wat is precies de Overlegtafel Energievoorziening (OTE)?* [online]. 2017 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <http://www.nvde.nl/is-precies-overlegtafel-energievoorziening-ote>
- [77] ENDESA. *Smartcity Málaga Living Lab: a laboratory to create the city of the future* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <https://www.endesa.com/en/projects/a201801-living-lab-malaga-city-future.html>
- [78] *Barcelona Ciutat Digital* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z:  
<http://smartcity.bcn.cat/en>
- [79] PACIFIC NORTHWEST NATIONAL LABORATORY. *Electricity Distribution System Baseline Report* [online]. 2016 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z:  
<https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/01/f34/Electricity%20Distribution%20System%20Baseline%20Report.pdf>
- [80] OPUSONESOLUTIONS. *National Grid Launches Distributed System Platform With Buffalo Niagara Medical Campus Members* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z:  
<https://www.opusonesolutions.com/news/national-grid-launches-distributed-system-platform-with-buffalo-niagara-medical-campus-members/>
- [81] CLEAN ENERGY CONNECTIONS. *Models for the Future Utility: Examining New York State's Distributed System Platform Provider Vision* [online]. 2017 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z:  
<https://www.cleanecnyc.org/blog/2017/5/23/models-for-the-future-utility-examining-new-york-states-distributed-system-platform-provider-vision>
- [82] NEW YORK STATE. *REV - Demonstration Projects* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z:  
<http://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/All/B2D9D834B0D307C685257F3F006FF1D9?OpenDocument>
- [83] EY. *Selected regulation methods supporting demand flexibility in electricity distribution network operations* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z:  
<https://www.energiavirasto.fi/documents/10191/0/Selected+regulation+methods+supporting+demand+flexibility+in+DSO+operations.pdf/35650f8f-cca8-4dd2-bdd4-8bf75f07b8db str. 45>
- [84] SIMPLE ENERGY. *Central Hudson and Simple Energy Promote Energy Efficiency with New Online Store and Engagement Platform* [online]. 2016 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z:



- <https://simpleenergy.com/central-hudson-and-simple-energy-promote-energy-efficiency-with-new-online-store-and-engagement-platform-2/>
- [85] SIMPLE ENERGY. *Orange & Rockland Expands Online Marketplace: Instant rebates now available on a variety of energy-efficient products* [online]. 2016 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <https://simpleenergy.com/orange-rockland-expands-online-marketplace-instant-rebates-now-available-on-a-variety-of-energy-efficient-products/>
- [86] DPS NEW YORK. *REV Demonstration Project: Building Efficiency Marketplace 2018 1Q* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <http://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId=%7B1BE2FE6F-08C1-4164-A663-4264BAA02B95%7D>
- [87] DPS NEW YORK. *Flexible Interconnect Capacity Solution - New York State* [online]. 2016 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <http://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId=%7B6D9EFACC-17FF-4695-9768-B89FA754EBA9%7D>
- [88] CONEDISON. *Brooklyn Queens Demand Management Demand Response Program* [online]. 2018 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: <https://www.coned.com/en/business-partners/business-opportunities/brooklyn-queens-demand-management-demand-response-program>
- [89] Roční zpráva OTE. 2017
- [90] DANISH ENERGY AGENCY. *Flexibility in the Power System-Danish and European experiences* [online]. 2015 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/flexibility\\_in\\_the\\_power\\_system\\_v23-lri.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/flexibility_in_the_power_system_v23-lri.pdf)
- [91] ZHAOHONG BIE, YANLING LIN, GENGFENG LI, XIAOMING JIN. *Smart Grid in China: a promising solution to China's energy and environmental issues* [online]. 2013 [vid. 10. prosinec 2018]. Získáno z: [https://www.researchgate.net/publication/271945832\\_Smart\\_Grid\\_in\\_China\\_a\\_promising\\_solution\\_to\\_China's\\_energy\\_and\\_environmental\\_issues](https://www.researchgate.net/publication/271945832_Smart_Grid_in_China_a_promising_solution_to_China's_energy_and_environmental_issues)
- [92] MICHAEL G. POLLITT, CHUNG-HAN YANG, HAO CHEN. *Reforming the Chinese Electricity Supply Sector: Lessons from International Experience* [online]. B.m.: Cambridge Working Paper in Economics. 2017 [vid. 10. prosinec 2018]
- [93] Mamula, O. *Jak se vyjít vnímání AMM mezi národními studii*, konference CK CIRED, Tábor, 2015
- [94] Státní energetická koncepce. MPO, Praha, 2015
- [95] Doplnující materiál k SEK. MPO, Praha, 2015
- [96] Zpráva o očekávané dlouhodobé rovnováze mezi nabídkou a poptávkou po elektřině a plynu 2016. OTE, Praha, 2016
- [97] ENTSO-E Working Group, *Market Design & RES. (2015, November ). Market Design for Demand Side Response, Policy Paper, ENTSO-E, Brussels, Belgium.* [Online]. [https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/entsoe\\_pp\\_dsr\\_web.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/entsoe_pp_dsr_web.pdf)
- [98] Swissgrid Ltd (2017, August). *Balance group management, Swissgrid Ltd, Laufenburg, Switzerland.* [Online]. <https://www.swissgrid.ch/swissgrid/en/home/experts/topics/bgm.html>
- [99] VSE (2013, October). *Anbindung von Regelpools an den Schweizer SDL-Markt (German), VSE, Aarau, Switzerland.* [Online]. [https://www.strom.ch/fileadmin/user\\_upload/Dokumente\\_Bilder\\_neu/010\\_Downloads/Branchenempfehlung/VSE\\_RP-PR\\_CH\\_2013\\_D.pdf](https://www.strom.ch/fileadmin/user_upload/Dokumente_Bilder_neu/010_Downloads/Branchenempfehlung/VSE_RP-PR_CH_2013_D.pdf)

- [100] European Union (2017, August). Guideline on electricity transmission system operation, European Union, Brussels, Belgium. [Online]. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1485&from=EN>.
- [101] C. Imboden, D. Schneider, R. Abt and R. Hiltbrunner (2016, November). Teilnahme industrieller Regelleistungs- Anbieter am Schweizer SDL-Markt. Technische und wirtschaftliche Opportunitäten, Bewertungsmethodik (German), University of applied sciences, Luzern, Switzerland. [Online]. <https://www.aramis.admin.ch/?DocumentID=34766>
- [102] Swissgrid Ltd (2016, May). Distribution system operators. Swissgrid Ltd, Laufenburg, Switzerland [Online]. <https://www.swissgrid.ch/swissgrid/en/home/reliability/griddata/distribution.html>
- [103] I. Avramiotis (2017, June). Pilot 2: FCR Cooperation. Brussels, Belgium [Online]. <https://www.swissgrid.ch/swissgrid/en/home/reliability/griddata/distribution.html>
- [104] ENTSO-E (2015, December). TERRE: Trans European restoration reserves exchange, Stakeholder meeting. Madrid, Spain [Online]. [https://www.entsoe.eu/Documents/Events/2015/2015\\_11\\_26\\_TSOs\\_presentation\\_for\\_the\\_SG\\_meeting\\_on\\_the\\_1\\_Dec%202015.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/Events/2015/2015_11_26_TSOs_presentation_for_the_SG_meeting_on_the_1_Dec%202015.pdf)
- [105] European Union (2016, August). Network Code on Demand Connection. European Union, Brussels, Belgium [Online]. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R1388&from=EN>