



**ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE**

---

Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

# **Analýza rozdílu mezi modelovanou spotřebou elektřiny a její reálnou hodnotou**

Diplomová práce

**Analysis of the difference between the model  
and real value of electricity consumption**

Diploma thesis

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Studijní obor: Ekonomika a řízení energetiky

Vedoucí práce: Ing. Petr Kusý

**Bc. Martin Chytra**

Praha 2019



## I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Chytra** Jméno: **Martin** Osobní číslo: **434709**  
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**  
Zadávající katedra/ústav: **Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**  
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**  
Studijní obor: **Ekonomika a řízení energetiky**

## II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

**Analýza rozdílu mezi modelovanou spotřebou elektřiny a její reálnou hodnotou**

Název diplomové práce anglicky:

**Analysis of the difference between the model and real value of electricity consumption**

Pokyny pro vypracování:

1. Popis účastníků trhu, jejich charakteristika a chování na trhu s elektřinou, zaměření na chování koncových zákazníků
2. Popis a vyhodnocení stávajícího způsobu měření elektřiny v ČR a budoucí vývoj
3. Analýza aplikace typových denních diagramů (TDD) na konkrétním případě
4. Vyhodnocení současně platné metodiky TDD

Seznam doporučené literatury:

Trh s elektřinou - úvod do liberalizované energetiky, kolektiv autorů, AEM, Praha, 2. vyd.  
CHEMIŠINEC, Igor a kol.: Obchod s elektřinou. 2010. ISBN 978-80-254-6895-7

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

**Ing. Petr Kusý, Energetický regulační úřad**

Jméno a pracoviště druhé(ho) vedoucí(ho) nebo konzultanta(ky) diplomové práce:

Datum zadání diplomové práce: **07.02.2019**

Termín odevzdání diplomové práce: **24.05.2019**

Platnost zadání diplomové práce: **20.09.2020**

Ing. Petr Kusý  
podpis vedoucí(ho) práce

podpis vedoucí(ho) katedry/katedry

prof. Ing. Pavel Ripka, CSc.  
podpis děkana(ky)

## III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

Diplomant bere na vědomí, že je povinen vypracovat diplomovou práci samostatně, bez cizí pomoci, s výjimkou poskytnutých konzultací.  
Seznam použité literatury, jiných pramenů a jmen konzultantů je třeba uvést v diplomové práci.

\_\_\_\_\_  
Datum převzetí zadání

\_\_\_\_\_  
Podpis studenta



## Prohlášení

„Prohlašuji, že jsem předloženou práci vypracoval samostatně a že jsem uvedl veškeré použité informační zdroje v souladu s Metodickým pokynem o dodržování etických principů při přípravě vysokoškolských závěrečných prací.“

V Praze dne .....

.....

Bc. Martin Chytra



## Poděkování

Rád bych touto cestou poděkoval vedoucímu mé diplomové práce panu Ing. Petru Kusému z energetického regulačního úřadu za poskytnuté rady a připomínky k obsahu práce, pomoc s vyhledáváním zdrojů a informací, osobní konzultace a věnovaný čas při metodickém vedení práce.

Dále bych chtěl poděkovat panu doc. Ing. Jiřímu Vašíčkovi, CSc. za neméně důležité rady, připomínky a poskytnutou pomoc při vedení práce. Panu Ing. Jiřímu Volfovi ze společnosti E. ON Distribuce za zajímavý pohled na jednotlivé účastníky trhu s elektřinou a vyjasnění všech vztahů mezi těmito subjekty. Dále panu Ing. Votrubovi z PRE Distribuce, který rovněž přispěl svými prezentacemi na naší škole k otevření některých myšlenek, které jsem následně v práci uplatnil. Rovněž bych rád poděkoval panu Ing. Jaroslavu Hodánkovi z OTE, který mi poskytl celou řadu užitečných zdrojů a informací, a také zpracoval a navrhl početní zadání pro příklad uvedený v DP, který měl za úkol ukázat skutečný proces vyhodnocování odchylek a clearingů.

Při práci byly využity materiály od Operátora trhu s elektřinou, kterou jsou volně dostupné na oficiálním webu. Dále byly využity materiály ERÚ volně přístupné na jejich oficiálním webu.

## Abstrakt

Hlavním cílem této práce je ukázat význam typových diagramů dodávek, určit jejich poplatnost k dnešní době, identifikovat slabé stránky a doporučit možné návrhy pro zpřesnění mechanismu TDD. Nejdříve bude vysvětleno a popsáno fungování trhu s elektřinou, se zaměřením především na spotřebu elektřiny a chování koncových odběratelů, a také nastíněn možný budoucí vývoj v této oblasti. Dále bude popsán současný způsob měření spotřeby elektřiny, nastíněn budoucí vývoj a možný dopad nástupu nových technologií. Právě v současném modelu měření a vyhodnocování spotřeby odběratelů je uplatňována metodika TDD pro neprůběhově měřené zákazníky. Tato metodika bude podrobně analyzována na konkrétním příkladu vyhodnocení odchylky u jednoho spotřebitele. Na závěr bude vyhodnocena funkce a přesnost systému TDD a doporučeny některé návrhy na její zlepšení.

### *Klíčová slova*

Typové diagramy dodávek, TDD, spotřeba elektřiny, hodnocení metodiky TDD, clearing

## Abstract

The main aim of this Diploma thesis is to show the importance of load profiles, their applications in nowadays conditions of energetics, identify weaknesses and recommend some proposals to achieve more accuracy of load profiles. First of all it is necessary to explained and described electricity market, connections between market participants with focus on electricity consumption and consumer behavior. Also will be indicate future development in electricity consumption. Then will be describe and explained current state of measuring electricity consumption, future development and expected changes due to new technologies like smart metering and smart grids. Under current conditions load profiles are used to settlement of differences between the actual and allocated consumption values for the type C metering. After that will be system of load profiles analysis on specific example of consumption evaluation by one electricity consumer. Finally will be evaluated function and accuracy of load profiles and given some suggestion of improve proposal.

### *Key words*

Load profiles, LP, LP clearing, electricity consumption, C metering, Smart Metering



## Obsah

Prohlášení.....	5
Poděkování.....	7
Abstrakt.....	8
<i>Klíčová slova</i> .....	8
Abstract .....	8
<i>Key words</i> .....	8
Seznam použitých zkratk.....	10
0. Úvod .....	11
1. Popis fungování trhu s elektřinou .....	13
1. 1 Současný stav trhu s elektřinou .....	13
1. 2 Budoucí vývoj na trhu s elektřinou.....	16
1. 3 Regulace trhu s elektřinou .....	18
1. 3. 1 Podmínky vstupu na trh s elektřinou .....	19
1. 4 Účastníci trhu s elektřinou .....	21
1. 5 Typy odběratelů .....	23
1. 5. 1 Dělení odběratelů podle velikosti spotřeby .....	23
1. 5. 2 Dělení odběratelů podle trendu jejich chování .....	28
1. 5. 3 Možné změny chování odběratelů .....	29
1. 6 Obchodování s elektřinou .....	30
2. Měření elektřiny.....	31
2. 1 Typy měření elektřiny v ČR.....	32
2. 2 Budoucí vývoj měření elektřiny v ČR.....	33
2. 3 Odchylka .....	37
2. 3. 1 Princip zúčtování odchylek.....	38
2. 3. 2 Vypořádání odchylek .....	39
2. 4 Typové diagramy dodávek .....	41
2. 4. 1 Ukázka aplikace TDD.....	43
3. Analýza aplikace TDD na konkrétním případě .....	45
3. 1 Tvorba TDD .....	45
3. 2 Aplikace TDD.....	47
3. 2. 1 Odhad průběhu spotřeby na dané období .....	48
3. 2. 2 Odhad průběhu spotřeby za dané období pro stanovení odchylky SZ.....	52
3. 2. 3 Odhad průběhu spotřeby za dané období po odečtu spotřeby .....	58
3. 3 Analýza výsledků procesu vyhodnocování odchylek.....	60

3. 4 Porovnání modelovaného průběhu pomocí TDD a skutečného průběhu.....	61
4. Vyhodnocení současně platné metodiky TDD.....	63
4. 1 Podklady pro hodnocení.....	63
4. 2 Ukazatel tvarové shody .....	64
4. 3 Ukazatel absolutní shody.....	66
4. 4 Vliv jednotlivých faktorů na přesnost systému TDD.....	70
4. 5 Možné úpravy systému TDD.....	71
5. Závěr.....	73
6. Citovaná literatura.....	77
Seznam obrázků .....	79
Seznam tabulek .....	80
Přílohy.....	80

## Seznam použitých zkratk

<b>AMM</b>	Advanced meter management	<b>PDS</b>	Provozovatel distribuční soustavy
<b>DDZ</b>	Diagram denního zatížení	<b>PPS</b>	Provozovatel přenosové soustavy
<b>DS</b>	Distribuční soustava	<b>PS</b>	Přenosová soustava
<b>ERÚ</b>	Energetický regulační úřad	<b>PXE</b>	Pražská energetická burza
<b>ES</b>	Elektrizační soustava	<b>REAS</b>	Rozvodné energetické akciové společnosti
<b>FVE</b>	Fotovoltaická elektrárna	<b>RÚT</b>	Registrovaný účastník trhu
<b>HDO</b>	Hromadné dálkové ovládání	<b>SEI</b>	Státní energetický inspekce
<b>KVET</b>	Kombinovaná výroba elektřiny a tepla	<b>SG</b>	Smart Grids
<b>MO</b>	Maloodběr	<b>SM</b>	Smart Metering
<b>MOO</b>	Maloodběr obyvatelstvo	<b>SO</b>	Systémová odchylka
<b>MOP</b>	Maloodběr podnikatelský	<b>SZ</b>	Subjekt zúčtování
<b>MPO</b>	Ministerstvo průmyslu a obchodu	<b>TDD</b>	Typové diagramy dodávek elektřiny
<b>NT</b>	Nízký tarif	<b>TÚV</b>	Teplá užitková voda
<b>OD</b>	Odběrový diagram	<b>VO</b>	Velkoodběr
<b>OM</b>	Odběrné místo	<b>VT</b>	Vysoký tarif
<b>OTE</b>	Operátor trhu s energií	<b>ZC</b>	Zúčtovací cena
<b>OZE</b>	Obnovitelné zdroje energie	<b>ZD</b>	Zbytkový diagram

## 0. Úvod

Proces liberalizace trhu s elektřinou odstartoval přechod energetiky od centrálně řízeného odvětví, kde měl hlavní roli stát, k tržnímu odvětví, ve kterém se na ceně elektřiny podílí řada obchodních faktorů a samotní účastníci trhu s elektrickou energií.

Způsob obchodu s elektřinou je specifický v mnoha ohledech. Už samotná dodávka elektřiny je unikátní, neboť dopředu přesně nikdo neví, jaké množství bude potřebovat. Elektřinu si z elektrizační soustavy lze vzít v zásadě v libovolném množství (snad jen s omezením v rámci sjednané smlouvy o připojení a smlouvy s obchodníkem) v kterýkoliv čas. Elektřina se pohybuje od výrobce ke spotřebiteli podle základních fyzikálních zákonů, ovšem nedá se jednoznačně určit, jestli právě daná vyrobená elektrická energie konkrétního výrobce dorazila na určené místo odběru, jelikož je to s přihlédnutím k těmto platným fyzikálním zákonům prakticky nereálné.

Na elektrizační soustavu je proto možné nahlížet jako na černou skříňku, do které na jedné straně někdo něco vložil, a na straně druhé si to někdo vzal. To by bylo snadné, pokud by elektřina uvnitř černé skříňky počkala na dobu svého odběru. To ale není fyzikálně možné, neboť vyrobená elektřina se musí v tentýž okamžik spotřebovat. Z tohoto faktu navíc vyplývá, že musí být vyrobeno právě tolik elektřiny, kolik bude spotřebováno (nebudeme-li teď uvažovat ztráty při přenosu a distribuci). Pro tuto situaci se používá termín vyrovnaná výkonová bilance sítě. Jakýkoliv výkyv od vyrovnaného stavu s sebou nese komplikace, které zhoršují chod sítě a kvalitu energie. V krajním případě může dojít až k celkovému rozpadu soustavy.

Výsledkem je tedy vzájemná závislost výrobců a spotřebitelů, nutnost dodržovat stanovená pravidla a používat mechanismy k řízení a regulaci elektrizační soustavy, aby byl zajištěn její bezpečný a spolehlivý chod. Toto lze označit za hlavní myšlenku fungování celého trhu s elektřinou.

Přechodem od centrálně řízené energetiky k energetice řízené tržními mechanismy v oblasti výroby a obchodu (zatímco přenos a distribuce jsou nadále regulovány) došlo ke snížení a ustálení cen elektřiny pro koncové zákazníky, zamezení zneužívání monopolního postavení, diverzifikaci výrobních zdrojů, možnosti volby libovolného dodavatele a otevření trhu pro všechny účastníky. To jsou velmi pozitivní dopady na účastníky trhu.

Ovšem je potřeba zmínit i negativa. Těmi jsou nekalé obchodní praktiky (např. smlouva o dodávce elektřiny na dobu určitou, sankce za odstoupení od smlouvy či agresivní obchodní strategie). Některým zákazníkům se navíc může zdát systém trhu složitý a komplikovaný (obchodník prodává něco, co fyzicky nemá), místy až neprůhledný a nepřehledný systém (obchodníci mohou bilancovat mezi sebou) a navíc se v energetice začaly pohybovat i subjekty, které jdou pouze za maximalizací zisku

a snaží se vytěžit obchodní potenciál energetiky. Navíc nelze veškeré zásluhy na snížení ceny elektřiny připisovat pouze liberalizaci trhu. Do ceny elektrické energie vstupuje mnoho dalších faktorů, a tak je možný i budoucí nárůst ceny za elektřinu při fungujícím trhu s uplatňováním tržních mechanismů.

Proto se ve své práci v rámci první kapitoly zaměřím na obecné fungování trhu s elektřinou, na kterém se jednotliví účastníci pohybují. Právě důkladná znalost rolí jednotlivých subjektů a vazeb mezi nimi bude základem pro další část práce. Pokusím se vysvětlit rozdílnou obtížnost mezi predikcí výroby a predikcí spotřeby, a také způsoby řízení velikosti výroby a spotřeby elektrické energie. Současně se zaměřím na chování spotřebitelů elektrické energie, pokusím se analyzovat příčiny změn v jejich spotřebním chování a nastínit budoucí vývoj v přístupu ke spotřebě elektřiny. Konečné odběratele elektřiny pak rozdělím podle charakteru jejich spotřeby.

Druhá kapitola bude věnována současným způsobům měření a odečtu spotřeby elektřiny. Na to navážu s analýzou budoucího vývoje v oblasti měření elektřiny, především u odběratelů s neprůběhovým měřením typu C, kde se již delší dobu hovoří o implementaci chytrého měření. Následujícím krokem pak bude popsat vyhodnocování výsledků měření a vyhodnocování odchylek. Součástí této kapitoly bude i popis současného mechanismu ke stanovení průběhu spotřeby u neprůběhově měřených odběratelů.

Ve třetí kapitole, která bude představovat praktickou část práce, se zaměřím na aplikaci mechanismu TDD, kterou budu demonstrovat na konkrétním případě. Zde bude ukázáno, jakým způsobem postupuje operátor trhu při vyhodnocování odchylek u zákazníků s neprůběhovým měřením typu C, a jakým způsobem jsou zde využity typové diagramy dodávek.

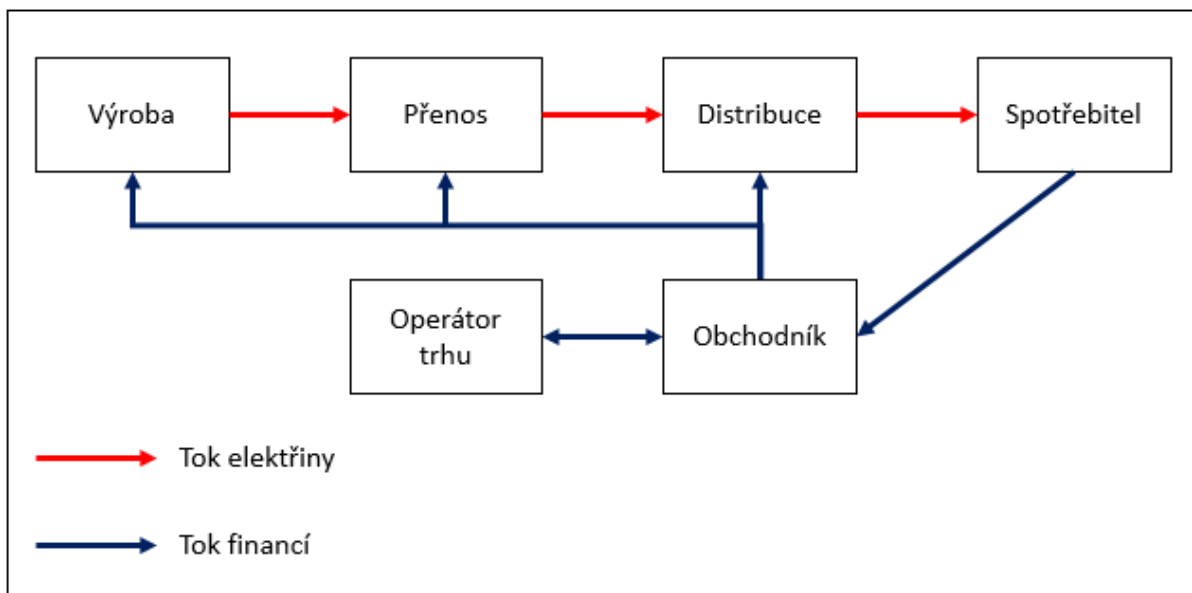
Ve čtvrté kapitole budu následně vyhodnocovat metodiku TDD. Popíšu ukazatele používané pro hodnocení mechanismu TDD a také analyzuji dosažené výsledky. Především půjde o zdůvodnění jednotlivých dosažených výsledků a identifikaci faktorů, které výsledky ovlivňují.

Hlavním cíle práce tak bude na základě nastudované problematiky v oblasti trhu s elektřinou, chování spotřebitelů, způsobů měření elektřiny a vyhodnocování odchylek ukázat význam typových diagramů dodávek při vyhodnocování odchylek subjektů zúčtování, určit jejich poplatnost k dnešní době, identifikovat slabé stránky a doporučit možné návrhy pro zpřesnění mechanismu TDD. Dále pak analyzovat proces vyhodnocování odchylek pomocí systému TDD.

# 1. Popis fungování trhu s elektřinou

## 1.1 Současný stav trhu s elektřinou

Zatímco fyzický tok elektrické energie lze obecně označit za tok od výrobce ke spotřebiteli, peněžní tok je přesně obrácený. [1] Dokládá to následující obrázek.



Obrázek 1 Tok energie vs. tok peněz, vlastní nákres

Princip obchodování s elektřinou je tak v zásadě prostý. Na jedné straně má za úkol dostat elektřinu k odběrateli a na straně druhé peněžní prostředky od odběratele k jednotlivým účastníkům, kteří dodávku elektřiny zajišťují a umožňují vůbec samotný obchod realizovat. Na trhu s elektřinou se pohybuje více subjektů zároveň. Mají mezi sebou úzké vazby a prakticky by nemohly fungovat jeden bez druhého. To dokazuje úzkou provázanost mezi výrobou, přenosem, distribucí a spotřebou elektrické energie, samozřejmě při dodržení fyzikálních podmínek pro stabilitu sítě, kdy musí být v každém časovém okamžiku splněna vyrovnaná bilance výkonu a zatížení. [2]

Na začátku každého obchodu je potřeba odhadnout předpokládané množství, které uspokojí poptávku. Na tomto místě je proto důležité zmínit rozdílnou obtížnost mezi predikcí výroby a predikcí spotřeby elektrické energie. Výrobu z konvenčních zdrojů<sup>1</sup> jsme schopni nejenom velmi přesně odhadnout a předpovídat, ale následně i přesně zjistit. Každý výrobce je totiž povinen vyplňovat statistické výkazy o výrobě pro OTE či ERÚ. Z těchto výkazů se dá s přesností na MWh určit, kolik bylo v daný čas vyrobeno elektrické energie každým výrobcem. K predikci výroby slouží diagramy zatížení

<sup>1</sup> Mezi konvenční říditelné zdroje jsou z tohoto hlediska řazeny elektrárny: jaderné, uhelné, plynové, paroplynové, akumulční a přečerpávací vodní elektrárny.

jednotlivých výrobních bloků elektráren. Jejich predikce podléhá do jisté míry snaze optimalizovat výrobní procesy a tlačit tak výrobní náklady co nejnižší.

Ovšem v poslední době dochází k značnému nárůstu podílu intermitentních zdrojů na energetických mixech jednotlivých států (včetně ČR), což má za následek snížení schopnosti přesně odhadovat množství vyrobené energie. To bylo značným problémem v počátcích integrace intermitentních zdrojů do ES, v dnešní době už jsou přeci jen k dispozici vyspělejší technické možnosti, jak predikci stanovit poměrně přesně. Den před dodávkou elektřiny se pohybuje přesnost odhadu výroby ze solárních zdrojů okolo 85 %, u větrných zdrojů okolo 75 % [13]. Vyšší přesnost může být způsobena i tím, že se v posledních letech ustálil instalovaný výkon těchto výroben. Naopak novou skutečností je fakt, že s narůstajícím počtem tzv. samospotřebitelů<sup>2</sup> dochází v poslední době k situacím, ve kterých se tok elektřiny pohybuje obráceně, tedy z nižších napěťových hladin do vyšších [14]. Kumulované přebytky samospotřebitelů se totiž chovají jako nový výrobní zdroj.

Naproti tomu predikce celkové spotřeby všech konečných zákazníků je jako věštění z křišťálové koule. Asi těžko lze najít nějakou vhodnou optimalizaci spotřeby elektřiny přibližně 6 milionů odběrných míst v ČR, z nichž asi 5,2 milionů tvoří domácnosti [6]. Snaha optimalizovat spotřebu by vedla k omezování potřeb a pohodlí konečných spotřebitelů. Navíc téměř všechny domácnosti jsou v současné době vybaveny neprůběhovým měřením, tudíž nejsme schopni ani zpětně určit skutečný průběh jejich spotřeby v čase. Stojí proti sobě tedy dvě vzájemně svázané strany, z nichž jednu predikovat a následně zjišťovat její skutečný průběh v čase umíme velice přesně (výrobu), druhou však nikoliv (spotřebu). Vzniklý rozdíl mezi skutečnou výrobou a spotřebou způsobuje odchylku v síti, která musí být řešena PPS. Její řešení spočívá v aktivaci podpůrných služeb a regulační energie. Tyto zásahy následně finančně vypořádává OTE, aby došlo k vyrovnání finančních toků mezi těmi, kdo odchylku způsobili a kdo odchylku naopak eliminovali. [3]

Ruku v ruce s touto skutečností jde i samotné řízení výroby a spotřeby. Zatímco výrobu je možno řídit zcela podle změn ve spotřebě (zvyšováním či snižováním výkonů říditelných výrobních bloků), těžko bychom řídili spotřebu všech OM podle aktuální velikosti výroby (například z intermitentních zdrojů). Přesto existují možnosti, jak alespoň částečně spotřebu korigovat. Jednoduchý a efektivní způsob řízení spotřeby představuje hromadné dálkové ovládání (HDO). To umožňuje PDS dálkově ovládat spotřebiče s velkými příkony a přesouvat tak jejich spotřebu v rámci DDZ odběratele. Tím dochází k omezení špiček ve spotřebě a ke snaze vyrovnávat průběh zatížení. HDO je soubor funkčních technických prvků (vysílače, přijímače, automatické prvky), které umožňují vysílat

---

<sup>2</sup> Samospotřebitel, z anglického výrazu prosumer (zkráceně professional consumer) – nejlépe přeložitelné jako vyspělý spotřebitel, tedy někdo, kdo část své spotřeby kryje vlastní výrobou z OZE či KVET, a je schopen přebytky energie poskytovat do ES. [5]

povely k zapínání a vypínání spotřebičů či k přepínání tarifů. Pro přenos signálu využívá systém HDO silová vedení elektřiny. [10]

Základním předpokladem k využití funkce HDO je souhlas zákazníka poskytnutý provozovateli distribuční soustavy, že zákaznickovy spotřebiče určené k tepelnému a akumulacnímu využívání elektřiny budou dálkově blokovány PDS v předem stanovenou denní dobu, zpravidla při určité špičce zatížení ES. Nejmenší časová jednotka pro blokování spotřebičů je 1 hodina. Tato délka vychází z produktů obchodovaných na trzích s elektřinou. Aktuálně je pomocí systému HDO řízeno přibližně 20 % spotřebované energie v sektoru MOO, a přibližně 11 % spotřebované energie v sektoru MOP. Tato čísla dokládá ekonomické posouzení chytrého měření od MPO z roku 2012, ve kterém lze najít zmínku, že pomocí HDO je takovýmto způsobem řízeno 400 – 700 MW výkonu, což odpovídá roční hodnotě elektrické energie v řádech jednotek TWh. [10] Lze předpokládat, že se zvýšením počtu odběratelů od roku 2012 a nárůstem spotřeby se také v podobném poměru zvýšil výkon řízený pomocí HDO.

Naproti tomu zákazník s HDO získává možnost dvoutarifní cenové struktury při spotřebě elektřiny. Spotřeba tak může probíhat buďto v nízkém (NT) nebo ve vysokém tarifu (VT). Zpravidla během VT jsou velké spotřebiče blokovány, zatížení soustavy je větší než v NT a cena elektřiny je vyšší než v NT. Právě tyto tarifní sazby mají za úkol motivovat konečné odběratele k dalšímu přizpůsobování své spotřeby během měnícího se zatížení ES. Nízký tarif je levnější oproti vysokému tarifu, a má za úkol přenášet část spotřeby ze špiček zatížení ES během dne. O efektivnosti dvoutarifní složky ceny za elektřinu hovoří i fakt, že plno domácností přizpůsobuje svoji spotřebu nízkému tarifu. Jsou totiž ochotny přesouvat svoje činnosti (typicky praní, žehlení, mytí nádobí v myčce) právě do časového úseku nízkého tarifu, ačkoliv tím dochází k omezení jejich pohodlí už jenom tím, že musí plánovat, kdy tyto činnosti budou vykonány. Tomuto faktu se musel přizpůsobit i obchodník, který na faktuře vykazuje stejně jako distributor pro dvoutarifové zákazníky cenu ve VT a v NT.

Motivovat konečné zákazníky a spotřebitele k přizpůsobování jejich diagramu zatížení, které by vedlo k větší efektivitě užití energie a úspoře při dimenzování sítí na maximální přenášené výkony, by mohlo být významným krokem v budoucím vývoji elektroenergetiky. Základní motivací pro zákazníky je a vždycky bude cena za spotřebovanou elektřinu, ale pochopitelně pouze do určité hranice. Někdo je ochoten přesouvat svojí spotřebu a tím se omezovat ve svém komfortu pro úsporu řádově stovek Kč/rok, resp. změnit dodavatele kvůli úspoře stovek Kč/rok, jiný uživatel by se touto možností nenechal přesvědčit. Další motivací může být jistota a solventnost dodavatele, který zpravidla nabízí vyšší cenu, naproti nižší ceně od spekulativního obchodníka. Toto tvrzení dokládají také výsledky nedávného průzkumu jednoho z obchodníků s elektřinou, ve kterých se ukázalo, že zákazníci v ČR si

svého dodavatele elektřiny vybírají podle ceny, spolehlivosti a dobrého jména. Právě konkurenční prostředí mezi obchodníky s elektřinou dává možnost zákazníkům získávat k platbě za elektřinu také další služby, kterými se jednotliví obchodníci snaží získat konkurenční výhodu. [12]

Všichni odběratelé po procesu liberalizace trhu mají možnost svobodné volby a bezplatné změny svého dodavatele elektřiny. O narůstajícím trendu počtu změn dodavatelů elektřiny se lze přesvědčit přímo na webových stránkách OTE. Za rok 2018 změnilo svého dodavatele elektřiny 570 511 uživatelů. Jedním z důvodů tohoto rekordního počtu změn je růst ceny silové elektřiny na krátkodobých trzích, který souvisel s nárůstem ceny za emisní povolenky. [11] [12] Ovšem negativním důsledkem těchto změn je také zvyšující se počet tzv. energetických šmejdů, kteří využívají agresivní taktiku a uzavírají nevýhodné smlouvy se svými zákazníky. Vyřešit tento problém by měla úprava stávající legislativy, která už je částečně nastíněna v připravované novele Energetického zákona. [12]

## 1. 2 Budoucí vývoj na trhu s elektřinou

Současná tarifní struktura by mohla přejít při implementaci chytrého měření až do podoby dynamických tarifů, ve kterých by se odběratelé mohli rozhodovat například podle aktuálních cen elektřiny na trhu. Zákazníci by tak přesouvali část svojí spotřeby sami podle cenových signálů trhu, které by reagovaly na aktuální zatížení elektrizační soustavy [15]. Tím by došlo k přerozdělení nákladů mezi jednotlivými odběrateli, které by více odpovídalo skutečné struktuře spotřeby podle doby, kdy je elektřina spotřebována. Tímto mechanismem by mohlo dojít až k samovolnému řízení spotřeby podle zatížení v soustavě.

Avšak se nabízí otázka, kolik domácností by ve skutečnosti využívalo tyto dynamické tarify, jejichž podmínka pro užívání spočívá v neustálém hlídání ceny elektřiny na trhu. Jak již bylo řečeno dříve, motivací pro zákazníky je a vždycky bude cena, a tudíž by jim přesouvání spotřeby do časů s nižším zatížením soustavy mělo přinést výraznou úsporu natolik, aby byli ochotni se takto omezovat a svoji spotřebu přesouvat. Dynamické tarify a hlídání ceny na trhu jsou však jakýmsi prvotním náznakem změny zaběhnutého stereotypu, ve kterém se výroba přizpůsobovala spotřebě. Nyní by se mohl cenově motivovaný zákazník přizpůsobovat aktuální velikosti výroby a zatížení v síti. Na druhou stranu si lze asi těžko představit, že by průmyslové podniky přesouvaly svoje pracovní doby na noc, kdy je elektřina levnější, případně na víkend, kdy je většinou elektrické energie přebytek. Rovněž se nedá očekávat, že by o své výnosy chtěli přijít obchodníci, pokud by se pro jejich zákazníky ukázalo, že dynamické tarify jim přinesou finanční úsporu.

K dalšímu využití naměřených dat chytrými elektroměry by mohlo docházet při sjednávání maxima odběratele nikoliv podle velikosti jeho jističe, jako je tomu v současné době, avšak podle jeho skutečného maxima zatížení. To opět dokládá úzkou provázanost výroby a spotřeby. Zákazník by si



s příslušným provozovatelem distribuční soustavy sjednal individuální velikost maxima zatížení (resp. rezervovaného příkonu), které nepřekročí. Za případné překročení by byl pokutován. Jako příklad uvádím následující situaci: Odběratel má tarifní sazbu D25d, jistič 3x25 A. Velikost jeho jističe byla stanovena ze vztahu [27]:

$$P = m * U * I$$

kde P je celkový výkon [W], m je počet fází, U je fázové napětí [V] a I je proud [A]. Z toho vztahu následně určíme velikost proudového jističe úpravou vzorce do podoby:

$$I = \frac{P_S}{m * U}$$

kde  $P_S$  je soudobý příkon [W], který je vypočten jako [32]:

$$P_S = \sum_{i=1}^n P_i * k_S$$

Kde  $P_i$  je příkon  $i$  – tého spotřebiče v domácnosti, n je počet spotřebičů a  $k_S$  je koeficient soudobosti [32]. Pro stanovení celkového příkonu všech spotřebičů v domácnosti se sazbou D25d jsem zpracoval přehlednou tabulku typických spotřebičů a jejich příkonů.

Tabulka 1 Přehled příkonu spotřebičů v domácnosti

Spotřebič	Příkon [W]	Spotřebič	Příkon [W]	Spotřebič	Příkon [W]
El. sporák	2 500	Fén	1 800	TV	300
Bojler	2 200	Pračka	1 200	Mixér	200
Žehlička	2 100	Myčka	1 200	Digestoř	200
El. trouba	2 000	Mikrovlňka	1 000	Lednice	100
Rychlovar. k.	1 900	Světla	600	Mrazák	100
Vysavač	1 800	PC, elektronika	300		
$\Sigma P_i$	19 500	$k_S$	0,8 [-]	$P_S$	15 600

Pro stanovení hodnoty proudového jističe pak postačí dosadit do vzorce:

$$I = \frac{15\,600}{3} * \frac{1}{\frac{400}{\sqrt{3}}} = 22,5 [A]$$

Příslušnou velikost jističe je pak nutné zvolit jako nejbližší vyšší hodnotu dostupného jističe, v tomto případě tedy 25 A. Jistič slouží jako ochranný prvek. Pro tento jistič 3x25A je rezervovaný

příkon při uvažovaném charakteru zátěže s neutrálním účínkem  $\cos \varphi = 0,95$  roven  $P_R = 16,45 \text{ kW}$ . Tento rezervovaný příkon pak PDS musí zákazníkovi držet pro každý časový okamžik. Zákazník zároveň PDS platí za příslušnou výši rezervovaného příkonu regulovaným poplatkem na faktuře za elektřinu.

Ovšem zákazník i v době svého největšího odběru nepřesáhne během všedního dne hodnotu 6 kW, během víkendu 10 kW. A to z toho důvodu, že nepoužívá všechny svoje spotřebiče zároveň. Sjednal by si tak s PDS platbu za rezervovaný maximální příkon 10 kW. Tím by si ušetřil část poplatku za rezervovaný příkon. Při překročení této smluvené hodnoty by byl penalizován. Snížením rezervovaného příkonu pro dané OM zároveň šetří i přenosovou schopnost konkrétního vedení pro PDS.

Na druhou stranu je nutné se zamyslet, k čemu by takové snižování sjednaného maxima oproti maximu rezervovaného příkonu podle velikosti jističe mohlo vést. Pokud by takovouto strategii hromadně aplikovala řada domácností, ušetřily by tyto domácnosti část poplatku za rezervovaný příkon. Tím by ovšem klesly výnosy distributorovi, kterému by však náklady na poskytnutí rezervovaného příkonu zůstaly stejné. Musel by je tak vybrat od těch odběratelů, kteří své sjednané maximum nezmění. Případně by musel nastavit novou strukturu platby za rezervovaný příkon tak, aby pokryl své náklady. V podstatě jde jen o hledání způsobu, jak tyto náklady přerozdělil mezi jednotlivé spotřebitele.

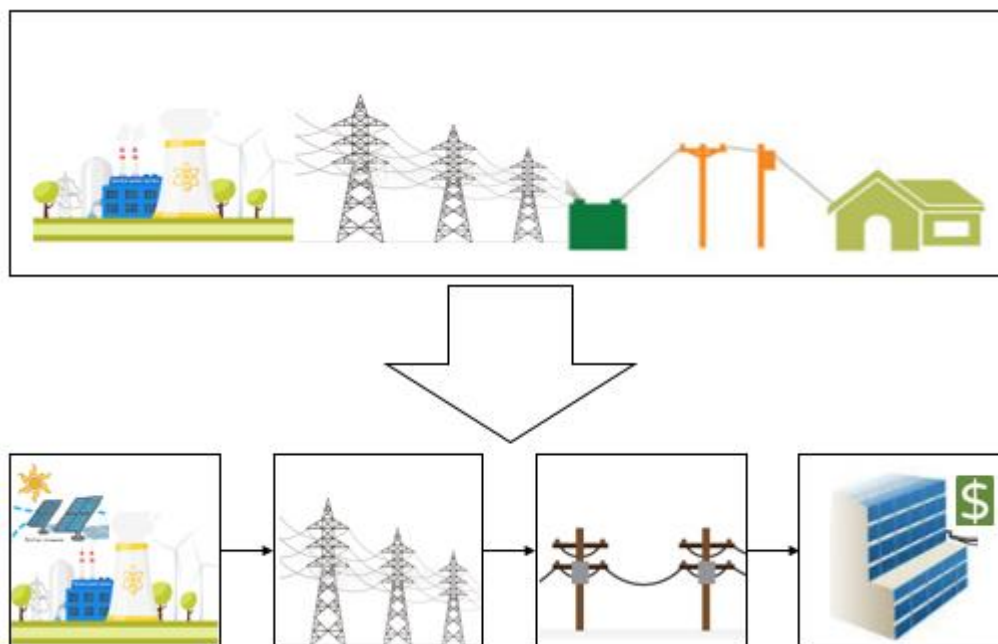
### 1. 3 Regulace trhu s elektřinou

Aby mohly úzké vazby mezi účastníky správně fungovat, je nutné dodržovat stanovená pravidla. Ta lze chápat jako určitý způsob regulace, která se vztahuje na všechny subjekty pohybující se na trhu s elektřinou, na rozdíl od cenové regulace, která se týká pouze přenosu a distribuce. Otázkou však zůstává, zda je regulace vůbec nutná? A případně co je hlavním důvodem regulace energetiky?

Začnu odpovědí na první otázku. Regulace je opravdu nutná, a to už z toho důvodu, že energetika je zásadním prvkem národního hospodářství a má tzv. meziodvětvový charakter, je tedy úzce provázána s ostatními odvětvími, a při její absenci by ostatní odvětví vůbec nefungovala.

Druhým a podstatným významem regulace je ochrana zákazníka. Před liberalizací trhu fungovalo obchodování s elektřinou odlišně. Celý proces (výroba, přenos, distribuce, prodej) zajišťoval jediný subjekt. Vzhledem k investiční náročnosti na síťovou infrastrukturu bylo obtížné vytvořit konkurenční prostředí, daný subjekt tak vystupoval v pozici monopolu, a mohl by si účtovat prakticky libovolnou cenu. Proto bylo z pohledu konečného spotřebitele důležité regulovat tento subjekt na trhu.

Procesem liberalizace došlo k oddělení jednotlivých činností k zajištění dodávky elektřiny na jednotlivé sektory: výrobu, přenos, distribuci a prodej energie. Síťová odvětví (přenos a distribuce) zůstaly dále regulovanými subjekty, zatímco proces výroby a prodeje už nově regulovány nejsou [1]. V rámci těchto sektorů je vytvořeno konkurenční tržní prostředí a jednotlivé subjekty se snaží mezi sebou soupeřit cenovou strategií o svoje zákazníky. Dopad liberalizace na trh s elektřinou je na následujícím obrázku.



Obrázek 2 Dopad liberalizace na trh s elektřinou, vlastní nákres

Jednotlivé subjekty na trhu musí dodržovat stanovená pravidla, aby celá ES mohla správně fungovat. Pravidla musí být splněna již v době přístupu na trh. Proto zde ve zkratce uvedu podmínky pro vstup na trh s elektrickou energií.

### 1. 3. 1 Podmínky vstupu na trh s elektřinou

Jak již bylo zmíněno, trh s elektřinou je v mnoha ohledech specifický, a proto je zvlášť důležité dodržovat stanovená pravidla. Jejich porušování by vedlo k narušení vyrovnané výkonové bilance sítě, což by mělo neblahé následky na všechny její uživatele. Všichni účastníci tak musí ke svým úkolům na trh přistupovat obezřetně a svým chováním pomáhat k vzájemné koordinaci mezi výrobou, dopravou a spotřebou elektřiny.

Pravidla jsou vymezena energetickým zákonem č. **458/2000 Sb.**, o podmínkách podnikání a výkonu státní správy v energetických odvětvích. Ten jednoznačně stanovuje podmínky pro všechny účastníky trhu. Podmínky samotné organizace trhu jsou pak stanoveny vyhláškou Energetického

regulačního úřadu č. **408/2015 Sb.** o pravidlech trhu s elektřinou. Jsou zde mimo jiné stanoveny podmínky pro:

- přístup k přenosové a distribuční soustavě v souvislosti s otevíráním trhu vlivem liberalizace a rozsah zveřejňovaných informací pro umožnění přístupu
- termíny předkládání žádostí na uzavření smluv na trhu s elektřinou, termíny na uzavírání smluv a povinnost jejich registrace u operátora trhu
- podmínky včetně postupů pro přenesení a převzetí odpovědnosti za odchylku
- termíny pro předávání údajů na vyhodnocení a zúčtování odchylek
- obstarávání a zúčtování regulační energie
- organizaci krátkodobého a vyrovnávacího trhu
- pravidla pro tvorbu a užití typových diagramů dodávek
- výběr dodavatele elektřiny [4]

Tato vyhláška z roku 2015 byla novelizována v roce 2017 vyhláškou č. 127/2017 Sb. (která nabyla účinnosti od 1. 6. 2017). Snahou novelizace bylo reagovat na dynamický vývoj na elektroenergetickém trhu. [3]

Zcela zásadní rozdíl je mezi registrovaným účastníkem trhu a subjektem zúčtování odchylky, proto tyto pojmy, které jsou důležité pro další práci, v jednoduchosti vysvětlím.

Registrovaným účastníkem trhu je fyzická nebo právnická osoba, která je registrována u operátora trhu (OTE). Operátor mu v takovém případě přidělí identifikační údaje – registrační číslo a poznávací EAN kód. Povinnost registrovat se mají všichni držitelé licencí na výrobu (včetně drobných výrobců ze střešních solárních elektráren), přenos, distribuci a obchod s elektřinou a dále také oprávnění zákazníci. V současné době je v systému OTE registrováno řádově 30 tisíc RÚT. [1]

Každý účastník trhu (registrovaný i neregistrovaný) si musí zvolit způsob odpovědnosti za odchylku. Subjektem zúčtování odchylky je pak ten, kdo má vlastní odpovědnost za odchylku a je tak kontrolován operátorem trhu. V zásadě jsou možné dvě varianty:

- vlastní odpovědnost za odchylku
- přenesená odpovědnost za odchylku

V případě, že by si účastník nezvolil žádnou z nabízených variant odpovědnosti za odchylku, je jeho odchylka posuzována jako neoprávněný odběr (příp. neoprávněná dodávka) elektřiny z ES, a podléhá tak vymahatelnému postihu. Vlastní odpovědnost za odchylku mají zpravidla účastníci pohybující se na velkoobchodním trhu, kteří musí mít uzavřenou smlouvu o zúčtování s operátorem trhu. Tím se váží k dodržení smluvené velikosti dodávky či odběru. Vzniklá odchylka mezi smluvenou a

skutečnou předávkou je předmětem zúčtování. V současné době je registrováno u OTE řádově 200 subjektů zúčtování. [1] [2]

Naopak přenesenou odpovědnost za odchylku využívají účastníci na maloobchodním trhu, typicky domácnosti. Jejich odchylka tak přechází na obchodníka, který je subjektem zúčtování. Odpovědnost za odchylku se vztahuje zvláště ke každému odběrnému místu. Odchylka může být přenesena pouze na jeden subjekt zúčtování odchylky, který má vlastní odpovědnost za odchylku. Výjimku tvoří předávací místa, ve kterých dochází jak k dodávce, tak k odběru elektřiny. V takovém případě je nutné zaregistrovat odpovědnost zvláště za odběr i dodávku, a je možné ji přenést na dva různé subjekty zúčtování. [1] [2]

Pro vstup na trh je tak v zásadě důležité splňovat a dodržovat požadovaná pravidla, kterou jsou legislativně zakotvena v zákonech a vyhláškách, a mít vyřešenou odpovědnost za odchylku.

## 1. 4 Účastníci trhu s elektřinou

Na trhu s elektřinou se pohybují kromě výrobců a spotřebitelů také ostatní účastníci trhu. Jejich postavení je kodifikováno v zákoně č. **458/2000 Sb.**, o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích (energetický zákon) a vyhlášce ERÚ č. **408/2015 Sb.**, o pravidlech trhu s elektřinou. V současné době na trhu vystupují tyto subjekty: výrobci, provozovatel přenosové soustavy (ČEPS, a.s.), provozovatelé distribuční soustavy (E. ON distribuce, a.s., ČEZ distribuce, a.s., PRE distribuce, a.s., LDS Sever, a.s., a provozovatelé lokálních distribučních soustav), operátor trhu s elektřinou (OTE), obchodníci a spotřebitelé. [1]

Podstatný vliv na fungování trhu mají ještě další subjekty, které nejsou přímo účastníkem trhu. Těmi jsou Ministerstvo průmyslu a obchodu (MPO), Energetický regulační úřad (ERÚ) a Státní energetická inspekce (SEI). Jejich dopad na trh je způsobem tím, že určují, kterým směrem se bude vyvíjet energetika v daném státě (MPO formuje státní energetickou koncepci a implementuje směrnice EU do legislativy ČR), regulují prostředí trhu (ERÚ reguluje složky přenosu a distribuce, uděluje licence a penalizuje přestupky) a kontrolují dodržování daných podmínek (SEI provádí místní kontroly). [1]

Do budoucna je potřeba počítat ještě s dalšími účastníky trhu. Tak to aspoň ukládá Zimní energetický balíček aneb čistá energie pro všechny evropské obyvatele. Ten mimo jiné definuje práva a povinnosti pro nové účastníky trhu, kterými by se měli stát: prosumeři (samospotřebitelé), agregátoři a provozovatelé akumulčních zařízení. [5]

Ve své práci se podrobněji zaměřím pouze na ty subjekty, které budou vystupovat v mé další práci. Proto se v následujících odstavcích pokusím shrnout hlavní fungování spotřebitelů, obchodníků a operátora trhu.

Spotřebitel může uzavřít dohodu přímo s výrobcem, častěji však uzavírá smlouvu s obchodníkem, který má zároveň smlouvu i s výrobcem. V případě, že spotřebitel má smlouvu přímo s výrobcem, musí uzavřít současně smlouvu přímo také s provozovatelem distribuční soustavy na daném území. Při uzavření smlouvy pouze s obchodníkem si zákazník může zvolit smlouvu o sdružených dodávkách, čímž mu odpadá povinnost uzavření smlouvy s PDS, kterou za něj přebírá obchodník. [1]

Platba faktury za elektřinu má dvě části: regulovanou a neregulovanou část [16]. V regulované části jsou částky stanoveny cenovým rozhodnutím ERÚ a obchodník je nemůže měnit. Odběratel může ovlivnit pouze ty položky, které jsou spojeny s velikostí spotřeby, a to tak, že se bude chovat úsporně a snižovat velikost svojí spotřeby. Úsporu lze také najít ve správné volbě velikosti jističe. Fixní složky (měsíční poplatky) neovlivní vůbec. V neregulované části ovlivní výši ceny pouze výběrem dodavatele. Racionální zákazník se rozhoduje podle nejvýhodněji nabízených podmínek, případně podle spolehlivosti dodavatele. Změna dodavatele by podle zákona měla být bezplatná. Přesto jsou ve smlouvách některých obchodníků dodatky o odstoupení, z nichž vyplývá, že odstoupení od smlouvy může být zpoplatněno. To ovšem nepodporuje myšlenku úplné liberalizace trhu. Spousta obchodníků se tím ale snaží jistit proti masovému odchodu svých zákazníků.

Obchodník je ten, který zajišťuje poptávku od zákazníka a přijímá nabídku od výrobce. Je tedy zároveň nakupujícím i prodávajícím, ačkoliv se z fyzikálního hlediska na zajištění dodávky vůbec nepodílí. Prodávát může jak dalšímu obchodníkovi, tak také konečnému spotřebiteli. Úkolem dodavatele (obchodníka) je shromáždit poptávku jeho zákazníků. Jednotliví zákazníci mají odlišné diagramy zatížení, většinou nerovnoměrné. Spojením velké kombinace různých odběratelů lze dosáhnout celkově vyrovnanějšího diagramu, na který bude mnohem jednodušší vhodně nakoupit elektrickou energii. Taková je i strategie některých dodavatelů a velmi pravděpodobně smysl budoucích agregátorů. Právě dostatečně široké portfolio zákazníků dokáže do jisté míry eliminovat nerovnoměrnost jednotlivých odběrů. Ke své činnosti je obchodník povinen mít licenci, kterou mu uděluje ERÚ na 5 let. [1] [2]

Úkolem operátora trhu je zajistit správné fungování trhu s elektřinou. Má za úkol registrovat účastníky trhu, jejich obchodní diagramy dodávek a spotřeby. Dále zajišťuje sběr a vyhodnocení dat z PS a DS, zpracování typových diagramů dodávek (TDD) den po dodávce energie. Navíc monitoruje trh s regulační energií, na základě čehož provádí vyhodnocení a zúčtování odchylek. Rovněž odpovídá za zpracování bilancí nabídky a poptávky po dodávce a odběru elektrické energie, které předává PPS a PDS. Zpracované údaje dále transparentně poskytuje ostatním účastníkům trhu (zejména obchodníkům). Sám je provozovatelem krátkodobého trhu s elektřinou (na rozdíl od PXE, kde se jedná

o dlouhodobý trh). K vykonávání své činnosti potřebuje licenci. Tu mu uděluje ERÚ na dobu 25 let. [1]  
[2]

V neposlední řadě je povinností operátora trhu implementace postupů EU v rámci sjednocení evropského trhu s elektřinou (denního a vnitrodenního). To dokládá například povinnost pro OTE předložit návrhy nové metodiky a postupů pro budoucí jednotný trh. Zároveň koncem roku 2017 přešlo v platnost nařízení Komise (EU) 2017/2195, kterým byl stanoven pokyn pro obchodní zajišťování výkonové rovnováhy. Toto nařízení tak může zásadním způsobem ovlivnit trh elektřinou, neboť připravuje trh na přechod k 15 minutové zúčtovací periodě (obchodní čtvrt hodina) a úpravu metodiky pro zúčtování odchylek. V současné době je zúčtovací periodou 1 hodina (tzv. obchodní hodina). [3]

Spekulace o budoucím vývoji rovněž plynou ze Zimního energetického balíčku, který je zatím posledním návrhem EU v oblasti energetiky, a která si dává za cíl čistou energii pro všechny Evropany. Směrnice budou upravovat společná pravidla pro vnitřní trh s elektřinou, podporu obnovitelných zdrojů, definovat nové účastníky trhu (agregátoři, provozovatelé akumulčních zařízení) a tlačit na zvyšování energetické účinnosti. Tato opatření povedou k proměně stávající podoby trhu s elektřinou. [3]

## 1. 5 Typy odběratelů

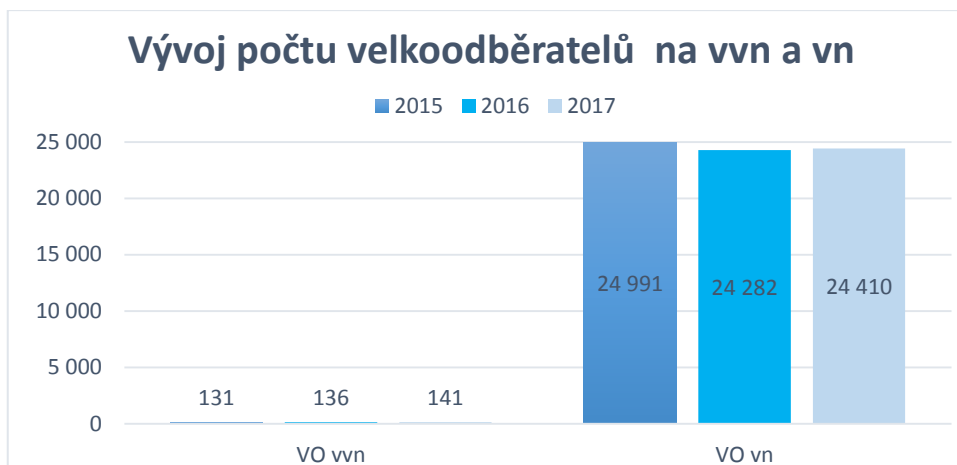
Jelikož je nepraktické, tím pádem také neekonomické a v poslední řadě těžko technicky realizovatelné přistupovat individuálně ke každému koncovému odběrateli zvláště, je potřeba jednotlivé odběratele rozdělit do určitých skupin. Základní dělení spotřebitelů lze provést pomocí dvou kritérií: podle velikosti spotřeby a podle charakteru jejich chování.

### 1. 5. 1 Dělení odběratelů podle velikosti spotřeby

Z hlediska velikosti spotřeby dělíme odběratele na velkoodběratele a malooDBěratele.

- **Velkoodběratelé**

Do této kategorie patří nejčastěji průmysloví odběratelé a velkoobchodní zákazníci. Odběr elektřiny probíhá na hladině vysokého napětí (110 kV, 35 kV, 22 kV, 10 kV, 6 kV), méně často na hladině velmi vysokého napětí (400 kV, 200 kV). To je zachyceno na obrázku 3. Vidíme, že jejich počet se v ČR pohybuje kolem 25 000. U této kategorie je nutnou podmínkou tzv. **průběhové měření** (tj. měření **typu A** nebo **B**). Díky tomu je poměrně přesně známa spotřeba, lze snadno sestavovat spotřební diagramy pro různé časové úseky (den, týden, měsíc, čtvrtletí, rok). Instalaci průběhového měření provádí provozovatel distribuční soustavy. Data získaná z měření poskytuje PDS operátorovi trhu. [1] [3] [7]



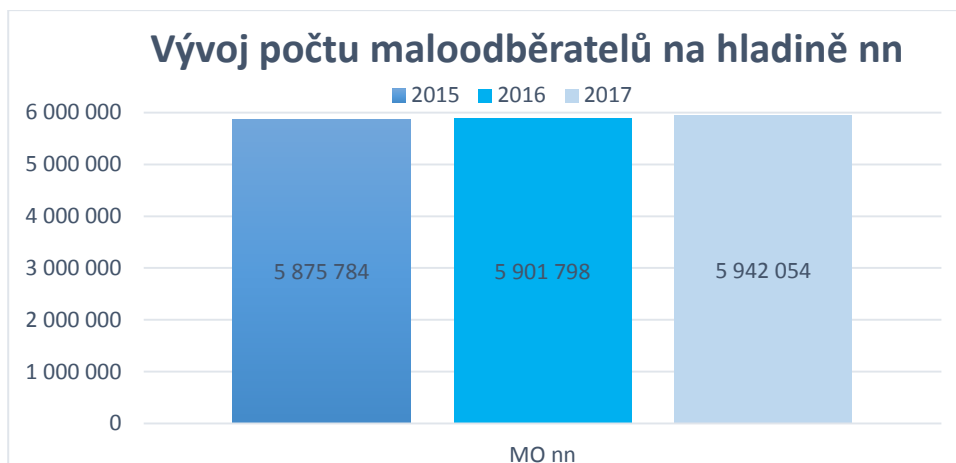
Obrázek 3 Graf vývoje počtu velkoodběratelů v ČR. Zdroj: Výroční zprávy ERÚ [6]

Těmto zákazníkům je distribuční sazba přiřazena pouze s ohledem na hladinu napětí, ke které jsou připojeni. Z toho důvodu a i díky průběhovému měření je k jednotlivým subjektům přistupováno individuálně. Dodavatel obvykle nastavuje specifický tarif pro každého zvlášť, aby vyhověl co možná nejširšímu portfoliu takových zákazníků. Není žádným tajemstvím, že pro velkoodběratele nastavují dodavatelé nižší obchodní marži, než pro maloodběratele, a tak mají velkoodběratelé výhodnější ceny za elektřinu než maloodběratelé. Velkoodběratelé navíc dostávají vyúčtování za spotřebu elektřiny zpravidla častěji než 1x ročně, jako je tomu u maloodběru. Mají tak lepší přehled o spotřebě a nákladech za elektřinu. [1]

- **Maloodběratelé**

Do této kategorie typicky patří domácnosti a podnikatelé s nízkým odběrem. Odběr elektřiny probíhá na hladině nízkého napětí (0,4 kV). Vývoj jejich počtu v ČR je zachycen na obrázku 3. Pozorujeme, že jejich počet se blíží 6 milionům. Rozdělení na podnikatele (MOP) a domácnosti (MOO) je ve výročních zprávách ERÚ zaznamenáno až od roku 2017. V tomto roce byl počet MOP 741 355, MOO 5 200 699. U této kategorie se v současné době téměř výlučně používá **neprůběhové měření** spotřeby elektrické energie (měření **typu C**). Odečet spotřeby se provádí nejčastěji 1x ročně. To má na starosti provozovatel distribuční soustavy nebo jím pověřený zástupce. V takovémto případě však není snadné sestavit podrobný diagram spotřeby a analyzovat průběh spotřeby v čase, neboť to většina instalovaných elektroměrů neumožňuje. [1] [3] [6] [7]





Obrázek 4 Graf vývoje počtu maloodběratelů v ČR. Zdroj: Výroční zprávy ERÚ [6]

Zákazníci mají možnost výběru stanovených distribučních sazeb, pokud splní podmínky pro danou sazbu, která je dána druhem spotřeby. Příslušnost sazby a podmínky splnění posuzuje provozovatel distribuční soustavy, ke kterému je zákazník připojen. V maloodběru registrujeme veliké množství odběratelů a je tedy téměř nemožné, aby k nim jednotliví dodavatelé přistupovali zcela individuálně. Individuální přístup, s přihlédnutím na nízkou velikost odběru, by byl neekonomický. Neindividuálnímu přístupu nahrává i fakt, že fakturování zákazníků provádí počítačový software a je tak vhodné zákazníky kategorizovat. Jednotlivé kategorie distribučních sazeb včetně charakteru spotřeby jsou uvedeny na následujícím obrázku. [1]

Označení tarifu	Charakteristika tarifu, doby platnosti nízkého tarifu	Počet odběrných míst dle tarifní statistiky k 30. 6. 2018	Počet odběrných míst dle tarifní statistiky k 30. 6. 2002	Procentní změna
TDD č. 1	C 01 Jednotarif (pro malou spotřebu)	247 735	308 685	-19,75%
	C 02 Jednotarif (pro střední spotřebu)	270 430	253 086	6,85%
	C 03 Jednotarif (pro vyšší spotřebu)	19 223	4 755	304,27%
TDD č. 2	C 25 Dvoutarif / operativní řízení / NT = 8 hodin	112 792	132 054	-14,59%
	C 26 Dvoutarif / operativní řízení / NT = 8 hodin	7 721	7 854	-1,69%
	C 27 Dvoutarif / operativní řízení / NT = 8 hodin	35		
	C 35 Dvoutarif / operativní řízení / NT = 16 hodin	1 591	693	129,58%
TDD č. 3	C 45 Dvoutarif / operativní řízení / NT = 20 hodin	55 925	30 812	81,50%
	C 46 Dvoutarif / operativní řízení / NT = 20 hodin	479	493	-2,84%
	C 55 Dvoutarif / tepelné čerpadlo/ operativní řízení / NT = 22 hodin	424	142	198,59%
není v TDD	C 56 Dvoutarif / tepelné čerpadlo/ operativní řízení / NT = 22 hodin	2 288		
TDD č. 8	C 60 Jednotarif - speciální sazba pro neměřené odběry	8 418	9 962	-15,50%
	C 62 Jednotarif - speciální sazba pro veřejné osvětlení	36 117	32 632	10,68%
TDD č. 4	D 01 Jednotarif (pro malou spotřebu)	709 918	703 598	0,90%
	D 02 Jednotarif (pro střední spotřebu)	2 789 852	2 578 540	8,20%
TDD č. 5	D 25 Dvoutarif / operativní řízení / NT = 8 hodin	1 070 155	1 042 186	2,68%
	D 26 Dvoutarif / operativní řízení / NT = 8 hodin	67 602	72 358	-6,57%
	D 27 Dvoutarif / operativní řízení / NT = 8 hodin	137		
TDD č. 6	D 35 Dvoutarif / operativní řízení / NT = 16 hodin	12 236	4 921	148,65%
TDD č. 7	D 45 Dvoutarif / operativní řízení / NT = 20 hodin	439 489	269 429	63,12%
	D 56 Dvoutarif / tepelné čerpadlo/ operativní řízení / NT = 22 hodin	56 849	2 491	2182,18%
	D 57 Dvoutarif / vytápění topným el. spotřebičem/ operativní řízení / NT = 20 hod	78 869		
	D 61 Dvoutarif / víkendový režim	7 181	3 300	117,61%
<b>celkem OM</b>		<b>5 995 466</b>	<b>5 457 991</b>	

Obrázek 5 Přehled počtu OM podle distribučních sazeb, zdroj ERÚ [8]

Pro porovnání jsem zvolil roky 2002 a 2018. Rok 2002 jsem vybral jako počáteční bod při nástupu liberalizace trhu v ČR. Od tohoto roku docházelo k postupnému otvírání trhu pro ostatní účastníky podle velikosti spotřeby. Proces probíhal v 5 etapách, postupný proces otvírání je znázorněn podílem otevřeného trhu podle podílu spotřeby daného typu zákazníků na celkové spotřebě elektřiny v ČR [28] [29]. Přehledně zpracováno v následující tabulce.

Tabulka 2 Postupné otvírání trhu s elektřinou v ČR

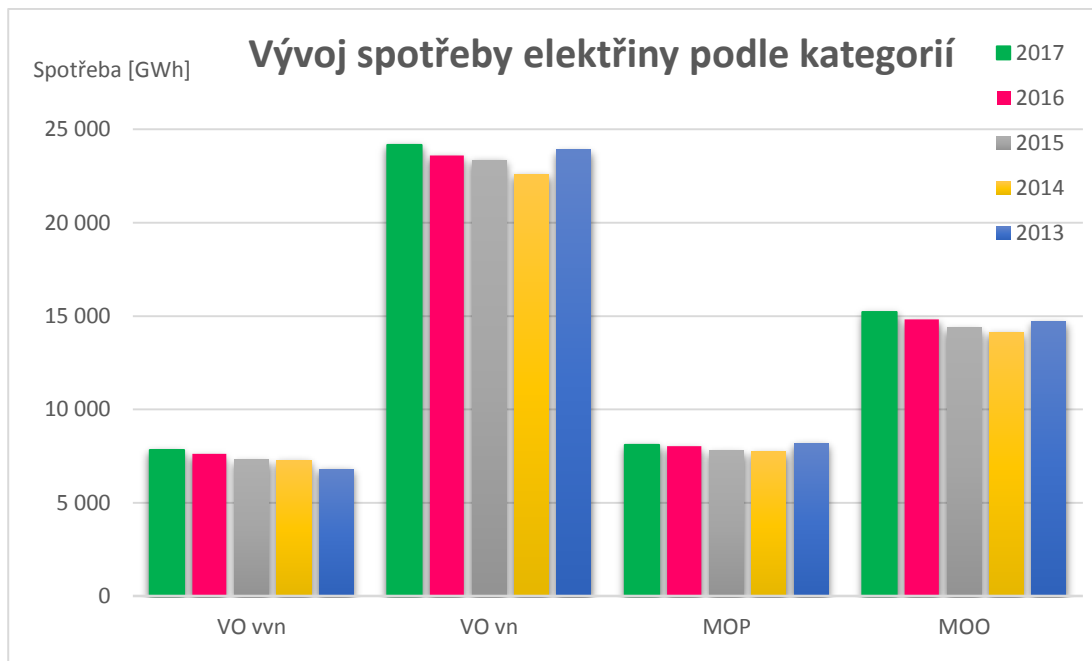
Etapa	Datum	Typ zákazníků	Otevření trhu
<b>1. etapa</b>	1. 1. 2002	Konečný zákazník se spotřebou vyšší jak 40 GWh za rok	18 %
<b>2. etapa</b>	1. 1. 2003	Konečný zákazník se spotřebou vyšší jak 9 GWh za rok	30 %
<b>3. etapa</b>	1. 1. 2004	Konečný zákazník s průběhovým měřením	47 %
<b>4. etapa</b>	1. 1. 2005	Všichni koneční zákazníci mimo domácnosti	74 %
<b>5. etapa</b>	1. 1. 2006	Všichni koneční zákazníci	100 %

Trh s elektřinou je tak plně otevřen od roku 2006. Během období 16 let (od 2002 do 2018) se česká elektroenergetika výrazně proměnila. V daném období, tak kromě procesu liberalizace trhu, ČR vstoupila mimo jiné do EU a musela integrovat některá nařízení týkající se právě elektroenergetiky, dále začala zařazovat intermitentní zdroje do ES a propojovat soustavu se zahraničím. Z porovnání je rovněž patrné, že přibilo víc jak 0,5 milionů odběrných míst. S tímto faktem je spojený nárůst spotřeby elektřiny.

Zajímavé jsou také změny počtu odběratelů podle příslušné distribuční sazby. Hezkou ukázkou je nárůst odběratelů s distribuční sazbou D56d, která je určena pro spotřebitele využívající k vytápění domu tepelné čerpadlo. To se stalo fenoménem poslední doby. Převážně pro novostavby v pasivním či nízkoenergetickém standartu. Co do největšího absolutního přírůstku pak vede sazba D02d, s přírůstkem více jak 200 000 odběratelů. To souvisí s nárůstem počtu panelových domů a bytových jednotek, které využívají k ohřevu TUV a vytápění teplo z místních tepláren (mimo jiné způsobeno rozvojem KVET). Tuto situaci by však mohl změnit prudký nárůst cen za emisní povolenky, který činí řadu tepláren nekonkurenceschopných a odběratelé z D02d by tak mohli zvolit jiný způsob ohřevu TUV a vytápění, a případně docílit změny svojí distribuční sazby.

Jednotlivé skupiny odběratelů se podílejí různě na spotřebě elektřiny v ČR. Na následujícím obrázku 6 je vidět značný rozdíl mezi porovnáním počtu odběrných míst příslušné kategorie a velikosti spotřeby dané kategorie. Například odběratelů na VN je oproti odběratelům na VVN v roce 2017 170 krát více, avšak jejich množství spotřebované energie je jenom 3 krát větší. Podobně je na tom i

porovnání počtu MOP a MOO, kde počet OM v kategorii MOO je 7 krát větší, avšak jejich spotřeba je větší pouze dvojnásobně.



Obrázek 6 Porovnání spotřeby podle kategorií odběru

Výsledná spotřeba elektřiny všech koncových odběratelů (VO i MO) za rok 2017 činila 55 314 GWh. To je pouze část spotřebované elektrické energie, která nese označení jako tuzemská netto spotřeba. Do ní ještě navíc patří spotřeba PPS a PDS, lokální spotřeba a technologická vlastní spotřeba elektřiny na výrobu tepla. Pro celkovou tuzemskou brutto spotřebu je nutné k tuzemské netto spotřebě připočítat ještě spotřebu elektřiny při přečerpávání PVE, celkové ztráty v sítích a technologickou vlastní spotřebu elektřiny při výrobě elektrické energie. Celková brutto spotřeba za rok 2017 tak činí 73 818 GWh.

Tabulka 3 Struktura spotřeby elektřiny v ČR za rok 2017 [8]

Spotřeba VO + MO	55 314	GWh
Spotřeba PPS a PDS	210	GWh
Technologická vlastní spotřeba na výrobu tepla	1 185	GWh
Lokální spotřeba	5 172	GWh
<b>Tuzemská netto spotřeba</b>	<b>61 881</b>	<b>GWh</b>
Ztráty v PPS	1 212	GWh
Spotřeba na přečerpávání PVE	1 531	GWh
Ztráty v PDS	3 163	GWh
Technologická vlastní spotřeba na výrobu elektřiny	6 033	GWh
<b>Tuzemská brutto spotřeba</b>	<b>73 818</b>	<b>GWh</b>

Tato tabulka dokládá, že z celkové tuzemské brutto spotřeby tak na koncové odběratele elektřiny připadá zhruba 75 % ze spotřebované elektrické energie. Zbylá energie musela být použita na technologické vlastní spotřeby pro výrobu elektřiny a tepla a krytí ztrát při přenosu a distribuci. Náklady na tuto ztracenou energii se však přenáší do plateb právě na koncové zákazníky.

### 1. 5. 2 Dělení odběratelů podle trendu jejich chování

Trend chování spotřebitelů se projevuje v cykličnosti odběru. Podle toho lze rozdělit odběratele na několik skupin: [9]

- **Typičtí odběratelé**

Jejich charakteristickým znakem je největší spotřeba během špičky v elektrizační soustavě, naopak minimální (základní) spotřeba v nočním pásmu. Dalším znakem je přibližně stejný DDZ po celý rok. Do této kategorie patří řada domácností.

- **Nepřetržitý provoz**

Odběratelé v této skupině odebírají každý den stejné množství energie po celý rok, a obvykle jsou imunní proti dalším trendům. Často se setkáváme s naprosto rovnoměrným odběrem. To sebou nese i výhodu pro nákup energie, kde při dodržení rovnoměrnosti nevznikají výrazné odchylky. Obchodník v takovém případě odměňuje tohoto zákazníka speciální slevou. Příkladem jsou vícesměnové provozy továren a fabrik.

- **Týdenní cyklus**

U této skupiny je periodou cyklu 1 týden. Během periody jsou značné rozdíly, typicky ve všední dny velká spotřeba, o víkendu téměř nulová. Příkladem jsou školy a instituce.

- **Atypičtí odběratelé**

Jejich charakteristickým znakem je maximální spotřeba v době nízkého zatížení ES (v noci), naopak minimální (základní) spotřeba během špičky ES. Do této kategorie jsou řazeny systémy veřejného osvětlení.

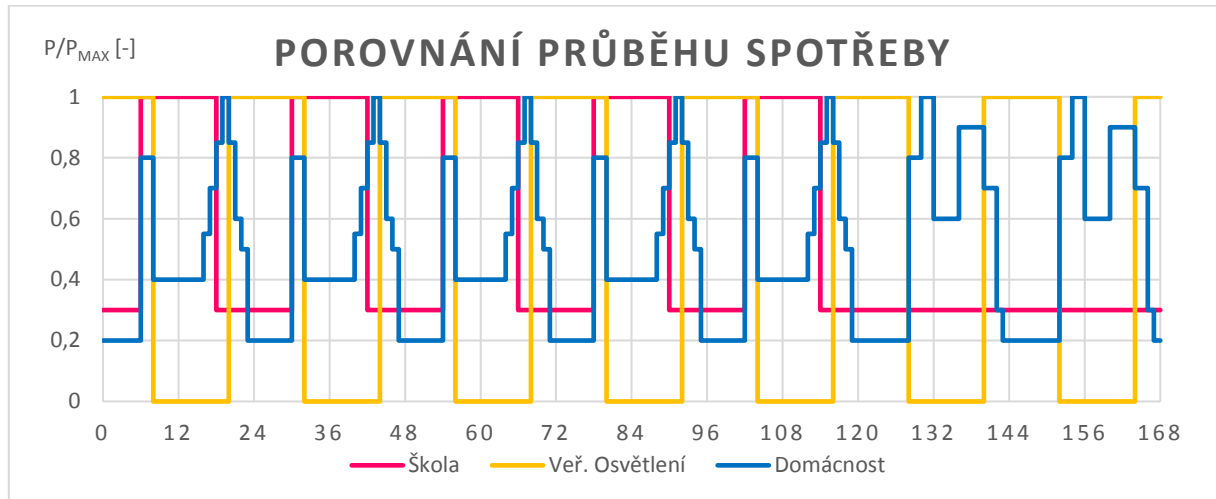
- **Sezonní provoz**

Velké rozdíly mezi spotřebou v létě a zimě. Typickým příkladem jsou provozovatelé lyžařských středisek, případně hokejové stadiony. Na druhé straně stojí chataři, kteří odebírají hlavně přes léto a to nejčastěji o víkendu.

- **Nepravidelný cyklus**

V této kategorii jsou takový spotřebitelé, u kterých nelze přiřadit žádný z výše uvedených trendů chování a jejichž odběr je víceméně náhodný.

Jejich porovnání můžeme vidět na následujícím grafu.



Obrázek 7 Průběh spotřeby různých odběratelů

### 1. 5. 3 Možné změny chování odběratelů

S nástupem nových technologií (Smart-Grids, Smart-Metering), rozvojem elektromobility a skladováním elektřiny v bateriových úložištích velkých kapacit lze očekávat značné změny v zatížení soustavy a v konečné spotřebě. To by mohlo motivovat všechny účastníky trhu k jistým změnám a novým pravidlům. Dlouhou dobu už se mluví o potřebě nové tarifní struktury. Právě tyto aspekty mohou být tím zlomem, který donutí dát těmto směrlým myšlenkám zelenou.

Otázek se nabízí hned několik: Bude se cenově motivovaný zákazník přizpůsobovat intermitentní výrobě? A bude tato výroba dále intermitentní při využívání akumulace elektřiny do bateriových úložišť? Je spotřebitel ochoten opustit své zvyklosti a změnit svůj DDZ? Bude touto změnou omezen jeho komfort života?

Jako prvních subjektů se změny v chování spotřeby dotknou municipalit. Ty budou muset postupně zavádět energetické audity a energetický management. Chytré měření by mohlo využít tohoto kroku k plošnému zavedení. To sebou přinese řadu výhod, jak pro samotné spotřebitele, tak také pro obchodníky a PDS.

Chytré měření umožní nástup širší nabídky tarifů, která může přejít až do zatím pro většinu domácností nepředstavitelné podoby dynamických tarifů, kdy by konečný zákazník řídil svoji spotřebu podle aktuální ceny elektrické energie na trhu. To by v zásadě nová technologie Smart-Meteringu

umožňovala. Dokázalo by se tak například efektivněji využívat energii z intermitentních zdrojů, dále přesouvat výkonové špičky během dne právě pomocí ceny elektřiny a optimalizovat rozložení spotřeby.

Otázkou však zůstává finanční stránka implementace SM. V současné době ještě není zcela dořešeno, kdo a jakým dílem investici zaplatí. S velkou pravděpodobností padne (alespoň částečně) platba na konečné zákazníky. Těžko říct jestli úplně celá a naráz, nebo se alespoň rozloží do období několika let. Na druhé straně by to ovšem znamenalo nahrazení stávajícího systému HDO, který je funkční. Na otázku, zda je nutné nahrazovat funkční systém, je odpověď neznámá.

## 1. 6 Obchodování s elektřinou

Obchodování s elektřinou je disciplína, která se rozvíjí neuvěřitelným tempem. K jejímu rozvoji mimo jiné přispívá zahraniční propojování elektrizačních soustav a trhů s elektřinou, vzájemná spolupráce zahraničních subjektů i výměna zkušeností v oblasti integrace denních a vnitrodenních trhů napříč státy EU [22]. V roce 2017 byla podepsána dohoda mezi provozovateli přenosových soustav a operátory trhu, která dokládá podporu přeshraničního obchodování [3].

Cílem každého obchodníka s elektřinou je snaha nakoupit elektrickou energii co nejvýhodněji a následně prodat s co největším zhodnocením. Každý nákup elektřiny začíná predikcí, jak velké množství elektrické energie je potřeba na trhu nakoupit. Každý obchodník zde může uplatňovat mnoho strategií. [13]

Nejdříve je obvykle provedena predikce podle základních pásem (základní, špičkové, mimo špičku). Pokrytí těchto pásem se zpravidla zajišťuje nákupem elektřiny na dlouhodobých trzích, ve kterých je cílem zafixovat cenu elektrické energie na určitý čas dopředu. Po tomto kroku začíná proces korekce, ve kterém se obchodník snaží korigovat svoji obchodní pozici nákupem elektřiny na krátkodobých trzích. Zde je využíváno nejrůznějších softwarových programů, které umožňují modelování přesnějších průběhů spotřeby i s ohledem na aktuální předpověď počasí, a také výroby z neřiditelných zdrojů. [13]

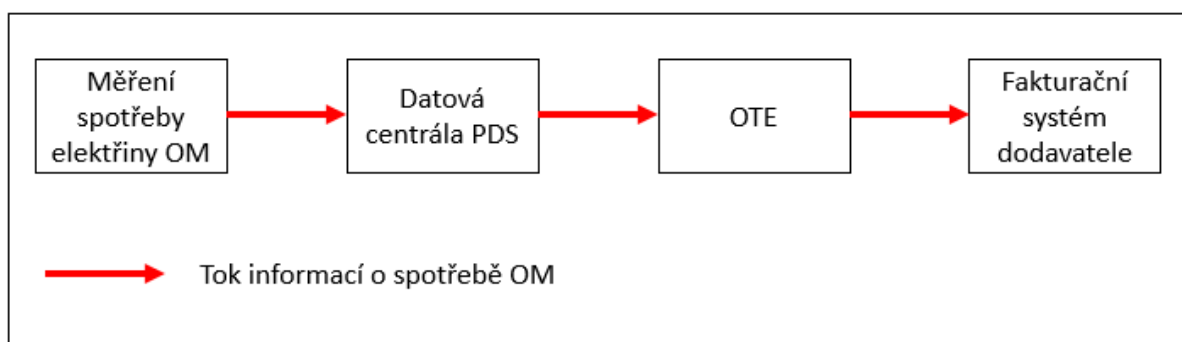
Cílem každého obchodníka během korekčního procesu je docílit co nejmenší odchylky následného skutečného odběru skupiny zákazníků oproti sjednanému množství. Vzniklé odchylky jsou totiž předmětem vyrovnání a vypořádání mezi OTE a SZ. Jejich zúčtování probíhá na základě stanovené zúčtovací ceny. V případě protiodchylky obchodníka oproti systémové odchylce soustavy může obchodník dosáhnout finančního příjmu, ovšem zúčtovací cena za odchylku je nastavena tak, aby jednotliví obchodníci na tuto skutečnost nespekulovali. [13]

Pro vyhodnocování odchylek OTE využívá naměřené data spotřeby elektřiny, která zajišťuje příslušný PDS, a také mechanismus TDD.

## 2. Měření elektřiny

Měření elektřiny je prováděno ze dvou hlavních významů. Tím prvním důvodem je fakturační měření, které se provádí za účelem stanovení přesného odebraného množství elektrické energie ze sítě. Slouží pro vyúčtování dodávky zákazníkům od obchodníků, zároveň pro výpočty přenosové schopnosti elektrické sítě, kterou mají na starosti PDS. Druhým využitím měření spotřeby je využití při stanovení velikosti odchylek. To vyhodnocuje OTE. [1]

Základním zařízením pro měření spotřeby elektrické energie je elektroměr. Ten je instalován u každého odběratele v jeho elektroměrové skříni příslušným PDS, který má elektroměry ve svém vlastnictví. Naměřené hodnoty jsou minimálně 1x ročně odečteny a slouží k fakturaci spotřeby elektřiny. Z technického hlediska se přechází od mechanických elektroměrů k digitálním. Digitální elektroměry poskytují kromě měření samotné spotřeby i některé další údaje (maximální spotřeba, vícesazbové měření, a další). [1]



Obrázek 8 Schéma toku informací z měření elektřiny

- **Provozní vs. Obchodní měření**

Zatímco na obchodní měření se vztahují přesná pravidla a normy, provozní měření je toho ušetřeno. Slouží totiž pro potřeby samotného uživatele, kterého informuje o toku energie např. v rámci objektu, nebo pro zatížení sítě za účelem monitoringu. Provozní měření neslouží k vypořádání jakýchkoliv závazků. [1]

Naproti tomu obchodní měření už musí dodržovat stanovené podmínky dané právními a provozními předpisy, a používat ověřená měřidla. Dále rozlišujeme:

- Fakturační měření – které slouží pro vyhodnocení dodávek elektřiny od PDS
- Podružné měření – měření za fakturačním měřením, které slouží pro rozpočítání spotřeby na jednotlivé objekty. Typicky používáno v zahrádkářských koloniích či společných garážích. Výhodou je pouze jedna paušální platba na elektroměr. [1]

- **Průběhové vs. Neprůběhové měření**

Jak už název napovídá, průběhové měření zjišťuje přesný průběh spotřeby v čase. Měřicí systém zaznamenává jak střední hodnotu výkonu (činná i jalová složka) za měřený časový úsek, tak také proudové špičky a celkovou kumulovanou spotřebu OM. Naměřené hodnoty jsou průběžně zpracovávány a uchovávány. Následně jsou zpracované výsledky měření odesílány 1x denně do centrálního systému CS OTE. Průběhové měření je ještě členěno na přímé a nepřímé. U přímého průběhového měření prochází veškerá spotřebovaná elektřina přímo přes měřicí elektroměr. U nepřímého průběhového měření jsou elektroměrům předřazeny ještě měřicí transformátory, které snižují měření veličiny a elektroměr tak zaznamenává spotřebu přes přepočít. Průběhové měření je předepsáno pro velkoodběratele, může se však vyskytnout i u maloodběratelů. [1]

Neprůběhové měření zaznamenává pouze velikost spotřebované energie za určité časové období. Naměřená spotřeba nemůže být odesílána do systému CS OTE, odečet je nutno provést manuálně. To zajišťuje pro potřeby OTE příslušný PDS na daném území. Odečet se provádí alespoň 1x ročně. [1]

## 2. 1 Typy měření elektřiny v ČR

Jednotlivé typy měření jsou přesně definovány vyhláškou č. 82/2011 Sb. O měření elektřiny a způsobu stanovení náhrady škody při neoprávněném odběru, neoprávněném dodávce, neoprávněném přenosu nebo neoprávněné distribuci. Rozlišujeme měření typu A, B, C a M. [1] [30]

- **Měření typu A**

Jedná se o průběhové měření s dálkovým přenosem dat. Tímto typem měření musí být vybavena všechna předávací místa mezi PDS s napětím vyšším než 52 kV, dále předávací místa výrobců s instalovaným výkonem vyšším jak 1 MW, odběrná místa z DS s napětím vyšším než 52 kV a odběrná místa s napětím od 1 kV do 52 kV při rezervovaném příkonu 250 kW a vyšším. [1] [30]

Základním měřicím intervalem je čtvrt hodina (15 minut), interval vyhodnocení je pak 1 hodina. Naměřená a zpracovaná data jsou následně odesílána vždy 1x denně (tj. interval 1 den). [1]

- **Měření typu B**

Jedná se opět o průběhové měření s dálkovým přenosem dat, odlišností od typu A je interval pro zpracování a přenos naměřených dat, který je u tohoto typu měření 1 měsíc. Tímto typem musí být vybavena všechna předávací místa výroben s napětím do 1 kV přímo připojená do DS, odběrná místa s napětím od 1 kV do 52 kV při rezervovaném příkonu do 250 kW a odběrná místa s napětím do 1 kV s nepřímým měřením. [1] [30]



Základním měřícím intervalem je čtvrt hodina (15 minut), interval vyhodnocení je pak 1 hodina. Naměřená a zpracovaná data jsou následně odesílána vždy 1x měsíčně (tj. interval 1 měsíc). [1]

- **Měření typu M**

Jedná se znovu o průběhové měření elektřiny s dálkovým přenosem údajů, odlišností od typu A je stejně jako v případě typu B interval pro zpracování a přenos naměřených dat, který je u tohoto typu měření 1 měsíc. [1] [30]

Základním měřícím intervalem je čtvrt hodina (15 minut), interval vyhodnocení je pak 1 hodina. Naměřená a zpracovaná data jsou následně odesílána, nejčastěji 1x měsíčně. Je určeno pro malé výroby (např. střešní FVE) s instalovaným výkonem do 10 kW a s napětím do 1 kV. [1] [30]

- **Měření typu C**

Jedná se o neprůběhové měření bez dálkového přenosu dat. Zpracování a přenos údajů musí být prováděn pracovníkem PDS nebo jím pověřeným zástupcem. Odečet musí být proveden alespoň 1x ročně (interval vyhodnocení 1 rok). Typicky se jedná o odběrná místa konečných zákazníků napojených na DS. Ani po odečtu spotřeby však není k dispozici informace o průběhu spotřeby v čase. [1]

Určitou zajímavostí tak zůstává fakt, že vyhodnocování dodávek elektřiny (resp. odečet spotřeby) je založen na decentralizovaném sběru dat, která zajišťuje PDS, avšak vyhodnocování a zúčtování skutečných realizovaných dodávek elektřiny probíhá centrálně. To zajišťuje operátor trhu. Informace z měření jsou dále poskytovány jednotlivým účastníkům trhu v zájmu dodržení transparentnosti na trhu s elektřinou.

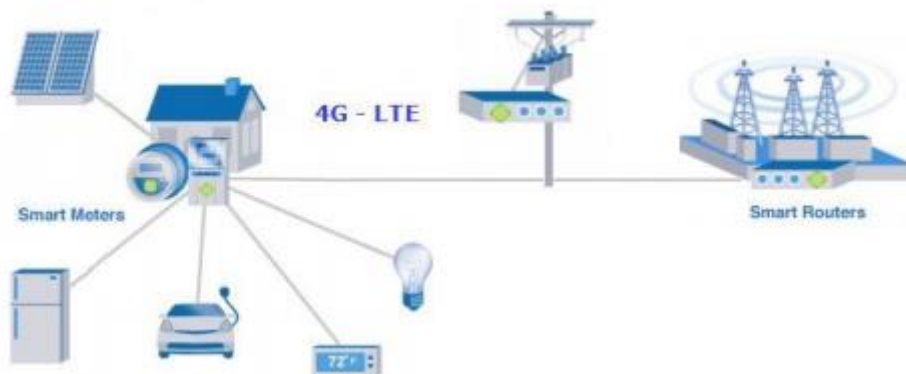
## 2. 2 Budoucí vývoj měření elektřiny v ČR

Podle mého subjektivního názoru stojí současná česká elektroenergetika na rozcestí. Na jedné straně je cesta v podobě pokračování nastoleného trendu budování klasické výrobní a přepravní infrastruktury, kterou využíváme v dnešní době. Naproti tomu druhá cesta vede ke změně současných stereotypů.

Jak již bylo zmíněno v kapitole 1, elektroenergetika v posledních letech prošla zásadními změnami. Tou hlavní byla liberalizace trhu s elektřinou, která integrovala do obchodování s elektrickou energií řadu tržních mechanismů. Její dopad pocítil každý konečný odběratel, neboť si již může svobodně vybrat svého dodavatele elektřiny. Další změnou ve vývoji elektroenergetiky byl vstup ČR do EU v roce 2004. To mělo za následek přijímání některých evropských nařízení a směrnic týkajících se elektroenergetiky. Do soustavy se navíc nově začalo integrovat velké množství intermitentních zdrojů,

u kterých byla ze začátku těžká předpověď velikosti výroba, a také se zvýšila náročnost na řízení celé soustavy. V dnešních dnech pak čím dál častěji hovoří o možnostech a způsobech akumulace elektřiny, o nástupu a rozvoji elektromobility, o samospotřebitelích, kteří by využívali část energie ze střešní FVE a přebytky by flexibilně poskytovali k řízení ES [17]. To jsou výrazné změny, které zásadním způsobem ovlivní další fungování celé elektrizační soustavy.

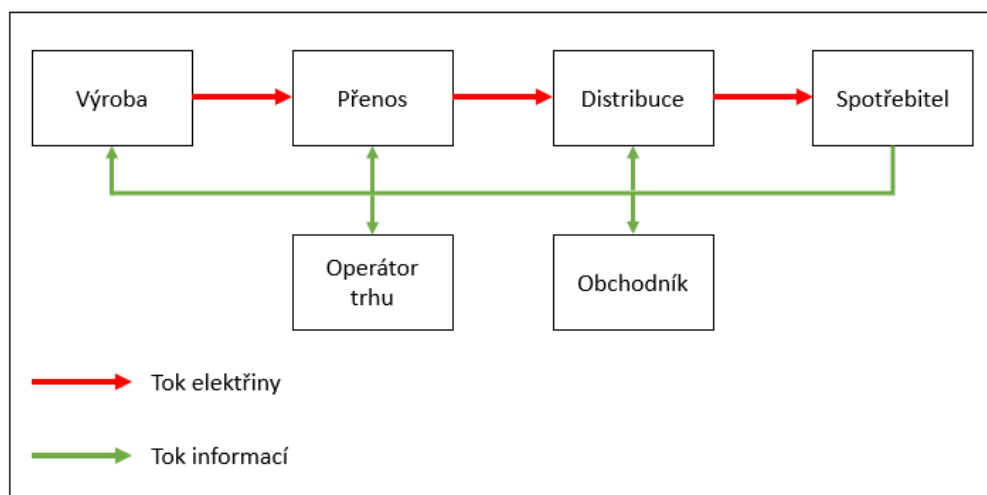
Jak ale tyto přicházející změny zvládnout? Důležité je se na tyto změny pečlivě připravit a zvážit veškeré dostupné možnosti. Možným východiskem ke zvládnutí těchto změn může být uplatnění konceptu Smart-Grids [17]. Ten je ve stručném podání zachycen na následujícím obrázku.



Obrázek 9 Koncept Smart Grids, zdroj [31]

Jak již bylo vysvětleno v kapitole 1, elektřina je přenášena od výrobce ke spotřebiteli. Tento dlouholetý zažitý systém však bude potřeba povznést na vyšší úroveň a vylepšit jej o schopnost vyměňovat si data v aktuálním čase, neboť podrobnější informace umožní efektivnější řízení. Úzké vazby mezi výrobou, přenosem, distribucí a spotřebou již byly dokázány v předchozím textu. K efektivnější spolupráci těchto prvků bude nezbytné, aby jednotlivé prvky soustavy mezi sebou komunikovaly a dokázaly rychle reagovat na změny.

Online komunikace prvků by přinesla řadu systémových výhod pro celou elektrizační soustavu. Tou hlavní spatřuji libovolnou integraci kteréhokoliv výrobního zdroje bez většího narušení chodu soustavy. Bude to pro budoucí rozvoj klíčová možnost, v podstatě se bude jednat o reálnou opci. Výsledkem bude komplexní systém prvků, které navzájem komunikují a mohou tak optimalizovat svoje funkce. Dojde tak ke změně toku informací oproti dnešní stávající variantě. To dokládá i následující obrázek, na kterém je zachyceno, že online informace o odběrném místě a o aktuálním dění v ES by měli k dispozici všechny subjekty na trhu.



Obrázek 10 Tok informací při využití chytrého měření, vlastní náčrt

Nástrojem pro efektivnější řízení by mohla být implementace chytrého měření, které je schopno komunikovat s nadřazeným prvkem a zároveň řídit spotřebiče v daném OM. Téměř všechny běžné spotřebiče v domácnosti i průmyslu jsou již dnes určitým způsobem vylepšeny, mají například časovače, které spustí spotřebič v požadovaný čas. S nástupem Smart-Grids by mohly tyto spotřebiče komunikovat ještě s dalším nadřazeným prvkem, který by využíval aktuálních informací z ES. Zařízení by tak čekala na povel, kdy se mají zapnout. Tato skutečnost by otevřela neuvěřitelnou flexibilitu na trhu, a to i z hlediska nabízení tarifních struktur. Již dnes jsou zcela běžně známy případy, kdy se cena elektřiny na trhu pohybuje na ceně kolem nuly, někdy i dokonce za cenu zápornou. To se ovšem zcela žádným způsobem k zákazníkovi nepromítne. Dodavatel to totiž neumí svému odběrateli nabídnout. Nutno dodat, že tyto nápady jsou zatím jen hudbou neznámé budoucnosti. Nicméně všechny tyto skutečnosti budou mít vliv na očekávané změny v měření elektřiny.

Nejen v energetice je snahou zlepšovat stávající technologie a překonávat zažitá stereotypy. Evropská směrnice ES/72/2009 dokonce ukládá členským státům povinnost informovat odběratele elektrické energie o jejich průběhu spotřeby v čase, čehož má být dosaženo právě zavedením chytrého měření u všech odběrných míst. To by mělo nahradit stávající způsob neprůběhového měření odběratelů s měřením typu C. Původním požadavkem byla implementace chytrého měření u 80 % odběrných míst do roku 2020, při splnění ekonomické efektivity posuzovaného návrhu. Pro ČR ale bylo vydáno ekonomické posouzení od MPO z roku 2012, které označilo implementaci chytrého měření za ekonomicky nevýhodnou a tudíž bez doporučení k realizaci. Hlavním argumentem v té době proti zavedení SM byla stávající funkčnost HDO, ačkoliv ani tento poměrně efektivní způsob přesouvání spotřeby neřeší informovanost zákazníků o průběhu spotřeby či možnosti využití dat pro obchodníky s elektřinou. [5]

Potenciální přínosy chytrého měření pro koncové odběratele mohou být:

- přehled o průběhu spotřeby
- optimalizace
- možnost sjednat velikost rezervovaného příkonu podle skutečného zatížení
- plánování spotřeby
- zkrácení doby bez elektrické energie při výpadku
- častější vyúčtování za elektřinu než 1x ročně (zrušení záloh, platba za skutečnou spotřebu)
- nabízení flexibility

Odběratelé tak díky těmto výhodám mohou reagovat přesouváním spotřeby během dne, aby docílili snížení výkonových špiček a mohli si tak například sjednat nižší velikost rezervovaného příkonu, kterou skutečně využívají. Dále by AMM mohl vyřešit problém ohledně velkých přeplatků či nedoplatků na zálohách za elektřinu, neboť díky chytrému měření by bylo možné zrušit zálohy úplně a zákazníci by platili na konci měsíce právě podle velikosti odebrané elektřiny za dané období.

Přínos z implementace chytrého měření však neposkytuje výhody pouze pro koncové odběratele, ale také pro PDS a obchodníky s elektřinou. Chytré měření by prakticky poskytovalo přesné informace PDS o parametrech v distribuční soustavě téměř v reálném čase, což by mělo obrovský přínos pro celkové řízení DS. Snadno by se tak dalo zjistit zatížení určité lokality a s tím plánovat další rozšíření dle chybějící přenosové schopnosti vedení. Zaznamenávání odběrových diagramů by zase dalo jasnou představu o průběhu spotřeby, využívání maxima a optimalizaci nastavení sjednaných rezervovaných příkonů.

Obchodníci mohou využít výhody AMM k tvorbě různých tarifních struktur pro různé odběratele. Aktuální informace o spotřebě jim dávají možnost dynamicky motivovat svoje zákazníky o zvýšení či snížení spotřeby dle potřeb obchodníka. Motivovaný odběratel by se dokonce mohl přizpůsobovat aktuálním požadavkům sítě, což je výrazná změna oproti zaběhnutému stigmatu, že výroba se musí přizpůsobovat spotřebě. Obchodník by tak například mohl minimalizovat svoji odchylku, tím snížit dodatečné náklady, které mohou vést ke snížení ceny za elektřinu pro koncové zákazníky.

Ovšem každá taková velká systémová změna bude stát hodně peněz. S jistotou lze říct, že dojde k navýšení regulované platby za přenos a distribuci, kterou odběratelé platí na faktuře za elektřinu. Příčinou bude hromadné zavádění SM, které něco stojí. Uživatelům by se však vložené prostředky měly nějakým způsobem vrátit. Návratu by bylo možné docílit právě pomocí nových tarifů od dodavatelů. Systémová změna nebude sloužit pouze koncovým zákazníkům, kterým se promítne zvýšením platby

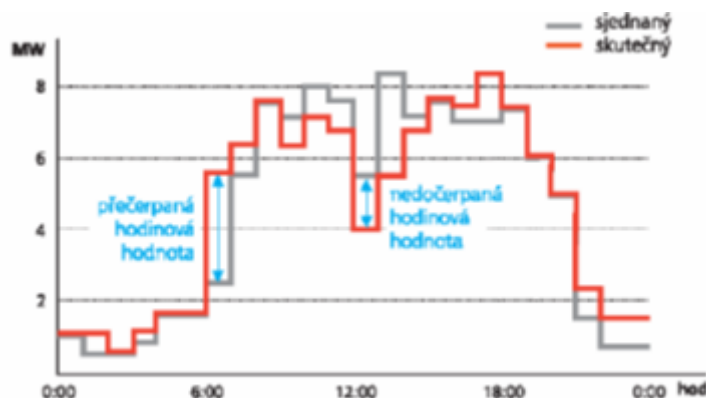
na faktuře, nýbrž všem účastníkům trhu. Z toho tedy vyplývá, že by se na jejím financování měli podílet všichni účastníci trhu. V jaké poměru ale vzniklé náklady rozdělit? To je otázka, na kterou bude potřeba v následujících letech hledat odpovědi.

Můj názor je, že aby zavádění SM a SG proběhlo, bude chtít přijmout jednotnou koncepci rozvoje, kterou podpoří všichni účastníci trhu. Pouze v takovém případě může dojít k rychlé a hromadné implementaci. Jestli do budoucna chceme využívat energii ze střešní FVE a využívat dynamické tarify, které jsou dnes pro mnoho zákazníků zatím zcela nepředstavitelné, a chceme účelně akumulovat elektrickou energii, ptejme se sami sebe, kolik jsme ochotni za tuto možnost zaplatit. Protože k využívání chytrých sítí bude zapotřebí i chytrých odběratelů.

V neposlední řadě by chytré měření zpřesnilo stanovení odchylek SZ. Proto bude odchylkám v následující části věnována patřičná pozornost.

### 2.3 Odchylka

Odchylkou se rozumí rozdíl mezi skutečně dodaným množstvím elektrické energie do ES a obchodně sjednaným množstvím dodávky při závazku SZ dodat elektřinu do ES, respektive rozdíl mezi skutečně odebraným množstvím elektrické energie z ES a obchodně sjednaným množstvím odběru při závazku SZ odebrat elektřinu z ES. Odchylka každého SZ se určuje zvlášť za každou obchodní periodu, v současnosti je délka periody 1 obchodní hodina. Odchylka konkrétního SZ může být dána kombinací obou předchozích případů vzniku odchylky, v takovém případě se jedná o součet odchylky vzniklé při závazku elektřinu z ES odebrat a odchylky vzniklé při závazku elektřinu do ES dodat. [3] [25]



Obrázek 11 Porovnání obchodního a spotřebního diagramu

Jednotlivá sjednaná množství dodávek a odběrů elektřiny pro každý SZ jsou stanovena OTE podle registrovaných realizačních diagramů (ERD) z domácího i zahraničního obchodování, a také z výsledků obchodování na krátkodobých trzích. Následně skutečná množství dodané a odebrané

elektriny jsou stanovena na základě provedených měření, která zajišťují PDS a PPS, jež je za tímto účelem poskytují OTE. [3]

### 2. 3. 1 Princip zúčtování odchylek

Princip zúčtování odchylek je založen na faktu, že je nutné vybrat prostředky na pokrytí nákladů vzniklé aktivací regulační energie, kterou bylo potřeba využít k vyrovnaní výkonové bilance ES. Ne v každé hodině by příjem z odchylek byl dostatečný na pokrytí nákladů vynaložených na potřebnou regulační energii, proto je na tuto skutečnost nutno myslet v hodinách, kdy je příjem z odchylek dostatečný a dosáhnout tak určitého přebytku finančních prostředků k vykrývání těchto skutečností. [3]

Pro stanovení zúčtovací ceny za odchylku bude brán v úvahu kromě ceny aktivované regulační energie také cenové rozhodnutí ERÚ. Pro ocenění regulační energie se využívá nejen nabídkový princip pro ohodnocení zdrojů poskytujících podpůrné služby, ale také směr systémové odchylky pro ohodnocení regulační energie pořízené na vyrovnávacím trhu. [3]

Systémová odchylka se stanovuje zvláště pro každou obchodní hodinu jako rozdíl všech sjednaných a skutečných dodávek i odběrů každého SZ, a odpovídá velikosti aktivované regulační energie, kterou je ES průběžně vyrovnávána. Lze též vyjádřit jako součet odchylek všech SZ. Výsledná zúčtovací cena za odchylku pro SZ je pak závislá na směru SO a počítá se podle následujících pravidel:

- Při SO záporné či rovné nule je zúčtovací cena pro SZ s odchylkou ve směru SO vyšší cenou z ceny stanovené ERÚ nebo z ceny za nejvyšší nabídkovou cenu dodané regulační energie v dané obchodní hodině.
- Při SO kladné je zúčtovací cena pro SZ s odchylkou ve směru SO vyšší cenou z ceny stanovené ERÚ nebo z ceny za nejvyšší nabídkovou cenu dodané regulační energie v dané obchodní hodině.

Navíc může dojít k situaci, že pro některou obchodní hodinu nebyla aktivována žádná regulační energie, v takovém případě se zúčtovací cena určí podle cenového rozhodnutí ERÚ. Ten na každý kalendářní rok vydává nové cenové rozhodnutí pro výpočet zúčtovací ceny v závislosti na SO v dané obchodní hodině. Pro rok 2017 byla zúčtovací cena (ZC) počítána jako:

- $ZC = 2\,350 + 5,5 * |SO|$  při  $SO \leq 0$  [Kč/MWh; MWh]
- $ZC = 1 + 3,5 * |SO|$  při  $SO > 0$  [Kč/MWh; MWh]

Část SZ však v obchodní hodině svojí odchylkou pomáhá ke snížení velikosti SO, v takovém případě hovoříme o protiodchylce. Jedná se o takovou odchylku, která jde proti směru SO. Proto je nutné stanovit také její zúčtovací cenu, a to podle pravidel:

- Při SO záporné či rovné nule je zúčtovací cena pro SZ s odchylkou proti směru SO rovna váženému průměru cen z aktivované kladné regulační energie.
- Při SO kladní je zúčtovací cena pro SZ s odchylkou proti směru SO rovna váženému průměru cen z aktivované záporné regulační energie.

V situaci, kdy v dané obchodní hodině nebyla aktivována žádná regulační energie, platí pro stanovení zúčtovací ceny protiodchylky cenové rozhodnutí ERÚ.

### 2. 3. 2 Vypořádání odchylek

Operátor trhu určí pro každý SZ velikost platby za odchylku jím způsobenou, a to tak, že vynásobí velikost dané odchylky příslušnou zúčtovací cenou dané obchodní hodiny. Tímto mechanismem dochází k peněžnímu vypořádání mezi jednotlivými SZ, které buď dodaly či odebraly elektřinu z ES nad rámec obchodně sjednaného množství, nebo naopak nedostály svému závazku dodat či odebrat konkrétní množství elektřiny do ES. [3]

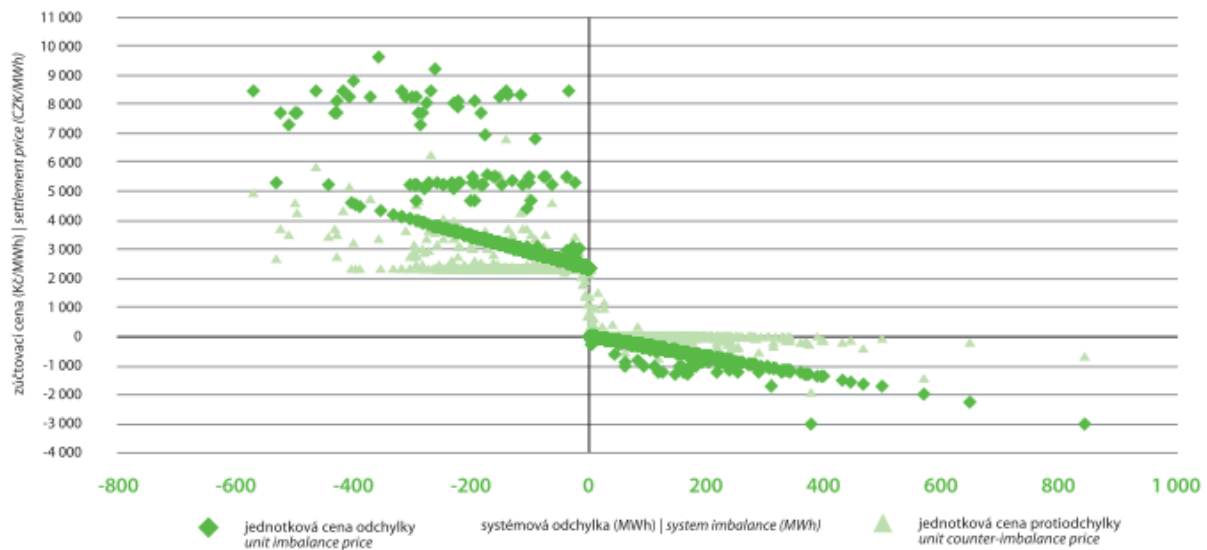
OTE provádí stanovení velikosti odchylek jednotlivých SZ a jejich ocenění pro každou obchodní hodinu po celý kalendářní rok, a to vždy následující den po dni dodávky či odběru. Od jednotlivých výrobců má poměrně přesné diagramy dodávek elektřiny do ES, na straně spotřeby jsou pro denní vyhodnocení k dispozici jen měření typu A. U ostatních typů měření se proto využívá předběžné stanovení průběhu spotřeby, které musí odpovídat zbytkovému diagramu zatížení ES. OTE následně provádí také měsíční vyúčtování odchylek, kde již jsou dostupná data z měření typu B a došlé opravy ze skutečných měření, stejně jako úprava modelovaného průběhu spotřeby pro měření typu C. [3] [26]

Finanční vypořádání odchylek pak v návaznosti na vyhodnocení probíhá ve třech etapách a vypadá následovně:

- Proveďte se denní vypořádání formou platebních záloh od SZ
- Následuje měsíční vypořádání, ve kterém se zúčtují došlé zálohy z denního vypořádání
- A končí to závěrečným měsíčním vypořádáním, které je provedeno po skončení lhůty na případné korekce.

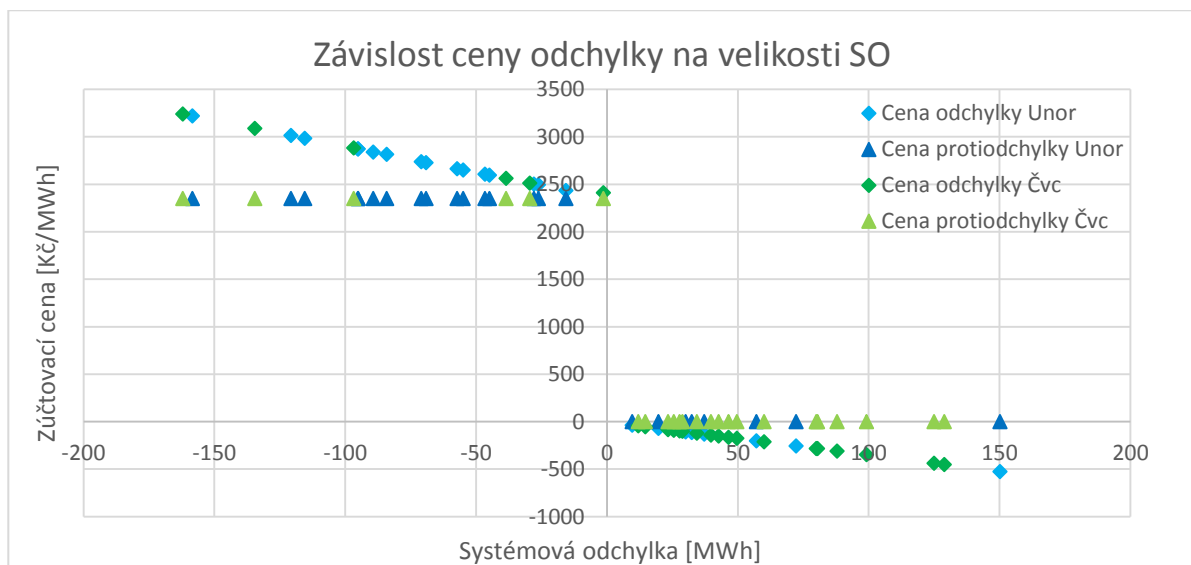
Porovnání zúčtovacích cen odchylek a protiodchylek je možné najít na webových stránkách OTE. Hodnoty za rok 2017 jsou zachyceny na obrázku 11. Při kladné SO zúčtovací cena téměř kopíruje trend nastavený cenovým rozhodnutím ERÚ. Průměrná cena za odchylku při kladné SO byla -274,01 Kč/MWh. Záporná cena vychází z faktu, že daný SZ, který měl odchylku ve směru SO, spotřeboval méně elektřiny, než kolik měl sjednané množství, a proto vznikl v ES přebytek, který bylo nutno zredukovat aktivací záporné regulační energie. Naopak, průměrná cena za odchylku při záporné SO byla 2 928,15 Kč/MWh. V takovém případě SZ měl větší spotřebu, než kolik bylo sjednáno, a tuto chybějící energii

bylo nutné doplnit. Z obrázku je patrné, že cena pro aktivaci kladné regulační energie je vyšší než cena záporné regulační energie. Navíc se vzrůstající velikostí SO byly aktivovány dražší zdroje na vykrytí, což se projevilo na ceně. [3]



Obrázek 12 Zúčtovací cena v závislosti na velikosti systémové odchylky

Podobné průběhy je možno sestavit pro libovolné období, a lze tak sledovat chování zúčtovací ceny například během dne, či porovnávat její výši během let. Sestavil jsem proto závislost zúčtovací ceny na systémové odchylce pro 28. únor, ve kterém nastalo maximální zatížení ES a 8. červenec, ve kterém nastalo minimální zatížení ES. Údaje jsou za rok 2018 z dostupných materiálů na stránkách OTE. Porovnání je na následujícím obrázku.



Obrázek 13 Závislost zúčtovací ceny na velikosti systémové odchylky

Právě cena odchylky stanovená na základě velikosti systémové odchylky a množství aktivované regulační v dané obchodní hodině je společně s nastaveným rozdílem mezi cenou odchylky a



protiodchylky dostačující motivací pro SZ ke snaze minimalizovat velikost své odchylky a vyrovnávat tak svoji pozici obchodováním na vnitrodenním trhu. [3]

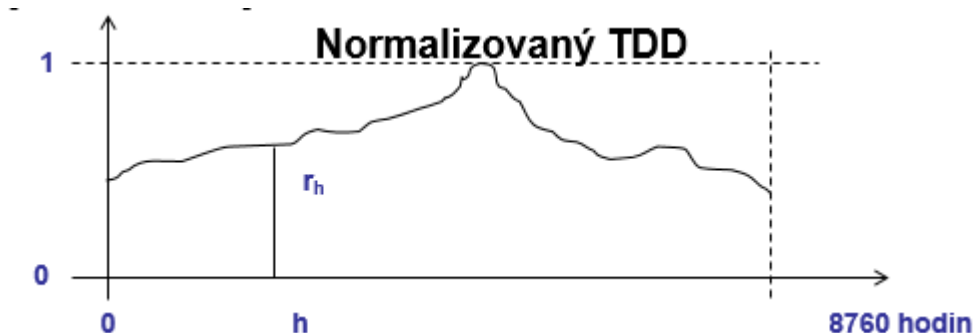
Stanovení odchylky jednotlivého SZ se provede na základě registrovaných realizačních diagramů (ERD) z domácího i zahraničního obchodování, a také z výsledků obchodování na krátkodobých trzích. Tím dojde ke zjištění sjednaného obchodního množství dodávek či odběrů. Dohodnuté množství je pak porovnáno se skutečným množstvím dodané a odebrané elektřiny. Data z měření typu A jsou k dispozici po každém dni, data z měření typu B pak po každém měsíci. Avšak u měření typu C, kde pobíhá odečet nejčastěji 1x ročně, nelze data pro stanovení velikosti odchylek použít. Proto bylo potřeba najít mechanismus, který by neprůběhový odečet u těchto zákazníků nahradil. Za tímto účelem je v současné době využíváno typových diagramů dodávek (TDD), které mají za úkol modelovat předpokládaný průběh spotřeby každého OM podle charakteru spotřeby a přiřazené distribuční sazby.

## 2. 4 Typové diagramy dodávek

Typové diagramy dodávek (TDD) slouží jako náhrada průběhového měření u odběratelů s neprůběhovým měřením typu C. Problematika tvorby a aplikace TDD je podrobně popsána ve **vyhláše č. 541/2005 Sb.**, o pravidlech trhu s elektřinou Jsou využívány ke stanovení odhadu pravděpodobného průběhu spotřeby konkrétního odběrného místa v čase a zohledňují celou řadu faktorů, které ovlivňují modelování spotřeby [20]:

- Spotřeba různých typů odběratelů v čase
- Rozdílná spotřeba v průběhu roku
- Vytvoření diagramů na základě skutečných měření reprezentativního prvku odběratelů
- Výsledkem jsou průměrné hodinové hodnoty pro každý den v roce
- Pro každý kalendářní rok jsou vždy vytvářeny nové TDD

Tímto způsobem jsou vytvořeny normalizované TDD. Normalizovaný  $TDD_n$  je 8760 relativních hodnot průměrných hodinových odběrů v roce, které jsou vztaženy k hodnotě ročního maxima z těchto průměrných hodinových odběrů, které byly určeny z měření reprezentativních vzorků. To dokládá následující obrázek.

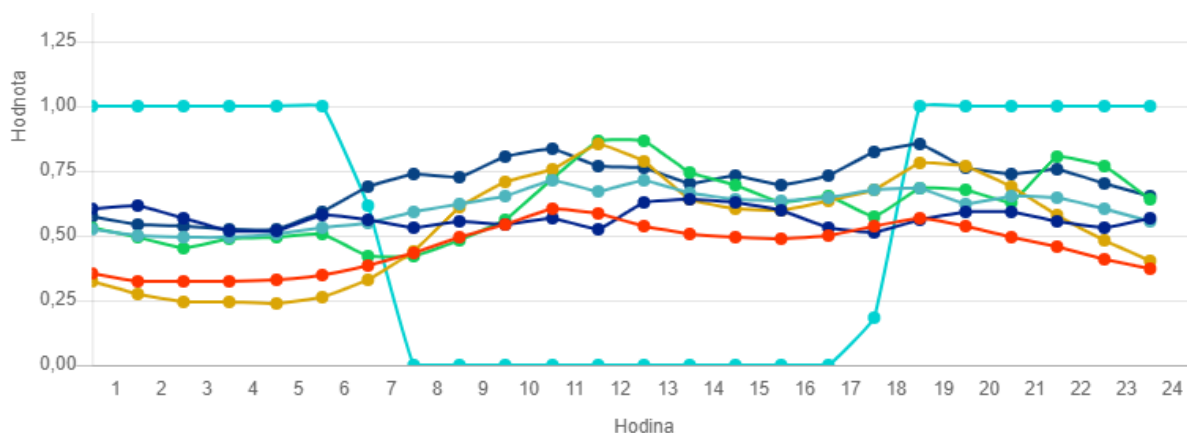


Obrázek 14 Ukázka normalizovaného TDD, zdroj [26]

TDD pro elektroenergetiku jsou rozděleny do osmi kategorií podle charakteru spotřeby. Jejich přehledně zpracovaná tabulka je v příloze. Kromě odhadu průběhu spotřeby odběrného místa jsou také nedílnou součástí systémů pro obchodování s elektřinou a pro systémy zúčtování odchylek elektřiny, kde nahrazují stanovení velikosti hodinového odběru skupiny zákazníků. Samotná problematika TDD lze dále rozdělit na oblasti:

- Vlastní tvorba TDD ze získaných vzorků odběratelů a analýza tvorby
- Analýza uplatnění TDD v praxi a vývoj k měnícímu se trhu s elektřinou
- Vyhodnocení dopadu změn měření a nástup chytrých technologií

V další kapitole bude jednotlivým oblastem problematiky TDD věnována patřičná pozornost. Nyní se zaměřím pouze na ukázkou aplikace TDD na jednoduchém příkladu, díky kterému budu demonstrovat určité skutečnosti platné pro TDD. Příkladem bude odhad průběhu spotřeby naší domácnosti s distribuční sazbou D 45d. Budu vycházet z již přepočtených typových diagramů dodávek, které jsou k dispozici na stránkách operátora trhu. Ukázka přepočtených TDD je na následujícím obrázku.



Obrázek 15 Ukázka přepočtených tříd TDD, zdroj: OTE

Přepočtené TDD už respektují skutečnou velikost teploty v daný den, svátky během kalendářního roku a další události, které mají vliv na průběh spotřeby. To se například odráží v rozdílné velikosti spotřeby v zimním a letním období. Navíc tyto diagramy dodávek rovněž částečně respektují rozdělení vysokého a nízkého tarifu. Důležitý je ovšem poznatek, že metodika TDD platí pro skupiny jednotlivých zákazníků příslušejících do dané kategorie, nikoliv pro jednotlivé zákazníky. Její přesnost je poměrně vysoká pro vzorek s více než 1 000 odběrateli.

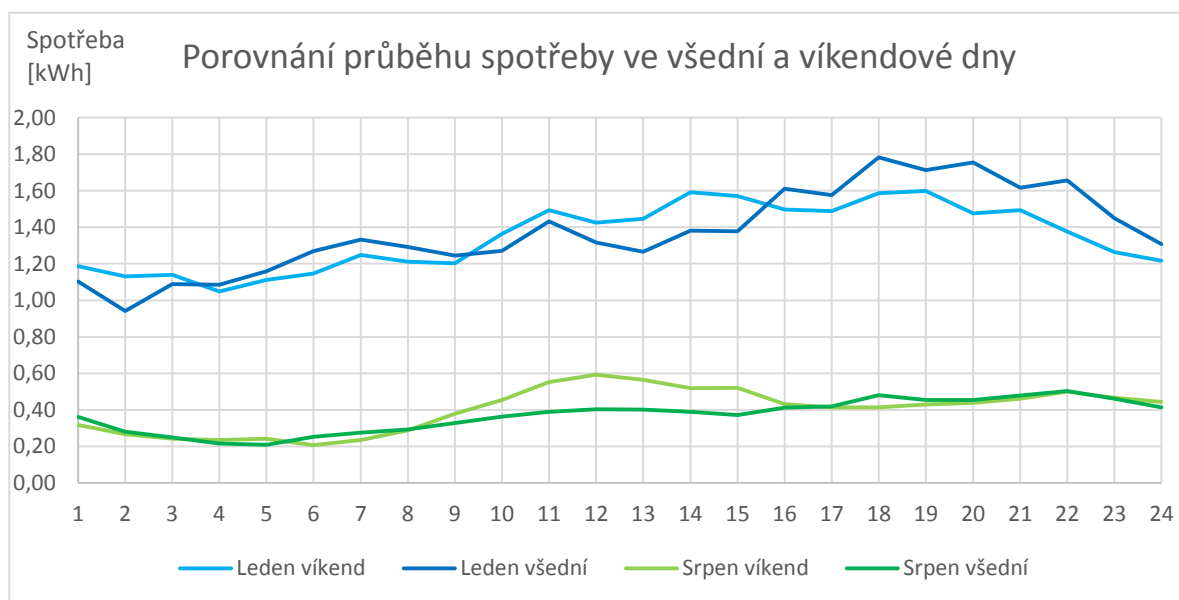
#### 2. 4. 1 Ukázka aplikace TDD

Pro stanovení průběhu spotřeby z přepočtených typových diagramů dodávek se používá vzorec na výpočet velikosti odběru v dané hodině:

$$O_h = O_r * \frac{r_h}{\sum_{h=1}^{8760} r_h}$$

kde  $O_h$  je velikost spotřeby v dané hodině,  $O_r$  je celková roční spotřeba odběrného místa a  $r_h$  je velikost relativní hodnoty normalizovaného typového diagramu příslušné kategorie.

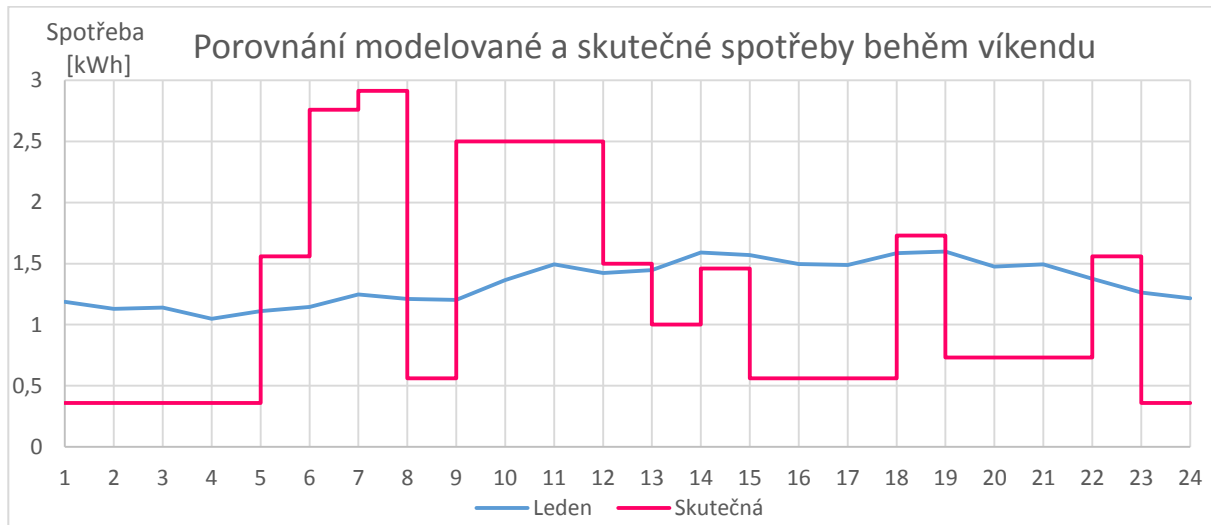
Pro ukázka aplikace TDD jsem využil informace o RD, ve kterém v současné době bydlím. Celková roční spotřeba elektřiny tohoto odběrného místa za rok 2017 je **6,453 MWh**. Odběrné místo disponuje distribuční sazbou D 45d, která spadá do kategorie TDD 7.



Obrázek 16 Porovnání průběhu spotřeby během všedního a víkendového dne

Na následujícím obrázku je zcela jasně patrný základní princip TDD. Ten rozlišuje jak průběh spotřeby během všedního a víkendového dne (dobře patrný na modrých křivkách), tak také rozdíl ve spotřebě během zimního a letního období.

Důležitou informací při aplikaci TDD je fakt, že TDD se využívají pro stanovení průběhu spotřeby u skupiny zákazníků, neplatí však pro jednotlivá odběrná místa. Zde se pochopitelně modelovaný průběh od skutečného průběhu každého OM liší. To dokládám i na následujícím obrázku.



Obrázek 17 Porovnání skutečné spotřeby s modelovanou spotřebou podle TDD7

Stejným principem probíhá také stanovení velikosti odchylky u jednotlivých subjektů zúčtování. OTE vyhodnocuje každou skupinu zákazníků příslušné kategorie TDD zvlášť, jejich výsledný průběh spotřeby stanoví pomocí přepočtu a z toho modelovaného průběhu určí velikost odchylky na systémové odchylce.

### 3. Analýza aplikace TDD na konkrétním případu

Typové diagramy dodávek se využívají jako fungující mechanismus pro stanovení průběhu spotřeby neprůběhově měřených zákazníků již od roku 2000, ve kterém vstoupil v platnost nový Energetický zákon 458/2000 Sb. [23]. Systém TDD se postupem času upravuje a zpřesňuje, aby odpovídal změnám, které se v energetice postupem času odehrály a splňoval tak požadavky pro využívání TDD u jednotlivých subjektů na trhu. Z nich je nutno jmenovat především OTE, který pomocí TDD vyhodnocuje odchylky elektřiny u zákazníků s měřením typu C pro potřeby stanovení a zúčtování velikosti odchylek pro subjekty zúčtování. Dále metodu TDD využívají provozovatelé distribučních soustav, kteří pomocí TDD modelují průběh spotřeby a provádějí tak odhad spotřeby za portfolio svých zákazníků, a stejně tak jednotliví obchodníci, kteří systém TDD využívají k modelování průběhu spotřeby, aby mohli optimalizovat nákup energie na trzích s elektřinou.

#### 3.1 Tvorba TDD

Proces tvorby TDD zahrnuje statistické, výpočetní a analytické postupy. Základem pro stanovení průběhu spotřeby v čase u jednotlivých tříd TDD jsou provedená skutečná měření u reprezentativního vzorku daných odběrných míst příslušné třídy. Jedná se o průběhová měření s měřícím intervalem čtvrt hodiny a periodou vyhodnocení každou hodinu. Tato průběhová měření probíhají u spotřebitelů, u kterých by za normální situace bylo použito neprůběhové měření typu C. Naměřené hodnoty průběhů spotřeb v rámci dané třídy následně slouží jako referenční hodnoty pro pozdější aplikaci systému TDD na všechny odběratele v dané třídě při vyhodnocování odchylek. [19]

Na každý rok se provádí nové měření a stanovují se nové TDD pro každou třídu. Aby se odstranila statistická chyba a částečně TDD reagovali na změnu chování zákazníků příslušné třídy, provádí se každý rok výměna  $\frac{1}{4}$  měřeného vzorku. Naměřený průběh spotřeby z reprezentativního vzorku spotřebitelů se poté přepočítá na normalizovaný TDD (8760 relativních hodnot v intervalu  $(0; 1)$ ) s ohledem na normálovou teplotu za období 30 let. V současné době se používá normálová teplota za období 1961 – 1990. Změna normálové teploty se provádí vždy jednou za třicet let. K další změně dojde v roce 2020. Dojde tak ke změně přepočtu při stanovování normalizovaných TDD, které by měly brát v úvahu změny teplot v posledních letech a mělo by tak dojít ke zpřesnění odhadu. [19]

Celkem probíhá měření u reprezentativního vzorku odběratelů asi na 2 500 OM. V současnosti jsou typové diagramy dodávek elektřiny rozděleny na 8 tříd (TDD1 až TDD8), navíc třída TDD5 je rozdělena na 8 podtříd podle regionu (podle dřívějšího rozdělení REAS). Třídy TDD1 až TDD3 jsou určeny pro podnikatelský malooběh, rozdělený podle charakteru spotřeby. Třídy TDD 4 až TDD7 jsou určeny pro malooběh obyvatelstva (domácností), rozdělený opět podle charakteru spotřeby reprezentovaný distribuční sazbou. Třída TDD8 je určena pro veřejné osvětlení. [19]

Dříve měla každá třída ve svém měřeném vzorku 128 odběrných míst, v dnešní době se počty nepatrně liší, v průměru připadá na jednu třídu necelých 200 měřených odběrných míst, u třídy TDD8 pro veřejné osvětlení je počet reprezentantů ve vzorku nejmenší ze všech tříd. [19] [25]

V nejbližší době se nedá očekávat, že by mělo dojít k rozšíření počtu tříd TDD. Spíše je pravděpodobné, že s příchodem chytrého měření budou typové diagramy dodávek elektřiny na ústupu. Než se tak ale stane, je otázkou, jak například budou TDD reagovat na zvyšující se počet veřejných dobíjecích stanic pro elektromobily, případně na domácí dobíjecí stanice, které mají speciální distribuční sazbu C27d resp. D27d. V současné době jsou tyto distribuční sazby zařazeny do TDD2, resp. do TDD5, ačkoliv mají zcela odlišný charakter spotřeby a jiné časové pásmo pro NT oproti dalším distribučním sazbám v dané třídě.

Postup při vytváření TDD je následující:

- Celoroční měření vybraného vzorku odběratelů podle jednotlivých tříd
- Předání a kontrola naměřených dat
- Zpracování sumárních diagramů za jednotlivé třídy TDD a regiony s využitím stratifikačních metod
- Analýza teplotních závislostí a teplotních změn během roku, porovnání s historickými daty, přepočítání na normálové teploty na základě stanoveného modelu
- Vyhodnocení tvarových změn ve vazbě na meziroční změny harmonogramů spínání HDO, modelování podle dostupných plánovaných časů spínání
- Vyhlazení diagramů na stanovené úrovni – hodinové, denní
- Zahrnutí trendových změn do jednotlivých úrovní – sezónnost, poměry pracovní dny a víkendy, zpětné korekce z výsledků minulých let (př. posun času večerní špičky) a ze sledování přesnosti systému TDD
- Kalendářní převody se zohledněním přechodových období a období svátků, přechodů zimního a letního času, a na ně navázané změny časů spínání HDO [19]

Problematikou tvorby průběhů TDD se zabývá firma EGÚ Brno, která zajišťuje modelování průběhů spotřeby pro jednotlivé třídy pro potřeby OTE. [19]

TDD nemohou reagovat na změny VT a NT v každém regionu u dané skupiny zákazníků. Přesto zákazníci svoji spotřebu podřizují právě NT a VT. TDD na tuto situaci reaguje jen jako na časy, ve kterých bylo dopředu stanoveno spínání HDO u reprezentativního vzorku.

### 3. 2 Aplikace TDD

Za účelem praktické ukázky kompletní aplikace metodiky TDD, která se využívá v praxi především pro potřeby vyhodnocování a vypořádávání odchylek, poskytl přímo operátor trhu zadání konkrétní úlohy s reálnými čísly. Tato úlohu bude v rámci diplomové práce zpracována a vyřešena v jednotlivých navazujících krocích.

#### Zadání úlohy:

**Prostřednictvím metodiky typových diagramů dodávek (TDD) vypočtete odhadovanou spotřebu za období 1. 1. 2018 – 1. 10. 2018 (včetně) u odběrného místa, které se nachází v distribuční soustavě ČEZ – region Západní Čechy (sít' 0081), a to konkrétně ve verzi 1, pokud je stanovena plánovaná roční spotřeba elektrické energie daného odběrného místa na celý kalendářní rok 2018 ve výši 20 766 kWh. Dané odběrné místo má přiřazenou distribuční sazbu C02d, čemuž odpovídá přiřazená třída typového diagramu TDD1. Veškeré potřebné informace pro výpočet úlohy jsou k dispozici na oficiálním webu operátora trhu s elektřinou (OTE), konkrétně v sekci Statistika/Typové diagramy dodávek elektřiny.**

**Skutečná a fakturovaná spotřeba elektřiny za dané období byla 14 788 kWh.**

Tabulka 4 Informace o odběrném místě

Formulace úlohy	
Plánovaná roční spotřeba na rok 2018	20 766 kWh
Distribuční sazba	C 02d
Třída TDD	TDD1
Místo odběru	ČEZ – region ZČ, sít' (0081)
Požadované období	1. 1. 2018 – 1. 10. 2018
Velikost jističe	3x 63 A

Vypracování zadání bude probíhat v několika krocích, které se pokusím srozumitelně popsat a vysvětlit. Jednotlivé kroky na sebe postupně navazují a jsou seřazeny tak, jak jdou v průběhu procesu vyhodnocování odchylek za sebou.

1. Stanovení odhadovaného průběhu spotřeby na následující rok pomocí normalizovaného TDD.
2. Stanovení odhadovaného průběhu spotřeby zpětně pro potřeby vyhodnocování odchylek při použití přepočtených TDD a zbytkového diagramu pro daný region.
3. Clearing spotřeby u zákazníků, kteří v průběhu roku mění svého dodavatele.

### 3. 2. 1 Odhad průběhu spotřeby na dané období

Pro stanovení odhadovaného průběhu spotřeby na následující rok pomocí modelování přes systém TDD je potřeba odhadnout předpokládanou velikost spotřeby za dané období. Odhad velikosti spotřeby konkrétního odběrného místa zajišťuje pro potřeby OTE příslušný PDS na daném území. Tento odhad, stanovený regionálním provozovatelem distribuční soustavy, následně vstupuje také do mechanismu na vyhodnocování odchylek, a je tedy nutné velikost co nejpřesněji odhadnout.

Metodika stanovení plánované roční spotřeby elektřiny je popsána ve vyhlášce č. 127/2017 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou. Jednotliví PDS stanovují plánované roční spotřeby odběrných míst s měřením typu C podle vztahu [24]:

$$E_{\text{plánovaná}} = \frac{K_r}{K_f} * E_{\text{fakturační}}$$

kde  $K_r$  je suma relativních hodnot příslušného normalizovaného TDD pro kalendářní rok, ve kterém se nachází den, za který bude prováděno zúčtování odchylek,  $K_f$  je suma relativních hodnot příslušného přepočteného TDD pro dané kalendářní období v trvání ode dne počátečního odečtu až do dne konečného odečtu (jinými slovy za fakturační období),  $E_f$  je velikost spotřeby elektřiny za fakturační období. První dva koeficienty lze rozepsat do vztahů [24]:

$$K_r = \sum_{d=1.1.2018}^{31.12.2018} \sum_{h=1}^{24} k_{TDDn,d,h}$$
$$K_f = \sum_{d=dpo+1}^{dko} \sum_{h=1}^{24} k_{TDDp,d,h}$$

kde  $dpo$  je den počátečního odečtu,  $dko$  je den koncového odečtu,  $k$  je relativní hodnota příslušného TDD.

Tímto způsobem byla spotřeba zadaného OM, které bude cílem další analýzy, na rok 2018 vypočtena příslušným PDS na **20 766 kWh**, a vystupuje jako plánovaná roční spotřeba OM v daném roce. Tato hodnota tedy bude sloužit jako výchozí hodnota při modelování průběhu spotřeby, a bude dále využita také při vyhodnocování odchylek SZ.

Pro typové diagramy dodávek tak již bylo názorně ukázáno jejich první využití. PDS používá TDD při stanovení plánovaného ročního množství spotřebované elektřiny u odběrných míst s měřením typu C v dané distribuční soustavě. Jak bylo již zmíněno, TDD jsou pouze odhadem průběhu spotřeby a jejich úkolem je modelovat předpokládány průběh. Už při stanovení plánované roční spotřeby se tak může zanechat určitá chyba právě použitím modelování průběhu.



Pokud nejsou o odběrném místě k dispozici žádné další informace (jako například změna v chování spotřebitele, rozšíření výroby, změna směnného provozu a podobně) je nejlepší možností pro stanovení průběhu spotřeby použití normalizovaného TDD pro příslušný rok. Ten v sobě zahrnuje skutečné měření u vzorku spotřebitelů stejné typové třídy podle distribuční sazby a přepočtení přes normálovou teplotu za posledních 30 let.

Z dalších informací poskytnutých zadavatelem demonstrační úlohy je dostupná distribuční sazba C02d, která je určena pro MOP (maloodběr podnikatelský) a bude sloužit pro zařazení odběrného místa do příslušné třídy TDD. Tato sazba je určena podnikatelskému subjektu či odběrným místům veřejné správy, jejichž odběr elektřiny probíhá bez tepelného využití (vytápění je tedy řešeno jinou formou než elektricky) a elektřina není využívána ani k ohřevu TUV.

Sazbě C02d odpovídá třída TDD 1. Jelikož se jedná o jednotarifní charakter spotřeby, není potřeba brát v úvahu časy spínání VT a NT. Celá spotřeba totiž probíhá ve VT. Z dalších informací je k dispozici ještě velikost jističe 3x63 A. Veškeré informace potřebné pro formulaci úlohy byly přehledně zpracovány v tabulce 1.

Pro stanovení průběhu spotřeby na následující **období 1. 1. 2018 – 1. 10. 2018** pomocí normalizovaného TDD1 pro rok 2018 vypočtu odhadovanou spotřebu elektřiny pro každou hodinu. K tomu použiji vzorec na výpočet velikosti odběru v dané hodině:

$$O_h = O_r * \frac{r_h}{\sum_{h=1}^{8760} r_h}$$

kde  $O_h$  je velikost spotřeby v dané hodině,  $O_r$  je celková roční spotřeba odběrného místa,  $r_h$  je velikost relativní hodnoty normalizovaného typového diagramu příslušné třídy v dané hodině  $h$  a  $\sum r_h$  je součet všech relativních hodnot normalizovaného typového diagramu příslušné třídy za celý kalendářní rok.

Kalendářní rok, tedy období od 1. 1. 2018 – 31. 12. 2018 představuje časovou dobu 8760 hodin. Celková suma relativních hodnot normalizovaného TDD1 za dané období se rovná  $\sum r_h = 4\,502$  [-].

Konkrétní ukázka výpočtu hodinové spotřeby pak pro zadanou úlohu vypadá pro výpočet odběru v první hodině pořadí takto:

$$O_1 = 20\,766 * \frac{0,39778}{4\,502} = 1,83474 \text{ kWh}$$

Tímto způsobem je možno vypočítat spotřebu v každé hodině během uvažovaného období. Důležité je zmínit, že analyzované období 1. 1. 2018 – 1. 10. 2018 představuje časovou dobu 6 575 hodin. To je z důvodu změny času ze zimního na letní, ke kterému došlo v roce 2018 dne 25. března, kdy se čas z 2:00 přehodil na 3:00. I na tuto skutečnost musí TDD pamatovat. K druhé změně času

z letního na zimní došlo až po skončení zadaného období dne 28. října 2018. Celkovou odhadovanou spotřebu za dané období pak lze určit jako součet všech těchto hodinových spotřeb:

$$SP_{odhad} = \sum_{h=1}^{6575} O_h = 15\,372 \text{ kWh}$$

Velikost odhadované spotřeby za dané období lze určit také přes poměr součtu relativních hodnot TDD1 za definované období ku součtu relativních hodnot TDD1 za kalendářní rok:

$$\frac{\sum r_{h,období}}{\sum r_{h,roční}}$$

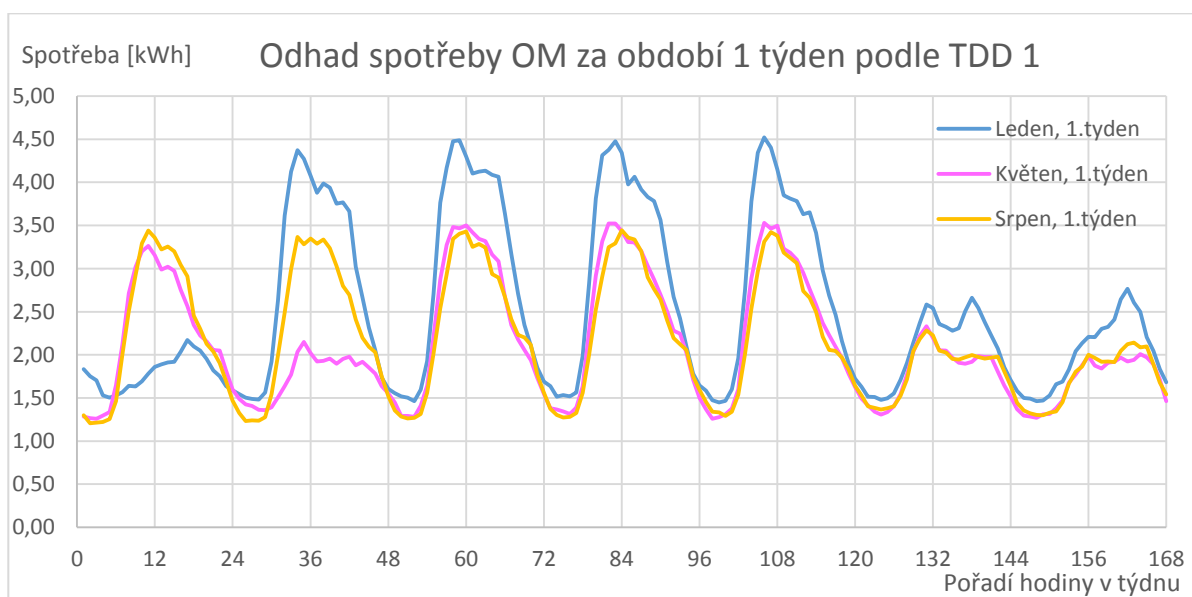
Celková suma relativních hodnot normalizovaného TDD1 za dané období se rovná:

$$\sum_{h=1}^{6575} r_h = 3\,333 \text{ [-]}$$

Pak se odhadovaná spotřeba vypočte podle vztahu:

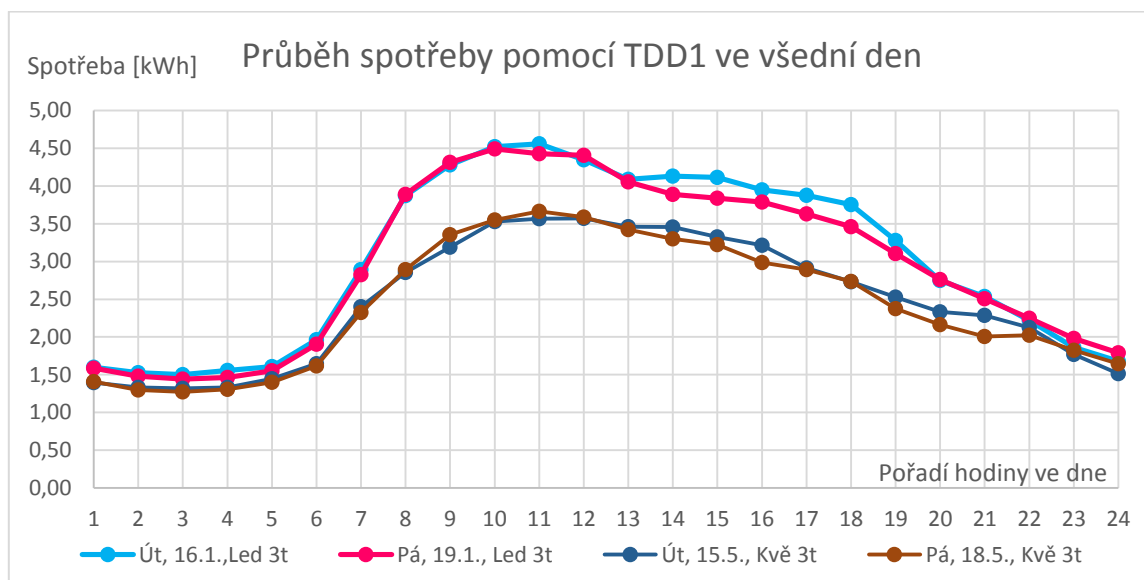
$$SP_{odhad} = O_r * \frac{\sum_{h=1}^{6575} r_h}{\sum_{h=1}^{8760} r_h} = 20\,766 * \frac{3\,333}{4\,502} = 15\,372 \text{ kWh}$$

Takto byla vypočtena odhadovaná velikost spotřeby za definované období pomocí modelování průběhu normálového TDD1 na hodnotu **15 372 kWh**. Skutečná naměřená hodnota spotřeby daného OM v definovaném období byla 14 788 kWh. Odhad pomocí normalizovaného TDD třídy 1 se tak lišil o + 3,95 %. Pro názornost modelování průběhu spotřeby pomocí TDD1 jsem použil ukázkou, ve které porovnávám odhadovaný průběh spotřeby na první lednový, první květnový a první srpnový týden v daném měsíci, který začíná pondělkem. Ukázka je na následujícím obrázku.



Obrázek 18 Odhad spotřeby pomocí TDD1

Na obrázku jsou patrné charakteristické rysy pro TDD1. Ten rozlišuje průběh spotřeby podle všedních a víkendových dnů, kdy během všedních dní je spotřeba vysoká, naopak během víkendu nízká. To odpovídá běžnému pracovnímu provozu, kdy většina drobných podnikatelských subjektů (kterým je třída TDD1 určena) přes víkend nepracuje a tudíž i spotřeba elektřiny podniku klesne oproti pracovním dnům. Přesto o víkendu neklesne spotřeba jen na základní zatížení (které může být reprezentováno ochranným a kamerovým systémem, drobné spotřebiče), ale mírně oproti němu vzroste. To je dáno tím, že některé podniky či podnikatelé mohou pracovat i o víkendech. Během všedního dne je vidět začínající ranní špička od 6.00 do 8.00, naopak po 12 hodině začíná první pokles. Ten může být způsobem tím, že začíná obědová přestávka, a po ní už se někteří podnikatelé nemusí vracet do práce, protože cestu na oběd spojí s dalším zařizováním. To je dobře patrné i na dalším obrázku.



Obrázek 19 Odhad spotřeby pomocí TDD1 ve všední dny

Na obrázku jsou zachyceny modelované průběhy spotřeby ve všední dny pro zimní i letní období. Ještě bych také upozornil na rozdíl mezi průběhem v úterý a v pátek, kde v pátek lze předpokládat, že pracovní doba končí o něco dříve. Opět je to velice dobře patrné z modelovaného průběhu.

Všechny třídy TDD berou dále v úvahu také státní svátky, což je patrné na lednovém pondělku 1. 1. a květnovém svátku 8. 5. na obrázku 19. Dále je dobře rozeznatelný rozdíl mezi zimním a letním obdobím. Tento rozdíl by mohl být patrně způsobený tím, že ačkoliv je vytápění pro příslušníky třídy TDD1 řešeno jinak než elektricky, je potřeba k vytápění využívat další spotřebiče (např. čerpadlo). Naopak v srpnu je už průběh téměř totožný jako v květnu, ačkoliv byla teplota v srpnu značně vyšší. Do

budoucná lze očekávat i případ, kdy například v srpnu bude spotřeba vyšší než v květnu, neboť budou v provozu klimatizace.

### 3. 2. 2 Odhad průběhu spotřeby za dané období pro stanovení odchylky SZ

Odhad průběhu spotřeby za dané období je, na rozdíl od odhadu na dané období, již přesnější disciplína, která provádí zpětný odhad na základě zbytkového diagramu pro skupinu odběratelů s měřením typu C v daném regionu a skutečných naměřených teplot, které nastaly během zkoumaného období. Právě na základě naměřených teplot se provede korekce TDD pomocí sady regresních koeficientů, které se po úpravách a vyhlazeních používají k výpočtu tzv. přepočtených TDD. [19]

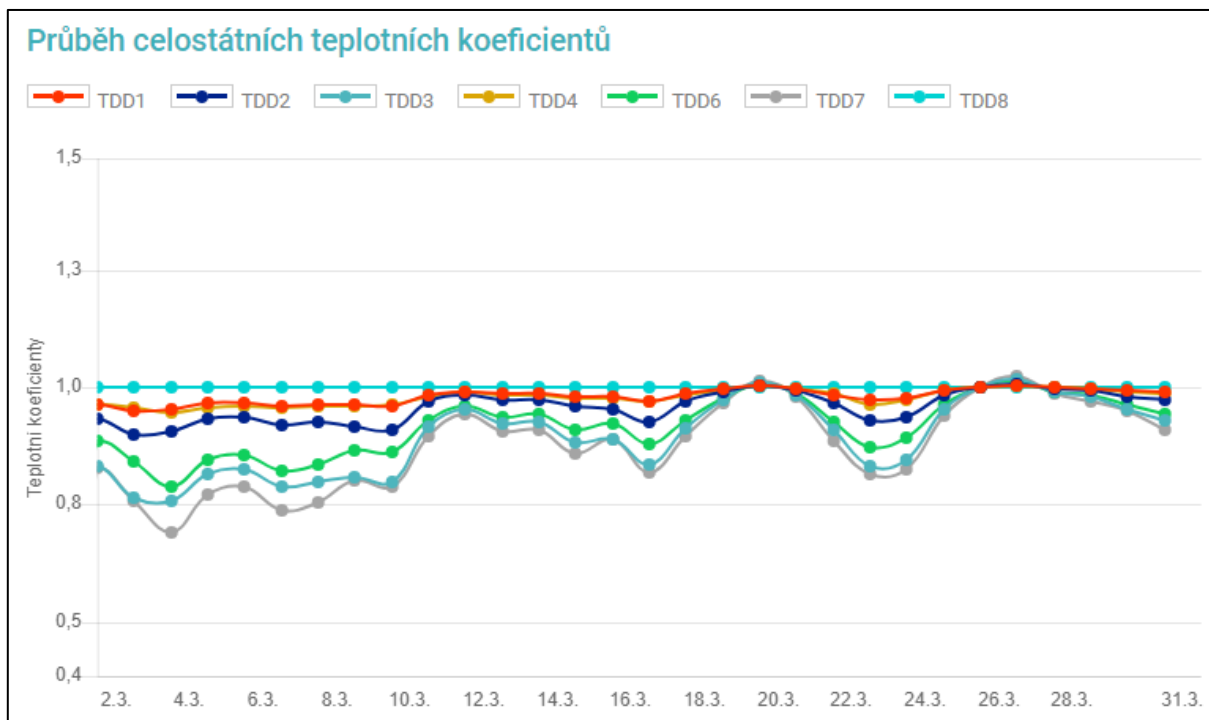
Jak již bylo uvedeno výše, jednotlivé třídy TDD jsou sestaveny na základě skutečně naměřených dat o spotřebě za určité období u definované skupiny odběratelů. Právě na těchto měřeních se podařilo dokázat vzájemnou souvislost mezi teplotou a spotřebou. Každá třída je jinak citlivá na změnu teploty ve svém přepočtu na změnu spotřeby. V praxi by to ale znamenalo, že by se musela teplota měřit pro každou oblast a TDD se přepočítávat zvlášť. To by znamenalo značné komplikace pro stanovení přepočtu na jednotlivé třídy TDD, kterých by muselo být daleko více. Navíc by se průběhu od sebe lišily jen minimálně. To je z důvodu, že pro stanovení normálových i skutečných teplot pro přepočet TDD se využívá vyhlazení pomocí Taylorova polynomu podle vztahu [25] [26]:

$$T_{vyhl,i} = \frac{1}{2} * T_i + \frac{1}{2^2} * T_{i-1} + \frac{1}{2^3} * T_{i-2} + \frac{1}{2^4} * T_{i-3} + \dots + \frac{1}{2^{10}} * T_{i-9}$$

Kde  $T_{vyhl,i}$  je vyhlazená teplota v daný den (ať už normálová nebo skutečná). Pro dostatečnou přesnost stačí ze statistického hlediska do výpočtu zahrnout prvních deset členů exponenciálního vyhlazení. Vyhlazením teplot dochází k respektování vlivu určité časové setrvačnosti teplot, které vede i k setrvačnosti spotřeby, která je závislá právě na vnější teplotě. [25] [26]

Jinými slovy, do systému TDD vstupuje jedna hodnota průměrné denní teploty stanovená pomocí přepočtu přes Taylorův polynom. Teplota se však může značně lišit podle území, a tudíž na to budou spotřebitelé v různých částech ČR reagovat svojí spotřebou elektřiny odlišně. Z této teploty jsou pak stanoveny denní teplotní koeficienty pro každou třídu zvlášť. Jako jediná nevykazuje třída TDD8 (veřejné osvětlení) žádnou závislost spotřeby na teplotě. Nejmenší citlivost na změnu spotřeby v závislosti na teplotě v sobě zahrnují TDD1 a TDD4, jelikož je zde vytápění řešeno jinak než elektricky. Naproti tomu nejvyšší citlivost změny spotřeby elektřiny na změnu skutečné teploty vykazují třídy TDD3 a TDD7, které v sobě zahrnují odběratele, které řeší vytápění a ohřev vody elektřinou. [25] [26] Tato skutečnost je zcela jasně patrná také z teplotních koeficientů, které se pro přepočet používají.

Teplotní koeficienty jsou k dispozici na stránkách OTE. Já jsem vybral příklad, který je zachycen na následujícím obrázku.



Obrázek 20 Průběh teplotních koeficientů, zdroj: OTE

Odlišnost teploty podle území je zohledněna pouze u jedné typové třídy, konkrétně TDD 5, která je určena pro odběratele typu domácnost s distribuční sazbou D25d, kterých je v ČR více než 1 milion odběrných míst, a představují tak asi šestinu všech OM. Pro tuto třídu je stanoven teplotní koeficient pro každý region zvlášť (podle dřívějších rozdělení REAS), a každý region tak má svůj vlastní průběh TDD upravený o teplotní koeficient odpovídající naměřené teplotě na daném území. Přepočtený TDD se pak vypočte z původně stanoveného normalizovaného TDD přenásobením teplotním koeficientem  $k$  podle vztahu [26]:

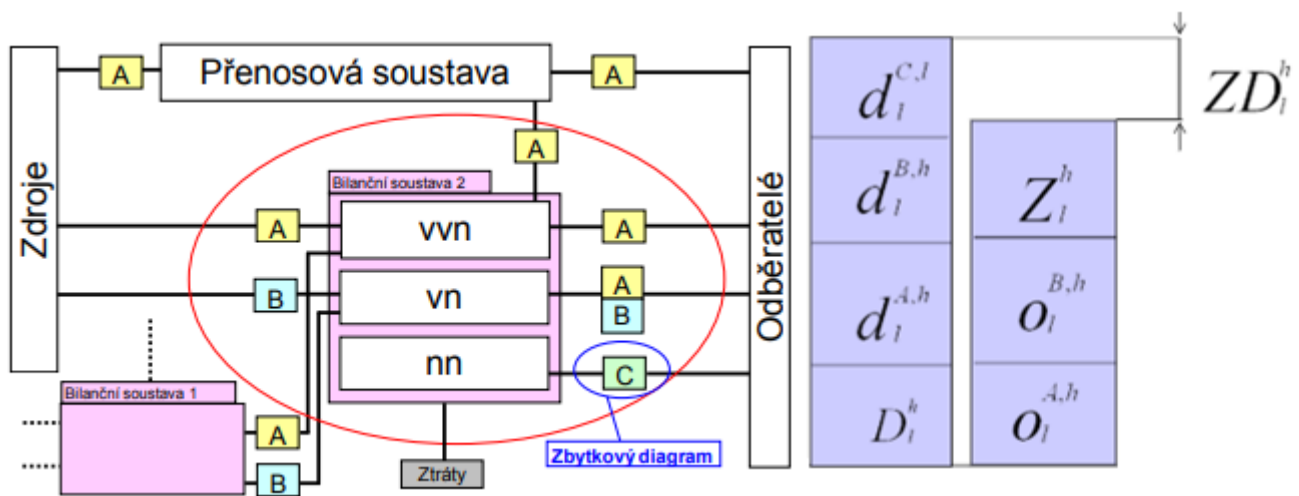
$$TDD_{\text{přepočtený}} = k * TDD_{\text{normalizovaný}}$$

Kde koeficient  $k$  obsahuje celou řadu dalších koeficientů. Tento koeficient v sobě zahrnuje konstantní složku, která je nezávislá na teplotě (pro potřeby TDD8), dále regresní koeficienty trendu teploty, regresní koeficient normálové teploty a exponenciální závislost rozdílu denních průměrných hodnot normálové a skutečné teploty. [26]

Tyto přepočtené TDD pak pro každou třídu respektují skutečnou průměrnou vyhlazenou teplotu v daný den oproti velikosti normálové teploty, která byla pro tento den stanovena.

Do odhadu průběhu spotřeby za dané období ale ještě navíc vstupuje také zbytkový diagram, respektive koeficient zbytkového diagramu. Zbytkový diagram vyjadřuje velikost spotřebované elektrické energie, která připadá na všechny odběratele s měřením typu C pro daný region. Tato velikost je dopočtena se ze vztahu, kdy od veškeré elektrické energie, která do dané distribuční soustavy vstupuje, jsou odečteny odběry průběhově měřených odběratelů s měřením typu A a měřením typu B, a také ztráty elektrické energie v dané soustavě. Tento vztah je možno matematicky zapsat jako:

$$ZD_i^h = D_i + d_i^A + d_i^B + d_i^C - Ztr_i^h - o_i^A - o_i^B$$



Obrázek 21 Zbytkový diagram, zdroj: [19]

Výpočet zbytkového diagramu pak probíhá celkem ve třech fázích, a to nejprve tak, že se od celkové výroby v dané hodině odečtou výsledky z měření typu A a odhadované průběhy měření typu B. Tím dostáváme zbytkový diagram, který připadá na uživatele s měřením typu C. Takto je stanovena verze 0, ve které vystupují pouze odhady měření typu B.

Ve verzi 1, která se stanovuje po každém kalendářním měsíci, již vystupují jak přesné průběhy měření typu A, tak přesné průběhy měření typu B v daném měsíci. Z celkové bilance sítě se pak dopočte zbytkový diagram připadající na celou skupinu zákazníků s měřením typu C.

Pro stanovení zpětného odhadu velikosti celkové spotřeby za dané období se opět provede výpočet podobně jako v předchozím případě při stanovení spotřeby pomocí normalizovaného TDD. Konkrétní ukázka výpočtu hodinové spotřeby pak pro zadanou úlohu vypadá pro výpočet odběru v první hodině pořadí (stejně jako v předchozím případě) takto:

$$O_1 = 20\,766 * \frac{0,37418}{4\,502} = 1,72589 \text{ kWh}$$

Tímto způsobem se vypočte spotřeba v každé hodině během uvažovaného období, a celkovou odhadovaná spotřeba pomocí přepočtených TDD za dané období pak lze určit jako součet všech těchto hodinových spotřeb:

$$SP_{odhad,přepočet} = \sum_{h=1}^{6575} O_{h,přepočet} = 14\,665 \text{ kWh}$$

Výpočet je samozřejmě možné udělat také přes poměr součtu relativních hodnot přepočtených TDD1 za definované období upravených o koeficient zbytkového diagramu ku součtu relativních hodnot TDD1 za kalendářní rok:

$$\frac{\sum r_{h,období,přepočet}}{\sum r_{h,roční}}$$

Celková suma relativních hodnot přepočteného TDD1 upravených o koeficient zbytkového diagramu za dané období se rovná:

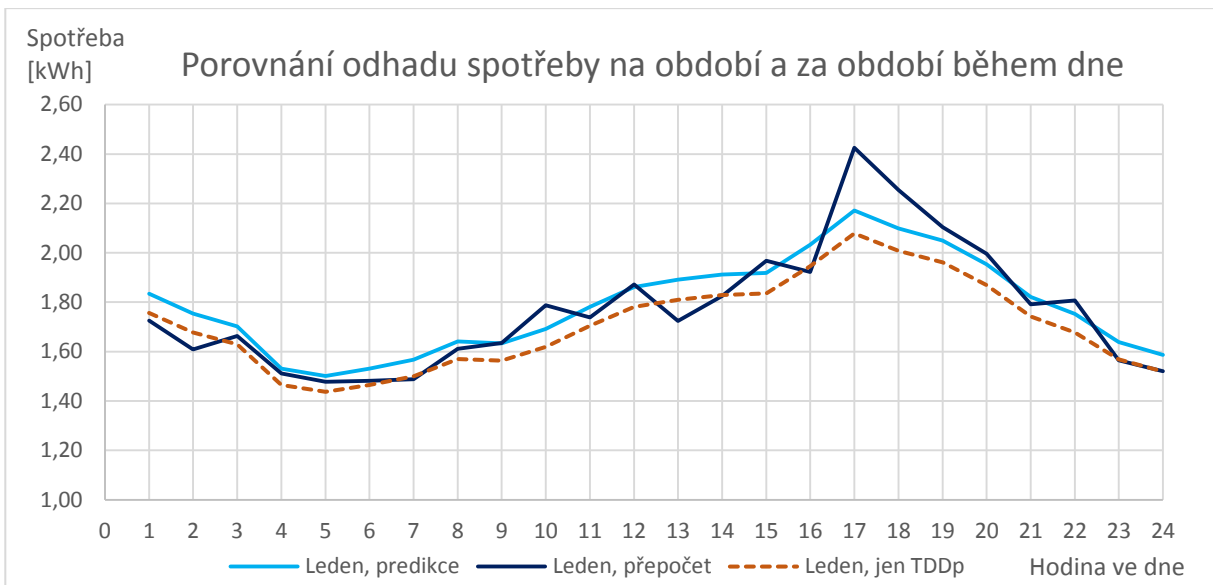
$$\sum_{h=1}^{6575} r_h = 3\,179 \text{ [-]}$$

Odhadovaná spotřeba elektřiny příslušného odběrného místa se pak vypočte podle vztahu:

$$SP_{odhad,přepočet} = O_r * \frac{\sum_{h=1}^{6575} r_{h,přepočet}}{\sum_{h=1}^{8760} r_h} = 20\,766 * \frac{3\,179}{4\,502} = 14\,665 \text{ kWh}$$

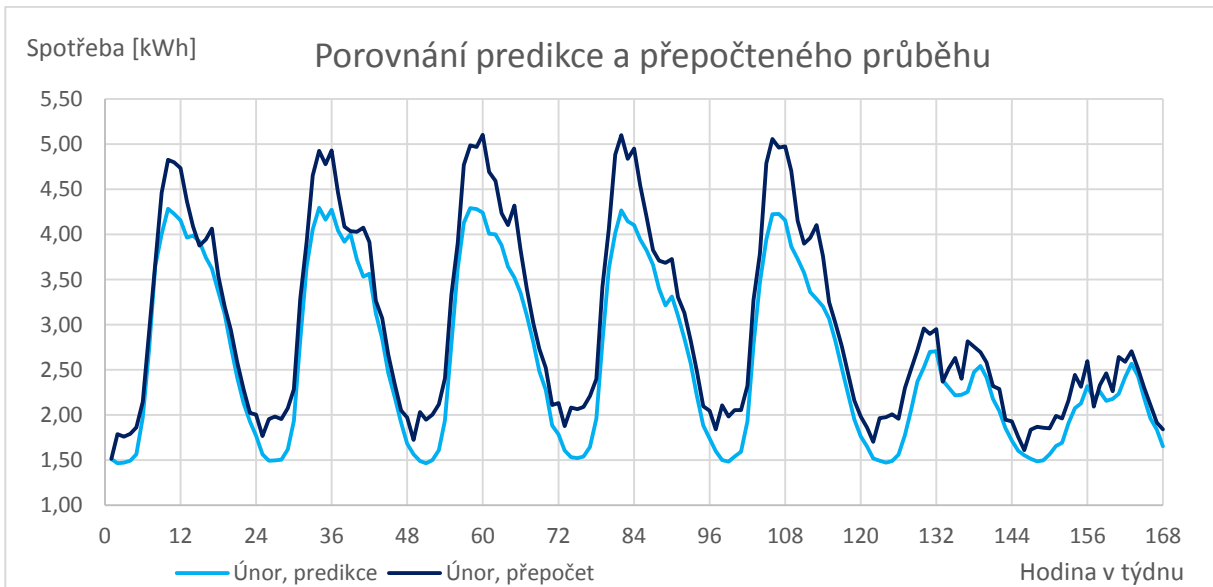
Takto byla vypočtena odhadovaná velikost spotřeby za definované období pomocí modelování průběhu přepočteného TDD1 přes teplotní koeficient skutečné naměřené teploty a koeficient zbytkového diagramu připadající na odběratele s měřením typu C v daném regionu na hodnotu **14 665 kWh**. Skutečná naměřená hodnota spotřeby daného OM v definovaném období byla 14 788 kWh. Odhad pomocí přepočteného TDD1 upravený o zbytkový koeficient se tak lišil o - 0,83 %.

Na následujícím obrázku je pak porovnání prvotního odhadu na dané období s porovnáním odhadu za dané období během jednoho dne. Konkrétně jsem vybral 1. 1. 2018. Pro doplnění, normálová teplota pro 1. leden je stanovena na -1,6 °C, skutečná průměrná teplota dne 1. 1. 2018 byla 2,9 °C. Z toho vyplývá, že samotné přepočtené TDD1 (čárkovaný průběh) uvažuje při vyšší teplotě nižší spotřebu, a tudíž je průběh po celý den pod průběhem normalizovaným. Z grafu je tak vidět, že větší vliv na průběh spotřeby má koeficient zbytkového diagramu, který nám říká, zda byla celková spotřeba odhadnutá přes všechny třídy TDD v dané oblasti v přebytku či nedostatku oproti skutečnosti.



Obrázek 22 Porovnání odhadu na období a za období během dne

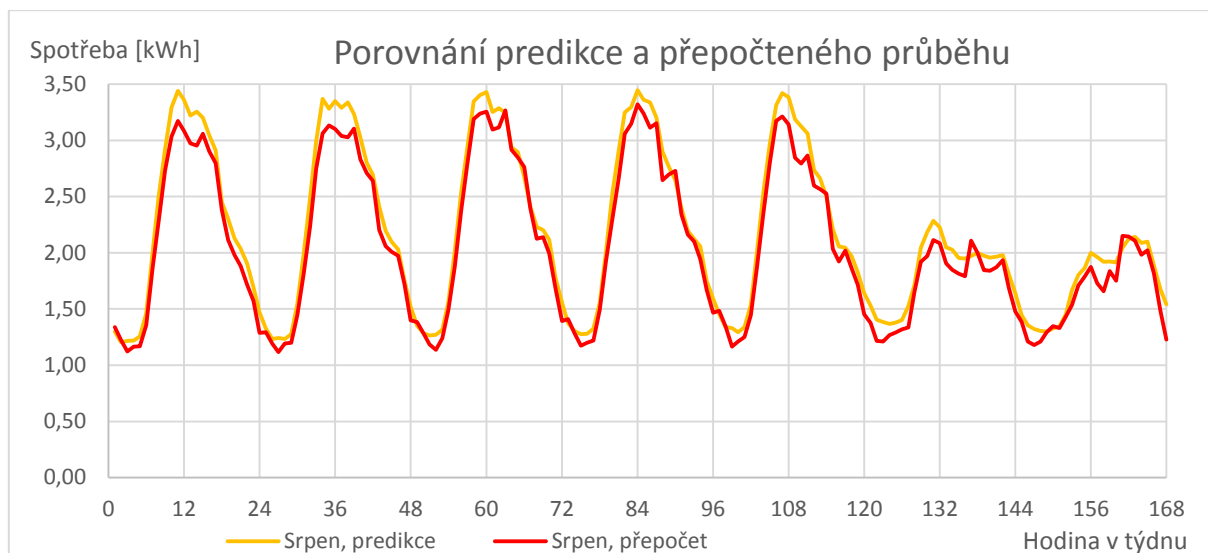
Další obrázek pak porovnává tyto dva průběhy během období jednoho týdne. Pro porovnání jsem použil týden, ve kterých bylo dosaženo největších extrémů teplot, aby se co nejvíce projevil vliv teplota na průběhu TDD. Touto úvahou jsem vybral týden 26. 2. – 4. 3. 2018. Právě dne 28. 2. 2018 byla průměrná denní skutečná teplota  $-12,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ , zatímco pro normálovou teplotu byla hodnota  $-0,6\text{ }^{\circ}\text{C}$ .



Obrázek 23 Porovnání vlivu teploty na přepočten v únorovém týdnu

Podobně také pro letní měsíc srpen, konkrétně pro týden 6. 8. – 12. 8. kdy ve čtvrtek 9. 8. byla průměrná skutečná teplota  $26,3\text{ }^{\circ}\text{C}$ , zatímco normálová teplota  $17,0\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

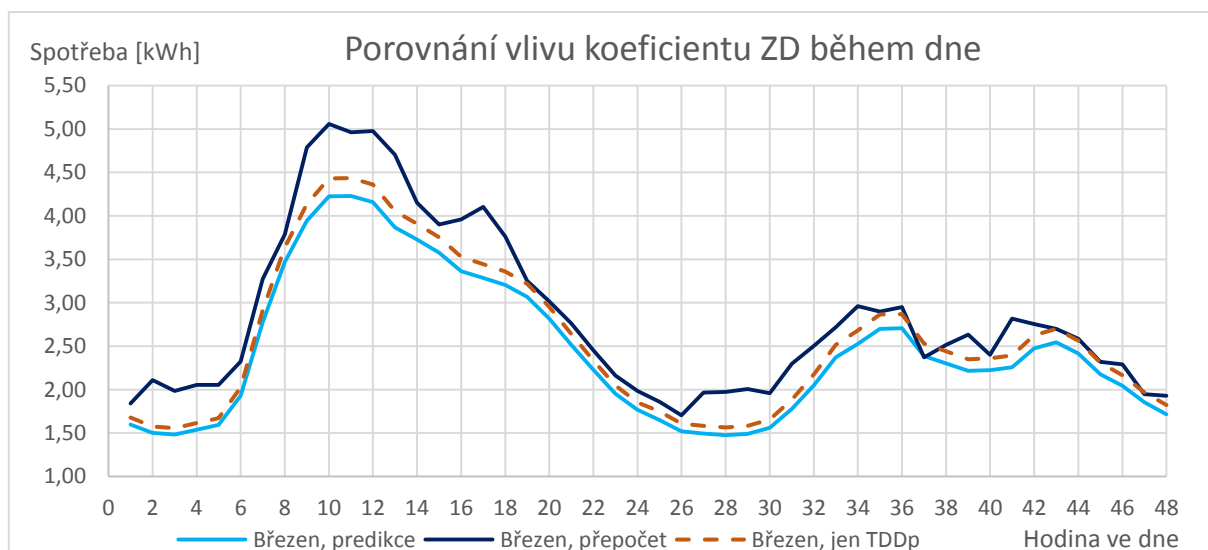




Obrázek 24 Porovnání vlivu teploty na přepočtu v srpnovém týdnu

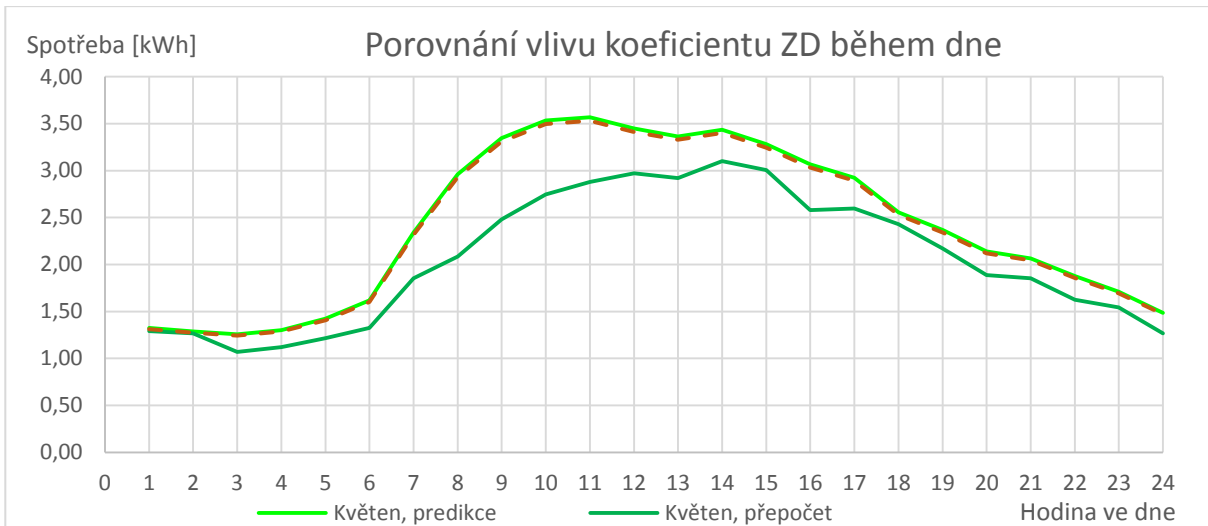
Právě tyto průběhy, které už jsou upraveny o hodnotu skutečné teploty daný den a zbytkový diagram, resp. koeficient diagramu připadající k příslušné obchodní hodině. Je vidět, že rozdíl skutečné teploty oproti normálové teplotě v zimním období, má na modelovaný průběh daleko větší vliv než rozdíl těchto teplot v letním období.

Podobně lze dohledat, kdy nastaly maximální a minimální hodnoty koeficientu zbytkového diagramu pro region ZČ (síť 0081). Na těch je možno ukázat, jaký vliv má na přepočet koeficient zbytkového diagramu. Maximální hodnota  $k_{ZD}$  nastala 2. března v 2.00, a dosáhla hodnoty 1,338. Naopak minimální hodnota  $k_{ZD}$  nastala 14. května v 8.00, a dosáhla hodnoty 0,712.



Obrázek 25 Vliv maxima koeficientu ZD

Ještě lépe je vidět vliv koeficientu zbytkového diagramu o den později, tedy 3. března. Zde dochází k tomu, že hodnoty  $k_{ZD}$  během dne jsou nad i pod hodnotou 1,0.

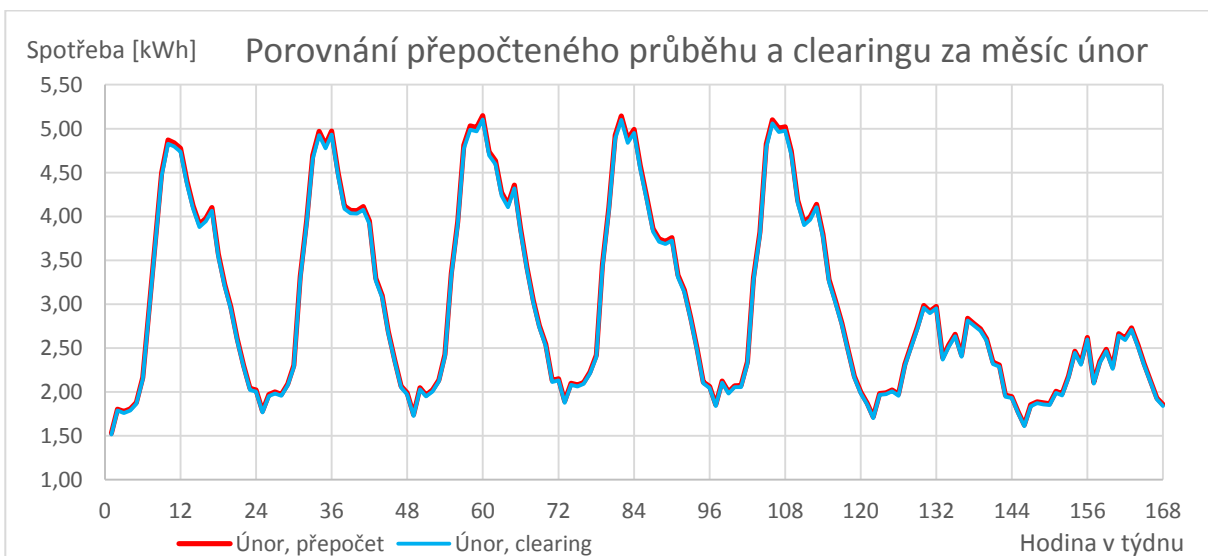


Obrázek 26 Vliv minima koeficientu ZD

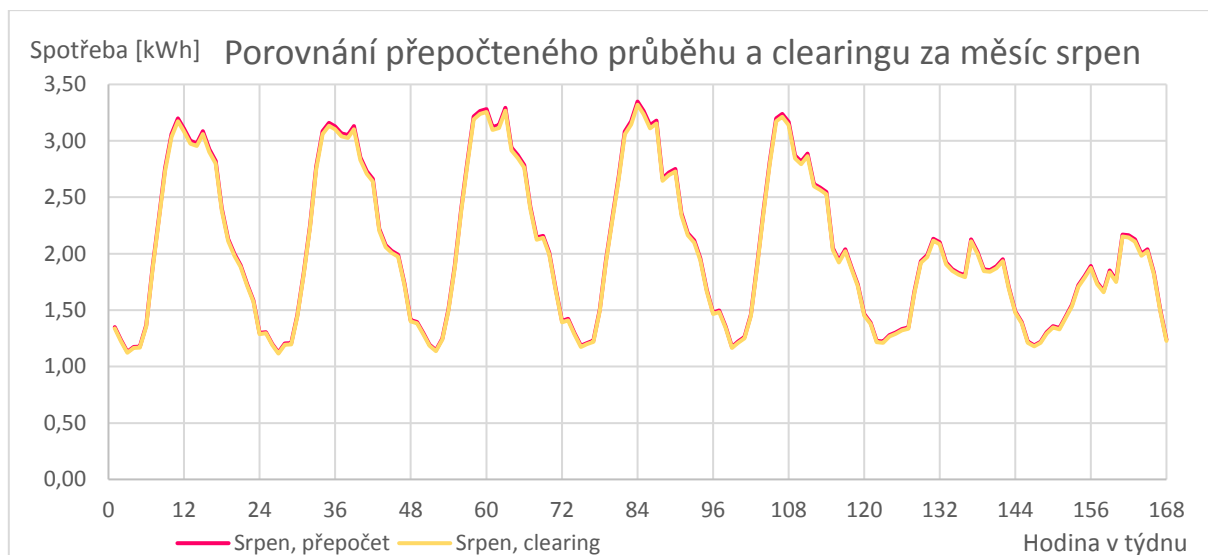
Pomocí takto stanovených průběhů spotřeb přes přepočtené TDD a zbytkový diagram probíhá modelování spotřeby za celé portfolio skupiny zákazníků s měřením typu C pro daný subjekt zúčtování. Jak vyplývá také z grafických ukázek, tento odhad je již přesnější, než pouhý odhad pomocí normalizovaných TDD.

### 3. 2. 3 Odhad průběhu spotřeby za dané období po odečtu spotřeby

Ve chvíli, kdy je již známa skutečná naměřená hodnota spotřeby za dané období je možné provést kompletní modelování. Pro to se využívají opět přepočtené TDD a skutečná spotřeba daného OM za období. Na tomto místě lze využít také verzi 2 zbytkového diagramu, která je upravena o případné reklamace k verzi 1. To při vyhodnocování odchylek využívá operátor trhu. Pro moje zadání od OTE jsem ale použil verzi 1 podle pokynů zadavatele.



Obrázek 27 Clearing spotřeby, ukázka únor



Obrázek 28 Clearing spotřeby, ukázka srpen

Lze pozorovat, že tato korekce, kde místo odhadnuté spotřeby vstupuje skutečná spotřeba (která se nijak zásadně neliší od odhadu) již nemá tak zásadní vliv na změnu průběhu co do velikosti. Přesto si lze všimnout drobných rozdílů, která jsou dále předmětem vyhodnocení. Tomuto vyrovnávání drobných rozdílů se říká clearing. Ten je rovnoměrně rozdělen mezi jednotlivé období spotřeby. Porovnáním odhadnuté a skutečné spotřeby pak operátor dospěje ke clearingovému množství. Pro moji úlohu vychází rozdíl odhadnuté a skutečné spotřeby -123 kWh.

$$14\,664,618\text{ kWh} - 14\,788\text{ kWh} = -123,382\text{ kWh}$$

Skutečné hodnoty odečtů u zákazníků s měřením typu C jsou v systému CS OTE vypořádány právě v rámci clearingů TDD. Clearing se ovšem v praxi provádí jen u těch zákazníků, kteří během daného roku změni svého dodavatele elektřiny. Během této změny totiž může dojít ke změně subjektu zúčtování, který přebírá odchylku za dané OM, a je tak nutné správně vypořádat odchylku. Účelem clearingů je tedy vyrovnat výši nákladů mezi těmito subjekty zúčtování. [18] [19]

Tento rozdíl vycházející z clearingů TDD je následně vynásoben stanovenou clearingovou cenou. Ta slouží jako vyrovnávací cena mezi subjekty zúčtování. Každoročně ji stanovuje ERÚ ve svém cenovém rozhodnutí, a platí po celý rok stejná cena. Výsledkem je pak buďto vzniklý závazek či pohledávka SZ vůči dalšímu SZ. Tato vypořádání se sčítají za jednotlivá OM a OTE výsledné rozdíly mezi SZ zúčtuje. [18] [19]

V případě, že odečet spotřeby je za období z dvou (případně i více) let, zpracovává OTE clearing samostatně pro každé období příslušného roku (jelikož se může měnit clearingová cena). Rozdělení skutečné spotřeby na jednotlivá období clearingů se pak provádí v poměru plánovaných spotřeb na daná období. [19]

### 3. 3 Analýza výsledků procesu vyhodnocování odchylek

V následující tabulce jsou zaznamenány jednotlivé odhady pomocí modelování TDD v různých fázích:

Tabulka 5 Shrnutí výsledků odhadů spotřeby za dané období

Situace	Velikost
<b>Skutečná spotřeba za období</b>	<b>14 788 kWh</b>
<b>Odhad pomocí normalizovaného TDD</b>	15 372 kWh
<b>Odhad pomocí pouze přepočteného TDD</b>	15 300 kWh
<b>Odhad pomocí přepočteného TDD + <math>k_{ZD}</math></b>	14 665 kWh
<b>Velikost clearingů</b>	- 123 kWh

Počáteční modelování průběhu pomocí normalizovaného TDD vychází z fakturované spotřeby předcházejícího období, a již tím je do modelu zanesena určitá nepřesnost. K zpřesnění dochází při použití přepočtených TDD, které již odrážejí skutečnou teplotu pro daný den, která se následně projeví také na spotřebě. Nejvýraznější změnou je pak přepočet přes koeficient zbytkového diagramu, který udává velikost spotřeby připadající na neprůběhově měřené odběratele v daném regionu. Pokud daný odběratel nezměnil v daném roce svého spotřebitele, tato hodnota již vstupuje do procesu zúčtování a vypořádání odchylek. Jak je vidět z tabulky, v rámci clearingů na skutečnou velikost spotřeby za dané období (nikoliv za spotřebu v minulém období), může dojít k vyrovnání rozdílu 100 kWh. Lze předpokládat, že pro domácnosti bude tato hodnota menší, ne však nulová. Za rok 2018 změnilo svého dodavatele více jak 0,5 milionu odběratelů, a tak tito odběratelé byly předmětem clearingů. Při dnešních současných technologických možnostech by neměl být problém správně vypořádat rozdíly také pro celkový počet necelých 6 milionů odběrných míst.

Z modelovaných průběhů v předešlém textu si lze všimnout několika dalších skutečností. Systém TDD je rozdělen do 8 tříd podle charakteru spotřeby. Těchto tříd je ale menší počet než distribučních sazeb, takže v sobě jednotlivé třídy některé distribuční sazby sdružují. Jako příklad uvádím třídu TDD2, která v sobě sdružuje dokonce 4 distribuční sazby (C25d, C26d, C27d, C35d), které se zcela jistě liší svým charakterem odběru.

Systém TDD je navíc vhodné použít pro delší časový úsek (například modelování spotřeby za měsíc či za rok), z globálního pohledu má totiž větší platnost, než například pro modelování denního průběhu. Další skutečností je, že nelze využít pro jednotlivého zákazníka či pro malou skupinu zákazníků. Samotné měření probíhá na vzorku necelých 200 odběratelů, TDD pak je celkem přesný při počtu 1000 OM ve skupině.

To je důležité k dosažení celostátní či regionální výše chybovosti nepřesahující 10 %. Při zúčtování odchylek například pomocí třídy TDD6 pro obchodníka, který nemá ve svém portfoliu dostatečný počet takových zákazníků, se může zanést statistická chyba. TDD také představuje levnější možnost pro stanovení průběhu u malých zákazníků, oproti instalaci chytrého měření. To bylo dokázáno i ve studii MPO pro ekonomické hodnocení implementace SM z roku 2012. Metoda TDD reaguje pomocí přepočtů na měnící se teplotu, která má například v zimním období výrazný vliv na spotřebu, jelikož se více topí.

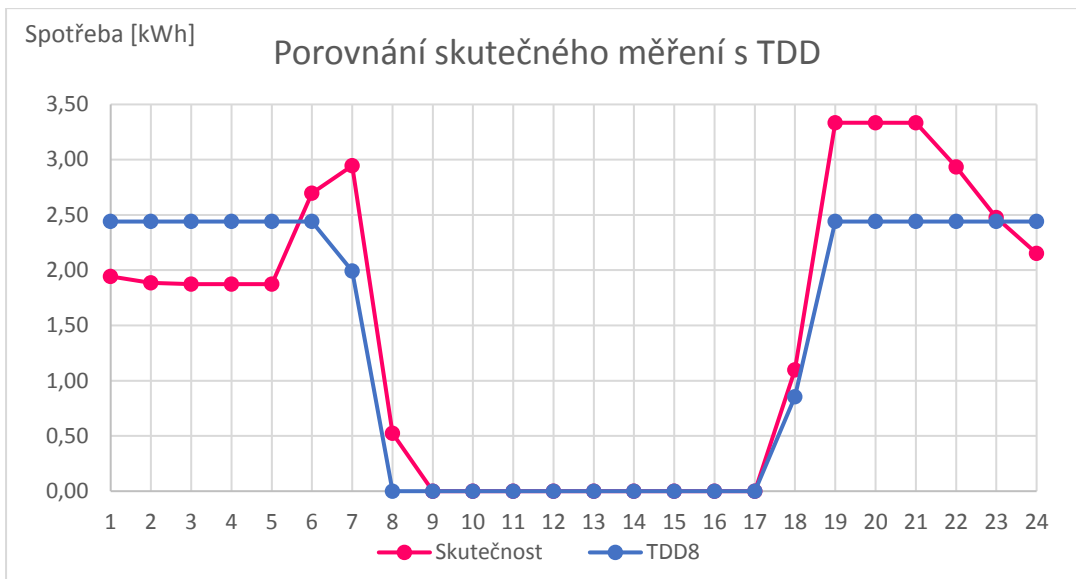
Do budoucna nelze očekávat výrazný rozvoj či značné vylepšování systému TDD. S nástupem smart – metrů lze očekávat, že přesněji měření odběrných míst vybavených dálkovým odečtem a přenosem budou využity také pro potřeby OTE za účelem vyhodnocování odchylek. K tomuto kroku bude ale ještě dlouhá cesta, neboť vypořádávání odchylek nebude možné, dokud neproběhne plošná implementace.

### 3. 4 Porovnání modelovaného průběhu pomocí TDD a skutečného průběhu

Zajímavou ukázkou je porovnání modelovaného průběhu pomocí TDD a skutečného průběhu spotřeby, který byl zaznamenán pomocí chytrého elektroměru. Za tímto účelem jsem získal naměřená data skutečného průběhu spotřeby v čase. Na tomto průběhu bych rád demonstroval případ, se kterým v současné době systém TDD vůbec nepočítá a není tak na něj nikterak připraven. Tímto případem jsou tzv. „chytré lampy“, které umí během svého provozu měnit intenzitu osvětlení a tím pádem také velikost svojí spotřeby. Další vychytávkou těchto lamp je navíc spínání a vypínání podle stanoveného času východu a západu Slunce podle webové aplikace Google. Tyto lampy jsou v současné době instalovány již na několika místech v ČR. Do diplomové práce jsem zpracoval data z měření, která pochází z lokality Dolní Břežany.

Díky společnosti Byzance jsem se dostal k naměřeným hodnotám odběru za jednu větev veřejného osvětlení. Konkrétně se jedná o větev s počtem 55 těchto chytrých lamp. Na toto odběrné místo, které má svůj vlastní elektroměr, byl instalován komunikační modul GATEWAY právě od společnosti Byzance. Díky tomuto modulu mohou být přenášena aktuální data do příslušného úložiště a z nich následně sestaveny libovolné průběhy.

Na následujícím obrázku je tak porovnání skutečné spotřeby tohoto OM během jednoho dne, konkrétně v neděli 17. února 2019 s modelovaným průběhem spotřeby na daný den pomocí třídy TDD8, která je určena právě pro veřejné osvětlení.



Obrázek 29 Porovnání skutečného průběhu spotřeby s modelovaným průběhem pomocí TDD8

Nasazování inteligentních lamp má za následek snížení spotřeby. Na tuto skutečnost může TDD reagovat teprve po stanovení nová nižší plánované spotřeby na následující období. Pokud jsou lampy instalovány například v průběhu roku, bude značně nadhodnocovat průběh spotřeby po zbytek roku, dokud nebude stanovena nová plánovaná roční spotřeba blíže odpovídající skutečné spotřebě. Ovšem i skutečnou spotřebu těchto lamp rozloží systém TDD podle stávajícího modelu pro třídu TDD8. V něm se uvažuje relativní hodnota během noci 1,000, naopak během dne 0,000. V přechodných hodinách, ve kterých vychází nebo zapadá Slunce, je stanovená hodnota pomocí normalizovaného TDD v intervalu  $\langle 0; 1 \rangle$ . Jak je vidět z porovnání na grafu, relativní hodnoty spotřeby 1,000 již nebude dosahováno po celou noc, ale jen v některých hodinách. V ostatních hodinách bude spotřeba o něco nižší.

Nasazování chytrých lamp do provozu lze v budoucnosti očekávat také u ostatních měst a obcí. Typové diagramy dodávek by tak měly reagovat také na tuto změnu v chování odběrných míst určených pro veřejná osvětlení. Nově by část vzorku pro měření veřejného osvětlení měla být instalována také na odběrná místa s inteligentními lampami.

## 4. Vyhodnocení současně platné metodiky TDD

Typové diagramy dodávek slouží pro modelování odhadovaného průběhu spotřeby v čase. Jejich hodnocení pak lze provést na základě přesnosti modelovaného průběhu se skutečným průběhem spotřeby. Přesnost se pak posuzuje na základě některých vypočtených ukazatelů.

Přesnost celého systému TDD (za všechny třídy) se v praxi stanovuje na základě porovnání dvou bilančních diagramů. Prvním bilančním diagramem je zbytkový diagram připadající na zákazníky s měřením typu C, tedy bez průběhového měření, v příslušném regionu. Tento diagram je stanoven jako bilanční dopočet vypočtený z celkové bilance všech průběhově měřených dodávek i odběrů (měření typu A a typu B) v daném regionu, včetně dopočtených ztrát v sítích podle stanoveného vzorce na výpočet ztrát od ERÚ. Druhým bilančním diagramem je pak celkový odběrový diagram vypočtený jako součet všech odběratelů s měřením typu C, stanovený na základě modelovaných průběhů pomocí TDD všech tříd a ročních plánovaných spotřeb stanovených PDS.

Na základě porovnávání těchto dvou bilančních diagramů lze dále dopočítat hodnoty stanovených ukazatelů přesnosti systému TDD. Za základní ukazatele přesnosti lze označit ukazatel tvarové shody a ukazatel absolutní shody.

### 4.1 Podklady pro hodnocení

Podkladem pro hodnocení přesnosti TDD pomocí stanovených ukazatelů jsou průběhy zbytkového diagramu a koeficienty zbytkového diagramu. Tyto údaje jsou zveřejňovány na webu operátora trhu a jsou volně přístupné. Odběrový diagram je pak možno dopočítat z dvou výše zmíněných diagramů, a to podle vztahu:

$$OD_h = \frac{ZD_h}{KZD_h}$$

Kde  $ZD_h$  je hodnota zbytkového diagramu,  $KZD_h$  je hodnota koeficientu zbytkového diagramu,  $OD_h$  je hodnota odběrového diagramu a  $h$  je pořadí hodiny v daném období.

Tyto hodnoty jsou na stránkách OTE zveřejňovány ve třech verzích. Pro každý den jsou zveřejňovány ve verzi 0, která obsahuje odběry odečtené z měření typu A a odhady spotřeby odběrných míst s měřením typu B. Po skončení každého kalendářního měsíce jsou doplněny hodnoty skutečných odběrů z měření typu B, čímž dojde k úpravě na verzi 1. Od této úpravy pak běží reklamační lhůta 3 měsíce, kdy mají jednotlivé měřené subjekty možnost reklamovat skutečnost odběru u svého PDS. Po uzavření reklamací je stanovena konečná verze 2. Vyhodnocení přesnosti systému TDD se vždy provádí nejdříve pro verzi 1, po zveřejnění verze 2 se pak hodnoty přesností vypočítají znovu.

Výsledky, které lze získat sledováním ukazatelů přesnosti, slouží také jako zpětná kontrola přesnosti bilance mezi zbytkovým a odběrovým diagramem. Rovněž z těchto ukazatelů lze vypočítat správnost a úplnost naměřených dat, ze kterých je bilance počítána.

#### 4. 2 Ukazatel tvarové shody

Pro výpočet ukazatele tvarové shody se oba diagramy (zbytkový diagram zákazníků s měřením typu C a celkový odběrový diagram podle průběhů TDD) nejprve zrelativizují svojí střední hodnotou. Tím je dosaženo stejného energetického vyjádření obou diagramů, aby byly navzájem porovnatelné. Pro každou obchodní hodinu se pak vypočte odchylka mezi oběma zrelativizovanými průběhy. Nepřesnost tvaru TDD se pak stanoví jako střední hodnota jednotlivých odchylek ve všech hodinách s tím, že odchylky se vyjadřují v absolutní hodnotě. Samotná odchylka se pak vyjadřuje v procentech. Hodnocené období je možno zvolit libovolně veliké. Nejčastěji se používají období 1 den, týden, měsíc a rok. Pro potřeby OTE se využívá především hodnocení měsíčního časového období.

Míra tvarové shody zbytkového diagramu (ZD) a odběrového diagramu (OD) pomocí TDD se pak vypočte podle vztahu:

$$r = \frac{\sum_{h=1}^N \bar{r}_h}{N} [\%]$$

kde  $h$  je pořadí hodiny v daném období,  $N$  je počet hodin v daném období, a střední hodnota  $\bar{r}_h$  je dopočtena ze vztahu:

$$\bar{r}_h = \left| \frac{ZD_h}{\sum_{h=1}^N ZD_h} - \frac{OD_h}{\sum_{h=1}^N OD_h} \right| * N * 100 [\%]$$

kde  $ZD_h$  je hodnota zbytkového diagramu příslušné hodiny v MWh,  $OD_h$  je hodnota odběrového diagramu příslušné hodiny stanovená pomocí TDD pro všechny odběratele s měřením typu C v daném regionu v MWh,  $h$  je pořadí hodiny v daném období a  $N$  je počet hodin v daném období.

Konkrétní ukázkou výpočtu jsem provedl pro první hodinu v pořadí v měsíci lednu pro rok 2018 pro **region ZČE** (sít 0081):

$$\begin{aligned} \bar{r}_1 &= \left| \frac{ZD_1}{\sum_{h=1}^{744} ZD_h} - \frac{OD_1}{\sum_{h=1}^{744} OD_h} \right| * 744 * 100 [\%] \\ &= \left| \frac{224\,617}{176\,781\,841} - \frac{228\,529}{179\,305\,636} \right| * 744 * 100 [\%] = 0,29 [\%] \end{aligned}$$



Výsledná hodnota tvarové shody (odchylka ZD a OD v %) za měsíc **leden** pak vychází ze vztahu:

$$r = \frac{\sum_{h=1}^{744} \bar{r}_h}{744} [\%] = \frac{3166}{744} = 4,3 [\%]$$

Obdobným způsobem pak lze vypočítat hodnoty ukazatele za každý měsíc. Operátor trhu pak sestavuje tabulky ukazatelů přesnosti za jednotlivé regiony, a to vždy pro vyhodnocení na měsíční bázi. Následující tabulka představuje meziroční porovnání zbytkového a odběrového diagramu v jednotlivých měsících během let 2016, 2017 a 2018 pro jednotlivé regiony.

Pro období od ledna 2016 do prosince 2017 jsou přitom použita konečná data z verze V2, vyhodnocení míry nepřesnosti v následujícím období od ledna 2018 vychází z verze dat V1. Červenou barvou jsou označeny měsíční hodnoty, ve kterých došlo meziročně ke snížení přesnosti (resp. ke zvýšení nepřesnosti) podle ukazatele tvarové shody. Při meziročním zvýšení míry shody (snížení nepřesnosti) ZD a OD jsou hodnoty označeny modrým písmem.

	JČE			JME			PRE			SČE		
	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018
leden	6,1	<b>6,9</b>	<b>4,9</b>	4,8	<b>5,8</b>	<b>4,2</b>	8,9	<b>7,7</b>	<b>7,1</b>	5,6	<b>5,0</b>	<b>4,0</b>
únor	6,3	<b>6,0</b>	<b>6,9</b>	4,5	<b>4,2</b>	<b>4,4</b>	9,4	<b>8,1</b>	<b>6,9</b>	5,4	<b>4,2</b>	<b>4,9</b>
březen	6,6	<b>6,5</b>	<b>7,5</b>	4,5	<b>5,0</b>	<b>4,9</b>	9,7	<b>8,1</b>	<b>7,7</b>	5,4	<b>4,9</b>	<b>5,8</b>
duben	7,1	<b>8,5</b>	<b>7,0</b>	5,4	<b>6,6</b>	<b>6,6</b>	9,8	<b>9,8</b>	<b>8,9</b>	5,6	<b>5,5</b>	<b>7,5</b>
květen	7,2	<b>8,4</b>	<b>5,0</b>	5,4	<b>5,7</b>	<b>5,1</b>	10,1	<b>9,6</b>	<b>7,6</b>	6,5	<b>7,1</b>	<b>4,4</b>
červen	6,1	<b>5,6</b>	<b>4,4</b>	5,3	<b>5,3</b>	<b>4,3</b>	8,9	<b>8,2</b>	<b>7,3</b>	5,6	<b>5,2</b>	<b>4,1</b>
červenec	6,4	<b>5,7</b>	<b>4,4</b>	4,6	<b>5,1</b>	<b>4,5</b>	9,4	<b>8,0</b>	<b>7,8</b>	5,6	<b>5,0</b>	<b>4,0</b>
srpen	7,1	<b>5,6</b>	<b>4,7</b>	4,3	<b>5,7</b>	<b>4,6</b>	9,0	<b>8,3</b>	<b>8,0</b>	5,6	<b>5,0</b>	<b>4,4</b>
září	6,8	<b>6,5</b>	<b>5,4</b>	4,8	<b>6,3</b>	<b>4,2</b>	8,8	<b>9,4</b>	<b>7,9</b>	5,7	<b>5,6</b>	<b>5,5</b>
říjen	7,3	<b>6,7</b>		4,7	<b>5,8</b>		8,6	<b>9,9</b>		5,6	<b>6,1</b>	
listopad	7,5	<b>5,8</b>		5,3	<b>4,8</b>		8,5	<b>8,6</b>		5,8	<b>4,6</b>	
prosinec	6,2	<b>6,4</b>		4,8	<b>4,9</b>		7,1	<b>7,6</b>		5,2	<b>5,4</b>	

	SME			STE			VČE			ZČE		
	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018
leden	4,0	<b>5,2</b>	<b>3,6</b>	6,1	<b>6,7</b>	<b>4,1</b>	5,9	<b>6,6</b>	<b>5,4</b>	5,0	<b>5,6</b>	<b>4,3</b>
únor	4,6	<b>4,3</b>	<b>4,1</b>	5,4	<b>5,3</b>	<b>6,1</b>	6,3	<b>5,9</b>	<b>5,8</b>	4,8	<b>4,6</b>	<b>5,1</b>
březen	4,7	<b>5,0</b>	<b>5,1</b>	5,3	<b>6,2</b>	<b>6,7</b>	6,3	<b>6,5</b>	<b>6,7</b>	4,6	<b>5,5</b>	<b>5,7</b>
duben	5,7	<b>6,9</b>	<b>5,7</b>	8,3	<b>7,0</b>	<b>8,8</b>	7,3	<b>9,0</b>	<b>8,8</b>	5,9	<b>6,9</b>	<b>6,3</b>
květen	6,2	<b>6,5</b>	<b>5,0</b>	6,6	<b>8,7</b>	<b>5,2</b>	7,5	<b>7,6</b>	<b>7,1</b>	7,4	<b>7,3</b>	<b>4,5</b>
červen	7,5	<b>5,7</b>	<b>5,2</b>	6,0	<b>6,4</b>	<b>3,9</b>	8,0	<b>5,5</b>	<b>6,4</b>	6,3	<b>5,6</b>	<b>4,1</b>
červenec	5,6	<b>5,7</b>	<b>5,4</b>	4,6	<b>6,1</b>	<b>3,8</b>	6,2	<b>5,5</b>	<b>6,3</b>	5,8	<b>5,3</b>	<b>4,2</b>
srpen	5,5	<b>5,6</b>	<b>5,3</b>	4,7	<b>6,4</b>	<b>3,9</b>	6,2	<b>5,0</b>	<b>6,2</b>	5,6	<b>5,7</b>	<b>3,9</b>
září	5,4	<b>6,4</b>	<b>4,9</b>	5,1	<b>9,2</b>	<b>4,5</b>	6,6	<b>6,2</b>	<b>6,2</b>	5,8	<b>5,8</b>	<b>5,4</b>
říjen	5,0	<b>5,7</b>		5,3	<b>6,1</b>		6,5	<b>7,5</b>		4,8	<b>5,8</b>	
listopad	4,8	<b>4,0</b>		6,7	<b>4,8</b>		6,5	<b>6,5</b>		4,9	<b>5,0</b>	
prosinec	5,3	<b>5,4</b>		4,8	<b>5,2</b>		6,8	<b>7,3</b>		4,5	<b>5,7</b>	

Obrázek 30 Ukazatele tvarové shody, zdroj: OTE

Z těchto tabulek si lze všimnout několika skutečností. **Průměrná procentuální velikost odchylky** mezi relativními hodnotami zbytkového a odběrového diagramu stanoveného pomocí TDD

činila za rok 2016 **6,2 %**, za rok 2017 se nepatrně zvedla na **6,3 %**, zatímco pro období leden až září roku **2018** se velikost průměrné odchylky snížila na **5,6 %**.

Nejvyšší přesnost vykazovaly v roce 2016 regiony JME (**4,9 %**) a regiony SME a ZČE (**5,4 %**), v roce 2017 regiony JME, SČE a SME shodně okolo **5,5 %**. Podobnému trendu napovídají také dosavadní výsledky pro rok 2018.

Naopak nejnižší přesnost vykazuje každoročně region PRE s průměrnou nepřesností za rok 2016 ve výši **9,0 %**, za rok 2017 ve výši **8,6 %**. To bude patrně způsobeno odlišným spotřebním chováním (nejenom ve spotřebě elektřiny) těchto obyvatel na území hlavního města Prahy oproti ostatním obyvatelům v jiných částech území ČR. Na území hlavního města se nachází velký počet obyvatel na relativně malém území, je zde velká koncentrace bytových jednotek. S tím souvisí také množstvím prací, které se na dané území konají, stejně jako množství kulturních akcí.

Také lze pozorovat, že nejvyšší nepřesnosti nastávají každoročně napříč všemi regiony v dubnu, případně v květnu. To může být způsobeno prudkými změnami počasí, které jsou v těchto obdobích typické. Se změnami počasí také souvisí hůře předvídatelná výroba solárních zdrojů.

#### 4.3 Ukazatel absolutní shody

Pro výpočet ukazatele absolutní shody se znovu využívají oba bilanční diagramy (zbytkový diagram zákazníků s měřením typu C a celkový odběrový diagram podle průběhů TDD), tentokrát však nezrelativizované. Ukazatel absolutní shody se vyjádří totiž tak, že pro každou obchodní hodinu posuzovaného období je stanoven koeficient, který právě vyjadřuje relativní odchylku zbytkového a odběrového diagramu ve vztahu k hodnotě odběrového diagramu s tím, že na rozdíl od předchozího ukazatele se nyní neporovnávají relativní hodnoty diagramů v absolutní hodnotě, ale skutečné hodnoty diagramů bez absolutní hodnoty vztažené k odběrovému diagramu. To je z důvodu toho, že u tohoto ukazatele není předmětem hodnocení pouze tvar, ale také směr energie. Proto se neberou absolutní hodnoty odchylek, ale skutečné hodnoty odchylek s ohledem na znaménko odchylky. Porovnávání těchto diagramů lze opět vyhodnocovat pro libovolně dlouhá období. Pro potřeby OTE se využívá především hodnocení měsíčního časového období.

Míra absolutní shody zbytkového diagramu (ZD) a odběrového diagramu (OD) pomocí TDD se pak vypočte podle vztahu:

$$a = \frac{\sum_{h=1}^N a_h}{N} [\%]$$

Kde  $h$  je pořadí hodiny v daném období,  $N$  je počet hodin v daném období, a skutečná (absolutní) hodnota  $a_h$  je dopočtena ze vztahu:

$$a_h = \frac{(ZD_h - OD_h)}{OD_h} * 100 [\%]$$

Kde  $ZD_h$  je hodnota zbytkového diagramu,  $OD_h$  je hodnota odběrového diagramu pomocí TDD a  $h$  je pořadí hodiny v daném období.

Konkrétní ukázkou výpočtu jsem provedl pro první hodinu v pořadí v měsíci lednu pro rok 2018 pro region ZČE (sít' 0081):

$$a_1 = \frac{(ZD_1 - OD_1)}{OD_1} * 100 [\%] = \frac{(224\ 617 - 228\ 529)}{228\ 529} * 100 [\%] = -1,72 \%$$

Znaménko mínus u skutečné hodnoty odchylky mezi rozdílem zbytkového a odběrového diagramu, vztaženého k odběrovému diagramu značí, že systém TDD namodeloval v dané hodině předpokládaný odběr elektřiny vyšší, než kolik skutečně připadlo na odběratele s měřením typu C pro danou hodinu v daném regionu. Obdobně znaménko plus značí, že systém TDD namodeloval spotřebu nižší, než kolik ve skutečnosti připadlo na neprůběhově měřené odběratele v dané hodině.

Stejným způsobem výpočtu pak lze vypočítat hodnoty tohoto ukazatele za každý měsíc. Operátor trhu pak sestavuje tabulku ukazatele absolutní shody přesnosti za jednotlivé regiony, a to vždy pro vyhodnocení na měsíční bázi. Následující tabulka představuje porovnání těchto hodnot v jednotlivých měsících během let 2016, 2017 a 2018 pro jednotlivé regiony.

	JČE			JME			PRE			SČE		
	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018
leden	-5,7	4,1	-1,9	0,5	5,3	1,1	-10,8	-10,4	-10,4	7,3	1,3	-0,6
únor	-6,5	0,6	-0,2	-2,7	2,7	0,2	-8,0	-12,0	-11,2	1,3	0,2	0,0
březen	-1,2	-0,6	2,6	1,5	-1,8	1,9	-2,4	-13,5	-7,8	4,7	0,3	2,3
duben	-3,1	1,6	-7,7	-0,9	-1,1	-9,0	-5,0	-14,2	-16,4	2,1	-0,8	-10,0
květen	-1,6	-1,2	-9,2	-3,2	-4,6	-10,3	-12,3	-14,3	-18,0	-5,4	-5,4	-13,9
červen	-6,7	-6,7	-6,8	-6,7	-6,0	-5,9	-13,7	-16,8	-15,5	-9,2	-9,8	-11,7
červenec	-5,2	-3,3	-2,3	-4,6	-5,3	-3,5	-18,8	-21,1	-18,2	-8,7	-9,7	-9,2
srpen	-6,2	-4,0	-2,5	-4,4	-5,3	-1,0	-19,4	-20,6	-16,1	-8,7	-10,7	-9,2
září	-7,0	-2,6	-4,6	-8,9	-3,6	-6,6	-18,6	-15,1	-16,5	-11,3	-5,1	-10,9
říjen	-1,6	-6,5		-2,1	-7,0		-12,2	-15,0		-5,0	-8,6	
listopad	-4,0	-5,0		-1,9	-4,6		-12,2	-12,9		-3,2	-5,5	
prosinec	1,8	1,0		3,1	2,3		-12,3	-10,0		-0,2	1,2	

	SME			STE			VČE			ZČE		
	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018
leden	-1,9	-0,7	-1,9	-4,2	7,4	1,3	-5,6	-0,7	-4,5	-2,0	3,2	-1,3
únor	-3,8	-1,0	-1,5	-0,1	3,7	1,2	-7,0	-3,1	-5,1	0,2	-0,1	0,5
březen	-1,3	-3,3	-0,1	6,2	0,8	3,8	-5,0	-6,9	-3,0	4,5	-0,6	2,6
duben	-3,5	-2,2	-10,5	2,3	-0,1	-10,2	-6,9	-5,4	-17,2	7,9	0,7	-5,9
květen	-5,4	-6,0	-12,0	-2,9	-10,3	-15,2	-8,6	-3,4	-20,3	5,2	-0,1	-8,9
červen	-10,3	-8,4	-9,1	-6,4	-19,2	-12,8	-10,7	-6,1	-17,4	-0,3	-6,4	-7,6
červenec	-5,8	-7,1	-6,2	-4,6	-18,1	-9,2	-10,3	-2,5	-11,9	-2,2	-4,1	-5,1
srpen	-6,9	-7,6	-6,5	-5,0	-17,9	-8,4	-10,4	-3,6	-11,8	-2,7	-4,6	-4,6
září	-10,6	-5,6	-9,7	-10,0	-10,5	-8,9	-14,7	-1,4	-15,6	-5,0	-0,3	-5,8
říjen	-5,3	-6,7		-2,7	-6,8		-9,4	-12,3		-1,8	-6,2	
listopad	-7,9	-6,8		-1,4	-3,4		-9,6	-10,3		-2,6	-4,2	
prosinec	-1,8	-1,1		2,2	2,7		-3,5	-3,3		0,5	1,4	

Obrázek 31 Míra absolutní shody, zdroj: OTE

Pro období od ledna 2016 do prosince 2017 jsou přitom použita konečná data z verze V2, vyhodnocení míry nepřesnosti v následujícím období od ledna 2018 vychází z verze dat V1. Červenou barvou jsou označeny měsíční hodnoty, ve kterých došlo meziročně ke snížení přesnosti (resp. ke zvýšení nepřesnosti) podle ukazatele tvarové shody. Při meziročním zvýšení míry shody (snížení nepřesnosti) ZD a OD jsou hodnoty označeny modrým písmem.

Z těchto tabulek si lze všimnout několika skutečností. **Průměrná** procentuální **velikost odchyly** rozdílu mezi zbytkovým diagram a odběrovým diagramem stanoveného pomocí TDD vztaženého k odběrovému diagramu činila za rok 2016 **-4,7 %**, za rok 2017 se nepatrně zvedla na **5,1 %**, zatímco pro období leden až září roku **2018** se velikost rozdílu průměrné odchyly výrazně zvedla na **7,2 %**.

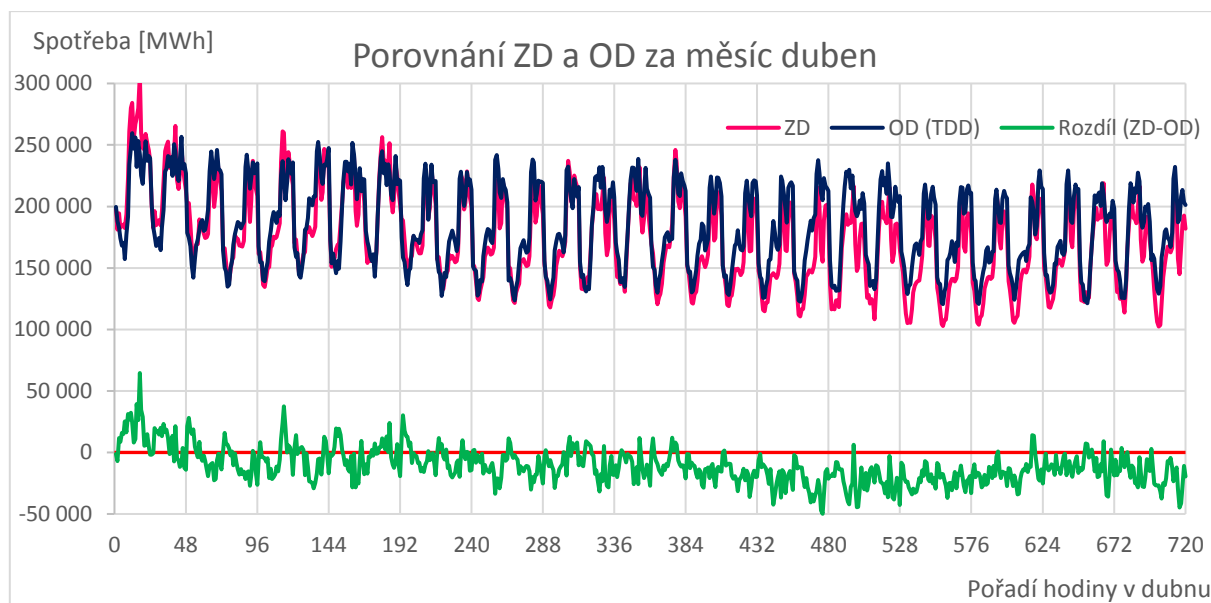
Nejvyšší přesnost vykazovaly v roce 2016 regiony ZČE (**0,2 %**) a STE (**-2,2 %**), v roce 2017 regiony ZČE a JME shodně okolo **-1,8 %**. Podobnému trendu napovídají také dosavadní výsledky pro rok 2018.

Naopak nejnižší přesnost vykazuje každoročně, stejně jako u předchozího ukazatele, region PRE s průměrnou nepřesností za rok 2016 ve výši **-12,1 %**, za rok 2017 ve výši **-14,7 %**. To koresponduje s ukazatelem tvarové shody v předchozí kapitole. Rozdíl je způsoben odlišným spotřebním chováním (nejenom ve spotřebě elektřiny) obyvatel na území hlavního města Prahy oproti ostatním obyvatelům v jiných částech území ČR.

Systém TDD má tendenci nadhodnocovat spotřebu u těchto odběratelů oproti skutečné velikosti spotřeby, která na tyto neprůběhově měřené odběratele připadá. Nadhodnocování spotřeby přes modelování průběhů spotřeby pomocí systému TDD může být způsobeno vstupem odhadu plánované roční spotřeby do metodiky TDD. Plánovaná spotřeba vždy vychází ze spotřeby v minulém roce, a tudíž není zcela aktuální a ani neuvažuje žádnou změnu trendu ve spotřebě.

Jednotliví spotřebitelé se snaží svým chováním šetřit spotřebu elektřiny. Té může být dosaženo již prostou výměnou starého spotřebiče za nový, úspornější. Právě nové moderní spotřebiče mají nižší spotřebu a šetří tak množství spotřebované elektřiny, s čímž obvykle souvisí také nižší ztráty energie pro přenos a distribuci. Rovněž spotřebitelé investují do účinnějších opatření, jako je výměna oken či zateplení budov. Tímto způsobem je dosaženo efektivnějšího využívání energie. TDD nemohou plošně reagovat na tyto zkušenosti a už vlivem těchto důvodů se do modelování průběhů spotřeby zanáší statistická chyba.

Nadhodnocování spotřeby lze jednoduše demonstrovat na konkrétním příkladu. Jako ukázkou jsem zvolil porovnání průběhů zbytkového a odběrového diagramu v měsíci dubnu pro region Západní Čechy za rok 2018. Průběhy diagramů a jejich rozdíl je zachycen na následujícím obrázku.



Obrázek 32 Porovnání ZD a OD v dubnu 2018, region ZČE

#### 4. 4 Vliv jednotlivých faktorů na přesnost systému TDD

Jak bylo ukázáno v předchozích kapitolách, přesnost systému TDD se mění velmi dynamicky a značné rozdíly jsou již mezi jednotlivými měsíci. Přesnost systému TDD je ovlivněna celou řadou faktorů, které mají větší či menší vliv.

- Teplota

Vlivem prudkých teplotních změn dochází ke změnám v chování spotřebitelů, které se odráží ve změně spotřeby elektřiny a tím pádem také ve zhoršení přesnosti TDD, a to i přes vyhlazení teploty pomocí Taylorova polynomu a dalších regresních koeficientů. Normálová teplota odráží dlouhodobý vývoj teplot za posledních stanovené 30 - ti leté období. Lze očekávat, že s novým třicetiletým obdobím, které bude od roku 2020 vstupovat do výpočtu pro stanovení normalizovaných TDD, se přesnost odhadu průběhu spotřeby zvýší.

- Plánovaná roční spotřeba

V praxi jsou sledovány také hodnoty ročních odhadů spotřeb stanovených PDS, které přímo určují absolutní velikost odběrového diagramu v jednotlivých hodinách odběru během roku a mají tak zásadní vliv na vyhodnocení odchylek. Odhad spotřeby stanovený na základě předchozího fakturovaného období nemusí být tím nejspolehlivějším odhadem, neuvažuje totiž změny chování ve spotřebě zákazníka ani další aktivity v oblasti úspor energie. Nicméně asi těžko lze nad každým odhadem plánované roční spotřeby OM strávit hromadu času a zkoumat jejich historický vývoj, případně klesající či narůstající trend a upravovat pomocí některých korekčních faktorů, které by v sobě zahrnovaly právě aktivity vedoucí k úsporám energie (zateplení budov, výměna oken).

- Zbytkový diagram ve verzi 0

Určování přesnosti TDD při verzi 0, ve které jsou použity jen odhady z měření typu B, zanáší další chybovost. Ta je následně částečně odstraněna při nahrazení odhadů měření typu B za skutečné hodnoty ve verzi dat V1. Přesto jsou zbytkové diagramy pro odběratele s měřením typu C dopočteny přes bilanční diagramy, kam vstupuje odhad vypočtených ztrát energie v příslušné distribuční soustavě.

- Samotné stanovení TDD

Už při sestavování průběhů pomocí TDD, které vychází z reprezentativního prvku měřených zákazníků pro každou třídu, se mohou projevit částečné nepřesnosti ve spotřebě zákazníků. Například vlivem meziročních změn u některých povelů HDO, dále přesouváním špiček a přesouvání většího množství spotřeby do NT, stejně jako změnou spotřebního chování a investicemi do úsporných opatření. Reprezentativní vzorek, který je vybírán pro měření za účelem stanovení typických průběhů,

by měl být vybírán podle kritérií, kterou budou zahrnovat několik kritérií (změny v chování spotřebitelů, úsporná opatření).

- Velikost měřeného reprezentativního vzorku

V současné době probíhá měření pro každou třídu TDD u necelých 200 odběratelů. To je ze statistického hlediska dostatečný počet. Zvyšujícím se počtem měřených účastníků v reprezentativním vzorku by sice mohlo dojít k určitému zpřesnění, stejně tak by se ale mohla zanást statistická chyba do měřeného vzorku instalací měřicího zařízení na atypické odběrné místo.

- Velikost hodnoceného vzorku

Systém TDD nefunguje přesně na každého odběratele samostatně. Jedná se o statistický nástroj, který je platný svojí přesností pro statisticky významný vzorek. Obecně je uváděno, že portfolio zákazníků subjektu zúčtování by měl přesahovat 500 odběratelů, aby se snížila chybovost TDD z nedostatečného vzorku. Přesnost tak zcela jistě funguje jen na skupinu zákazníků, nikoliv na zákazníky samotné.

#### 4.5 Možné úpravy systému TDD

Na základě analyzovaných příčin, které se určitou měrou podílejí na nepřesnostech systému TDD oproti skutečnosti, jsem vyhodnotil oblasti, ve kterých by byl potenciální prostor pro úpravu systému a navrhl jsem také svá řešení:

- Teplota

V současné době se využívá ke stanovení normalizovaných TDD normálová teplota za 30 leté období od 1960 – 1990. Během tohoto období mohlo dojít ke značné změně teplot. Proto by bylo lepším řešením brát v úvahu normálovou teplotu za posledních třicet let, například pro rok 2018 tedy za roky 1987-2017. Tím by se mohla odstranit část nepřesnosti způsobených změnou globální teploty za poslední období.

- Velikost hodnoceného vzorku

Tvorba TDD vychází ze skutečného měření u reprezentativního vzorku, který pro každou třídu čítá asi 200 měřených vzorků. Ze statistického hlediska se jedná o dostatečný vzorek pro určitou míru přesnosti systému TDD. Nicméně by bylo možné tento vzorek rozšiřovat, a to na základě naměřených dat v rámci pilotních projektů chytrého měření. Již dnes jsou například měřeny desetitisíce domácností

v rámci pilotních projektů. Výsledky těchto měření by se mohly promítnout do tvorby TDD a ještě více zpřesnit jejich průběhy.

- Zahrnutí změn charakteru spotřeby

Pro veřejné osvětlení existuje samostatná třída TDD. Ta je v současnosti modelována podle měřených reprezentativních vzorků, které však modelují její průběh jako nulový přes den a jednotkový v noci. V kapitole 3. 4 bylo dokázáno, že také v této specifické odběrové skupině došlo ke změně v charakteru spotřeby. Příkladem jsou inteligentní lampy v Dolních Břežanech, která dokáží snižovat intenzitu osvětlení a tím pádem snižovat také velikost spotřeby během noci. TDD by na tuto skutečnost měly reagovat zahrnutím podobných odběrných míst do svého reprezentativního vzorku, na základě kterého je sestaven průběh pro třídu TDD8 (v případě, že dojde k rozšiřování počtu inteligentních lamp také v dalších městech).

Další možnou změnou je osamostatnění třídy TDD pro dobíjecí stanice na elektromobily. Ty jsou v současné době zařazeny pod třídy TDD2 resp. TDD5, ačkoliv jejich charakter spotřeby i doby nízkého tarifu jsou odlišné oproti ostatním distribučním sazbám v dané třídě. To je zřejmě z důvodu, že dobíjecích stanic zatím není ČR dostatečný počet na to, aby pro ně musela být nastavena samostatná třída TDD. Také není dořešeno, zda budou veškeré dobíjecí stanice měřeny průběhově či nikoliv. Lze však předpokládat, že především malé domácí nástěnné dobíjecí stanice půjde instalovat i bez průběhového měření, tím pádem spadnou do mechanismu pro vyhodnocování neprůběhové měření a svým charakterem zátěže budou způsobovat značné odchylky predikovaného průběhu spotřeby od skutečnosti.

- Clearing spotřeby u všech odběratelů

Clearing spotřeby se provádí po odečtu velikosti skutečné spotřeby v daném odběrném místě. Rozdíly, vzniklé v rámci clearing, se pak vyrovnávají mezi jednotlivými subjekty zúčtování, ovšem jen za zákazníky, kteří během daného roku změnili svého dodavatele elektřiny. To je nejspíš pozůstatkem přechozího zavedeného systému. V dnešní době už jsou však jiné technologické možnosti, a tak by mohl být clearing prováděn u všech odběratelů. Přerozdělováním prostředků v rámci kompletního clearing za všechny odběratele by docházelo k nemalým peněžním vypořádáním mezi subjekty zúčtování, patrně by se tím také zpřesnilo odchylky za elektřinu u jednotlivých SZ. Tímto krokem by tak došlo ke správnému finančnímu vypořádání.



## 5. Závěr

Ve své diplomové práci jsem se zaměřil na analýzu rozdílu mezi modelovanou (predikovanou) spotřebou elektřiny a skutečnou spotřebou. Tuto problematiku jsem se pokusil zachytit z mnoha pohledů a vysvětlit jednotlivé aspekty, které do této problematiky vstupují. Se spotřebou elektřiny se pochopitelně pojí fungování celého trhu s elektřinou, a proto jsem této oblasti věnoval první kapitolu.

Trh s elektřinou funguje na jednoduchém principu, kde na jedné straně je nutné vyrobit a dopravit elektřinu do místa spotřeby (výroba, přenos a distribuce), na druhé straně je nutné rozdělit finanční prostředky jednotlivým subjektům, které tyto činnosti zajišťují. Celou soustavu je nutno také řídit a udržovat v ní vyrovnanou výkonovou bilanci. Odchytky, které během procesu obchodování vznikají, je nutno správně vyrovnávat mezi jednotlivými subjekty zúčtování. Tato skutečnost především vychází z rozdílné obtížnosti mezi predikcí výroby a spotřeby. Predikce výroby z tradičních konvenčních zdrojů je poměrně přesná, u výroby z intermitentních zdrojů se dosahuje přesnosti den před samotnou dodávkou elektřiny kolem 85 % u solárních zdrojů, 75 % u větrných. Naopak predikce spotřeby za celé portfolio odběratelů je značně nejistá, navíc se nedá ani zpětně určit průběh spotřeby v čase u neprůběhově měřených zákazníků.

V České republice se nachází v současnosti přibližně 6 milionů odběrných míst elektřiny. Více než 85 % těchto odběrných míst tvoří domácnosti, které odebírají elektřinu na hladině nízkého napětí. Charakter jejich spotřeby je možno rozdělit podle přidělených distribučních sazeb. Přidělování do příslušné distribuční sazby má svá jasná pravidla. Za období od roku 2002 do roku 2018 si lze všimnout výrazného nárůstu odběratelů s distribuční sazbou určenou pro využívání tepelného čerpadla, kterých přibýlo více než 50 000. Co do absolutně největšího přírůstku vévodí statistice distribuční sazba D02d, ve které přibýlo za dané období více než 200 000 odběratelů. To souvisí s nárůstem počtu panelových domů a bytových jednotek, které využívají k ohřevu TUV a vytápění teplo z místních tepláren (mimo jiné způsobeno rozvojem KVET). Tuto situaci by však mohl změnit prudký nárůst cen za emisní povolenky, který činí řadu tepláren nekonkurenceschopných a odběratelé z D02d by tak mohli zvolit jiný způsob ohřevu TUV a vytápění, a případně docílit změny svojí distribuční sazby

Na kapitolu o spotřebě elektřiny navazuje kapitola o měření elektřiny. V současné době je 95 % odběrných míst v ČR osazeno neprůběhovým měřením. Ovšem co do množství spotřebované energie, tak je neprůběhově měřeno asi jen 35 % z celkové spotřebované elektřiny na území ČR. Tato čísla patrně doznají značné změny s příchodem chytrého měření, které lze očekávat ve střednědobém horizontu. Chytré měření by mělo nově umožňovat, dříve neprůběhově měřeným zákazníkům, sledování průběhu spotřeby v čase, možnost plánovat, přesouvat a optimalizovat spotřebu elektřiny, sjednávat velikost rezervovaného příkonu podle skutečného zatížení a tím uvolnit přenosovou

schopnost příslušnému PDS, a v neposlední řadě také zrušení stávajícího systému záloh za elektřinu a přechod na měsíční vyúčtování spotřeby elektřiny, jako je tomu již dnes v některých evropských státech, ve kterých proběhla implementace chytrého měření (např. Švédsko).

Měření spotřeby elektřiny je kromě samotné fakturace odběratelům využíváno také při vyhodnocování odchylek. Následné zúčtování odchylek pak slouží k obstarání prostředků na pokrytí nákladů vzniklých v důsledku aktivace regulační energie, která byla využita k vyrovnání výkonové bilance v elektrizační soustavě. V současné době je při stanovování odhadovaného průběhu spotřeby v čase u neprůběhově měřených odběratelů využívání metodiky typových diagramů dodávek. Ta v sobě přes veškeré snahy nese určitou nepřesnost, kterou mohou vznikat nesprávně vyrovnané závazky mezi jednotlivými subjekty zúčtování. Tento fakt by mohla vyřešit již zmiňovaná implementace chytrého měření na území ČR. Nedá se ovšem vyloučit, že implementace bude zpočátku probíhat postupně (podobně jako například otevírání trhu s elektřinou při procesu liberalizace trhu), a tak bude mít i nadále metodika TDD svůj význam i ve vyspělé elektroenergetice.

Role typových diagramů dodávek spočívá v jednoduchém stanovení odhadu pravděpodobného průběhu spotřeby elektřiny konkrétního odběrného místa v čase při zohlednění různých charakterů spotřeb jednotlivých odběratelů, rozdílných velikostí spotřeb během roku a změn ve spotřebním chování. Typové diagramy dodávek vychází ze skutečných průběhových měření reprezentativního vzorku odběratelů pro každou třídu TDD. Tato měření se provádí pro každý rok zvlášť a stanovují se tak vždy nové průběhy TDD. Aby metodika dokázala reagovat na změnu v chování spotřebitelů, provádí se každoročně výměna  $\frac{1}{4}$  měřeného vzorku. Celkem jsou odběratele elektřiny rozděleni do 8 tříd podle distribučních sazeb. Reprezentativní vzorek pro jednu třídu tak čítá necelých 200 odběratelů.

Vyhodnocování odchylek pomocí systému TDD bylo ukázáno v praktické části na konkrétním případě jednoho odběrného místa. Stejným způsobem probíhá vyhodnocení odchylek za celé portfolio odběratelů v rámci každé třídy. Metodiky tak neplatí na každého odběratele jednotlivě, slouží spíše jako statistický nástroj, jehož požadované přesnosti lze dosáhnout již při počtu 1 000 odběratelů v dané třídě TDD.

Do systému na vyhodnocování odchylek pomocí systému TDD vstupuje celá řada faktorů, kterou mohou být na první pohled poněkud skryty. Z mého pohledu se jedná především o plánovanou roční spotřebu, kterou stanovuje příslušný PDS na základě fakturovaného množství elektřiny z předešlého období. Již prakticky na začátku se tak může zanést určitá nepřesnost tímto odhadem, který nijak nerespektuje trend spotřeby z posledních let. Největší vliv na samotný průběh modelovaný pomocí metodiky TDD má pak zbytkový diagram. Ten je stanovován pro každou obchodní hodinu na

základě dopočtu z bilančních diagramů průběhově měřených dodávek a odběrů, a to pro každý region zvlášť.

Dalším zajímavým poznatkem je proces clearing u odběratelů, kteří během daného roku změnili svého dodavatele elektřiny. Po fakturačním vyúčtování tohoto odběratele je hodnota odeslána do centrálního systému OTE, a následně je v rámci clearing u vypořádán skutečný rozdíl mezi subjekty zúčtování. Za rok 2018 změnilo svého dodavatele celkem 570 511 odběrných míst. Nicméně v dnešní době by měla technologie umožňovat provádět clearing u všech odběrných míst, vždy po odečtu jejich skutečné spotřeby elektřiny za dané období. V praktické části bylo dokázáno, že u jednoho konkrétního odběrného místa se jedná o rozdíl 123 kWh elektrické energie, která byla v rámci clearing u vypořádána. Lze očekávat, že podobných hodnot by se dosáhlo také u dalších odběratelů. Tímto mechanismem by tak docházelo k přesnému vypořádání mezi jednotlivými subjekty zúčtování a ke správnému přerozdělení nemalých finančních částek.

Jak je možno hodnotit systém TDD. Přesnost systému TDD je hodnocena na základě ukazatelů tvarové a absolutní shody. V práci byly použity výsledky od OTE, které jsem pro konkrétní případy ověřil také matematickým výpočtem v programu EXCEL. Z výsledků si lze všimnout hned několika zajímavostí. Nejvyšší nepřesnost každoročně vykazuje region PRE. U tvarové shody za rok 2017 se jednalo o nepřesnost 8,6 %, zatímco republikový průměr byl 6,3 %. Nepřesnost bude způsobena patrně odlišným spotřebním chování obyvatel Prahy oproti ostatním obyvatelům v jiných částech ČR. Druhou zajímavostí je, že nejvyšší nepřesnosti napříč všemi regiony se vyskytovaly v měsíci dubnu. To bude nejspíš způsobeno prudkými změnami počasí, které jsou v tomto období typické. Se změnami počasí také souvisí horší schopnost predikce z obnovitelných zdrojů. Požadovanou přesností v rámci celé ČR je splnění požadavku na nepřesnost do maximálně 10 %.

Podobné výsledky dokládá také druhý ukazatel absolutní shody. Stejně jako u prvního ukazatele je nejvyšší nepřesnost na území regionu PRE. Ovšem lze si zde všimnout ještě jednoho podstatného závěru. Systém TDD má tendenci nadhodnocovat spotřebu odběratelů oproti jejich skutečné velikosti. Nadhodnocování spotřeby přes odhad pomocí TDD může být způsobem právě plánovanou roční spotřebou, která vychází z fakturace v minulém období. Jednotliví odběratelé se snaží svým chováním šetřit spotřebu elektřiny, které může být dosaženo prostou výměnou starého spotřebiče za nový či výměnou oken nebo zateplením budov.

Ačkoliv se nedá předpokládat výrazné rozšiřování a vylepšování systému TDD v návaznosti na očekávanou implementaci chytrého měření, je možno učinit některé kroky, které by mohly metodiku TDD zpřesnit. OTE by mohl zvážit, zda nepůjde využít naměřená data z pilotních projektů PDS v oblasti

chytrého měření. Rozšířením měřeného reprezentativního vzorku by mohlo dojít k odstranění některých nepřesností, avšak i zde je riziko, že se naopak některé nepřesnosti do měření zanesou.

Dalších změn by mohla doznat třída TDD8 určená pro veřejné osvětlení. V práci byl demonstrován případ, ve kterém se pro veřejné osvětlení využívá tzv. inteligentních lamp, který umí snižovat intenzitu jasu během noci, a tím také svojí spotřebu. V případě rozšíření inteligentních lamp také do dalších měst a obcí budou muset TDD reagovat i na tuto skutečnost, a v rámci měřeného reprezentativního vzorku zahrnout do měření i takováto odběrná místa.

Možnou změnou je také osamostatnit třídu TDD pro dobíjecí stanice na elektromobily. Ty jsou v současné době zařazeny pod třídy TDD2, resp. TDD5, ačkoliv jejich charakter spotřeby i doby nízkého tarifu jsou odlišné oproti ostatním distribučním sazbám v dané třídě. Důvodem je zřejmě nedostatečný počet těchto dobíjecích stanic v ČR. Nicméně s ohledem na některá nařízení, která mají zcela proměnit automobilový trh, je potřeba se i na tuto skutečnost připravit. Lze se tomu ovšem vyhnout, pokud budou všechny dobíjecí stanice osazeny průběhovým měřením.

Další zlepšování systému TDD, které by stálo větší množství peněz, nemá smysl, neboť se blíží implementace chytrého měření, a naměřená data by měla sloužit mimo jiné také pro vyhodnocování odchylek. Nicméně se nedá s jistotou říci, že se implementace bude týkat hned všech odběrných míst, a tak i v budoucnu bude mít systém TDD svoje nenahraditelné místo.

## 6. Citovaná literatura

- [1] ŠOLC, Pavel a KOLEKTIV AUTORŮ. *Úvod do liberalizované energetiky – trh s elektřinou*. Asociace energetických manažerů, 2. aktualizované vydání, Praha 2016. ISBN 978-80-260-9212-4
- [2] CHEMIŠINEC, Igor a spol. *Obchod s elektřinou*. 1. vydání, Praha: CONTE, 2010. ISBN 978-80-254-6695-7
- [3] CHEMIŠINEC, Igor a spol. *Roční zpráva o trhu s elektřinou a plynem v ČR v roce 2017*. 1. vydání, Praha 2018. Tištěný dokument, OTE.
- [4] VYHLÁŠKA č. 408/2015 Sb., *o pravidlech trhu s elektřinou*, [online]. ERÚ, 2016 [cit. 2018-11-23]. Dostupné z: <https://www.eru.cz/documents/10540/463080/Vyhl%C3%A1ka%20o+PTE/02621ed5-a794-4f53-bc14-da9a2bbced2c>
- [5] MAŇÁK, Martin. *Zimní balíček a „prosumers“*, [online]. Fbadvokati.cz, 2017 [cit. 2018-11-23]. Dostupné z: <https://www.fbadvokati.cz/cs/clanky/592-prosumer-neboli-samospotrebitelezakaznik-jako-vyrobce-a-akumulator-energie>
- [6] ROČNÍ ZPRÁVA O PROVOZU ES ČR ZA ROK 2017 [online]. ERÚ, oddělení statistiky a sledování kvality, Praha 2018 [cit. 2018-11-23]. Dostupné z: [http://www.eru.cz/documents/10540/462820/Rocni\\_zprava\\_provoz\\_ES\\_2017.pdf/521bff99-fdcf-4c86-8922-3a346af0bb88](http://www.eru.cz/documents/10540/462820/Rocni_zprava_provoz_ES_2017.pdf/521bff99-fdcf-4c86-8922-3a346af0bb88)
- [7] KREJCAR, Rostislav. *Způsoby měření elektřiny u zákazníků a význam typových diagramů dodávek* [online]. Energetikainfo.cz, 2016 [cit. 2018-11-23]. Dostupné z: <https://www.energetikainfo.cz/33/zpusoby-mereni-elekriny-u-zakazniku-a-vyznam-typovych-diagramu-dodavek-tdd-uniqueidmRRWSbk196FNf8-jVUh4EvTRUDW-Rlnx72mmPIAqoEhrJfTGJxQrnQ/>
- [8] STATISTIKA ODBĚRNÝCH MÍST PODLE DISTRIBUČNÍCH SAZEB. ERÚ, oddělení statistiky a sledování kvality, Praha 2018 [cit. 2018-11-23].
- [9] VÍTEK, Miroslav. *Rozdělení spotřebitelů podle charakteru odběru*. Přednáška z předmětu DES na ČVUT FEL v Praze, 2017 [cit. 2018-11-23].
- [10] MPO, Sekce 3000. *Ekonomické posouzení přínosů a nákladů při zavedení inteligentních měřících systémů v elektroenergetice* [online]. Ministerstvo průmyslu a obchodu, 2012 [cit. 2019-01-25]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/elektroenergetika/2016/11/Ekonomicke-posouzeni-AMM-elektro.pdf>
- [11] OTE. *Statistika počtu změn dodavatelů* [online]. OTE, 2019 [cit. 2019-03-22]. Dostupné z: <https://www.ote-cr.cz/cs/statistika/mesicni-zprava-elekrina/zmeny-dodavatele?date=2018-01-01>
- [12] ČTK. *Průzkum: Dodavatele energií vybírají Češi podle ceny a solidnosti* [online]. Oenergetice.cz, 2019 [cit. 2019-03-22]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/energetika-v-cr/pruzkum-dodavatele-energii-vybiraji-cesi-podle-ceny-a-solidnosti/>
- [13] KREJČÍ, Miroslav. *Pořízení energie*. Přednáška z konference Energetikon.ON#2, E.ON Energie, Praha 2019 [cit. 2019-02-21].

- [14] VOTRUBA, Stanislav. *Smart Grid v PREDistribuce, a.s.* Přednáška v rámci předmětu MES na ČVUT v Praze, Praha 2019 [cit. 2019-01-29].
- [15] STUDIE PROVEDITELNOSTI DYNAMICKÝCH TARIFŮ NA ZÁKLADĚ SMART METERING, verze 8. E.ON Česká republika, s.r.o., 2016. Interní dokument. [cit. 2019-03-22].
- [16] BUDÍN, Jan. *Složky ceny elektřiny* [online]. Oenergetice.cz, 2015 [cit. 2018-12-02]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/trh-s-elektrinou/za-co-vsechno-platime-v-uctech-za-elektrinu/>
- [17] NÁRODNÍ AKČNÍ PLÁN PRO CHYTRÉ SÍTĚ [online]. MPO, 2015 [cit. 2018-12-02]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/assets/dokumenty/52353/60358/633373/priloha003.pdf>
- [18] LAŠOVÁ, Dina. *Jak funguje trh s elektřinou* [online]. PXE, 2015 [cit. 2018-14-02]. Dostupné z: [http://www.institutee.cz/prezentace-z-prednasek/23740887/iee\\_pxe\\_20150429.pdf](http://www.institutee.cz/prezentace-z-prednasek/23740887/iee_pxe_20150429.pdf)
- [19] HODÁNEK, Jaroslav. *Vyhodnocení odchylek a clearing TDD v CS OTE* [online]. OTE, 2014 [cit. 2019-03-25]. Dostupné z: <https://docplayer.cz/4644249-Vyhodnoceni-odchylek-a-clearing-tdd-v-cs-ote-jaroslav-hodanek-ote-a-s.html>
- [20] ELEXON GUIDANCE. *Load profiles and their use in Electricity Settlement* [online]. Elexon, 2013 [cit. 2019-03-25]. Dostupné z: [https://www.elexon.co.uk/wp-content/uploads/2013/11/load\\_profiles\\_v2.0\\_cgi.pdf](https://www.elexon.co.uk/wp-content/uploads/2013/11/load_profiles_v2.0_cgi.pdf)
- [21] OTE. *Zpráva o očekávané rovnováze 2017* [online]. OTE, 2018 [cit. 2019-01-14]. Dostupné z: [https://www.ote-cr.cz/cs/o-spolecnosti/soubory-vyrocnizprava-ote/zoor\\_2017.pdf](https://www.ote-cr.cz/cs/o-spolecnosti/soubory-vyrocnizprava-ote/zoor_2017.pdf)
- [22] CHEMIŠINEC, Igor a RODRYČ, Pavel. *Obchodování na inovovaných platformách vnitrodenního trhu* [online]. OTE, 2016 [cit. 2019-03-25]. Dostupné z: [https://www.ote-cr.cz/cs/kratkodobetrhy/elektrina/files-informace-vdt-vt/Pro-Energy\\_Obchodovani\\_na\\_inovovanych\\_platformach\\_vnitrodenniho\\_trhu.pdf](https://www.ote-cr.cz/cs/kratkodobetrhy/elektrina/files-informace-vdt-vt/Pro-Energy_Obchodovani_na_inovovanych_platformach_vnitrodenniho_trhu.pdf)
- [23] ZÁKON č. 458/2000 Sb., *o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů* (energetický zákon), ve znění pozdějších předpisů [online]. [cit. 2018-10-22]. Dostupné z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2000-458>
- [24] VYHLÁŠKA č. 127/2017 Sb., *o pravidlech trhu s elektřinou* [online]. [cit. 2018-10-22]. Dostupné z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2017-127>
- [25] DVORSKÝ, Emil. *Metodika TDD* [online]. Učební texty, ZČU, 2013 [cit. 2018-10-22]. Dostupné z: [home.zcu.cz/~dvorsky/MMEE/Cviceni/2013/CV5/Methodika\\_TDD.doc](http://home.zcu.cz/~dvorsky/MMEE/Cviceni/2013/CV5/Methodika_TDD.doc)
- [26] DVORSKÝ, Emil. *Typové diagramy* [online]. Učební texty, ZČU, 2013 [cit. 2018-10-22]. Dostupné z: [home.zcu.cz/~dvorsky/MMEE/Cviceni/2013/CV5/TypoveDiagramy.doc](http://home.zcu.cz/~dvorsky/MMEE/Cviceni/2013/CV5/TypoveDiagramy.doc)
- [27] HOLASOVÁ, Adéla. *Složky ceny elektřiny* [online]. Informacni-portal.cz, 2018 [cit. 2018-10-22]. Dostupné z: <http://www.informacni-portal.cz/clanek/slozky-ceny-elektriny#article-top>
- [28] KREJCAR, Rostislav. *Vývoj liberalizace energetického trhu v ČR* [online]. Energetikainfo.cz, 2016 [cit. 2018-11-23]. Dostupné z: [https://www.energetikainfo.cz/33/vyvoj-liberalizace-energetickeho-trhu-v-cr-uniqueidmRRWSbk196FNf8-jVUh4Ev1\\_nn3lxjM13oc02iswb4ikukZUzLWmsA/](https://www.energetikainfo.cz/33/vyvoj-liberalizace-energetickeho-trhu-v-cr-uniqueidmRRWSbk196FNf8-jVUh4Ev1_nn3lxjM13oc02iswb4ikukZUzLWmsA/)

- [29] KREJCAR, Rostislav. *Liberalizace a regulace energetiky v mezinárodních souvislostech* [online]. Přednáška z předmětu RES na ČVUT FEL v Praze, 2018 [cit. 2019-02-21].
- [30] VYHLÁŠKA č. 82/2011 Sb., o měření elektřiny a o způsobu stanovení náhrady škody při neoprávněném odběru, neoprávněné dodávce, neoprávněném přenosu nebo neoprávněné distribuci elektřiny, ve znění účinném k 1. 6. 2016 [online]. ČEZ, 2016 [cit. 2019-02-21]. Dostupné z: [https://www.cezdistribuce.cz/edee/content/file-other/distribuce/energeticka-legislativa/vyhlasaky-platne/vyhlasaka-82\\_2011-zneni-ucinne-od-01\\_06\\_2016.pdf](https://www.cezdistribuce.cz/edee/content/file-other/distribuce/energeticka-legislativa/vyhlasaky-platne/vyhlasaka-82_2011-zneni-ucinne-od-01_06_2016.pdf)
- [31] SMART-GRIDS [online]. Grids-net.com, [cit. 2019-02-21]. Dostupné z: <https://www.grid-net.com/technology/policynet/>
- [32] KALKULÁTOR PROUDOVÉHO JISTIČE. ČEZ, 2018 [cit. 2019-04-06]. Dostupné z: <https://www.cez.cz/cs/podpora/technicke-zalezitosti/pro-stavebniky/proudova-hodnota-jistice.html>

## Seznam obrázků

Obrázek 1 Tok energie vs. tok peněz, vlastní nákres .....	13
Obrázek 2 Dopad liberalizace na trh s elektřinou, vlastní nákres .....	19
Obrázek 3 Graf vývoje počtu velkoodběratelů v ČR. Zdroj: Výroční zprávy ERÚ [6].....	24
Obrázek 4 Graf vývoje počtu maloodběratelů v ČR. Zdroj: Výroční zprávy ERÚ [6] .....	25
Obrázek 5 Přehled počtu OM podle distribučních sazeb, zdroj ERÚ [8] .....	25
Obrázek 6 Porovnání spotřeby podle kategorií odběru .....	27
Obrázek 7 Průběh spotřeby různých odběratelů .....	29
Obrázek 8 Schéma toku informací z měření elektřiny .....	31
Obrázek 9 Koncept Smart Grids, zdroj [31].....	34
Obrázek 10 Tok informací při využití chytrého měření, vlastní nákres.....	35
Obrázek 11 Porovnání obchodního a spotřebního diagramu .....	37
Obrázek 12 Zúčtovací cena v závislosti na velikosti systémové odchylky .....	40
Obrázek 13 Závislost zúčtovací ceny na velikosti systémové odchylky.....	40
Obrázek 14 Ukázka normalizovaného TDD, zdroj [26].....	42
Obrázek 15 Ukázka přepočtených tříd TDD, zdroj: OTE.....	42
Obrázek 16 Porovnání průběhu spotřeby během všedního a víkendového dne.....	43
Obrázek 17 Porovnání skutečné spotřeby s modelovanou spotřebou podle TDD7 .....	44
Obrázek 18 Odhad spotřeby pomocí TDD1.....	50
Obrázek 19 Odhad spotřeby pomocí TDD1 ve všední dny.....	51
Obrázek 20 Průběh teplotních koeficientů, zdroj: OTE.....	53
Obrázek 21 Zbytkový diagram, zdroj: [19] .....	54
Obrázek 22 Porovnání odhadu na období a za období během dne.....	56
Obrázek 23 Porovnání vlivu teploty na přepočet v únorovém týdnu .....	56
Obrázek 24 Porovnání vlivu teploty na přepočtu v srpnovém týdnu .....	57
Obrázek 25 Vliv maxima koeficientu ZD.....	57
Obrázek 26 Vliv minima koeficientu ZD .....	58
Obrázek 27 Clearing spotřeby, ukázka únor .....	58
Obrázek 28 Clearing spotřeby, ukázka srpen .....	59

Obrázek 29 Porovnání skutečného průběhu spotřeby s modelovaným průběhem pomocí TDD8 .....	62
Obrázek 30 Ukazatele tvarové shody, zdroj: OTE .....	65
Obrázek 31 Míra absolutní shody, zdroj: OTE .....	68
Obrázek 32 Porovnání ZD a OD v dubnu 2018, region ZČE .....	69
Obrázek 33 Rozdělení tříd TDD, zdroj ERÚ .....	80

## Seznam tabulek

Tabulka 1 Přehled příkonu spotřebičů v domácnosti.....	17
Tabulka 2 Postupné otvírání trhu s elektřinou v ČR .....	26
Tabulka 3 Struktura spotřeby elektřiny v ČR za rok 2017 [8] .....	27
Tabulka 4 Informace o odběrném místě .....	47
Tabulka 5 Shrnutí výsledků odhadů spotřeby za dané období .....	60

## Přílohy

<i>Třída TDD</i>	<i>Typ zákazníka</i>	<i>Charakter odběru</i>	<i>Distribuční sazba</i>
<i>TDD č. 1</i>	PODNIKATEL	Odběr bez tepelného využití elektřiny	C01d, C02d, C03d
<i>TDD č. 2</i>	PODNIKATEL	Odběr s akumulačním spotřebičem Odběr s hybridním vytápěním	C25d, C26d, C27d, C35d
<i>TDD č. 3</i>	PODNIKATEL	Odběr s přímotopem nebo TČ	C45d, C55d, C56d
<i>TDD č. 4</i>	DOMÁCNOST	Odběr bez tepelného využití elektřiny	D01d, D02d, D61d
<i>TDD č. 5</i>	DOMÁCNOST	Odběr s akumulačním spotřebičem	D25d, D26d, D27d
<i>TDD č. 6</i>	DOMÁCNOST	Odběr s hybridním vytápěním	D35d
<i>TDD č. 7</i>	DOMÁCNOST	Odběr s přímotopem nebo TČ	D45d, D55d, D56d
<i>TDD č. 8</i>	PODNIKATEL	Odběr pro veřejné osvětlení	C62d

Obrázek 33 Rozdělení tříd TDD, zdroj ERÚ