



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

**Fakulta elektrotechnická
Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**

**Analýza opatření pro zlepšení ukazatelů kvality dodávky elektrické
energie**

**Analysis of measures to improve the indicators of quality of electricity
supply**

Diplomová práce

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management
Studijní obor: Ekonomika a řízení energetiky

Vedoucí práce: Ing. Zbyněk Brettschneider Ph.D.

Bc. Miroslav Mengl

Praha 2017

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Mengr** Jméno: **Miroslav** Osobní číslo: **405373**
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 opatření pro zlepšení ukazatelů kvality dodávky elektrické energie

Název diplomové práce anglicky:

Analysis of measures to improve the indicators of quality of electricity supply

Pokyny pro vypracování:

- charakterizujte aspekty dodávky elektrické energie
- provoz distribučních soustav
- opatření pro zlepšení kvality dodávky elektrické energie
- analyzujte vliv opatření na ukazatele nepřetržitosti dodávky elektrické energie
- proveďte ekonomické zhodnocení opatření na zlepšení spolehlivosti

Seznam doporučené literatury:

Spolehlivost v elektroenergetice - Jiří Tůma, Stanislav Rusek, Zbyněk Martínek, Igor Chemišinec, Radomír Goňo
Provoz distribučních soustav - Petr Toman, Jiří Drápela, Stanislav Mišák, Jaroslava Orságová, Martin Paar, David Topolánek a kol.
Pravidla provozování distribučních soustav (PPDS) - Provozovatelé distribučních soustav

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

Ing. Zbyněk Brettschneider Ph.D., katedra elektroenergetiky FEL

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

Datum zadání diplomové práce: **17.02.2017** Termín odevzdání diplomové práce: _____

Platnost zadání diplomové práce: _____

Podpis vedoucí(ho) práce

Podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

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 24. 5. 2017

.....

Miroslav Mengr

Poděkování

Tímto bych rád v první řadě poděkoval vedoucímu mé diplomové práce, panu inženýru Zbyňkovi Brettschneiderovi Ph.D., za poskytnuté informace a také vstřícnost i trpělivost při osobních konzultacích. Dále chci vyjádřit své poděkování, všem osobám blízkým, které statečně tolerovaly mé nekončící údery do klávesnice, nezbytné pro realizaci tohoto díla. Zároveň mi stejná skupina osob poskytla potřebnou duševní oporu a možnost vyzpovídat se z radostí i strastí, které s sebou sepsání této publikace neslo.

Abstrakt

Tato diplomová práce se zabývá možnostmi provozování distribuční soustavy a poskytuje návrhy na opatření pro zlepšení kvality dodávky elektrické energie. Toto zlepšení je cíleno na snížení ukazatelů nepřetržitosti distribuce SAIDI a SAIFI. Samotná vybraná opatření jsou především založena na implementaci dálkově ovládaných chytrých prvků nebo přechodu na typ sítě s kompenzací zemních kapacitních proudů. Konkrétní přínos ve vztahu k omezení doby trvání poruchy je zjišťován pomocí simulace Monte Carlo. Navržená opatření jsou dále podrobena ekonomickému hodnocení, kdy na jedné straně vystupují investiční náklady, zatímco na té druhé bonusy plynoucí z nadstandardní kvality dodávky elektřiny, respektive z motivační složky komponenty kvality. Závěr práce obsahuje shrnutí výsledků a doporučení pro výběr optimálního opatření.

Klíčová slova: ukazatel nepřetržitosti dodávky elektrické energie, SAIDI, SAIFI, self-healing, provoz distribučních soustav, kompenzovaná síť, simulace Monte Carlo, motivační regulace kvality, Q komponenta

Abstract

This diploma thesis describes possible ways of distribution grid operation and gives some proposals of arrangements to improve the quality of power supply. This improvement is point at lowering of continuity indicators SAIDI and SAIFI. Chosen arrangements are based on implementation of smart and remote controlled components or switching to a different type of a distribution grid with compensation of earth capacitive current. Specific contribution, in terms of decreasing fault duration, is find out by Monte Carlo simulation. Proposed arrangements are also assess in economic terms. There are some investment costs on one side and bonuses coming from above-average quality of power supply on the other side. Concluding assessment includes summary of this thesis and gives a recommendation for choice of the optimal arrangement.

Key words: reliability and continuity indicators of power supply, SAIDI, SAIFI, self-healing, operation of distribution grids, compensated electric distribution networks, Monte Carlo simulation, regulation of the quality, Q component

Obsah

Úvod	8
1 Aspekty dodávky elektrické energie.....	10
1.1 Základní pojmy a definice	10
1.2 Ukazatelé nepřetržitosti distribuce	11
1.2.1 Výpočet hladinových ukazatelů nepřetržitosti distribuce.....	12
1.2.2 Výpočet systémových ukazatelů nepřetržitosti distribuce	13
1.2.3 Vývoj ukazatelů nepřetržitosti v DS ČR	14
1.3 Mechanismus motivační regulace kvality	17
2 Provoz distribučních soustav	21
2.1 Uspořádání sítí	21
2.2 Způsoby provozování distribučních soustav	22
2.2.1 Účinně uzemněné sítě.....	22
2.2.2 Sítě s izolovaným uzlem	23
2.2.3 Sítě uzemněné přes odporník	23
2.2.4 Kompenzované sítě	25
3 Opatření pro zlepšení kvality dodávky elektrické energie	28
3.1 Specifikace úlohy	28
3.2 Implementace "smart" prvků	31
3.2.1 Proces obnovy bez chytrých prvků.....	31
3.2.2 Proces obnovy po implementaci „smart“ prvků	32
3.3 Změna způsobu provozování soustavy.....	33
3.4 Kombinace předchozích opatření	34
4 Vliv vybraných opatření na ukazatele nepřetržitosti dodávky elektrické energie	35
4.1 Sestavení hodnotícího modelu	35
4.1.1 Simulace význačných dob v procesu obnovy	35
4.1.2 Simulace poruchových událostí.....	40
4.2 Zpracování výsledků simulace	43
4.3 Přepočítání parametrů pro Q komponentu.....	45
4.4 Vývoj ukazatelů nepřetržitosti v čase	48
5 Ekonomické vyhodnocení.....	51
5.1 Popis hodnotícího modelu	51

5.1.1 Predikce bonusů, malusů	52
5.1.2 Odhad ztrát v důsledku nedodané energie	54
5.1.3 Náklady na navržená opatření	55
5.2 Výsledky ekonomického hodnocení	56
Závěr	61
Použité zdroje.....	64
Příloha č. 1 – Vývoj ukazatelů SAIDI, SAIFI pro jednotlivá opatření	65
Příloha č. 2 – Citlivostní analýza změny prémie vůči nulové variantě	70
Příloha č. 3 – Simulační a hodnotící model vytvořený v softwaru Excel	CD
Kontaktní adresa	71

Úvod

Problematika kvality dodávky elektrické energie je již po řadu let velmi intenzivně diskutována a zároveň pečlivě sledována. Spolu se stále rostoucím množstvím elektrických spotřebičů lze zároveň očekávat, že tomu ani v budoucnu nebude jinak. Toto téma tedy bylo, je a bude stále aktuální. V zájmu neustálé snahy o zlepšování kvality a spolehlivosti dodávky obecně jsou navíc vydávána nová legislativní rozhodnutí, která zpřísňují požadavky na jednotlivé komponenty kvality. Parametrů a ukazatelů kvality či spolehlivosti existuje celá řada, avšak v této práci upřednostním pouze jeden z nich. Zaměřím se na nepřetržitost dodávky elektrické energie, která bývá narušována především v důsledku poruch či jiných neplánovaných událostí. Přerušování tohoto typu postihuje každým rokem velké množství zákazníků. Nepříjemnosti spojené s touto událostí jsou zjevné a snaha o jejich minimalizaci evidentní. Ukazatele SAIDI a SAIFI popisují právě tyto výpadky respektive dobu a počet přerušování dodávky elektřiny za rok v přepočtu na jednoho zákazníka. Energetický regulační úřad, jakožto dozorní orgán, finančně odměňuje provozovatele distribučních soustav za nadprůměrnou dosaženou kvalitu dodávky a zároveň je také připraven udělovat sankce za úroveň nedostatečnou.

Cíl této práce je jednoznačný. Navržením možných kroků, které by vedly ke snížení a zkrácení přerušování dodávky elektřiny. Konkrétně zde hovořím o zmapování jednotlivých opatření, která jsou relevantní v distribuční síti PREdistribuce. Práce se zaměřuje především na možnosti snížení velikosti hodnot ukazatelů nepřetržitosti distribuce elektrické energie SAIDI a SAIFI. Použitá metodika vychází z obecných principů, avšak při návrhu opatření jsem již uvažoval konkrétní prostředí spadající pod zmíněného provozovatele distribuční soustavy.

První kapitola je zaměřena především na vysvětlení základních pojmů, objasnění významu ukazatelů nepřetržitosti a znázornění postupu jejich výpočtu. Nechybí zde také statistické údaje z minulých let a to pro distribuční společnosti celé České republiky. Tato data jsou zároveň graficky vyobrazena včetně vysvětlujících komentářů. Kapitulu poté uzavírá popis mechanismu motivační regulace kvality.

Navazující pasáž textu je zaměřena více technicky a předkládá konkrétní možné způsoby provozování distribuční soustavy, společně s jejich významnými specifiky. Základním popsáním aspektem v síti je způsob spojení uzlu soustavy se zemí. Tento atribut určuje typické chování distribuční sítě v případě poruchy, které velmi úzce souvisí s výslednou odolností soustavy a schopností zajistit nepřetržitou dodávku elektřiny. Z tohoto důvodu je nutné se s tímto technickým základem blíže seznámit.

Třetí kapitola ještě blíže specifikuje samotnou řešenou úlohu a zvolený přístup k ní. Detailně jsem zde také popsal postup při obnovení distribuce po poruše a to na konkrétní části vedení VN sítě PREdistribuce. Zároveň jsem uvedl odlišnosti procesu vymezení poruchy pro jednotlivá navržená opatření, kterými jsou: implementace smart prvků tzv. pochyťování, přechod k typu soustavy s uzemněným uzlem přes tlumivku (kompenzace) a také vzájemná kombinace těchto dvou opatření.

Popis sestavení hodnotícího modelu je uveden v kapitole čtvrté. Základem mého řešení je generátor náhodných význačných dob v procesu obnovy distribuce, s jehož výsledky dále operuje simulace náhodných poruch na vybraných úsecích vedení. Při takovémto ztvárnění dostatečného množství poruch, jakožto stochastických jevů, dochází k ustálení jistých průměrných hodnot, v tomto případě ukazatelů SAIDI a SAIFI. Popisovaný použitý princip odpovídá simulaci Monte Carlo. Z těchto údajů jsem dále vypočetl procentuální zlepšení, potažmo přínos jednotlivých opatření vůči současnému stavu. Druhou významnou částí práce, uvedené v této kapitole, se stal přepočítání zmíněných zlepšení na konkrétní reálné hodnoty ukazatelů nepřetržitosti a to vše za dodržení pravidel komponenty kvality. Zároveň jsem zde provedl nezbytnou predikci vývoje skutečně dosahovaných i požadovaných hodnot SAIDI a SAIFI.

Na základě předchozích zjištění jsou v poslední kapitole očekávané přínosy zhodnoceny také z ekonomického hlediska. Po této stránce hrají klíčovou roli bonusy popřípadě malusy plynoucí z dosažené úrovně kvality dodávky a také výše nákladů na jednotlivá opatření. Snížení tržeb v důsledku nedodané energie jsem také vyčíslil, avšak vůči předchozím položkám se ukázalo jako zanedbatelné. Na základě těchto výsledků jsem se dále pokusil doporučit konkrétní řešení a zároveň i obecný přístup k implementaci navržených opatření, která vedou ke snížení zmíněných ukazatelů a zároveň i k ekonomicky efektivnímu rozvoji sítě v této oblasti.

1 Aspekty dodávky elektrické energie

1.1 Základní pojmy a definice

Spolehlivost - lze definovat jako schopnost či její míru dostát požadované funkce a parametrů objektu potažmo systému během daného časového období a podmínek. Tato schopnost bývá vyjádřena pomocí pravděpodobnosti. Spolehlivost dodávky elektrické energie můžeme tedy interpretovat jako pravděpodobnost, že požadované množství elektrické energie bude dodáno odběrateli ve sjednané či standardní kvalitě a včas potažmo během určeného období. [1]

Kvalita elektrické energie - značí soubor technických parametrů elektřiny. Dle normy ČSN EN 50160 jsou garantované parametry tyto: velikost napětí, frekvence, sinusový průběh napětí a symetrie mezi jednotlivými fázemi v třífázové soustavě. [2]

Kvalita dodávky elektrické energie - jedná se o soubor veškerých aspektů spojených s dodávkou elektrické energie, které zahrnují nejen kvalitu elektrické energie jako takové, ale i zabezpečení a vliv na spokojenost zákazníka.

Zabezpečení dodávky - představuje určitou garanci předání elektrické energie v daném místě za dodržení smluvních podmínek a příslušejících norem.

Porucha - je jev, při kterém došlo k omezení nebo přerušení schopnosti plnit danou funkci zařízení či systému.

Nedodaná energie - odpovídá množství elektrické energie, které nebylo dodáno v důsledku poruchy či jiných vlivů.

Nepřetržitost - v tomto kontextu představuje vlastnost dodávky (toky) elektřiny, která je uskutečňována bez přerušení.

Přenosová soustava (PS) - „je vzájemně propojený soubor vedení a zařízení 400 kV, 220 kV a vybraných vedení a zařízení 110 kV sloužící pro zajištění přenosu elektřiny pro celé území České republiky a propojení s elektrizačními soustavami sousedních států, včetně systémů měřicí, ochranné, řídicí, zabezpečovací, informační a telekomunikační techniky.“ [3]

Distribuční soustava (DS) - je vzájemně propojený soubor vybraných vedení a zařízení 110 kV a vedení a zařízení o napětí 0,4 až 35 kV, sloužící k zajištění distribuce elektřiny na vymezeném území ČR včetně podpůrných systémů (měřicí, ochranné, řídicí, zabezpečovací, atd.) [4]

Plánované přerušení - je cílené dočasné ukončení nepřetržitosti toku elektřiny. Nejčastějšími důvody jsou plánované opravy na vedení či zařízeních v síti, obnovy prvků sítě nebo například připojení nového odběrného místa, které nelze vykonat pod napětím.

Neplánované přerušení - označuje opět stav ukončení nepřetržitosti toku elektřiny, zde ovšem v důsledku nepředvídaných událostí. Příkladem může být pád stromu na elektrické vedení s následným zemním spojením.

Dlouhodobé přerušení - dle Vyhlášky o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice č. 540/2005 Sb. se jedná o přerušení přenosu nebo distribuce elektřiny s dobou trvání delší než 3 minuty.

Krátkodobé přerušení - přerušení přenosu nebo distribuce elektřiny s dobou trvání v intervalu od jedné sekundy do 3 minut. [5]

Kovové zemní spojení - jedná se o jednofázovou poruchu, která vzniká v sítích kde nulový bod soustavy (uzel) není uzemněn přímo. Poruchový proud se nemůže uzavírat přes uzel přímo a je tedy závislý na zemních kapacitních proudcích sítě (zemní spojení obecně). U kovového zemního spojení navíc uvažujeme maximální odpor v řádech jednotek ohmů. V praxi může nastat pouze na dobře uzemněných místech jako například distribuční trafostanice apod. [4, 6]

1.2 Ukazatelé nepřetržitosti distribuce

Nejen spolehlivost, ale také nepřetržitost je zcela zásadní v hodnocení kvality dodávky elektrické energie. Tato druhá zmíněná vlastnost je soustavně monitorována Energetickým regulačním úřadem (ERÚ) a to jak na úrovni přenosu, tak v distribuci elektřiny. Každoročně je také vydávána zpráva, dle ustanovení § 23 odst. 6 vyhlášky č. 540/2005 Sb., o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice, o dosažených hodnotách na zmíněných úrovních za předchozí kalendářní rok. Podle § 21 zmíněné vyhlášky jsou dále definovány jisté ukazatele nepřetržitosti. Pro provozovatele přenosové soustavy to je:

- a) průměrná doba trvání jednoho přerušení přenosu elektřiny v daném roce
- b) nedodaná elektrická energie v daném roce (MWh) [3]

Vzhledem k cílům této práce nás zde budou ovšem mnohem více zajímat ukazatelé nepřetržitosti pro distribuci definované stejnou vyhláškou a paragrafem. V odborné praxi se označují zkratkami SAIDI, SAIFI, CAIDI a označují následující:

SAIDI (System average interruption duration index) - průměrná celková doba trvání výpadku při dodávce elektrické energie na zákazníka, neboli celkový čas po který je zákazník za rok postižen [7]

SAIFI (System average interruption frequency index) - průměrná četnost těchto výpadků za dané období z pravidla kalendářní rok přepočtena opět na jednoho zákazníka [7]

CAIDI (Customer average interruption duration index) - průměrná doba trvání jednoho výpadku na zákazníka za rok [7]

Pod výše uvedeným pojmem „výpadek“, se míní plánovaná i neplánovaná přerušení distribuce. Výše zmíněné ukazatele se co do doby trvání přerušení vypočítávají pouze z těch dlouhodobých. Výsledné hodnoty pro distribuci jsou závislé nejen na spolehlivosti samotné distribuční soustavy (DS), ale také na výpadcích v přenosové soustavě, na spolehlivosti relevantních výrobních zdrojů a dále na jednom, pro tuto práci zcela zásadním, souboru

činností. Tím je proces indikace a následné lokalizace příčiny poruchy. V závislosti na celkové organizaci, rychlosti pracovníků a technické vybavenosti se samozřejmě mění celková doba trvání výpadku, a tím i zmíněné ukazatele SAIDI, CAIDI. Provozovatel distribuční soustavy má povinnost každoročně vykazovat souhrnnou zprávu obsahující uvedené tři ukazatele nepřetržitosti a to samostatně pro jednotlivé napěťové hladiny, dále pro celou soustavu a v neposlední řadě pro vyhláškou definované kategorie přerušování (viz následující tabulka).

Kategorie přerušování		Číselné označení pro vykazování
1.	neplánované	
1.1.	poruchové	
1.1.1.	způsobené poruchou mající původ v zařízení přenosové nebo distribuční soustavy provozovatele soustavy nebo jejím provozu	
1.1.1.1.	za obvyklých povětrnostních podmínek	11
1.1.1.2.	za nepříznivých povětrnostních podmínek	16
1.1.2.	způsobené v důsledku zásahu nebo jednání třetí osoby	12
1.2.	vynucené	15
1.3.	mimořádné	14
1.4.	v důsledku události mimo soustavu a u výrobce	13
2.	plánované	2

Tabulka 1 - Kategorie přerušování dodávky el. energie [5]

Podrobnější pojednání o možnostech zkrácení těchto dob a technických řešeních bude uvedeno později. Nyní se pojďme podívat na samotný způsob výpočtu popisovaných hodnotících ukazatelů nepřetržitosti. [7]

1.2.1 Výpočet hladinových ukazatelů nepřetržitosti distribuce

Hladinové ukazatele, jak již samotný název napovídá, se vztahují k jednotlivým napěťovým hladinám (h). Těmi jsou v našich distribučních soustavách hladina velmi vysokého (VVN), vysokého (VN) a nízkého napětí (NN). Během jediné poruchy na určité hladině bývají často postiženi také zákazníci na nižších hladinách, s čímž je nutné kalkulovat i při výpočtech. Pod pojmem zákazník, se ve vztahu k hladinovým ukazatelům nepřetržitosti distribuce, míní spíše odběrné místo.

Vzorce pro výpočet hladinových ukazatelů: [7]

$SAIFI_h$ odpovídá průměrnému počtu výpadků resp. přerušování na dané napěťové hladině h za vybraný kalendářní rok v přepočtu na jednoho zákazníka

$$SAIFI_h = \frac{\sum_j n_{jh}}{N_{sh}}, \quad [\text{přerušování/rok/zákazník}] \quad (1)$$

kde n_{jh} je počet postižených zákazníků událostí j na hladině h
 N_{sh} je celkový počet zákazníků (evidovaných v uplynulém roce) připojených přímo k dané napěťové hladině h vybrané DS.

$SAIDI_h$ značí, kolik minut je v průměru za rok postižen jeden zákazník na napěťové hladině h

$$SAIDI_h = \frac{\sum_j t_{sjh}}{N_{sh}}, \quad [\text{minut/rok/zákazník}] \quad (2)$$

$$t_{sjh} = \sum_i t_{ji} * n_{jhi}, \quad [\text{minut}] \quad (3)$$

kde t_{sjh} je součet všech dob trvání přerušení distribuce elektřiny na hladině h v důsledku j -té události
 i je pořadové číslo manipulačního kroku v rámci j -té události,
 t_{ji} je doba trvání i -tého manipulačního kroku v rámci j -té události,
 n_{jhi} je počet zákazníků napájených z hladiny h , jež byli postiženi přerušením distribuce elektřiny v i -tém manipulačním kroku j -té události.

Poslední, zde zmíněný, hladinový ukazatel nepřetržitosti distribuce elektřiny $CAIDI_h$ představuje průměrnou dobu jednoho přerušení v odběrném místě na napěťové hladině h v daném období. Jeho hodnotu lze získat prostým podílem $SAIDI_h$ ku $SAIFI_h$.

$$CAIDI_h = \frac{SAIDI_h}{SAIFI_h} \quad [\text{minut/přerušení}] \quad (4)$$

1.2.2 Výpočet systémových ukazatelů nepřetržitosti distribuce

Systémové ukazatele nepřetržitosti jsou v podstatě analogií těch hladinových. Uvažují však navíc veškerá přerušení a zákazníky bez ohledu na napěťovou hladinu. Jedná se tedy o jakýsi souhrnný ukazatel, který lze získat dle níže uvedených vzorců. Jinými slovy lze říci, že systémové ukazatele vyjadřují dopad událostí na nepřetržitost distribuce elektřiny na všechny zákazníky v rámci celé DS. Další komentář k výpočtům již netřeba, avšak snad jen doplním, že N_s značí celkový počet zákazníků.

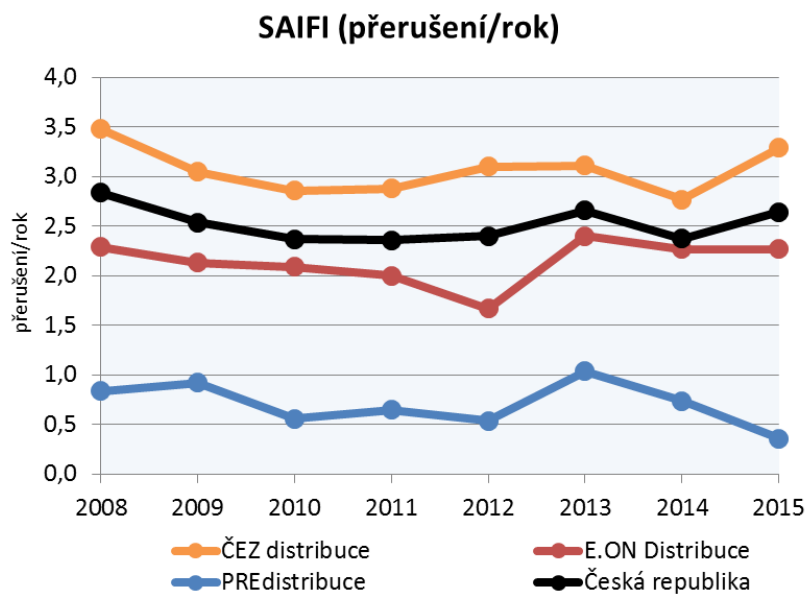
$$\begin{array}{l} \text{Četnost} \\ \text{přerušení} \end{array} \quad SAIFI_s = \frac{\sum_{h=NN}^{VVN} \sum_j n_{jh}}{N_s} \quad [\text{přerušení/rok/zákazník}] \quad (5)$$

$$\begin{array}{l} \text{Celkové} \\ \text{trvání} \\ \text{přerušení} \end{array} \quad SAIDI_s = \frac{\sum_{h=NN}^{VVN} \sum_j t_{sjh}}{N_s} \quad [\text{minut/rok/zákazník}] \quad (6)$$

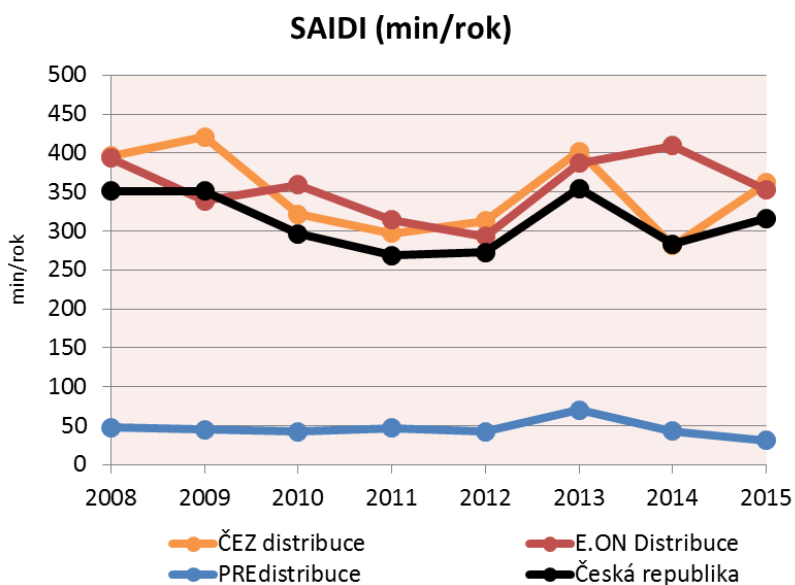
$$\begin{array}{l} \text{Průměrná} \\ \text{doba} \\ \text{přerušení} \end{array} \quad CAIDI_s = \frac{SAIDI_s}{SAIFI_s} \quad [\text{minut/přerušení}] \quad (7)$$

1.2.3 Vývoj ukazatelů nepřetržitosti v DS ČR

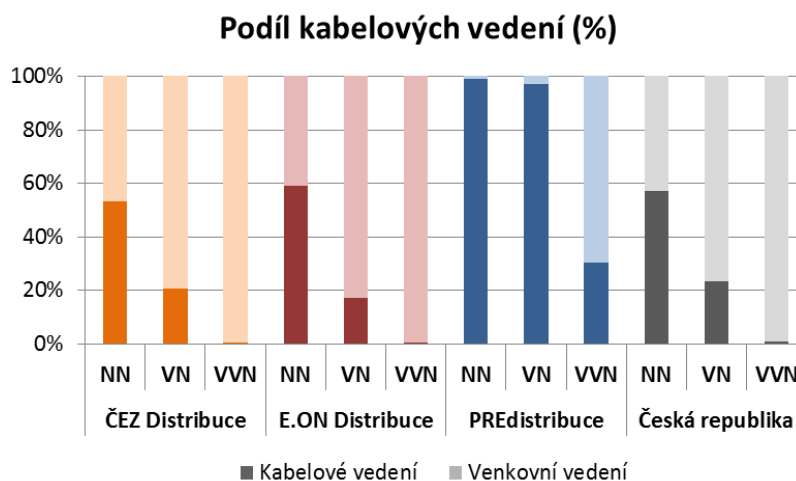
Na území České republiky jsou na poli distribuce elektřiny pouze tři velcí „hráči“. Jedná se o společnosti ČEZ Distribuce, a. s., E.ON Distribuce, a. s. a PREDistribuce, a. s. Každá z nich se snaží nabídnout svým zákazníkům maximální kvalitu dodávky elektřiny. S tím také souvisí snaha minimalizovat počet a trvání přerušení této distribuce. Čím nižší ukazatele nepřetržitosti, tím samozřejmě lépe pro zákazníka. Dle tohoto kritéria by na první pohled šlo (z následující tabulky) určit nejlepší společnost. Samotné porovnání ovšem v sobě skrývá jedno zásadní úskalí. Každý provozovatel distribuční soustavy (PDS) se musí umět vypořádat s jinými podmínkami. Například takové vedení umístěné v lese je mnohem více ohroženo nepředvídatelnou poruchou, než na poli. Kromě geografických podmínek má zásadní vliv také podíl kabelových vedení vůči nadzemním, dále struktura zákazníků, způsob zapojení sítě a hustota odběru. Všechny tyto charakteristiky ovlivňují výsledné hodnoty ukazatelů nepřetržitosti distribuce elektřiny a je tedy třeba na ně brát zřetel. Pro srovnání jsou níže uvedeny nejen vývoje zmíněných ukazatelů, ale také část profilů jednotlivých distribučních společností v podobě podílu kabelových vedení na celku. Vzhledem k tomu, že přímé srovnání PDS není zcela korektní, je vhodnější sledovat vývoj v čase v rámci jedné vybrané DS. Podrobné informace o dosažených úrovních kvality distribuce elektřiny a souvisejících služeb lze nalézt v každoročně vydávaných souhrnných zprávách zmíněných společností.



Graf 1 - Vývoj ukazatele SAIFI vybraných PDS, převzato z [3]



Graf 2 - Vývoj ukazatele SAIDI vybraných PDS, převzato z [3]



Graf 3 - Znárodnění odlišné struktury distribučních sítí, převzato z [3]

Z výše uvedených grafů je patrné, že nejnižší hodnoty nepřetržitosti distribuce elektřiny vykazuje společnost PREdistribuce. Oblast působnosti tohoto PDS se vymezuje pouze na oblast hlavního města Prahy, a tudíž je využití kabelových vedení nutností. V hustě osídlené zástavbě, v této době a v takto vyspělém státě, je instalace venkovních vedení prakticky nepoužitelná. Kabely uložené v zemi (ve městech) jsou mnohem méně náchylné k poruše. A co je zajímavé, že právě v takto hustě obydlených a zasiťovaných částech jsou nejnákladnější položkou kabelového vedení výkopové práce. Nicméně zpět ke grafům. Z grafického znázornění podílu kabelových vedení je více než zřejmé, že ukazatelé nepřetržitosti jsou s tímto spjatý. Zmíněná společnost PREdistribuce má téměř veškerá svá NN a VN vedení právě v kabelech a i díky tomu jsou jejich hodnoty SAIDI, SAIFI na zřetelně nižší, tedy i lepší úrovni. Celkový trend v ČR je sestupný (pokles hodnot ukazatelů), což dokazují snahu distribučních společností o vylepšení poskytovaných služeb a tedy i zvýšení spolehlivosti svých DS. Jen pro doplnění, údaje za celou Českou republiku v sobě zahrnují údaje pouze regionálních PDS a provozovatele lokálních distribučních soustav tedy nezohledňují.

Neplánovaná přerušení způsobená například bouřkou či silným větrem PDS často ovlivnit nemohou (příčiny). Kde je však prostor pro zlepšení, jsou dozajista přerušení plánovaná, která mimochodem nejsou v ČR legislativně upravena, co do délky svého trvání i samotné četnosti. K jistému ovlivnění hodnot ukazatelů nepřetržitosti by mohlo dojít právě při účelném snížení plánovaných přerušení, z důvodu dodržení nastavených parametrů. Tento krok by se ovšem v budoucnu mohl negativně podepsat na kvalitě resp. spolehlivosti dodávky a z dlouhodobého hlediska je tedy nepřijatelný. [8]

1.3 Mechanismus motivační regulace kvality

Energetika, podobně jako další síťová odvětví, má charakter přirozeného monopolu. Z tohoto důvodu je pro dosažení dostatečné úrovně kvality služeb a přiměřených cen nutná centrální regulace, kterou od roku 2001 provádí v České republice ERÚ. Spolu s tímto orgánem usiluje o ochranu spotřebitelů, zajištění kvality a obecně celkový chod odvětví také Ministerstvo průmyslu a obchodu (MPO) ve spolupráci s operátorem trhu (OTE, a. s.) a provozovatelem přenosové soustavy (ČEPS, a. s.). V další části textu již však budu uvažovat jen oblasti v kompetenci převážně ERÚ. Sdružení evropských regulátorů CEER doporučuje ovlivňovat kvalitu následujícími nástroji: sledování a zveřejňování dosažené úrovně kvality, stanovení jejich standardů, zavedení tzv. motivační regulace kvality (nastavení žádané úrovně kvality služeb ve vztahu k jejich ceně) a využívání kontraktů na nadstandardní kvalitu dodávky elektrické energie. V České republice je kvalita dodávek elektřiny předepsána již uvedenou vyhláškou č. 540/2005 Sb., včetně přesné výše sankcí a podmínek pro uplatnění náhrad při jejím nedodržení. Zmíněný dokument vznikl v rámci II. regulačního období ERÚ (2005 – 2009). „Standard ukončení přerušení přenosu nebo distribuce elektřiny“ (§ 5 této vyhlášky) například říká, že pokud na území hlavního města Prahy nedojde k ukončení přerušení dodávky v distribuční síti s napětovou úrovní do 1 kV během 12 hodin, je PDS povinen poskytnout zákazníkovi náhradu ve výši 10 % z jeho roční platby za distribuci (maximálně však 6 000 Kč). [5, 8]

Pro cenovou regulaci může posloužit hned několik mechanismů. Pro přehled zde uvedu např. regulaci míry výnosnosti, regulaci cenovým stropem (Price Cap) a v neposlední řadě regulaci metodou výnosových limitů (Revenue Cap). Právě tento třetí zmíněný typ je využívám v České republice. Matematický zápis pro stanovení povolených výnosů PV vyjadřuje následující rovnice:

$$PV = PN + O + Z + F_T \quad (8)$$

kde PN představuje povolené náklady (nezbytné k zajištění provozu),
 O povolené odpisy dlouhodobého majetku,
 Z je zisk držitele licence pro daný regulovaný rok (součin míry výnosnosti a regulační báze aktiv RAB),
 F_T je parametr faktor trhu použitelný například při významné změně legislativy.
[9]

V současné době se česká energetika nachází ve IV. regulačním období (od roku 2016) a řídí se dokumentem „Zásady cenové regulace pro období 2016 – 2018 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství a pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství“. V předešlých regulačních obdobích, se výše uvedený vzorec lišil, na první pohled,

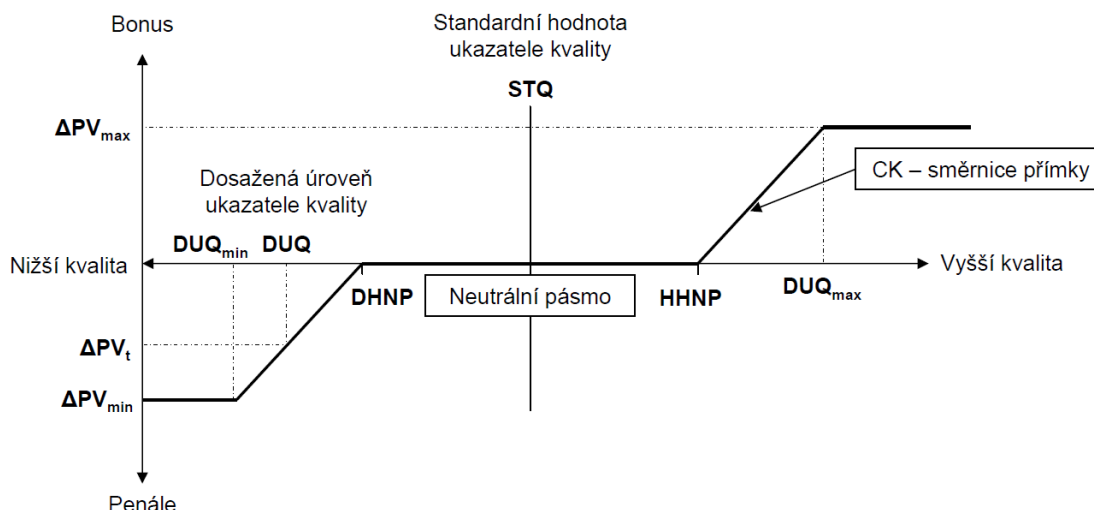
pouze absencí členu F_T . Jedna další významná změna ve zmíněném vzorci, se však v minulosti přeci jen odehrála. Mám na mysli chybějící zpětnou vazbu mezi vynaloženými investičními prostředky a přímým ovlivněním kvality dodávky elektřiny. Tento nedostatek odstranil ERÚ ve III. regulačním období (2010 – 2015), konkrétně v roce 2013 zavedením komponenty kvality do regulačního vzorce (**Q komponenta**). Tento zásah se také nazývá „integrovaná motivační regulace v oblasti kvality dodávek elektrické energie“. [8] Pro tento způsob regulace lze obecný vzorec pro povolené výnosy přepsat do následujícího tvaru:

$$PV_t = PV_{t-1} * (1 + RPI - X) \pm Q \quad (9)$$

kde t představuje pořadové číslo roku,
 RPI je index růstu spotřebitelských cen,
 X značí faktor efektivity, který reflektuje růst produktivity v celém odvětví (pro IV. regulační období je tento faktor nastaven na tříleté období pro všechny regulované subjekty na 3%, což představuje meziroční snížení nákladů 1,01 %) [9],
 Q je výše bonusu nebo penále za dosaženou úroveň kvality služeb. [8]

Díky této změně je regulátorovi umožněno motivovat příslušné regulované subjekty formou finančních bonusů v případě zajištění nadstandardní kvality. Na druhou stranu, v případě nedostatečných kvalitativních parametrů má regulátor právo vyměřit penále. Cílem tohoto opatření by mělo být zlepšení kvality v celém systému. Pro jednotlivé držitele licence (PDS) jsou stanovovány požadované hodnoty kvality individuálně, tak aby bylo dosaženo spravedlivého posouzení vzhledem k charakteristickým podmínkám, v jakých se daný regulovaný subjekt nachází. Výše samotného bonusu nebo penále se stanovuje na základě porovnání dosažených hodnot ukazatelů nepřetržitosti $SAIDI$, $SAIFI$ a úřadem požadovaných celosystémových ukazatelů nepřetržitosti (ukazatele pro celou DS příslušného provozovatele bez rozlišení napěťové hladiny) $SAIDI_Q$ a $SAIFI_Q$. Váha obou ukazatelů je co do výše bonusů či penále stejná. [9]

Pro podporu racionálních investičních opatření je dále stanovena horní a dolní mez pro výši bonusů i penále. Zároveň se využívá tzv. „neutrální pásmo“, v rámci kterého se neuplatňují žádné bonusy ani sankce. Tím se částečně eliminují nahodilé meziroční výkyvy v dosažené úrovni kvality, respektive ukazatelích nepřetržitosti $SAIDI$ a $SAIFI$. Princip motivační regulace kvality přehledně zachycuje následující schéma. [9]



Obrázek 1 - Mechanismus motivační regulace kvality – Převzato z [8]

- kde ΔPV_t značí finanční vyjádření bonusu nebo penále za dosaženou kvalitu služeb,
 t pořadové číslo regulovaného roku,
 DUQ hodnota dosažené úrovně ukazatele kvality v rozhodném roce pro hodnocení kvality služeb pro příslušný rok regulačního období,
 CK jednotková cena kvality,
 ΔPV_{max} maximální hodnota bonusu za dosaženou kvalitu služeb,
 ΔPV_{min} maximální hodnota penále za dosaženou kvalitu služeb,
 $DHNP$ dolní hranice neutrálního pásma (vyjádřená jako procento z STQ),
 $HHNP$ horní hranice neutrálního pásma (vyjádřená jako procento z STQ),
 STQ hodnota požadované úrovně ukazatele kvality ($SAIDI$, $SAIFI$),
 DUQ_{max} limitní hodnota ukazatele kvality, od níž je uplatňována maximální hodnota bonusu za dosaženou kvalitu služeb,
 DUQ_{min} limitní hodnota ukazatele kvality, od níž je uplatňována maximální hodnota penále za dosaženou kvalitu služeb. [8, 9]

Z již uvedené tabulky kategorií přerušení je zřejmé, že ne na všechny události má PDS vliv. V důsledku toho, by tedy bylo spravedlivé, nezapočítávat tato přerušení do ukazatelů pro porovnání s žádanými hodnotami $SAIDI_Q$ a $SAIFI_Q$. Tento přístup byl již uplatněn v rámci III. regulačního období, avšak jasná definice vstupních ukazatelů se v metodice objevila až posléze, v období IV. S ohledem na tuto skutečnost jsou z výpočtu vyloučeny následující kategorie neplánovaných přerušení: [9]

- „poruchová přerušení přenosu nebo distribuce elektřiny způsobená poruchou mající původ v zařízení přenosové nebo distribuční soustavy provozovatele soustavy nebo jejím provozu za nepříznivých povětrnostních podmínek (kategorie č. 16),

- poruchová přerušeni přenosu nebo distribuce elektřiny způsobená v důsledku zásahu nebo jednání třetí osoby (kategorie č. 12),
- přerušeni přenosu nebo distribuce elektřiny vynucená (kategorie č. 15),
- přerušeni přenosu nebo distribuce elektřiny mimořádná (kategorie č. 14),
- přerušeni přenosu nebo distribuce elektřiny způsobená v důsledku události mimo soustavu daného provozovatele soustavy a u výrobce (kategorie č. 13)“. [9]

Rozvoj energetických soustav a jeho plánování je z pravidla otázkou mnoha let. Vzhledem k tomu je velice výhodné znát vývoj významných veličin. ERÚ si toto uvědomil, a proto dopředu stanovil na období 2016 - 2018 požadované hodnoty ukazatelů nepřetržitosti. Domnívám se, že pro správné fungování motivační regulace kvality je tento krok nezbytný. Na čím delší dobu budou tyto parametry nastaveny, tím lepší výchozí pozici budou PDS mít. Další změnou oproti předešlému regulačnímu období je zavedení dvouletého klouzavého průměru do výpočtu komponenty kvality. Místo hodnot $SAIDI_Q$ a $SAIFI_Q$ za jednotlivé roky, se již bude počítat s příslušnými průměry z posledních dvou let. Toto opatření zmírní vliv meziročního kolísání ukazatelů na výsledný faktor kvality. Z důvodu rostoucího důrazu na kvalitu a motivaci PDS došlo také k navýšení maximálního možného bonusu a zároveň sankcí na hodnotu $\pm 4\%$ (dříve $\pm 3\%$) ze zisku dané společnosti. Zbýlé stanovené parametry pro distributory zachycují následující tabulky.[9]

SAIDI	Referenční hodnota	Roční zpřísňování	Požadovaná hodnota pro rok 2016	Požadovaná hodnota pro rok 2017	Požadovaná hodnota pro rok 2018	Hranice neutrálního pásma	Maximální bonus/penále
ČEZ Distribuce	262,7	2,50%	256,133	249,729	243,486	$\pm 5\%$	$\pm 15\%$
E.ON Distribuce	275,36	5%	261,592	248,512	236,087	$\pm 5\%$	$\pm 15\%$
PREdistribuce	37,37	5%	35,502	33,726	32,04	$\pm 10\%$	$\pm 25\%$

Tabulka 2 – Parametry Q komponenty pro jednotlivé PDS, SAIDI – Převzato z [9]

SAIFI	Referenční hodnota	Roční zpřísňování	Požadovaná hodnota pro rok 2016	Požadovaná hodnota pro rok 2017	Požadovaná hodnota pro rok 2018	Hranice neutrálního pásma	Maximální bonus/penále
ČEZ Distribuce	2,36	1,25%	2,331	2,301	2,273	$\pm 5\%$	$\pm 15\%$
E.ON Distribuce	1,57	1%	1,558	1,547	1,535	$\pm 5\%$	$\pm 15\%$
PREdistribuce	0,44	3%	0,33	0,32	0,31	$\pm 10\%$	$\pm 25\%$

Tabulka 3 – Parametry Q komponenty pro jednotlivé PDS, SAIFI – Převzato z [9]

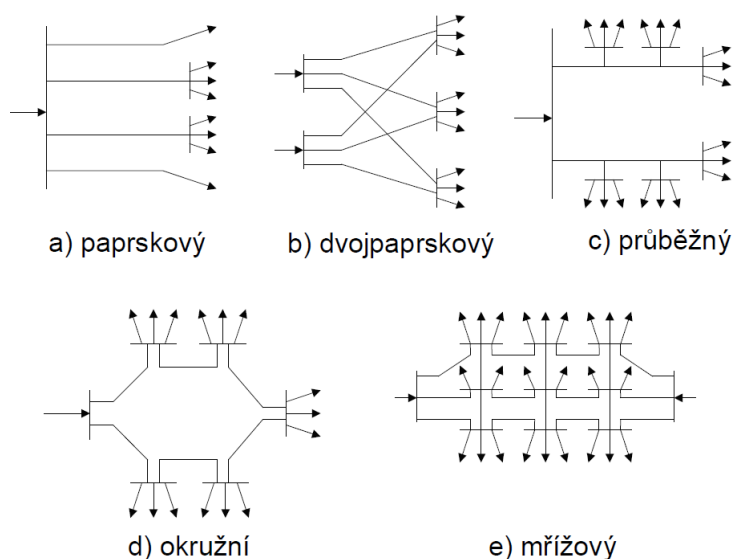
Problematika motivační regulace kvality a regulace ze strany ERÚ obecně je velmi široké téma, jehož detailnější rozbor již není předmětem této práce. Rád bych však jen zrekapituloval, že výše popsaný mechanismus regulace přispívá k celkovému rozvoji sítí, za stálého navyšování úrovně kvality dodávky elektrické energie. Subjekty podléhající této regulaci musí ve svých investičních záměrech kalkulovat s možnými bonusy či penále, což zohledním i později ve svých výpočtech.

2 Provoz distribučních soustav

Máme-li si v této kapitole přiblížit jednotlivé způsoby provozování distribučních soustav, bylo by vhodné představit si ve stručnosti elektrizační soustavu jako celek. Ta se skládá ze tří základních prvků, kterými jsou výrobní zdroje, samotné sítě a spotřebiče. Jakousi páteř zde tvoří nadřazená neboli přenosová soustava (PS), která zároveň propojuje jednotlivé státy mezi sebou. Na PS navazuje soustava distribuční (DS), ze které jsou napájeni maloodběratelé i velkoodběratelé. Zároveň v sobě zahrnuje zdroje nižšího výkonu, nazývané též distribuovaná, rozptýlená, decentralizovaná či vnořená výroba. [4]

2.1 Uspořádání sítí

Distribuční sítě jsou v zásadě uspořádány ve dvou druzích rozvodu. Tím prvním je tzv. otevřený rozvod, kdy je dodávka elektřiny od zdroje ke spotřebiči zajištěna pouze jednou cestou. Naproti tomu stojí rozvod uzavřený, který zajišťuje přenos elektrické energie alespoň ze dvou stran. S rostoucím počtem stran, ze kterých je spotřebič, potažmo odběrné místo napájeno, je také teoreticky dosahováno vyšší spolehlivosti sítě. V praxi jsou ovšem významná odběrná místa napájena maximálně ze dvou či tří stran, protože již v tomto uspořádání je pravděpodobnost poruchy, na všech napájecích úsecích vedení zároveň, velmi malá. Otevřený rozvod může být realizován jako tzv. paprskový nebo průběžný, zatímco k druhému typu (uzavřenému) patří mřížová síť a rozvod okružní. Jednotlivé topologie sítí jsou pro lepší názornost zachyceny na následujícím grafickém přehledu.



Obrázek 2 - Ilustrativní znázornění druhů rozvodů, převzato z [4]

Výhodu uzavřeného rozvodu ocení distribuční společnost i zákazník především při plánovaných i neplánovaných přerušeních dodávky elektrické energie. Díky připojení odběrného místa z více stran, lze totiž v případě libovolného zmíněného přerušení, využít nepostiženou větev jako náhradní napájecí vedení. V praxi se tato záloha v uzavřených sítích často realizuje přes tzv. open point, což je v podstatě otevřený bod soustavy, ve kterém je možno v případě potřeby propojit dané úseky sítě.

2.2 Způsoby provozování distribučních soustav

Obecně lze říci, že každá část soustavy je charakterizována třemi hlavními parametry. Prvním je napěťová hladina. DS PREDistribuce pracuje jak na hladině VVN tak na VN a samozřejmě i NN. Dalším charakteristickým rysem je uspořádání rozvodu, které již bylo rozebráno v předešlé podkapitole. Posledním znakem je způsob uzemnění uzlu vinutí transformátoru (TR), jinak také nazývaného „nulový bod soustavy“. Dle způsobu provozu uzlu TR lze definovat charakteristické vlastnosti sítě včetně možností jejího užití, a právě této problematice se budu věnovat v následujících odstavcích. Jednotlivé druhy uzemnění vykazují za běžného chodu v podstatě stejné provozní ukazatele. Rozdílnost se projevuje až při poruše, nastávající nejčastěji v podobě zkratu nebo zemního spojení. Porucha představuje přerušení distribuce elektřiny, a tudíž také ovlivňuje spolehlivost dodávky a její ukazatele nepřetržitosti. Z tohoto důvodu je nezbytné, se na jednotlivé způsoby uzemnění zaměřit podrobněji a uvést si jejich výhody a nevýhody. [4]

2.2.1 Účinně uzemněné sítě

Účinného uzemnění je standardně využíváno u distribučních sítí VVN a NN. Jeho základním rysem je přímé spojení uzlu se zemí, tedy spojení o malé impedanci. To se v praxi projevuje například tak, že v případě spojení jedné fáze se zemí, dojde k jednofázovému zkratu, jehož poruchový proud je příliš vysoký na to, aby bylo možné pokračovat v provozu sítě. Takto uzemněná síť klade vysoké požadavky na dostatečné dimenzování průřezu vedení (kvůli velkému poruchovému proudu). Napětí na postižené žíle proti zemi se blíží pochopitelně nule, zatímco na neporušených fázích zůstává hodnota napětí vůči zemi fázová. V důsledku toho nejsou kladeny tak vysoké nároky na izolaci. V případě poruchy dojde ve velmi krátkém čase k odpojení postižené části vedení. Tento proces zajišťují z pravidla tzv. distanční ochrany. Ty jsou zároveň vybaveny lokátorem poruchy, kdy na základě zjištěné impedance a aktuálních parametrů vedení, lze výpočtem určit vzdálenost poruchy od rozvodny. Díky této informaci je příslušný dispečer schopen vyslat poruchovou četou přímo do oblasti zasažené poruchou.[4, 6]

2.2.2 Síť s izolovaným uzlem

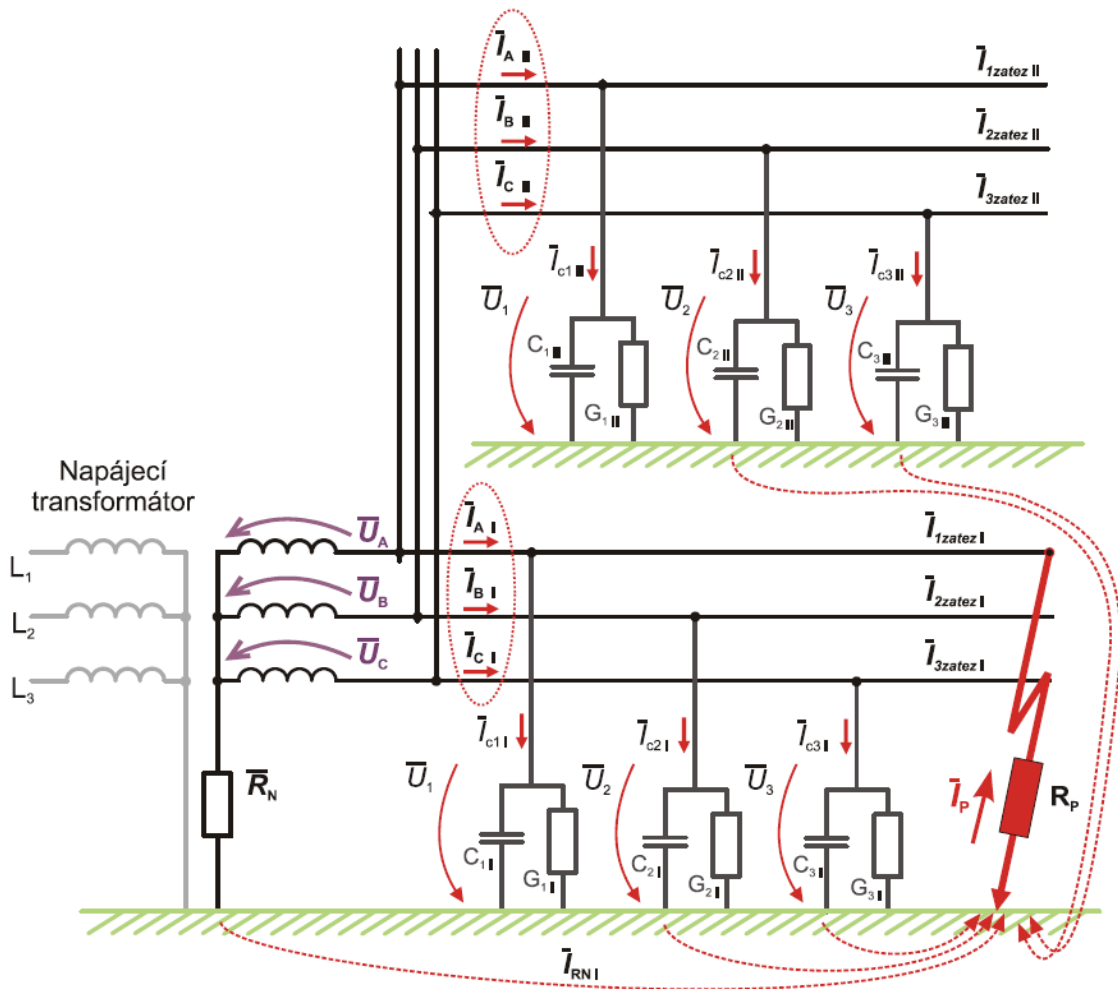
Tento typ sítě nemá jakkoli propojen nulový bod soustavy se zemnicí soustavou, je tedy izolován. Jinými slovy lze říci, že spojení je realizováno přes nekonečně velkou impedanci. Řešení s izolovaným uzlem je nejčastěji využíváno u menších průmyslových distribučních sítí VN. Omezení při možnosti využití tohoto typu sítě je dáno velikostí poruchového zemního proudu. Tento proud má kapacitní charakter a je dán fázorovým součtem kapacitních proudů fází celé sítě, které jsou úměrné jejímu rozsahu (nezávisí tedy na místě poruchy) a uzavírají se v místě zemního spojení. Dle normy ČSN 33 3070 z roku 1979 je doporučeno využití izolovaného uzlu maximálně do výše poruchového zemního proudu 10 A. Nad hodnotu 20 A má již provozovatel povinnost tyto proudy kompenzovat. Chování sítě s izolovaným uzlem, v případě zemního spojení, je do jisté míry obdobné účinně uzemněným sítím. Při tomto typu poruch, lze totiž síť opět krátkodobě dále provozovat. Napětí nepostižených fází vzroste na úroveň napětí sdruženého a napětí v uzlu na hodnotu fázovou. Pokud by došlo ke spojení další fáze se zemí, tedy k dvoufázovému zkratu, provoz sítě by musel být přerušen. Jen pro upřesnění, výše uvedené napěťové změny předpokládají kovové zemní spojení. S rostoucím odporem zemního spojení, klesá samotný nárůst napětí, což mimo jiné znamená, že mezi dvěma zdravými fázemi by velikost napětí vzrostla na hodnotu o něco menší, než je hodnota sdruženého napětí. [4, 6, 10]

V současné době se postupně upouští od využívání těchto sítí. Důvodem jsou již právě zmíněné poruchové kapacitní proudy, které se poměrně obtížně zhasí. Častá znovu zapálení vyvolávají přechodový děj, který zapříčiňuje významná přepětí. Ta sebou přináší také zvýšené nároky na izolaci a přepěťové ochrany. Další nevýhodou je výskyt nebezpečně vysokých krokových a dotykových napětí, které vznikají jako důsledek průchodu poruchového proudu zemí. [4, 6]

2.2.3 Síť uzemněné přes odporník

Síť uzemněné přes odporník čili impedanci ryze odporového charakteru se někdy také nazývají síť odporníkové. Takto provozovaná soustava spadá do kategorie neúčinně uzemněné, což ovšem neznamená nic „špatného“, nýbrž pouze značí fakt nepřímého spojení uzlu se zemí. Tento typ provozu uzlu je využíván na mnoha místech ČR, do kterých se řadí i území obsluhované společností PREdistribuce. Jedná se z pravidla o využití na napěťové hladině VN (22 kV, 35 kV). Samotný rezistor, přes který je realizováno uzemnění, má poměrně malý činný odpor. Ten v případě poruchy (obvykle jednofázové) dokáže omezit celkovou velikost poruchových zemních proudů a zároveň přepětí na přijatelnou mez. Nejčastěji je uzemnění s odporníkem využíváno u kabelových sítí, jejichž kapacity vůči zemi, a tudíž i kapacitní zkratové proudy jsou vyšší (u městských kabelových sítí až stovky ampér), než u venkovních vedení. Poruchový proud je dán vektorovým součtem proudu procházejícím přes uzlový odporník a vlastním kapacitním proudem, což zjednodušeně zobrazuje následující obrázek. Vzhledem k tomu, že na území hlavního města Prahy je distribuce řešena převážně kabely, omezení přepětí zde představuje velkou výhodu. Pokud totiž v tomto případě

nezatěžují zdravé vodiče vyšším (sdruženým) napětím, lze říci, že téměř nehrozí proražení izolace a s tím související vícenásobné poruchy a další komplikace. Indikace zemní poruchy je možné realizovat za využití jednoduchých číslicových ochran, avšak následná lokalizace je již většinou zajišťována časově náročnějším postupem. [4, 6]



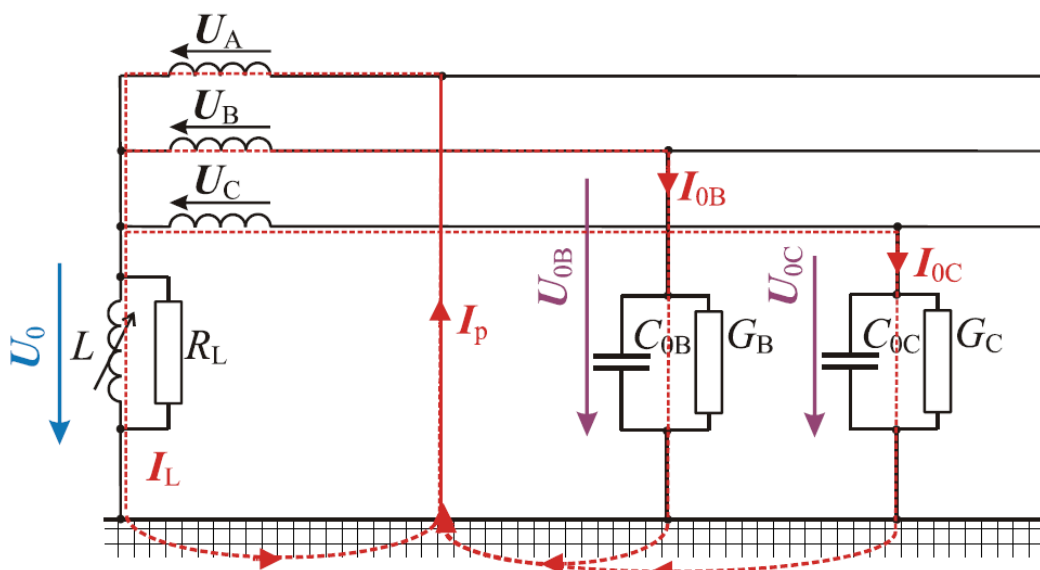
Obrázek 3 – Znáznornění VN soustavy uzemněné přes odporník v okamžiku zkratu, převzato z [4]

Výhodou a zároveň i v jistém slova smyslu nevýhodou je okamžité vypnutí (nejdéle do 5 s) všech zemních poruch. K tomu musí dojít i kvůli tepelným účinkům vysokých kapacitních proudů, které by mohly poškodit vedení. U kabelových sítí tohoto typu téměř nedochází k již zmíněným vícenásobným poruchám, na druhou stranu je však prodloužena doba přerušení dodávky elektrické energie zákazníkovi, v případě, že neuvažujeme automatické prvky izolace poruchy. [11]

2.2.4 Kompenzované sítě

Nepřímé spojení uzlu transformátoru VVN/VN může být a také často bývá realizováno pomocí tzv. zhášecí tlumivky. Tento prvek dokáže kompenzovat kapacitní zemní proud, díky čemuž dosahuje zbytkový poruchový proud 3 - 10 % původního kapacitního proudu. Mechanismus lze vysvětlit na základě opačných vektorů proudu procházejících cívkou a kondenzátorem. Cívku zde představuje tlumivka a pomyslný proud kondenzátorem odpovídá kapacitnímu proudu. Pokud bychom vektorově sečetli čistě induktivní a čistě kapacitní proud o stejné velikosti, výsledný proud by byl nulový. A právě tento výsledný proud představuje zbytkový poruchový proud, který chceme omezit na minimum. Jinými slovy lze tedy říci, že pro dosažení co nejvyšší kompenzace je nutné se maximálně přiblížit induktivním proudem, co do velikosti, proudu kapacitnímu. Jak již bylo řečeno v předchozích podkapitolách, kapacitní poruchový proud je závislý na parametrech sítě, a tudíž jeho velikost nemůžeme měnit dle libosti. Vzhledem k tomuto je tedy nutné nastavit vhodnou velikost proudu induktivního (kompenzačního). Tomuto procesu se říká ladění tlumivky. Samotné tlumivky se pak nazývají rezonanční nebo Petersenovy dle vynálezce. Dokonalá kompenzace není v praxi možná vzhledem k parazitním činným složkám proudů. Na území ČR je používána téměř vždy centralizovaná kompenzace, kdy je pro danou oblast využita pouze jedna tlumivka. Existují ovšem i propojené úseky sítě, kde pracuje více tlumivek v paralelním režimu. Ladění do paralelní rezonance s celkovou kapacitou provozované sítě obstarává vhodná automatika. [4, 6]

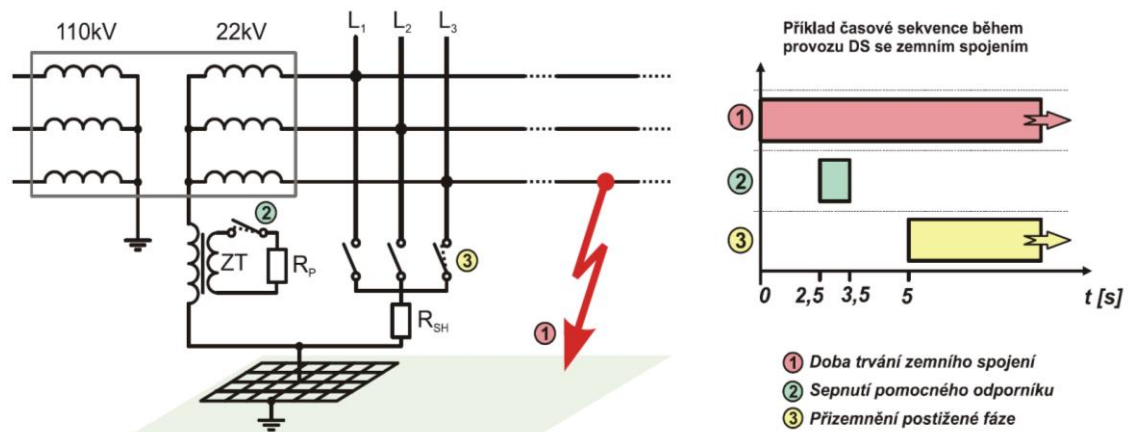
Kompenzované sítě je možné, v případě dostatečně nízkého zbytkového poruchového proudu, provozovat až do odstranění příčiny poruchy. Díky tomu lze výrazným způsobem snížit dobu přerušování dodávky elektrické energie a zlepšit tak hodnoty ukazatelů nepřetržitosti. Kompenzované sítě je možno provozovat až do hodnoty kapacitního proudu 100 A pro venkovní vedení, 300 A pro smíšené a 450 A pro kabelové sítě. [4] Další výhodou představuje nízké krokové napětí a obvyklé samozhášení obloukových poruch způsobené právě nízkým zbytkovým poruchovým proudem. Na druhou stranu je nutné zmínit i nevýhody. Mezi ty hlavní patří namáhání zdravých fází sdruženým napětím, což může způsobit zejména u starších kabelových sítí proražení izolace a další vícenásobné poruchy. Dále je to vysoká cena samotných tlumivek (dimenzují se na vyšší výkon než je aktuálně potřeba - výkonová rezerva), nutnost udržování vyladěného stavu a také obtížnější indikace a lokalizace poruch. Následující obrázek znázorňuje toky kapacitních proudů (I_{OB} , I_{OC}), induktivního (I_L) a výsledného poruchového proudu (I_p) v kompenzované síti při jednofázové zemní poruše.



Obrázek 4 – Rozložení proudů VN soustavy uzemněné přes tlumivku při 1f zemním spojení, převzato z [4]

Zmíněná obtížnější indikace souvisí s dalším technickým řešením, které bych rád zmínil. Nejprve se ale pojdme blíže podívat na důvod komplikací. Při uvažování ideální kompenzace zemního proudu kapacitního charakteru, je výsledný poruchový proud dán pouze činnou složkou celkového svodového proudu soustavy. Tento proud odpovídá fázorovému součtu proudů procházejících přes konduktanci tlumivky a konduktance jednotlivých fází celého systému. Za předpokladu kovového zemního spojení lze ovšem svodové i kapacitní proudy postižené fáze zanedbat, a tudíž je výsledná činná složka poruchového proudu velmi malá. Na základě porovnání činných složek netočivého proudu může docházet v příslušné rozvodně k určení postiženého vývodu a právě vzhledem k nízké hodnotě poruchového proudu hrozí omezení spolehlivosti této metody. Naštěstí existuje poměrně snadné řešení této situace. To spočívá v připojení pomocného odporníku k tlumivce, který po připojení dostatečně navýší činnou složku poruchového proudu a pomůže tak zemním ochranám vyhodnocovat poruchy.[4]

V mnoha případech dochází v kompenzovaných sítích k uhasnutí oblouku zemního spojení samovolně. Pokud se tak ovšem nestane, hrozí v místě poruchy riziko úrazu vlivem nebezpečného dotykového či krokového napětí. Aby se tomuto stavu předešlo, existuje mechanismus tzv. šentování. Ten spočívá v přizemnění postižené fáze, díky čemuž vznikne paralelní cesta pro poruchový proud, který je následně přerozdělen. Odpor tohoto dočasného zemnění je velmi malý (z pravidla menší, než odpor oblouku v místě poruchy), a proto dojde k jakémusi přenesení toku tohoto proudu přímo do rozvodny. [4] Na následujícím obrázku je zobrazena konkrétní realizace pomocného odporníku a zmíněného šentování včetně příkladu možné časové sekvence.



Obrázek 5 - Realizace pomocného odporníku a šentování v kompenzované síti - převzato z [4]

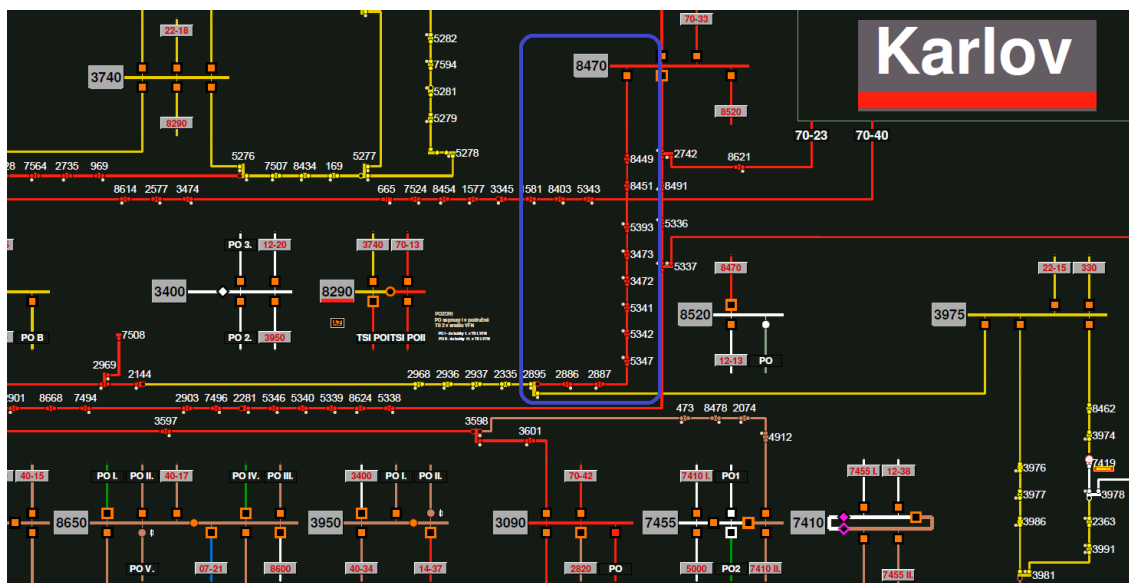
3 Opatření pro zlepšení kvality dodávky elektrické energie

V této kapitole se budu věnovat již konkrétním změnám, které lze realizovat na území PREdistribuce. Výsledkem těchto opatření by mělo být zlepšení kvality dodávky elektrické energie a to především snížením, dříve popsanych, hodnot ukazatelů nepřetržitosti. Dále je třeba říci, že níže uvedené návrhy změn jsou zaměřeny na neplánovaná přerušení a to především v důsledku poruch. Tomuto je uzpůsobeno i hodnocení jednotlivých variant.

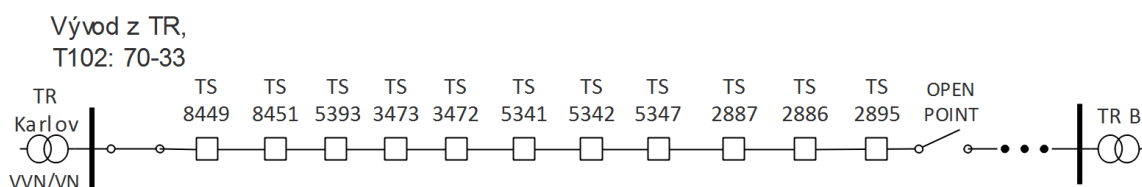
3.1 Specifikace úlohy

Síť provozovaná společností PREdistribuce obsluhuje značné množství zákazníků na území města Rožtoky a především hlavního města Prahy, rozděleného do 114 katastrálních celků. Tato DS tedy obsahuje velký počet prvků, jako například distribučních transformačních stanic (dTS), rozvodných stanic (RS) a dalších komponent. Vzhledem k tomuto faktu, by bylo velice náročné navrhnout a popsat detailní opatření pro celou distribuční síť. Tato úloha by vyžadovala velmi komplexní algoritizaci za využití pokročilého softwaru či programovacích jazyků. Enormní náročnost této metody lze ovšem do jisté míry obejít „opačným“ postupem. Ten spočívá v optimalizaci typizovaného úseku vedení a následném rozšíření vybraných metod a postupů na celou zvolenou oblast. Právě toto řešení jsem po konzultaci využil i v této práci.

Jako zmíněný typizovaný úsek bylo vybráno jedno vedení v městské části Karlov a dále jedno v Zbraslavi. Vybrané úseky jsou dva, z důvodu reprezentace odlišných okolních podmínek. Karlov je představitelem typické oblasti v centru města, s vysokou hustotou osídlení, zastavěné plochy i zasítování, zatímco Zbraslav reprezentuje spíše okrajové části Prahy. Na následujících obrázcích jsou zachyceny části distribuční sítě ze zmíněných oblastí. Složitost a obsáhlost je touto grafickou formou zcela jasně demonstrována. Linky značí vedení VN a jejich různé barvy poté rozlišují místo, ze kterého je toto vedení napájeno. Očíslované značky ve schématu znázorňují jednotlivé distribuční transformační či rozvodné stanice.



Obrázek 8 – Výřez ze schématu distribuční sítě - Karlov



Obrázek 9 – Schéma zvoleného vývodu rozvodny Karlov

Samotná analýza možných opatření a jejich přínosu z hlediska snížení ukazatelů nepřetržitosti bude probíhat dle následujícího scénáře. Nejprve provedu simulaci náhodných poruch, respektive místa výskytu a dále simulaci význačných dob trvání v procesu postupné obnovy distribuce ve vybraných úsecích vedení. Na základě náhodně generovaného souboru dat určím, kolik zákazníku bude poruchou postiženo a také na jak dlouho. V dalším kroku již jen ze získaných hodnot vypočtu příslušné ukazatele, které bude možné porovnat napříč jednotlivými návrhy možných opatření. Podrobněji o výpočtu pojednám v navazující kapitole.

Při hodnocení poruchovosti a následné tvorbě možných variant pro zlepšení parametrů se mohou hodit ještě informace o stáří jednotlivých TS (více viz níže). Následující tabulka zachycuje stáří TS na vybraných vývodech. Některá políčka respektive počty let provozu obsahují dvě čísla oddělena lomítky. V tomto případě došlo na příslušné TS k rekonstrukci, a právě hodnota za lomítkem vyjadřuje počet uplynulých let od tohoto významného technického zásahu.

Karlovy Vary		Zbraslav	
Číslo TS	STÁŘÍ	Číslo TS	STÁŘÍ
8449	17	5595	5
8451	17	5558	11
5393	28	475	29/4
3473	38/8	5303	14
3472	38/9	5401	12
5341	35	4366	36/7
5342	27	4314	20
5347	32	5314	12
2887	43/4	4373	52/13
2886	43/14	191	28
2895	42/4	-	-

Tabulka 4 – Stáří TS ve vybraných úsecích vedení

3.2 Implementace "smart" prvků

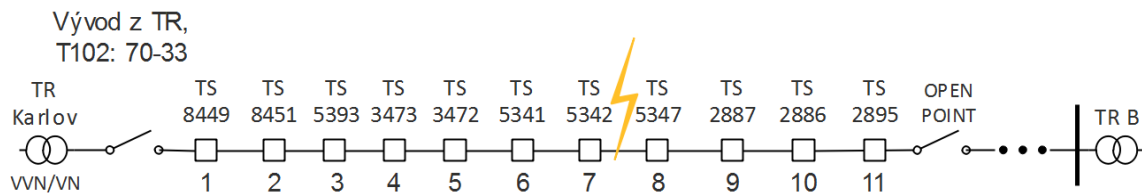
V současné době jsme chytrými, tedy „smart“ zařízeními, prvky a řešeními obklopeni, jak se říká, téměř na každém kroku. Pomocí mobilního telefonu lze, s trochou nadsázky řečeno, ovládat většinu spotřebičů v domácnosti a nové technologie postupně pronikají do veškerých oblastí našeho života. Energetika není výjimkou.

Koncepce „ Smart Grids“, tedy chytrých sítí, je již v dnešní době především na teoretické bázi tak rozvinuta, že hlubší zabřednutí do této problematiky by zcela jistě vystačilo na samostatnou publikaci. V této pasáži se tedy zaměřím pouze na relativně stručný popis základní myšlenky implementace smart prvků, tzv. **pochytrnění**, které přispěje ke zvýšení kvality dodávky elektrické energie. Jedná se zároveň o první navržené opatření. Pokud zde píšete o chytrých prvcích, mám na mysli především dálkově ovládané odpínače (či vypínače) a také indikátory zkratových proudů, které jsou schopny komunikovat například s dispečerským řízením. Abych ovšem mohl popsat konkrétní přínos, bylo by vhodné, nejprve alespoň nastínit současný postup a sled událostí v případě mimořádné události potažmo poruchy. Nejlépe lze objasnit celý mechanismus na konkrétní situaci.

3.2.1 Proces obnovy bez chytrých prvků

Uvažujme poruchu v distribuční síti PREdistribuce. První v takovém případě zafungují automatické ochrany, které vypnou daný vývod. Obecně mohou tyto ochrany indikovat a vypnout pouze jednu fázi nebo i všechny. Dále bych rád zmínil automatiku opětovného zapínání, která se využívá u venkovního vedení (ve VN síti PREdistribuce tvoří venkovní vedení pouze 3 %) pro eliminaci přechodných poruch. Po určitém čase po poruše, tato automatika vývod opět sepne, a pokud úsek vedení již nevykazuje známky poruchy, není třeba dále znovu odpojovat zákazníky. V opačné situaci, tedy v případě trvání poruchového stavu, musí být vývod odpojen a zahájen proces opravy a obnovy. Těchto trvalých stavů je na území Prahy více než 99%, a proto ty přechodné nebudou dále uvažovat. Řekněme tedy, že nastala porucha na

vybraném vývodu náležící rozvodně Karlov dle následujícího schématu. (Pro jednoduchost jsem ještě očísloval jednotlivé TS od 1 do 11)



Obrázek 10 – Schéma vývodu postiženého poruchou

V okamžiku, kdy je zjištěna porucha a dojde k automatickému odpojení vývodu, dispečer vysílá poruchou četou. Ta má za úkol určit místo této události a následně odstranit příčinu, popřípadě opravit poškozenou část vedení. Ještě je třeba říci, že u veškerých TS uvažují osazení indikátory zkratových proudů IZP, které zjednodušeně řečeno zobrazí, zda daným místem protekl zkratový proud či nikoli, čehož se využívá při zmíněné lokalizaci poruchy. Četa při tomto vymezení pracuje metodou tzv. půlení intervalu. Ta v praxi vypadá následovně. Analyzovanému vývodu náleží 11 TS. Trafostanice ležící v polovině je tedy TS číslo 6. Dle IZP četa zjistí, že daným TS protekl zkratový proud, tudíž porucha nastala dále na vedení. Opět tedy dojde k půlení pomyslného intervalu (TS 6 až TS 11). Nyní se četa zastaví v TS 8, kde již ovšem IZP nevykazuje průchod poruchového proudu a musí se tedy vrátit. Poslední zastávka nutná pro lokalizaci je TS 7, kde může četa konečně s jistotou určit místo poruchy a tuto oblast následně vymezit pomocí odpínačů. Do této chvíle jsou všichni zákazníci v daném úseku vedení odpojeni, a až po vymezení lze opět připojit daný vývod. V tu chvíli dojde k obnovení distribuce pouze u zákazníků připojených k TS 1 – TS 7. Ostatní musí ještě vyčkat příjezdu poruchové čety do místa „open point“ a až po připojení záložního napájení z jiného vývodu dojde k obnovení dodávky elektřiny i u nich. Celý tento proces může trvat řádově až desítky minut a prostor pro zlepšení je tedy více než patrný.

3.2.2 Proces obnovy po implementaci „smart“ prvků

Uvažujme nyní obdobný případ, avšak s využitím chytrých prvků. V ideálním případě bychom osadili veškeré TS dálkovým indikátorem zkratového proudu (DIZP) a dálkově ovládanými odpínači (DO). V takovém případě by dispečer ihned viděl, na kterém úseku vývodu nastala porucha, a současně by během několika málo chvil tuto oblast dálkově vymanipuloval a opět připojil příslušné zákazníky. Tento přístup je ovšem z ekonomického hlediska, vzhledem k nákladům na chytré prvky, v současné době nereálný. Otázkou tedy zůstává, do jaké míry distribuční síť „pochytit“. Vzhledem k využívané metodě půlení intervalu, budu dále uvažovat s DIZP a DO právě v polovině vývodu. Každý první výjezd čety směřuje totiž právě tam, a díky implementaci dálkových prvků tak bude tento krok vždy ušetřen. Pokud obsahuje vývod sudý počet TS, vyberu z dané dvojice stanic tu starší, protože je u ní vyšší pravděpodobnost výskytu

poruchy. Jako další pochytřené místo jsem zvolil open point, čímž je docíleno snížení doby odpojení zákazníků, kteří čekají na dočasné připojení ze záložního (jiného) vývodu. Mohl bych pokračovat dále, avšak tyto nahrazené chytré prvky budou vždy nejvíce využity, a proto budu počítat dále pouze s nimi. Tento popis se týká zvolených vývodů Karlov a Zbraslav. V případě hodnocení vývodu s odlišným počtem TS, by se umístění chytrých prvků řídilo dle níže uvedené tabulky. Pokud bychom tedy kupříkladu analyzovali větev vývodu s 16 TS, chytré prvky by se umístili do TS číslo 6 a 11. Při sudém počtu TS ve větvi se scénář pochytření, opět řídí stářím stanic, viz výše.

Počet TS ve větvi	Umístění pochytřených TS
≤ 4	žádné
$< 5; 12 >$	v polovině větve
$< 13; 16 >$	ve třetinách větve
≥ 17	ve čtvrtinách větve

Tabulka 5 – Scénář umístování „pochytřených“ TS

Pro úplnost ještě doplním, že v případě zvoleného vývodu náležícímu rozvodně Karlov, budu tedy konkrétně uvažovat s pochytřením vícesměrové TS číslo 2895 (open point) a dále TS 5341. U větve vývodu Zbraslav se jedná o TS vícesměrovou TS 191 (open point) a TS 5401, která je při uvážení rekonstrukce „starší“ než TS 4366.

Rozšířením tohoto modelu umístování dálkově ovládaných prvků na celou síť, by mělo mít přibližně stejný dopad na ovlivnění spolehlivosti dodávky ve všech větvích. Důvod je poměrně prostý. Pokud totiž rozmístím tyto chytré prvky do zhruba stejných vzdáleností (co do počtu mezilehlých dTS), docílím obdobného ovlivnění u libovolně dlouhého vývodu. Na základě tohoto tvrzení mohu tedy dále pracovat se dvěma vybranými vývody, jakožto „reprezentativním vzorkem“.

V neposlední řadě se vrátím k popsání práce dispečera. Ten má ve vztahu k poruchovým událostem za úkol, vymanipulovat poruchu například prostřednictvím dálkových odpínačů. Tuto jeho funkci však může převzít i vhodná řídicí automatika. Jedná se v podstatě o implementaci nových algoritmů do užívaného softwaru. Tomuto řešení, kdy je zmíněný systém již zahrnut v řízení sítě a poruchy se vymanipulovávají automaticky, se říká **self-healing** (jakési „samo uzdravení“ sítě). Náhrada této dispečerské role samozřejmě obnáší také jisté náklady, a proto samotnou výhodnost ověřím v jedné z následujících kapitol.

3.3 Změna způsobu provozování soustavy

Dalším navrženým opatřením, jak již název napovídá, je přechod ze současného provozu sítě s uzemněným uzlem přes odporník na síť kompenzovanou, neboli na síť s uzemněným uzlem přes tlumivku. Součástí této významné změny je důkladná příprava

zahrnující vypracování projektové dokumentace, úpravu řídicího systému, potřebné stavební úpravy a další.

Jak již bylo v předešlé kapitole zmíněno, hlavní předností nasazení kompenzované sítě je možnost jejího provozu i během jednofázové poruchy – zemního spojení. Na rozdíl od soustavy s uzemněným uzlem přes odporník, kdy poruchová četa lokalizuje místo poruchy, zatímco jsou zákazníci odpojeni od dodávky elektrické energie, v kompenzované síti lze tento proces absolvovat za provozu, tudíž bez odpojení odběratelů. Tím jsou tedy mimo jiné i sníženy hodnoty ukazatelů nepřetržitosti dodávky elektrické energie. Řádově lze síť v tomto „nouzovém“ režimu provozovat několik hodin, avšak po konzultaci se svým vedoucím práce budu dále uvažovat hodiny dvě. Předmětem dalších úvah a výpočtů bude tedy snaha o zodpovězení otázky výhodnosti této varianty. Zda-li úspory plynoucí z této změny, vyrovnají vysoké pořizovací náklady, objasní až následující kapitola.

V rámci tohoto opatření je však nutné ještě připomenout rizika spojená s vícenásobnými poruchami. Ta jsou zapříčiněna zvýšenou hodnotou napětí na nepostižených fázích při provozu během zemního spojení. Toto napětí může dosáhnout až hodnoty napětí sdruženého, s čímž souvisí reálná hrozba pro izolaci především starších kabelů. Proražení této izolace a další vícenásobné poruchy budou tedy dále také zohledněny. V těchto případech již však dochází k vypnutí celého vývodu a síť tak ztrácí svoji hlavní výhodu. Konkrétní ovlivnění výpočtů bude uvedeno v následujících kapitolách.

3.4 Kombinace předchozích opatření

Další možností, jak vylepšit respektive snížit již dobře známé ukazatele nepřetržitosti, je jednoduše zkombinovat předchozí popsaná opatření. V tomto případě budu tedy uvažovat kompenzovanou síť s chytrými prvky. Na první pohled by se mohlo zdát, že urychlení procesu obnovy smart komponenty je zbytečné, jestliže mohou provozovat síť za provozu. Význam zrychlení vymezení poruchy však spočívá také ve snížení namáhání zdravých fází respektive zkrácení doby, po kterou jsou tyto vodiče vystaveny zvýšenému napětí. Díky tomu jsou i zmíněná rizika nižší. Pokud dojde navíc k poruše na více než jedné fázi, ani kompenzovaná síť nelze dále provozovat a dálkově ovládané či monitorované prvky tak zaujmou stejné místo (funkci), jakou mají v síti s uzemněným uzlem přes odporník. Náklady na realizaci této varianty budou logicky nejvyšší, avšak přínos plynoucí ze změny by také měl být nejvýznamnější. Učinění závěrů je však v tuto chvíli předčasné, a proto je nutné počkat na závěrečnou ekonomickou analýzu.

4 Vliv vybraných opatření na ukazatele nepřetržitosti dodávky elektrické energie

Proces obnovy dodávky elektrické energie, stejně jako mechanismy a principy navržených opatření, jsem již popsal výše. Jaký konkrétní přínos ovšem tyto změny představují, ve vztahu k ukazatelům nepřetržitosti, rozepíši až v této kapitole. Dále se také pokusím objasnit postup jednotlivých výpočtů a předložit výčet předpokladů popřípadě zjednodušení.

4.1 Sestavení hodnotícího modelu

Navržený hodnotící model vychází z myšlenky zjištění procentuálního zlepšení ukazatelů nepřetržitosti pro jednotlivá navržená opatření na vývodech Karlov a Zbraslav a následném rozšíření získaných výsledků na podmínky celé distribuční sítě PREDistribuce. Základem tohoto modelu je simulace poruchových událostí, provedena zvláště pro každý analyzovaný vývod. Jako výchozí mechanismus simulace jsem využil metodu Monte Carlo. Ta umožňuje zohlednění a zpracování reálného výskytu poruch v síti, který se navenek chová jako náhodný proces. Celá tato komplexní úloha lze rozložit do několika fází respektive „podúloh“ a pro lepší přehlednost si dovoluji toto rozčlenění využít i zde.

4.1.1 Simulace význačných dob v procesu obnovy

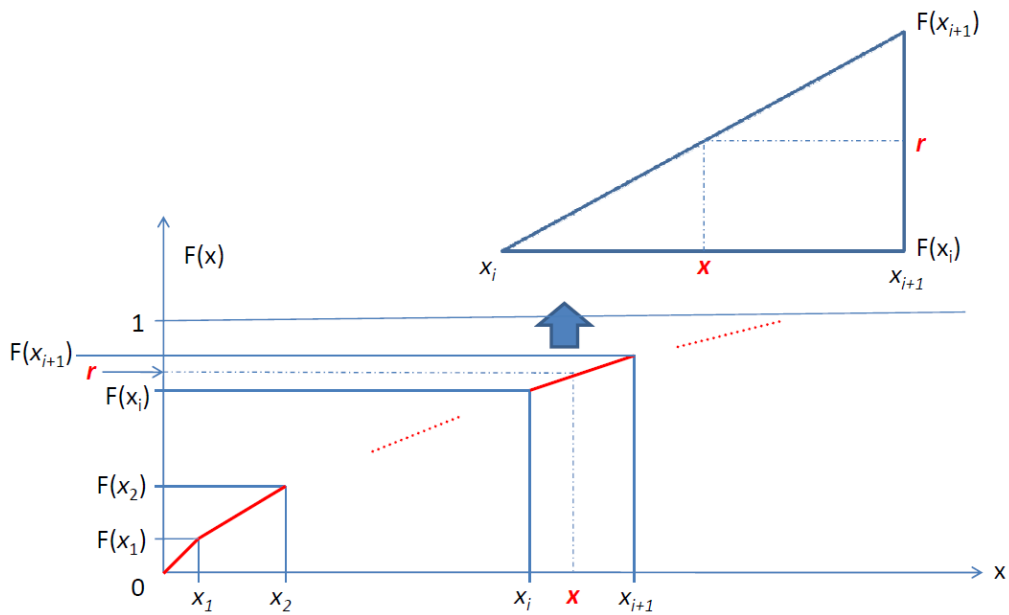
Abych mohl posoudit zlepšení ukazatelů nepřetržitosti, je třeba zjistit, o jaký časový úsek se zkrátí samotný proces obnovy distribuce po poruchové události, při realizaci navržených opatření. Každá porucha a každý výjezd poruchové čety je odlišný, avšak pokud zavedeme určité charakteristické (význačné) doby, lze již daný proces z časového hlediska snáze a obecněji popsat. Tyto doby představují určité zjednodušení reálného procesu. Díky tomuto časovému rozčlenění mohou také lépe využít historická data o poruchách a zároveň analyzovat jednotlivé klíčové momenty procesu. Pro účely této simulace (a zároveň v praxi používané) jsem zavedl zmíněné význačné doby tyto:

- t_{dm} – doba trvání dálkových manipulací k vymezení poruchy prostřednictvím dispečinku
- t_{dm_a} – doba trvání dálkových manipulací k vymezení poruchy prostřednictvím vhodné automatiky, zde pevně nastavena na 1 minutu
- t_{rm} – doba trvání ručních manipulací k vymezení je dána součtem doby trvání první ruční manipulace pro vymezení t_{rm1} a doby trvání následných ručních manipulací pro vymezení t_{rm2}
- t_{dmo} – doba trvání dálkových manipulací pro obnovu představuje časový interval od vymezení poruchy do obnovy distribuce pomocí dálkových manipulací a pro potřeby této simulace byla hodnota t_{dmo} pevně nastavena na 1 minutu

- t_{rmo} – doba trvání ručních manipulací pro obnovu odpovídá významem předchozí význačné době, avšak zde se uvažují místo dálkových manipulací ruční
- t_{po} – doba trvání do plné obnovy distribuce se týká poruch přímo v TS, protože při poruše na vedení dojde k obnovení distribuce nejpozději po ruční obnově (t_{rmo}) a tudíž je t_{po} pro vedení vždy rovno nule

Na základě historických údajů, přesněji výkazech o poruchách lze získat soubor dat, který obsahuje časy popřípadě jejich četnosti zmíněných charakteristických dob trvání. Ty lze jednoduše transformovat do křivky distribuční funkce. A právě tyto křivky mi byly poskytnuty pro potřeby simulace. Abych mohl využít metody Monte Carlo, bylo zapotřebí, sestavit jakýsi generátor náhodných nebo pseudonáhodných hodnot jednotlivých význačných dob, pracující v souladu s danými pravděpodobnostními rozděleními. Pokud bych u jednotlivých rozdělení znal typ a parametry (například, že se jedná o logaritmicko-normální rozdělení s daným průměrem a určitou směrodatnou odchylkou), mohl bych s výhodou využít funkce implementované v softwaru Excel a generování žádaných hodnot by již bylo velmi snadné. Pokud mám ovšem k dispozici pouze distribuční funkci a nikoli celý statistický soubor dat, je zapotřebí jiné metody. Tou může být například metoda inverzní funkce (transformace), kdy nechám Excel zjistit rovnici spojnice trendu (co nejvíce podobné křivce distribuční funkce) a následně spočítat příslušnou inverzní funkci. Avšak ani tento postup se neukázal jako optimální, protože samotný výpočet inverzní funkce spojnice trendu, které může odpovídat například polynom pátého stupně, se stává prakticky neřešitelnou úlohou.

Pro dosažení požadovaného řešení jsem tedy musel využít zcela jiný postup, tzv. **tabulkovou metodu**. Tato metoda je sice pracnější, než dvě předchozí zmíněné, ovšem díky svým vlastnostem, je vhodná pro empirické distribuční funkce. Zároveň dokáže pracovat s dostatečnou přesností, a proto jsem ji využil i v této simulaci. Základní algoritmus spočívá ve vytvoření tabulky, která je naplněna souřadnicemi rovnoměrně rozložených bodů žádané distribuční funkce. Každé takovéto dva sousední body jsou posléze propojeny lineární funkcí. K získání plynulého průběhu výsledné funkce je třeba, aby tabulka obsahovala dostatečné množství jednotlivých bodů. Pro lepší názornost použiji pro popis algoritmu zmíněné lineární aproximace obrázek, viz níže a k němu se vážící následující matematické rovnice.



Obrázek 11 – Lineární aproximace u tabulkové metody – Převzato z [12]

Z podobnosti trojúhelníků plyne:

$$\frac{x-x_i}{r-F(x_i)} = \frac{x_{i+1}-x_i}{F(x_{i+1})-F(x_i)} \quad (10)$$

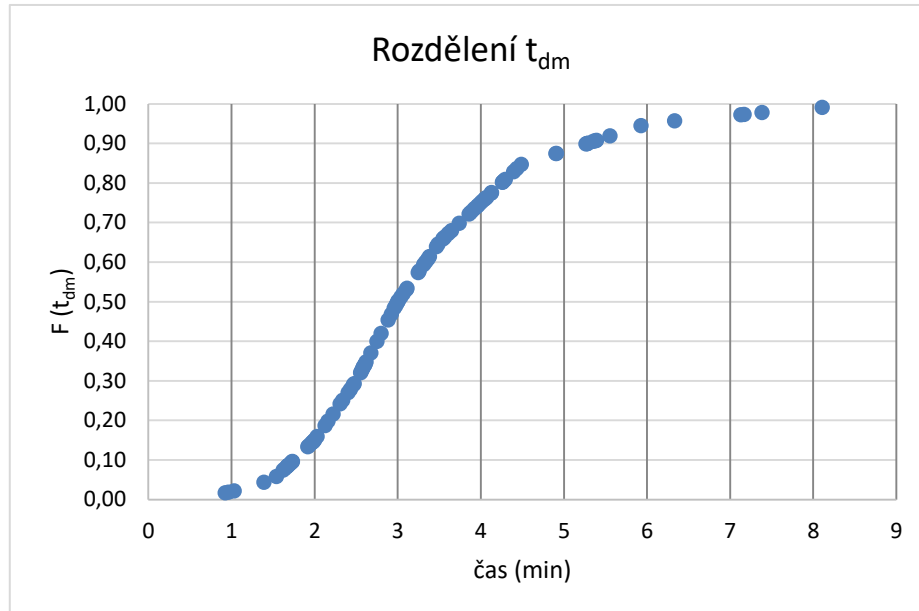
Po úpravách dostaneme rovnici,

$$x = x_i + [r - F(x_i)] * \frac{x_{i+1}-x_i}{F(x_{i+1})-F(x_i)} \quad (11)$$

kde x představuje náhodné číslo z daného simulovaného rozdělení,
 r náhodné číslo s rovnoměrným rozdělením z intervalu $\langle 0; 1 \rangle$,
 $F(x)$ funkční hodnotu příslušného náhodného čísla x ,
 i index neboli pořadí příslušné náhodné hodnoty.

Za využití funkcí softwaru Excel, konkrétně INDEX, SVYHLEDAT, POZVYHLEDAT či vestavěného generátoru pseudonáhodných čísel r (NÁHČÍSLO) jsem dále schopen získat libovolný počet význačných dob trvání, náležící historicky podloženým distribučním funkcím. Tento postup jsem aplikoval na všechny zmíněné doby trvání. Na následujícím grafu je zobrazeno rozdělení doby dálkových manipulací k vymezení poruchy t_{dm} pro 100 náhodně generovaných hodnot. Při každé aktualizaci listu v Excelu dojde zároveň ke změně hodnot

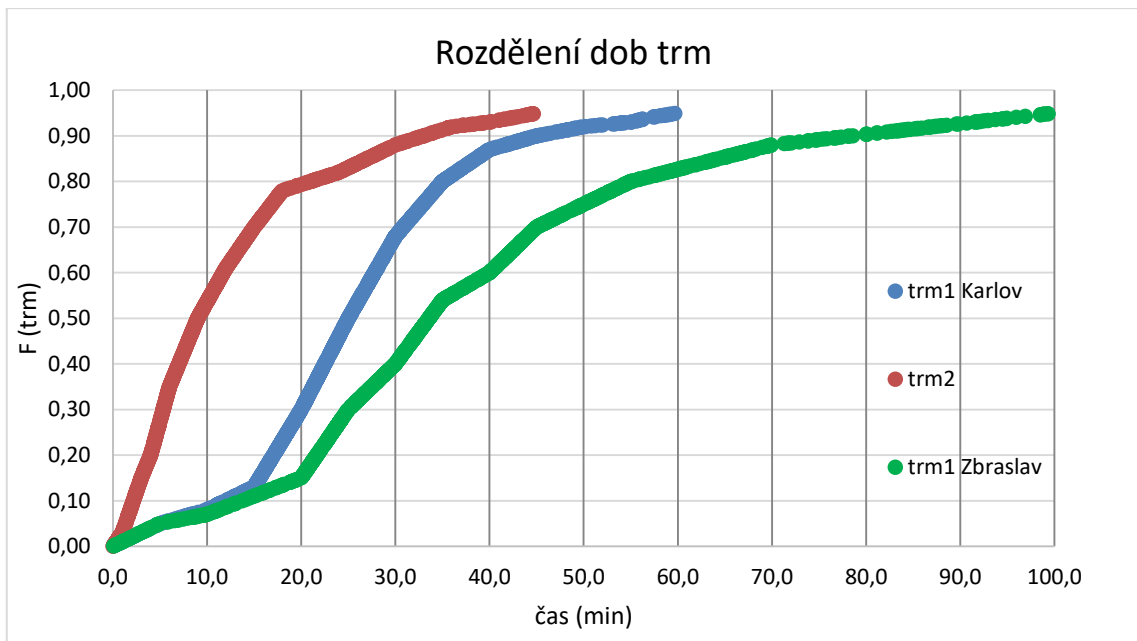
a tedy i grafu. Pravděpodobnostní tabulkové rozdělení je však vždy zachováno. Například zde se 50 % hodnot vždy vejde do 3 minut, což představuje průměrnou reakci dispečera na poruchový stav.



Graf 4 – Ukázka rozdělení doby dálkových manipulací k vymezení poruchy pro 100 hodnot

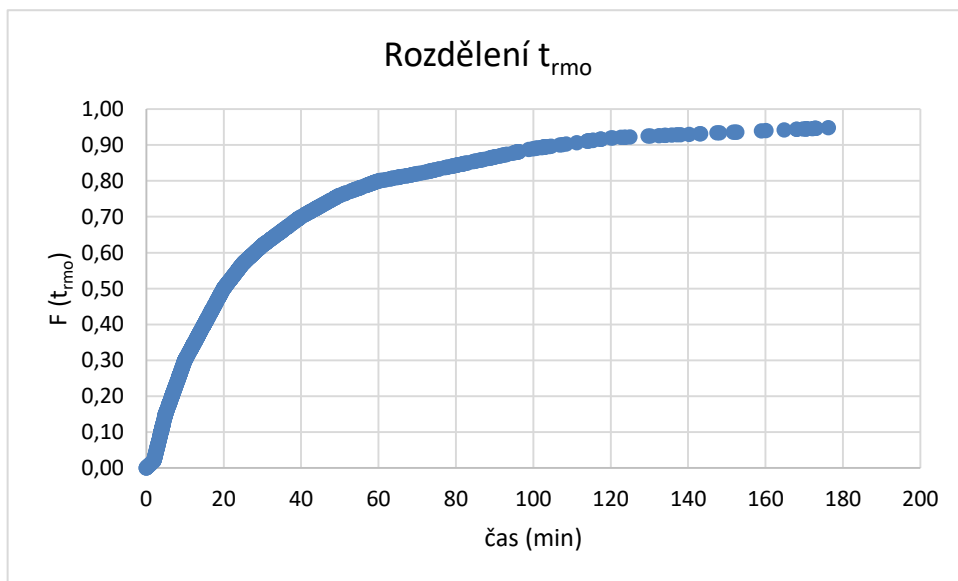
Každá význačná doba trvání je generována na základě různých r , čili více funkcí Excelu NÁHČÍSLO a je tedy na ostatních význačných dobách zcela nezávislá. Jinými slovy, pokud například dojde k vygenerování krátké doby t_{dm} (rychlé odezvy dispečera), doba ručních manipulací pro vymezení t_{rm} může bez problému nabýt hodnot naopak vyšších. Tato nezávislost dává dobrý smysl i v praxi, protože pohotovost dispečera zkrátka nezávisí na rychlosti vymezení poruchy zásahovou četou apod.

Zastavme se nyní právě u doby vymezení poruchy. Ta je do jisté míry ovlivněna dobou dojezdu poruchové čety do příslušného katastru. Vybraný Karlov se v tomto směru významně liší od Zbraslavi a je tedy třeba tuto skutečnost v simulaci zohlednit. Karlov se řadí do katastrů s nejkratší dobou dojezdu konkrétně menší než 15 min, zatímco Zbraslav je představitelem naopak katastrů s dobou dojezdu nejdelší (více než 25 min). Z historických dat vyplývá, že tyto odlišnosti mají vliv na doby trvání první ruční manipulace pro vymezení t_{rm1} . Doby trvání následných ručních manipulací pro vymezení t_{rm2} lze pro všechny územní celky popsat pouze jednou distribuční funkcí jen s minimálními nepřesnostmi. Počet katastrů s nejkratší dobou dojezdu rámcově odpovídá počtu celků s dobou dojezdu nejvyšší, a proto v této simulaci zavádím následující zjednodušení. Kalkuluji totiž s tím, že kombinací výstupů ze samostatné simulace pro Karlov a Zbraslav dostanu jakési průměrné výsledky, které je možno aplikovat na celé území obsluhované společností PREdistribuce. Níže uvedené „křivky“ představují empirické distribuční funkce a jsou složeny z bodů respektive náhodně generovaných hodnot význačných dob trvání v procesu obnovy distribuce.

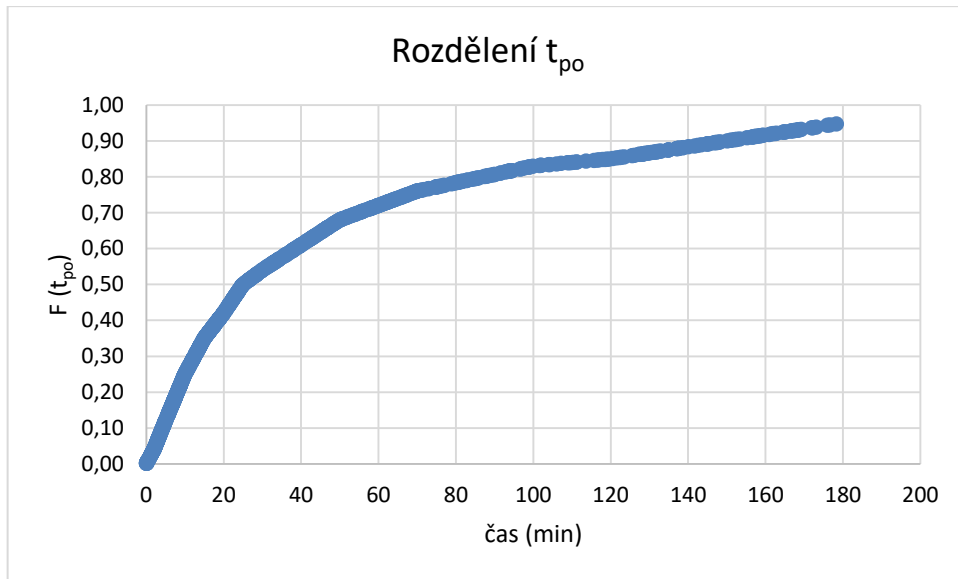


Graf 5 - Rozdělení dob ručního vymezení poruchy pro 1000 hodnot

U tohoto výše uvedeného bodového grafu ještě upozorním na skutečnost, že navýšení počtu generovaných hodnot z daného rozdělení na 1000, oproti předchozím 100 zajistí vyhlazení a jakousi zdánlivou spojitost křivky vzniklé ze zmíněných bodů. Zde je tedy vidět výsledek tabulkové metody. Stejný postup generování pseudonáhodných hodnot, dle historicky podložených distribučních funkcí, jsem dále aplikoval pro doby t_{rmo} a t_{po} , jejichž rozdělení si již dovoluji uvést bez dalšího komentáře.



Graf 6 – Rozdělení doby ručních manipulací pro obnovu pro 1000 hodnot

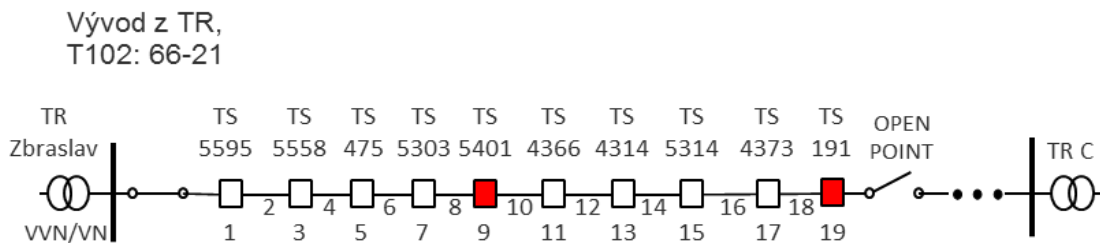


Graf 7 - Rozdělení doby do plné obnovy distribuce pro 1000 hodnot

Výše jsem již tedy uvedl veškerá použitá rozdělení významných dob trvání v procesu obnovy distribuce elektrické energie. Tyto „bodové křivky“ respektive náhodně generované časy mi dále poslouží jako základní vstupy (parametry) pro jednotlivé poruchy, jejichž simulaci detailně popíši v následující kapitole.

4.1.2 Simulace poruchových událostí

Simulaci poruchových událostí jsem zpracoval samostatně pro vybraný vývod v oblasti Karlov i Zbraslav, avšak princip řešení je pro obě naprosto shodný. Celý mechanismus se pokusím popsat například na vývodu 66-21 z TR, T102 (Zbraslav). Pro lepší přehlednost jsem si tento vývod opět překreslil do schematického zobrazení a jednotlivé úseky vedení a TS po řadě očísloval, viz níže. Dále jsem červeně označil ty TS, které mají být vybaveny chytrými prvky a to v souladu s již uvedeným scénářem „pochytrání“.



Obrázek 12 – Schéma vývodu Zbraslav označeného pro účely simulace

Simulace začíná generováním náhodného místa poruchy. To je zajištěno pomocí funkce Excelu RANDBETWEEN, která v tomto případě generuje pseudonáhodné celočíselné hodnoty od 1 do 19. Tato čísla odpovídají značení úseků vedení a TS ze schématu. Zde se dostávám k předpokladu rovnoměrného rozložení poruch na vedení i TS. V reálné situaci samozřejmě záleží na mnoha aspektech, jako například stáří kabelu, jeho zatížení, místě uložení a další. Simulační model zahrnující všechna tato fakta, by však bylo prakticky nemožné realizovat. Jistá část poruch je navíc způsobena lidským faktorem, který zkrátka nelze předvídat. Vzhledem k ambicím rozšíření získaných výsledků na podmínky celé distribuční sítě, se rovnoměrné rozdělení poruch na úsecích vedení jeví jako ne zcela přesné, avšak zde velmi dobře přijatelné. Co se týče poruchovosti TS, vyžádal jsem si statistické záznamy, ze kterých jsem zkonstruoval graf závislosti poruchovosti TS na jeho stáří. Z těchto grafických výsledků vyplývá, že poruchovost se stářím pochopitelně roste, absolutní míra je ovšem tak malá, že i v tomto případě se podle mého názoru při aplikaci rovnoměrného rozložení poruch, nedopouštím zásadního či nepřijatelného zjednodušení.

Dalším krokem v simulaci je přiřazení počtu postižených zákazníků v závislosti na místě vzniku poruchy. Je třeba také určit čas, po který budou tito odběratelé odpojeni od dodávky elektrické energie. K tomuto účelu jsem si vytvořil kategorie jakýchsi typů postižení zákazníka. Ty obsahují všechny reálné kombinace (součty) význačných dob v procesu obnovy distribuce po poruše. Díky tomuto rozčlenění nemusím popisovat všechny možné poruchové stavy zvlášť (dle místa vzniku), nýbrž je mohu seskupit dle určitých charakteristických vlastností. V následující tabulce jsou zmíněné typy postižení přehledně zobrazeny.

Typ postižení a odpovídající doba přerušení dodávky elektřiny					
A	B	C	D	E	F
t_{dm}	$t_{dm} + t_{rm} + t_{dmo}$	$t_{dm} + t_{rm} + t_{dmo} + t_{rmo}$	$t_{dm} + t_{rm} + t_{dmo} + t_{rmo} + t_{po}$	$t_{dm} + t_{rm} + t_{dmo} + t_{po}$	$t_{dm} + t_{dmo} + t_{po}$

Tabulka 6 – Rozčlenění zákazníku dle doby trvání přerušení dodávky el. energie

Ukažme si logiku věci na příkladu. Uvažujme poruchu na prvku 5 (TS 475). Současný stav sítě, tedy bez chytrých prvků a s uzemněným uzlem přes odporník, koresponduje pouze se třemi typy postižení, konkrétně B, C a D. Typem B jsou postiženi zákazníci nacházející se před poruchou (ve směru od TR k místu „open point“), v tomto případě tedy odběratelé náležící TS 1 a 3 (TS 5595, TS 5558). Postižení typu C připadne na zákazníky připojené na distribuční transformační stanice vpravo od postižené TS poruchou (TS 7 – 19). Poslední typ D se již logicky bude týkat samotné zasažené transformační stanice č. 5. Aby bylo možné určit příslušné ukazatele nepřetržitosti (SAIDI, SAIFI, CAIDI) je nutné znát jednotlivé počty zákazníků pod každou distribuční TS. Tyto údaje zobrazuje pro Zbraslav i Karlov následující tabulka, kde MO značí maloodběr a VO velkoodběr.

číslo	Karlov		Zbraslav	
	dTS	počet zákazníků	dTS	počet zákazníků
1	8449	1 (VO)	5595	1 (VO)
3	8451	3 (VO)	5558	94
5	5393	1 (VO)	475	156
7	3473	144	5303	180
9	3472	31	5401	83
11	5341	133	4366	87
13	5342	242	4314	65
15	5347	226	5314	321
17	2887	697	4373	57
19	2886	697	191	136
SUMA MO		2170	1179	
SUMA VO		5	1	
Celkem (Nsjh)		2175	1180	

Tabulka 7 – Údaje o počtu zákazníků na vybraných vývodech

V tuto chvíli již tedy znám počty postižených zákazníků a zároveň jednotlivé doby přerušení náležící danému typu postižení. Z těchto informací jsem schopen vypočítat t_{sjh} (viz kapitola „Výpočet hladinových ukazatelů nepřetržitosti distribuce“) a konečně také samotný ukazatel nepřetržitosti SAIDI. Ze stejných údajů lze získat i proměnná n_{jh} , potřebná pro výpočet ukazatele SAIFI. CAIDI je již poté pouhým podílem SAIDI a SAIFI.

Aby bylo možné porovnat jednotlivá navržená opatření, je nutné, tento postup zopakovat pro všechny varianty. Algoritmus bych shrnul do následujících bodů:

- Identifikace možných typů postižení
- Kategorizace odběratelů (např. před poruchou ve směru od TR atd.)
- Vyčíslení počtu ovlivněných odběratelů a jejich přiřazení k typu postižení
- Výpočet t_{sjh} , n_{jh} a následné stanovení ukazatelů nepřetržitosti SAIDI, SAIFI, CAIDI

Dále je vhodné zmínit, že u opatření s chytrými prvky, to znamená „pochyťřená“ síť provozovaná s uzemněným uzlem či spojením přes tlumivku, jsem ještě navíc počítal s variantou, kdy dálkové vymezení místo dispečera provádí automatika. V těchto případech jsem u všech příslušných typů postižení kalkuloval s hodnotou $t_{dm_a} = 1$ min, namísto náhodně generovaných hodnot t_{dm} . Tímto nahrazením lze do určité míry zjistit vliv pohotovosti dispečera na celkové hodnoty ukazatelů nepřetržitosti.

Simulace poruch a především jejich důsledků probíhá v zásadě stejně pro všechny navržené varianty možných opatření, avšak u sítě s uzemněným uzlem přes tlumivku je potřeba předložit ještě několik faktů a předpokladů. Jak již bylo řečeno, „kompenzovanou síť“ lze provozovat pouze během jednofázových poruch. Pro simulaci je tedy nezbytně nutné vědět, jaké procento právě tomuto typu poruchy odpovídá z celkového počtu. Já jsem vycházel z poskytnutých údajů za roky 2009 – 2011, kdy průměrný podíl jednofázových poruch na hladině VN činil 47 %. V ostatních 53 % případech se síť během poruchy chová, jako kdyby měla

uzel uzemněný přes odporník. Doba, po kterou lze síť při poruše provozovat byla po dohodě s vedoucím této diplomové nastavena na 120 minut. Ještě připomenu, že poruchy, které ovlivní odběratele na méně než 3 minuty, se nezapočítávají do ukazatelů nepřetržitosti. Tento fakt jsem samozřejmě zahrnul i do diskutované simulace. Další úskalí u provozu sítě s tlumivkou spočívá v nárůstu rizika rozvinutí vícenásobných poruch, způsobených zvýšením napětí na zdravých fázích při provozu za poruchy. V simulačním modelu jsem tuto skutečnost zohlednit formou scénářů. Ty pracují se třemi variantami růstu poruch a to 20, 30 a 40 %. Jako reálný uvažuji ten prostřední, tedy výskyt následné poruchy ve 30 % případů. Výpočet je tímto ovlivněn obdobně, jako kdyby klesla uvažovaná procentuální část připadající na jednopólové poruchy.

Vzhledem k tomu, že význačné doby trvání i místa poruchy jsou založeny na náhodných vstupech, je pro každé místo poruchy a pro každý nový průběh (aktualizaci listu v Excelu) dosaženo zcela jiných hodnot ukazatelů nepřetržitosti. Aby šlo tyto hodnoty dále využít, je třeba simulaci poruchy opakovat a to do doby, než se začne průměrná hodnota ukazatele stabilizovat (konvergovat). K tomu dochází zpravidla po několika stovkách či spíše tisících průbězích. V této simulaci jsem nechal generovat 10 000 náhodných poruch, jejichž průměrné výsledky ukazatelů nepřetržitosti jsou při každém přepočtení listu již velmi stabilní. Toto opakování výpočtů je základním principem simulace **Monte Carlo**. Nevýhodou tohoto přístupu je již poměrně značná výpočetní náročnost modelu.

4.2 Zpracování výsledků simulace

V předešlých odstavcích jsem již popsal, jak sestavit simulaci Monte Carlo s mnoha tisíci řádky a nyní tedy přistoupím ke zpracování těchto dat. Klíčové údaje jsou v simulaci poruch průměrné ukazatele nepřetržitosti. Tyto hodnoty jsem seskupil pro všechny varianty navržených opatření a následně opět zprůměroval odpovídající data pro Karlov a Zbraslav. Tímto zjednodušujícím krokem jsem vytvořil jakýsi katastr s průměrnou dobou dojezdu, což s výhodou využiji při pozdějším rozšíření výsledků na celou distribuční síť. Ještě doplním, že simulace se chová, jako kdyby nastala právě jedna náhodná porucha za rok. Tento předpoklad, však v konečném důsledku nehraje zásadní roli, protože cílem není zjištění absolutních hodnot ukazatelů nepřetržitosti, nýbrž relativního zlepšení v důsledku realizace navrženého opatření. Přehled procentuálního zlepšení ukazatelů SAIDI a SAIFI pro navržené změny oproti současnému stavu sítě zachycují následující tabulky. Jen připomenu, že řádek „procentuální nárůst poruch“ odpovídá nárůstu rizika (počtu) rozvinutí následné poruchy v důsledku zvýšeného napětí na zdravých fázích při jednopólové poruše v síti s uzemněným uzlem přes tlumivku (kompenzované).

Procentuální zlepšení SAIDI vůči současnému stavu				
Procentuální nárůst poruch	0	20%	30%	40%
Pochytření	66%	-	-	-
Pochytření s automatikou	69%	-	-	-
Kompensace	44%	35%	31%	26%
Kompensace + pochyťření	82%	79%	77%	75%
Kompensace + pochyťření s automatikou	83%	80%	79%	78%

Tabulka 8 – Procentuální zlepšení SAIDI

Procentuální zlepšení SAIFI vůči současnému stavu				
Procentuální nárůst poruch	0	20%	30%	40%
Pochytření	28%	-	-	-
Pochytření s automatikou	56%	-	-	-
Kompensace	42%	34%	29%	25%
Kompensace + pochyťření	61%	55%	51%	48%
Kompensace + pochyťření s automatikou	76%	72%	70%	68%

Tabulka 9 – Procentuální zlepšení SAIFI

Nejvýznamnějšího zlepšení ukazatelů, je dle výše uvedených hodnot dosaženo při přechodu na kompenzovanou síť a současném využití chytrých prvků včetně automatického „dispečerského“ řízení. Tato maximalistická varianta je samozřejmě také nejdražší. Zajímavější srovnání již ovšem nabízí například varianta pochyťření, v porovnání s přechodem na kompenzaci. Ukazatel SAIDI se dle provedené simulacelepší při instalaci chytrých prvků dle scénáře o celých 66 %, zatímco u sítě s uzemněným uzlem přes tlumivku dosáhne zlepšení „pouze“ 31 %. Situace se ovšem značně změní v případě ukazatele SAIFI. Zde se varianta pochyťření dostává již na téměř shodné výsledky jako kompenzace, konkrétně 28 ku 29 procentům. Lze tedy říci, že varianta pochyťření za současného zachování uzemnění uzlu přes odporník přináší, co do zlepšení spolehlivosti dodávky, lepší výsledky. Jinými slovy, realizací opatření s chytrými prvky docílíme významnějšího zkrácení doby trvání poruch oproti kompenzaci, zatímco ovlivnění ukazatele SAIFI je pro obě opatření obdobné. Zajímavá může být dále změna ukazatele CAIDI, tedy snížení průměrné doby přerušení v odběrném místě. Ačkoli je tento ukazatel již v podstatě vyjádřen pomocí předchozích dvou zmíněných, dovolím si jeho procentuální zlepšení zde také uvést.

Procentuální zlepšení CAIDI vůči současnému stavu				
Procentuální nárůst poruch	0	20%	30%	40%
Pochytření	46%	-	-	-
Pochytření s automatikou	30%	-	-	-
Kompensace	39%	31%	27%	23%
Kompensace + pochyťření	68%	64%	62%	59%
Kompensace + pochyťření s automatikou	60%	54%	51%	48%

Tabulka 10 – Procentuální zlepšení CAIDI

Další poznatek, který lze vyčíst ze simulace, je ovlivnění ukazatelů samotným dispečerem. Jednou z jeho úloh, je totiž dálkové vymanipulování poruchy, které lze realizovat i prostřednictvím vhodné automatiky. Ta je schopna provést tuto úlohu během jedné minuty, čímž je zkrácena doba výpadku. Zároveň u veškerých odběratelů s dobou postižení t_{dm} nedojde k zahrnutí výpadku do výpočtu ukazatelů nepřetržitosti. Pro SAIDI je tato změna méně patrná, z důvodu značné váhy času přerušeni u jinak postižených zákazníků. Co do počtu poruch, je však toto snížení citelnější, což se pozitivně odráží v ukazateli SAIFI. Důkazem těchto tvrzení je následující tabulka.

Zlepšení SAIDI, SAIFI vlivem automatiky pro vymanipulování poruchy				
Pochyťřená síť s odporníkem		Kompenzovaná pochyťřená		
Procentuální nárůst poruch		20%	30%	40%
SAIDI	3,2%	2,0%	2,1%	2,3%
SAIFI	27,8%	17,4%	18,7%	20,0%

Tabulka 11 – Vliv automatiky na ukazatele nepřetržitosti

4.3 Přepoččet parametrů pro Q komponentu

Procentuální zlepšení ukazatelů nepřetržitosti pro jednotlivá opatření již znám, a proto nyní přistoupím k jejich aplikaci na konkrétní reálné hodnoty. Dosažená úroveň kvality v podobě ukazatelů SAIDI, SAIFI je každoročně reportována a také zveřejňována. Abych mohl vyčíslit absolutní přínos jednotlivých navržených opatření, musím se zaměřit na správné hodnoty ukazatelů. Ty se musí vztahovat pouze k napěťové hladině VN a zároveň poruchovým událostem. Vzhledem k tomu, že tyto hodnoty SAIDI, SAIFI meziročně kolísají, využiji pro výpočet absolutního přínosu jejich průměrnou hodnotu za několik posledních let (2009 – 2015). Z grafů vývoje ukazatelů nepřetržitosti, uvedených v první kapitole, je zřejmé, že tímto průměrováním se nedopouštím výrazné chyby. Lineární spojnice trendu, proložena body, odpovídající hodnotám ukazatelů v letech, má totiž spíše konstantní (resp. mírně klesající) charakter. To znamená, že i ukazatel nepřetržitosti se za několik posledních let v průměru výrazně nemění a v rámci běžné obnovy sítě dochází spíše k udržování stálé hladiny. Pokud by zmíněná křivka měla značnou strmost, aritmetický průměr by nebyla správná volba. Průměrné SAIDI za tyto roky pro VN (bez vlivu vyšších napěťových hladin) vztahující se k poruchovým událostem činí 11,383 min/rok/zákazník. Pro další potřeby si tuto průměrnou hodnotu označím jako $SAIDI_{k11}$. Pokud toto číslo vynásobím například procentuálním zlepšením pro opatření s pochyťřením, tedy 66 %, obdržím velikost absolutní změny ukazatele. V tomto konkrétním případě by se jednalo o zlepšení 7,51 min/rok/zákazník. Je potřeba zdůraznit, že uvedené snížení SAIDI odpovídá plné realizaci daného opatření (pochyťření). Tento pokles bude tedy ve skutečnosti probíhat postupně a nedojde tak ke skokové změně. Obdobně lze postupovat s ukazatelem SAIFI, jehož průměrná hodnota $SAIFI_{k11}$ (pro stejné podmínky) činí 0,257 přerušeni/rok/zákazník a veškerými hodnotami procentuálního zlepšení napříč navrženými opatřeními.

Aby bylo možné vyčíslit výši bonusů (či sankcí) v souvislosti s motivační regulací kvality, je nutné, přepočítat ukazatele nepřetržitosti v souladu s požadavky komponenty Q. Víme, že do této komponenty vstupují nejen poruchové události (kategorie číslo 11), ale také ty plánované (kategorie číslo 12). Z tohoto důvodu musím provést přepočet zlepšení pro jednotlivá opatření respektive upravit výsledné ukazatele nepřetržitosti do podoby, ve které budou moci být porovnány s ERÚ požadovanými hodnotami. Toho docílím výpočtem zavedeného koeficientu $koef_Q$ (zvláště pro SAIDI a SAIFI), kterým když vynásobím dříve obdržené zlepšení ukazatelů nepřetržitosti, dostanu hodnotu korespondující s pravidly Q komponenty. Výpočet zmíněného koeficientu je realizován jako jeho průměr za několik posledním vybraných let, viz následující vztah:

$$koef_Q = \sum_i^n \frac{K11_i}{K11_i + K2_i} * \frac{1}{n - i0 + 1} \quad (12)$$

kde i představuje vybraný rok průměrovaného období (zde 2009 - 2015),
 $i0$ první rok průměrovaného období (zde 2009),
 n poslední rok průměrovaného období (zde 2015),
 $K11$ je hodnota příslušného ukazatele (SAIDI nebo SAIFI pro daný rok i) zahrnující pouze kategorii přerušení číslo 11,
 $K2$ značí hodnotu příslušného ukazatele (SAIDI nebo SAIFI pro daný rok i) zahrnující pouze kategorii přerušení číslo 2.

Pokud tímto koeficientem ($koef_Q$ pro SAIDI = 0,836) vynásobím například již použité minutové zlepšení SAIDI pro opatření s pochytráním (zmíněných 7,51 min/rok/zákazník), obdržím hodnotu tohoto minutového zlepšení již „ve tvaru komponenty Q“. Toto číslo již mohu jinými slovy porovnávat s ERÚ požadovanými hodnotami.

Jako výchozí velikost ukazatelů nepřetržitosti v souladu s pravidly komponenty kvality, byla zvolena průměrná hodnota z let 2013 – 2016. Tento dosažený průměr vychází následovně: $SAIDI_{Qclk} = 31,410$ min/rok/zákazník, $SAIFI_{Qclk} = 0,308$ přerušení/rok/ zákazník. Nyní již tedy znám nejen zlepšení ukazatelů nepřetržitosti pro jednotlivá opatření, ale také vztažné hodnoty.

Pro zjednodušení a lepší přehlednost jsem si jednotlivá opatření v další části práce označil písmeny dle následující tabulky. Počet let v tabulce odpovídá době do plné realizace opatření, která se ovšem neshoduje s životností všech prvků. Celková životnost respektive hodnotící období bylo stanoveno na 45 let. U pochytrání je však nutné investovat každých 15 let do obnovy sekundární techniky obdobně jako u kompenzace do IZP. U pochytrání uvažuji implementaci opatření u 100 dTS za rok (po dobu 10 let), zatímco u tlumivek to jsou kusy pouze 3 (po dobu 15 let). Automatika (self-healing) vyžaduje obnovu spolu s úpravou řídicího systému SCADA, což odpovídá obdobnému intervalu jako u sekundární techniky dTS, čili 15 let.

Popis scénáře opatření	Označení
Pochytření dTS, 10 let	A
Pochytření dTS + automatika, 10 let	B
Kompenzace tlumivkou, 15 let	C
Kompenzace + pochyťření dTS, 15let	D
Kompenzace + pochyťření dTS + automatika, 15 let	E

Tabulka 12 – Zjednodušující označení navržených scénářů opatření

Další tabulka, kterou bych zde rád uvedl, přehledně shrnuje tuto kapitolu ve formě čísel. Kromě jednotlivých dílčích výsledků, zobrazuje hlavně finální hodnoty ukazatelů („Dosažené Q“) nepřetržitosti, korespondující s pravidly komponenty Q, po plné realizaci navržených opatření.

	Opatření	Δclk	Δvn (min, -)	ΔQvn (min, -)	ΔQ (%)	Dosažené Q
SAIDI Q	A	-66%	-7,51	-6,28	-20,0	25,13
	B	-69%	-7,85	-6,57	-20,9	24,84
	C	-31%	-3,53	-2,95	-9,4	28,46
	D	-77%	-8,76	-7,33	-23,3	24,08
	E	-79%	-8,99	-7,52	-23,9	23,89
SAIFI Q	A	-28%	-0,07	-0,07	-22,0	0,240
	B	-56%	-0,14	-0,14	-43,9	0,172
	C	-29%	-0,07	-0,07	-22,8	0,238
	D	-51%	-0,13	-0,12	-40,0	0,184
	E	-70%	-0,18	-0,17	-54,9	0,139

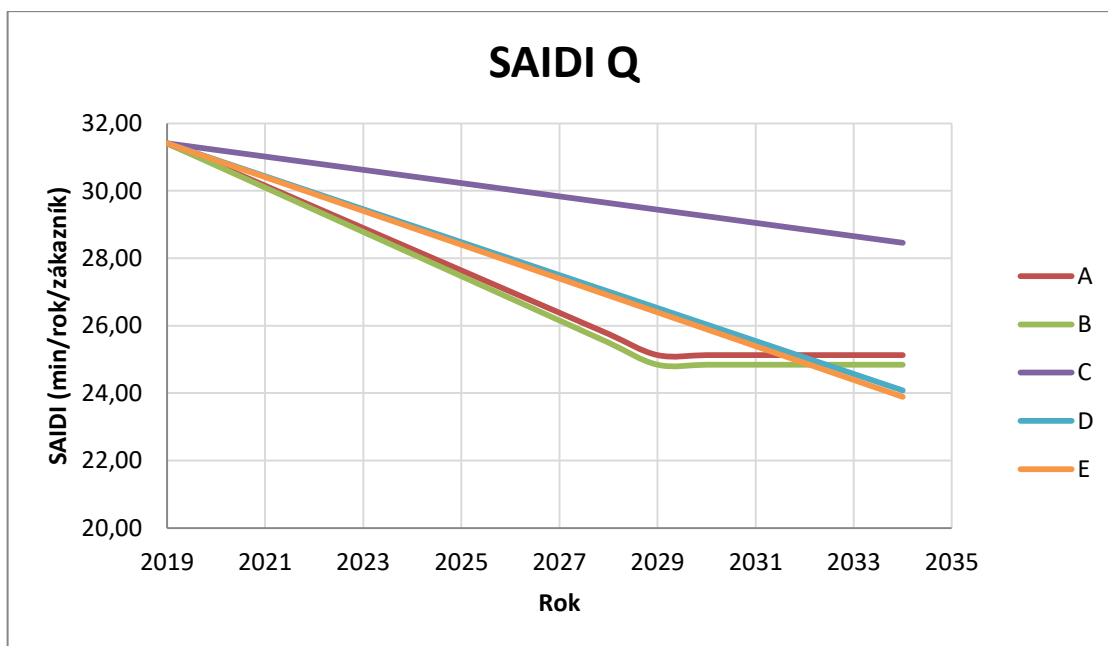
Tabulka 13 – Vliv jednotlivých opatření na Q komponentu

kde Δclk představuje procentuální zlepšení ukazatelů při naplnění daného scénáře,
 Δvn je změna velikosti ukazatele $SAIDI_{K11}$ resp. $SAIFI_{K11}$ při naplnění daného scénáře,
 ΔQvn změna velikosti ukazatele při zahrnutí požadavků Q komponenty ($\Delta vn * koef_Q$),
 ΔQ je procentuální změna Q ukazatele při naplnění scénáře opatření.

Snad jen doplním, že dosažená hodnota ukazatelů nepřetržitosti při naplnění daného scénáře („Dosažené Q“) je pro SAIDI opět v min/rok/zákazník a pro SAIFI Q v přerušeni/rok/zákazník.

4.4 Vývoj ukazatelů nepřetržitosti v čase

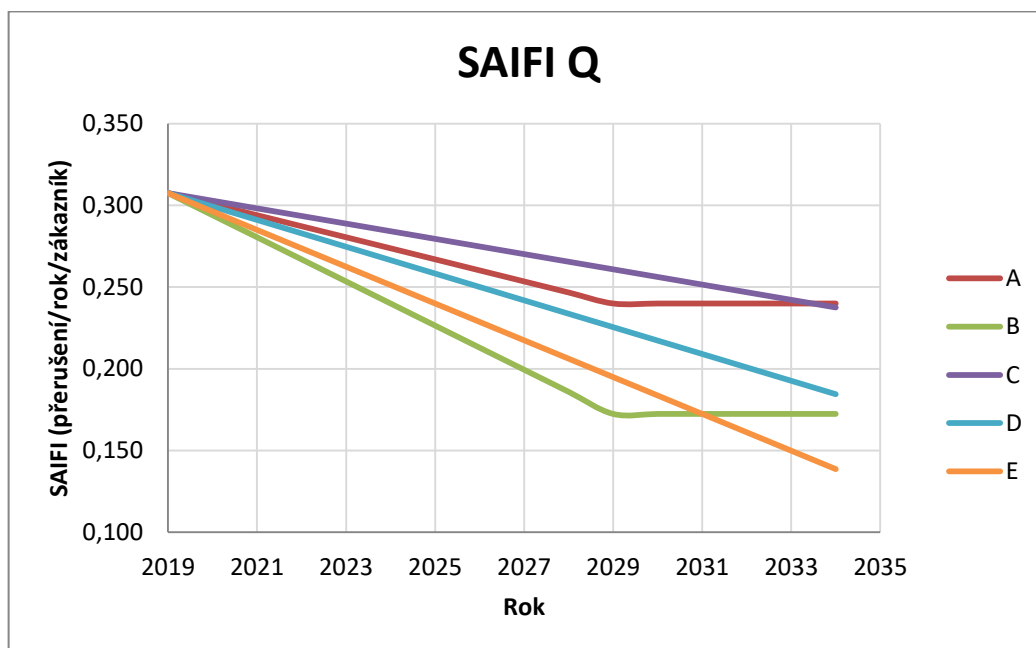
Očekávané absolutní hodnoty ukazatelů nepřetržitosti SAIDI Q a SAIFI Q, jsem již uvedl v předchozí podkapitole. Co je však nutné ještě předložit, je jejich vývoj v průběhu realizace příslušného opatření. V distribuční síti existují vývody, které bývají zasaženy poruchou či jiným typem přerušení častěji, než ostatní. U těchto sekcí sítě je vhodné začít s realizací daného opatření tak, aby došlo co nejdříve ke snížení hladin ukazatelů nepřetržitosti. Tuto časovou preferenci by měli mít nejen větve vedení s vyšší poruchovostí, nýbrž také ty, které zásobují nadprůměrné množství zákazníků či významné odběratele, ve smyslu velikosti dodávky elektrické energie. Při dodržení tohoto postupu by mělo dojít k výraznějšímu zlepšení spolehlivosti dodávky v průběhu prvních let realizace vybraného opatření oproti rokům posledním. Nesmím však opomenout zmínění faktu, že výskyt poruch se stále považuje vesměs za náhodný, a tudíž ani výše zmínění postup realizace nemusí ono dynamické zlepšení ukazatelů nepřetržitosti zajistit. Vzhledem k této nejistotě jsem se rozhodl nadále kalkulovat s lineárním růstem vlivu realizace opatření na snížení zmíněných ukazatelů. Průběh vývoje SAIDI Q resp. SAIFI Q v čase, přehledně znázorňuje následující dvojice grafů. Jen doplním, že označení jednotlivých opatření vychází z tabulky v předchozí podkapitole.



Graf 8 – Vývoj dosaženého ukazatele SAIDI Q pro navržená opatření

Z grafu vývoje dosažených hodnot SAIDI Q lze velmi zřetelně vyčíst výsledky dříve popsané simulace. Je evidentní, že například pochytření sítě má ve vztahu k ukazateli SAIDI větší přínos, než přechod ke kompenzované síti. Mimo jiné, můžeme pozorovat také minimální vliv automatiky na snížení tohoto ukazatele. Očekávaný vývoj jsem zachytil pouze do roku 2034, navzdory délce hodnotícího období 45 let. Důvodem je mnohem zřetelnější přínos, respektive jeho detail v rámci realizačního období 15 let. Pro následné zbylé roky hodnotícího

období (2035 – 2064) uvažují konstantní hladinu dosahovaných ukazatelů nepřetržitosti, a tudíž by ani grafické znázornění žádnou změnu nepřineslo.



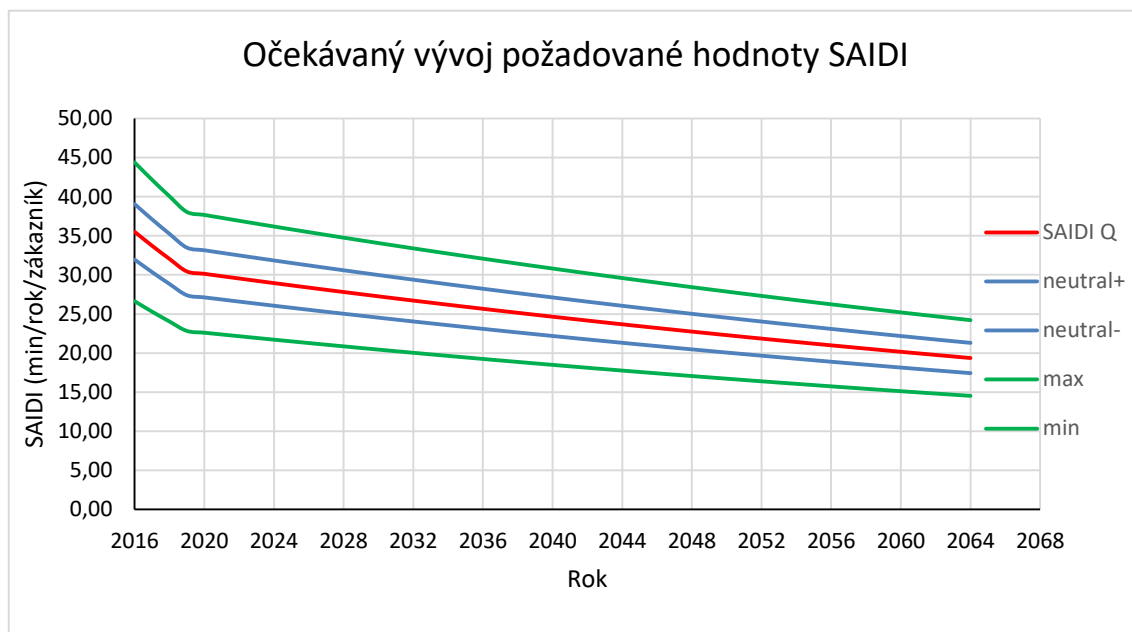
Graf 9 – Vývoj dosaženého ukazatele SAIFI Q pro navržená opatření

V případě SAIFI Q je však účinnost jednotlivých opatření odlišná. Kompenzace se již vyrovná pochytrnění a i jejich kombinace přináší lepší výsledky než v případě SAIDI Q. Zároveň lze z grafu vyčíst, že vliv automatiky se z minima posunul na velmi významnou úroveň. Tento fakt je lehce pozorovatelný na rozdílu koncových bodů křivek A a B nebo dvojice D, E.

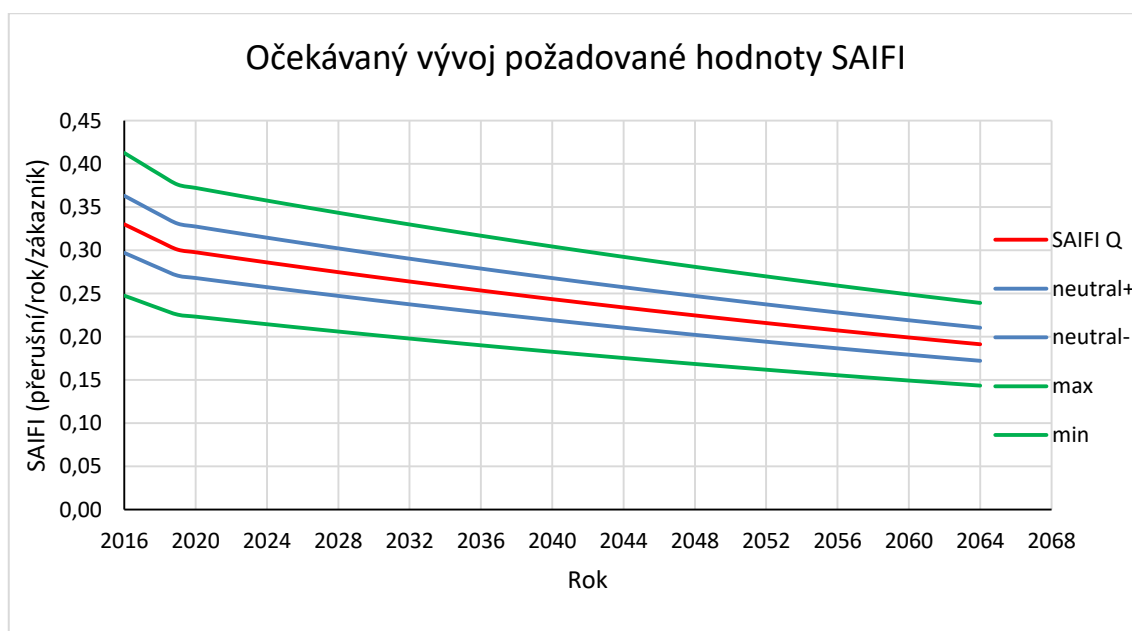
Aby bylo možné vyčíslit přínos jednotlivých opatření také po finanční stránce, je nutné konfrontovat očekávaný vývoj ukazatelů SAIDI Q, SAIFI Q s požadavky ERÚ. V tomto bodě však může nastat drobná komplikace. Narážím na neznalost těchto požadovaných hodnot v budoucnu. V rámci IV. regulačního období jsou totiž známy hodnoty pouze do roku 2018. Lze sice očekávat stejné meziroční zpřísnění 5 % pro SAIDI a 3 % pro SAIFI i pro rok 2019, avšak dále již nikoli. Pokud bychom kalkulovali neměnným růst nároků na ukazatele, obdrželi bychom na konci našeho realizačního období (rok 2034) požadavky, které za současných podmínek značně převyšují možnosti distribuční společnosti. To platí minimálně pro 5% meziroční zpřísnění pro SAIDI, kde by se konkrétně jednalo o hodnotu 14,1 min/rok/zákazník, které zdaleka nedosahuje ani to nejefektivnější navržené opatření. Z tohoto důvodu se lze domnívat, že zpřísnění bude probíhat v přijatelnější formě. Konečné slovo má však v této věci ERÚ, a proto jsem zde nucen, zmíněný procentuální nárůst pouze odhadnout.

Z tabulek zachycující požadavky na IV. regulační období, uvedených v kapitole 1.3, lze vyčíst, že vyšší meziroční procentuální zpřísnění požadavků, se vztahuje u všech českých distribučních společností k ukazateli SAIDI. Nikde však není dáno, že tento trend zůstane zachován i nadále. Po diskusi s odborníky jsem dospěl k názoru, že současné požadavky IV.

regulačního období by mohly z dlouhodobého hlediska (v našem případě v letech 2019 – 2064) poklesnout přibližně na „pouhé“ jedno procento. Vzhledem ke značným nejistotám se však k tomuto předpokladu ještě později vrátím a podrobím ho citlivostní analýze. Pro lepší představu o změně požadavků na ukazatele nepřetržitosti jsem celý tento očekávaný vývoj transformoval do grafické podoby. Hranice neutrálního pásma uvažuji pro celé hodnotící období na stejné úrovni jako je tomu nyní, tedy $\pm 10\%$. Obdobně jsou zachyceny i hranice pro maximální bonus či penále ($\pm 25\%$).



Graf 10 – Vývoj očekávaného zprůsnění požadavků na hodnotu ukazatele SAIDI



Graf 11 – Vývoj očekávaného zprůsnění požadavků na hodnotu ukazatele SAIFI

5 Ekonomické vyhodnocení

V rámci této kapitoly se zaměřím především na konfrontaci požadovaných hodnot ukazatelů SAIDI, SAIFI vůči dosažitelným hodnotám v důsledku realizace navržených opatření a z toho vyplývající ekonomické přínosy jednotlivých projektů. Vzhledem k tomu, že jde v této práci především o porovnání variant a ne vyčíslení absolutního přínosu, rozhodl jsem se neuvádět konkrétní čísla, která závisí na těžko odhadnutelných předpokladech, nýbrž hodnoty v poměrné výši.

5.1 Popis hodnotícího modelu

V rámci ekonomického zhodnocení navržených variant jsem si v tomto případě vystačil pouze s jednoduchými metodami. Základem je prognóza hotovostních toků plynoucích z dosažené úrovně kvality distribuce, čili výše bonusů popřípadě malusů v čase. Dalším přínosem daných opatření je snížení ušlého zisku z nedodané energie v důsledku poruchy. Tento bod může být pro někoho jaksi sporný, a proto se k němu ještě zkusím vyjádřit později. Kromě těchto řekněme kladných položek se musí kalkulovat také s náklady na jednotlivá opatření. V neposlední řadě musím zmínit, že v rámci této práce jsem do výpočtů zahrnul v podstatě jen investiční náklady. Důvodem tohoto zjednodušení je značná obtížnost vyčíslení nákladů provozních. Zároveň jsem tyto náklady uvažoval obdobné pro pochytrnění i opatření s kompenzací tak, aby se eliminoval vliv předchozího zjednodušení. Výše zmíněné položky tvoří dohromady kostru hodnotícího modelu.

V případě predikce toků hotovosti se nesmí zapomenout časovou cenu peněz, kterou vyjadřuje diskontní míra. Její stanovení může být dosti často subjektivní, avšak pro větší podniky, jakým může být například distribuční společnost, se v praxi obvykle volí diskont ve výši váženého průměru nákladů na kapitál tzv. WACC. Samotný výpočet WACC vypadá následovně:[13]

$$WACC = R_d * (1 - t) * \frac{D}{V} + R_e * \frac{E}{V} \quad (13)$$

kde R_d představuje požadovanou výnosnost cizích zdrojů,
 t je míra daně z příjmů,
 D objem cizího kapitálu,
 V celkový objem používaného kapitálu ($E + D$),
 R_e požadovaná výnosnost vlastního kapitálu,
 E objem vlastního kapitálu.

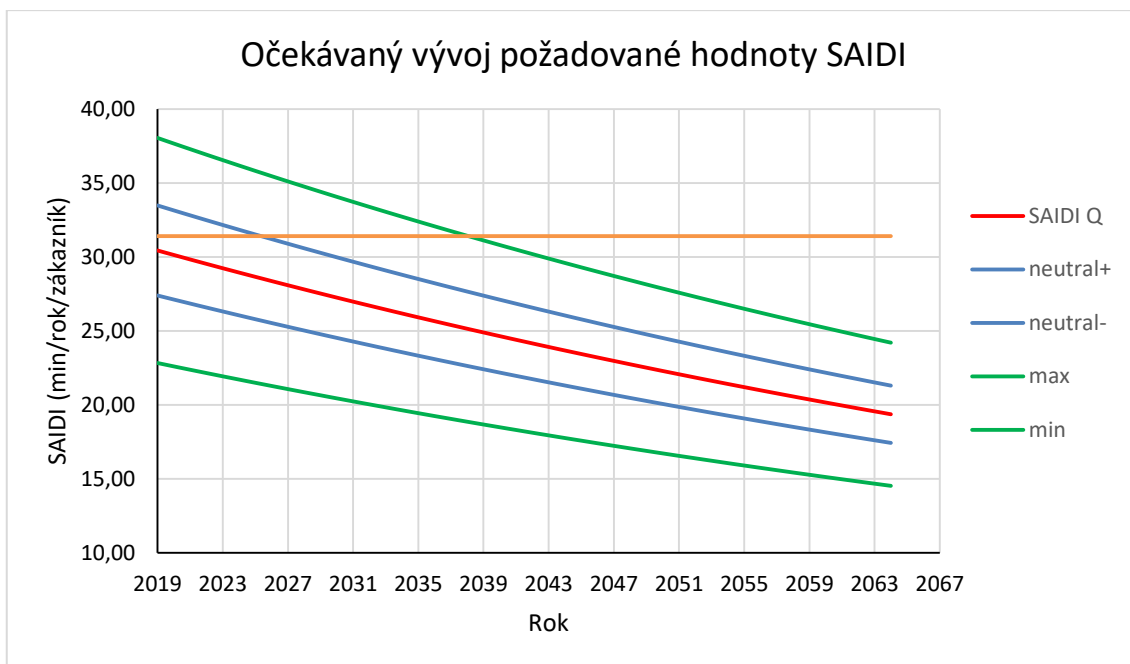
Má-li výpočet posoudit ekonomické důsledky jednotlivých opatření z pohledu firmy, je vhodné použít hodnotu WACC po zdanění. Ta se dle poskytnutých firemních údajů společnosti PREdistribuce pohybuje na úrovni lehce vyšší než 6 %. Pro zjednodušení budu tedy dále počítat přesně s touto hodnotou, jakožto s diskontní sazbou.

V rámci ekonomického hodnocení dále neuvažuji nárůst povoleného zisku držitele licence v důsledku zvýšení regulované báze aktiv, navázané na investice do jednotlivých opatření. Jedná se o změnu členu Z v rovnici povolených výnosů, viz kapitola 1.3 rovnice (8).

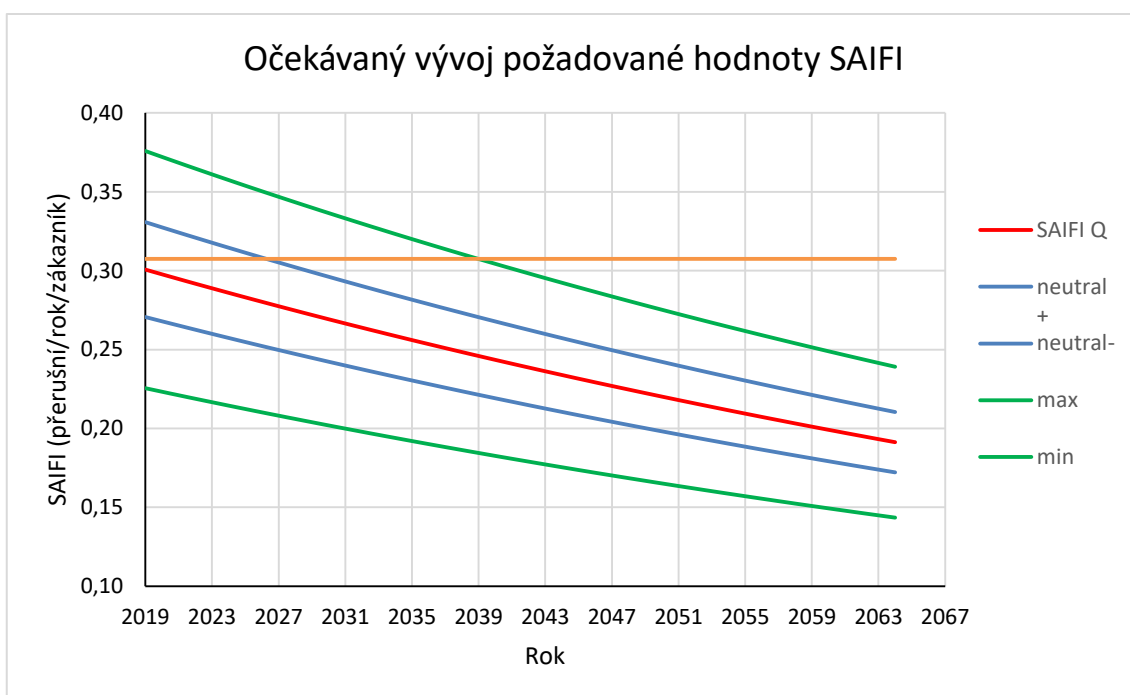
5.1.1 Predikce bonusů, malusů

Pro stanovení budoucího vývoje prémie (bonus – sankce) za dosaženou kvalitu jsem si nejprve vypočítal odchylku dosažené úrovně ukazatelů od požadovaných hodnot pro všechny roky (2019 – 2064). Tyto popisované kroky jsou a níže v textu budou shodné pro veškerá navržená opatření, a proto tuto skutečnost nebudu dále zmiňovat. Pokud takto vypočtená odchylka překročila požadovanou hodnotu o více než 10 %, spočítal jsem příslušnou výši bonusu či malusu. Pro výpočet těchto částek jsem vyšel z prosté úvahy, že 4 % (2 % pro každý ukazatel) zisku společnosti odpovídají rozdílu mezi hranicí neutrálního pásma a maxima potažmo minima. Přímou úměrou jsem poté již snadno zjistil přesnou výši prémie za vzniklou odchylku ukazatelů od požadavků. Dále jsem pro lepší představu zobrazil vývoj ukazatelů pro jednotlivá opatření do grafů spolu s ERÚ požadovanými hodnotami a hranicemi neutrálního pásma, maxima a minima viz příloha č. 1.

Suma takto stanovených hodnot bonusů či malusů přes všechny roky vyjadřuje celkovou výši prémie za kvalitu. Ve skutečnosti je však přínos opatření nutné vztáhnout k aktuálnímu stavu distribuční sítě respektive k jeho očekávanému vývoji bez realizace jakéhokoliv opatření. Tento současný stav budu dále pokládat za jakousi nulovou vztažnou variantu. Pokud by tedy nedošlo k realizaci jednoho z navržených opatření, vývoj ukazatelů SAIDI a SAIFI, za očekávaného průběhu meziročního zpříšňování, by vypadal následovně.



Graf 12 – Vývoj SAIDI nulové varianty v porovnání s očekávanými požadavky ERÚ



Graf 13 – Vývoj SAIFI nulové varianty v porovnání s očekávanými požadavky ERÚ

Z výše uvedených grafů je patrné, že pokud by nedošlo k zahájení realizace některého z navržených opatření, musela by distribuční společnost od roku 2026 začít platit sankce za nedodržení požadované kvality ukazatele SAIDI. Přibližně v roce 2027 by navíc horní hranici neutrálního pásma překročil i ukazatel SAIFI a výsledný malus by byl o to vyšší. Od roku 2038 u SAIDI 2039 u SAIFI by navíc výše sankcí dosáhla svého maximum, což za současných podmínek odpovídá 2 % ze zisku pro každý ukazatel. Pokud bychom uvažovali tyto peněžní toky

kumulovaně, dostaneme se na již opravdu vysokou částku. Z těchto důvodů musím výši bonusů plynoucích z realizace opatření fiktivně navýšit o hodnotu neuskutečněných sankcí nulové varianty. Takto získaná částka pak představuje celkový přínos opatření ve vztahu ke komponentě kvality.

5.1.2 Odhad ztrát v důsledku nedodané energie

Pokud dojde k přerušení dodávky elektrické energie je samozřejmé, že zákazníci nemohou v tomto okamžiku elektřinu spotřebovávat. Této části energie se říká „nedodaná“. Nižší spotřeba odpovídá logicky také poklesu tržeb. Pokud dojde ke snížení doby trvání přerušení, množství nedodané energie poklesne a tržby se tedy tímto naopak navýší. Tento přínos opatření jsem se tedy rozhodl také alespoň přibližně spočítat.

V předešlých odstavcích jsem se zmínil o jakémsi rozporu názorů na ztráty z nedodané energie. Situaci se pokusím objasnit na příkladu. Řekněme, že ve chvíli kdy potřebuji vyprat prádlo nebo se již pere, nastane výpadek elektřiny. V ten moment pračka ukončí svou činnost, avšak po opětovném obnovení dodávky svoje dílo dokončí, prádlo dopere a k nedodávce tedy de facto nedojde. Obdobou pračky může být i bojler nebo řada dalších spotřebičů. Existuje tedy vůbec nějaká nedodaná energie? Existuje. Vezměme si například osvětlení. Pokud v domácnostech během výpadku nastane tma, světelné zářiče tuto neuskutečněnou spotřebu již později nedoženou. Zjistit přesný poměr těchto dvou kategorií spotřeb je prakticky nemožné, a proto jsem se dále rozhodl pracovat se spravedlivým poměrem 50:50.

Velikost nedodané energie jsem stanovil z průměrného počtu poruch za rok a průměrné velikosti nedodané energie na jednu poruchovou událost na hladině VN. Tyto údaje mi byly opět poskytnuty společností PREDistribuce. Dále jsem kalkuloval s průměrnou cenou elektřiny 5 Kč/MWh a jejím meziročním růstem 2 %. Jednotlivé vstupy shrnuje následující tabulka.

Počet poruch na VN za rok

2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Průměr
147	159	159	133	137	129	117	104	136
Průměrná velikost nedodané energie na jednu událost na hladině VN								1 MWh
Poměrná část energie tvořící ušlý zisk								50 %
Cena za MWh elektrické energie								5 000 Kč
Meziroční růst cen elektřiny								2%

Tabulka 14 – Vstupní údaje pro výpočet ušlých tržeb v důsledku nedodané energie

Z provedených výpočtů plyne, že změna velikosti respektive ceny nedodané energie plynoucí z realizace opatření je vůči maximální výši bonusů či malusů téměř zanedbatelná. Celková částka (za 45 let) v rámci opatření dosahuje 3 až 10 % z maximální roční hodnoty prémie za dosaženou kvalitu. Celkový přínos opatření ve vztahu k nedodané energii se

pohybuje řádově v jednotkách milionů Kč za celé hodnocené období, zatímco výše bonusu může dosáhnout až desítek milionů Kč a to za pouhý jeden rok. Z těchto důvodů pokládám zjednodušující předpoklad poměru typů spotřeby za nevýznamný.

5.1.3 Náklady na navržená opatření

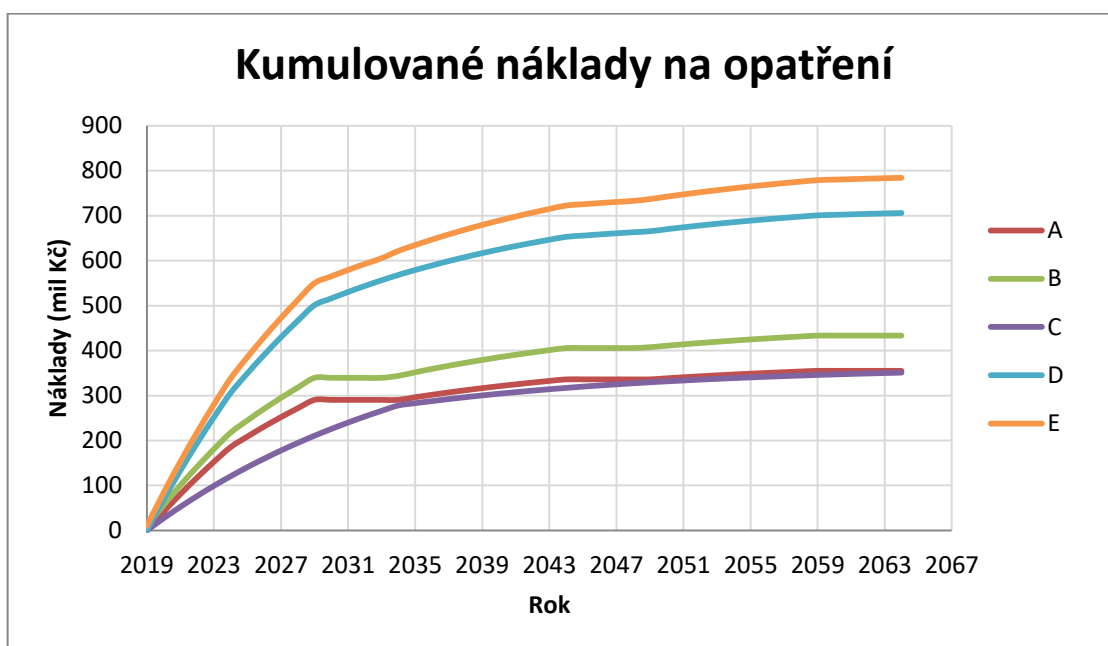
S finančními přínosy jednotlivých opatření jsme se již seznámili, a proto nyní přikročím k opačnému pomyslnému ekonomickému konci, tedy k nutným nákladům na realizace jednotlivých variant opatření. Vzhledem k rozprostření investic do celého hodnotící období je nutné, zahrnout možný pokles či nárůst některých cen. Začneme například s pochytráním sítě. Toto opatření je do jisté míry novinkou pro distribuční společnosti, avšak s budoucím nákupem některých chytrých prvků počítají snad všechny. Lze tedy očekávat, že s rostoucí poptávkou, klesne za určitou dobu i pořizovací cena. Jedná se v podstatě o obdobný jev, jaký je možné pozorovat na trhu s mobilními telefony či jinou elektronikou. Naproti tomu je opatření s kompenzací zemních kapacitních proudů tlumivkou již poměrně zaběhnutá technologie, u které se tento zásadní pokles neočekává. Poslední nákladová položka se týká přechodu k self-healing sítím, tedy nahrazení dispečerského vymezení funkcí automatiky. Zde uvažuji jednorázový náklad spojený s programovou úpravou řídicího systému a dále náklady na dovybavení každé pochytrané dTS. Veškeré tyto zmíněné investice se v hodnotícím období zopakují celkem třikrát a to vždy po 15 letech. V tomto intervalu se kromě úpravy systému SCADA provádí také obnova sekundární techniky pochytraných dTS. V neposlední řadě je nutné započítat každoroční výdaje označené jako servisní podpora. Životnost tlumivky je celých 45 let, avšak nezbytné IZP se opět musí obnovovat každých 15 let. Uvedené ceny za pochytrání dTS nejsou v současné době přesně známé, a proto byly odhadnuty na základě dostupných podkladů. Navzdory maximální snaze o dosažení co možná nejvíce reálných čísel se skutečnost může vyvíjet nakonec odlišně. Částky, se kterými jsem ve výpočetním modelu kalkuloval, jsou spíše optimistické. Pokud by technologický vývoj a hodnoty prodeje nedosáhly očekávané úrovně, celkové náklady by mohly pochopitelně významně vzrůst. Pro lepší přehlednost jsem výše uvedené položky včetně jejich vyčíslení zanesl do následující tabulky.

Tabulka nákladnosti opatření

Pochytrání	dTS ročně	100	ks
	cena do 5 let	400	tis Kč / dTS
	cena do 10 let	300	tis Kč / dTS
	cena od 10 let	125	tis Kč / dTS
	servisní podpora	1 500	tis Kč / rok
Automatika	jednorázově	10 000	tis Kč
	cena na dTS	50	tis Kč
Kompenzace	počet za rok	3	ks
	cena za ks	5000	tis Kč
	cena za IZP	4000	tis Kč

Tabulka 15 – Zvolené náklady na opatření

Pro úplnost jen zopakují, že uvedené náklady korespondují s dříve popsány mi scénáři opatření. To znamená, že pochytrnění potažmo automatika předpokládá dobu realizace 10 let (100 dTS ročně), zatímco opatření s kompenzací zemních proudů let 15 (3 ks ročně). Veškeré náklady zároveň podléhají vlivu času, a proto i zde jsem zahrnul do výpočtu diskontní sazbu. Dále předpokládám, že uvedené částky zároveň zahrnují veškeré dílčí související položky, jako například projektovou dokumentaci, stavební úpravy, zaškolení apod. Celkovou nákladnost nejlépe znázorňují kumulované peněžní toky, které jsem tedy i proto zanesl do níže uvedeného grafu.



Graf 14 – Kumulované náklady na jednotlivá opatření

Z pohledu celkových nákladů se nejlépe umístila kompenzace zemních kapacitních proudů spolu s pochytrněním dTS. Obě opatření vychází překvapivě na v podstatě stejný obnos peněz. Nejnákladnější variantou je samozřejmě kombinace veškerých navržených opatření.

5.2 Výsledky ekonomického hodnocení

U hodnocení projektů bývá často závěrečným a rozhodujícím ukazatelem velikost čisté současné hodnoty NPV. Konkrétní peněžní toky byly v této práci vypočteny, avšak pro prezentaci výsledků jsou použity poměrné hodnoty. Pro vztažnou variantu byl zvolen současný stav (nulová varianta). Celý princip lze nejlépe vysvětlit na konkrétních výsledcích, které obsahuje níže uvedená tabulka.

Opatření	Změna prémie	Celkový přínos
A	88,2%	-12,0%
B	168,9%	46,3%
C	70,7%	-29,0%
D	141,8%	-58,5%
E	172,4%	-50,2%

Tabulka 16 – Měrný přínos opatření

Začneme s objasněním tabulky u sloupce „Změna prémie“. Řekněme, že bez realizace některého z navržených opatření by výše sankcí (malusu) za nedodržení kvality dodávky elektrické energie, dosáhla 100 mil. Kč. Jestliže je změna prémie například 168,9 % pro opatření B (pochytrání s automatikou), znamená to, že suma bonusů a malusů dosáhne za hodnocené období výše 68,9 mil. Kč. Rozdíl by tak v tomto případě činil 168,9 mil. Kč. Obecně se tedy jedná o poměr součtu diskontovaných bonusů a malusů (se znaménkem minus) za celé hodnocené období daného opatření vůči nulové variantě.

Sloupec tabulky „Celkový přínos“ pak zahrnuje ještě náklady spojené s opatřením plus odhadované ztráty v důsledku nedodané energie. V tomto případě jde v podstatě o poměr NPV navrženého opatření a nulové varianty. Pokud je NPV vztažené varianty záporné, do výpočtu vstupuje se znaménkem kladným. Jestliže bych tedy uvažoval opět celkovou prémii nulové varianty -100 mil. Kč, NPV opatření B, by při uvážení celkového přínosu 46,3 %, činilo 46,3 mil. Kč. Pro maximalistické opatření E by NPV dosáhlo na -50,2 mil. Kč.

Je však třeba zdůraznit, že výše uvedené výsledky odpovídají diskontní sazbě 6 %, jisté a v čase konstantní výši zisku a také předpokládanému meziročnímu zpřísnění požadavků na ukazatele nepřetržitosti na úrovni 1 % pro SAIDI i SAIFI. Vzhledem k tomu, že dosažené výsledky se značně liší v závislosti na těchto uvedených parametrech, rozhodl jsem se, že zpracuji vhodnou citlivostní analýzu.

Největší nejistota, dle mého názoru, plyne z výše požadovaných hodnot ukazatelů SAIDI, SAIFI Energetickým regulačním úřadem. Následující tabulky zobrazují velikost celkového měrného přínosu opatření v závislosti na výši meziročního zpřísnění požadavků ERÚ v rozmezí 1 až 3 % s krokem 0,5. Pro detailnější analýzu jsem obdobně sestavil tabulky zachycující změnu prémie opět v závislosti na změně požadavků ERÚ. Tato sada dat je uvedena v příloze č. 2 (červené hodnoty značí převažující malusy nad bonusy a zelené naopak).

Meziroční zpřísnění		SAIDI				
A		1,0%	1,5%	2,0%	2,5%	3,0%
SAIFI	1,0%	-12,0%	-10,0%	-11,8%	-13,9%	-16,4%
	1,5%	-9,4%	-8,0%	-9,7%	-11,7%	-14,0%
	2,0%	-10,5%	-9,1%	-10,6%	-12,4%	-14,5%
	2,5%	-12,6%	-11,0%	-12,3%	-14,0%	-16,0%
	3,0%	-14,6%	-12,8%	-14,0%	-15,6%	-17,5%

Meziroční zpřísnění		SAIDI				
B		1,0%	1,5%	2,0%	2,5%	3,0%
SAIFI	1,0%	46,3%	40,5%	34,8%	30,3%	26,6%
	1,5%	37,8%	33,7%	29,2%	25,5%	22,3%
	2,0%	24,4%	22,1%	18,7%	15,6%	12,9%
	2,5%	11,4%	10,6%	8,0%	5,5%	3,2%
	3,0%	0,4%	0,8%	-1,1%	-3,2%	-5,2%

Meziroční zpřísnění		SAIDI				
C		1,0%	1,5%	2,0%	2,5%	3,0%
SAIFI	1,0%	-29,0%	-29,5%	-33,3%	-35,2%	-36,0%
	1,5%	-23,0%	-24,2%	-27,9%	-29,8%	-30,7%
	2,0%	-23,0%	-24,1%	-27,5%	-29,3%	-30,2%
	2,5%	-27,1%	-27,7%	-30,8%	-32,4%	-33,1%
	3,0%	-34,8%	-34,5%	-37,2%	-38,5%	-39,0%

Meziroční zpřísnění		SAIDI				
D		1,0%	1,5%	2,0%	2,5%	3,0%
SAIFI	1,0%	-58,5%	-49,0%	-47,4%	-51,1%	-58,9%
	1,5%	-58,6%	-50,2%	-48,8%	-52,0%	-58,9%
	2,0%	-64,9%	-56,5%	-54,7%	-57,5%	-63,8%
	2,5%	-67,1%	-58,8%	-57,0%	-59,5%	-65,6%
	3,0%	-67,0%	-59,0%	-57,2%	-59,7%	-65,5%

Meziroční zpřísnění		SAIDI				
E		1,0%	1,5%	2,0%	2,5%	3,0%
SAIFI	1,0%	-50,2%	-41,6%	-40,6%	-43,9%	-52,1%
	1,5%	-36,9%	-31,0%	-30,8%	-34,2%	-41,8%
	2,0%	-38,1%	-32,5%	-32,2%	-35,4%	-42,4%
	2,5%	-46,6%	-40,3%	-39,6%	-42,3%	-48,9%
	3,0%	-56,6%	-49,5%	-48,2%	-50,5%	-56,7%

Tabulky 17 – Závislost celkového měrného přínosu opatření na změně požadavků

Z výše uvedených tabulek je zřejmé, že téměř veškerá navržená opatření nejsou ekonomicky efektivní. Jedinou „světlou“ výjimku zde tvoří opatření B, tedy pochytní s automatikou pro vymanipulování poruchy (self-healing). Veškeré červené hodnoty představují záporné NPV projektu. Opatření B vykazuje pro většinu kombinací možných hodnot zpřísnění požadavků na ukazatele kladné hodnoty celkového měrného přínosu, což znamená, že i výsledné NPV projektu by bylo kladné. Zaměřme se nyní ještě na zvýrazněné hodnoty (tučné). Označil jsem tak vždy nejvyšší položku (nebo nejméně zápornou). Například u opatření E se nalézá na pozici meziročního zpřísnění požadavků 2 % pro SAIDI a 1,5 % pro SAIFI. Z této

na první pohled drobnosti, by však někdo mohl vyvodit závěr, že PDS vynaloží méně či obdrží více finančních prostředků, oproti očekávanému zpřísnění 1 % pro oba ukazatele. To však není pravda. Je potřeba si uvědomit, že výše uvedené tabulky zohledňují také nulovou variantu, která tento paradox vytváří. Abych dokázal své tvrzení, připravil jsem obdobnou sestavu dat zahrnující pouze bonusy, malusy, náklady a cenu nedodané energie navržených opatření, a tím tak odstranil vliv sankcí nulové varianty. Následující tabulky zachycují NPV jednotlivých variant (bez vlivu malusů nulové varianty), vztažené vždy k příslušnému maximu.

Meziroční zpřísnění		SAIDI				
A		1,0%	1,5%	2,0%	2,5%	3,0%
SAIFI	1,0%	100,0%	114,1%	125,7%	134,9%	142,6%
	1,5%	113,9%	128,0%	139,6%	148,8%	156,5%
	2,0%	125,3%	139,4%	151,0%	160,2%	167,9%
	2,5%	134,5%	148,6%	160,2%	169,3%	177,1%
	3,0%	141,9%	156,0%	167,6%	176,7%	184,5%

Meziroční zpřísnění		SAIDI				
B		1,0%	1,5%	2,0%	2,5%	3,0%
SAIFI	1,0%	100,0%	128,9%	153,0%	172,1%	187,5%
	1,5%	135,1%	164,0%	188,1%	207,2%	222,6%
	2,0%	178,8%	207,6%	231,8%	250,8%	266,2%
	2,5%	220,9%	249,8%	273,9%	293,0%	308,4%
	3,0%	257,3%	286,2%	310,3%	329,4%	344,8%

Meziroční zpřísnění		SAIDI				
C		1,0%	1,5%	2,0%	2,5%	3,0%
SAIFI	1,0%	100,0%	116,6%	130,2%	139,0%	144,7%
	1,5%	111,2%	127,9%	141,5%	150,2%	155,9%
	2,0%	121,1%	137,7%	151,3%	160,0%	165,8%
	2,5%	131,8%	148,5%	162,0%	170,8%	176,5%
	3,0%	144,9%	161,6%	175,2%	183,9%	189,6%

Meziroční zpřísnění		SAIDI				
D		1,0%	1,5%	2,0%	2,5%	3,0%
SAIFI	1,0%	100,0%	109,2%	117,2%	126,4%	137,5%
	1,5%	116,7%	125,9%	133,9%	143,1%	154,2%
	2,0%	132,1%	141,3%	149,3%	158,5%	169,6%
	2,5%	141,1%	150,2%	158,2%	167,5%	178,6%
	3,0%	146,2%	155,3%	163,3%	172,6%	183,7%

Meziroční zpřísnění		SAIDI				
E		1,0%	1,5%	2,0%	2,5%	3,0%
SAIFI	1,0%	100,0%	109,5%	117,9%	127,1%	138,9%
	1,5%	106,3%	115,8%	124,2%	133,4%	145,2%
	2,0%	116,7%	126,3%	134,7%	143,8%	155,6%
	2,5%	130,6%	140,1%	148,5%	157,6%	169,4%
	3,0%	144,6%	154,1%	162,5%	171,7%	183,5%

Tabulky 18 – Závislost NPV opatření vztaženého ke svému maximu bez malusů nulové varianty

Výše uvedené hodnoty již korespondují s předešlým tvrzením. Povšimněme si, že 100 % se nachází vždy v levém horním rohu, tedy na pozici meziročního zpřísnění 1 % pro SAIDI i SAIFI. Dále musím říci, že absolutně vyjádřené hodnoty NPV (bez zohlednění sankcí v nulové variantě) vychází záporné, a tudíž i vyšší procentní míra představuje více záporné, takto vypočtené NPV. Podívejme se například na opatření A (pochytrání dTS). Pokud by NPV na pozici 1 a 1 % činilo - 100 mil. Kč, pak při zpřísnění 3 % (opět pro oba ukazatele) dojde k poklesu až na - 184,5 mil. Kč. Takto lze interpretovat veškeré položky v tabulkách. Nejvíce citlivé opatření na změnu zpřísnění požadavků ERÚ je varianta B s pochytráním a automatikou. V tomto případě může totiž dojít k poklesu NPV až téměř o 3,5 násobek maxima.

Vzhledem k nejistotě požadavků ERÚ, navrhuji použít pro celkové srovnání variant průměr procentuálních hodnot první sady uvedených tabulek (č. 17). Tento průměrný měrný přínos opatření vůči nulové variantě vychází následovně.

A	-12,6 %
B	18,0 %
C	-30,7 %
D	-57,9 %
E	-42,5 %

Tabulka 19 - Průměrný měrný přínos opatření vůči nulové variantě

Z této tabulky bych si tedy již dovolil sestavit pomyslné pořadí stupňů vítězů. Je evidentní, že opatření B vykazuje za daných předpokladů nejlepší výsledky. Opatření A v sobě ukrývá reálnou opci (není zahrnuta ve výpočtech) na rozšíření projektu o automatiku, díky čemuž se i tato varianta jeví jako přijatelná. Touto opcí opatření C nedisponuje, avšak dříve zmíněná nejistota, spojená s rozvinutím následných poruch, může výsledné hodnoty značně ovlivnit. Pokud by byl stav kabelů v síti na dobré úrovni (izolace by vydržela namáhání sdruženým napětím), opatření s kompenzací by rázem vykazovalo také přijatelné hodnoty. Kombinace těchto dvou směrů se však ukázala jako ekonomicky neefektivní (nerentabilní), což dokládají nejnižší hodnoty NPV u opatření D a E.

Závěr

V rámci této diplomové práce jsem se snažil popsat problematiku jednoho vybraného a zároveň aktuálního tématu z oblasti elektroenergetiky. Zaměřil jsem se na zvýšení spolehlivosti dodávky elektrické energie a to především ve smyslu snížení ukazatelů její nepřetržitosti SAIDI a SAIFI. Hlavním cílem ovšem nebylo sepsat jen jakousi rešerši, nýbrž navrhnout zcela konkrétní opatření vedoucí k žádanému zlepšení. Abych toto mohl provést, bylo nejprve zapotřebí, seznámit se detailněji s aspekty provozu distribučních soustav a zmíněnými ukazateli nepřetržitosti. Pozitivní vliv na velikost hodnot SAIDI a SAIFI mají obecně dva typy opatření. První jsou zaměřena na odstranění příčin přerušení, zatímco ta druhá minimalizují následky, přesněji dobu trvání přerušení distribuce. Praxe ovšem ukazuje, že ani nejlepší prevence nedokáže zajistit dokonalou spolehlivost. Poruchovost se tedy do jisté míry považuje za stochastický děj, jež se čas od času zkrátka naskytne. V této práci jsem se zabýval výhradně návrhem opatření, která minimalizují následky nepředvídatelných poruchových událostí.

Aby navržená opatření nebyla hodnocena a diskutována jen v obecné rovině, využil jsem nabídky spolupráce s distribuční společností PREDistribuce a analyzoval možné změny přímo v podmínkách této soustavy. Zmíněná společnost provozuje elektrická vedení o různých napětích, zde jsem však pracoval pouze se změnami na hladině napětí vysokého. Tato část sítě je realizována téměř výhradně kabelovým vedením a uzel soustavy je převážně provozován jako nepřímou uzemněný přes odporník. Tyto dva charakteristické rysy jsou ve vztahu k nepřetržitosti distribuce velmi důležité. Zmíněný způsob provozu uzlu totiž v žádném případě neumožňuje provoz sítě s poruchou, zatímco například uzemnění uzlu přes tlumivku touto vlastností v jistých případech disponuje. Konkrétně se jedná o případ jednofázové (zemní) poruchy, kdy zbylé dvě nepostižené fáze jsou stále provozuschopné. Namísto fázového napětí se na nich však objeví napětí sdružené, což může u kabelového vedení způsobit proražení izolace a následné rozšíření poruchy. Kromě těchto technických aspektů jsem dále ve své práci zohlednil také ty ekonomické. Seznámit jsem se musel především s motivační regulací kvality a požadavky Energetického regulačního úřadu obecně. Provozovatelé distribučních soustav jsou tímto dozorčím orgánem motivováni neustále zkvalitňovat své služby, což zahrnuje i průběžné snižování ukazatelů SAIDI a SAIFI. Samotnou motivací je možnost získání finančního bonusu za nadstandardní kvalitu či naopak malusu za kvalitu nedostatečnou. Veškerá níže uvedená opatření jsou hodnocena a vzájemně porovnávána v rámci 45 letého období počínaje rokem 2019 a rokem 2064 konče.

První navržené opatření (A) zahrnuje implementaci tzv. chytrých stanic (pochytření), neboli stanic dTS s dálkově ovládanými odpínači a dálkově přenášenými výstupy z indikátorů zkratových proudů. Díky těmto prvkům dojde k úspoře času při vymezování poruchy a obnově distribuce poruchovou četou. Ta musí v současné době místo poruchy poměrně zdlouhavě hledat. Chytré prvky v kombinaci s dálkovým ovládáním umožňují tento proces významně urychlit. Další navržené opatření (B) je téměř totožné s předchozím, avšak navíc zahrnuje systém pro částečné automatické vymezení poruchy pomocí dálkově ovládaných dTS. V prvním případě tuto funkci obstarával dispečer. Třetí varianta (C) navrhuje změnu ve způsobu

uzemnění uzlu soustavy, kde namísto odporníku by byla nasazena zmíněná tlumivka. Čtvrté opatření (D) v sobě pouze kombinuje varianty A a C, obdobně pak poslední (E) spojuje dvojici B, C.

Z výsledků provedené simulace Monte Carlo vyplynulo, že k nejvýznamnějšímu ovlivnění ukazatelů SAIDI a SAIFI (zahrnující poruchy na hladině VN), dojde při realizaci kombinovaného opatření E. Konkrétně se jedná o 79% pokles u SAIDI a 70% u SAIFI. Toto opatření je však také jednoznačně nejdražší. Za celé hodnocené období se náklady vyšplhaly, při uvažování 6% diskontní sazby, na 784 mil. Kč. NPV tohoto projektu je při zohlednění malusů nulové varianty (současný stav) druhé nejnižší a zároveň značně záporné. Opatření D dopadlo z ekonomického pohledu ještě hůře. Kombinace kompenzace zemních proudů a pochyťření se z tohoto důvodu tedy nejví jako optimální.

Vzhledem k započtenému riziku proražení izolace a rozvinutí vícenásobné poruchy u kompenzované sítě (30 % případů) vychází NPV u opatření C také záporné. Pokud dochází k přechodu od sítě s uzemněným uzlem přes odporník k síti kompenzované, je velice obtížné odhadnout stav kabelů respektive jejich chování při zatížení sdruženým napětím. Tento faktor je pro celkový výsledek velmi důležitý. Pokud by byl stav kabelů v zemi lepší, než zde předpokládám a k proražení izolace by tedy nedocházelo tak často, celková ekonomika kompenzované sítě by se citelně zlepšila. Při uvážení nulového rozvinutí následných poruch by při 1% meziročním zpříšňování požadavků dosáhlo NPV již nulové až lehce kladné hodnoty. Tento krajní případ by však pravděpodobně v praxi nenastal. Celkově bych ovšem řekl, že opatření s tlumivkou, pro jisté předpoklady, již může dosáhnout přijatelné ekonomické efektivity.

Pochyťření dTS dle navrženého scénáře vykazuje opět záporné hodnoty NPV. Vzhledem k tomu, že zde však existuje reálná opce na rozšíření projektu o automatiku, která není v modelu započtena, dovolím si tvrdit, že se jedná o hraniční řešení, které v závislosti na reálných podmínkách může dosáhnout jak „mírně“ záporných, tak kladných hodnot. Významná nejistota plyne v tomto případě z očekávaného vývoje cen. V hodnotícím modelu kalkulují u veškerých opatření obsahující pochyťření s poměrně příznivým vývojem cen. Ten však může být narušen například nečekanými makroekonomickými událostmi a celkový měrný přínos by se tak posunul záporným směrem.

Opatření s chytrými dTS a automatikou dosahuje nejvyšších a zároveň kladných hodnot ve všech ohledech (při zohlednění malusů nulové varianty). Pokud bych uvažoval významně vyšší ceny za chytré prvky (500 tis. Kč do 5 let, 400 tis. Kč do deseti a 300 tis. Kč od 10 let na jednu dTS), stále bude při nezměněné výši diskontní sazby dosahovat kladných hodnot NPV. Vzhledem k uvažovaným předpokladům se tedy jedná o nejlepší opatření ze všech navržených. Dovolím si ještě uvést drobnou poznámku. Automatika plní pouze jednu z funkcí dispečera a s trochou nadsázky lze říci, že rozhodující vliv u opatření A má vlastně lidský faktor. Výsledek ekonomického hodnocení varianty A je značně závislý na volbě pravděpodobnostního rozdělení (distribuční funkce) operativního času dispečera, potřebného pro vymezení poruchy pomocí dostupných dálkově ovládaných prvků. Tento model kalkuluje s vymanipulováním 50 % poruch do 3 min. Rozdíl mezi opatřeními A a B, tedy 50 a 100 % je natolik velký, že rozdíl v celkové výši součtu bonusů a malusů dosahuje až stovek milionů Kč za hodnocené období.

Klíčovým ukazatelem pro tuto rozdílnost je výhradně SAIFI. Zároveň chci poukázat na skutečnost, že pokud by ERÚ snížil dobu, do které se přerušení nezapočítávají do ukazatelů nepřetržitosti, došlo by k dalšímu prohloubení rozdílu mezi prací člověka a stroje (automatiky).

Hodnotící model jsem v této práci sestavil za předpokladu značného množství zjednodušení, avšak i přesto se domnívám, že celková vypovídací hodnota je více než přijatelná. V této souvislosti musím zmínit například konstantní nastavení požadavků ze strany ERÚ, uvažovaný stálý zisk společnosti. Vzhledem k dlouhému hodnoticímu období a zcela oprávněné nejistotě, se tyto proměnné však volit zkrátka musí. Dalším zjednodušením je například neuvažování těžko určitelných provozních nákladů či zanedbání poruchovosti chytrých, v rámci opatření instalovaných, prvků a tlumivek. I v těchto případech by se ovšem jednalo spíše o odhady, než o přesná data. V důsledku velkého množství, řekněme pohyblivých veličin, jsem vytvořil relativně komplexní a dynamický model v softwaru Excel, který umožňuje individuální nastavování všech klíčových veličin. Simulační model je přiložen k diplomové práci v plném rozsahu.

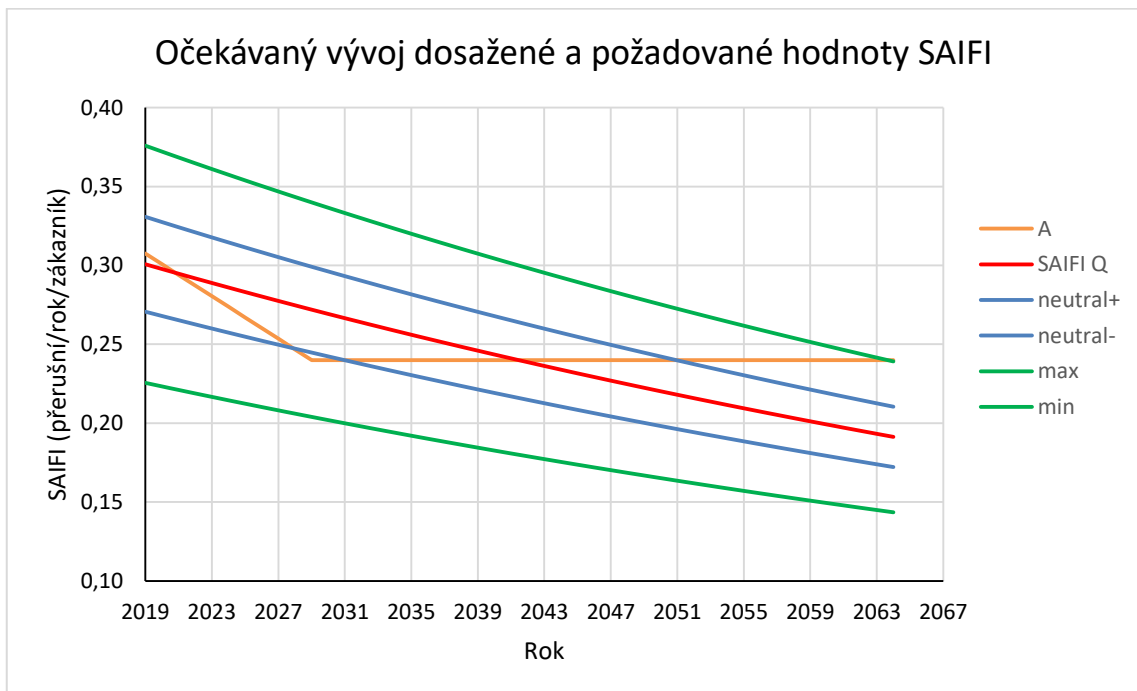
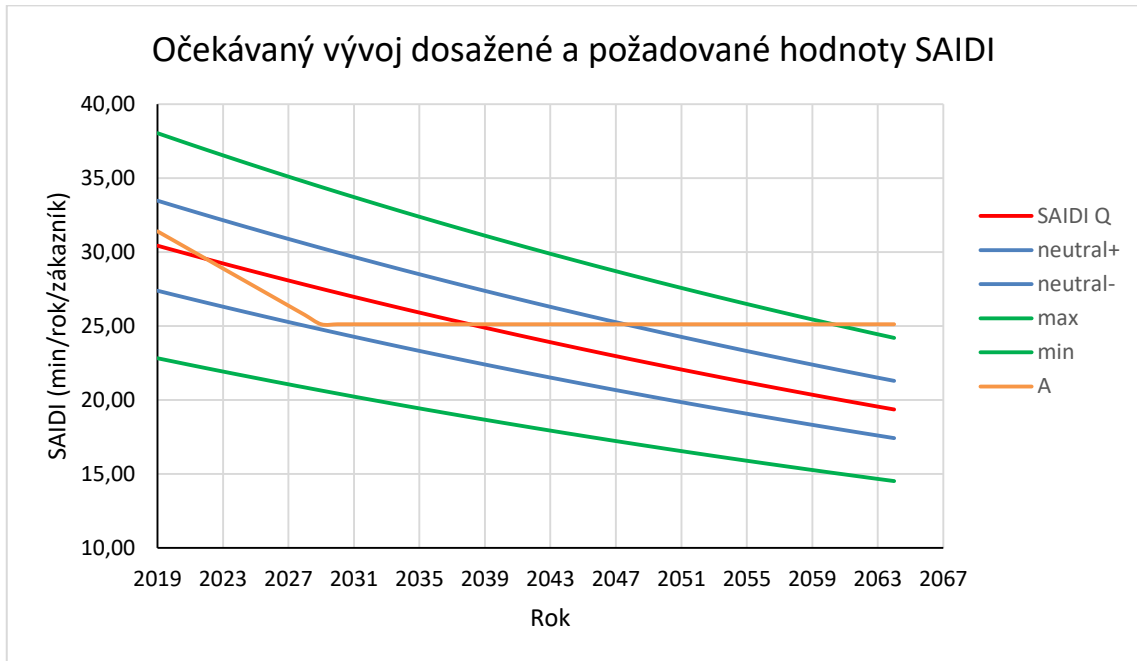
Z výsledků této práce jednoznačně vyplývá, že libovolné opatření je spojeno s náklady, které se pravděpodobně formou bonusů společnosti nevrátí v celé své výši. Pokud by ovšem PDS zůstal nečinný, malusy by dosáhly částek ještě vyšších. Účelem navržených opatření tedy není generování zisku, nýbrž zlepšení kvality dodávky elektrické energie pro konečné zákazníky, za současné snahy o maximální využití dosažitelných bonusů. Tuto definici nejlépe splňuje opatření B, které tímto také doporučuji k samotné realizaci. Na základě provedených výpočtů, se orientace na chytré stanice s dálkově ovládanými prvky jeví jako správná volba. Zdali dokáže PDS zjednodušit práci dispečerů a urychlit tak proces vymanipulování poruchy či vybaví řídicí systém SCADA vhodnou automatikou, již přenechám k rozhodnutí osobám pověřeným. Tato cesta však bezesporu vede k optimálnímu řešení zkoumané problematiky, a proto bych se po ní v tomto případě rozhodně vydal.

Použité zdroje

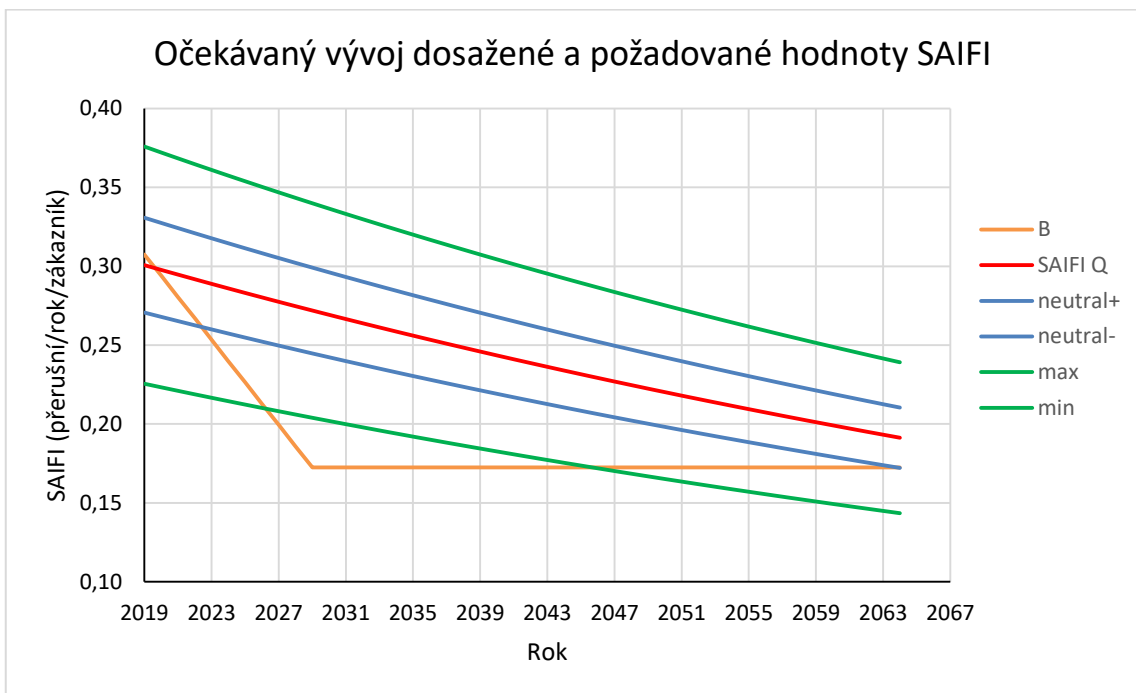
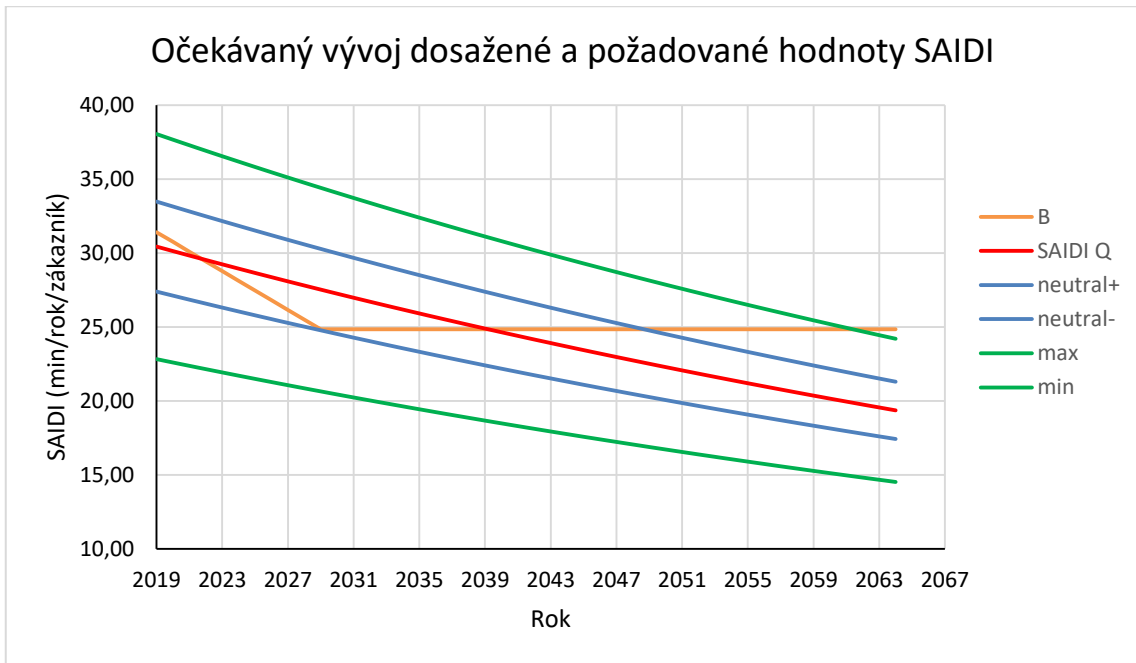
- [1] TŮMA, Jiří, Stanislav RUSEK, Zbyněk MARTÍNEK, Igor CHEMIŠINEC a Radomír GOŇO. *Spolehlivost v elektroenergetice*. B.m.: CONTE spol. s r.o., ČVUT Praha, nedatováno. ISBN 8023964836.
- [2] JIŘÍ ČERMÁK. *Kvalita elektrické energie* [online]. 2015 [vid. 2016-11-16]. Dostupné z: <http://oenergetice.cz/technologie/elektroenergetika/kvalita-elektricke-energie/>
- [3] ENERGETICKÝ REGULAČNÍ ÚŘAD. Energetický regulační VĚSTNÍK, Zpráva o kvalitě za rok 2015 [online]. 2016, 5 [vid. 2016-11-17]. Dostupné z: https://www.eru.cz/documents/10540/2041142/ERV_4_2016.pdf/819c9b7a-346d-4c6b-bfa4-5dcd59db7f78
- [4] TOMAN, Petr, Jiří DRÁPELA, Stanislav MIŠÁK, Jaroslava ORSÁGOVÁ, Martin PAAR, David TOPOLÁNEK a A KOL. *Provoz distribučních soustav*. nedatováno. ISBN 9788001049358.
- [5] *540/2005 Sb. Vyhláška o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice* [online]. [vid. 2016-12-14]. Dostupné z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2005-540#cast4>
- [6] JÍLEK, David. *Způsoby provozování uzlů elektrických sítí*. B.m., 2012. ZÁPADOČESKÁ UNIVERZITA V PLZNI.
- [7] SOUSTAV, PROVOZOVATELÉ DISTRIBUČNÍCH. PRAVIDLA PROVOZOVÁNÍ DISTRIBUČNÍCH SOUSTAV, PŘÍLOHA 2. 2014, 25.
- [8] ŠEFRÁNEK, Jan. *SPOLEHLIVOST A KVALITA DODÁVEK ELEKTŘINY A MOŽNOSTI JEJICH OVLIVŇOVÁNÍ*. B.m., 2014. České vysoké učení technické v Praze.
- [9] ERÚ. Zásady cenové regulace pro období 2016-2018 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství a pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství [online]. 2015, 171. Dostupné z: <https://www.eru.cz/cs/-/zasady-cenove-regulace-pro-obdobi-2016-2018-pro-odvetvi-elektroenergetiky-plynarenstvi-a-pro-cinnosti-operatora-trhu-v-elektroenergetice-a-plynarenstv>
- [10] ČSN 33 3070 - *náhled normy* [online]. 1979. Dostupné z: http://www.technicke-normy-csn.cz/inc/nahled_normy.php?norma=333070-csn-33-3070&kat=2607
- [11] CIMBOLINEC, Ivan. *Provozování distribučních soustav* [online]. [vid. 2016-12-03]. Dostupné z: https://www.powerwiki.cz/attach/PES/3-Odpornikove_site_vn.pdf
- [12] DORDA, Michal. *Generování pseudonáhodných čísel při simulaci* [online]. [vid. 2017-03-26]. Dostupné z: http://homel.vsb.cz/~dor028/Aplikace_4.pdf
- [13] WACC [online]. [vid. 2017-05-06]. Dostupné z: <http://business.center.cz/business/pojmy/p1738-WACC.aspx>

Příloha č. 1 – Vývoj ukazatelů SAIDI, SAIFI pro jednotlivá opatření

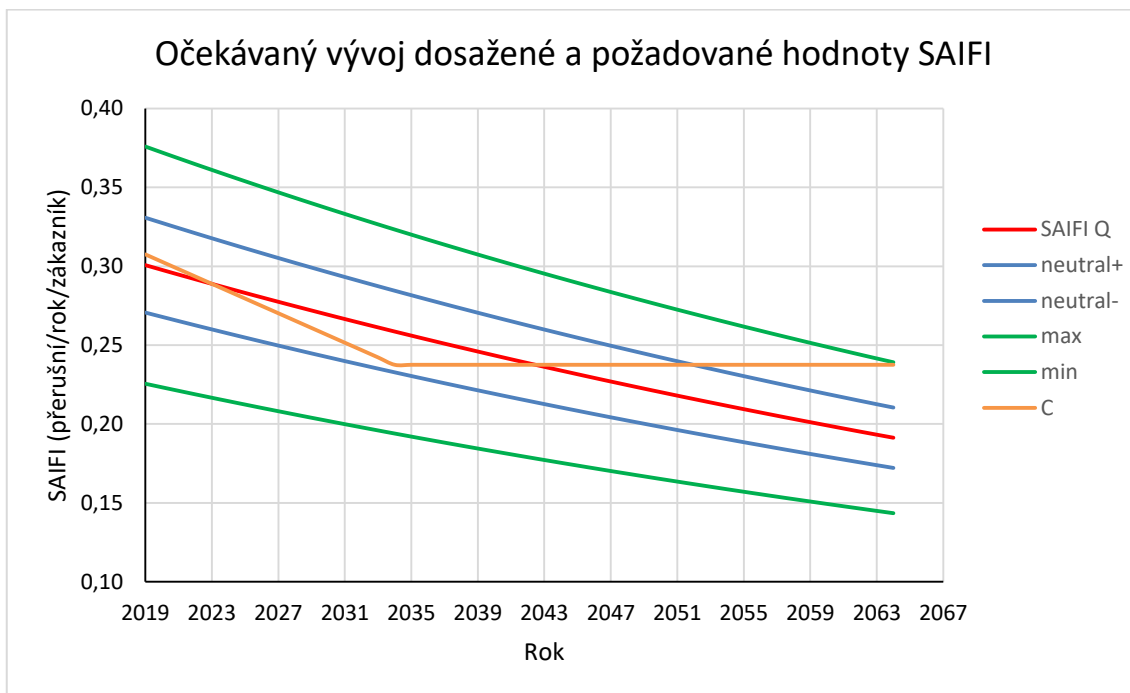
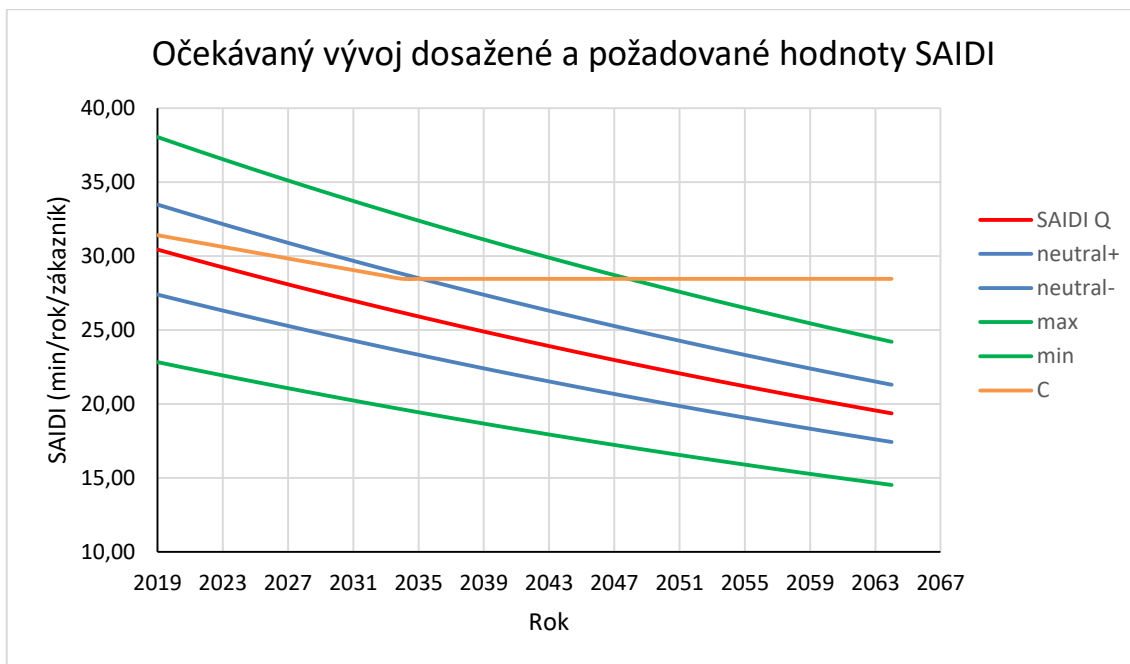
Pochytření dTS



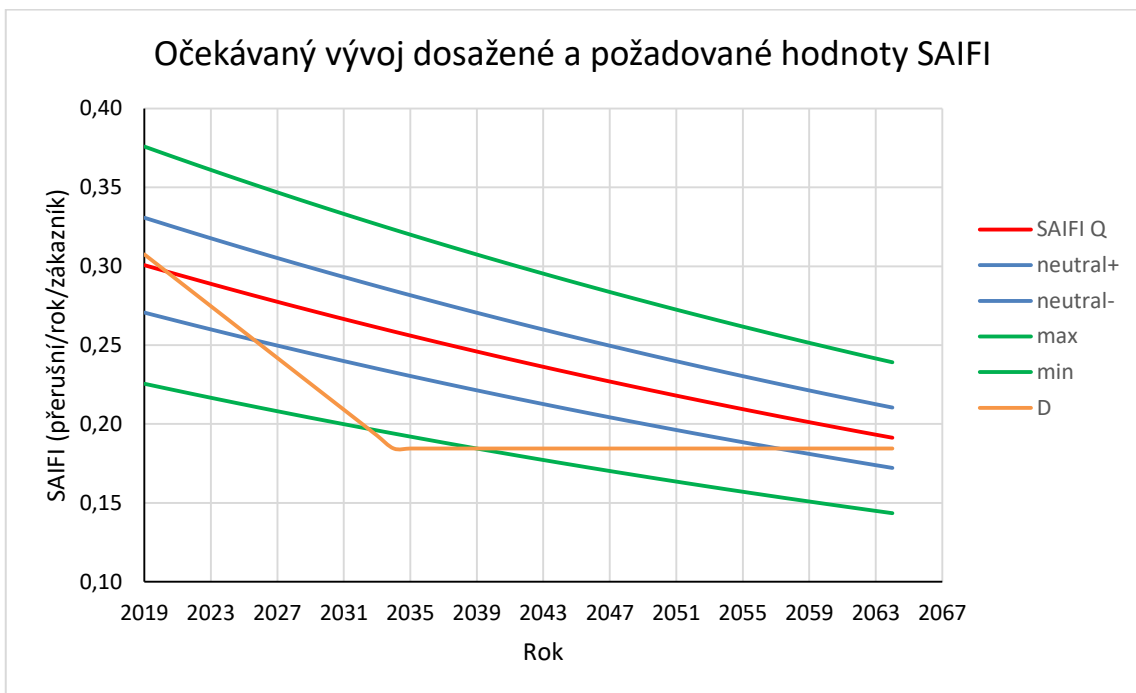
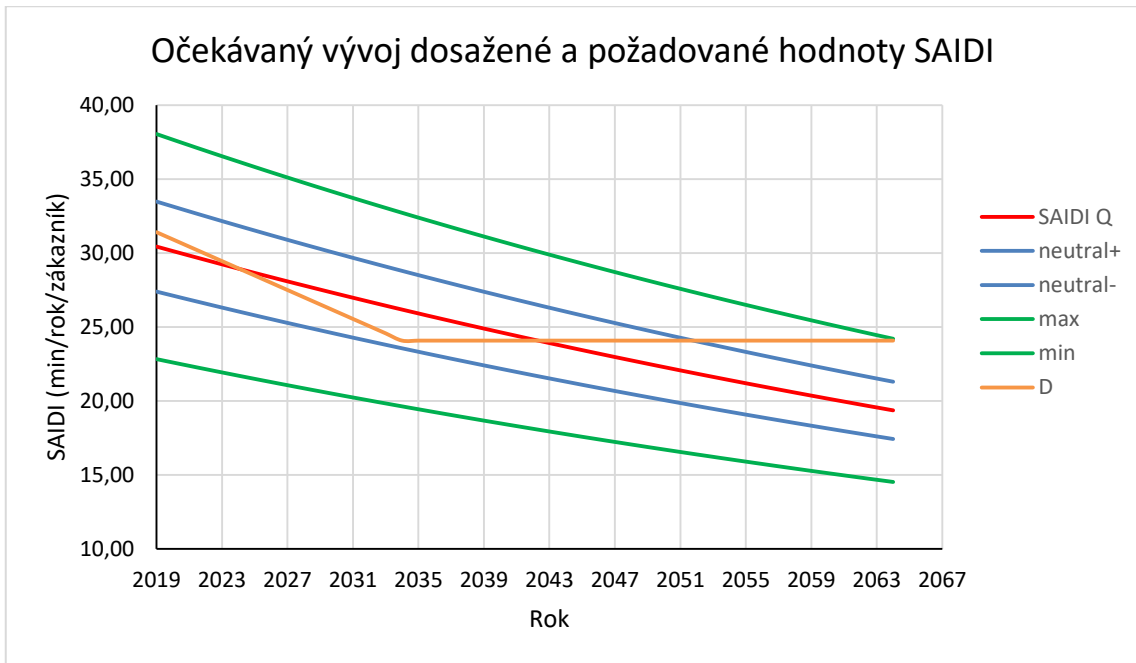
Pochytrání dTS, automatika



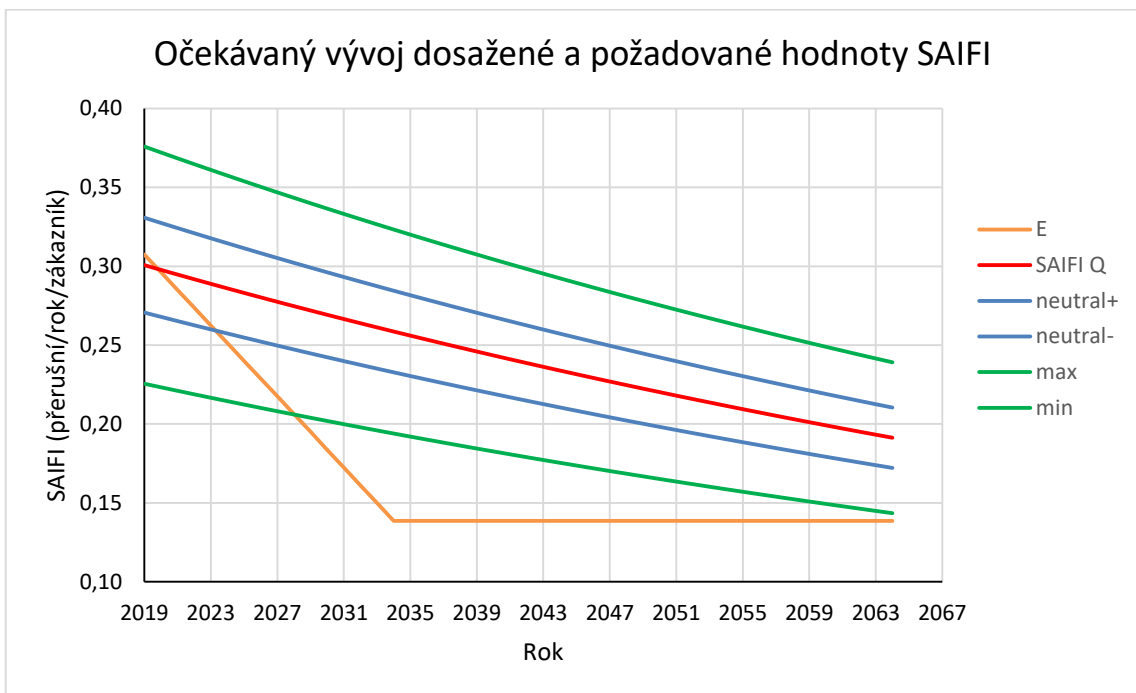
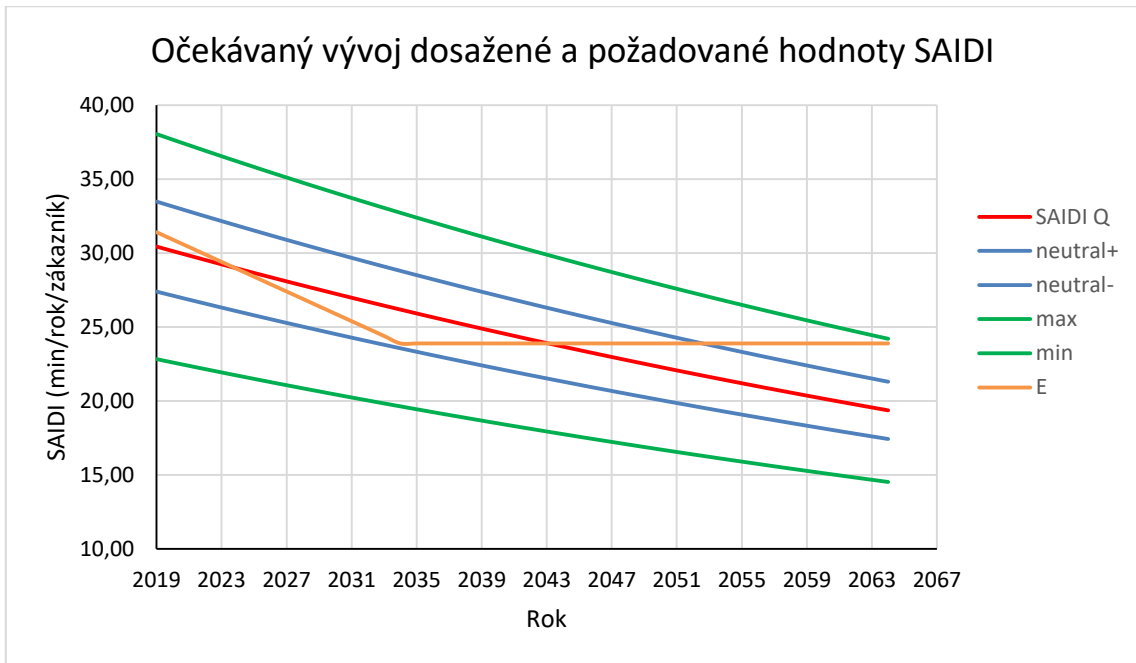
Kompenzace



Kompenzace, pochytrření dTS



Kompenzace, pochytrření dTS, automatika



Příloha č. 2 – Citlivostní analýza změny prémie vůči nulové variantě

Meziroční zpřísnění		SAIDI				
A		1,0%	1,5%	2,0%	2,5%	3,0%
SAIFI	1,0%	88,2%	76,3%	67,8%	61,7%	56,6%
	1,5%	76,5%	67,5%	60,6%	55,5%	51,2%
	2,0%	68,4%	61,0%	54,9%	50,4%	46,5%
	2,5%	62,3%	55,9%	50,4%	46,2%	42,6%
	3,0%	57,7%	51,9%	46,9%	42,9%	39,5%

Meziroční zpřísnění		SAIDI				
B		1,0%	1,5%	2,0%	2,5%	3,0%
SAIFI	1,0%	168,9%	145,9%	132,1%	122,8%	116,0%
	1,5%	142,9%	126,0%	115,1%	107,6%	102,0%
	2,0%	120,9%	107,7%	98,8%	92,4%	87,6%
	2,5%	103,0%	92,3%	84,7%	79,1%	74,8%
	3,0%	88,8%	79,9%	73,3%	68,3%	64,4%

Meziroční zpřísnění		SAIDI				
C		1,0%	1,5%	2,0%	2,5%	3,0%
SAIFI	1,0%	70,7%	56,3%	45,8%	40,0%	36,7%
	1,5%	62,5%	50,9%	42,0%	37,0%	34,1%
	2,0%	55,6%	45,6%	37,6%	33,1%	30,5%
	2,5%	47,5%	38,8%	31,6%	27,5%	25,2%
	3,0%	37,1%	29,8%	23,4%	19,7%	17,6%

Meziroční zpřísnění		SAIDI				
D		1,0%	1,5%	2,0%	2,5%	3,0%
SAIFI	1,0%	141,8%	123,4%	111,5%	99,9%	87,1%
	1,5%	113,1%	100,6%	91,6%	82,2%	71,3%
	2,0%	92,8%	83,4%	76,2%	68,0%	58,2%
	2,5%	82,6%	74,7%	68,4%	60,8%	51,6%
	3,0%	77,4%	70,3%	64,4%	57,2%	48,3%

Meziroční zpřísnění		SAIDI				
E		1,0%	1,5%	2,0%	2,5%	3,0%
SAIFI	1,0%	172,4%	150,0%	136,1%	123,9%	110,2%
	1,5%	153,9%	136,6%	125,2%	114,9%	102,9%
	2,0%	137,2%	123,0%	113,3%	104,1%	93,2%
	2,5%	119,8%	108,1%	99,7%	91,5%	81,3%
	3,0%	103,9%	94,3%	86,9%	79,4%	69,9%

Kontaktní adresa

Miroslav Mentr
Jasmínová 192
29001, Poděbrady
mengrmir@fel.cvut.cz