



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomie, manažerství a humanitních věd

**Analýza spolehlivosti distribuce elektřiny
se zaměřením na venkovní vedení VN**

**Analysis of reliability of electricity distribution -
overhead MV power distribution lines**

Diplomová práce

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Studijní obor: Ekonomika a řízení energetiky

Vedoucí práce: Ing. Josef Barochovský

Bc. Tomáš Felcman

Praha 2017

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Felcman** Jméno: **Tomáš** Osobní číslo: **393272**
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 spolehlivosti distribuce elektřiny se zaměřením na venkovní vedení VN

Název diplomové práce anglicky:

Analysis of reliability of electricity distribution - overhead MV power distribution lines

Pokyny pro vypracování:

- zmapujte současné regulační prostředí v oblasti spolehlivosti dodávky EE v ČR a v Evropě
- popište v současnosti využívané prvky a algoritmy pro manipulace v sítích vn v souvislosti s dosahovanou úrovní spolehlivosti a nepřetržitosti distribuce elektřiny
- analyzujte stávající stav nasazení prvků sloužících k dálkovým manipulacím v sítích vn ČEZ Distribuce, a.s.
- zhodnoťte vliv dálkově ovládaných a inteligentních prvků v síti vn a stanovte efektivní pravidla pro využití vyšších funkcí

Seznam doporučené literatury:

KONČ, Michal. Vybrané ukazatele kvality dodávky elektrické energie. Pardubice, 2016. Disertační práce. Univerzita Pardubice. Vedoucí práce Doc. Ing. Radovan Doleček, Ph.D.
TŮMA, Jiří, Stanislav RUSEK, Zbyněk MARTÍNEK, Igor CHEMIŠINEC a Radomír GOŇO. Spolehlivost v elektroenergetice. Praha: Conte, 2006. ISBN 80-239-6483-6.
ŠEFRÁNEK, Jan. Spolehlivost a kvalita dodávek elektřiny a možnosti jejich ovlivňování. Praha, 2014. Disertační práce. České vysoké učení technické v Praze. Vedoucí práce Prof. Ing. Jiří Tůma, DrSc.

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

Ing. Josef Barochovský, ČEZ Distribuce, a.s., Riegrovo nám. 1493, 50002 Hradec Králové

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

Datum zadání diplomové práce: **27.02.2017**

Termín odevzdání diplomové práce: **26.05.2017**

Platnost zadání diplomové práce: **25.05.2018**

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 diplomovou práci vypracoval samostatně a v souladu s Metodickým pokynem o dodržování etických principů pro vypracování závěrečných prací, a že jsem uvedl všechny použité informační zdroje.

V Praze dne

podpis

Poděkování

Rád bych tímto poděkoval Ing. Michalu Končovi Ph.D. za možnost vypracovávat tuto diplomovou práci ve spolupráci s ČEZ Distribuce, a.s. Dále děkuji Ing. Josefu Barochovskému za cenné informace, rady i čas věnovaný této práci. V neposlední řadě pak také děkuji Ing. Petru Pavlíčkovi za velikou pomoc při získávání potřebných dat.

Abstrakt

Obsahem této diplomové práce je analýza instalace dálkově ovládaných a inteligentních prvků na venkovním vedení vysokého napětí v síti ČEZ Distribuce, a.s. s cílem zvyšování spolehlivosti distribuce elektřiny. V práci nejprve detailně rozebírám současné regulační prostředí v oblasti distribuce elektřiny, a zároveň uvádím možné úpravy, jež se snaží odstranit některé nedokonalosti současného systému. V další kapitole pak analyzuji přínosy, jež instalace dálkově ovládaných a inteligentních prvků provozovateli distribuční soustavy přinášejí. Na základě výstupů z této analýzy jsem vytvořil ekonomický model pro posuzování efektivity investice do dálkově ovládaných prvků v sítích vysokého napětí. Nakonec prezentuji vytvořený algoritmus lokalizace poruchy jako možnost vylepšení stávajícího systému a zrychlení procesu vymezení poruchového úseku. Tento algoritmus má veliký potenciál zlepšit spolehlivost distribuce elektřiny nejen v distribuční síti ČEZ Distribuce, a.s.

Klíčová slova

spolehlivost distribuce elektřiny, dálkově ovládané a inteligentní prvky, algoritmus lokalizace poruchy, SAIFI, SAIDI

Abstract

The content of this diploma thesis is an analysis of remote controllable and intelligent switches installation in overhead middle voltage distribution lines of ČEZ Distribuce, a.s., aiming to increase the reliability of electricity distribution. First, an overview of electricity distribution reliability regulation is presented. Furthermore, there are suggested several enhancements of the contemporary regulation system. Second, I conducted an analysis of the remote controllable and intelligent switches installation benefits. These benefits are further used in development of economic model that can be used for analysis of economic effectiveness of the switch installations as well as general investments in electricity distribution system related to distribution reliability. Lastly, I present automatic fault localization algorithm that has a huge potential to improve current electricity distribution reliability.

Keywords

reliability of electricity distribution, remote controllable switches, fault localization algorithm, SAIFI, SAIDI

Osnova

1	Úvod	10
2	Spolehlivost dodávky elektřiny v ČR a Evropě	12
2.1	Přehled ukazatelů spolehlivosti distribuce elektřiny	12
2.2	Legislativní rámec spolehlivosti dodávky elektřiny v ČR.....	16
2.3	Metodika vyhodnocování a měření spolehlivosti DS v ČR	19
2.4	Úroveň kvality distribuce elektřiny v ČR	28
2.5	Spolehlivost dodávky elektřiny v zemích EU	31
2.6	Možnosti vývoje metodiky v ČR.....	35
3	Možnosti zlepšování spolehlivosti a nepřetržitosti dodávky v sítích vn	36
3.1	Výstavba nového vedení	36
3.2	Kabelizace vedení vn	36
3.3	Instalace dálkově ovládaných prvků	36
3.4	Řád preventivní údržby, obnova zařízení a prořezy	37
3.5	Záložní zdroje a bypassy.....	38
3.6	Práce pod napětím	38
3.7	Provoz se zemním spojením.....	39
4	Prvky a algoritmy související se spolehlivostí distribuce elektřiny vedení vn ČEZ Distribuce, a.s.....	40
4.1	Prvky užívané v sítích vn.....	40
4.2	Algoritmy využívané v sítích vn	41
5	Analýza stávajícího stavu nasazení DOP v sítích vn	45
5.1	Vliv DOP na spolehlivost distribuce vedení vn.....	45
5.2	Ekonomický model instalace DOP.....	49
6	Návrh efektivního využívání prvků sítí vn	64
6.1	Optimalizace využívání vyšších funkcí	64
6.2	Algoritmus automatické lokalizace poruchy	67
7	Závěr	76
8	Seznam použité literatury	78
9	Seznam obrázků.....	81
10	Seznam tabulek	82
11	Seznam příloh	82
12	Seznam použitých zkratk	83
13	Přílohy.....	84

1 Úvod

Spolehlivost distribuce elektřiny se v současnosti stává stále důležitějším aspektem dodávky elektrické energie zákazníkům. Za posledních 10 let se značně změnil nejen charakter provozu distribučních sítí, ale také i regulační prostředí spolehlivosti distribuce elektřiny. S podporou obnovitelných zdrojů vzrostl počet decentralizovaných výroben a tento trend bude pravděpodobně ještě pokračovat. S očekávanou implementací tzv. chytrých sítí bude muset také dojít k rozsáhlým investicím do vybavení vedení i do informačních technologií a algoritmů zajišťujících bezpečný a spolehlivý chod těchto sítí. Spolehlivost distribuce elektřiny tak bude i nadále velmi důležitou oblastí, která se potýká s rozvojem sítě, změnou charakteru výroby elektřiny i se změnou spotřebičů a nároků zákazníků na dodávku elektřiny. To potvrzuje i značné zpříšňování regulačního prostředí vůči spolehlivosti a tlak vyvíjený na provozovatele jednotlivých distribučních soustav (PDS).

Jedním z možných řešení, jak zlepšovat spolehlivost distribuce, které je zároveň v koncepčním souladu s budoucí implementací chytrých sítí, je instalace dálkově ovládaných a inteligentních prvků v sítích vysokého napětí. Dálkově ovládané prvky (DOP) se staly v posledních letech často skloňovaným pojmem, a tak se nabízí otázka, jakým směrem se celá koncepce distribuční soustavy (DS) v podmínkách zpříšňujících se nároků na spolehlivost a kvalitu vyvine, a jaké v ní v souvislosti se spolehlivostí distribuce elektřiny dálkově ovládané prvky zaujmou místo.

Proto se v této práci zabývám především touto možností zlepšování spolehlivosti distribuce elektřiny. Vzhledem k významnému vlivu venkovních vedení vysokého napětí (vn) na spolehlivost dodávky elektřiny v ČR, bude právě tento typ vedení hlavním předmětem mých analýz.

V první části této práce se nejprve budu zabývat obecným představením oblasti spolehlivosti distribuce elektřiny spolu s uvedením jednotlivých ukazatelů spolehlivosti a metodik jejího měření. Zároveň uvedu nástroje, jakými Energetický regulační úřad (ERÚ) motivuje provozovatele distribučních soustav (PDS), aby se snažili o zlepšování spolehlivosti jak na systémové úrovni celé DS, tak i ve vztahu k jednotlivým zákazníkům. Důraz bude kladen na využitelnost poznatků v dalších částech práce. Dále porovnáám situaci v ČR s dalšími evropskými státy a uvedu možné změny metodiky regulace spolehlivosti s cílem odstranit nedostatky, které jsem u jejího současného modelu identifikoval.

Ve dalších částech diplomové práce pak uvedu jednotlivé možnosti dalšího zlepšování současné úrovně spolehlivosti distribuce elektřiny vedení vn ČEZ Distribuce, a. s. S tím velice úzce souvisí i současné prvkové vybavení DS a algoritmy pomáhající zlepšovat nepřetržitost provozu.

Práce bude pokračovat analýzou současného nasazení DOP na venkovním vedení vn. V rámci této části budu na již osazeném vedení vn určovat přínos DOP ke zlepšování spolehlivosti distribuce elektřiny. Tyto hodnoty budou spolu s poznatky z regulačního prostředí spolehlivosti využity při tvorbě

ekonomického modelu instalace DOP. Tento model bude posuzovat ekonomickou efektivitu investice do instalace DOP a spolu s citlivostní analýzou se bude snažit identifikovat limity výhodnosti investice do DOP za současných podmínek.

V závěru práce navrhnu optimalizace využívání vyšších funkcí instalovaných DOP. Mezi tyto vyšší funkce patří jak např. funkce opětného zapnutí, tak i algoritmus lokalizace poruchy. Tento algoritmus lokalizace využívá informací z indikátorů poruch (součást dnešních DOP) a lokátoru poruch (zařízení určující impedanční vzdálenost poruchy). Tím by mělo dojít k ještě lepšímu využití funkcí, které DOP nabízejí, dalšímu zlepšení spolehlivosti distribuce elektřiny. Zavedení algoritmu lokalizace lze také považovat za jeden z kroků směrem k automatizaci provozu DS.

Jedním z cílů této práce je tedy analýza nasazení dálkově instalovaných prvků spolu s vytvořením ekonomického modelu pro posuzování budoucích instalací DOP. Dalším neméně důležitým cílem je návrh algoritmu, který na základě momentálně dostupných informací bude schopen určit přesné místo poruchy, a tím významně zlepšit spolehlivost distribuce elektřiny.

2 Spolehlivost dodávky elektřiny v ČR a Evropě

V této kapitole se věnuji jak popisu legislativního prostředí spolehlivosti distribuce elektřiny v ČR a v Evropě, tak i možnostem kvantifikace spolehlivosti a metodice jejího vyhodnocování. Na závěr uvádím několik příkladů možného budoucího vývoje této oblasti v ČR.

Ještě před představením detailů oblasti spolehlivosti distribuce elektřiny je na místě vůbec definovat pojem spolehlivosti a představit možnosti jejího měření. *Spolehlivost* lze dle [1] definovat jako obecnou vlastnost objektu spočívající ve schopnosti plnit požadované funkce při zachování hodnot stanovených provozních ukazatelů v daných mezích a v čase podle stanovených technických podmínek.

Spolehlivost jako komplexní vlastnost objektu zahrnuje mnoho dílčích vlastností (bezporuchovost, opravitelnost, životnost, a další), které jsou vyhodnocovány na základě svých ukazatelů spolehlivosti. V praxi se užívá celá řada těchto ukazatelů, jako například pravděpodobnost poruchy, intenzita poruch apod. Tato práce se však v rámci spolehlivosti zaměřuje spíše na jiný druh ukazatelů, a sice ukazatele související s nepřetržitostí dodávky elektrické energie. Proto budou v následující kapitole některé z nich popsány.

2.1 Přehled ukazatelů spolehlivosti distribuce elektřiny

Při vyhodnocování spolehlivosti dodávky elektřiny se užívá velké množství ukazatelů, jež se snaží kvantifikovat spolehlivost z různých úhlů pohledu. Rozlišují se tyto tři základní varianty ukazatelů dle předmětu, k němuž se vztahují výpadky distribuční sítě:

- **dle postižených odběratelů**
- **dle instalovaného výkonu**
- **dle postižených stanic nebo transformátorů**

Volba varianty často závisí na dostupných datech pro jejich výpočet i charakteru sítě, pro níž jsou ukazatele počítány.

Ukazatele spolehlivosti lze ještě rozdělit dle hlediska zahrnutých typů přerušení¹, definice jednotlivých kategorií viz. kapitola 2.2.2:

- **krátkodobé přerušení**
- **dlouhodobé přerušení**

X

- **plánovaná přerušení**
- **neplánovaná přerušení**

Dělení dle části sítě, pro níž jsou počítány:

¹ Více o definici přerušení lze nalézt v kapitole 2.3.

- **systemové** – celá soustava provozovatele, příp. státu
- **hladina nn** – jsou uvažováni pouze zákazníci na hladině nízkého napětí
- **hladina vn** – jsou uvažováni pouze zákazníci na hladině vysokého napětí
- **bod sítě** – výpočet je prováděn pro konkrétní bod sítě, například pro určení spolehlivosti nového odběru

dle účelu pro něž jsou vyhodnocovány:

- **regulace PDS a PPS ze strany ERÚ**
- **porovnání mezi jednotlivými provozovateli**
- **analýza pro účely rozvoje sítě**

Definice jednotlivých ukazatelů pro distribuční soustavu byly čerpány z [1] a [2]. Následuje představení nejčastějších ukazatelů spolehlivosti.

2.1.1 Ukazatele vztahující se k postiženým odběratelům²

- **SAIFI – System Average Interruption Frequency Index**

Tento ukazatel vyjadřuje průměrnou intenzitu poruch, nebo také jinými slovy průměrnou četnost dlouhodobých přerušení na jedno odběrné místo (= zákazníka) za definované časové období (nejčastěji rok).

$$SAIFI = \frac{\sum_i n_i}{N_c} = \frac{\sum_j \lambda_j \cdot N_j}{\sum_j N_j} \text{ [přerušení/rok]} \quad (1)$$

- **SAIDI – System Average Interruption Duration Index**

Ukazatel SAIDI vyjadřuje průměrnou celkovou dobu trvání dlouhodobých přerušení na jednoho zákazníka za definovanou dobu.

$$SAIDI = \frac{\sum_i t_i \cdot n_i}{N_c} = \frac{\sum_j \lambda_j \cdot \tau_j \cdot N_j}{\sum_j N_j} \text{ [min/rok]} \quad (2)$$

- **CAIDI – Customer Average Interruption Duration Index**

Ukazatel udává průměrnou dobu trvání jednoho dlouhodobého přerušení na jednoho zákazníka za definovanou dobu.

$$CAIDI = \frac{\sum_i t_i \cdot n_i}{\sum_i n_i} = \frac{\sum_j \lambda_j \cdot \tau_j \cdot N_j}{\sum_j \lambda_j \cdot N_j} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \text{ [min/přerušení]} \quad (3)$$

² Od roku 2007 je PDS povinen vztahovat ukazatele nepřetržitosti k počtu postižených zákazníků. [5]

- **ASAI – Average Service Availability Index**

Ukazatel udává pravděpodobnost bezporuchového chodu, nebo také poměrnou dobu, po kterou byla dostupná dodávka elektrická energie.

$$ASAI = \frac{\sum_j N_j \cdot T_c - \sum_j \lambda_j \cdot \tau_j \cdot N_j}{\sum_j N_j \cdot T_c} = \frac{\sum_j N_j \cdot T_c - \sum_i t_i \cdot n_i}{\sum_j N_j \cdot T_c} [-] \quad (4)$$

- **MAIFI – Momentary Average Interruption Frequency Index**

Ukazatel MAIFI je obdobou SAIFI s tím rozdílem, že zde se do výpočtu zahrnují i krátkodobá přerušení. Vyjadřuje tedy průměrnou četnost krátkodobého přerušení na jednoho zákazníka za definované časové období.

$$MAIFI = \frac{\sum_i t_{i,kr} \cdot n_{i,kr}}{N_c} = \frac{\sum_j \lambda_{j,kr} \cdot \tau_{j,kr} \cdot N_j}{\sum_j N_j} [-] \quad (5)$$

kde i je pořadový index dlouhodobého přerušení během definované doby sledování [-],

n_i je celkový počet zákazníků postižených i -tým dlouhodobým přerušením [-],

N_c je celkový počet zákazníků připojených k definované oblasti [-],

j je pořadový index místa v síti [-],

λ_j je intenzita dlouhodobého přerušení v j -tém bodě sítě [rok⁻¹],

N_j je počet připojených zákazníků v j -tém bodě sítě [-],

t_i je střední doba trvání i -tého dlouhodobého přerušení [min]³,

τ_j je střední doba dlouhodobého přerušení j -tého bodu sítě [min],

$t_{i,kr}$ je střední doba trvání i -tého krátkodobého přerušení [min],

$n_{i,kr}$ je celkový počet zákazníků postižených i -tým krátkodobým přerušením [-],

$\lambda_{j,kr}$ je intenzita krátkodobého přerušení v j -tém bodě sítě [rok⁻¹],

$\tau_{j,kr}$ je střední doba krátkodobého přerušení j -tého bodu sítě [min].

³ pro události se zjednodušeným záznamem se t_i určí takto:

$$t_i = \frac{N_1 \cdot (T_1 - T_0) + (N_1 + N_2) \cdot \frac{(T_2 - T_1)}{2} + N_2 \cdot (T_3 - T_2)}{N_1}$$

kde N_1 je počet omezených zákazníků při vzniku přerušení,

N_2 je počet omezených zákazníků po vymezení přerušení manipulacemi,

$T_1 - T_0$ je doba od vzniku přerušení do začátku manipulací v síti,

$T_2 - T_1$ je doba manipulací pro vymezení poruchy,

$T_3 - T_2$ je doba od konce manipulací do obnovení dodávky.

Tyto proměnné budou, pokud nebude určeno jinak, užívány ve stejném významu i dále v této práci.

Kromě výše uvedených základních ukazatelů spolehlivosti existuje v této kategorii ještě mnoho dalších, které našly své uplatnění ve specifických případech, např. při výpočtu spolehlivosti přenosové soustavy. Jejich stručný výčet je uveden dále.

CTAIDI – Customer total average interruption duration index

- Tento ukazatel se liší od CAIDI pouze tím, že ve jmenovateli se každý zákazník započítává maximálně jednou.

CAIFI – Customer Average Interruption Frequency Index

- Ukazatel CAIFI je modifikací SAIFI s tím rozdílem, že ve jmenovateli se započítávají pouze zákazníci, kterým byla přerušena dodávka elektřiny, a to právě jednou bez ohledu na počet jejich přerušení. Udává tedy průměrnou četnost dlouhodobých přerušení zákazníků, kterým byla dodávka alespoň jednou přerušena.

CEMI_n – Customers Experiencing Multiple Interruptions

- Ukazatel CEMI_n vyjadřuje podíl zákazníků, kterým byla přerušena dodávka elektřiny více než n-krát za definované období, na všech zákaznících připojených k definované oblasti.

2.1.2 Ukazatele vztahující se k instalovanému výkonu

Tento typ ukazatelů je vhodný pro oblasti s relativně malým počtem odběratelů mající relativně velký instalovaný výkon a odběr elektřiny, jako např. průmyslové oblasti. V těchto případech nízký počet zákazníků značně zkresluje škody, které výpadek velkého výkonu přináší, a proto vztahování přerušení k instalovanému výkonu se může jevit jako vhodnější. Příklady ukazatelů:

- **ASIFI – Average System Interruption Frequency Index**
- **ASIDI – Average System Interruption Duration Index**
- **ACIDI – Average Customer Interruption Duration Index**

Více o jednotlivých definicích a použití lze nalézt v [1] a [2].

2.1.3 Ukazatele vztahující se k postiženým stanicím

Tato varianta již není tak běžná. Často jsou dostupná data pro jednu z předchozích variant, ty obvykle poskytují detailnější pohled. Příklad ukazatelů:

- **Četnost výpadků na DTS**
- **Souhrnná doba trvání všech výpadků vztahovaná na jednu DTS**
- **Doba trvání jednoho výpadku**

Výše je uveden pouze přehled základních ukazatelů spolehlivosti, uvádět veškeré modifikace ve smyslu možného dělení ukazatelů spolehlivosti by bylo příliš obsáhlé. V praxi se používají ještě některé další, např. dle [4] ukazatel nedodané energie v případě přenosové soustavy ČR.

Ještě před popisem metodiky vyhodnocování a měření spolehlivosti v ČR a Evropě představím legislativní prostředí v oblasti spolehlivosti dodávky elektřiny v ČR.

2.2 Legislativní rámec spolehlivosti dodávky elektřiny v ČR

Spolehlivost dodávky elektřiny v ČR podléhá regulaci ze strany ERÚ, i národním a mezinárodním legislativním dokumentům. S postupem času jsou kladeny stále vyšší požadavky na nepřetržitost distribuce elektrické energie. Od roku 2001, kdy byly v ČR poprvé zavedeny standardy distribuce pro každý individuální případ (viz. kapitola 2.2.2), se oblast regulace spolehlivosti značně proměnila. V roce 2010 došlo k dalšímu posunu zavedením požadavků na spolehlivost distribuce elektřiny na systémové úrovni - tzv. motivační regulace kvality (viz. kapitola 2.3). [13]

V budoucnu je možné, že EU bude usilovat o sjednocení regulace v oblasti spolehlivosti a nepřetržitosti dodávek elektřiny, která je v současnosti značně rozličná, a dojde tak i k další změně situace nejen v ČR. Tato kapitola se tak bude věnovat současným i možným budoucím vývojem metodiky měření a vyhodnocování spolehlivosti dodávek elektřiny.

Tématu spolehlivosti dodávky elektrické energie v rámci distribuční soustavy se na území České republiky věnuje hned několik legislativních dokumentů a norem. Následující řádky popisují ve stručnosti jejich vztah ke spolehlivosti dodávky elektřiny.

2.2.1 Zákon č. 458/2000 Sb. (Energetický zákon)

Zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon, [3]), je základním dokumentem upravujícím legislativní prostředí energetiky v ČR. Energetický zákon definuje základní pojmy týkající se podnikání v energetických odvětvích a uvádí také práva a povinnosti subjektů působících v energetice (včetně PDS). Na jeho základě byl založen Energetický regulační úřad, který kromě mnoha svých dalších pravomocí monitoruje a vyhodnocuje dodržování kvality dodávek a služeb v elektroenergetice a plynárenství.

§ 25 mimo jiné ukládá PDS povinnost nahradit způsobenou škodu, pokud nesplní oznamovací povinnost nebo sám způsobí poruchu, jež škodu zapříčinila. V ostatních případech je náhrada za škodu vyloučena.

2.2.2 Vyhláška č. 540/2005 Sb.

Vyhláška č. 540/2005 Sb., o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice [4], ve znění pozdějších předpisů, definuje standardy

přenosu nebo distribuce elektřiny a postupy pro vykazování dodržování kvality dodávek a služeb. Jsou zde například uvedeny lhůty pro ukončení přerušeni přenosu nebo distribuce elektřiny, jež byly při novelizaci Vyhláškou č. 41/2010 zpřísněny.

Spolu s jednotlivými standardy upravuje vyhláška také náhrady za jejich nedodržení. O tuto náhradu je však nutné písemně žádat, a to do 60 dní od rozhodného dne určeného vyhláškou. Právě nutnost písemné žádosti a neznalost podmínek způsobuje, že i při překročení standardů zákazníci nenárokují náhradu. Ve výsledku tak klesá tlak vyvíjený na dodržování standardů provozovatelem distribuční soustavy. Kromě standardů distribuce elektřiny, což je opatření čistě na **úrovni jednotlivých zákazníků**, existuje v ČR i regulační rámec na **systemové úrovni** – motivační regulace kvality (viz. kapitoly 2.2.5 a 2.3).

Vyhláška ve svých přílohách určuje metodiku výpočtu ukazatelů nepřetržitosti přenosu a distribuce elektřiny na území ČR (podrobněji viz. kapitola 2.3). Dále také definuje následující kategorie přerušeni přenosu či distribuce elektřiny. Přerušeni se dělí dle příčiny vzniku na tyto kategorie ([4]):

Kategorie dlouhodobého přerušeni		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
2.1	vyvolané z podnětu PDS	
2.1.1	údržba, revize (řád preventivní údržby)	211
2.1.2	opravy, rekonstrukce, výstavba DS	212
2.1.3	mimořádné investiční akce uznané ERÚ	213
2.1.4	ostatní	214
2.2	nevyvolané z podnětu PDS	
2.2.1	vypnutí na žádost uživatele DS	221
2.2.2	připojení nového uživatele DS	222
2.2.3	plánovaná přerušeni z nadřazené či jiné soustavy	223
2.2.4	plánovaná přerušeni vyvolaná jiným subjektem	224

Tab. 2.1: Kategorie dlouhodobých přerušeni dle Vyhlášky č. 540/2005.

Přerušeni se dělí dle doby trvání na ([4], [8]):

dlouhodobé – doba trvání delší než 3 minuty,

krátkodobé – doba trvání od 1 sekundy do 3 minut,

přechodné – doba trvání do 1 sekundy⁴.

2.2.3 Pravidla provozování distribučních soustav

Provozovatel distribuční soustavy je povinen na základě energetického zákona vydávat pravidla provozování distribučních soustav (PPDS) [5], která následně schvaluje ERÚ. Těmito pravidly se řídí jak PDS, tak i všichni zákazníci připojení k jeho distribuční soustavě. Z hlediska spolehlivosti dodávky elektřiny je velmi důležitá Příloha č. 2 PPDS: Metodika určování spolehlivosti dodávky elektrické energie a prvků distribučních sítí. V této příloze jsou podrobně rozpracovány metodiky výpočtu jednotlivých ukazatelů nepřetržitosti spolu s praktickými příklady výpočtu, a dále informace o databázi pro sledování událostí v DS (vše v souladu s Přílohami č. 4 a č. 5 Vyhlášky č. 540/2005 Sb.). Tyto informace zahrnují údaje o typu a příčině vzniku události, podrobnosti o síti a zařízení, časovém sledu manipulací a počtu omezených zákazníků v jednotlivých krocích.

2.2.4 ČSN EN 50160

Norma ČSN EN 50160 [6] definuje spolu s dalšími kvalitativními parametry dodávky elektřiny i krátkodobé a dlouhodobé přerušení dodávky pro jednotlivé napěťové hladiny. Dlouhodobé přerušení dodávky elektrické energie je stanoveno jako přerušení na dobu delší než 3 minuty, což odpovídá i metodice uvedené v PPDS a Vyhlášce 540/2005 Sb. Jako přerušení je hodnocen stav, ve kterém je napětí všech fází nižší než 5 % jmenovitého napětí. Dále jsou uvedeny nezávazné limity, v nichž by se měla četnost jednotlivých kategorií přerušení měla pohybovat.

2.2.5 Zásady cenové regulace pro období 2016-2018 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství a pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství

ERÚ vydává v souladu s vyhláškou č. 194/2015 (o způsobu regulace cen a postupech pro regulaci cen v elektroenergetice a teplárenství) vždy na následující regulační období zásady cenové regulace, [7]. Současné tříleté regulační období je v pořadí již čtvrté a bylo označeno jako přechodné - pro získání podrobnějších informací k nastavení regulace na následující páté období. V tomto dokumentu jsou uvedeny jednotlivé mechanismy (s podrobnými výpočtovými vzorci), kterými je regulovaným subjektům určen přiměřený zisk. Tato regulace byla zavedena z důvodu ochrany zákazníků společností, jež

⁴ Přechodné přerušení není v současnosti legislativně definováno, avšak jeho vliv na zařízení zákazníků (vzhledem k vysokému počtu výskytů během roku) může být značný. Podrobnější rozbor problematiky vlivu přerušení na zařízení zákazníků je možné nalézt v [8].

v energetice zaujímají pozici tzv. přirozeného monopolu (z podstaty věci není ekonomicky ani společensky žádoucí existence více takovýchto společností vedle sebe na jednom místě). Absence tržních principů a konkurence, jež s sebou přirozený monopol přináší, je nahrazována cenovou regulací ze strany ERÚ.

Zásady cenové regulace pro období 2016-2018 ponechávají metodu cenové regulace jako „revenue cap“. To znamená, že ERÚ reguluje výnosy (tzv. povolené výnosy) jednotlivých společností a z těchto povolených výnosů vypočítává cenu za danou službu.

Ačkoliv obecná metoda zůstala stejná, je zavedeno několik nových prvků, které mají za cíl reflektovat nedokonalosti původní metodiky. Mezi významné faktory, jež byly nově zavedeny, patří „Faktor trhu“ a parametr „Fond obnovy a rozvoje“. Faktor trhu slouží ke kompenzaci případných nákladů spojených s neočekávanými událostmi (např. změna legislativy, likvidace živelných pohrom, atd.). Parametr Fond obnovy a rozvoje slouží pro vypořádání rozdílu mezi skutečnými odpisy a skutečnými aktivovanými investicemi. ERÚ si klade za cíl, aby peníze, jež hradí zákazníci v určených cenách, byly reinvestovány do regulované činnosti.

Zásady cenové regulace také stanovují bonusy a penále za dodržování, resp. nedodržování vytyčených globálních kvalitativních parametrů sítě, tzv. **motivační regulace kvality**. PDS je tak na systémové úrovni motivován ke zlepšování spolehlivosti dodávky elektrické energie skrze tuto finanční zpětnou vazbu. Při absenci takového mechanismu by jediný tlak na zabývání se spolehlivostí dodávky elektřiny pramenil ze standardů definovaných vyhláškou č. 540/2005 a z požadavků zákazníků, kteří ovšem ve vztahu k monopolu nemají dostatečnou sílu.

Způsob, jakým se spolehlivost distribuce na systémové úrovni promítá do ekonomického výsledku PDS, bude podrobněji probrán v následující kapitole.

2.3 Metodika vyhodnocování a měření spolehlivosti DS v ČR

Celý proces sledování a vyhodnocování spolehlivosti dodávky elektřiny v DS v ČR probíhá ve dvou formách. Tou první je evidence a vyhodnocování dodržování standardů kvality distribuce definovaných ve vyhlášce č. 540/2005. PDS je povinen platit jednotlivým zákazníkům náhrady za nedodržení těchto standardů, což ho samozřejmě motivuje tyto standardy v co největší míře dodržovat.

Druhá forma měří a vyhodnocuje spolehlivost distribuce elektřiny na základě ukazatelů spolehlivosti (resp. nepřetržitosti). Celý její proces je podrobně popsán v následujících kapitolách.

2.3.1 Záznam přerušení provozovatelem distribuční soustavy

Dle vyhlášky č. 540/2005 Sb. má každý provozovatel distribuční soustavy povinnost evidovat **dlouhodobá přerušení** dodávky elektřiny ve své DS. Pro tuto evidenci je zřízena databáze událostí, do níž se ukládají informace o

jednotlivých přerušeních. Z hodnot dlouhodobých přerušení této databáze se pak vypočítávají ukazatele nepřetržitosti, v PPDS označované jako ukazatele plynulosti dodávky. Tyto ukazatele vstupují do regulačních vzorců, podle nichž jsou PDS hodnoceni, a ovlivňují tak jejich hospodářský výsledek.

Pro evidenci **krátkodobých a přechodných přerušení** napětí platí, že PDS nemusí jejich výskyt měřit a ukládat pro celou síť, ale pouze v rozsahu, který uvádí Tab. 2.2 ([5]). Měřená přerušení jsou pak ukládána spolu s ostatními událostmi (určenými Přílohou č.2 PPDS) do databáze událostí.

Místo v síti	Rozsah měření
předací místa PS/DS	měření trvale (od 1.7.2006)
odběrná místa 110 kV	měření trvale (od 1.1.2007, pozn. 1)
výstupní napětí stanic 110 kV/vn	měření trvale (pozn. 2)
odběrná místa v sítích vn	výběr (pozn. 3)
výstupní napětí stanic vn/nn	výběr (pozn. 3)
odběrná místa v sítích nn	výběr (pozn. 3)

Tab. 2.2: Rozsah měření pro krátkodobá přerušení DS

Pozn.1: V případě, že je srovnatelné měření zajištěno v jiném místě sítě, není nutné další trvalé měření instalovat.

Pozn. 2: Nutno zajistit do 1. 1. 2010.

Pozn. 3: Výběr případů, které PDS považuje za nezbytné na základě zkušeností, stížností nebo žádostí o připojení odběratelů s citlivými technologiemi.

Ačkoli tato krátkodobá a přechodná přerušení nejsou zahrnuta v regulační metodice ze strany ERÚ, a PDS tak není nijak postihován za jejich zvýšený výskyt, jsou tato přerušení důležitá pro vyhodnocování spolehlivosti v případě, že zákazník žádá o nadstandartní kvalitu distribuce elektřiny, např. z důvodu vysoké citlivosti zařízení zákazníka. Jedná se tedy o informace sloužící především pro analýzy provozovatele distribuční soustavy.

2.3.2 Výpočet ukazatelů nepřetržitosti distribuce elektřiny v ČR

Výpočet ukazatelů nepřetržitosti v ČR je definován dle [4] pouze pro dlouhodobá přerušení, a to pro zvolenou napěťovou hladinu (hladinový ukazatel) a celou DS (systémový ukazatel).

Hladinové ukazatele nepřetržitosti

- Průměrný počet přerušení distribuce elektřiny u zákazníků na napěťové hladině h v hodnoceném období:

$$SAIFI_h = \frac{\sum_i n_{ih}}{N_{sh}} \text{ [přerušení/rok]} \quad (6)$$

kde h je označení hodnocené napěťové hladiny (nn, vn, vvn) [-],
 i je (shodně jako v kapitole 2.1) pořadové číslo události [-],

n_{ih} je celkový počet zákazníků přímo napájených z napěťové hladiny h , kteří byli postiženi přerušením dané kategorie v důsledku i -té události [-],

N_{sh} je celkový počet zákazníků přímo napájených z napěťové hladiny h ke konci předchozího kalendářního roku [-].

- Průměrná souhrnná doba trvání přerušení distribuce elektřiny u zákazníků na napěťové hladině h v hodnoceném období

$$SAIDI_h = \frac{\sum_i \sum_k t_{ik} \cdot n_{ihk}}{N_{sh}} \text{ [min/rok]}^5 \quad (7)$$

kde k je pořadové číslo manipulačního kroku v rámci i -té události [-],

t_{ik} je doba trvání k -tého manipulačního kroku v rámci i -té události [min],

n_{ihk} je počet zákazníků přímo napájených z napěťové hladiny h , kteří byli postiženi přerušením dané kategorie v k -tém manipulačním kroku i -té události [-].

Průměrná doba trvání jednoho přerušení distribuce elektřiny u zákazníků na napěťové hladině h v hodnoceném období

$$CAIDI_h = \frac{SAIDI_h}{SAIFI_h} \text{ [min/přerušení]} \quad (8)$$

Systémové ukazatele nepřetržitosti

Systémové ukazatele nepřetržitosti jsou ve výsledku fakticky shodné s těmi uvedenými v kapitole 2.1.1, proto zde budou uvedeny pouze příslušné vzorce.

$$SAIFI_s = \frac{\sum_{h=\{nn;vn;vvn\}} \sum_i n_{ih}}{N_s} \cdot \frac{\sum_i n_i}{N_c} \text{ [přerušení/rok]} \quad (9)$$

kde N_s je celkový počet zákazníků (odběrných míst) v distribuční soustavě ke konci předchozího kalendářního roku [-].

$$SAIDI_s = \frac{\sum_{h=\{nn;vn;vvn\}} \sum_i \sum_k t_{ik} \cdot n_{ihk}}{N_s} \rightarrow \frac{\sum_i t_i \cdot n_i}{N_c} \text{ [min/rok]} \quad (10)$$

$$CAIDI_s = \frac{SAIDI_s}{SAIFI_s} \text{ [min/přerušení]} \quad (11)$$

⁵ Pro určení doby trvání přerušení je jako počátek přerušení považován okamžik, kdy se PDS o přerušení dozvěděl, zjistil ho nebo ho objektivně mohl zjistit.

Hodnoty hladinových i systémových ukazatelů nepřetržitosti vypočítané dle výše uvedených vzorců jsou spolu s plněním standardů distribuce elektřiny předávány ERÚ ve formě *Souhrnné zprávy o dosažené úrovni kvality distribuce elektřiny a souvisejících služeb*. Vzor této zprávy je uveden v Příloze č. 6 Vyhlášky č. 540/2005. Zároveň je tato zpráva povinně zveřejněna způsobem umožňujícím dálkový přístup (např. na webových stránkách provozovatele).

2.3.3 Vyhodnocení dosažené úrovně kvality distribuce elektřiny

Dosahovaná úroveň spolehlivosti distribuce elektřiny je na základě metodiky regulace ze strany ERÚ vyhodnocována pouze pro systémové ukazatele se zahrnutím vybraných kategorií přerušení. ERÚ v [7] zveřejňuje požadavky na zlepšení úrovně spolehlivosti DS skrze cílové hodnoty systémových ukazatelů SAIFI_Q a SAIDI_Q⁶.

Oba tyto ukazatele se vypočítají dle vzorců (9), resp. (10) při zahrnutí jen dlouhodobých přerušení **kategorie č. 11** (neplánovaná poruchová přerušení mající původ v zařízení distribuční soustavy nebo jejím provozu – za obvyklých povětrnostních podmínek) a **kategorie č. 2** (plánovaná přerušení), viz. Tab. 2.1. Do hodnocení tak vstupují pouze kategorie přerušení, které může PDS přímo ovlivnit, a eliminují se ty kategorie přerušení, za než není PDS přímo zodpovědný nebo které se staly za mimořádných okolností.

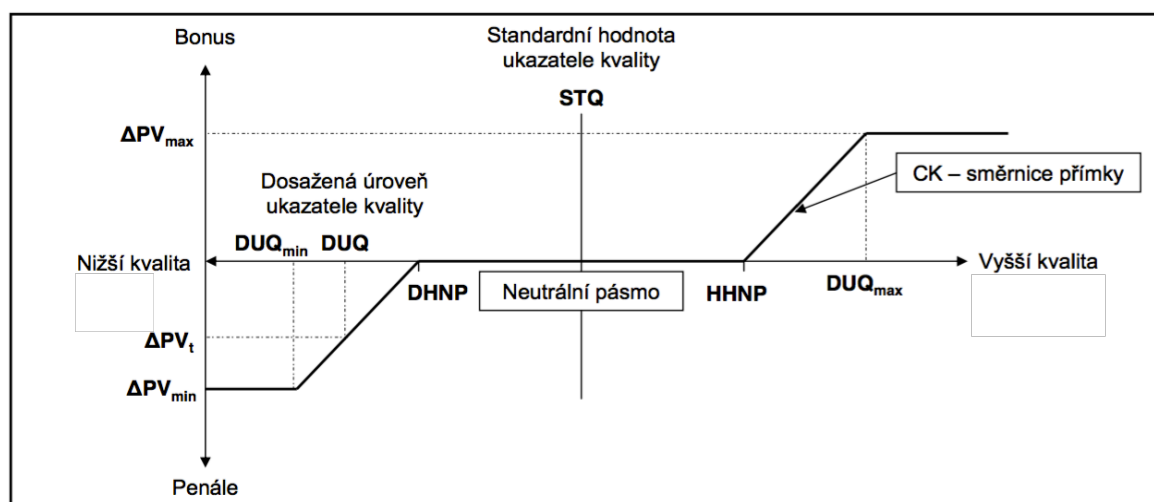
Od roku 2016 došlo dle [16] k upřesnění výpočtu ukazatelů SAIFI_Q a SAIDI_Q zavedením tzv. **agregačních pravidel**. Pravidla spočívají ve vyloučení krátkodobých přerušení vzniklých během dlouhodobého přerušení z výpočtu ukazatelů. O upřesnění či sjednocení se jedná proto, že někteří PDS již takto spolehlivostní ukazatele vypočítávali, zatímco jiní nikoliv. Agregační pravidla eliminují vliv manipulací způsobujících přerušení dodávky elektřiny kratší než 3 minuty na ukazatele spolehlivosti. Manuální manipulace na rozdíl od těch dálkových většinou tuto časovou podmínku nesplní. Z toho důvodu agregační pravidla nepřímou podporují další rozšiřování instalace dálkově ovládaných prvků v DS. Uplatnění agregačních pravidel je demonstrováno na modelovém příkladu v Příloze 13.1.

ERÚ dále zavedl pro toto regulační období změnu v porovnávání cílových hodnot ukazatelů se skutečně dosaženými hodnotami. Pro 4. regulační období je cíl porovnáván s **dvouletým klouzavým průměrem**. To by mělo zamezit kolísání porovnávaných hodnot způsobené běžnou statistickou variací a následné střídání bonusů a penalizací v jednotlivých letech.

PDS je bonifikován/penalizován za dosažení nižší/vyšší hodnoty každého z ukazatelů SAIFI_Q a SAIDI_Q (resp. jejich dvouletých průměrů) dle Obr. 2.1. Touto ekonomickou zpětnou vazbou je zajištěna motivace PDS ke zlepšování spolehlivosti distribuce elektřiny. Bonifikace/penále jsou promítnuty do cen zajištění distribuce vždy v následujícím roce. Např. pro úroveň spolehlivosti za

⁶ Dolním indexem Q jsou označovány systémové spolehlivostní ukazatele vstupující do motivační regulace kvality (tzv. Q-komponenty) – kat. č.11 a č.2

rok 2014 a 2015 je klouzavý průměr ukazatelů vyhodnocen v roce 2016, porovnán s cílovou hodnotou pro rok 2015, a na jeho základě upraveny ceny zajištění distribuce v roce 2017. Jsou tak získány dvě hodnoty bonusů/penalizací (pro každý ukazatel jedna), které vstupují do výpočtu výše povolených výnosů a následně ceny zajištění distribuce. [7]



Obr. 2.1: Schéma motivační regulace kvality. [7]

Použité zkratky na Obr. 2.1 mají následující význam:

ΔPV_t finanční vyjádření bonusu nebo penále za dosaženou kvalitu [Kč],

t pořadové číslo regulovaného roku [-],

DUQ hodnota dosažené úrovně ukazatele kvality v období rozhodném pro hodnocení kvality služeb pro příslušný rok regulačního období [výpadek/rok; min/rok],

CK jednotková cena kvality [Kč/přerušeni/rok; Kč/min/rok],

ΔPV_{max} maximální hodnota bonusu za dosaženou kvalitu služeb [Kč],

ΔPV_{min} maximální hodnota penále za dosaženou kvalitu služeb [Kč],

$DHNP$ dolní hranice neutrálního pásma [přerušeni/rok; min/rok],

$HHNP$ horní hranice neutrálního pásma [přerušeni/rok; min/rok],

STQ hodnota požadované úrovně ukazatele kvality (parametry $SAIFI_t$, $SAIDI_t$) [přerušeni/rok; min/rok],

DUQ_{max} limitní hodnota ukazatele kvality, od níž je uplatňována maximální hodnota bonusu za dosaženou kvalitu služeb [přerušeni/rok; min/rok],

DUQ_{min} limitní hodnota ukazatele kvality, od níž je uplatňována maximální hodnota penále za dosaženou kvalitu služeb [přerušeni/rok; min/rok].

Konkrétní hodnoty výše uvedených parametrů jsou vždy nastaveny pro jednotlivé PDS na celé regulační období. Pro 4. regulační období (2016 - 2018) byly nastaveny parametry regulace pro tři největší DS v ČR takto:

$\Delta PV_{max}/\Delta PV_{min}$ byly pro 4. regulační období zvýšeny na celkem +/- 4 % ze zisku PDS za oba vyhodnocované ukazatele (SAIFI_Q a SAIDI_Q). Pro jeden ukazatel je tak maximální hodnota bonusu nebo penále stanovena na +/- 2 % ze zisku PDS za uplynulý rok.

SAIFI	Referenční hodnota	Roční zpříšňování	STQ ₂₀₁₆	STQ ₂₀₁₇	STQ ₂₀₁₈	DHNP	HHNP	DUQ _{min}	DUQ _{max}
ČEZ Distribuce	2,360	1,25%	2,331	2,301	2,273	-5%	+5%	-15%	+15%
E.ON Distribuce	1,570	0,75%	1,558	1,547	1,535	-5%	+5%	-15%	+15%
PREdistribuce	0,440	25%, 3%	0,330	0,320	0,310	-10%	+10%	-25%	+25%

Tab 2.3: Parametry motivační regulace kvality SAIFI_Q pro 4. regulační období, [7]

SAIDI	Referenční hodnota	Roční zpříšňování	STQ ₂₀₁₆	STQ ₂₀₁₇	STQ ₂₀₁₈	DHNP	HHNP	DUQ _{min}	DUQ _{max}
ČEZ Distribuce	262,700	2,50%	256,133	249,729	243,486	-5%	+5%	-15%	+15%
E.ON Distribuce	275,360	5,00%	261,592	248,512	236,087	-5%	+5%	-15%	+15%
PREdistribuce	37,370	5%	35,502	33,726	32,040	-10%	+10%	-25%	+25%

Tab 2.4: Parametry motivační regulace kvality SAIDI_Q pro 4 regulační období, [7]

Konkrétní schémata motivační regulace kvality ČEZ Distribuce, a.s. pro rok 2017 jsou uvedena v Příloze 13.2. Pro společnost ČEZ Distribuce, a.s. dle těchto schémat vychází, že změna dvouletého průměru ukazatele SAIFI_Q (roky 2014, 2015) o 1 přerušení/rok znamená finanční bonus/malus v roce 2017 574,79/0/-574,79 mil. Kč, v závislosti na aktuální hodnotě dvouletého průměru ukazatele SAIFI_Q. Pro SAIDI_Q vychází marginální hodnota bonusu/malusu pro rok 2017 5,30/0/-5,30 mil. Kč/(min/rok), opět v závislosti na aktuální hodnotě dvouletého průměru ukazatele SAIDI_Q. Bonus či malus je tedy závislý na hodnotách ukazatelů SAIFI_Q a SAIDI_Q pro dva posloupné roky, ale také na zisku společnosti za uplynulé období.

Nyní již zbývá popsat, jakým způsobem se vypočítané bonusy a penále dostanou k PDS. Tím se zabývá následující kapitola.

2.3.4 Výpočet ceny zajištění distribuci elektřiny

Promítnutí bonusů a penále za dosaženou kvalitu vychází z regulačního vzorce ERÚ, kterým se dle [7] vypočítávají povolené výnosy jednotlivých PDS a regulované ceny za roční rezervovanou kapacitu. Zde bude uvedena pouze principiální forma tohoto složitého vzorce sloužící pro pochopení souvislostí v regulaci cen zajištění distribuce elektřiny a zisku PDS.

Pro určení regulované ceny za roční rezervovanou kapacitu na napěťových hladinách v_{vn} a v_{vn} Sz_{dht} se používají upravené povolené výnosy:

$$Sz_{dht} = \frac{UPV_{ht}}{RK_{KZh(t-2)} + KTR_{ht}} \quad [Kč/(MW.rok)] \quad (12)$$

kde h je index napěťové úrovně (nn, vn, vvn) [-],

t je index regulovaného roku [-],

$RK_{KZh(t-2)}$ je celková průměrná rezervovaná kapacita zákazníků včetně provozovatelů lokálních distribučních soustav (bez exportu, bez odběru PVE v čerpadlovém provozu, bez tranzitu a bez odběru výrobců, kromě výrobců druhé kategorie, pro krytí spotřeby v areálu výroby) pro h -tou napěťovou úroveň (vvn nebo vn) vykázaná provozovatelem distribuční soustavy v roce $t-2$ [MW],

KTR_{ht} je výpočtová hodnota rezervované kapacity transformace z napěťové úrovně vvn a vn na nižší napěťovou úroveň pro regulovaný rok t [MW],

UPV_{ht} jsou upravené povolené výnosy v roce t pro h -tou napěťovou úroveň [Kč].

Cena za rezervovanou kapacitu na hladině nn je vztažena k plánované roční rezervované kapacitě v ampérech (= jmenovitá proudová hodnota hlavního jističe před elektroměrem) a vypočítá se obdobně jako (6).

$$UPV_{ht} = PV_{ht} \cdot k_{PVht} + PV_{(h+1)t} \cdot (1 - k_{PV(h+1)t}) + \sum_x (KF_{xht}) + V_{Oht} + Q_{ht} \quad [Kč] \quad (13)$$

kde PV_{ht} je hodnota povolených výnosů PDS na napěťové hladině h za regulovaný rok t [Kč],

k_{PVht} je koeficient korekce povolených výnosů h -té napěťové hladiny pro regulovaný rok t [-]. Slouží pro rozdělení výnosů h -té napěťové hladiny na tuto hladinu a nižší hladiny a také pro stabilizaci cen v regulačním období.

$PV_{(h+1)t}$ je hodnota povolených výnosů PDS na napěťové hladině o jedna vyšší než h za regulovaný rok t [Kč],

$k_{PV(h+1)t}$ je koeficient korekce povolených výnosů $(h+1)$ -té napěťové hladiny pro regulovaný rok t [-]. Takto se docílí toho, že v ceně za nižší napěťové hladiny jsou zahrnuty částečně i náklady na provoz vyšších napěťových hladin.

KF_{xht} je x -tý korekční faktor upravující výši upravených povolených výnosů [Kč],

V_{Oht} je suma ostatních výnosů PDS h -té napěťové hladiny za regulační rok t [Kč],

Q_{ht} je faktor kvality (tzv. Q-komponenta) na napěťové úrovni h , zohledňující dosaženou úroveň kvality služeb distribuce elektřiny v letech $h-2$ a $h-3$ ve vztahu k požadovaným úrovním ukazatelů kvality pro rok $h-2$ [Kč]. Takto je úroveň spolehlivosti distribuce promítnuta do hospodářského výsledku PDS.

$$PV_{ht} = PN_{ht} + O_{ht} + Z_{ht} + F_{ht} \text{ [Kč]} \quad (14)$$

kde PN_{ht} je hodnota povolených nákladů PDS (uznaných ERÚ) nezbytných pro zajištění distribuce elektřiny na hladině h za rok t [Kč],

O_{ht} je hodnota povolených odpisů dlouhodobého majetku PDS sloužícího k zajištění distribuce elektřiny na napěťové hladině h za regulovaný rok t [Kč],

Z_{ht} je zisk PDS na napěťové hladině h za regulovaný rok t určený na základě vážené ceny kapitálu (WACC) a regulační báze aktiv pro napěťovou hladinu h a regulovaný rok t (uznaná aktiva sloužící k zajištění distribuce dané napěťové hladiny) [Kč],

F_{ht} je hodnota faktoru trhu PDS na napěťové hladině h za regulovaný rok t sloužící k pokrytí mimořádných nákladů PDS (nově zavedený parametr, viz. kapitola 2.2.5) [Kč].

Výše uvedené vzorce ukazují, jak se promítá Q-komponenta do ceny za rezervovanou kapacitu a následně i do zisku PDS. Nyní ještě zbývá popsat, jak se stanoví hodnota Q-komponenty na základě hodnot bonusů a penále za dosaženou úroveň kvality distribuce, viz Obr. 2.1.

$$Q_{ht} = (\Delta PV_{t,SAIFI} + \Delta PV_{t,SAIDI}) \cdot q_h \text{ [Kč]} \quad (15)$$

kde $\Delta PV_{t,SAIFI}$ je finanční vyjádření bonusu nebo penále za dosaženou úroveň ukazatele kvality SAIFI_Q, [Kč],

$\Delta PV_{t,SAIDI}$ je finanční vyjádření bonusu nebo penále za dosaženou úroveň ukazatele kvality SAIDI_Q, [Kč],

q_h je koeficient rozdělení faktoru kvality na jednotlivé napěťové úrovně stanovený Úřadem, [-]. Tímto koeficientem je ve výsledku rozděleno, kteří zákazníci nesou náklady spojené s bonusem za dosaženou kvalitu distribuce, resp. kteří zákazníci profitují z penále za dosaženou kvalitu distribuce. Tento koeficient by měl respektovat jednotlivé hladinové ukazatele, aby byla zaručena vazba mezi kvalitou distribuce a cenou zajištění distribuce na dané hladině napětí.

Kromě ceny ze rezervovanou kapacitu hradí zákazník při odběru elektřiny také cenu za použití sítě na dané napěťové hladině. Ta se obvykle udává v Kč/MWh a určí se podílem proměnných nákladů na distribuci elektřiny (povolené ztráty) a plánovaným distribuovaným množstvím elektřiny.

2.3.5 Přednosti a nedostatky současné metodiky

V této kapitole se věnuji přednostem a nedostatkům současné metodiky vyhodnocování a měření spolehlivosti distribuce elektřiny v ČR.

- **Přednosti metodiky**

Mezi hlavní přednosti současného systému bezesporu patří **mechanismus, který motivuje provozovatele distribučních sítí**, aby se otázkou spolehlivosti distribuce nejen zabývali, ale aby ji také zlepšovali. Dále lze zdůraznit **individuální přístup v nastavování limitů** a koridorů pro jednotlivé PDS, což umožňuje respektovat jedinečné aspekty každé distribuční sítě (způsob provozu a podobu sítí, míru kabelizace vedení, apod.).

Dalším krokem směrem ke spravedlivějšímu způsobu regulace bylo zavedení **klouzavého průměru** při vyhodnocování ukazatelů nepřetržitosti distribuce elektřiny. Ten by měl do jisté míry eliminovat nahodilost ukazatelů a zdůraznit dlouhodobé trendy způsobené cílenými zásahy v DS.

Standardy kvality definované vyhláškou 540/2005 zase zajišťují každému zákazníkovi určitou základní úroveň spolehlivosti dodávky elektřiny. Doplnují tak globálně vyhodnocované parametry kvality, jež mají za úkol reprezentovat informace o celé DS, a slouží také k motivaci zlepšování spolehlivosti distribuce.

- **Nedostatky metodiky**

Jako jeden ze základních nedostatků současné metodiky regulace v oblasti spolehlivosti distribuce elektřiny vidím **plošný tlak** na její zlepšování bez jakékoliv hlubší analýzy nákladů na zlepšení a bez významnější možnosti **účasti zákazníků na rozhodování** o investicích do spolehlivosti distribuce. Tito zákazníci za všechna uskutečněná opatření pro zlepšování spolehlivosti DS platí v ceně zajištění distribuce, a bylo by tedy logické, aby tito **zákazníci určovali požadovanou úroveň kvality distribuce**. Mnoho zákazníků by mohlo upřednostňovat nižší spolehlivost s nižší cenou zajištění distribuce, než zvyšující se cenu způsobenou opatřeními pro zvýšení spolehlivosti distribuce.

Tlak na bezvýhradní dodržování standardů distribuce elektřiny je prakticky eliminován nutností o náhradu za jejich nedodržení žádat. Toto se týká technických i komerčních standardů. Například za posledních 5 let (2010-2015) bylo celkem na náhradách v DS ČEZ Distribuce, a.s. vyplaceno 430 652 Kč, přičemž celková teoretická výše vyplacených náhrad za toto období činí více než 270 000 000 Kč. Drtivá většina teoretické výše náhrad je přitom spojena s komerčními standardy jako např. předávání údajů o měření či zasílání stanoviska k žádosti o připojení.

Dalším nedostatkem je fakt, že motivační mechanismus je založen na ukazatelích spolehlivosti, jejichž hodnoty jsou značně náhodné. Ani zavedení klouzavého průměru nemůže zajistit stoprocentně spravedlivý výpočet bonusu či penále při nepředvídatelné rozsáhlé poruše.

Absence měření krátkodobých přerušení také nepřispívá k přesnosti ani spravedlivosti motivační regulace spolehlivosti distribuce. Krátkodobá přerušení přitom s rozmachem citlivých zařízení (spínané zdroje, frekvenční měniče, atd.) také způsobují nemalé škody. Omezení metodiky na dlouhodobá přerušení je tak velkým nedostatkem, který by bylo vhodné v budoucnu odstranit.

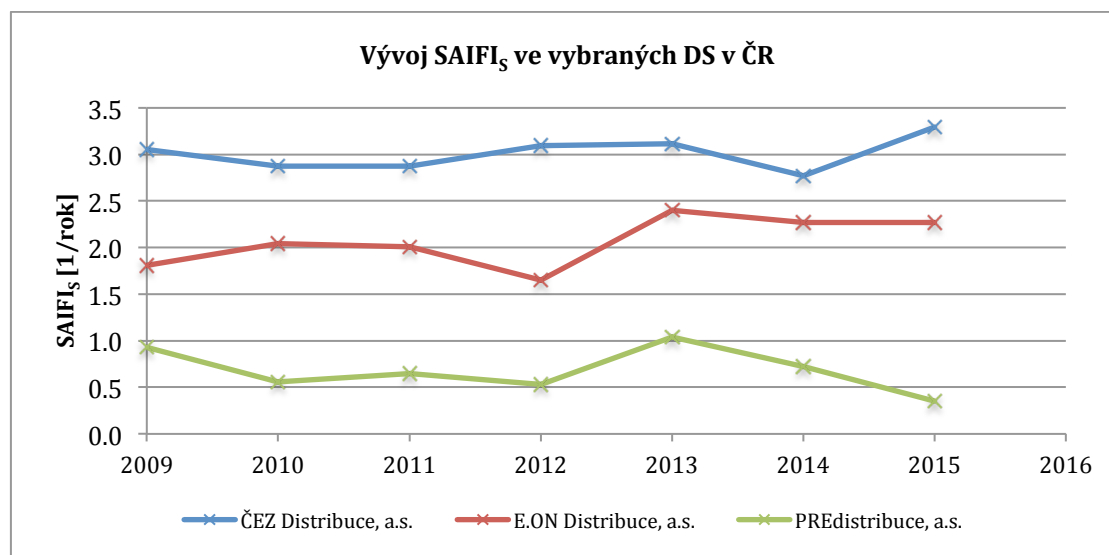
V neposlední řadě pak lze jmenovat ještě upřednostňování investičních opatření před provozními, ve snaze zlepšovat spolehlivost distribuce elektřiny. Investiční prostředky budou velmi pravděpodobně uznány jako oprávněné investice a zahrnuty do regulované báze aktiv, z níž se vypočítávají povolené výnosy a následně i cena zajištění distribuce. Investiční opatření však často vyžadují přerušení distribuce (např. za účelem instalace nových zařízení). Toto přerušení se v rámci kategorie č.2 – plánované přerušení – promítne jak do SAIFI_Q tak i SAIDI_Q, což následně negativně ovlivní výpočet penále za zhoršení spolehlivosti. PDS je tak postihován za realizaci opatření, ke kterým je ze strany ERÚ tlačen. Zároveň povolené provozní náklady jsou každým rokem snižovány (faktorem efektivity) a jejich zvýšení z důvodu provozních opatření vedoucích k zlepšení spolehlivosti distribuce elektřiny, byť by výsledný efekt byl vyšší a náklady nižší než u investičních opatření, by nebylo provozovateli DS hrazeno.

Absence hlubších analýz investičních i provozních nákladů na zlepšení distribuce elektřiny pro jednotlivé PDS omezuje možnosti ERÚ efektivně stanovovat limity pro motivační regulaci kvality a dosahovat tak ekonomicky optimální úrovně spolehlivosti.

V budoucnosti lze očekávat, že alespoň některé z výše uvedených nedostatků budou odstraněny změnou metodiky regulace, či rozšířením měřených veličin vstupujících do regulačních vzorců.

2.4 Úroveň kvality distribuce elektřiny v ČR

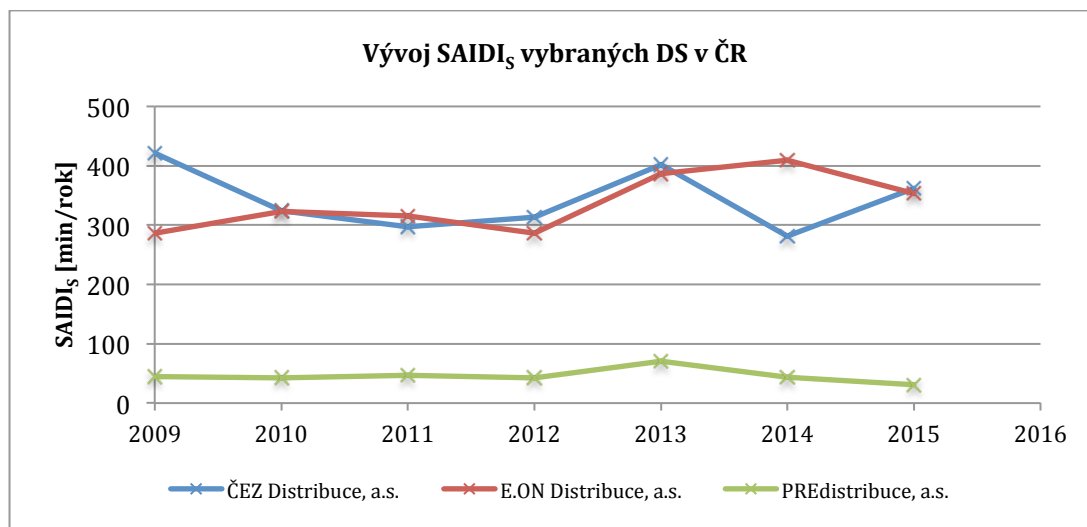
V této kapitole bude představen vývoj jednotlivých ukazatelů nepřetržitosti (SAIFIs a SAIDIs) ve vybraných distribučních soustavách České republiky spolu s analýzou příčiny vzniku přerušení vstupujících do výpočtu těchto ukazatelů (tedy přerušení s dobou trvání delší než 3 minuty).



Obr. 2.2: Vývoj SAIFIs (systémový) vybraných distribučních soustav ČR, data [10],[11],[12]

Z vývoje SAIFIs a SAIDIs v jednotlivých DS na Obr. 2.2 a Obr. 2.3 je patrné, že s výjimkou PREdistribuce, a. s. nedochází k žádnému výraznému poklesu ani v jednom z těchto ukazatelů. Důvod vidím především v tom, že

motivační regulace kvality je v platnosti teprve od roku 2013 a neuplynula ještě dostatečně dlouhá doba na projevení přijatých opatření. To jen potvrzuje skutečnost, že podnikání v elektroenergetice je vzhledem ke své rozlehlosti velmi dlouhodobý byznys.

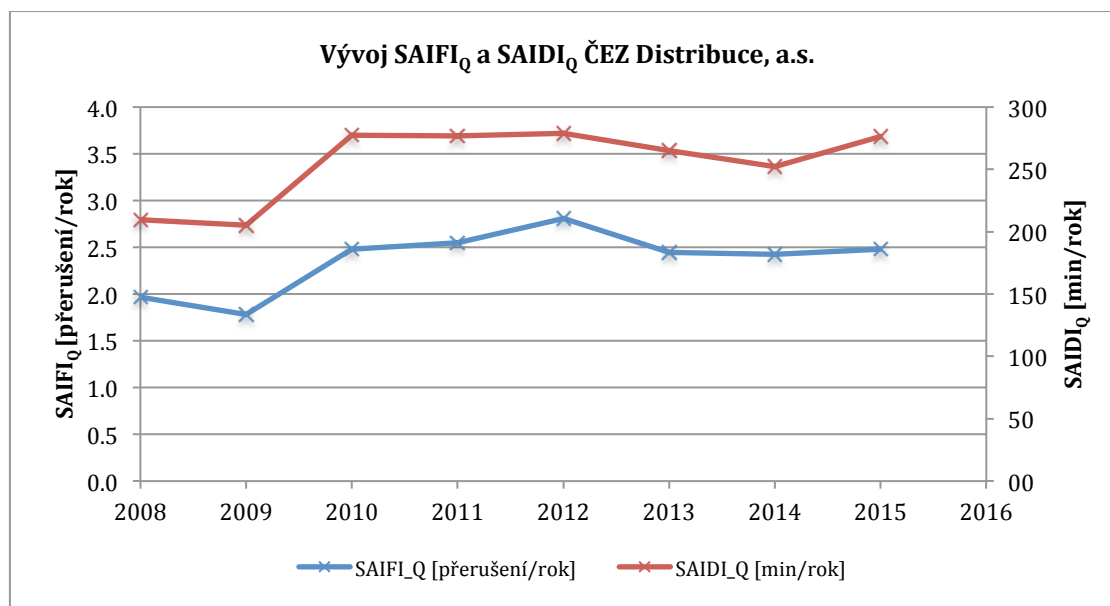


Obr. 2.3: Vývoj SAIDI_s (systémový) vybraných distribučních soustav ČR, data [10],[11],[12]

Zároveň, jak ilustrují v případě hladiny vysokého napětí (vn) ČEZ Distribuce, a.s. Obr. 2.5 a Obr. 2.6, přerušení v DS vykazuje náhodné chování napříč původem přerušení. Může se stát, že vlivem neočekávané události či nutnosti vyměnit důležitý prvek soustavy, budou ukazatele nepřetržitosti zkresleny touto událostí. To se např. stalo v soustavě PREdistribuce, a. s., kdy v roce 2013 byla značná část Prahy bez dodávky elektřiny z důvodu poruchy na transformátoru T402 v rozvodně Chodov [9] – vliv tohoto přerušení na ukazatele je možné zřetelně pozorovat i na Obr. 2.2 a Obr. 2.3.

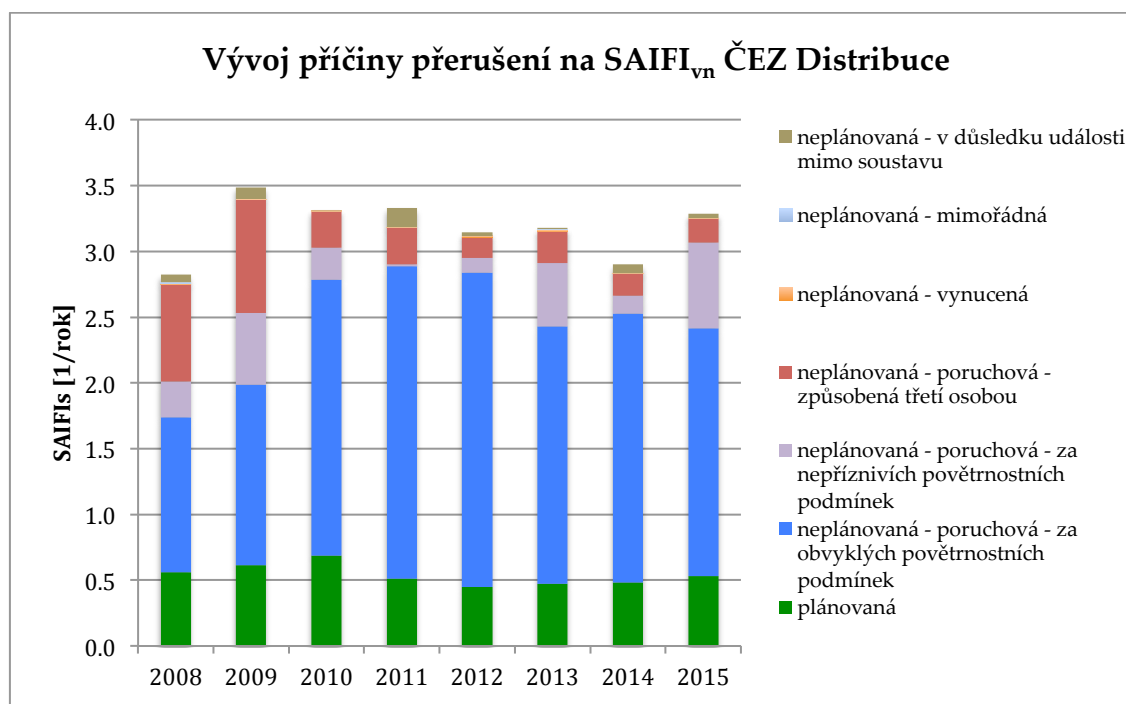
Obecně nižší úroveň obou ukazatelů u PREdistribuce, a. s. je zapříčiněna vyšším podílem kabelového vedení a také odlišným zapojením DS (městská zástavba), více v [9]. Zde se ukazuje nutnost volby individuálních cílů v systémové regulaci spolehlivosti distribuce elektřiny.

Do motivační regulace kvality (tzv. Q-komponenty) nevstupuje systémová hodnota SAIFIs a SAIDI_s, ale pouze vybrané kategorie dlouhodobých přerušení, jež může PDS do určité míry ovlivnit (kategorie 11 a 2). Následující graf zobrazuje vývoj Q-komponenty (SAIFI_Q a SAIDI_Q) pro ČEZ Distribuce, a. s. v čase:



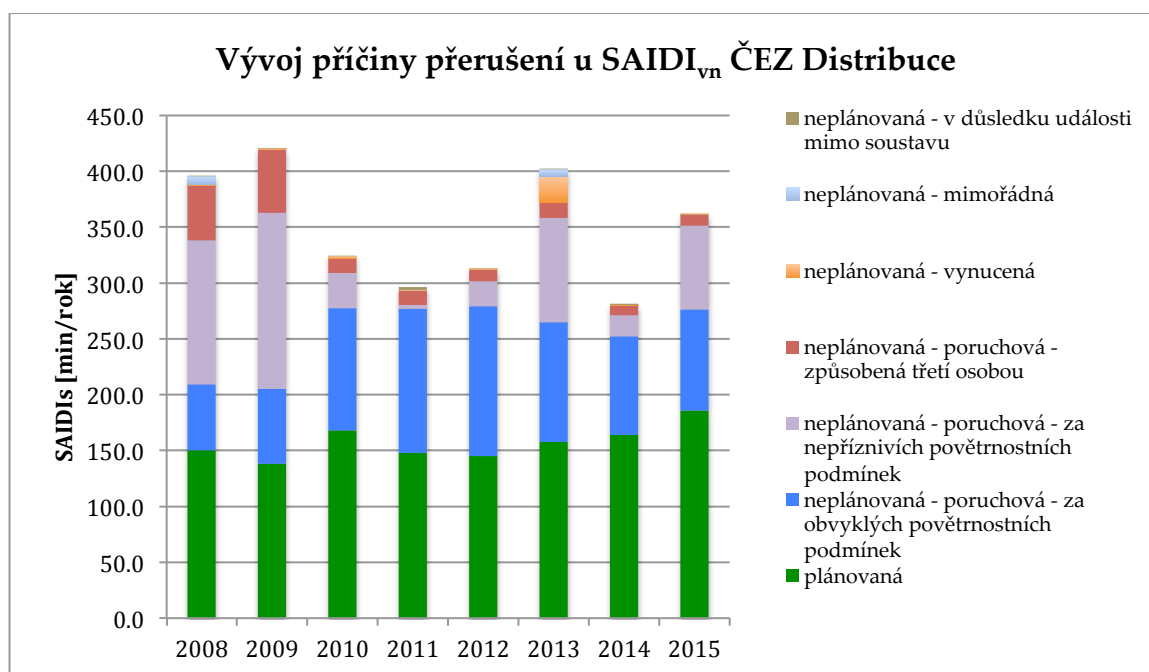
Obr. 2.4: Vývoj SAIFI_Q a SAIDI_Q ČEZ Distribuce, a.s., zdroj dat [10]

Při analýze původu přerušení pro zákazníky vn, což do velké míry koresponduje s přerušeními na vedení vn, je patrná odlišnost vlivu příčin přerušení delších než 3 minuty na SAIFI_{vn} a SAIDI_{vn} (viz. Obr. 2.5 a Obr. 2.6).



Obr. 2.5: Vývoj příčiny přerušení na SAIFI_{vn} v DS ČEZ Distribuce, a.s., [10]

Na průměrnou četnost přerušení na hladině vn má největší vliv kategorie poruchových přerušení za obvyklých povětrnostních podmínek, což souvisí zejména s velkou rozlohou sítě a nemožností vymezit poruchu do 3 minut od jejího vzniku.



Obr. 2.6: Vývoj příčiny přerušení na SAIDI_{vn} v DS ČEZ Distribuce, a.s., [10]

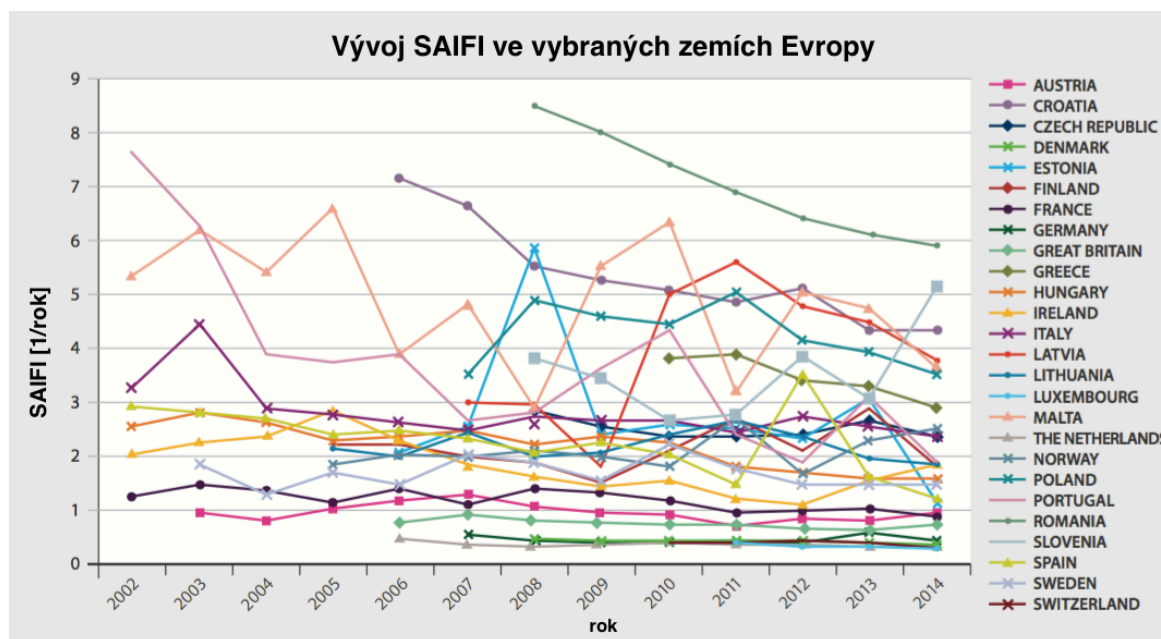
Naproti tomu u SAIDI_{vn} dominují plánovaná přerušení a poruchy za obvyklých povětrnostních podmínek jsou až na druhém místě. Plánovaná přerušení tedy vyžadují průměrně mnohem delší dobu a zasahují více zákazníků než běžné poruchy. Dále je vidět, jak poruchy za nepříznivých povětrnostních podmínek negativně ovlivňují SAIDI_{vn} – obvykle se jedná o vichřice či zimní kalamity, kdy jsou nutné opravy značně rozsáhlé a náročné.

V dalších analýzách se v rámci této práce zaměřuji především na distribuční soustavu ČEZ Distribuce, a.s. a její napěťovou hladinu vn. Právě tato část sítě totiž skrývá největší potenciál pro zlepšení spolehlivosti pomocí mnou vytvořených optimalizačních návrhů.

2.5 Spolehlivost dodávky elektřiny v zemích EU

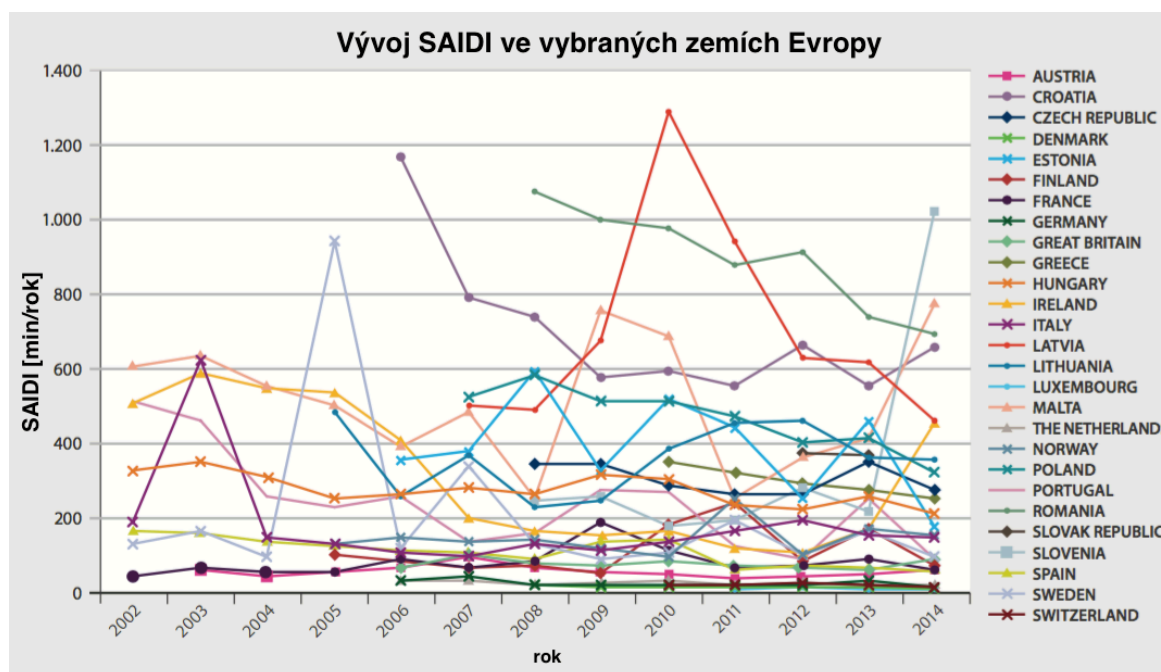
Česká republika jako součást EU samozřejmě podléhá i nařízením a dalším legislativním dokumentům EU. Ať už bude vývoj legislativy v oblasti spolehlivosti distribuce elektřiny jakýkoliv, je velmi pravděpodobné, že bude vycházet ze současné situace v zemích EU, a to jak z hlediska technické úrovně spolehlivosti, tak i z hlediska metodiky regulace a vyhodnocování spolehlivosti distribuce. Proto se tato kapitola věnuje současné situaci v různých zemích EU.

Z níže uvedených grafů vývoje SAIFIs a SAIDIs je patrné, že nejvyšší úroveň spolehlivosti distribuce elektřiny měřená dlouhodobými přerušeními je především v západních zemích Evropy. Česká republika se nachází zhruba za polovinou pomyslného žebříčku, přičemž na jeho konci jsou balkánské země a země bývalého Sovětského svazu.



Obr. 2.7: SAIFIs zahrnující všechna přerušení delší než 3 minuty, vybrané země Evropy, [13]

V oblasti krátkodobých přerušení je dle [13] metodika měření v rámci Evropy ještě mnohem více nejednotná než u dlouhodobých přerušení. V několika zemích Evropy, jako např. Rakousko, Polsko či Norsko, se vyhodnocují i krátkodobá přerušení (nejčastěji pomocí různých variací ukazatele MAIFI), avšak ve většině zemí se tato kategorie nevyhodnocuje ani neměří. Přechodná přerušení se pak s výjimkou České republiky, Maďarska a Itálie neměří v žádné ze zkoumaných zemí.



Obr. 2.8: SAIDIs zahrnující všechna přerušení delší než 3 minuty, vybrané země Evropy, [13]

V oblasti monitorování přerušení je tak Česká republika na velmi dobré úrovni v porovnání s ostatními evropskými státy. S rozvojem inteligentních

dálkově ovládaných prvků DS se dá očekávat, že se rozsah i možnosti měření různých typů přerušení budou stále zvyšovat.

2.5.1 Odlišnosti regulace spolehlivosti v Evropě

Nejen v úrovni spolehlivosti či v oblasti měření parametrů DS se vyskytují rozdíly mezi evropskými státy, nýbrž i v metodice regulace spolehlivosti se dají nalézt zajímavé odlišnosti a inspirace pro budoucí vývoj této problematiky v ČR i v celé Evropě.

Na systémové úrovni je dle [13] spolehlivost distribuce elektřiny zakomponována do finanční regulace PDS ve většině zemí Evropy. V regulačních vzorcích se vyskytují kromě SAIFI a SAIDI (a jejich ekvivalentů vztahujících se k instalovanému výkonu) také další ukazatele jako např. MAIFI či nedodaná energie. Pro ČR se této oblasti regulace v rámci této práce věnuji v Kapitole 2.3. Níže následuje několik příkladů regulačních metodik užívaných ve vybraných zemích Evropy:

V Bulharsku funguje velmi podobný systém bonusů a penalizací jako v ČR, jen cílové (optimální) hodnoty SAIFI a SAIDI jsou pro jednotlivé PDS stanoveny na základě průzkumu odhadu nákladů na zlepšení kvality distribuce. V Nizozemí jsou naproti tomu cílové hodnoty ukazatelů definovány jako průměrné dosažené hodnoty všech PDS za uplynulé období.

Dánsko používá poměrně jednoduchý systém, který každoročně určuje pokuty PDS za nesplnění limitu 83% úrovně každého z ukazatelů SAIFI a SAIDI z předchozího období. Dánsko spolu s Maďarskem nezavedlo žádnou formu bonusů za nadstandardní úroveň kvality distribuce elektřiny.

Do regulačního vzorce spolehlivosti distribuce elektřiny ve Finsku vstupují na rozdíl od ČR ukazatele dlouhodobých i krátkodobých přerušení. Zároveň zde nebylo zavedeno tzv. neutrální pásmo pro určení bonusů/penalizací.

V Německu je regulována spolehlivost distribuce elektřiny pouze u PDS na hladině nn a vn s více než 30 000 zákazníky. Na hladině nn je sledována hodnota SAIDI, zatímco na vn se vyhodnocuje ASIDI. Dosažená hodnota ukazatele je porovnávána s cílovou hodnotou vypočtenou na základě poměru mezi maximálním zatížením a rozlohou zásobované oblasti. Výše bonusu/malusu vztážená na minutu přerušení je určena na základě makroekonomické analýzy ceny za nedodávku energie. Cílem je zajištění ekonomické provázanosti opatření PDS pro zlepšení spolehlivosti distribuce elektřiny s náklady nedodávky elektřiny na straně zákazníků.

Itálie nastavila svůj regulační mechanismus tak, aby za 12-16 let došlo ke sjednocení dosahované úrovně kvality všech PDS v rámci dané kategorie. Byly vytvořeny celkem 3 kategorie rozdělující PDS na základě teritoriální hustoty zatížení (relace zatížení a rozlohy území). Zároveň je zaveden ekonomický mechanismus motivující PDS pomáhat v obnově a rekonfiguraci sítě PPS při poruše v PS.

Portugalsko zavedlo kromě systémového regulačního mechanismu další, který cílí na zlepšení spolehlivosti dodávky elektřiny 5 % zákazníků, jejichž dodávka vykazovala nejhorší spolehlivost.

Na úrovni vztahu PDS k jednotlivým zákazníkům jsou dle [13] v mnoha zemích (podobně jako v ČR) aplikovány standardy distribuce elektřiny, za jejichž nedodržení náleží zákazníkům finanční náhrada. V další části této kapitoly budou prezentovány další různé standardy a odlišnosti, které jsou zavedeny v zemích Evropy a mohou tak sloužit jako inspirace (nejen) pro ČR.

- **Standard doby trvání dlouhodobého plánovaného přerušení**

Tento standard omezuje dobu trvání individuálního dlouhodobého plánovaného přerušení. V současnosti není příliš rozšířen a je uplatňován pouze v Rumunsku a Řecku.

- **Standard celkové doby trvání dlouhodobých přerušení za rok**

V tomto případě je nastaven limit pro celkovou dobu trvání dlouhodobých přerušení za rok pro jednoho zákazníka, přičemž existují modifikace tohoto standardu tak, že jsou uplatňována pouze neplánovaná / plánovaná / všechna přerušení. Standard byl implementován ve Španělsku, Polsku, Slovinsku a Portugalsku. Zatímco ve Slovinsku je zaveden limit 9 hodin/rok, v Portugalsku závisí limit na napěťové hladině zákazníka (45 minut/rok pro vvn až 17 hodin/rok pro nn).

- **Standard celkového počtu přerušení za rok**

Zde je omezen počet přerušení jednoho zákazníka za rok. Opět existují různé varianty, ty berou v úvahu např. krátkodobá/dlouhodobá/všechna přerušení a samozřejmě i další kategorie a jejich kombinace (plánovaná/neplánovaná, apod.). Standard je implementován ve Španělsku, Itálii, Portugalsku, Maďarsku, Slovinsku a ve Velké Británii. V Itálii je limit odstupňován v závislosti na teritoriální hustotě od 6 do 10 přerušení/rok. Portugalsko zavedlo hranici standardu opět v závislosti na napěťové hladině: 3 přerušení/rok pro vvn a až 20 přerušení/rok pro nn. Ve Velké Británii mají zákazníci nárok na náhradu £75, pokud jim je přerušena dodávka elektřiny (původ přerušení v DS) alespoň 4-krát za rok pokaždé na více než 3 hodiny. [14]

- **Určování výše vyplácených náhrad**

Rozdíly se dají nalézt i ve způsobu určování výše vyplácených náhrad. Zatímco v ČR, Švédsku či Finsku se výše náhrad vypočítává jako procentní podíl z roční platby za distribuci, v mnoha jiných státech je výše náhrad za nedodržení daného standardu určena na základě ocenění přerušení elektřiny. Hlavní způsoby určování výše těchto náhrad jsou: průzkumem u zákazníků, na základě mezinárodního srovnání, odhadem nákladů přerušení či náklady za nedodanou energii. Tyto náhrady tak ve většině případů bývají fixní.

- **System automatického vypláčení náhrad**

Tento systém, na rozdíl od nutnosti o náhradu žádat, zaručuje vyplacení velké většiny náhrad, na něž mají zákazníci nárok. Zvyšuje tak tlak na PDS dodržovat standardy distribuce elektřiny. Automatické vypláčení je zavedeno již ve více jak 10 zemích: Estonsko, Finsko, Francie (pouze 1 standard), Itálie, Maďarsko, Nizozemí, Portugalsko, Slovensko, Španělsko, Švédsko, Velká Británie (pouze registrovaní zákazníci) a Řecko. [15]

Mezi další odlišnosti, které ovlivňují regulaci spolehlivosti patří zavedení agregačních pravidel pro krátkodobá přerušení. V případě výskytu krátkodobých přerušení před a po dlouhodobém přerušení se ta krátkodobá agregují a mohou tím být zkresleny ukazatele založené na krátkodobých přerušení.

2.6 Možnosti vývoje metodiky v ČR

V rámci možných scénářů vývoje metodiky regulace spolehlivosti distribuce elektřiny v ČR jsem identifikoval následující možnosti úprav stávající metodiky:

- **Zavedení standardu celkového počtu přerušení za rok**

Tato varianta počítá s doplněním množiny již zavedených standardů o nový, spočívající v nastavení limitu celkového počtu přerušení za rok pro každého zákazníka PDS. Pokud by byla dodávka elektřiny zákazníkovi přerušena vícekrát než stanovuje limit, získává zákazník nárok na náhradu.

- **Zavedení fixní výše vypláčených náhrad**

Výše náhrad pro zákazníka za nedodržení některých standardů kvality distribuce elektřiny v ČR se odvíjí od celkového ročního účtu za distribuci. To může vést k upřednostňování velkých odběratelů před těmi malými. Nastavení fixní výše náhrad (jako např. ve Velké Británii) podporuje jednotný přístup PDS ke všem svým zákazníkům.

- **Zavedení systému automatického vypláčení náhrad**

Automatizace vypláčení náhrad místo nutnosti žádání o ně rozhodně zvyšuje tlak na dodržování těchto standardů.

- **Zavedení systému bonusů pro zákazníky s horší nepřetržitostí distribuce**

Tato změna si dává za cíl zavedení kompenzace za horší spolehlivost (celkovou dobu přerušení, četnost přerušení), jež se některým zákazníkům dostává, ačkoliv platí stejnou cenu za zajištění distribuce jako zákazníci s lepší úrovní spolehlivosti. Jestliže zákazník platí za zajištění distribuce, avšak ta je mu poskytována pouze část roku, dostal by náhradu za dobu, kdy mu nebyla tato distribuce zajištěna

- **Integrace MAIFI do motivační regulace kvality**

Jedná se o doplnění již zavedené motivační regulace kvality s cílem reflektovat širší rozsah typů přerušení.

3 Možnosti zlepšování spolehlivosti a nepřetržitosti dodávky v sítích vn

Ještě před představením konkrétních opatření pro zlepšení spolehlivosti distribuce elektřiny na vedení vn, kterými se v této práci budu dále zabývat, zde nejprve uvádím **obecné možnosti** zlepšování spolehlivosti a nepřetržitosti dodávky elektrické energie vedením vn. Tyto možnosti se dají rozlišit dle nároků na vstupní kapitál na investiční a provozní opatření. Tato kapitola byla zpracována s využitím [8].

3.1 Výstavba nového vedení

Výstavba nového vedení vn je v dnešní době nejnáročnější opatření pro zlepšení spolehlivosti, nejenom kvůli vysokým investicím, ale také z důvodů složitého procesu nutného pro výstavbu nového úseku vedení. Proto se nová vedení vn z důvodu zlepšení spolehlivosti distribuce elektřiny takřka nestaví.

3.2 Kabelizace vedení vn

Kabelizace vedení je jedno z investičně nejnáročnějších opatření vedoucí ke zlepšení spolehlivosti dodávky. V poslední době stále roste podíl kabelizace vedení, avšak hlavním důvodem nebývá spolehlivost distribuce, nýbrž prostorové důvody a problémy s ochranným pásmem vedení. Ačkoliv dochází ke zlepšení SAIFI i SAIDI, přináší s sebou kabelizace několik komplikací. Jedná se především o zvýšení kapacitních proudů vn sítí, s tím jsou spojené problémy s kompenzací této sítě při zemním spojení. Přínos kabelizace ilustrují hladinové ukazatele nepřetržitosti distribuce ve vybraných zemích uvedené v Příloze 13.3.

3.3 Instalace dálkově ovládaných prvků

Instalace dálkově ovládaných prvků sítí vn je moderním způsobem, jak zlepšovat ukazatele nepřetržitosti. Jedná se opět především o investiční opatření, jehož hlavními přínosy jsou:

- zlepšení ukazatelů nepřetržitosti,
- zkrácení doby nedodávky EE,
- signalizace stavu sítě ,
- lepší informace o likvidaci poruchy,
- snížení nákladů na výjezd poruchové čety,
- zvýšení bezpečnosti (manipulace bez kontaktu se zařízením),
- možný budoucí přechod k vyššímu stupni automatizace.

Hlavní typy DOP, které se v současnosti užívají jsou:

- dálkově ovládaný úsečník (DOÚ),
- dálkově ovládaný úsečník s funkcí rozepnutí v pauze OZ (DUSOZ),
- recloser (DOV, dálkově ovládaný vypínač s funkcí ochrany umístěný na vedení).

Dalším prvkem, který však není možné ovládat, je indikátor poruch s dálkovým přenosem dat. Na rozdíl od jeho klasické varianty umožňuje tento prvek dálkově signalizovat průchod poruchového proudu, a tím pomoci k rychléjší lokalizaci místa poruchy.

Obecný mechanismus, jakým DOP pomáhají zlepšit ukazatele nepřetržitosti, vychází z rychlé rekonfigurace sítě (ideálně do 3 minut - z důvodu aplikace agregačních pravidel). Dále také obecně zrychlují manipulace a zkracují tak celkový čas nutný k obnově sítě. Podrobnější popis funkce nejběžněji užívaných DOP bude uveden v Kapitole 4.

Tento způsob zlepšování spolehlivosti je v současnosti stále častější, a to i z důvodu budoucího přechodu k tzv. chytrým sítím (viz. NAP SG [18]). Ty umožňují vysokou automatizaci sítí a poskytují o nich značné množství informací, potřebují k tomu ale pokročilá zařízení jako např. dálkově ovládané inteligentní prvky. Nejedná se tak o řešení ovlivňující pouze spolehlivost, ale dochází ke zlepšení možností řízení sítí a zvyšuje se také bezpečnost provozu sítí.

Instalací dálkově ovládaných a inteligentních prvků a analýzou vlivu těchto prvků na zlepšení spolehlivosti se budou zabývat pozdější kapitoly této práce.

3.4 Řád preventivní údržby, obnova zařízení a prořezy

Preventivní údržba jednotlivých prvků je důležitá pro předcházení poruch v sítích a následných škod. Existuje celá řada přístupů, jak určovat, kdy je vhodné provádět revize či obnovu zřízení. Všechny se však snaží minimalizovat nutnost přerušení dodávky elektřiny. Pokud je již nutné dodávku přerušit, snaží se PDS provést co možná největší počet oprav a dalších úkonů během co nejkratší doby. Jedná se jak o koordinaci odstávek zařízení (plánované přerušení), tak i o opravu či výměnu zařízení úseku vedení při neplánovaném přerušení. V ČEZ Distribuce, a.s. dosahuje průměr koordinace plánovaných odstávek hodnoty více než 2 práce na jednu odstávku.

Plánované přerušení mají u zákazníků vn vyšší vliv na $SAIFI_{VN}$ než $SAIDI_{VN}$, viz Obr. 2.5 a Obr. 2.6 v Kapitole 2.4. V průměru dle vlivu na $SAIFI_{VN}$ a $SAIDI_{VN}$ trvá jedno plánované přerušení více než 3 hodiny. Do této hodnoty se však započítávají i přerušení na hladině vvn, jež ovlivňují zákazníky vn. I tak je ale význam plánovaných přerušení na hladině vn nesporný. Jedním z hlavních důvodů, proč tomu tak je, může být topologie sítí vn a nn, kde obě zmiňované se provozují jako paprsková síť. Možnosti, jak rekonfigurací sítě rychle zabezpečit dodávku elektřiny, jsou tak značně omezené.

V rámci ŘPÚ se provádí také prořezy vegetace. Ty hrají důležitou roli při přecházení poruch s původem v kontaktu vegetace s živými částmi vedení. Prořezy se provádí jak v ochranném pásmu vedení, tak i u vegetace mimo ochranné pásmo, která při pádu zasáhne vedení vn. Druhý případ je specifický tím, že není snadné získat povolení od majitelů pozemků prořezy provádět. Možností, jak celou situaci z pohledu PDS usnadnit, by bylo prokázání viny třetí

strany na poruše vedení. Tím by byly majitelé pozemků v okolí ochranného pásma motivováni se o tuto vegetaci sami starat.

3.5 Záložní zdroje a bypassy

Využívání náhradních zdrojů a bypassů je dalším technickým opatření, které se snaží eliminovat příspěvek plánovaných prací k ukazateli SAIDI. Bohužel nasazení záložního zdroje či bypassu vedení doprovází hned několik nevýhod v porovnání s ostatními prostředky. Kromě vysoké ceny za vyrobenou energii (cca 7x vyšší než běžná cena distribuované elektřiny), je další nevýhodou užívání náhradního zdroje nutnost přerušit dodávky pro připojení i odpojení zdroje. Tím dochází k dvojitému příspěvku k SAIFI, který je ještě navíc z důvodu neschopnosti splnit ohlašovací povinnost přiřazen ke kategorii poruchových přerušení. Dalšími problémy jsou kvalita takto vyráběné elektřiny, fakt, že PDS nemá licenci na výrobu elektřiny a v neposlední řadě také nediskriminační přístup k zákazníkům PDS. Z těchto důvodů postupně kleslo využití dieselaagregátů na území ČEZ Distribuce, a.s. a dnes se již jejich využívání nedoporučuje. [24]

Bypassy vedení, tedy výstavba paralelního dočasného vedení, je značně nákladným opatřením. Nachází tedy uplatnění pouze ve specifických případech, kdy není ekonomicky či technicky vhodné užít jiných opatření pro prevenci přerušení distribuce elektřiny.

3.6 Práce pod napětím

Práce pod napětím je koncept vykonávání prací bez toho, aniž by se přerušila dodávka elektřiny zákazníkům. Pracovní četa provádí práce za využití speciální izolované plošiny, která zaručuje, že při kontaktu pracovníků s živými částmi vedení nedojde ke zkratu.

Tuto metodu lze použít na celou řadu běžně prováděných prací jako např.:

- rozpojení či spojení vedení,
- výměna izolátoru,
- montáž venkovního omezovače přepětí,
- oprava odpínače či odpojovače venkovního vedení,
- montáž snímačů magnetického pole,
- výměna konzoly.

Opět se však nejedná o metodu, která by s sebou nepřinášela nevýhody. Tou je především vyšší cena za provedené práce, vyšší nároky na bezpečnost a rizika spojená s pohybem pracovníků v těsném okolí živých částí vedení. Cena za provedení PPN bývá o zhruba 50 a více procent vyšší než její varianta s přerušением distribuce elektřiny. To je hlavním faktorem omezujícím větší rozšíření provádění PPN.

K vyšší míře využívání PPN by mohlo dojít jak poklesem ceny těchto prací, tak ale i změnou legislativního rámce a s tím spojeným vyšším tlakem na nepřerušování distribuce elektřiny koncovým zákazníkům.

3.7 Provoz se zemním spojením

Nejdůležitějšími parametry tohoto systému jsou způsob uzemnění uzlu, nastavení ochran a další prvky DS. Ty následně definují možnosti provozu sítě se zemním spojením. Tento v současnosti hojně využívaný systém funguje na principu kompenzace kapacitních proudů sítě vn při zemním spojení a provozu této sítě do okamžiku lokalizace a vymezení poruchy. Nejčastějším řešením je uzel transformátoru uzemněný zhášecí tlumivkou, která je ještě vybavena sekundárním odporníkem pro zvýšení činné složky a lepší lokalizaci poruchového vývodu.

Provoz se zemním spojením s sebou přináší celou řadu problémů. Kromě investičních výdajů na pořízení vybavení jsou to také nároky na přesnou funkci ochran. Nejčastěji se dle [19] pro diagnostiku poruchového vývodu používá zemní směrová ochrana, jež měří napětí U_0 (netočivou složku napětí), proud I_0 (netočivou složku proudu) a jejich fázový posun. Druhou nejpoužívanější (a zároveň v síti s distribuovanou výrobou a proměnlivými směry toku proudu spolehlivější ochranou) je konduktanční ochrana. Ta vyhodnocuje velikost konduktance G_0 a na základě její polaritě určí postižený vývod.

Rozšiřování úseků kabelizace a s tím spojený nárůst kapacity vedení může hrát klíčovou roli v přechodu od provozu uzlu uzemněným tlumivkou k odporově uzemněnému uzlu.

Další problematickou oblastí je bezpečnost provozu sítí s připínáním primárního odporníku, kdy místem poruchy prochází značný poruchový proud, který způsobuje z hlediska bezpečnosti nepřijatelný úbytek napětí. V praxi se otázka bezpečnosti netýká pouze odporově uzemněných sítí, ale také sítí s uzlem uzemněným tlumivkou. Dispečer řídící tuto síť většinou neví, kde přesně se zemní spojení nachází, ani zda se jedná o kovové či odporové zemní spojení. Často se tak stává, že **z důvodu bezpečnosti** (nebezpečí požáru či úrazu) vypíná postižený úsek, dokud není zemní spojení vymezeno a porucha opravena (viz. Příloha 13.6 a Příloha 13.7). [24]

I přes řadu problému spojených s provozem sítí se zemním spojením přináší tento systém určité zlepšení spolehlivosti distribuce elektřiny, kdy při jednopólové zemní poruše je možné síť až do vymezení poruchy a příjezdu poruchové čety udržet v provozu. Velikost zlepšení spolehlivosti, resp. ukazatelů spolehlivosti, tak závisí na konkrétních podmínkách a situaci při poruše. Doba provozu je omezena maximální provozní dobou tlumivky (většinou na 2 hodiny). Instalace **DOP** při těchto poruchách také **přináší zlepšení spolehlivostních parametrů**, a to především pokud se při lokalizaci poruchy provádí velké množství manipulací.

Je zřejmé, že způsobů, jak zlepšit spolehlivost distribučních sítí vn, existuje celá řada. Při výběru nejvhodnějšího opatření by měla být komplexně posouzena všechna hlediska, jako např. vliv na okolí sítě, ekologické aspekty opatření či například soulad se strategickým budoucím vývojem sítí.

4 Prvky a algoritmy související se spolehlivostí distribuce elektřiny vedení vn ČEZ Distribuce, a.s.

V této kapitole podrobněji rozebírám jednotlivé prvky a algoritmy související se spolehlivostí distribuce elektřiny vedení vn ČEZ Distribuce, a.s., přičemž hlavní pozornost bude vzhledem k budoucím analýzám věnována dálkově ovládaným prvkům a s nimi souvisejícím algoritmům.

4.1 Prvky užívané v sítích vn

4.1.1 Recloser

Recloser (dálkově ovládaný vypínač, DOV) je zařízení, které v sobě kombinuje funkce vypínače, ochrany, ovládací automatiky a dálkové komunikace. Je dimenzován na vypínání zkratových proudů a zároveň obsahuje automatiku opětného zapnutí (OZ), která umožňuje v případě přechodné poruchy obnovit dodávku elektřiny po předem definovaných časových prodlevách.

Moderní reclosery nabízí v plné výbavě následující funkce ([8], [21]):

- nadproudová ochrana,
- zemní spojení,
- proudová nesymetrie,
- nad/pod frekvence,
- směrové působení ochrany,
- podpětí/přepětí,
- ztráta napětí,
- sekvenční řízení,
- ochrana proti zpětnému napětí,
- blokáda OZ,
- automatický záskok,
- monitorování zatížení,
- monitorování veličin při poruchách,
- vypínání individuální fáze vedení,
- flexibilitu pro programování dalších funkcí.

Zařízení může být instalováno jak na začátku vývodu vn na místo klasického vypínače, tak i uprostřed vývodu. Na tuto pozici může být umístěn z důvodu nedostatečného dosahu funkce vývodového vypínače jako zkratové ochrany na konci vývodu (častější důvod v minulosti) a také z důvodu zlepšení spolehlivosti distribuce elektřiny. Počet recloserů na jednom vývodu je limitován časovým zpožděním ochrany (max. 0,2 s) z důvodu selektivity recloserů vůči poruchám na vedení. [21]

4.1.2 Dálkově ovládaný úsečník

Dálkově ovládaný úsečník (dálkově ovládaný úsekový odpínač, DOÚ) je dálkově ovládané zařízení schopné vypínat nejvýše jmenovité proudy a zemní spojení. Úsečník bývá vybaven těmito funkcemi:

- zemní spojení (nejčastěji impulzní a konduktanční ochrana),
- proudová nesymetrie,
- signalizace nadproudů,
- automatické rozepnutí během druhého OZ, (DUSOZ).

Zařízení disponuje menším množstvím funkcí než recloser, což značně omezuje využitelné algoritmy při jeho nasazení. Obě zařízení se tak v praxi při vymezování poruchy doplňují. Výhodou oproti recloseru je nižší cena úsečníků a tedy možnost instalace většího počtu zařízení na vývodu vn. Příloha 13.6 ukazuje praktickou aplikaci dálkově ovládaných úsečníků. [19],[8]

4.1.3 Indikátor poruchy

Indikátory poruch jsou zařízení, která po průchodu poruchového proudu tuto skutečnost signalizují. V minulosti byly instalovány indikátory poruch, které pomáhají v lokalizaci místa poruchy čtě v terénu. Jedná se o klasické indikátory, které vyžadují, aby pracovníci přímo v terénu kontrolovali stav jednotlivých indikátorů. Tuto zjevně zdlouhavou metodu přesné lokalizace poruchy vylepšily indikátory poruch s dálkovou signalizací stavu. Dispečer tak okamžitě získává přesnější informaci o místě poruchy než udávají úsečníky a reclosery a poruchová četa tak může rychleji přesně najít místo poruchy. Praktická ukázka tohoto přínosu je uvedena v Příloze 13.7. [20]

4.2 Algoritmy využívané v sítích vn

Následuje popis hlavních algoritmů a funkčních opatření, která mají vliv na spolehlivost distribuce elektřiny. Je zřejmé, že všechny tyto algoritmy velmi úzce souvisí s instalovanými prvky soustavy, proto je využití algoritmů limitováno rozšířením pokročilých prvků DS.

4.2.1 Algoritmus opětného zapnutí (OZ)

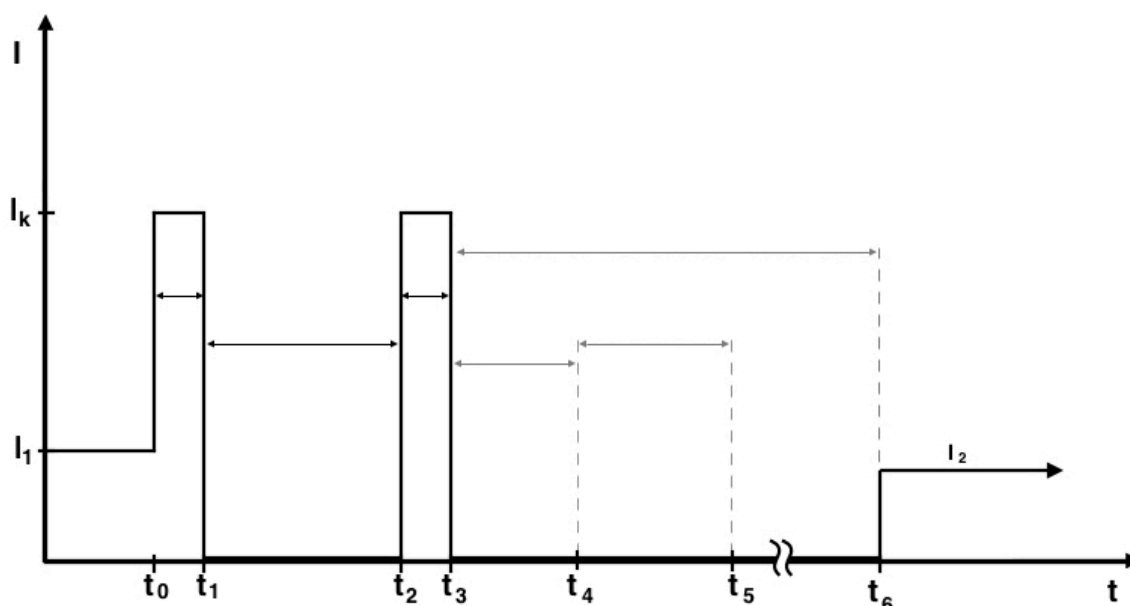
Algoritmus opětného zapnutí je zabudován do programového vybavení ochrany na vedení. Pro jeho správné fungování je třeba, aby byla správně nastavena proudová relé spouštěcí OZ a také, aby byly vypínač i další prvky DS pro tuto funkci konstruovány (konstrukce vypínací komory, oteplení, atd.). [23]

Hlavní myšlenkou OZ je snaha o automatické obnovení dodávky elektřiny při přechodných poruchách, kdy jejich příčina velmi rychle odezněla (např. pád větve na vedení, atmosférická přepětí, spínací přepětí, zkrat způsobený ptákem, apod.). V DS se v současnosti nejčastěji využívá kombinace dvou cyklů OZ (rychlý a pomalý). První impuls OZ nastává obvykle 0,3-3 s po prvním vypnutí vypínače z důvodu poruchy (tzv. rychlý OZ). V případě, že první OZ nebyl

úspěšný a porucha stále trvá, nastává delší beznapěťová pauza (20 s - cca 3 min, tzv. pomalý OZ). Dle vybavení vedení postupuje algoritmus následovně:

- V případě, že je vedení vybaveno dálkově ovládanými úsečníky s funkcí automatického vypnutí během druhého OZ, dochází k vyslání ovládacích povelů příslušným úsečnickům, a tím je vymezena oblast poruchy. Při druhém OZ je pak v tomto případě obnovena dodávka elektřiny zákazníkům mimo území vymezené vypnutými úsečníky (viz. Obr. 4.1).
- Jestliže vedení není vybaveno dálkově ovládanými prvky spolupracujícími s OZ, je význam druhé beznapěťové pauzy omezen pouze na možnost samovolného odeznění poruchy. [23]

Průběh proudu a manipulací během OZ



I_1 – proud vedením před poruchou

I_2 – proud vedením po poruše

I_k – zkratový proud

t_0 – okamžik vzniku poruchy

t_0-1 – zkratový impuls po vzniku poruchy (0,08 – 0,3 s)

t_0-1 – první beznapěťová pauza (0,3 – 3 s)

t_2 – okamžik prvního OZ (neúspěšný)

t_2-3 – zkratový impuls po prvním (neúspěšném) OZ

t_3-6 – druhá beznapěťová pauza (20 s – 3 minuty)

t_3-4 – doba do vyslání ovládacích povelů pro DOP – nejčastěji úsečníky (0,9 – 1,5 s)

t_4-5 – vypínací doba DOP (0,1-6 s)

t_6 – okamžik druhého OZ (úspěšný), obnovení dodávky elektřiny části zákazníků

Obr. 4.1: Průběh proudu a manipulací na vedení (vybaveném dálkově ovládanými úsečníky s funkcí vypnutí během druhého OZ) při úspěšném 2. OZ, Zdroj dat [8],[24]

Mezi nevýhody, jež s sebou nasazení OZ přináší, lze zařadit:

- krátkodobé poklesy napětí ve vazbě na OZ sousedních vývodů připojených na stejnou přípojnicí,
- krátkodobé výpadky napětí na vývodu při OZ.

V současnosti již jsou v DS ČEZ Distribuce, a.s. nasazovány automatiky i se třemi cykly OZ. Vypínání automatizovaných úsečnicků pak probíhá před posledním OZ a prodlužuje se tak doba, kdy může porucha samovolně odeznít a dodávka může být obnovena všem zákazníkům po druhém OZ. [24]

Celkové nastavení OZ je dle [23] a mého názoru limitováno a ovlivňováno hned několik faktory:

- schopnost vypínače vícenásobného vypnutí poruchového proudu,
- odolnost prvků DS vůči vícenásobnému působení poruchového proudu,
- pravděpodobnost odeznění poruchy během OZ,
- doba nedodávky zákazníkům neporušeného úseku
- maximální doba trvání přerušení 3 minuty z důvodu nezapočítání do ukazatelů spolehlivosti v ČR.

4.2.2 Algoritmus lokalizace poruchy

Způsobů jak najít a vymezit poruchový úsek vedení existuje hned několik, přičemž hlavním rozdílem je stupeň užití automatizace.

V dřívějších dobách a v místech, kde nejsou instalovány dálkově ovládané prvky, je nutné, aby manipulace a zjišťování průchodu poruchového proudu prováděla manuálně četa vyslaná do terénu.

Za další stupeň může být označen stav, kdy lokalizace probíhá dálkovými povely dispečera za pomoci dálkově ovládaných prvků DS. Následně vyslaná poruchová četa pak provádí manipulace pro co nejtěsnější vymezení poruchy manuálně ovládanými prvky.

Nejpokročilejším stupněm lokalizace a vymezení poruchy je ta za pomoci inteligentních ovládacích prvků. Je založen na algoritmu, který nejprve **vyhodnotí** naměřené hodnoty jednotlivých prvků DS, **určí místo poruchy** na základě průchodu poruchového proudu či impedance poruchové smyčky a následně **automaticky provede potřebné manipulace pro vymezení poruchového místa**. Hlavní předností tohoto přístupu je krátký čas nutný pro konečné vymezení poruchového úseku.

V současnosti je vymezování poruch v DS ČEZ Distribuce, a.s. na úrovni mezi dálkovým manuálním ovládním a automatizovaným algoritmem (především dálkově ovládané úsečnický s vypnutím v druhém OZ v rámci pilotních projektů). Ačkoliv dispečer má v systému SCADA k dispozici informace o průchodu poruchového proudu, chybí dosud okamžitá vizualizace možných poruchových míst se zakomponováním výpočtu místa poruchy, a to jak v ovládacím systému, tak i v grafickém informačním systému (GIS).

K přesnější lokalizaci místa poruchy lze využít dnes již dostupné údaje o impedanční vzdálenosti poruchy z lokátorů poruch. Díky tomu lze identifikovat postižené místo s přesností na cca 500 m. Tyto lokátory jsou již nasazeny na několika desítkách vývodů venkovních vedení vn a testuje se jejich možné zakomponování do procesu lokalizace poruch. [24]

Dále ČEZ Distribuce, a.s. testuje automatizaci městské kabelové sítě vn v rámci pilotního projektu Smart Region ve Vrchlabí. Zde je použito vymezení poruchy do tzv. rozpadových úseků. Tento postup je především pro složité mřížové sítě vhodnější a spolehlivější než užití lokátoru poruch. Více v [29].

Pro budoucí zlepšení procesu vymezení poruchy by bylo vhodné umožnit vizualizaci dat z lokátorů a indikátorů poruch pro možnost rychlejší reakce dispečera. Zároveň by bylo vhodné pro získání detailnějších informací i lepší možnosti vymezení poruchových úseků rozšířit nasazení DOP v DS ČEZ Distribuce, a.s.

5 Analýza stávajícího stavu nasazení DOP v sítích vn

Analýza stávajícího stavu nasazení dálkově ovládaných prvků v sítích vn bude provedena na jednom vybraném vedení (v této práci označeno jako VN1), jež je zařazeno do pilotního projektu společnosti ČEZ Distribuce, a.s., v rámci něž byly na několika vybraných vedeních vn nasazeny DOP s vyššími funkcemi a třetím OZ. Vedení VN1 bylo osazeno jedním recloserem a dvěma dálkově ovládanými odpínači (všechny tyto prvky vybaveny dálkovými indikátory poruch). Na konci roku 2014 byl recloser US_4374 v rámci pilotního projektu vybaven funkcí 3.OZ. Schéma tohoto vedení je zobrazeno v Příloze 13.4.

V současnosti je poměr instalovaných DOV ku DOÚ v DS ČEZ Distribuce, a.s. zhruba 1:3, s tím, že celkem je v současnosti instalováno několik stovek DOP.

Ačkoliv stále existuje velký prostor pro instalaci dalších DOP na vedeních vn, vyšší penetrace DOP má klesající marginální užitek, a není tedy ekonomicky výhodné maximalizovat počet DOP na vedeních vn. Určení ideální úrovně rozšíření DOP na vedeních vn je značně složitá technicko-ekonomická úloha, pro níž je nutné analyzovat velké množství vedení a poruch. Zároveň však vzhledem k značně náhodnému výskytu poruch, proměnlivé kvalitě dostupných dat i krátkému časovému horizontu, pro něž jsou data dostupná, není v současnosti reálné tuto úlohu řešit. Proto se v této kapitole budu věnovat především analýze **vlivu DOP na spolehlivost distribuce** na vybraném vedení vn.

Vzhledem k tomu, že na vedení již DOP instalovány jsou, nabízí se tak jedinečná možnost ověřit efektivitu investice do DOP, analyzovat účinnost 3.OZ a vytvořit jednoduchý ekonomický model pro budoucí posuzování efektivity investic do DOP v současných regulačních podmínkách.

5.1 Vliv DOP na spolehlivost distribuce vedení vn

Nejprve byla analyzována **všechna** dlouhodobá neplánovaná přerušení⁷ na vedení VN1 za období let 2013 až 2016. Vliv těchto přerušení na spolehlivostní ukazatele SAIFI, SAIDI i nedodanou energii před a po instalaci 3.OZ u vypínače US_4374 ilustruje Příloha 13.5. Zároveň dává obrázek o závažnosti a počtu všech dlouhodobých neplánovaných přerušení na analyzovaném vývodu.

Jak ukazuje vývoj všech spolehlivostních ukazatelů v Příloha č. 5: Vliv neplánovaných dlouhodobých přerušení na spolehlivostní ukazatele, příspěvky jednotlivých poruch k SAIFI_Q, SAIDI_Q i nedodané energie značně kolísají. Vzhledem k nedostupnosti starších hodnot před instalací DOP se budu soustředit především na analýzu vztahu jednotlivých poruch ke spolehlivostním ukazatelům. Následně tyto hodnoty využiji při vytváření ekonomického modelu.

Je důležité si uvědomit, že ne u všech přerušení má instalace DOP nějaký vliv na postup obnovy dodávky či ukazatele spolehlivosti distribuce. Proto byla

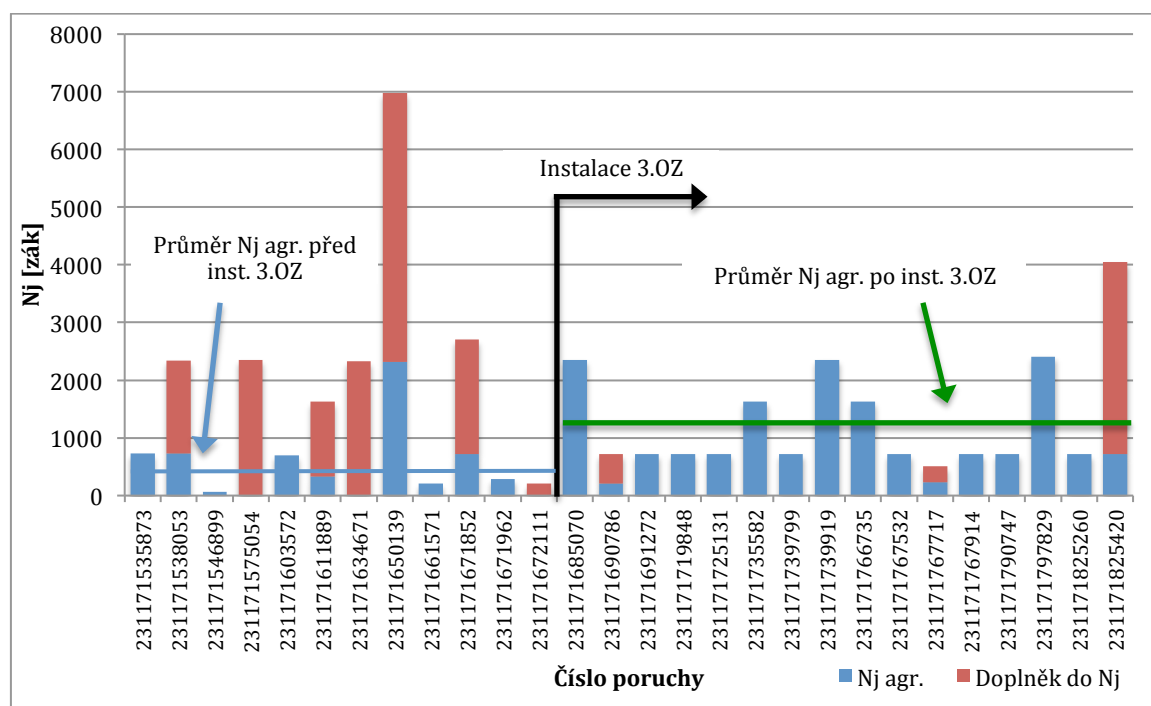
⁷ Za neplánované přerušení se považuje i každé takové, u něž nebyla splněna ohlašovací povinnost. [4]

z kompletního výčtu přerušení vyřazena ta, u nichž je vliv DOP zanedbatelný. Typově byla **vyjmuta** tato přerušení:

- plánovaná přerušení – vyřazena již v Příloze 13.5,
- výměna pojistek – omezení jen v malé části sítě, oznámení telefonicky nebo signalizací,
- rozsáhlejší poruchy, při nichž zbytek sítě zůstává v provozu – oznámení nejčastěji telefonicky,
- přerušení, která jsou de facto plánovaná, ale nebyla u nich splněna ohlašovací povinnost z důvodu krátkého časového horizontu.

Nakonec byla ještě ze souhrnu poruch eliminována přerušení, která za běžné situace náleží jinému vývodu vn, avšak v době poruchy byla připojena přes VN1. Tato přerušení byla vyřazena především ze systémového hlediska, kdy vycházím ze standardní topologie sítě, a poruchy jsou vztahovány k vývodu, k němuž za běžného stavu náleží.

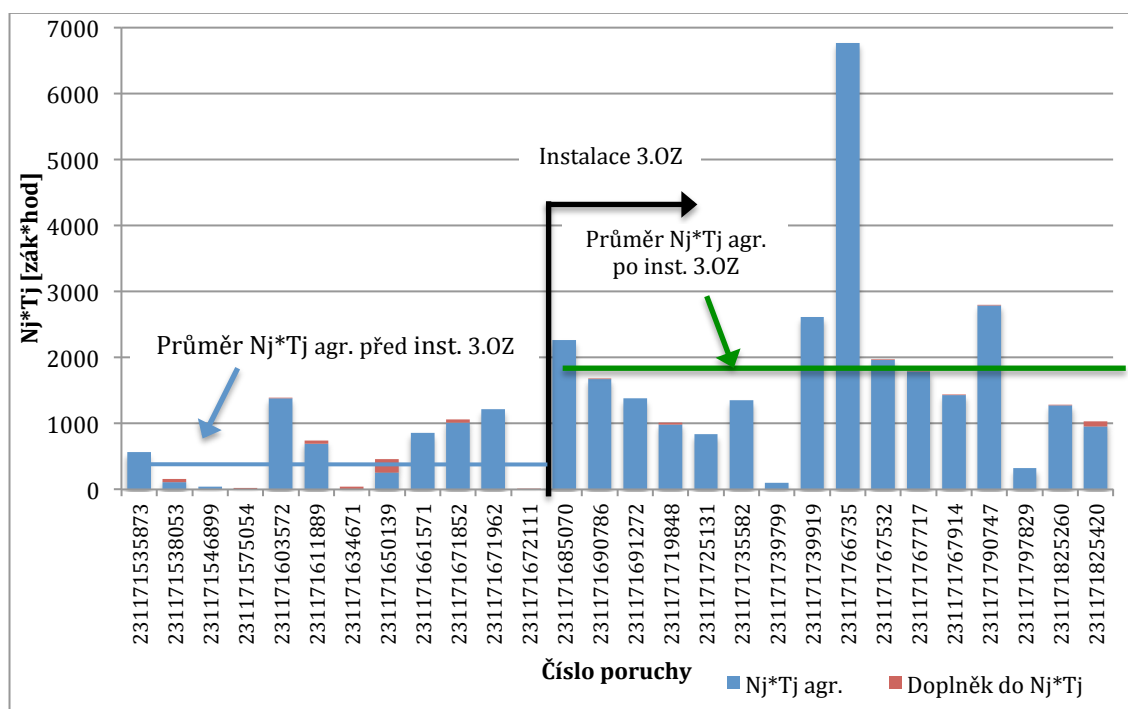
Vliv relevantních dlouhodobých neplánovaných přerušení na spolehlivostní ukazatele SAIFI, SAIDI i nedodanou energii ukazují následující grafy:



Obr. 5.1: Příspěvek vybraných dlouhodobých přerušení na vedení VN1 k SAIFI₀, zdroj dat: ČEZ Distribuce, a.s.

Označení „Nj agr.“ je užíváno pro hodnoty vstupující do motivační regulace kvality (v souladu s agregačními pravidly), zatímco hodnoty Nj jsou zahrnutím i krátkodobých přerušení. Obr. 5.1 a Obr. 5.2 ukazují vliv agregačních pravidel na SAIFI a SAIDI. Je evidentní, že agregační pravidla mají mnohem větší vliv na SAIFI, což zřejmě souvisí s průběhem manipulací na vedení během poruchy. Stačí totiž, aby byl z důvodu manipulace při poruše hlavní vypínač

vypnut nepřetržitě déle než 3 minuty, a okamžitě jsou všichni zákazníci zahrnuti do SAIFI. Ve stejné situaci je však možné, že při déle trvající obnově sítě tvoří součin všech zákazníků a 3 minut ($N_j \cdot T_j$) jen malou část z celkového příspěvku poruchy k SAIDI. U SAIFI a SAIDI je nutné analyzovat agregované hodnoty (reportování ERÚ), avšak u nedodané energie neexistuje relevantní důvod soustředit se na agregované hodnoty. Proto byly tyto hodnoty také na Obr. 5.3 vynechány.



Obr. 5.2: Příspěvek vybraných dlouhodobých přerušení na vedení VN1 k SAIDI_Q, zdroj dat: ČEZ Distribuce, a.s.

Prezentované grafy ukazují, že instalace 3.OZ zdánlivě zvýšila průměry příspěvků k SAIFI_Q, SAIDI_Q i nedodané energie, avšak tento nárůst je samozřejmě zapříčiněn běžným kolísáním závažnosti poruch. 3.OZ totiž z principu nemůže zhoršit spolehlivostní ukazatele. Více se analýze 3.OZ věnuje kapitola 6.1.

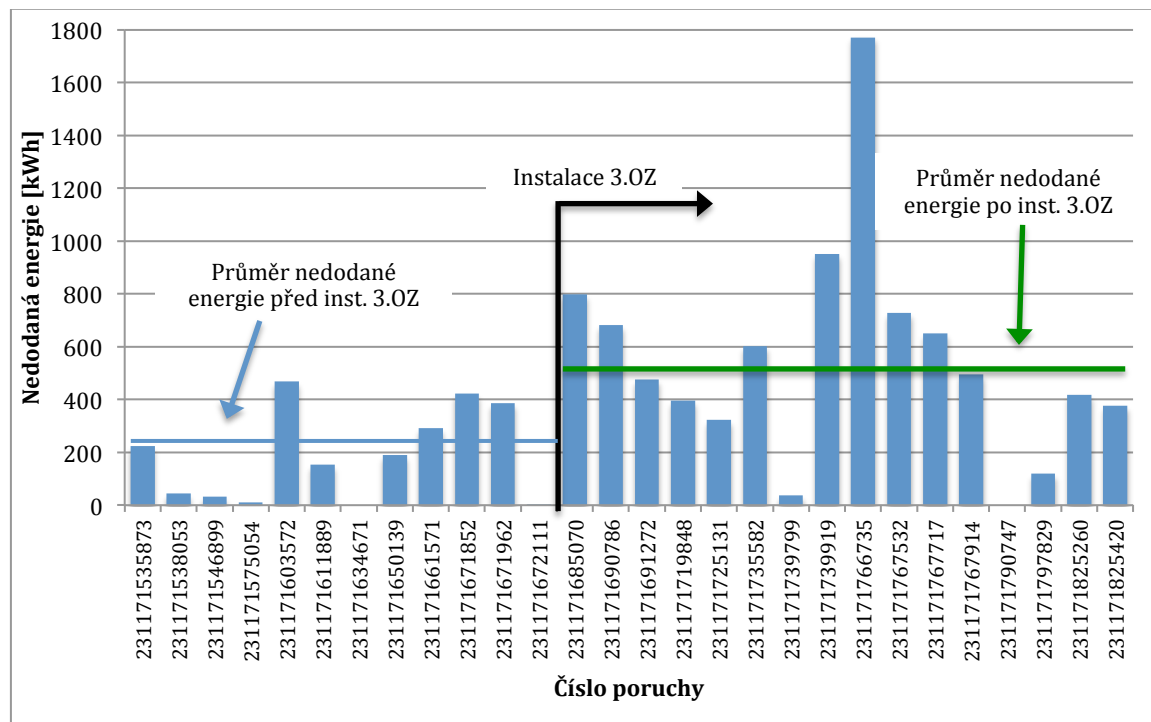
Nedodaná energie je v těchto analýzách určena na základě očekávané roční spotřeby zákazníků zasažených přerušením:

$$E_{nedod} = \sum_{n=1}^N \frac{E_{spotř,n} \cdot t_{přer,n}}{8760} \quad [kWh] \quad (16)$$

kde $E_{spotř,n}$ je celková roční spotřeba n -tého zákazníka [kWh],

$t_{přer,n}$ je celková doba během přerušení, po níž je n -tý zákazník bez dodávky elektřiny.

Tato metoda určení nedodané energie není samozřejmě ideální ani příliš přesná, neexistuje však v současnosti jiný způsob, jak z dostupných dat získat alespoň odhad nedodané energie.



Obr. 5.3: Vliv vybraných dlouhodobých přerušení na nedodanou energii na vedení VN1, zdroj dat: ČEZ Distribuce, a.s.

Při pohledu na roční kumulované příspěvky poruch k SAIFI_Q, SAIDI_Q i k nedodané energii (Tab. 5.1) je patrné, že v posledních dvou letech byl zaznamenán nárůst všech tří ukazatelů oproti minulým rokům. Vyšší hodnoty ukazatelů paradoxně mohou podpořit výhodnost instalace DOP, kdy s větším počtem a délkou poruch roste prostor pro benefity a úspory, jež DOP přináší. Konkrétní přínosy instalovaných DOP budou rozebrány v navazujících kapitolách.

rok	Roční suma Nj agr. [zák./rok]	Roční suma Nj*Tj agr. [zák.*hod/rok]	Roční suma Nedodané energie [kWh/rok]
2013	2 542	2 749	927
2014	3 531	3 341	1 289
2015	9 417	11 188	4 262
2016	7 848	17 278	4 555

Tab. 5.1: Roční kumulované příspěvky poruch k SAIFI, SAIDI a Nedodané energii, zdroj: Autor

5.1.1 Funkce DOP v praxi

Praktickou ukázkou toho, jak DOP pomáhá při dvou nejčastějších typech poruch, **zkratu** a **zemním spojení**, nabízí Příloha č. 6: Manipulace na vedení VN1 při zkratu a Příloha č. 7: Manipulace na vedení VN1 při zemním spojení. Jsou v nich rozebrány krok po kroku praktické manipulace při lokalizaci a

vymezování poruchy i při obnově sítě po poruše. Zároveň ilustrují způsob, jakým dispečer s DOP běžně pracuje.

5.1.2 Přínosy DOP na úrovni jednotlivých poruch

Přínosy instalace DOP jsou porovnávány na základě toho, jak se změní postup řešení poruchy v případě instalace daného DOP. Obecně lze nalézt tyto základní přínosy DOP, které mají přímý ekonomický dopad na hospodaření PDS:

- **úspora SAIFI** (Nj agr.) – Finanční bonus závisí na dvouletém klouzavém průměru SAIFIs ČEZ Distribuce (viz. Kapitola 2.3.3),
- **úspora SAIDI** (Nj*Tj agr.) - Finanční bonus závisí na dvouletém klouzavém průměru SAIDIs ČEZ Distribuce (viz. Kapitola 2.3.3),
- **úspora Nedodané energie** (kWh) – Nedodaná energie způsobuje ztráty tržeb za distribuci energie,
- **úspora doby trvání přerušení** (hod) – je uvažováno, že doba trvání přerušení odpovídá době, jež poruchová četa stráví v terénu. Dochází tak k úspoře pohonných hmot i nákladů na zaměstnance.

Při konkrétní evaluaci přínosu DOP jsem soustředil pozornost na Recloser US_4374, protože na tomto prvku je vidět přínos ve všech výše uvedených kategoriích. Porovnáním manipulačních kroků jednotlivých poruch - instalovaný recloser vs. situací bez recloseru (nahrazen úsekovým odpínačem) byl odhadnut přínos recloseru pro každou poruchu. Tento přínos je uveden v Tabulce Tab. 5.2.

Vzhledem k tomu, že ekonomické vyhodnocení se provádí většinou po jednotlivých letech, uvádí Tab. 5.2 roční kumulované přínosy Recloseru US_4374 na vedení VN1.

Rok	Roční úspora Nj agr. [zák./rok]	Roční úspora Nj*Tj agr. [zák.*hod/rok]	Roční úspora Nedodané energie [kWh/rok]	Roční úspora Doby přerušení [sek.]
2013	0	1 800	1 000	1 000
2014	3 200	5 130	2 030	2 400
2015	6 400	4 800	1 700	3 300
2016	8 000	7 800	2 510	3 600

Tab. 5.2: Roční přínosy instalace recloseru na vedení VN1 v letech (2013-2016), zdroj: Autor

Hodnoty ve výše uvedené tabulce slouží jako vstupní odhady pro přínos instalace DOP v ekonomickém modelu rozebraném v následující kapitole.

5.2 Ekonomický model instalace DOP

Celý popis ekonomického modelu oceňování instalace DOP je rozdělen do několika podkapitol. Nejprve popisují základní metodiku použitou v ekonomickém modelu a následně podrobně rozebírám jednotlivé vstupní parametry, s nimiž model pracuje.

5.2.1 Základní popis ekonomického modelu

Ekonomický model je vytvořen v příloženém souboru Microsoft Excel. Nejprve jsou modelovány vstupní hodnoty (deterministicky i stochasticky). Následně jsou ze vstupních údajů vypočítány hotovostní toky projektu. Nakonec je simulací Monte Carlo (MC) vygenerována množina možných výsledků modelu. Na základě této množiny je vytvořen závěr, zda přijmout či odmítnout investiční rozhodnutí.

Celý model vychází ze současného regulačního rámce a ve výpočtech se neuvažuje s jeho změnami.

Investice do DOP je posuzována na základě čisté současné hodnoty (*NPV*) **Error! Reference source not found.**, která byla upravena do podoby respektující regulační prostředí PDS v ČR. Do vyhodnocení vstupují pouze relevantní příjmy a výdaje za dobu životnosti projektu.

$$NPV = \sum_{t=0}^{T_z} \frac{I_t + PPV_t + OÚ_t + UVT_t + PSAIFI_t + PSAIDI_t + PNE_t}{(1+d)^t} \quad [Kč] \quad (17)$$

kde t je rok projektu,

T_z je doba životnosti projektu [rok],

d je diskontní sazba (uvažována konstantní sazba po dobu životnosti) [%],

I_t jsou investiční výdaje v roce t [Kč],

PPV_t jsou příjmy z povolených výnosů souvisejících s DOP v roce t [Kč],

$OÚ_t$ jsou výdaje na opravu a údržbu DOP za rok t [Kč],

UVT_t je hodnota ušetřených výdajů za pohyb pracovníků v terénu díky instalaci DOP v roce t [Kč],

$PSAIFI_t$ je hodnota získaných příjmů za dosaženou úroveň SAIFI₀ skrze motivační regulaci kvality v roce t [Kč],

$PSAIDI_t$ je hodnota získaných příjmů za dosaženou úroveň SAIDI₀ skrze motivační regulaci kvality v roce t [Kč],

PNE_t je hodnota příjmů za úsporu nedodané energie v roce t [Kč].

Při vyhodnocování investic pomocí kritéria NPV je obecně používán tento rozhodovací klíč:

$NPV \geq 0$, investice se **doporučuje** k realizaci,

$NPV < 0$, investice se **nedoporučuje** k realizaci.

Vzhledem k tomu, že některé ze vstupů jsou **modelovány stochasticky** (využití simulace Monte Carlo), má celý model i NPV stochastickou podstatu.

Proto pro konečné posuzování investičního rozhodnutí bude využito tzv. *Value at Risk* (hodnota v riziku, *VaR*).

K realizaci bude investice doporučena, pokud bude splněna podmínka **Error! Reference source not found.:**

$$VaR_{\alpha}(X) = VaR_{0,95}(NPV) \geq 0$$

kde α je hladina významnosti $<0,1>$, indikuje pravděpodobnost, se kterou bude hodnota dané pozice vyšší než *VaR*,

(*X*) je pozice/podkladové aktivum/portfolio, pro něž se *VaR* vyhodnocuje,

$VaR_{0,95}(NPV)$ tedy udává hodnotu, pro níž je 95% pravděpodobnost, že NPV bude vyšší nebo rovno než tato hodnota. To znamená, že 95 % hodnot NPV v simulaci MC bude vyšších nebo rovno než $VaR_{0,95}(NPV)$.

Následující řádky podrobněji rozebírají vstupní parametry modelu.

5.2.2 Obecné vstupní parametry

- **Doba životnosti projektu**

Doba životnosti projektu byla zvolena na základě průměrné udávané životnosti DOP 23 let. Uvažují 20-ti letou životnost DOP i manuálních prvků, k tomu je ale nutné připočítat 3 roky kvůli zpoždění promítnutí Q-komponenty do hospodaření PDS (více viz. kapitola 5.2.5). Projekt lze tedy porovnávat na základě projekce hotovostních toků na 23 let dopředu.

- **Diskontní sazba**

Diskontní sazba PDS je zvolena na konstantní hodnotu 6,44 %. Tato hodnota odpovídá úrovni WACC po zdanění ČEZ Distribuce, a.s. stanovená ERÚ v Zásadách cenové regulace IV. RO.

- **WACC před zdaněním – Vážená cena kapitálu**

Vážená cena kapitálu před zdaněním je uvažována jako konstantní o hodnotě 7,951 % (na základě Zásad cenové regulace IV. RO). WACC před zdaněním se používá jak výnosová míra pro Regulační bázi aktiv (viz. vztah (18)).

- **Meziroční růst cen - inflace**

Meziroční růst cen je nastaven na úrovni 2 %. Tento parametr se v modelu užívá u celé řady operativních parametrů, a zároveň i u výše marginální ceny za úsporu SAIFI_Q i SAIDI_Q.

- **Počet vedení k instalaci DOP**

Jako výchozí hodnota je počítáno s instalací DOP na 30 vedeních. Většina investic do DS se totiž neprovádí jako individuální projekty, a také z hlediska motivační regulace kvality je výhodnější pro PDS zlepšovat spolehlivost na více vedeních najednou.

5.2.3 Investice a údržba zařízení

Průměrné investiční výdaje spojené s instalací DOP byly odhadnuty na 800 000 Kč na jeden prvek. S klesajícím počtem instalovaných prvků roste význam přesného ocenění instalovaných zařízení.

Rozdíl mezi výdaje na opravu a údržbu DOP a manuálního zařízení byly odhadnuty na 1 % investičních výdajů za rok s tím, že rostou inflačním tempem.

PDS mimo území Prahy mohou na investice do instalace dálkově ovládaných a inteligentních prvků získat v rámci podpory rozvoje Smart Grids dotaci z Operačního programu Podnikání a inovace pro konkurenceschopnost 2014-2020. Celkový obnos prostředků v celém programu je zhruba 1 mld. Kč. Vzhledem k tomu, že tato dotace není nároková, nezahrnul jsem ji ani do mnou vytvořeného modelu. Dle regulačního rámce však příjmy z investiční dotace vstupují jako běžné příjmy a zvyšují tak významně NPV projektu. [34]

5.2.4 Příjmy z povolených výnosů

Investice do DOP je z pohledu ERÚ schvalována jako investice do rozvoje sítí a je tedy na základě 10-ti letého investičního plánu zahrnuta do regulační báze aktiv (RAB).

Odpisy z aktivované investice procházejí do povolených výnosů (dle rovnice (14)) a zákazníci je hradí ve svých platbách za zajištění distribuce. Účetní doba odepisování byla dle předpokládané životnosti zařízení zvolena na 20 let, v praxi podléhá odpisovému plánu schvalovanému ERÚ [7]. Daňová doba odepisování je stanovena dle [29] na 10 let.

Zároveň vstupuje do povolených výnosů také zisk PDS z regulační báze aktiv (Z_{ht} ve vztahu (14)), pro IV. RO zjednodušeně vypočítaný na základě následující rovnice.

$$Z_{ht} = WACC * RAB_{ht} \text{ [Kč]} \quad (18)$$

kde h je index napěťové úrovně (nn, vn, vv) [-],

t je pořadový index roku [-],

WACC je průměrná cena kapitálu před zdaněním [%],

RAB_{ht} je regulační báze aktiv pro hladinu h a rok t [Kč].

PDS tedy získá postupně investici zpět od zákazníků v povolených výnosech, a to nejenom ve výši odpisů, ale náleží mu také výnos ve výši WACC za investované finanční prostředky (přiměřený zisk).

5.2.5 SAIFI_Q a SAIDI_Q v ekonomickém modelu

SAIFI_Q a SAIDI_Q jsou spolehlivostní ukazatele vstupující do motivační regulace kvality distribuce elektřiny a PDS získává (za dohledu ERÚ) od zákazníků bonus/malus při dosažení předem definovaných hodnot (více viz. Kapitola 2.3.3). Právě kvůli velkému vlivu bonusů a jejich globální podstatě (za celou DS), je do modelu zahrnuta možnost instalace DOP na více vedeních.

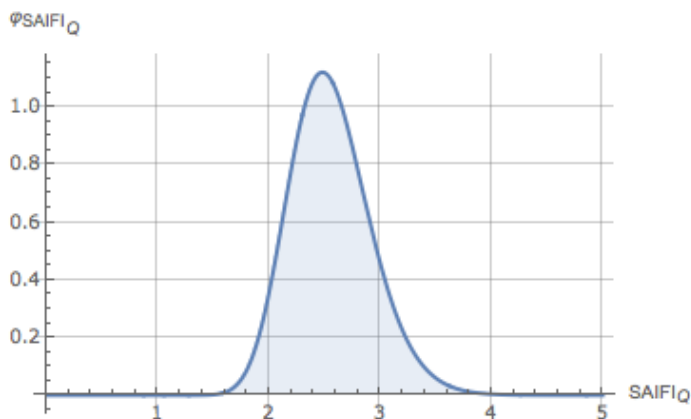
Následující kapitola kopíruje postup, jakým se oceňují úspory spolehlivostních ukazatelů i v příloženém Excel souboru a v Příloze 13.8.

- **Simulace SAIFI_Q a SAIDI_Q**

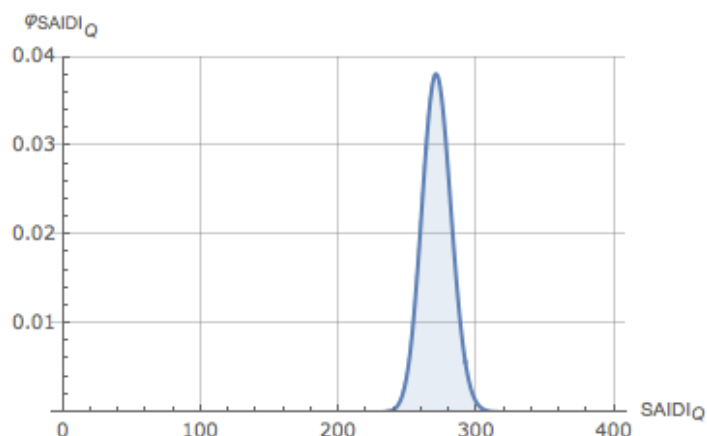
V modelu jsou nejprve simulovány teoretické hodnoty SAIFI_Q a SAIDI_Q bez realizace projektu instalace DOP pomocí logaritmicko-normálního rozdělení. Konkrétní parametry rozdělení vycházejí z historických hodnot za posledních 5 let. Logaritmicko-normální rozdělení LN(μ ; σ) má obecný tvar funkce hustoty pravděpodobnosti [27]:

$$\varphi(x) = \frac{1}{x * \sigma \sqrt{2} * \pi} * e^{-\frac{[\ln(x)-\mu]^2}{2*\sigma^2}} \quad [-] \quad (19)$$

Pro SAIFI_Q je uvažováno LN(ln(2,531);0,14215) a pro SAIDI_Q LN(ln(271); 0,038687). Střední hodnoty obou rozdělení budou dále snižovány o roční hodnotu 1,25 %, resp. 2,5 %. Tento pokles odpovídá zpřísnování cílů motivační regulace kvality a měl by to nahrazovat vliv ostatních opatření (mimo analyzované DOP) zaměřujících se na zlepšování spolehlivosti. Grafické vyjádření hustot pravděpodobnosti ukazují Obr. 5.4 a Obr. 5.5.



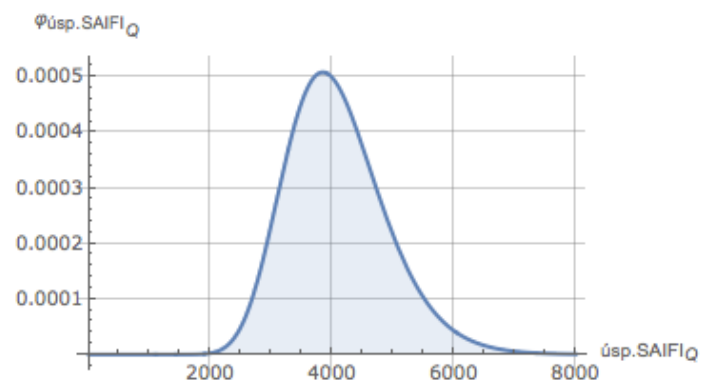
Obr. 5.4: Rozdělení hustoty pravděpodobnosti SAIFI_Q v r. 2017 bez DOP



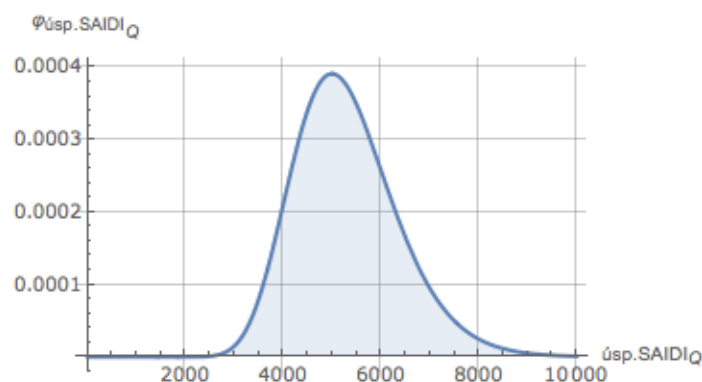
Obr. 5.5: Rozdělení hustoty pravděpodobnosti SAIDI_Q v r. 2017 bez DOP

Dále jsou simulovány průměrné úspory příspěvků vedení VN k SAIFI_Q a SAIDI_Q, opět pomocí logaritmicko-normálního rozdělení. Parametry obou rozdělení vycházejí z údajů získaných **analýzou DOP na vedení VN1** v předcházející kapitole. Konkrétně jsou tyto úspory příspěvků k ukazatelům simulovány rozděleními $LN(\ln(4000);0,20)$ pro úsporu příspěvku k SAIFI_Q a $LN(\ln(5200);0,20)$ pro úsporu příspěvku k SAIDI_Q.

Následující obrázky graficky ilustrují simulované rozdělení:



Obr. 5.6: Rozdělení hustoty pravděpodobnosti průměrné úspory příspěvku vedení vn k SAIFI_Q



Obr. 5.7: Rozdělení hustoty pravděpodobnosti průměrné úspory příspěvku vedení vn k SAIDI_Q

Pro získání **celkové roční úspory SAIFI_Q a SAIDI_Q** je třeba průměrné příspěvky vedení k těmto ukazatelům vztáhnout na *počet zákazníků DS* a vynásobit *počtem vedení k instalaci DOP*. V modelu je přitom uvažován konstantní počet zákazníků⁸ 3 608 324, což odpovídá počtu zákazníků (odběrných míst) ČEZ Distribuce, a.s. v roce 2015.

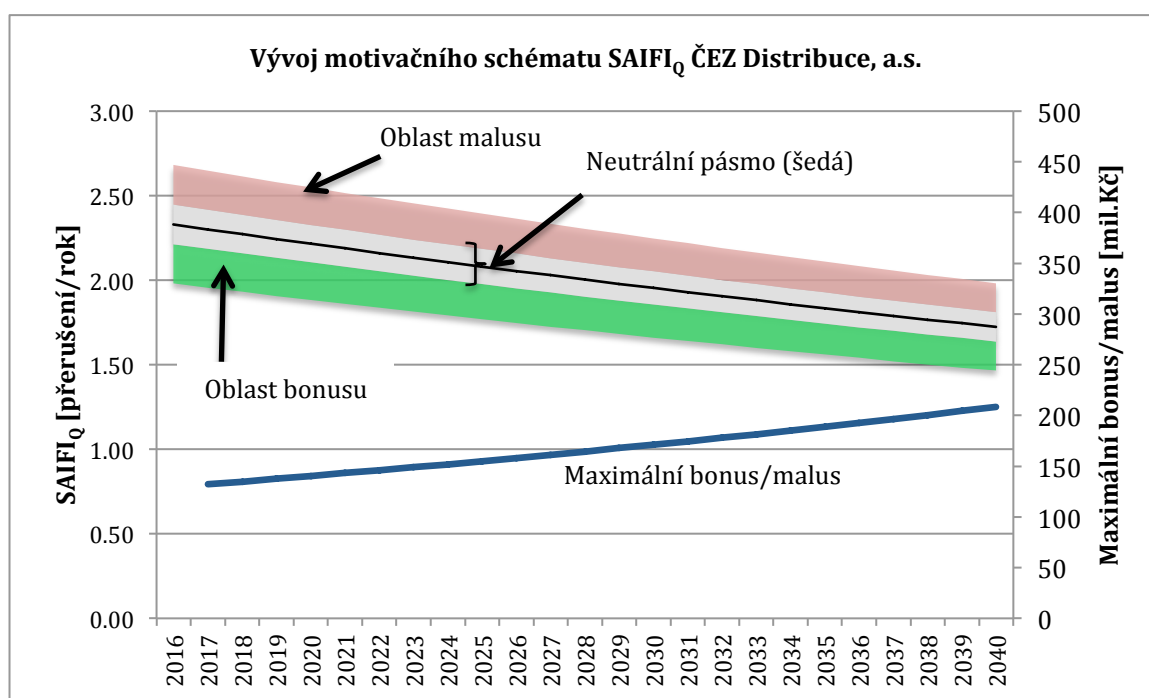
Na základě simulací SAIFI_Q a SAIDI_Q a jejich možných celkových úspor je již možné porovnat situaci *bez* a *s* realizací investice do DOP.

- **Schéma motivační regulace kvality**

V motivační regulaci kvality jsou v roce *t* vyhodnocovány ERÚ dvouleté průměry: $(SAIFI_{Q,t-1} + SAIFI_{Q,t-2})/2$ a $(SAIDI_{Q,t-1} + SAIDI_{Q,t-2})/2$. Tyto dvouleté průměry se porovnávají s aktuálním cílem motivační regulace kvality (viz. dále).

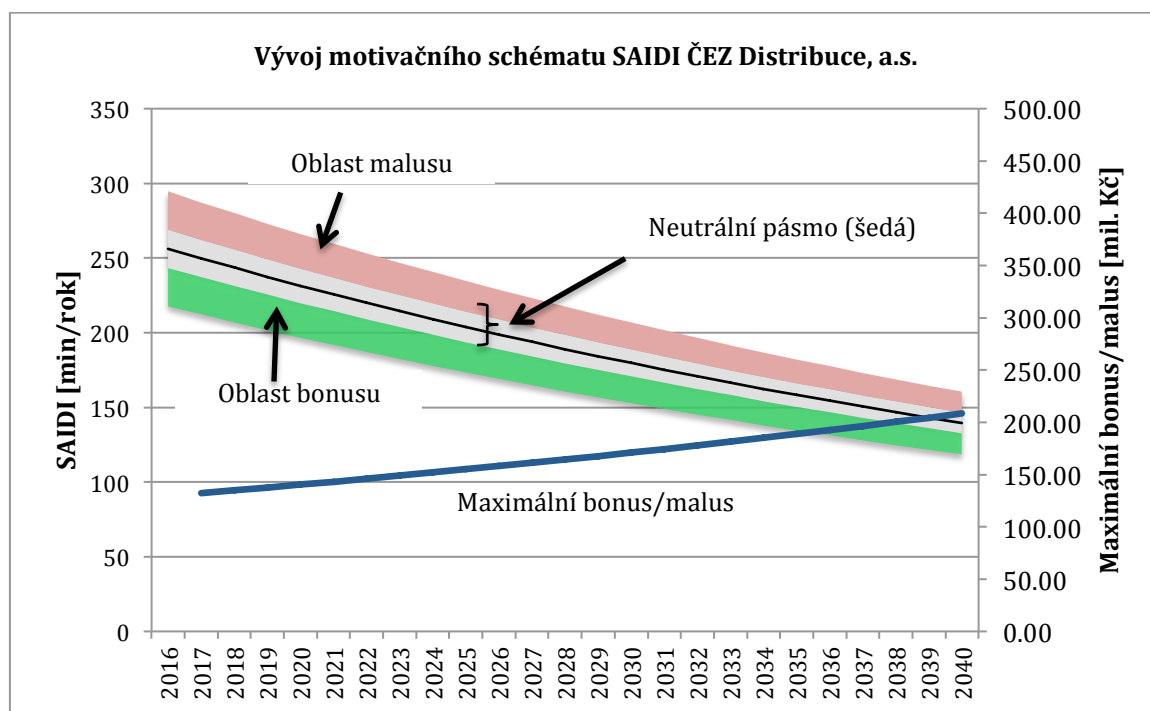
Následně je pro rok *t+1* zahrnut bonus/malus do povolených výnosů a PDS tedy tyto finanční prostředky získá v platbách zákazníků. Tím vzniká 3-letý skluz mezi dosaženou úrovní spolehlivosti a jejím finančním vypořádáním.

Modelované cíle motivační regulace kvality je možné nalézt na následujícím grafu:



Obr. 5.8: Model vývoje schématu motivační regulace kvality – SAIFI_Q, zdroj: Autor

⁸ Při rostoucím počtu zákazníků, roste také úspora z instalace DOP. Z důvodu snahy o zjednodušení celého modelu a nízkého vlivu uvedené závislosti, byl stanoven konstantní počet zákazníků.



Obr. 5.9: Model vývoje schématu motivační regulace kvality – SAIDI_Q, zdroj: Autor

- **Ocenění úspory SAIFI_Q a SAIDI_Q**

Celková roční úspora SAIFI_Q a SAIDI_Q je oceněna v souladu se schématem motivační regulace kvality marginální cenou za úsporu daného ukazatele kvality. Toto marginální ocenění však závisí na teoretickém výsledku SAIFI_Q a SAIDI_Q bez instalace DOP. To znamená, že záleží na tom, v jaké části schématu motivační regulace kvality se daný rok PDS pohybuje. Proto bylo nutné vytvořit simulaci nejen pro úsporu DOP, ale i pro teoretický výsledek SAIFI_Q a SAIDI_Q bez realizace posuzované investice.

Konkrétní maximální hodnoty marginálního ocenění pro rok 2017 jsou 574,8 mil. Kč/(přerušeni/rok) v případě SAIFI_Q a 5,3 mil. Kč/(min/rok) pro SAIDI_Q (viz. také Příloha č. 2: Schémata motivační regulace kvality ČEZ Distribuce, a.s. pro rok 2017). V budoucích letech se počítá se zachováním motivačního mechanismu a s nárůstem zisku PDS o inflaci. Od toho se pak odvíjí výše marginálních cen za zlepšování spolehlivosti.

5.2.6 Úspora nedodané energie

Při snižování nedodané energie hrají roli dvě důležitá fakta:

- Odložená spotřeba zákazníků,
- Ocenění nedodané energie ušlými tržbami za distribuci elektřiny.

Ne veškerá nedodaná energie je nenávratně ztracena z pohledu tržeb za distribuci. Mnoho spotřebičů (jako např. zařízení na ohřev vody a vzduchu, čerpadla, apod.) při přerušeni odloží svou spotřebu. Na druhou stranu světla,

televize a další podobná zařízení svou spotřebu po obnovení dodávky nenahradí. Pro potřeby tohoto modelu bylo odhadnuto, že 30 % nedodané energie je distribuováno po obnovení dodávky (tj. odložená spotřeba tvoří 30 %). Jako výchozí hodnota roční úspory nedodané energie (100 %) bylo zvoleno 700 kWh/DOP, přičemž se nepočítá se změnou této hodnoty v čase.

Nedodaná energie je z pohledu PDS oceněna ušlými tržbami za distribuci elektřiny. Tyto tržby jsou regulovány ERÚ (aktuální ceny viz. cenové rozhodnutí ERÚ č.8/2016 a č.10/2016). Náklady na krytí ztrát jsou v tomto případě utopené (přerušení nelze predikovat) a v ocenění distribuce nehrají žádnou roli.

V závislosti na distribučních sazbách zákazníků dosahuje průměrné ocenění nedodané energie z hlediska PDS 0,9 Kč/kWh. Naproti tomu ocenění nedodané energie z hlediska zákazníků (škoda na zařízení, ušlý zisk, atd.) může být i několikanásobně vyšší. Zároveň se ocenění v závislosti na délce trvání přerušení může značně měnit. V současnosti, kdy roste podíl decentralizované výroby elektřiny a elektřiny z POZE, dochází ke ztrátám v souvislosti s nemožností dodávat elektřinu do DS, a tedy z pohledu výrobce lze nedodanou energii ocenit na úrovni výkupní ceny elektřiny (i více než 10 Kč/kWh).

Z toho vyplývá, že ekonomicky optimální úroveň spolehlivosti distribuce elektřiny záleží na konkrétním subjektu, jež ji posuzuje.

V této práci uvažuji růst ceny nedodané energie o inflaci (2 %) jako odhad růstu ceny elektřiny pro krytí ztrát v DS.

5.2.7 Vliv doby trvání přerušení

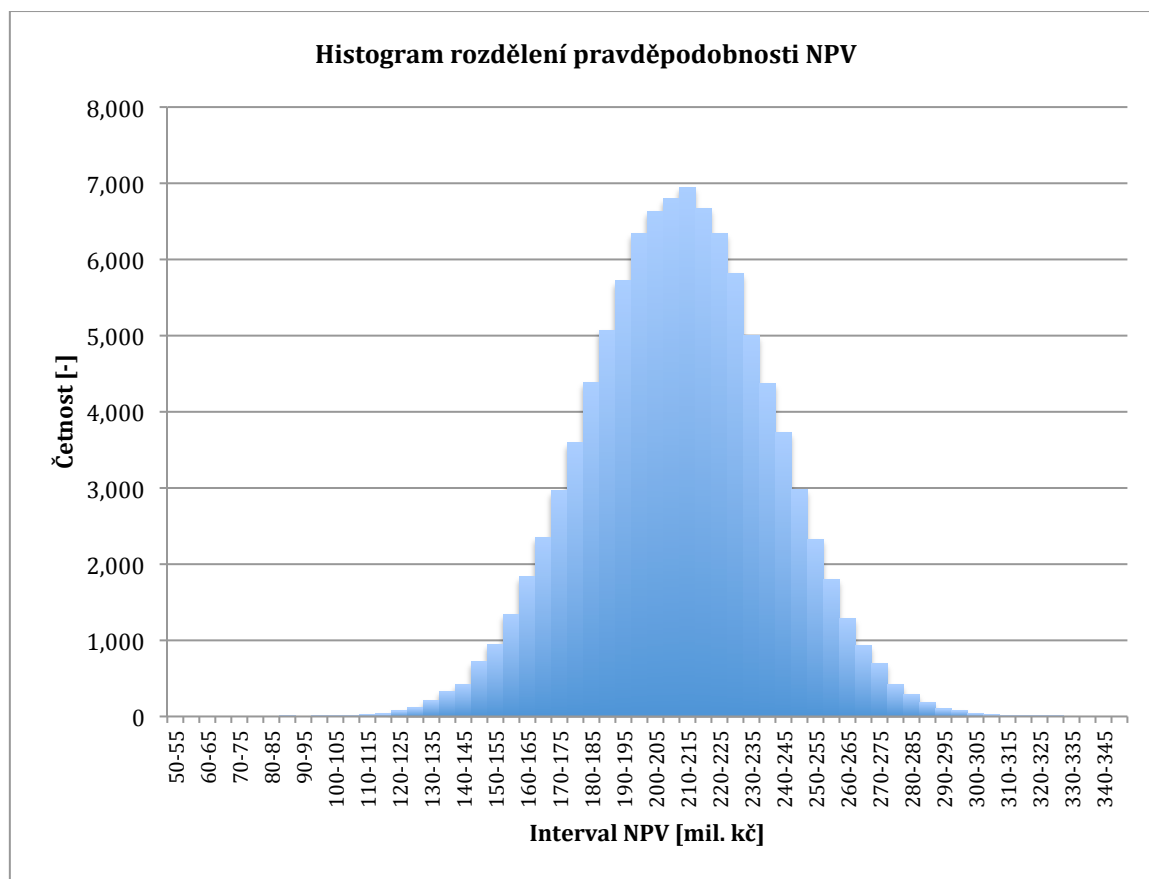
Celková doba trvání přerušení silně ovlivňuje dobu, jež musejí terénní pracovníci strávit likvidací poruchy. To se finančně promítá do hospodaření PDS nejen na mzdových nákladech (v případě outsourcingu), ale také např. na nákladech na pohyb pracovníků (vozidla, pohonné hmoty, atd.).

V ekonomickém modelu se uvažuje s konstantní úsporou 120 minut/rok po celou dobu životnosti projektu.

Na základě hodinové sazby pracovníků v energetice (dle [28]) byla práce pracovníků na přerušení oceněna 800 Kč/hod. V praxi je možné, že se tato hodnota může běžně pohybovat od 500 do 1000 Kč/hod, v závislosti na náročnosti obnově dodávky energie.

5.2.8 Výsledky ekonomického modelu

Na základě výše popsaných vstupních parametrů bylo simulací Monte Carlo (100 000 iterací) získáno rozdělení NPV vztažené k roku 2017 ():



Obr. 5.10: Histogram rozdělení pravděpodobnosti NPV₂₀₁₇ simulace Monte Carlo

VaR_{0,05}(NPV) má dle získaného rozdělení kladnou hodnotu **162 144 119 Kč**, což vede k **doporučení projekt realizovat**. Zároveň pro dané vstupní parametry i minimum NPV dosáhlo kladné hodnoty - více než **81 mil. Kč**. Další parametry rozdělení jsou uvedeny v Tab. 5.3:

Statistické informace o rozdělení NPV ₂₀₁₇		
Název	Hodnota	Jednotka
Počet simulací	100 000	[-]
Minimum NPV	81 031 653	[Kč]
Medián NPV	210 039 460	[Kč]
Maximum NPV	327 426 743	[Kč]
Střední hodnota NPV	209 893 479	[Kč]
Směrodatná odchylka NPV	28 862 199	[Kč]
VaR _{0,05} (NPV)	162 144 119	[Kč]
Pravděpodobnost ztráty (NPV<0)	0	[-]

Tab. 5.3: Statistické informace o rozdělení NPV₂₀₁₇.

Důvodem pro takto vysoké hodnoty NPV je zařazení investice do regulační báze aktiv, a tedy **jistota návratnosti investice**. Zároveň se pro zadané vstupní údaje projevuje velký vliv motivační regulace kvality (SAIFI_Q a SAIDI_Q) viz. Obr. 5.11.

Další motivací k realizaci investice (není součástí modelu) je možnost získat až 50% dotaci na investiční výdaje do rozvoje dálkově ovládaných prvků z Operačního programu Podnikání a inovace pro konkurenceschopnost EU. Dle [7] bývá dotace zařazena i do plánovaných výnosů, což ještě zvýší její výhodnost.

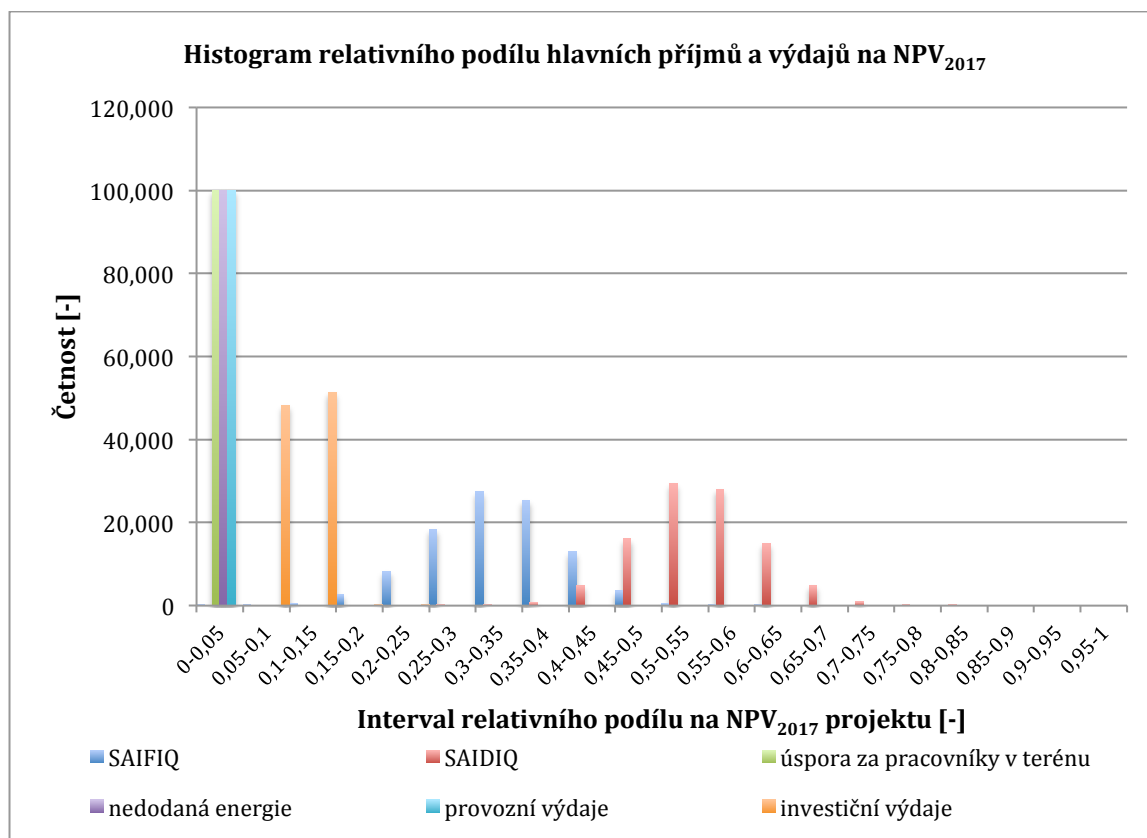
Následující kapitola poskytuje náhled na závislost NPV projektu na hlavních vstupních parametrech.

5.2.9 Citlivostní analýza modelu

Nejprve jsem analyzoval vliv jednotlivých kategorií příjmů a výdajů na konečnou hodnotu NPV. Následující graf zobrazuje podíl absolutní velikosti současné hodnoty příjmů a výdajů na hodnotě NPV projektu.

• Vliv jednotlivých kategorií příjmů a výdajů na NPV projektu

Z Obr. 5.11 je patrné, že více než 40 % příspěvků k NPV_{2017} investice je tvořeno současnou hodnotou příjmů z motivační regulace kvality SAIDI_Q, a dalšími 20-50 % přispívají příjmy za SIAFI_Q. Naproti tomu nedodaná energie a úspora za pohyb pracovníků v terénu má na efektivitu jen velice malý vliv (méně než 5 % současné hodnoty příspěvků). Z grafu byly vyjmuty výnosy za odpisy investice a zisk z RAB investice, protože zařazením do RAB je zajištěna návratnost investice ve výši diskontu, a současná hodnota těchto položek se tak rovná investičním výdajům (ty jsou v grafu již uvedeny). To je také důvodem velmi nízké citlivosti NPV projektu na cenu pořizovaných zařízení.

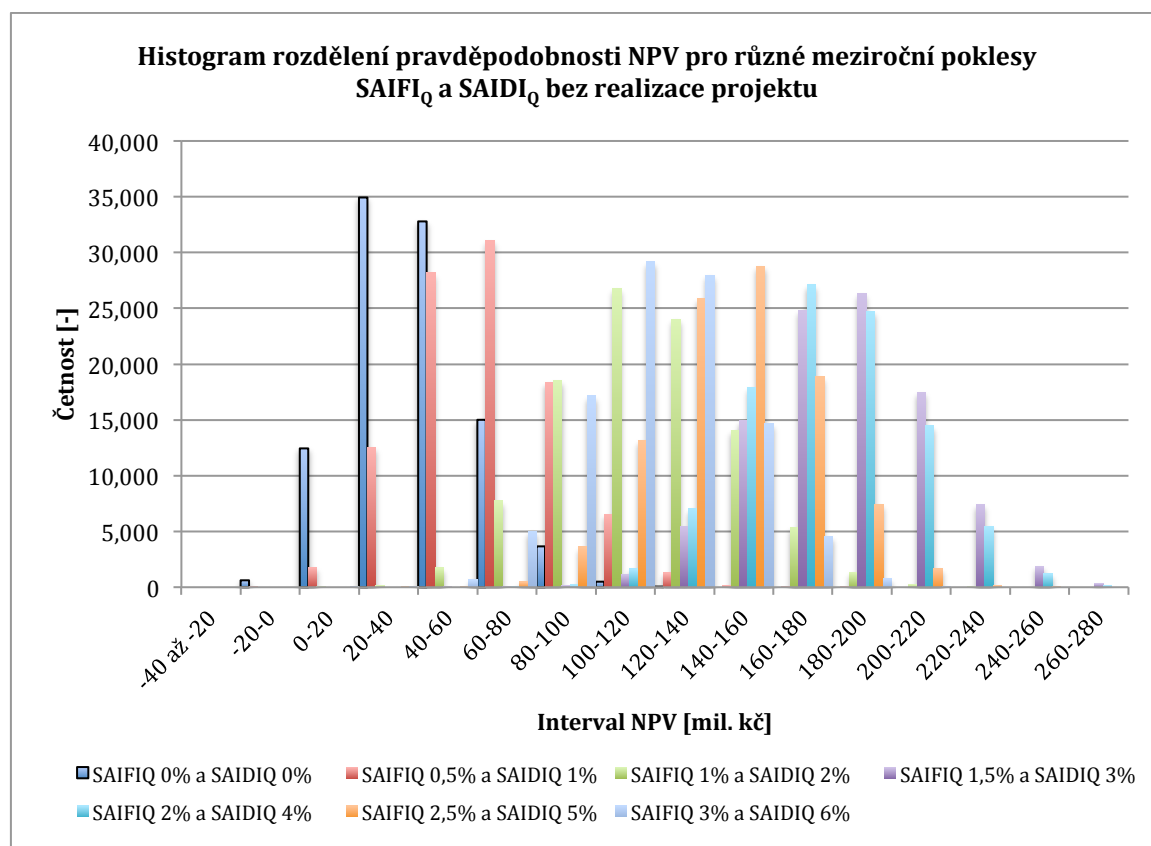


Obr. 5.11: Histogram relativního podílu hlavních příjmů a výdajů projektu na NPV_{2017}

Z důvodu extrémního vlivu motivační regulace kvality na NPV_{2017} (Obr. 5.11) jsem následně analyzoval **vliv zlepšování spolehlivosti** (vstupující do motivační regulace ERÚ) **pomocí jiných opatření než instalací DOP**. Jak by vypadala efektivnost investice v případě, že by se PDS dařilo více či méně zlepšovat spolehlivost i jinými prostředky?

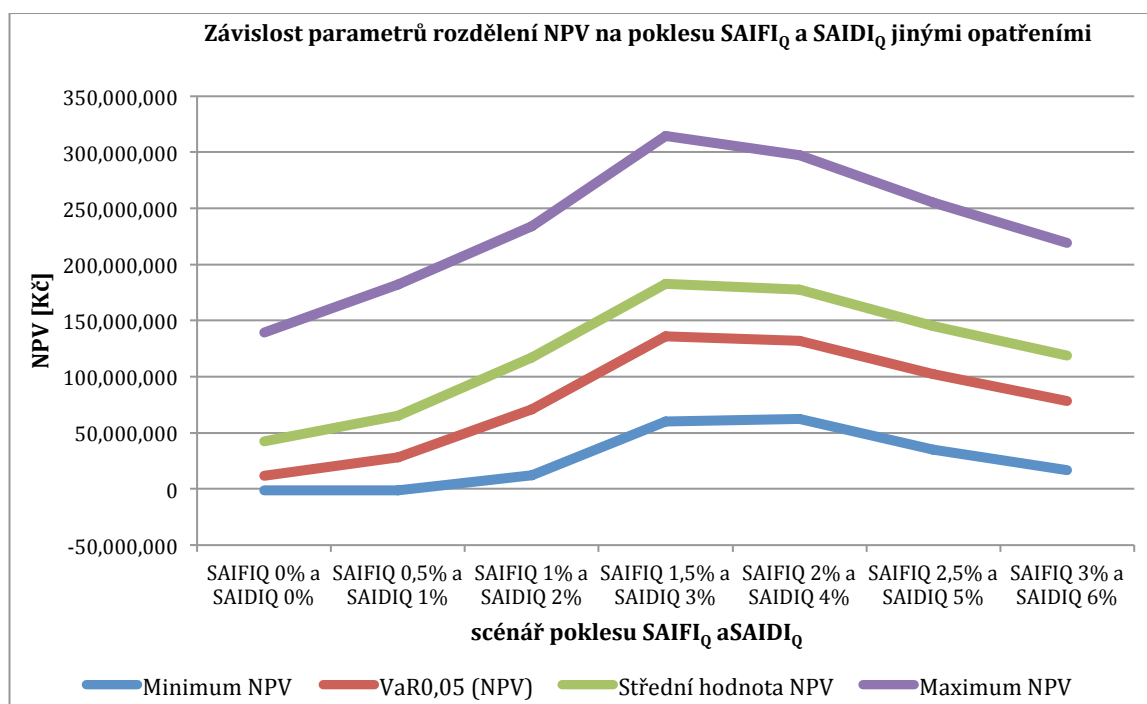
- **Vliv zlepšení spolehlivosti jiným opatřeními než investicí do DOP**

Pro různé scénáře meziročního poklesů $SAIFI_Q$ a $SAIDI_Q$ (díky jiným opatřením než instalací DOP) jsem modeloval výsledek NPV_{2017} (Obr. 5.12). Právě to, v jaké části schématu motivační regulace kvality (viz. Obr. 2.1) se pro každý rok PDS nachází, totiž určuje marginální ocenění úspor investice do DOP.



Obr. 5.12: Histogram rozdělení NPV pro různé scénáře meziročního poklesu střední hodnoty $SAIFI_Q$ a $SAIDI_Q$ vlivem jiných opatření než investicí do DOP

Na výše uvedeném grafu je vidět, že pro konstantní střední hodnotu $SAIFI_Q$ a $SAIDI_Q$ během životnosti projektu (pokles $SAIFI_Q$ 0 % a $SAIDI_Q$ 0 %) dochází k poklesu NPV do záporných čísel. $VaR_{0,05}(NPV)$ pro tento scénář má však hodnotu 11 794 667 Kč, což by dle zavedeného rozhodovacího kritéria stále znamenalo doporučení investice k realizaci. Jak ukazují Obr. 5.12 a Obr. 5.13, vývoj úrovně spolehlivosti distribuce elektřiny má velký vliv na efektivnost investice do DOP. Důvodem jsou různé možnosti využití bonusů/malusů při různých vývoích spolehlivosti. Je důležité si uvědomit, že uvedené analýzy počítají s pokračujícím vývojem regulace spolehlivosti ze strany ERÚ tak, jak je nastaveno pro 4. regulační období.



Obr. 5.13: Závislost parametrů rozdělení NPV na poklesu SAIFI_Q a SAIDI_Q jinými opatřeními

Uvedená závislost naznačuje, že pro určitou konstelaci spolehlivostních ukazatelů může vyjít NPV záporné, a investice by se tedy v tom případě nevyplatila. Nabízí se otázka, *zda by se investice do DOP obecně vyplatila i bez motivační regulace kvality?* Stejný efekt může nastat, pokud se v každém roce PDS bude pohybovat v neutrálním pásmu schématu motivační regulace kvality.

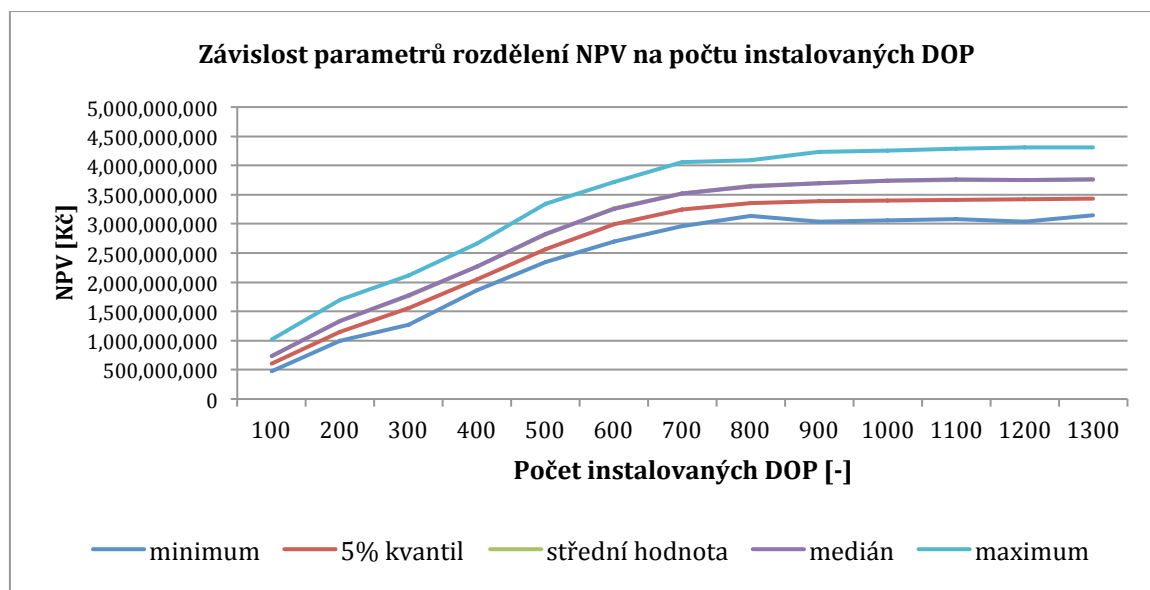
- **Vliv existence motivační regulace kvality**

Po vyřazení příjmů za SAIFI_Q a SAIDI_Q z motivační regulace kvality vychází NPV - **1 196 683 Kč** (model se stává deterministickým). Projekt se tak bez motivační regulace kvality a dotací **nevyplatí PDS realizovat**. Při započítání dotace 50 % na investiční výdaje je projekt instalace DOP opět výhodný.

Další zajímavou otázkou je, *kolik dálkově ovládaných proků/vedení je vhodné instalovat?*

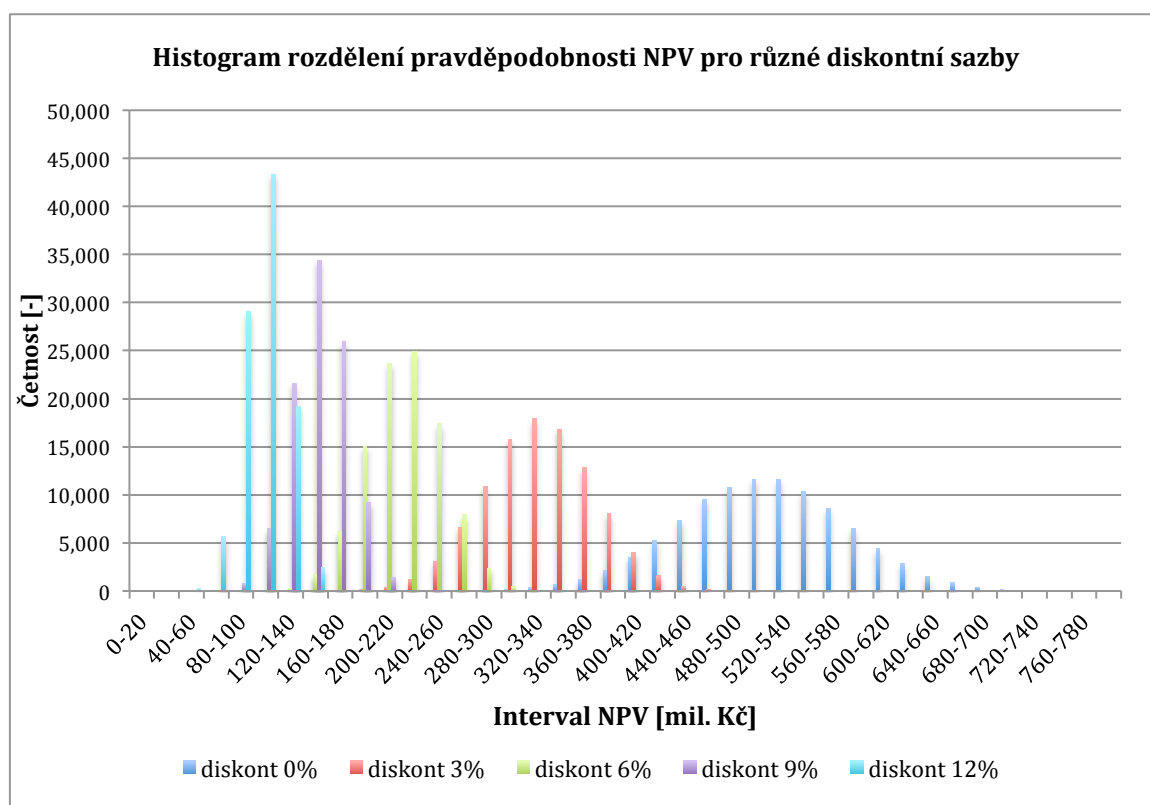
- **Vliv počtu instalovaných DOP**

Při širším pohledu na zvyšování počtu instalovaných DOP (viz. Obr. 5.14) je patrné, že nárůst NPV₂₀₁₇ je zhruba do 700 instalovaných DOP lineární. Poté je již využití motivační regulace kvality z velké části nasyceno a dochází ke stagnaci výše NPV₂₀₁₇. S dalším růstem počtu instalovaných DOP nedochází k poklesu NPV₂₀₁₇ hlavně díky zařazení investice do regulační báze aktiv. Na Obr. 5.14 splývá medián NPV s průměrem, což naznačuje souměrnost rozdělení pro různé počty instalovaných DOP.



Obr. 5.14: Závislost parametrů rozdělení NPV na počtu instalovaných vedení

- Vliv diskontní sazby na NPV modelu



Obr. 5.15: Histogram rozdělení pravděpodobnosti NPV pro různé diskontní sazby

Obr. 5.15 ukazuje, jak s rostoucí diskontní sazbou sice NPV klesá, nedosahuje však (pro rozumné hodnoty diskontu) záporných hodnot. Vyšší diskontní sazba snižuje význam časově vzdálenějších hotovostních toků a dochází tak k poklesu nejen střední hodnoty rozdělení NPV, ale také k poklesu směrodatné odchylky.

5.2.10 Shrnutí ekonomického modelu instalace DOP

Ačkoliv jsou výsledky ekonomického modelu značně kladné a pro drtivou většinu zkoumaných scénářů lze doporučit realizaci investice, je nutné být si vědom úskalí, která tento model obsahuje.

Hlavním úskalím, jež v modelu vidím, je jeho velká citlivost na vývoj SAIFI_Q a SAIDI_Q v budoucích letech. Zároveň přínosy DOP v této oblasti spolehlivosti byly analyzovány z důvodu velké časové náročnosti pouze na jednom vedení. Pro validní použití modelu v praxi bych doporučil velmi pečlivě analyzovat vlivy působící na tyto ukazatele, aby bylo možné co nejpřesněji simulovat jejich vývoj. Tato analýza je však nad rámec této práce, a proto jsem se soustředil alespoň na omezená dostupná data.

Dalším rizikem je možná změna regulačního prostředí při investici s dobou živostnosti okolo 20 let. V modelu uvažuji s prodloužením doby působení posledního implementovaného regulačního modelu, což se však nemusí naplnit. Je možné, že ERÚ např. ustoupí od zavádění DOP do RAB a upřednostní význam motivační regulace kvality a zaplacení investice skutečně dosaženým zlepšením kvality. Další alternativou je zavedení jednoho z mnou navrhovaných opatření v Kapitole 2.6 či prostá změna parametrů motivační regulace.

Na druhou stranu je právě skutečnost, že investice do DOP jsou schvalovány ERÚ a následně díky zavedení do RAB je zajištěna jejich návratnost, faktorem, jež značně snižuje rizikovost této investice.

Vzhledem ke globální podstatě motivační regulace kvality je nutné model vytvářet pro celou DS. To je na jednu stranu nevýhoda (nelze investici do DOP posuzovat izolovaně), ale zároveň v tom vidím výhodu (model lze použít pro analýzu všech budoucích investic do DS). Mnou vytvořený model je tak možné naplnit celým investičním plánem PDS a používat ho pro analýzy investic nejen do DOP a spolehlivostních opatření, ale investic do DS obecně.

6 Návrh efektivního využívání prvků sítí vn

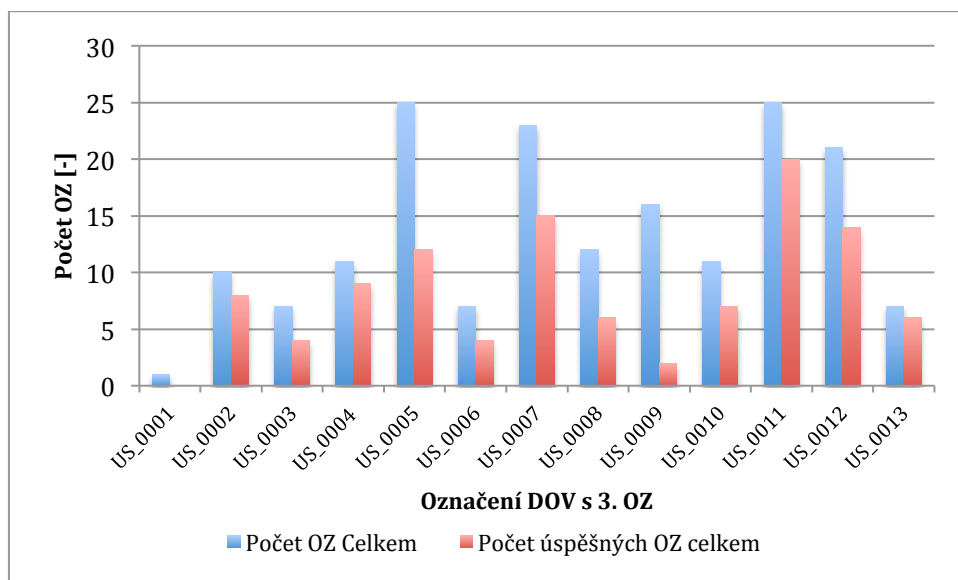
V rámci této kapitoly se budu soustředit na návrhy optimalizace využívání především dálkově ovládaných prvků. Nejprve přijde na řadu využívání vyšších funkcí u DOP (konkrétně 3.OZ). V druhé části kapitoly se věnuji návrhu algoritmu automatické lokalizace poruch, jako formy další optimalizace funkcí, jež moderní DOP přinášejí.

6.1 Optimalizace využívání vyšších funkcí

6.1.1 Analýza instalace 3.OZ na venkovním vedení

Jak již bylo předesláno v kapitole 5, ČEZ Distribuce, a.s. zahájil v roce 2014 pilotní projekt osazení dálkově ovládaných vypínačů na několika vybraných venkovních vedeních vn. V rámci tohoto programu bylo v letech 2014-2015 vybaveno celkem 13 dálkově ovládaných vypínačů (DOV, recloserů) funkcí 3. OZ a automatickým vypnutím (AV) souvisejících DOÚ v 3. beznapěťové pauze.

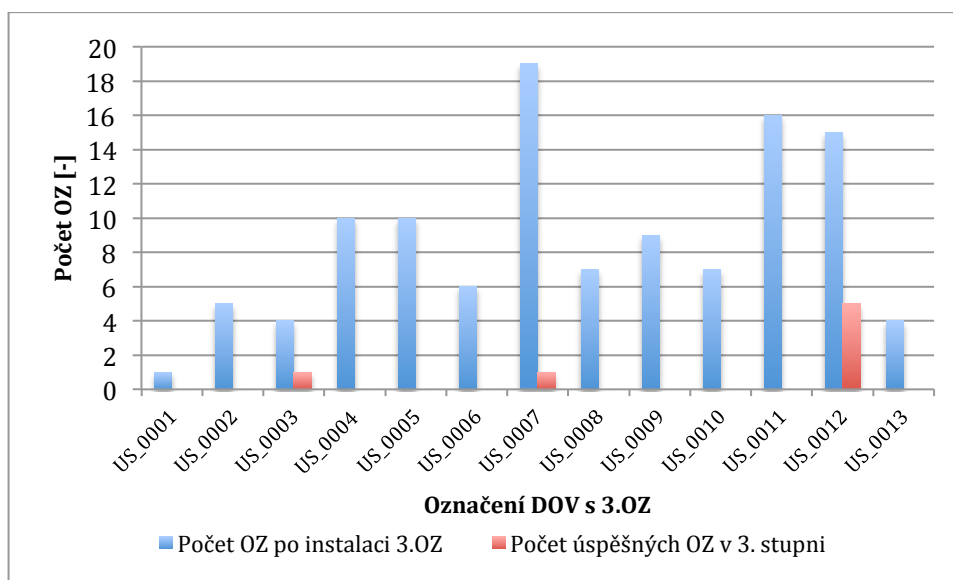
Analýzu OZ těchto prvků na základě dostupných dat za poslední 4 roky shrnují následující grafy. Obr. 6.1 ukazuje, že většina OZ na takřka všech vedeních je označena jako úspěšná (tj. prvek zůstal po OZ v zapnutém stavu). Vysoká variace počtu OZ je pravděpodobně způsobena běžnou volatilitou počtu a složitosti poruch. U některých prvků došlo k působení OZ i vícekrát během jednoho dne, jako následek vyhledávání poruchy či přerušovaného zkratu.



Obr. 6.1: Celkový počet OZ a počet úspěšných OZ (2013-2016), data: ČEZ Distribuce, a.s.

Následující graf se již soustředí na 3.OZ a jeho úspěšnost. Ukazuje se, že pouze 6 % ze všech OZ po vybavení DOV 3. stupněm OZ byl právě úspěšný OZ ve 3. stupni. To znamená, že 3. OZ (s automatickým vypnutím DOÚ ve 3. beznapěťové pauze) dokáže v průměru pomoci pouze ve zhruba 6 % případech.

Toto číslo však ještě ve výsledku může být nižší např. o vliv přerušovaných poruch, kdy po dvou neúspěšných OZ následuje 3. úspěšný OZ, avšak porucha se znovu za několik okamžiků objeví a pozitivní vliv 3. OZ je tak v tomto případě sporný. Zároveň Obr. 6.2 ukazuje značnou nevyrovnanost v úspěšnosti 3. stupně OZ. U prvku US_0012 sice došlo k celkem 5 úspěšným OZ ve 3. stupni, ale na většině analyzovaných prvků nedošlo za 2 roky ani k jednomu takovému případu.



Obr. 6.2: Počet OZ celkem/úspěšných po vybavení 3. stupněm OZ, data: ČEZ Distribuce, a.s.

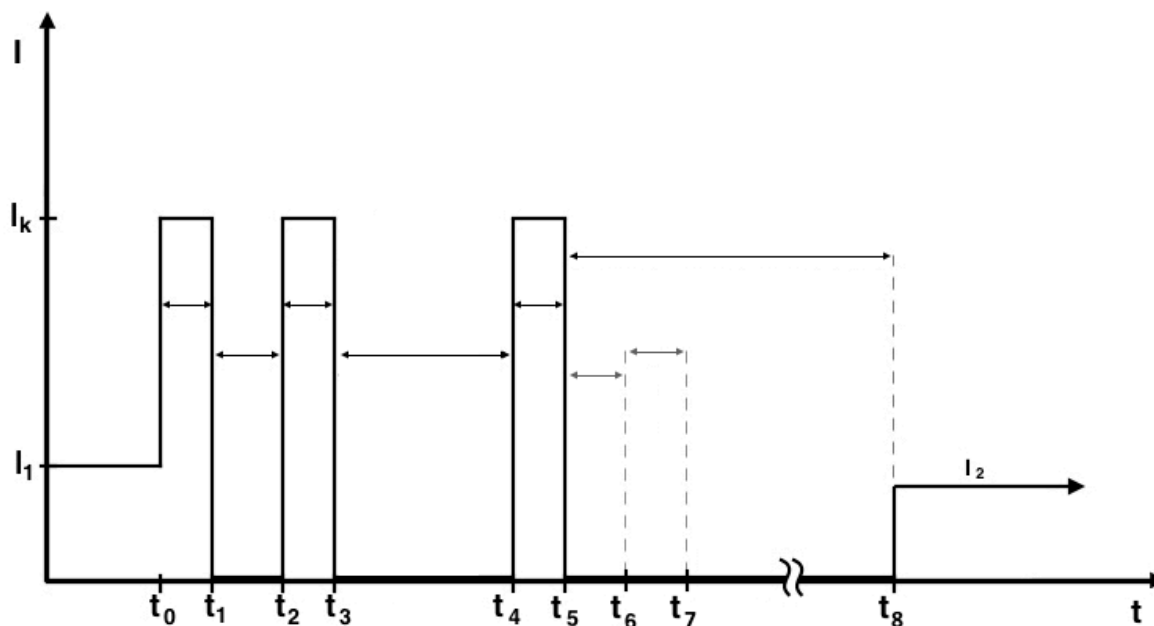
Benefity, které 3. stupeň OZ spolu s automatickým vypnutím DOÚ ve 3. beznapěťové pauze přináší, je možné zvýšit větším rozšířením a komunikací s DOÚ. V případě, že je na DOV navázáno více vhodně umístěných DOÚ, lze jejich vypínáním v 3. beznapěťové pauze docílit pro určitou množinu poruch maximálního efektu. V případě propojení DOV s indikátory poruch umístěnými na DOÚ lze pak vypínat pouze DOÚ před poruchou a takto efektivně vymezovat poruchu ještě před započítáním zákazníků.

6.1.2 Optimalizace časování 3.OZ

Kromě optimalizace umístění DOV s 3. opětovým zapnutím v DS ČEZ Distribuce, a.s. je na místě optimalizovat také časování jednotlivých stupňů OZ. V současnosti je obecně časování OZ u vypínačů nastaveno takto:

- OZ s 1 stupněm
 - 1. impuls OZ 0,25-0,6 s po prvním vypnutí
- OZ s 2 stupni
 - 1. impuls OZ 0,8 s po prvním vypnutí
 - 2. impuls OZ 30 s po 1. impulsu
- OZ s 3 stupni
 - 1. impuls 0,8 s po prvním vypnutí
 - 2. impuls 20 s po 1. impulsu
 - 3. impuls 20 s po 2. impulsu

Grafické zobrazení 3. OZ s automatickým vypnutím DOÚ ve 3. beznapěťové pauze je na Obr. 6.3.



I_1 – proud vedením před poruchou

I_2 – proud vedením po poruše

I_k – zkratový proud

t_0 – okamžik vzniku poruchy

t_{0-1} – zkratový impuls po vzniku poruchy (0,08 – 0,25 s)

t_{1-2} – první beznapěťová pauza (0,8 s)

t_2 – okamžik prvního OZ (neúspěšný)

t_{2-3} – zkratový impuls po prvním (neúspěšném) OZ

t_{3-4} – druhá beznapěťová pauza (20 s)

t_4 – okamžik druhého OZ (neúspěšný)

t_{4-5} – zkratový impuls po druhém (neúspěšném) OZ

t_{5-8} – třetí beznapěťová pauza (20 s)

t_{5-6} – doba do vyslání ovládacích povelů pro DOÚ (0,9 – 1,5 s)

t_{6-7} – vypínací doba DOÚ (0,1-6 s)

t_8 – okamžik třetího OZ (úspěšný), obnovení dodávky elektřiny části zákazníků

Obr. 6.3: Průběh proudu a manipulací na vedení (vybaveném dálkově ovládanými úsečníky s funkcí vypnutí během druhého OZ) při úspěšném 3. OZ, Zdroj dat [24]

Přidáním 3. OZ s AV se oproti 2. OZ s AV významně prodloužila doba, kdy může porucha samovolně odeznít a vypínač se sám opět zapnul. Zároveň oproti běžnému 2. OZ bez AV nabízí možnost provést jednoduchou předvolenou manipulaci s DOÚ, a tím (v případě vypnutí správného DOÚ) výrazně snížit dopad poruchy na SAIFI_Q i SAIDI_Q. V praxi se totiž stává, že při vyšším provozu nemusí dispečer stihnout obdobné manipulace do 3 minut, a především SAIFI_Q je tímto zbytečně zvyšováno.

Optimalizaci časování 1. ani 3. zapínacího impulsu OZ nevidím současnosti jako opodstatněnou. První impuls nastává 0,8 s po vypnutí vypínače, a tato doba se mi zdá dostatečná pro odeznění přechodných poruch či jiných mžikových událostí způsobujících nadproud. Třetí impuls zase koresponduje

s dobou nutnou pro spolehlivé provedení manipulací DOÚ (vyslání povelů a jejich fyzické provedení).

Účel 2. OZ vidím spíše v prodloužení doby, po kterou mohou samovolně odeznít poruchy dlouhodobější než mžikové události – jedná se tedy o doby v řádu sekund. V tomto ohledu lze prodloužit tuto dobu ze současných 20-30 s až na 150 s. Těchto 150 s (při 1. OZ 0,8 s a 3. OZ 20 s) stále poskytuje rezervu ve 180 s limitu, do něž je nutné se (z důvodu nezapočítání do Q-komponenty) vejít. Dnes se v praxi stále stává, že po neúspěšném OZ vyhledává četa místo poruchy a při pochůzce se žádná závada nezjistí. Právě na tyto poruchy toto prodloužení doby 2. OZ cílí.

Na druhou stranu se tímto prodloužením doby OZ prodlužuje doba, po kterou by dispečer neměl provádět manipulace s prvky postiženého vývodu a nechat automatiku provádět manipulace autonomně. Konkrétní délka prodloužení beznapěťové doby 2. OZ je tak na diskuzi s PDS.

6.2 Algoritmus automatické lokalizace poruchy

Další vyšší funkcí, jež složitější DOP nabízejí, je možnost zapojení do automatické lokalizace poruchy v kombinaci s lokátorem poruch. Lokátor poruch je zařízení sloužící k určení impedanční vzdálenosti poruchy od začátku vývodu vn. Nejčastěji se umísťuje v rozvodně na jednotlivých vn vývodech.

Kombinací lokátoru poruch a indikátorů poruch (jež jsou součástí pokročilejších inteligentních DOP) lze velmi přesně lokalizovat poruchu. Informace o poloze poruchy je možné zobrazit v ovládacím systému sítě SCADA či např. v grafickém informačním systému GIS přímo s mapovým podkladem. Následně může dispečer vyslat poruchovou četou přesně na potencionální místo poruchy a výrazně tak zrychlit vymezení poruchy i obnovu sítě. Zároveň se snižuje počet nutných manipulací sítě pro lokalizaci poruchy. Eliminuje se tak množství poruchových proudů související s manuální lokalizací poruch.

Takto automatizovaná lokalizace poruch funguje velice dobře u zkratů obecně, a především u dokonalých zkratů. U zemních spojení (a obzvlášť těch nedokonalých) je lokalizace vzhledem k nezávislosti reziduálního proudu na místě poruchy problematická. V [31] je navržen postup, kterým lze zjistit impedanční vzdálenost místa zemního spojení od kompenzační tlumivky. Ten však vyžaduje instalaci speciálního zařízení s dálkovým přenosem dat od DTS vn/nn. Proto lze očekávat, že algoritmus na tento typ poruch nebude do většího rozšíření dálkově ovládaných DTS nasazen.

Algoritmus, který jsem navrhl a zpracoval v jazyce Wolfram Mathematica, je rozdělen dle typu provozu sítě na algoritmus pro paprskovou, okružní a mřížovou síť. Toto rozdělení je provedeno z důvodu různé složitosti sítí, různé topologie a počtu cyklů v síti a tedy různých nároků algoritmu pro nalezení místa poruchy. Lze jej aplikovat na síť vybavené jak nesměrovými indikátory poruch, tak i směrovými, či jejich kombinací. Vzhledem k decentralizované výrobě elektřiny se dá v budoucnu očekávat postupné nasazování směrových indikátorů.

V Příloze 13.10 uvádím kompletní kód algoritmu lokalizace poruchy pro všechny typy sítí (vstupní údaje jsou z důvodu úspory místa uvedeny pouze částečně). Kompletní kódy algoritmu včetně vstupních dat pro různé typy sítí jsou k nalezení na CD přiloženém k této práci. Při vypracování byl kladen důraz na adaptaci algoritmu i do jiných jazyků, a následnou možnou implementaci v praxi.

Algoritmizací lokalizace poruchy se obecně zabývá také [33].

Obecný postup mého algoritmu je následující:

1. Simulace vstupů algoritmu (topologie sítě reprezentována váženou maticí sousednosti, signalizované hodnoty jednotlivých prvků),
2. Identifikace možných úseků poruchy na základě informací z indikátorů poruch,
3. Identifikace možných poruchových úseků na základě informací z lokátoru poruch (možné zpřesnění informací z bodu č.2),
4. Konečné vyhodnocení možných poruchových úseků na základě informací z bodu č. 2 a 3,
5. Grafická interpretace výsledků.

6.2.1 Algoritmus lokalizace poruchy pro paprskovou síť

V této části podrobněji popíšu některá specifika algoritmu lokalizace poruchy pro paprskovou síť a ukážu jeho funkci a přínosy na příkladu poruchy na vedení VN1.

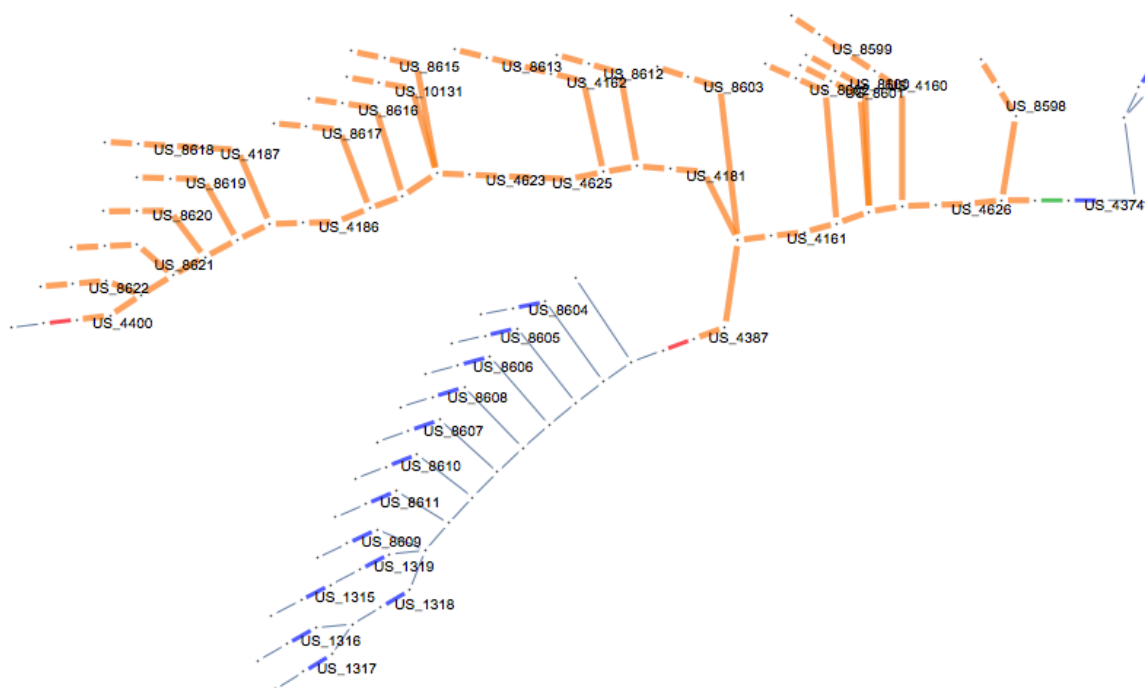
Na rozdíl od ostatních typů sítí neexistuje v paprskové síti cyklus. Těto vlastnosti je využíváno pro rychlejší určení impedanční vzdálenosti mezi lokátorem poruch a jednotlivými uzly sítě. Impedance lze tedy po úsecích jednoduše sčítat.

Příklad užití algoritmu na paprskové síti - vedení VN1

Funkce algoritmu lokalizace poruchy bude ilustrována na příkladu zkratu sítě odpovídající vedení VN1 (pouze impedance a délky úseků byly pozměněny).

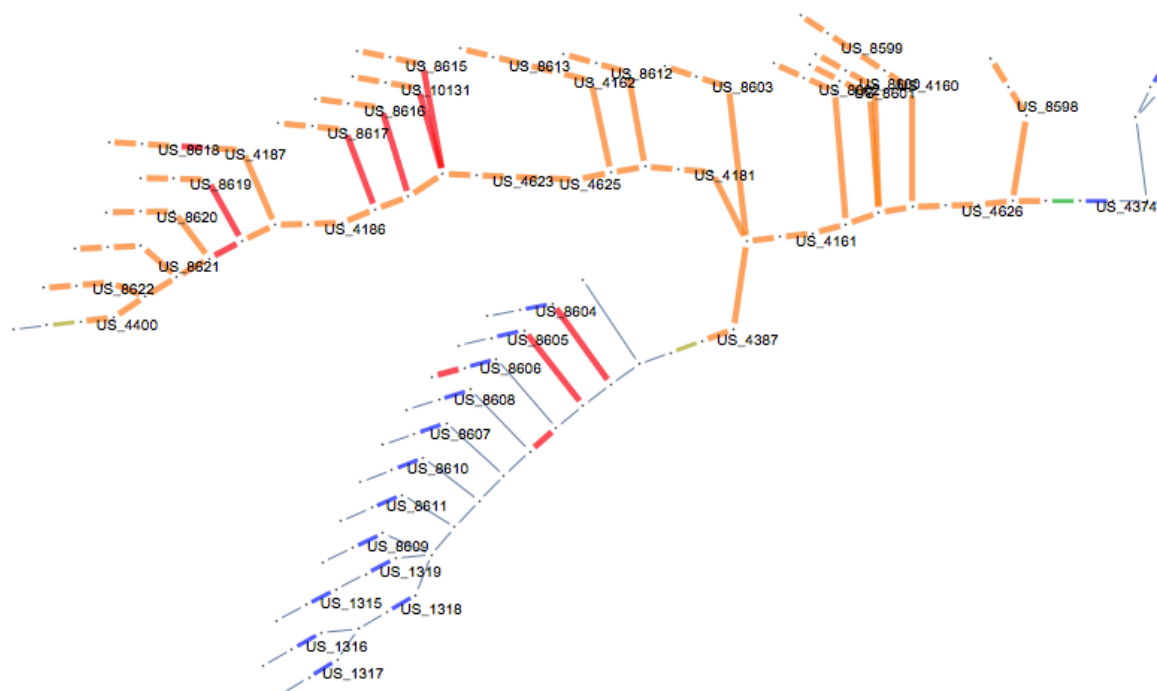
Při lokalizaci poruchy se nejprve vychází z okamžité topologie sítě spolu s informacemi z indikátorů poruch (viz. Příloha 13.11). Je vidět, že v takto rozsáhlé síti se nachází pouze 5 indikátorů poruch a 2 z nich jsou navíc instalovány na odpojovačích spojující sousední vývody vn. Tyto odpojovače jsou běžně provozovány jako rozpojené. Proto se v běžném provozu uplatní většinou jen 3 indikátory.

Následně jsou z informací indikátorů poruch identifikovány úseky sítě, v nichž se může porucha vyskytovat. Část sítě s takto identifikovanými úseky (označeny oranžově) je zobrazena na Obr. 6.4. Protože informace z indikátorů poruch jsou v současnosti dostupné dispečerům v rámci řídicího systému, dokáže si dispečer dojit k podobným informacím již dnes. Je zřejmé, že z důvodu velkého množství možných poruchových úseků musí dispečer v současnosti zpřesňovat lokalizaci pomocí postupného vypínání úsečnicků v oranžové oblasti.



Obr. 6.4: Část sítě s vyznačenými poruchovými úseky dle indikátorů poruch (oranžová), zdroj: Autor

Následuje lokalizace na základě informací z lokátoru poruch (tj. impedanční vzdálenosti poruchy). V paprskové síti postupuje algoritmus od lokátoru poruch a postupně prohledává síť a sčítá impedance jednotlivých navazujících úseků, dokud impedanční vzdálenost nepřekoná hodnotu signalizovanou lokátorem poruch. Při impedanční vzdálenosti od lokátoru 1,5 Ohm jsou získány potencionální úseky (zvýrazněné červeně) na Obr. 6.5.

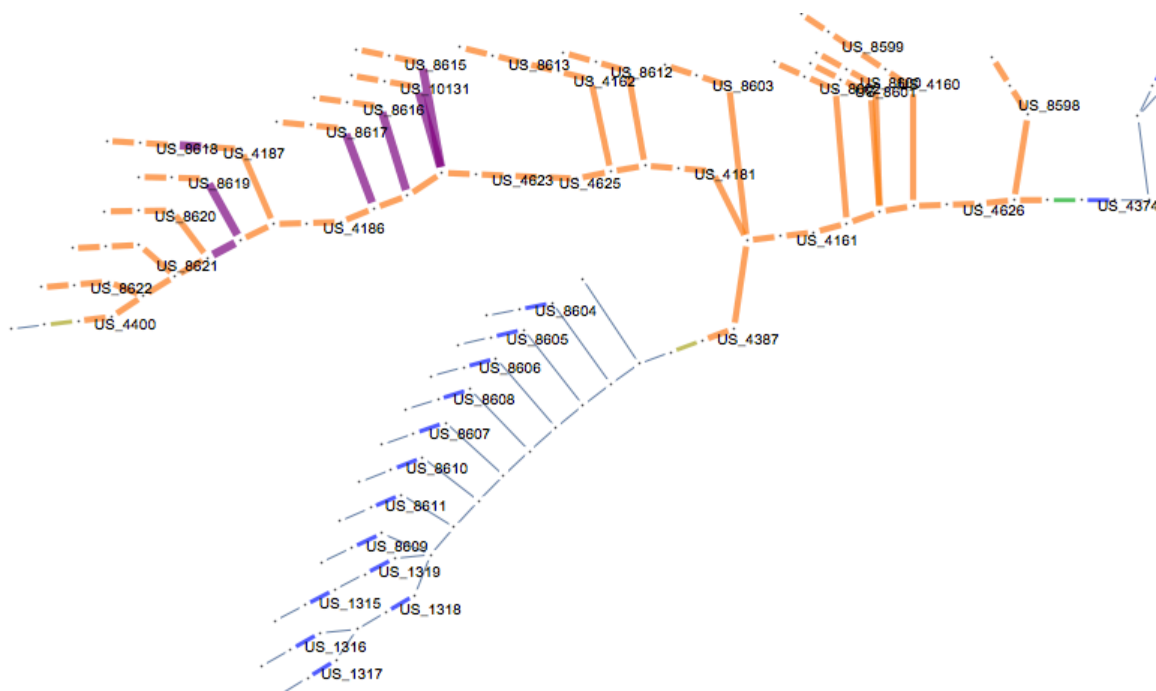


Obr. 6.5: Část sítě s vyznačenými poruchovými úseky dle indikátorů poruch (oranžová) a lokátoru poruch (červená), zdroj: Autor

Nakonec jsou obě skupiny úseků zkombinovány:

- Pokud existuje průnik obou skupin, je nalezena množina potencionálně poruchových úseků odpovídající tomuto průniku. Zároveň jsou dopočítány přesné možné pozice poruch na vedení.
- Pokud neexistuje průnik obou skupin, zobrazí se pouze množina dle indikátorů poruch a informace o hodnotě impedance poruchové smyčky.

V prvním případě pak vypadá výstup z algoritmu pro dané vstupní podmínky následovně:



Porucha na úseku 179 -> 181 ve vzdálenosti 139. metrů od uzlu 179.

Porucha na úseku 179 -> 184 ve vzdálenosti 139. metrů od uzlu 179.

Porucha na úseku 187 -> 188 ve vzdálenosti 92.6 metrů od uzlu 187.

Porucha na úseku 191 -> 192 ve vzdálenosti 64.6 metrů od uzlu 191.

Porucha na úseku 203 -> 204 ve vzdálenosti 0.4 metrů od uzlu 203.

Porucha na úseku 203 -> 207 ve vzdálenosti 2. metrů od uzlu 203.

Porucha na úseku 199 -> 200 ve vzdálenosti 34.8 metrů od uzlu 199.

Obr. 6.6: Část sítě s konečným vyznačením poruchových úseků (fialová) a informacemi o přesné pozici možných poruch, zdroj: Autor

6.2.2 Algoritmus lokalizace poruchy pro okružní síť

Algoritmus vyhledávání poruchy pro okružní síť je, co se týče obecného postupu, velice podobný tomu pro paprskovou síť. Hlavní odlišnosti obou aplikací (viz. níže) vychází právě z rozdílnosti topologie sítě, především existence cyklu, a tedy paralelního spojení míst v síti.

Specifika algoritmu pro okružní síť:

- *Možná změna topologie vlivem poruchy* – V oblasti, kde existuje více cest k danému místu na vedení, může dojít ke změně topologie sítě (např. při

přetržení vedení), které dispečer nemusí v řídicím systému vidět. Tato možnost ve mnou vytvořeném algoritmu není zahrnuta. V případě zakomponování této změny topologie je nutné pro každý z úseků v okružní oblasti vyšetřit možnost výskytu tohoto typu poruchy. To samozřejmě zvyšuje nároky na výpočetní dobu algoritmu.

- *Nutnost použití směrových indikátorů poruch* – V okružní a mřížové síti je pro správnou identifikaci toku poruchového proudu nutné použít směrové indikátory poruch. Nesměrové indikátory lze však stále použít tam, kde v síti není mezi uzly cyklus.
- *Výpočet impedanční vzdálenosti* – Při výpočtu impedanční vzdálenosti mezi lokátorem poruchy a uzlem okružní sítě je nutné brát ohled na paralelní řazení vedení. Výpočet impedanční vzdálenosti mezi uzly sítě je nutné provádět složitějším postupem za pomoci inverzní matice (viz. dále).
- *Nelineární průběh impedance při paralelní řazení* – Při existenci paralelních spojení v okružní i mřížové síti se projevuje na rozdíl od paprskové sítě vliv kvadratického průběhu impedance mezi dvěma uzly. Jedna z možností přesného určení místa poruchy na základě impedanční vzdálenosti od lokátoru poruch je vložení mezi již existující uzly sítě několik fiktivních uzlů. Ty slouží ke zvýšení rozlišení a umožňují přesnější použití lineární interpolace impedance mezi těmito uzly. Ve mnou vytvořeném algoritmu není toto vložení fiktivních uzlů zakomponováno a je použita jednoduchá interpolace impedance mezi uzly sítě.

Výpočet impedanční vzdálenosti mezi uzly sítě je proveden za pomoci Laplaceovy matice sítě na základě vztahů dle [32]:

Pro síť s n uzly je vytvořena Laplaceova matice $L_{n \times n}$ dle následujícího předpisu:

- pro $i \neq j$,
$$l_{i,j} = -\frac{1}{z_{i,j}}, \text{ pokud jsou uzly } i \text{ a } j \text{ spojené konečnou impedancí}$$
$$z_{i,j} [\Omega],$$
$$l_{i,j} = 0, \text{ pokud uzly } i \text{ a } j \text{ nejsou propojeny,}$$
- pro $i=j$,
$$l_{i,j} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{z_{i,j}}.$$

kde i je řádkový index matice,

j je sloupcový index matice,

$l_{i,j}$ je prvek matice L na pozici i,j .

Dále je zavedena matice X :

$$X = (L + \frac{1}{n} * J)^{-1} \quad (20)$$

kde J je čtvercová matice $n \times n$, jejíž každý prvek je roven 1.

Impedanční matice $R_{i,j}$, jejíž jednotlivé prvky na pozici i,j odpovídají impedanci mezi uzly i a j , se vypočítá pomocí vztahu:

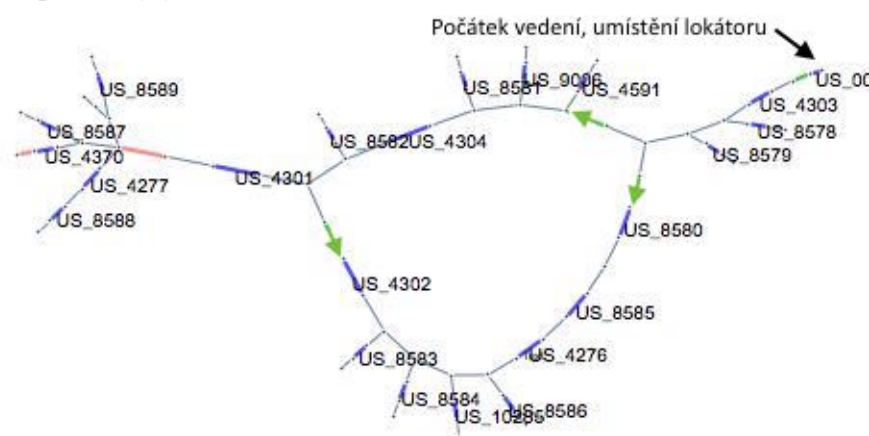
$$r_{i,j} = x_{i,i} + x_{j,j} - 2 * x_{i,j} [\Omega] \quad (21)$$

kde $r_{i,j}$ je prvek matice R na pozici i,j .

S růstem počtu uzlů (n) a růstem složitosti (počet nenulových prvků matice L) sítě roste i výpočetní náročnost inverze matice L . To může pro rozlehlé a komplikované sítě zpomalit celý algoritmus. Navíc při vkládání fiktivních uzlů pro přesnější lokalizaci poruchy významně roste počet uzlů. Proto je nutné zvolit vhodný poměr mezi přesností lokalizace a výpočetní náročností algoritmu.

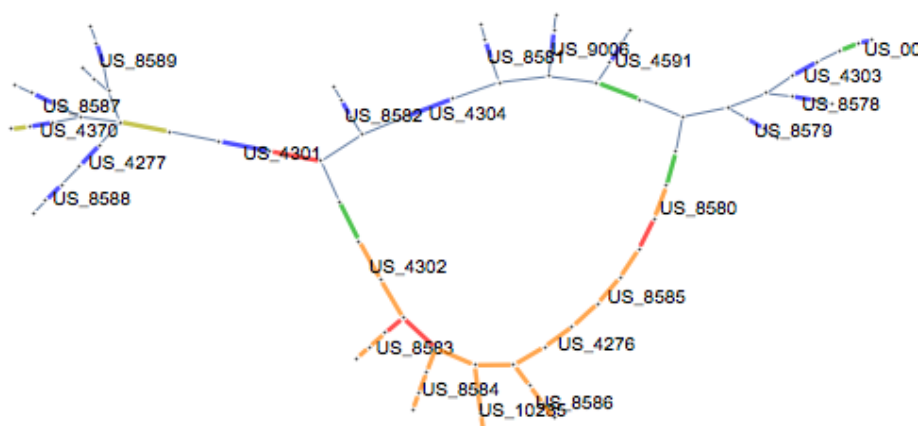
Příklad užití algoritmu na okružní síti

Vstupní schéma příkladu okružní sítě je uvedeno na Obr. 6.7, impedanční vzdálenost poruchy je 0,5 Ohm.



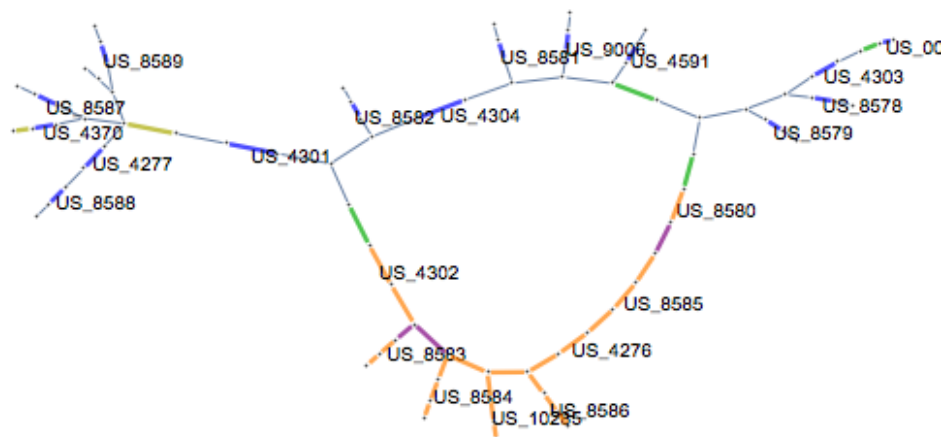
Obr. 6.7: Vstupní schéma okružní sítě s vyznačením typu a stavu indikátorů, zdroj: Autor

Následně jsou z informací indikátorů a lokátoru poruch určeny úseky s možným výskytem poruchy:



Obr. 6.8: Okružní síť s vyznačením možných poruchových úseků dle indikátorů poruch (oranžová) a lokátoru poruch (červená), zdroj: Autor

Z Obr. 6.8 je patrné, že 3 ze 4 možných poruchových úseků nalezených na základě informací z lokátoru poruch jsou v souladu také s informacemi dle indikátorů poruch. To, že tyto úseky nejsou v těsné blízkosti, je způsobeno okružním zapojením vedení. Výsledný výstup je zobrazen na Obr. 6.9.



Možná porucha na úseku 59 -> 16 ve vzdálenosti 386.995 metrů od uzlu 59.

Možná porucha na úseku 40 -> 39 ve vzdálenosti 38.2272 metrů od uzlu 40.

Možná porucha na úseku 42 -> 39 ve vzdálenosti 203.696 metrů od uzlu 42.

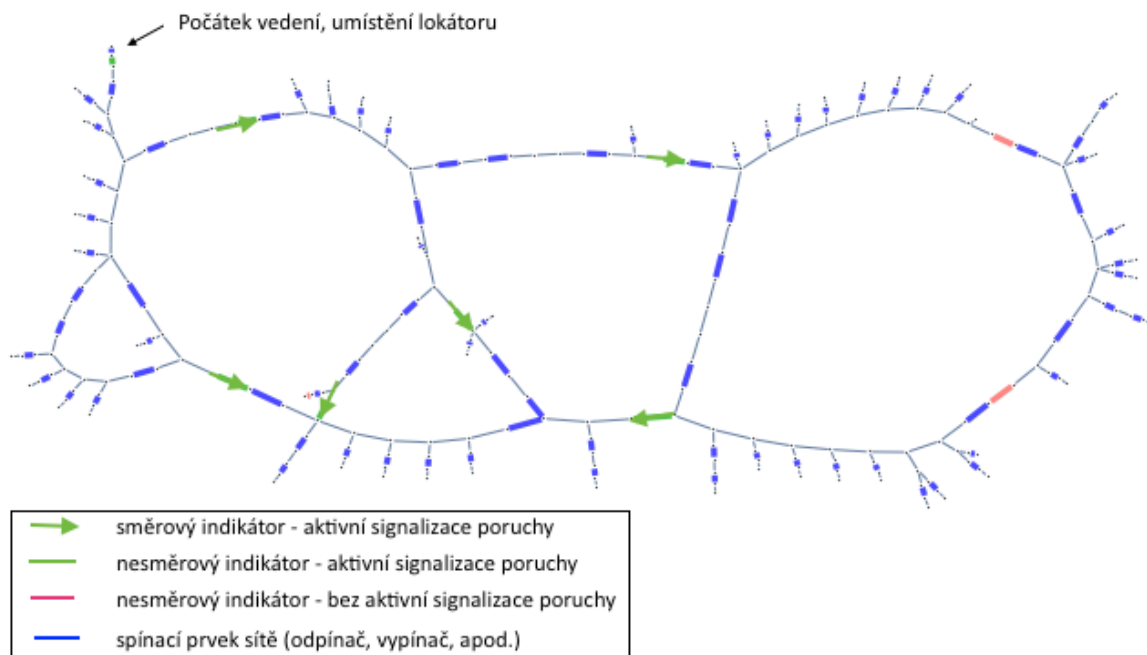
Obr. 6.9: Okružní síť s konečným vyznačením poruchových úseků (fialová) a informacemi o přesné pozici možných poruch, zdroj: Autor

6.2.3 Algoritmus lokalizace poruchy pro mřížovou síť

Algoritmus lokalizace poruchy pro mřížovou síť je v principu identický s tím pro okružní síť, ale z důvodu vyšší složitosti sítě vyžaduje pro přesnější lokalizaci více směrových indikátorů poruch. Algoritmus také vyžaduje ze všech uvedených typů sítí nejvyšší výpočetní nároky.

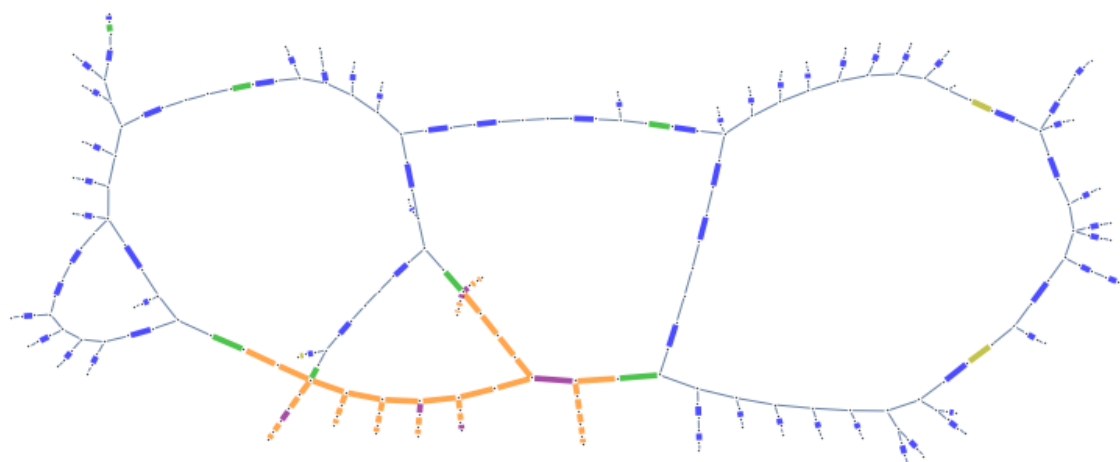
Příklad užití algoritmu na mřížové síti

V tomto příkladu jsou uvedena schémata z důvodu lepší čitelnosti bez popisek. Informace o popisech úseků i uzlů jsou však samozřejmě v rámci algoritmu dostupná. Vstupní údaje jsou zobrazeny na následujícím Obr. 6.10. Impedanční vzdálenost mezi lokátorem poruch a místem poruchy je 0,5 Ohm.



Obr. 6.10: Vstupní schéma mřížové sítě s vyznačením typu a stavu indikátorů, zdroj: Autor

Po celém průběhu algoritmu je zobrazen výsledný výstup s identifikací možných poruchových míst na vedení:



Možná porucha na úseku 33 -> 64 ve vzdálenosti 63.0918 metrů od uzlu 33.

Možná porucha na úseku 84 -> 83 ve vzdálenosti 58.7919 metrů od uzlu 84.

Možná porucha na úseku 90 -> 89 ve vzdálenosti 12.6138 metrů od uzlu 90.

Možná porucha na úseku 169 -> 175 ve vzdálenosti 251.678 metrů od uzlu 169.

Možná porucha na úseku 181 -> 179 ve vzdálenosti 41.1691 metrů od uzlu 181.

Možná porucha na úseku 184 -> 179 ve vzdálenosti 41.1691 metrů od uzlu 184.

Obr. 6.11: Mřížová síť s konečným vyznačením poruchových úseků (fialová) a informacemi o přesné pozici možných poruch, zdroj: Autor

6.2.4 Ekonomické zhodnocení algoritmu lokalizace poruchy

Při plošném nasazení algoritmu lokalizace poruchy na 200 vedení vn a průměrné roční úspoře 10 hodin práce terénních pracovníků, by jen úspora na

mzdových nákladech činila zhruba 1 600 000 Kč/rok. Je samozřejmé, že přesná hodnota uspořených mzdových prostředků silně závisí na schématu financování terénních pracovníků. Obecně je ale vidět, že zde lze dosáhnout roční úspory až v řádu milionů korun.

Další úspory by se dosáhlo snížením množství nedodané energie, která by při úspoře 500 kWh/rok činila cca 50 000-90 000 Kč/rok (v závislosti na koeficientu odložené spotřeby).

Z ukazatelů vstupujících do motivační regulace kvality se v mnohem větší míře projeví úspora SAIDI_Q, protože algoritmus značně zrychlí vyhledávání poruchy. SAIFI_Q by mohlo být sníženo u poruch, kde lze díky rychlému nalezení poruchového místa provést vypnutí některých prvků a zamezit tak rozšíření poruchy na zákazníky v jiné části sítě. Tato možnost se projeví především v síti s větším množstvím instalovaných DOP. Dispečer má již dnes informace z indikátorů poruch, byť by nebyly v graficky nejpřehlednější podobě, u SAIFI_Q jde však hlavně o čas – stihnout vymezení poruchového místa do 3 minut.

Vzhledem k tomu, že vliv SAIDI_Q i SAIFI_Q do hospodaření PDS prochází složitým vzorcem motivační regulace kvality, nebude na tomto místě tento příspěvek dále rozebírán. Obecně lze ale očekávat roční úsporu v řádu tisíců zákazníků*hodin/vedení, resp. tisíců zákazníků/vedení.

7 Závěr

V této práci uvádím metodiku, jakou se v ČR i v Evropě reguluje oblast spolehlivosti distribuce elektřiny. Zároveň uvádím způsob, jímž je provázána úroveň dosahované spolehlivosti distribuce elektřiny na systémové úrovni i na úrovni vztahu k jednotlivým zákazníkům s hospodářským výsledkem PDS. Tento složitý mechanismus je pak následně s informacemi využit při tvorbě ekonomického modelu.

Zároveň jsem identifikoval nedostatky metodiky regulace spolehlivosti a navrhl možnosti, jakými lze tyto nedostatky odstranit. Jedná se například o zavedení automatického systému vyplácení náhrad za nedodržení standardů distribuce či zahrnutí ukazatele MAIFI do regulačního mechanismu kvality distribuce elektřiny.

Při analýze současného nasazení DOP na venkovním vedení vn ČEZ Distribuce, a. s. jsem zjistil, že přínosy instalace recloseru (dálkově ovládaný vypínač) značně kolísají v průběhu let. Nejvyšších přínosů dle dostupných údajů dosáhla instalace recloseru v roce 2016, kdy došlo mimo jiné ke snížení příspěvku k SAIFI_Q o 8000 [zák./rok] a k SAIDI_Q o 7800 [zák.*hod/rok].

Informace z analýzy současného nasazení DOP byly následně využity ve stochastickém modelu Monte Carlo posuzování efektivity investice do instalace DOP na venkovním vedení vn. Z modelu vyplývá, že **investice do DOP je velice výhodná** (minimum NPV je více než 88 mil. Kč při investici ve výši 24 mil. Kč). Hlavním důvodem pro takto velkou výhodnost investice do DOP jsou dle citlivostní analýzy vysoké přínosy instalace DOP ke snížení SAIFI_Q a SAIDI_Q. Tyto přínosy pramení z předpokladu poklesu těchto ukazatelů i z jiných důvodů než pouze instalací DOP. Při vyloučení tohoto poklesu pramenícího z jiných opatření PDS však stále vychází 5% kvantil rozdělení NPV kladný, indikující výhodnost investice. Dalším důležitým důvodem pro výhodnost investice je její zařazení do regulační báze aktiv PDS, čímž je zajištěna návratnost investičních výdajů v rámci projektu v regulované výši WACC provozovatele distribuční soustavy.

Investice do DOP je **výhodná i za mnoha různých scénářů vývoje ekonomického prostředí**. Další motivací k realizaci investičního rozhodnutí, která však není v modelu zahrnuta, je možnost získat dotaci z Operačního programu Evropské unie Podnikání a inovace pro konkurenceschopnost.

Při analýze instalace 3.OZ na vedeních ČEZ Distribuce, a.s. jsem zjistil, že její přínos je zatím velmi omezený. Úspěšných 3.OZ nastalo za 2-3 roky na 13 vypínačích méně než 10. Pro důkladnější analýzu by bylo vhodné získat data za delší časové období. Za současného stavu distribučních sítí a při uvážení nízkého počtu úspěšných 3.OZ lze usuzovat, že instalace 3.OZ není opodstatněná. Toto hodnocení se samozřejmě změní při vyšším rozšíření dálkově ovládaných prvků, které s 3.OZ spolupracují.

V poslední části práce jsem navrhnul a otestoval **algoritmus pro lokalizaci poruchy** na vedení vn, který by měl sloužit pro zlepšení spolehlivosti distribuce

elektřiny, především zákazníkům vn a nn. Výhodou tohoto vytvořeného algoritmu je jeho jednoduchost na implementaci i komplexnost ve smyslu správné funkce pro různé druhy sítí. Algoritmus je tedy možné rychle upravit pro jedinečné potřeby dané sítě. Zároveň umožňuje plošné nasazení všude tam, kde tato specializace není nutná. Algoritmus má velký potenciál ke zlepšení spolehlivosti na všech vývodech vn a usnadnění práce jak dispečerů, tak i terénních pracovníků.

Jak ukazuje tato práce, s rozvojem instalace DOP se také stejně rychle množí související otázky i příležitosti pro další vylepšení a optimalizace. Proto lze očekávat, že současný způsob užívání nejen dálkově ovládaných prvků, ale distribuční soustavy obecně, se v budoucnu značně promění. Otázkou zůstává, jak rychle se distribuční soustava bude vyvíjet a kde, či zda vůbec, se tento trend ustálí.

8 Seznam použité literatury

- [1] TŮMA, Jiří, Stanislav RUSEK, Zbyněk MARTÍNEK, Igor CHEMIŠINEC a Radomír GOŇO. *Spolehlivost v elektroenergetice*. Praha: Conte, 2006. ISBN 80-239-6483-6.
- [2] *IEEE guide for electric power distribution reliability indices* [online]. New York, NY: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2004 [cit. 2016-11-26]. ISBN 07-381-3890-8.
- [3] Zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon). In: *Sbírka zákonů*. 2000. Dostupné také z: <http://portal.gov.cz/app/zakony/zakon.jsp?page=0&nr=458~2F2000&rpp=15#seznam>
- [4] Vyhláška č. 540/2005 Sb., o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice. In: *Sbírka zákonů*. Dostupné také z: <http://portal.gov.cz/app/zakony/zakon.jsp?page=0&fulltext=&nr=540~2F2005&part=&name=&rpp=15>
- [5] *Pravidla provozování distribučních soustav* [online]. ČEZ Distribuce, a.s., 2016 [cit. 2016-11-26]. Dostupné z: <http://www.cezdistribuce.cz/cs/energeticka-legislativa/pravidla-provozovani-ds/ppds-2016.html>
- [6] ČSN EN 50160: *Charakteristiky napětí elektrické energie dodávané z veřejné distribuční sítě*. EU: Český normalizační institut, 2009.
- [7] *Zásady cenové regulace pro období 2016-2018 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství a pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství* [online]. Energetický regulační úřad, 2015 [cit. 2016-11-26]. 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-plynarenstvi>
- [8] KONČ, Michal. *Vybrané ukazatele kvality dodávky elektrické energie*. Pardubice, 2016. Disertační práce. Univerzita Pardubice. Vedoucí práce Doc. Ing. Radovan Doleček, Ph.D.
- [9] ŠEFRÁNEK, Jan. *Spolehlivost a kvalita dodávek elektřiny a možnosti jejich ovlivňování*. Praha, 2014. Disertační práce. České vysoké učení technické v Praze. Vedoucí práce Prof. Ing. Jiří Tůma, DrSc.
- [10] Souhrnná zpráva o dosažené úrovni kvality distribuce elektřiny a souvisejících služeb - ČEZ Distribuce: 2015-2008. *ČEZ Distribuce, a.s.* [online]. 2016 [cit. 2016-12-21]. Dostupné z: <http://www.cezdistribuce.cz/cs/distribucni-soustava/uroven-kvality-distribuce-elekriny.html>
- [11] Souhrnná zpráva o dosažené úrovni kvality distribuce elektřiny a souvisejících služeb - PREDistribuce: 2009 - 2015. *PREDistribuce, a.s.* [online]. 2016 [cit. 2016-12-21]. Dostupné z: <https://www.predistribuce.cz/cs/distribucni-sit/legislativni-predpisy/>
- [12] Souhrnná zpráva o dosažené úrovni kvality distribuce elektřiny a souvisejících služeb - E.ON Distribuce: 2009 - 2015. *E.ON Distribuce, a.s.* [online]. 2016 [cit. 2016-12-21]. Dostupné z: <https://www.eon-distribuce.cz/o-nas/distribucni-soustava/technicke-informace/elektrina>

- [13] COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS. *6th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply* [online]. 2016 [cit. 2016-12-21]. Dostupné z: http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Cross-Sectoral
- [14] VELKÁ BRITÁNIE. *The Electricity (Standards of Performance) Regulations 2015*. In: . The Stationery Office Limited, 2015, číslo 699. Dostupné také z: http://www.legislation.gov.uk/ukxi/2015/699/pdfs/ukxi_20150699_en.pdf
- [15] SLOVENSKÁ REPUBLIKA. Vyhláška 236/2016, ktorou sa ustanovujú štandardy kvality prenosu elektriny, distribúcie elektriny a dodávky elektriny. In: *Zbierka zákonov Slovenskej republiky*. Úrad pre reguláciu sieťových odvetví, 2016.
- [16] ERÚ. *Změna PPDS od prosince 2016: ČEZ Distribuce, a.s.* 2016.
- [17] COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS. *CEER Benchmarking Report 5.2 on the Continuity of Electricity Supply* [online]. 2015 [cit. 2017-01-07]. Dostupné z: http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab4
- [18] MINISTERSTVO PRŮMYSLU A OBCHODU ČR. *Národní akční plán pro chytré sítě (NAP SG)* [online]. 2015 [cit. 2017-01-23]. Dostupné z: <http://www.mpo.cz/dokument156514.html>
- [19] HORÁK, Martin. *Systémy chránenia a automatizácie distribučných elektrických sietí 22 kV*. Banská Bystrica: PRO, 2011. ISBN 978-80-89057-37-5.
- [20] Indikátor zkratových proudů IP1. *MEGA - Měřicí Energetické Aparáty, a.s.* [online]. 2017 [cit. 2017-01-24]. Dostupné z: <http://www.e-mega.cz/izp1>
- [21] GOODIN, Robert, Timothy FAHEY a Andrew HANSON. *Distribution Reliability using reclosers and sectionalisers* [online]. , 13 [cit. 2017-01-24]. Dostupné z: <https://library.e.abb.com/public/9a7bdfb0769f75c885256e2f004e7cd8/Reliability%20Using%20Reclosers%20and%20switches.pdf>
- [22] *Network Protection & Automation Guide: Protective Relays, Measurement & Control* [online]. [2nd ed.]. Levallois-Perret, France: Alstom Grid, 2011 [cit. 2017-01-27]. ISBN 978-095-6867-803. Dostupné z: <http://electrical-engineering-portal.com/res/Network-Protection-And-Automation-Guide-2011.pdf>
- [23] VÁPENÍK, René. OPĚTNÉ ZAPÍNANÍ V DISTRIBUČNÍ SOUSTAVĚ VYSOKÉHO NAPĚTÍ. *Elektrorevue* [online]. 2010, 12(2) [cit. 2017-01-27]. ISSN 1213-1539. Dostupné z: <http://www.elektrorevue.cz/cz/download/opetne-zapinani-v-distribucni-soustave-vysokeho-napeti/>
- [24] Interní informace společnosti ČEZ Distribuce, a.s.
- [25] BABKA, Karel. *Nasazení proků distribuční automatizace ve venkovních sítích VN*. Plzeň, 2013. Diplomová práce. Západočeská univerzita v Plzni. Vedoucí práce Doc. Ing. Miloslava Tesařová, Ph.D.
- [26] LEVY FOTR, Jiří a Jiří HNILICA. *Aplikovaná analýza rizika ve finančním managementu a investičním rozhodování. 2., aktualiz. a rozš. vyd.* Praha: Grada, 2014. Expert (Grada). ISBN 978-80-247-5104-7.
- [27] *Wolfram Language & System Documentation Center*. Wolfram, 2017.
- [28] Elektromontáže - ceník. *Elektroslužba* [online]. 2017 [cit. 2017-04-22]. Dostupné z: <http://elektroslužba.budejovicko.com/1729/hodinova-sazba/>

- [29] ČESKÁ REPUBLIKA. Zákon č. 586/1992 Sb., o daních z příjmů. In: *Sbírka zákonů*. 1992. Dostupné také z: <https://portal.gov.cz/app/zakony/zakon.jsp?page=0&fulltext=z~C3~A1kon~20~C4~8D~20586~2F1992~20Sb&nr=586~2F1992&rpp=15#seznam>
- [30] Automatizace sítě vn. ČEZ *Distribuce, a.s.* [online]. [cit. 2017-04-24]. Dostupné z: <http://www.cezdistribuce.cz/cs/pro-media/smart-region/site-vn.html>
- [31] TOPOLÁNEK, David. *Lokalizace místa zemního spojení v kompenzované distribuční síti*. Brno, 2011. Disertační práce. VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ. Vedoucí práce Petr Toman.
- [32] BAPAT, R.B. Resistance matrix of a weighted graph. *MATCH - Communications in Mathematical and in Computer Chemistry* [online]. 2004, (50), 73-82 [cit. 2017-05-06]. ISSN 0340-6253. Dostupné z: http://match.pmf.kg.ac.rs/electronic_versions/Match50/match50_73-82.pdf
- [33] APEL, R., C. JABOROWICZ a R. KUSSEL. Fault management in electrical distribution networks. *ABB Utility Automation GmbH* [online]. 2001 [cit. 2017-05-06]. Dostupné z: http://www.cired.net/publications/cired2001/3_7.pdf
- [34] *Operační program Podnikání a inovace pro konkurenceschopnost 2014-2020: Program podpory Smart grids I.* [online]. In: . Ministerstvo průmyslu a obchodu, 2014 [cit. 2017-05-08]. Dostupné z: <http://www.czechinvest.org/data/files/text-programu-smart-grids-i-4544.pdf>

9 Seznam obrázků

Obr. 2.1: Schéma motivační regulace kvality	23
Obr. 2.2: Vývoj SAIFI _S (systémový) vybraných distribučních soustav ČR	28
Obr. 2.3: Vývoj SAIDI _S (systémový) vybraných distribučních soustav ČR.....	29
Obr. 2.4: Vývoj SAIFI _Q a SAIDI _Q ČEZ Distribuce, a.s.	30
Obr. 2.5: Vývoj příčiny přerušení na SAIFI _{VN} v DS ČEZ Distribuce, a.s.	30
Obr. 2.6: Vývoj příčiny přerušení na SAIDI _{VN} v DS ČEZ Distribuce, a.s.....	31
Obr. 2.7: SAIFI _S zahrnující všechna přerušení delší než 3 minuty, vybrané země Evropy	32
Obr. 2.8: SAIDI _S zahrnující všechna přerušení delší než 3 minuty, vybrané země Evropy	32
Obr. 4.1: Průběh proudu a manipulací na vedení (vybaveném dálkově ovládanými úsečníky s funkcí vypnutí během druhého OZ) při úspěšném 2. OZ	42
Obr. 5.1: Příspěvek vybraných dlouhodobých přerušení na vedení VN1 k SAIFI _Q	46
Obr. 5.2: Příspěvek vybraných dlouhodobých přerušení na vedení VN1 k SAIDI _Q	47
Obr. 5.3: Vliv vybraných dlouhodobých přerušení na nedodanou energii na vedení VN1.....	48
Obr. 5.4: Rozdělení hustoty pravděpodobnosti SAIFI _Q v r. 2017 bez DOP	53
Obr. 5.5: Rozdělení hustoty pravděpodobnosti SAIDI _Q v r. 2017 bez DOP.....	54
Obr. 5.6: Rozdělení hustoty pravděpodobnosti průměrné úspory příspěvku vedení vn k SAIFI _Q	54
Obr. 5.7: Rozdělení hustoty pravděpodobnosti průměrné úspory příspěvku vedení vn k SAIDI _Q	54
Obr. 5.8: Model vývoje schématu motivační regulace kvality - SAIFI _Q	55
Obr. 5.9: Model vývoje schématu motivační regulace kvality - SAIDI _Q	56
Obr. 5.10: Histogram rozdělení pravděpodobnosti NPV ₂₀₁₇ simulace Monte Carlo	58
Obr. 5.11: Histogram relativního podílu hlavních příjmů a výdajů projektu na NPV ₂₀₁₇	59
Obr. 5.12: Histogram rozdělení NPV pro různé scénáře meziročního poklesu střední hodnoty SAIFI _Q a SAIDI _Q vlivem jiných opatření než investic do DOP	60
Obr. 5.13: Závislost parametrů rozdělení NPV na poklesu SAIFI _Q a SAIDI _Q jinými opatřeními.....	61
Obr. 5.14: Závislost parametrů rozdělení NPV na počtu instalovaných vedení.....	62
Obr. 5.15: Histogram rozdělení pravděpodobnosti NPV pro různé diskontní sazby ...	62
Obr. 6.1: Celkový počet OZ a počet úspěšných OZ (2013-2016)	64
Obr. 6.2: Počet OZ celkem/úspěšných po vybavení 3. stupněm OZ.....	65
Obr. 6.3: Průběh proudu a manipulací na vedení (vybaveném dálkově ovládanými úsečníky s funkcí vypnutí během druhého OZ) při úspěšném 3. OZ	66
Obr. 6.4: Část sítě s vyznačenými poruchovými úseky dle indikátorů poruch	69
Obr. 6.5: Část sítě s vyznačenými poruchovými úseky dle indikátorů poruch a lokátoru poruch.....	69
Obr. 6.6: Část sítě s konečným vyznačením poruchových úseků a informacemi o přesné pozici možných poruch	70
Obr. 6.7: Vstupní schéma okružní sítě s vyznačením typu a stavu indikátorů	72
Obr. 6.8: Okružní síť s vyznačením možných poruchových úseků dle indikátorů poruch a lokátoru poruch	72
Obr. 6.9: Okružní síť s konečným vyznačením poruchových úseků a informacemi o přesné pozici možných poruch	73
Obr. 6.10: Vstupní schéma mřížové sítě s vyznačením typu a stavu indikátorů.....	74
Obr. 6.11: Mřížová síť s konečným vyznačením poruchových úseků a informacemi o přesné pozici možných poruch	74

10 Seznam tabulek

Tab. 2.1: Kategorie dlouhodobých přerušení dle Vyhlášky č. 540/2005.	17
Tab. 2.2: Rozsah měření pro krátkodobá přerušení DS	20
Tab 2.3: Parametry motivační regulace kvality SAIFI _Q pro 4. regulační období	24
Tab 2.4: Parametry motivační regulace kvality SAIDI _Q pro 4 regulační období.....	24
Tab. 5.1: Roční kumulované příspěvky poruch k SAIFI, SAIDI a Nedodané energii	48
Tab. 5.2: Roční přínosy instalace recloseru na vedení VN1 v letech (2013-2016).....	49
Tab. 5.3: Statistické informace o rozdělení NPV ₂₀₁₇	58

11 Seznam příloh

13.1 Příloha č. 1: Užití agregačních pravidel při výpočtu ukazatelů nepřetržitosti.....	84
13.2 Příloha č. 2: Schémata motivační regulace kvality ČEZ Distribuce, a.s. pro rok 2017.....	86
13.3 Příloha č. 3: Vliv kabelizace vedení vn na hladinové ukazatele vn nepřetržitosti distribuce	87
13.4 Příloha č. 4: Schéma vedení VN1.....	88
13.5 Příloha č. 5: Vliv neplánovaných dlouhodobých přerušení na spolehlivostní ukazatele	89
13.6 Příloha č. 6: Manipulace na vedení VN1 při zkratu.....	91
13.7 Příloha č. 7: Manipulace na vedení VN1 při zemním spojení	94
13.8 Příloha č. 8: Simulace přínosů instalace DOP v ekonomickém modelu .	99
13.9 Příloha č. 9: Výstup ekonomického modelu instalace DOP	100
13.10 Příloha č. 10: Algoritmus lokalizace poruchy	101
13.11 Příloha č. 11: Algoritmus lokalizace poruchy - Graf vstupní topologie sítě.....	108

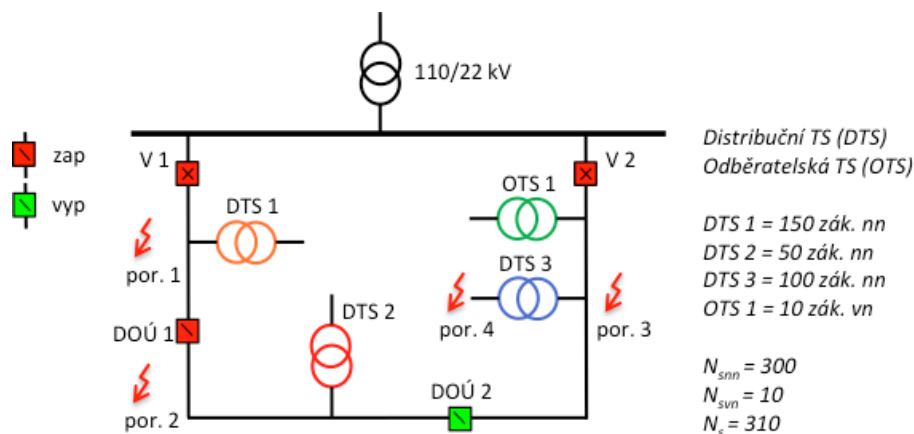
12 Seznam použitých zkratek

AV	automatické vypnutí
CEER	Council of European Energy Regulators
DOP	dálkové ovládané prvky
DOV	dálkově ovládaný vypínač - recloser
DOÚ	dálkově ovládaný úsečník
DS	distribuční soustava
DTS	distribuční transformátor
DUSOZ	dálkově ovládaný úsečník s vypnutím během 2. OZ pauzy
EE	elektrická energie
ERÚ	Energetický regulační úřad
EU	Evropská unie
GIS	grafický informační systém
nn	nízké napětí
NPV	čistá současná hodnota
OZ	opětné zapnutí
PDS	provozovatel distribuční soustavy
POZE	podporované obnovitelné zdroje elektřiny
PPDS	pravidla provozování distribučních soustav
PPN	práce pod napětím
PPS	provozovatel přenosové soustavy
PVE	přečerpávací vodní elektrárna
ŘPÚ	řád preventivní údržby
vn	vysoké napětí
vvn	velmi vysoké napětí

13 Přílohy

13.1 Příloha č. 1: Užití agregačních pravidel při výpočtu ukazatelů nepřetržitosti

Užití agregačních pravidel bude ilustrováno na příkladu sítě uvedeném na Obr. 13.1, kde je uvažována porucha č. 1 vn sítě, dle [16].

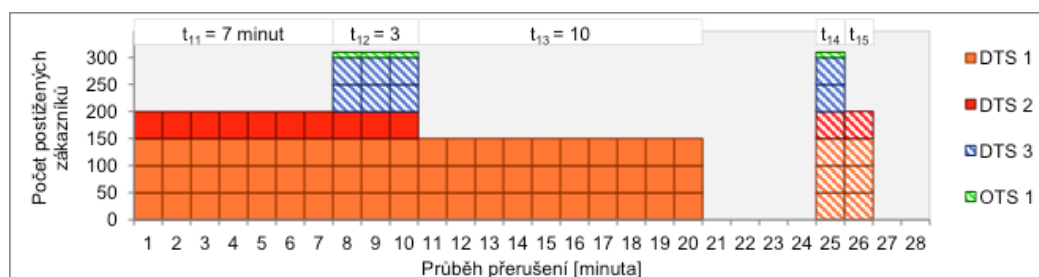


Obr. 13.1 Přílohy č. 1: Model sítě pro ilustraci užití agregačních pravidel.

Za předpokladu, že DOÚ je možné manipulovat pouze v beznapěťovém stavu, je porucha vymezena a opravena za pomoci následujícího sledu manipulací.

- (min. 1) *vybavení ochran V1*
- (min.5) *vypnutí DOÚ1*
 zapnutí V1
 vybavení ochran V1 - nalezení místa poruchy
- (min. 8) *vypnutí V2*
 zapnutí DOÚ2
- (min. 11) *zapnutí V2 - částečné obnovení dodávky*
- (min. 21) *zapnutí V1 - odstranění poruchy*
- (min. 25) *vypnutí V1 - zpětné manipulace*
 vypnutí V2
 vypnutí DOÚ2
 zapnutí DOÚ1
- (min. 26) *zapnutí V2*
- (min. 27) *zapnutí V1*

Časový průběh počtu přerušených zákazníků je uveden na Obr. 13.2.



Obr. 13.2 Přílohy č. 1: Časový průběh počtu přerušených zákazníků během odstraňování poruchy

Při užití agregačních pravidel se **šrafované části** průběhu do výpočtu ukazatelů nepřetržitosti **nezahrnují**. Do SAIFI a SAIDI tak vstupují následující hodnoty:

$$t_{s1nn} = t_{11} \cdot n_{nn1} + t_{12} \cdot n_{nn2} + t_{13} \cdot n_{nn3} = 7 \cdot (150 + 50) + 3 \cdot (150 + 50) + 10 \cdot 150$$

$$t_{s1nn} = 3500 \text{ [min} \cdot \text{zákazník]}$$

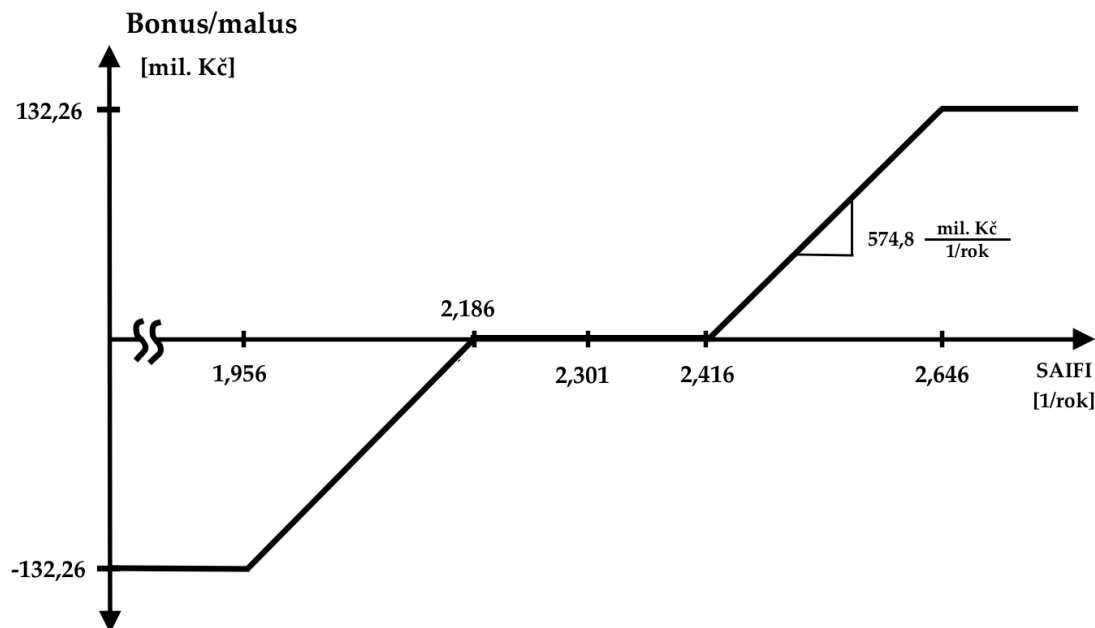
$$n_{1nn} = DTS1 + DTS2 = 150 + 50 = 200 \text{ [zákazník]}$$

Do výpočtu ukazatelů nepřetržitosti tedy vstupují pouze dílčí přerušení delší než 3 minuty, i když nastaly v rámci manipulací při likvidaci dlouhodobého přerušení.

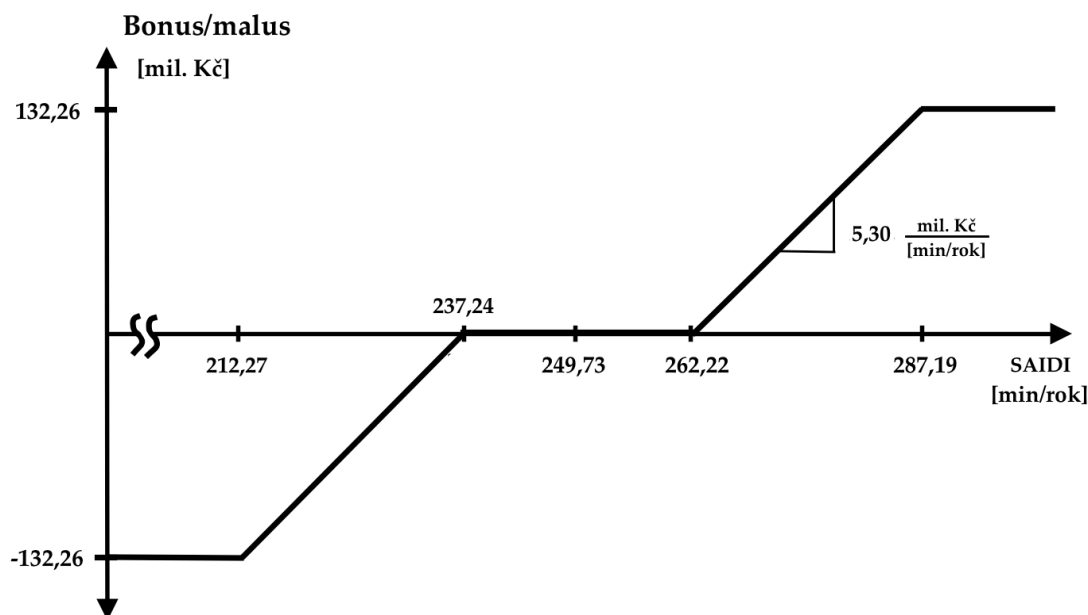
13.2 Příloha č. 2: Schémata motivační regulace kvality ČEZ Distribuce, a.s. pro rok 2017

Níže uvedená schémata pro SAIFI_Q a SAIDI_Q vychází ze Zásad cenové regulace [7] a Tabulek Tab 2.3 a Tab 2.4 této práce. Maximální bonus, resp. malus pro rok 2017 je definován jako 2 % ze zisku společnosti v roce 2015 (6 613 mil. Kč):

$$\text{Maximální bonus (malus)} = 0,02 * 6613 = 132,26 \text{ mil. Kč}$$

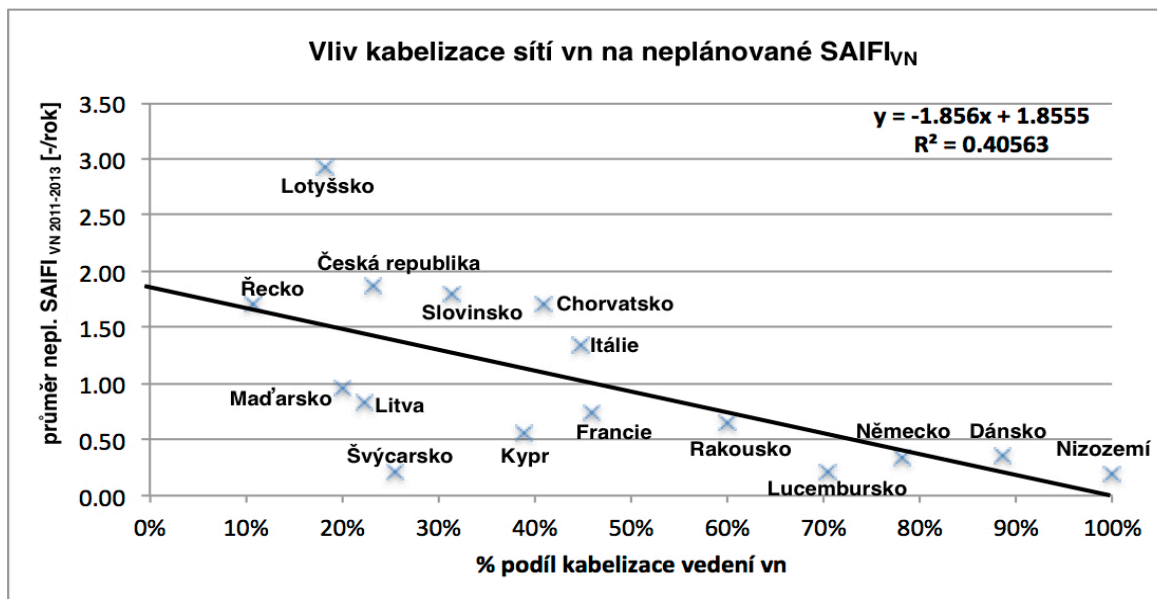


Obr. 13.3: Schéma motivační regulace SAIFI_Q ČEZ Distribuce, a.s. pro rok 2017 s vyznačením marginální ceny zlepšení SAIFI_Q, zdroj dat [7]

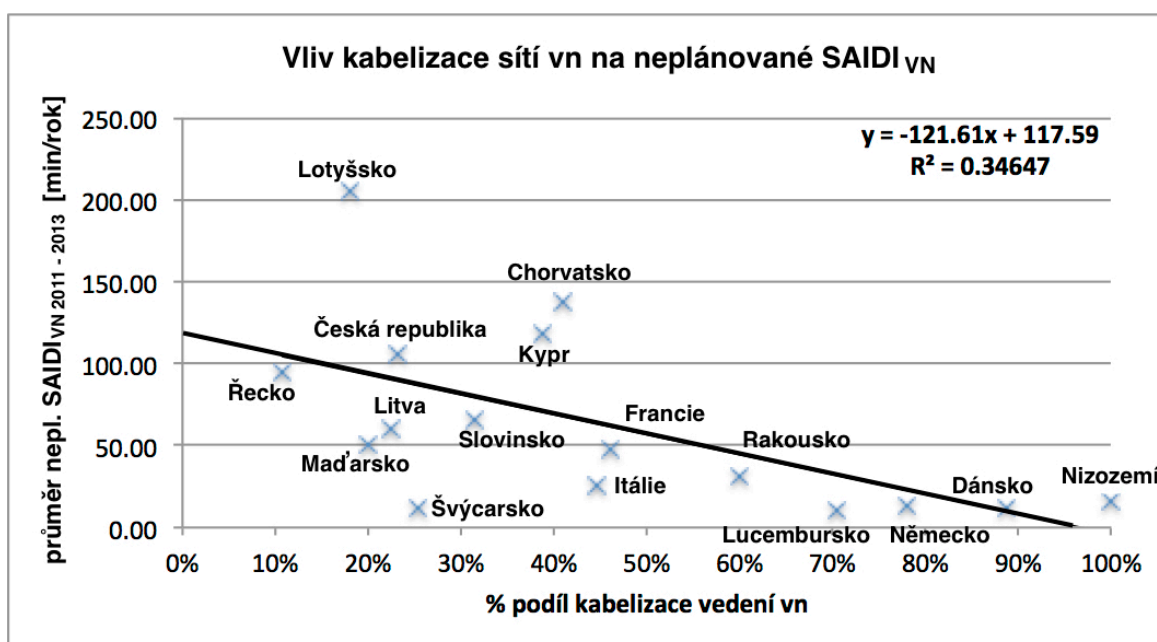


Obr. 13.4: Schéma motivační regulace SAIDI ČEZ Distribuce, a.s. pro rok 2017, zdroj dat [7]

13.3 Příloha č. 3: Vliv kabelizace vedení vn na hladinové ukazatele vn nepřetržitosti distribuce



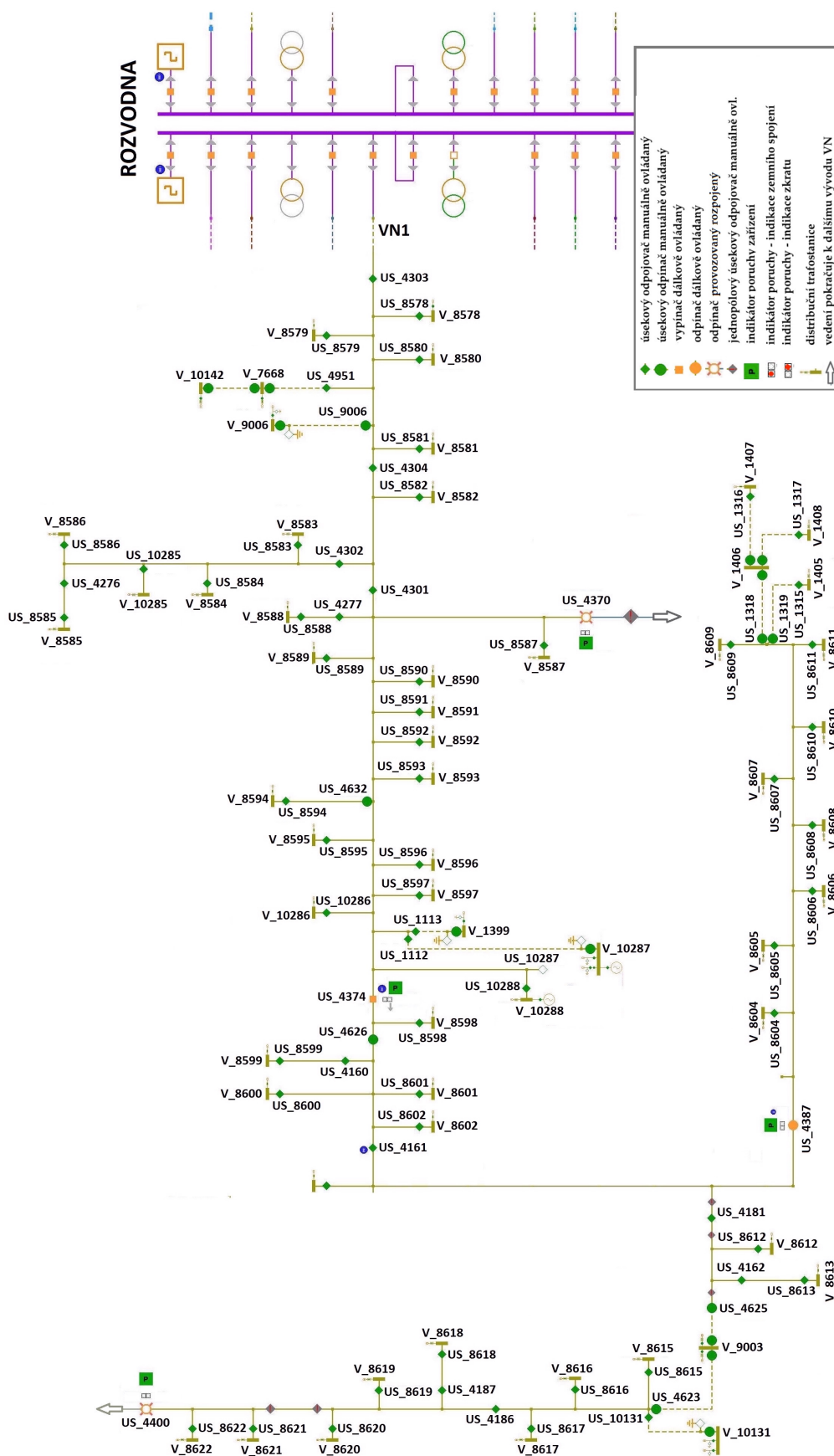
Obr. 13.5: Závislost průměru neplánovaného SAIFI_{VN} na % podílu kabelizace vedení vn ve vybraných zemích. Zdroj dat: [17]



Obr. 13.6 Závislost průměru neplánovaného SAIDI_{VN} na % podílu kabelizace vedení vn ve vybraných zemích. Zdroj dat: [17]

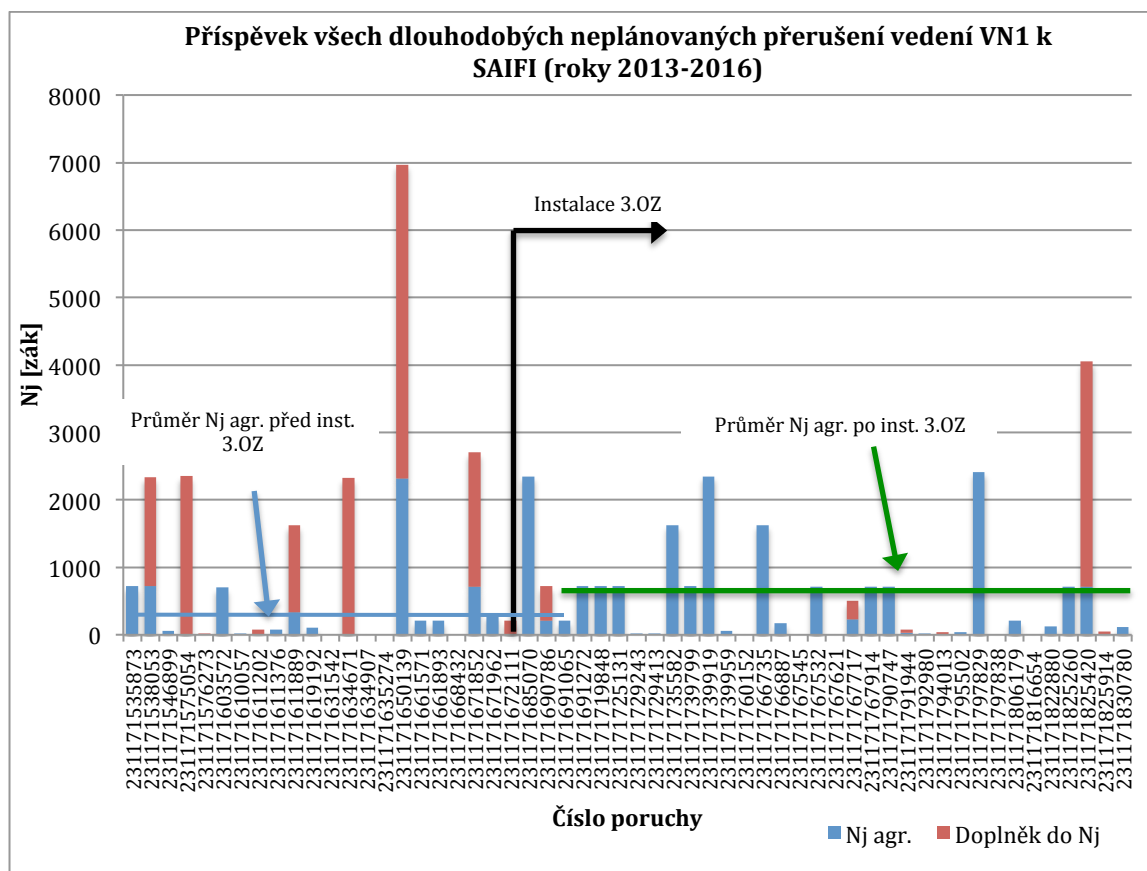
Z grafů závislosti neplánovaných ukazatelů nepřetržitosti na % podílu kabelizace vedení vn je zřejmý pozitivní vliv kabelizace vedení. Zároveň však nízká hodnota R^2 ukazuje, že kabelizace vedení vn není jediným parametrem majícím vliv na ukazatele nepřetržitosti. Mezi další možné parametry může patřit např. rozloha sítí, klimatické podmínky, instalace dálkově ovládaných a inteligentních prvků či způsob provozu vn a vvn sítí.

13.4 Příloha č. 4: Schéma vedení VN1



Obr. 13.7: Schéma vedení VN1

13.5 Příloha č. 5: Vliv neplánovaných dlouhodobých přerušení na spolehlivostní ukazatele

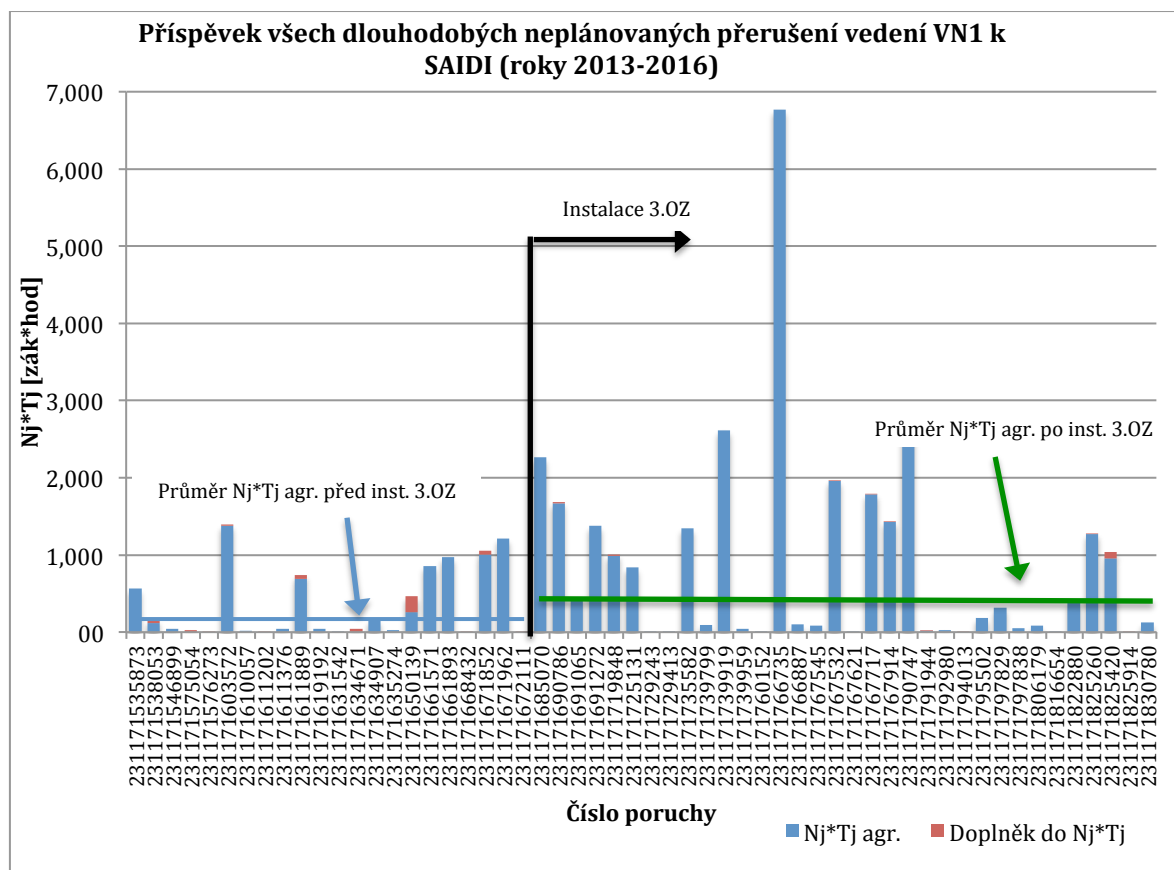


Obr. 13.8: Příspěvek dlouhodobých neplánovaných přerušení VN1 k SAIFI_Q před a po instalaci 3.OZ, zdroj dat: ČEZ Distribuce, a.s.

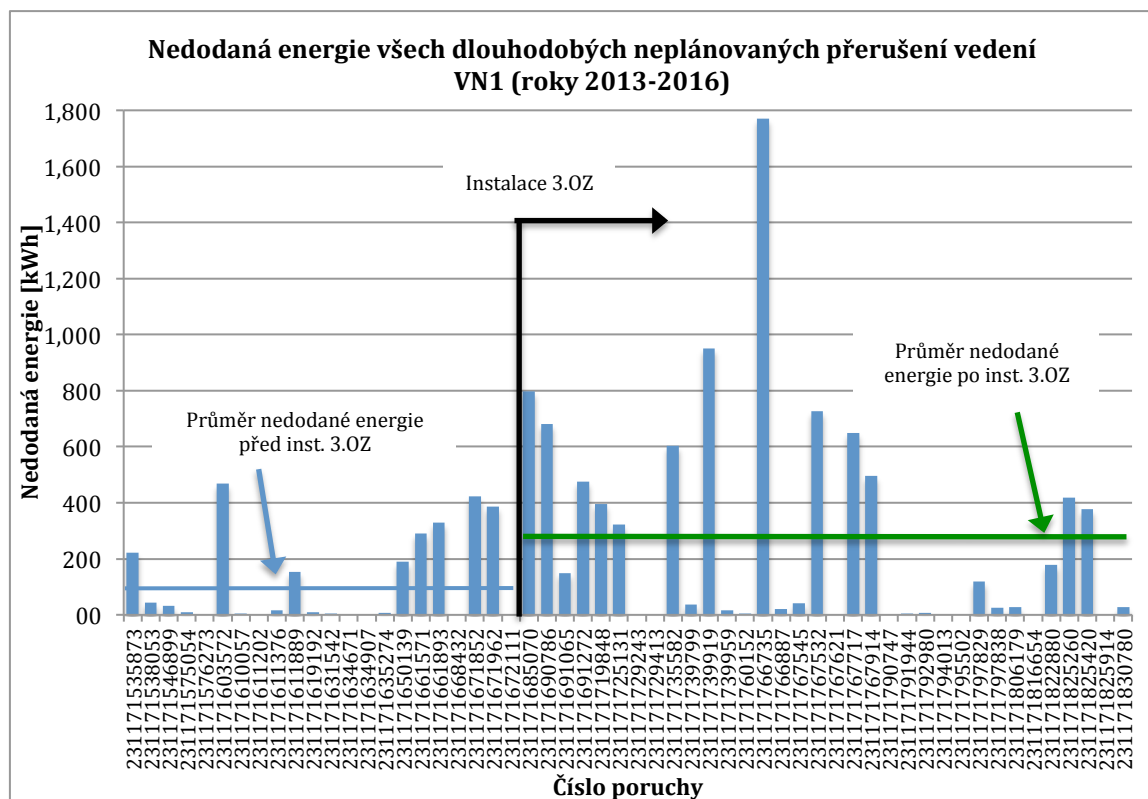
Grafy v této příloze ukazují vysoký rozptyl příspěvků poruch k SAIFI_Q i SAIDI_Q před i po instalaci 3.OZ na vedení VN1. Dlouhodobá přerušení byla vybrána proto, že pouze tato kategorie přerušení vstupuje do motivačního regulačního vzorce. Jsou vyobrazeny jak agregované hodnoty (modrá), tak i hodnoty neagregované (celá výška sloupce, modrá + červená). Do motivační regulace kvality vstupují výhradně agregované hodnoty.

Jak dokazují tyto grafy, instalace 3.OZ nemusí vždy znamenat absolutní pokles SAIFI_Q, SAIDI_Q či nedodané energie. Vysoká variace hodnot spolehlivostních ukazatelů v jednotlivých letech má mnohem vyšší vliv.

Grafy zároveň dokládají, že nejvyšší vliv agregace hodnot se projevuje u SAIFI_Q, zatímco u SAIDI_Q je vliv naprosto minimální. To značí, že nejvyšší počet přerušených zákazníků je během poruchy bez napájení pouze velmi krátkou dobu.



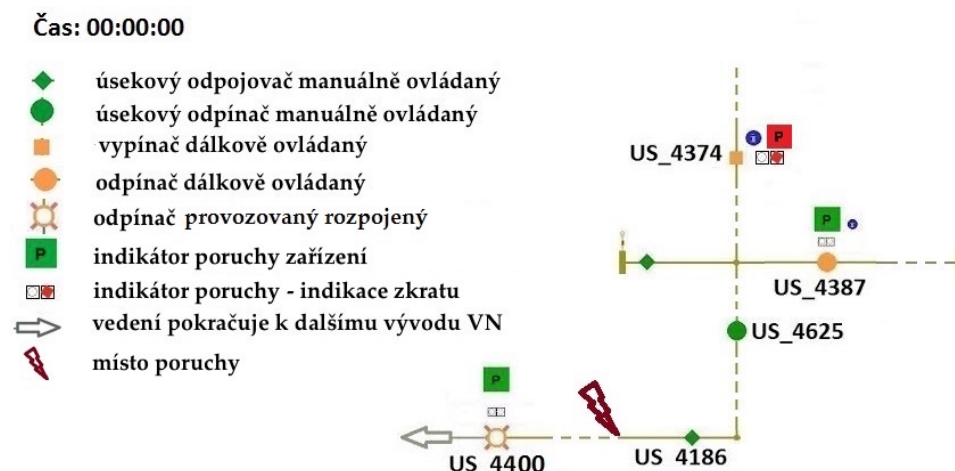
Obr. 13.9: Příspěvek dlouhodobých neplánovaných přerušení VN1 k SAIDI₀ před a po instalaci 3.OZ, zdroj dat: ČEZ Distribuce, a.s.



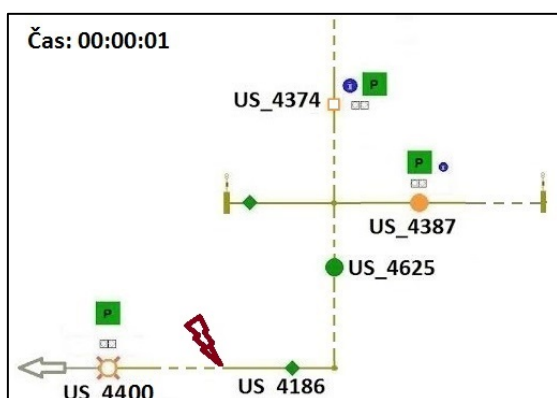
Obr. 13.10: Nedodaná energie dlouhodobých neplánovaných přerušení před a po instalaci 3.OZ, zdroj dat: ČEZ Distribuce, a.s.

13.6 Příloha č. 6: Manipulace na vedení VN1 při zkratu

Zpracovaná porucha (č. 231171825914) nastala na místě vyznačeném na následující zjednodušené části schématu vedení symbolem blesku.



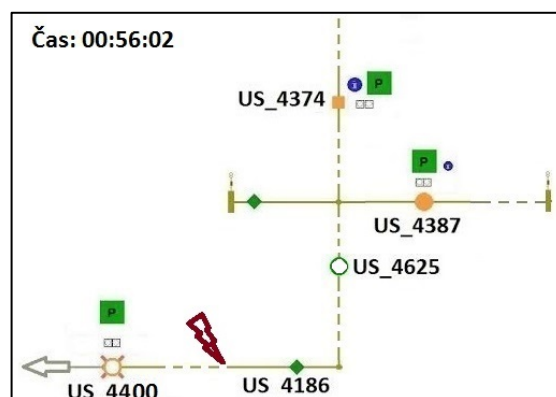
Obr. 13.11: Zjednodušená část schématu vedení VN1 s vyznačením místa zkratu a signalizací



Obr. 13.12: Zkrat - manipulace č.1

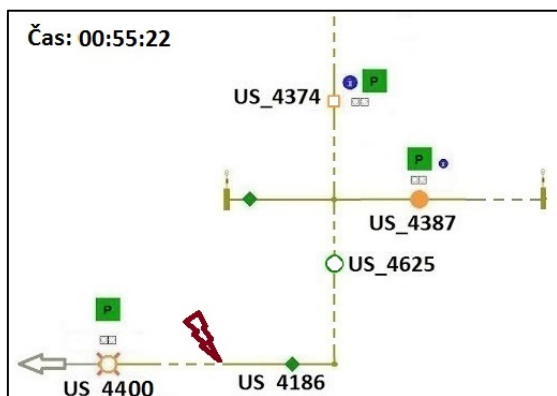
V prvním manipulačním kroku dochází k vypnutí recloseru a následnému neúspěšnému trojitému OZ.

Po více než 55 minutách od vzniku poruchy dojíždí na místo odpínače US_4625 terénní pracovník a vypíná ho (manipulace č.2).

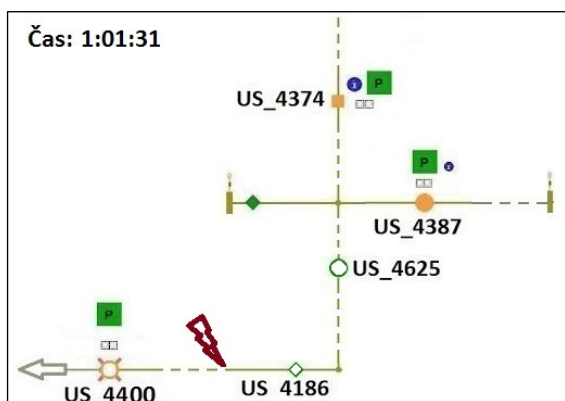


Obr. 13.14: Zkrat - manipulace č.3

Následně dochází k úspěšnému dálkovému zapnutí recloseru a obnovení dodávky do části sítě před US_4625. Tím je ověřeno, že porucha se nachází někde mezi US_4625 a US_4400.

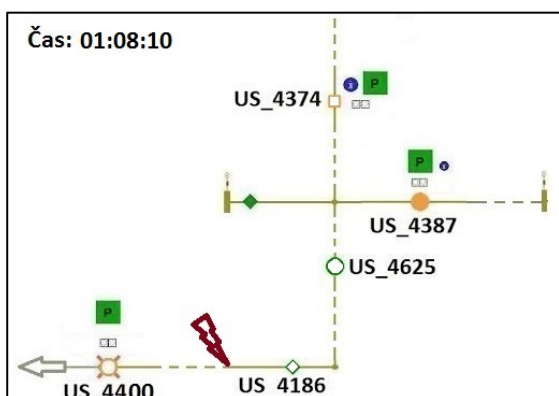


Obr. 13.13: Zkrat - manipulace č.2



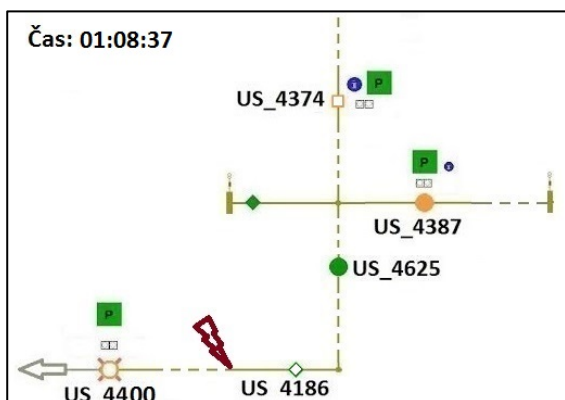
Obr. 13.15: Zkrat - manipulace č.4

Při manipulaci č. 4 vypíná pracovník v terénu odpojovač US_4186 a předává tuto informaci dispečerovi.



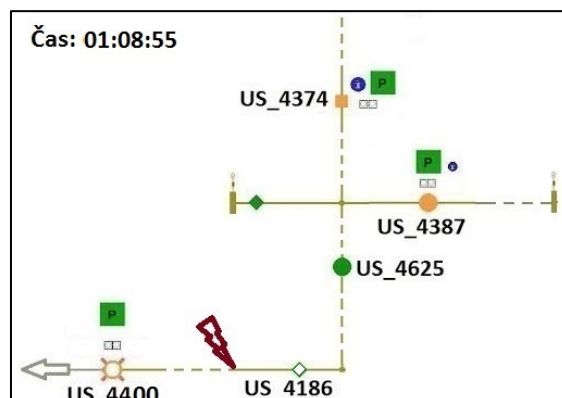
Obr. 13.16: Zkrat - manipulace č.5

Dále dispečer vypíná recloser, aby mohl být zapnut odpínač US_4625 jako pokus o obnovení distribuce dalším zákazníkům a přesnější lokalizaci poruchy.



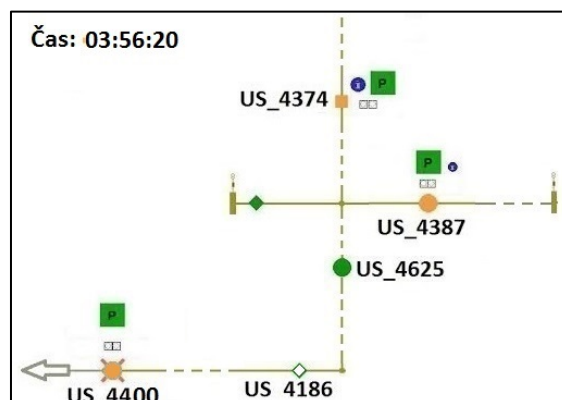
Obr. 13.17: Zkrat - manipulace č.6

Terénní pracovník zapíná odpínač US_4625 (bez napětí).



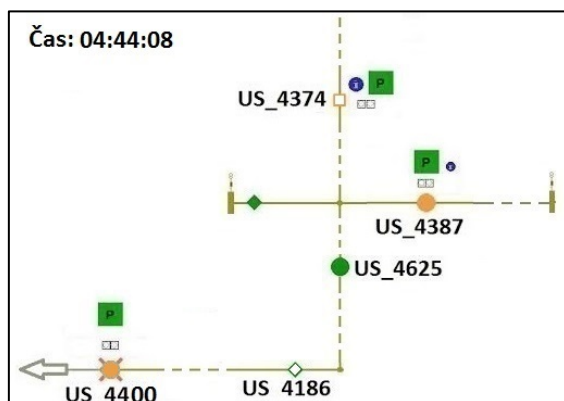
Obr. 13.18: Zkrat - manipulace č.7

Při manipulaci č.7 spíná dispečer recloser a obnovuje dodávku elektřiny dalším zákazníkům. Porucha je vymezena a následuje její přesná lokalizace a oprava.

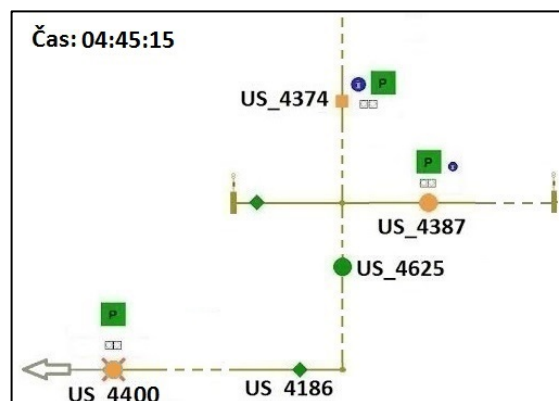


Obr. 13.19: Zkrat - manipulace č.8

Po lokalizaci a opravě dochází po téměř 4 hodinách k obnově dodávky téměř všem zákazníkům za pomoci napájení z konce vedení přes jiný vývod vn.



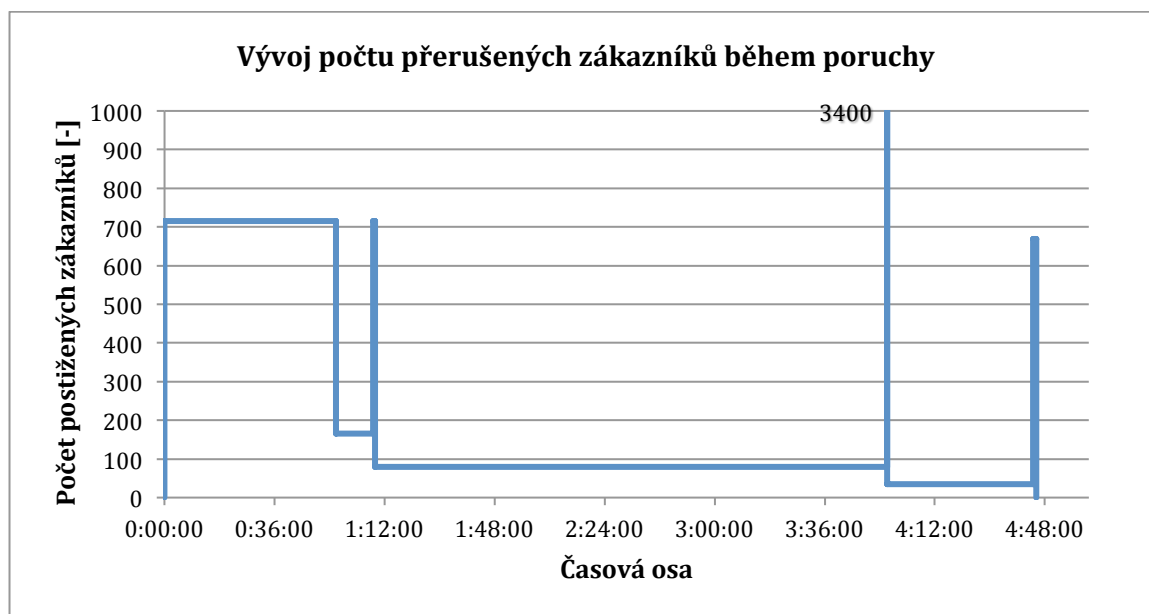
Obr. 13.20: Zkrat - manipulace č.9



Obr. 13.21: Zkrat - manipulace č.10

Po 4 hodinách a 44 minutách je porucha odstraněna a následující manipulace pro navrácení sítě do stavu před poruchou (č.9 a č.10).

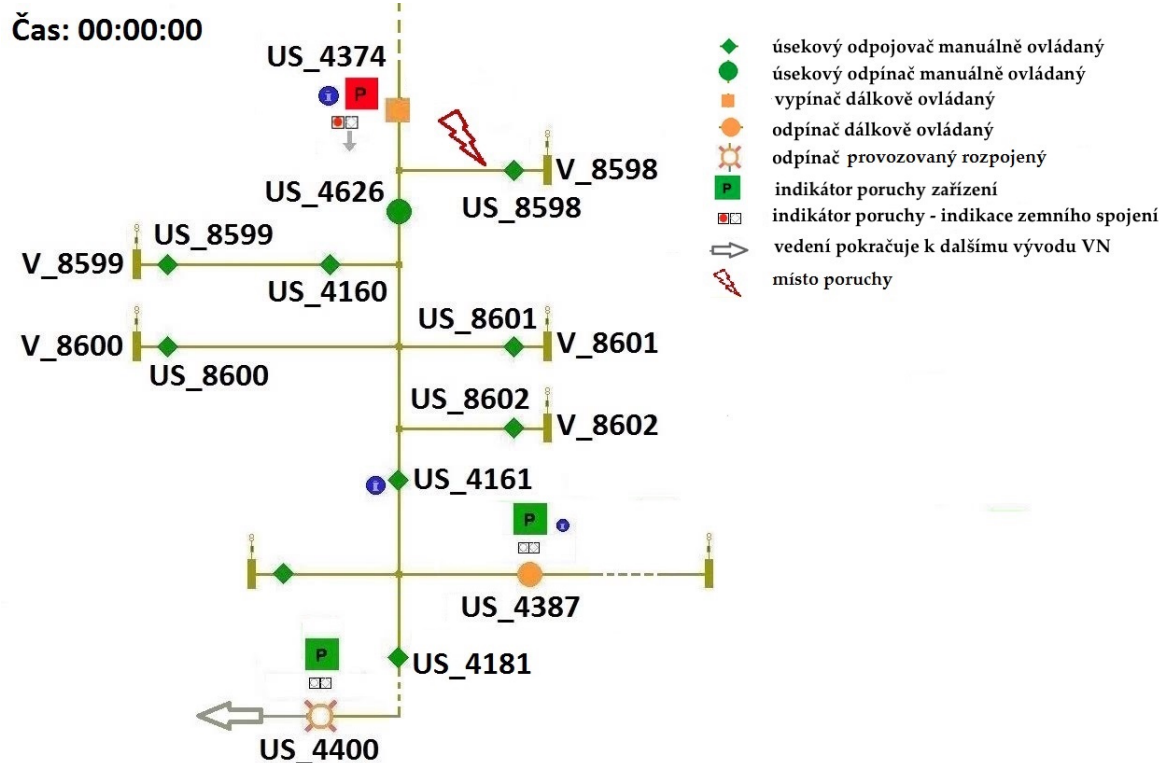
Pro ilustraci toho, jak porucha ovlivňuje zákazníky připojené k vedení VN1, uvádím také vývoj počtu postižených zákazníků poruchou v průběhu času. Vzhledem k tomu, že plocha pod křivkou grafu odpovídá příspěvku k SAIDI, je zřejmá důležitost rychlé lokalizace a vymezení poruchy. Tím se minimalizuje vliv prvního obdélníku na následujícím obrázku a značně se tím sníží příspěvek poruchy k SAIDI i doba trvání poruchy.



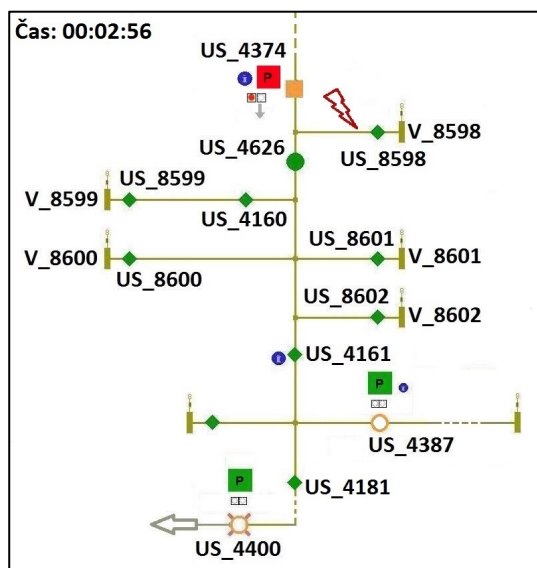
Obr. 13.22: Vývoj počtu postižených zákazníků během poruchy - zkratu

13.7 Příloha č. 7: Manipulace na vedení VN1 při zemním spojení

Zpracovaná porucha (č. 231171725131) nastala na místě vyznačeném na následující zjednodušené části schématu vedení symbolem blesku.

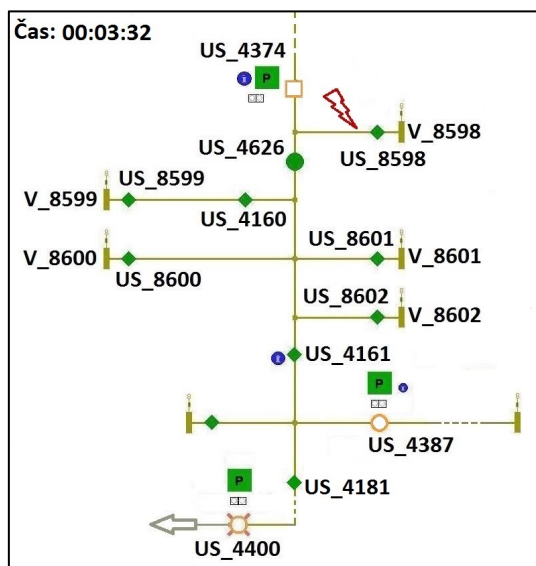


Obr. 13.23: Zjednodušená část schématu vedení VN1 s vyznačením místa zemního spojení a signalizací

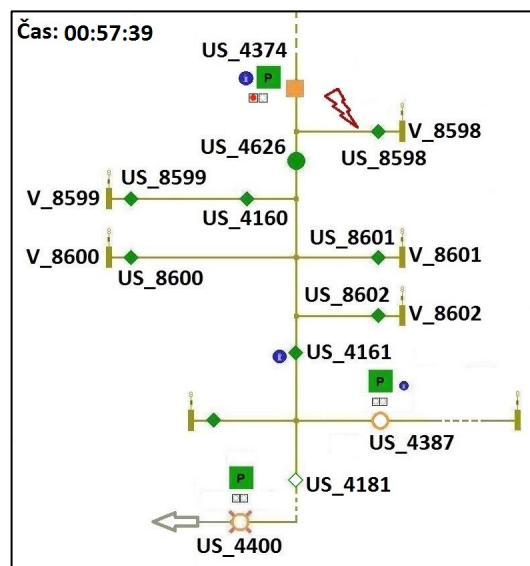


Obr. 13.24: Zemní spojení – manipulace č.1

Po signalizaci zemního spojení nejprve došlo k připnutí sekundárního odporníku k ladící tlumivce, aby byl spolehlivě označen postižený vývod vn. Následně dispečer dálkově vypnul US_4387, aby potvrdil, že zemní spojení nenastalo v části sítě za tímto odpínačem. Poté v čase 00:03:32 vypnul v rámci manipulace č.2 i US_4374, a sice pro zajištění bezpečnosti vedení při neznámých okolnostech zemního spojení. V tomto případě postupuje v lokalizaci poruchy „odzadu“ vedení.

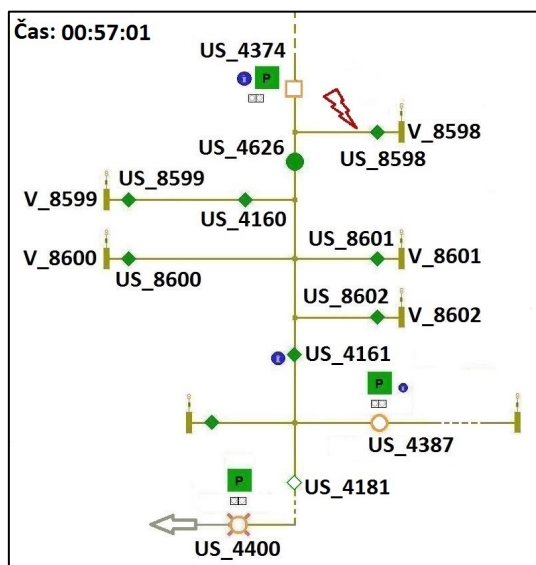


Obr. 13.25: Zemní spojení – manipulace č.2



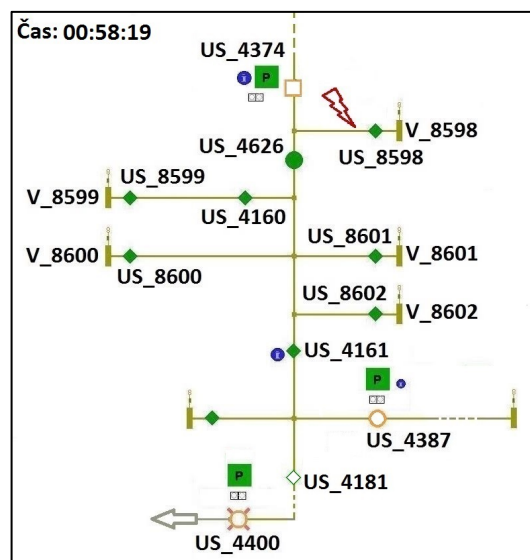
Obr. 13.27: Zemní spojení – manipulace č.4

Po téměř hodině doráží na místo US_4181 terénní pracovník a vypíná jej.



Obr. 13.26: Zemní spojení – manipulace č.3

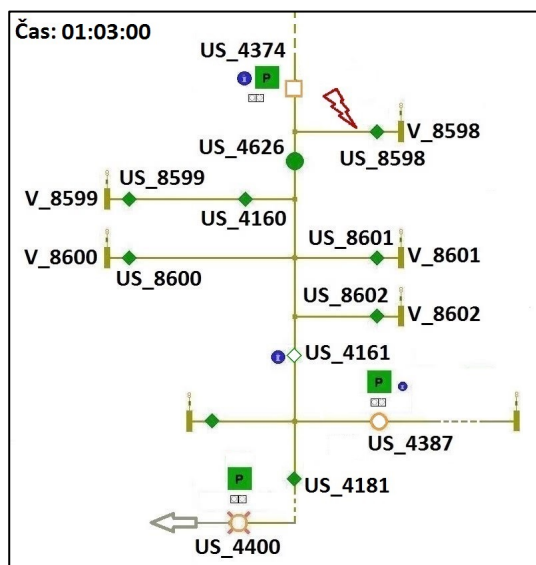
Poté, co bylo zjištěno, že indikace ZS stále trvá, vypíná dispečer opět recloser US_4374 (manipulace č.5) a pokračuje ve spolupráci s pracovníky v terénu v lokalizaci poruchy.



Obr. 13.28: Zemní spojení – manipulace č.5

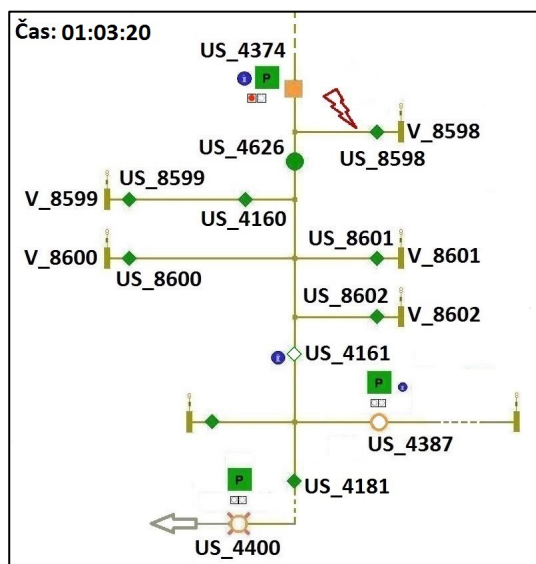
Dispečer pak následně v čase 00:57:39 dálkově zapíná US_4374 a testuje, zda se zemní spojení nachází za US_4181.

Terénní pracovník postupně zapíná US_4181 a vypíná US_4161.

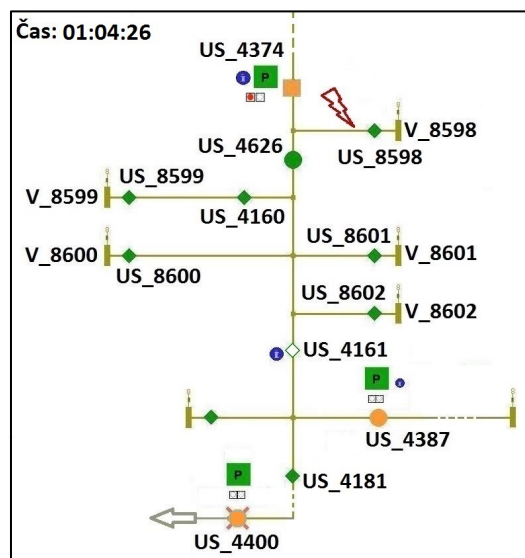


Obr. 13.29: Zemní spojení – manipulace č.6

Dispečer v čase 1:03:20 zapnutím US_4374 opět vyšetřuje polohu zemního spojení. V tuto chvíli již ví, že porucha se nachází mezi US_4374 a US_4161.

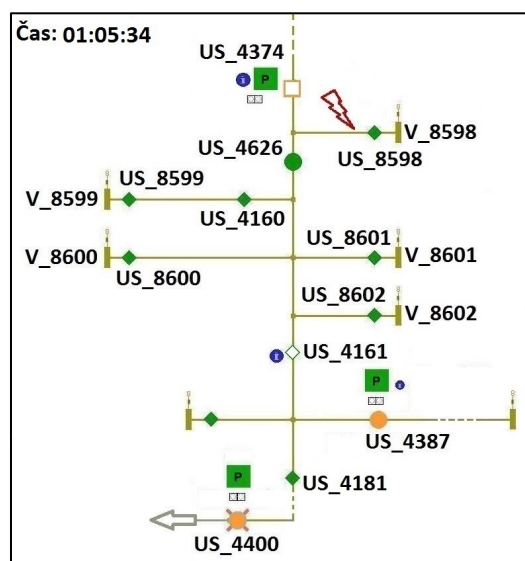


Obr. 13.30: Zemní spojení – manipulace č.7



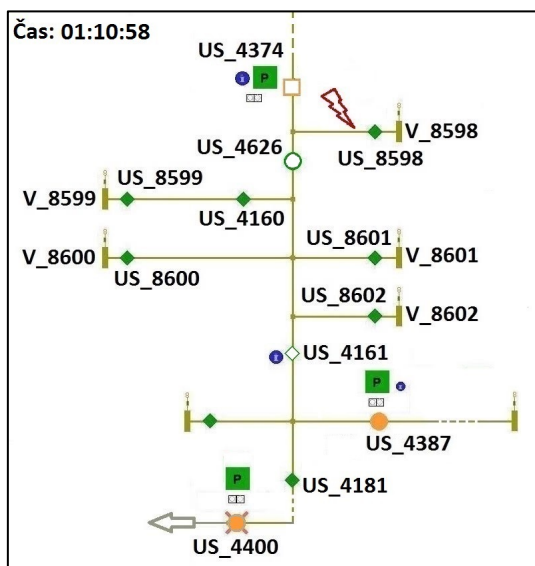
Obr. 13.31: Zemní spojení – manipulace č.8

Po dálkovém zapnutí US_4400 a US_4387 je obnovena dodávka elektřiny do části vedení VN1, kde není zemní spojení.



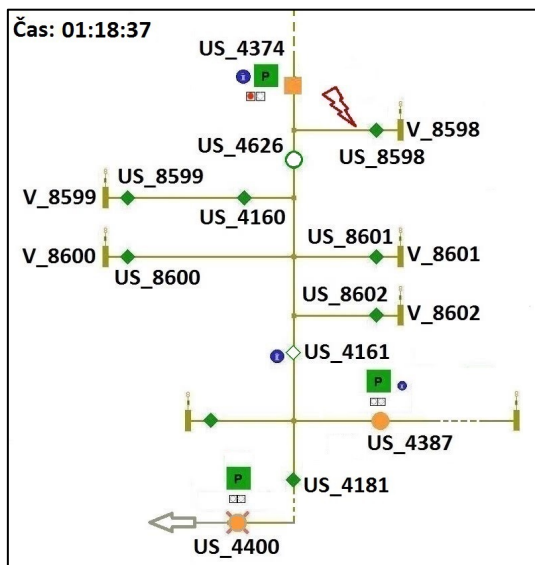
Obr. 13.32: Zemní spojení – manipulace č.9

Dispečer s terénním pracovníkem pokračuje v lokalizaci zemního spojení dálkovým vypnutím US_4374 při manipulaci č.9 a manuálním vypnutím úsečníku US_4626 při manipulaci č.10.

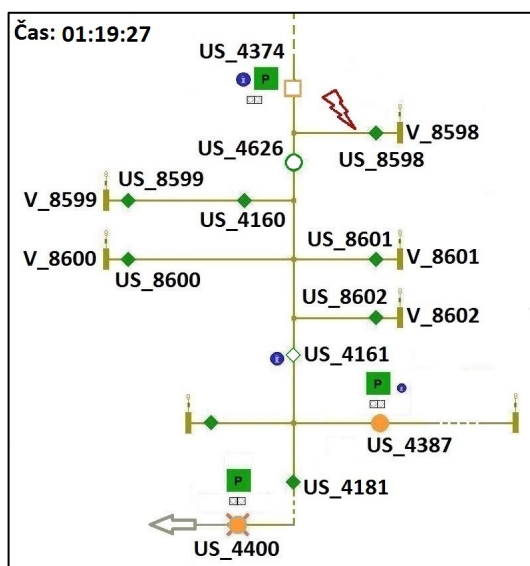


Obr. 13.33: Zemní spojení – manipulace č.10

Dispečer opět zapíná US_4374, a protože signalizace zemního spojení je stále aktivní, je již místo poruchy zřejmé.

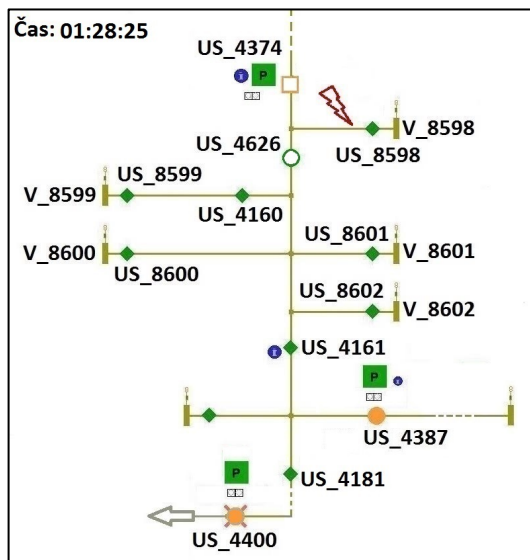


Obr. 13.34: Zemní spojení – manipulace č.11



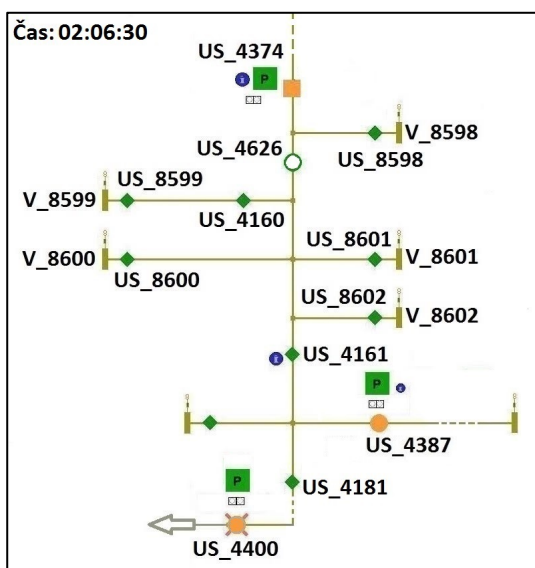
Obr. 13.35: Zemní spojení – manipulace č.12

V rámci manipulace č.13 je obnovena dodávka maximálnímu počtu zákazníků při současném vymezení poruchy.

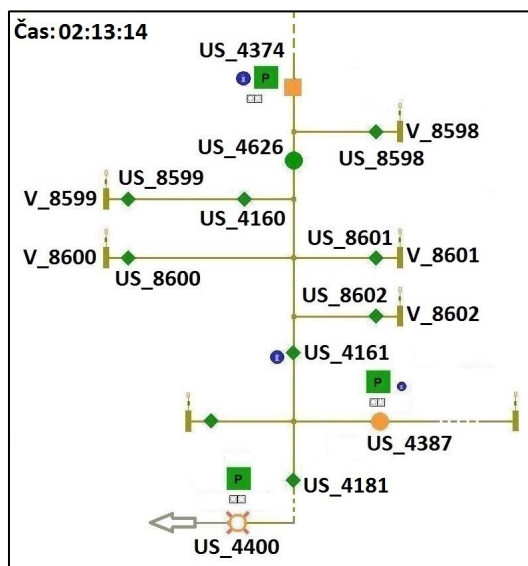


Obr. 13.36: Zemní spojení – manipulace č.13

Po opravě poruchy dochází k obnově dodávky všem zákazníkům dálkovým zapnutím US_4374 (viz. manipulace č.14).



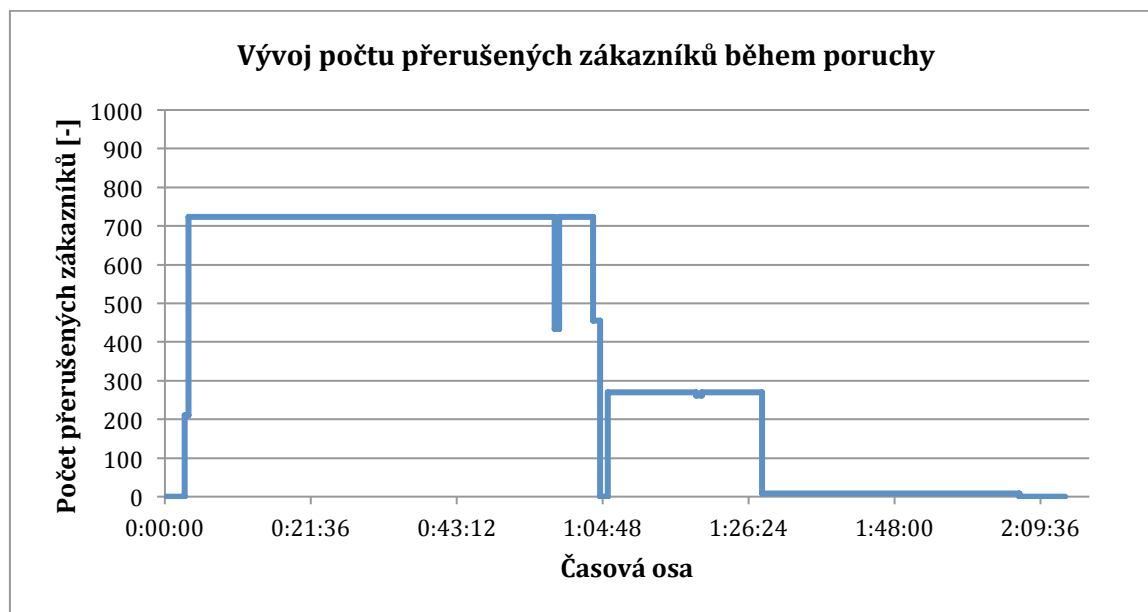
Obr. 13.37: Zemní spojení – manipulace č.14



Obr. 13.38: Zemní spojení – manipulace č.15

Nakonec se provádějí zpětné manipulace pro uvedení sítě do stavu před poruchou.

Následující graf ještě ilustruje vývoj poruchy z pohledu počtu postižených zákazníků. Opět se ukazuje významný vliv lokalizace poruchy na příspěvek k SAIDI i době trvání poruchy.



Obr. 13.39: Vývoj počtu postižených zákazníků během poruchy – zemního spojení

13.8 Příloha č. 8: Simulace přínosů instalace DOP v ekonomickém modelu

rok	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Teoretická SAIFI ₀ bez realizace DOP [1/rok]	2,996	2,384	1,834	2,309	3,152	2,549	2,385	2,444	2,122	2,608	2,077	2,330	1,937	1,635	1,863	1,908	2,208	2,060	2,440	1,785	1,852	2,143	1,765	1,842
Teoretická SAIFI ₀ bez realizace DOP - 2 letý průměr [1/rok]	-	-	2,690	2,109	3,022	2,731	2,850	2,467	2,364	2,233	2,365	2,343	2,204	2,194	1,786	1,749	1,886	2,058	2,134	2,250	2,113	1,818	1,997	1,954
Průměrná úspora SAIFI ₀ instalací 1 DOP [1/rok]	0,000	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,002	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,000	0,000	0,000
Průměrná úspora SAIFI ₀ instalací 1 DOP [1/rok]	0,000	0,025	0,043	0,041	0,030	0,041	0,048	0,046	0,037	0,036	0,033	0,026	0,032	0,032	0,040	0,033	0,036	0,033	0,034	0,033	0,038	0,033	0,000	0,000
Celková úspora SAIFI ₀ instalací DOP - 2 letý průměr [1/rok]	-	-	0,013	0,034	0,042	0,036	0,036	0,045	0,037	0,031	0,036	0,035	0,029	0,029	0,030	0,036	0,036	0,033	0,034	0,033	0,033	0,033	0,019	0,000
Výsledná SAIFI ₀ s realizací DOP [1/rok]	2,996	2,359	1,792	2,268	3,122	2,507	2,337	2,318	2,085	2,572	2,044	2,304	1,905	1,603	1,824	1,875	2,176	2,023	2,407	1,752	1,814	2,143	1,765	1,842
Výsledná SAIFI ₀ s realizací DOP - 2 letý průměr [1/rok]	-	-	2,677	2,075	2,930	2,695	2,815	2,422	2,327	2,202	2,329	2,174	2,045	1,954	1,783	1,849	2,026	2,110	2,215	2,079	1,783	1,978	1,798	1,854
SAIFI ₀ DUQmin [1/rok]	2,647	2,613	2,581	2,549	2,517	2,485	2,454	2,393	2,363	2,334	2,305	2,276	2,247	2,219	2,191	2,164	2,137	2,110	2,084	2,058	2,032	2,007	1,982	1,954
SAIFI ₀ DHNP [1/rok]	2,416	2,386	2,356	2,327	2,298	2,269	2,241	2,213	2,185	2,158	2,131	2,104	2,078	2,052	2,026	2,001	1,976	1,951	1,927	1,903	1,879	1,855	1,832	1,809
SAIFI ₀ STQ [1/rok]	2,201	2,273	2,244	2,216	2,188	2,161	2,134	2,107	2,081	2,055	2,029	2,004	1,979	1,954	1,930	1,906	1,882	1,858	1,835	1,812	1,789	1,767	1,745	1,723
SAIFI ₀ HHNP [1/rok]	2,186	2,159	2,132	2,105	2,079	2,053	2,027	2,002	1,977	1,952	1,928	1,904	1,880	1,856	1,833	1,810	1,788	1,765	1,743	1,722	1,700	1,679	1,658	1,637
SAIFI ₀ DUQmax [1/rok]	1,956	1,932	1,908	1,884	1,860	1,837	1,814	1,791	1,769	1,747	1,725	1,703	1,682	1,661	1,640	1,620	1,600	1,580	1,560	1,540	1,521	1,502	1,483	1,465
Část SAIFI₀ s marg. cenou > 0 [1/rok]	0,000	0,000	0,000	0,030	0,042	0,000	0,000	0,002	0,037	0,031	0,005	0,000	0,029	0,029	0,032	0,036	0,000	0,033	0,011	0,000	0,000	0,000	0,019	0,000
Teoretické SAIDI ₀ bez realizace DOP [1/rok]	275,92	268,20	264,04	274,39	244,25	246,16	228,94	237,39	218,40	219,11	204,16	207,00	197,07	191,34	196,81	182,84	179,95	175,67	176,37	162,55	160,70	163,11	163,64	152,27
Teoretické SAIDI ₀ bez realizace DOP - 2 letý průměr [1/rok]	-	-	272,06	266,12	269,22	259,32	245,20	237,55	233,16	227,89	218,75	211,63	205,58	202,04	194,21	194,08	189,82	181,39	177,81	176,02	169,46	161,62	161,91	163,38
Průměrná úspora SAIDI ₀ instalací 1 DOP [1/rok]	0,00	0,08	0,10	0,08	0,11	0,06	0,08	0,09	0,10	0,09	0,08	0,13	0,07	0,08	0,07	0,08	0,10	0,10	0,09	0,08	0,07	0,00	0,00	0,00
Celková úspora SAIDI ₀ instalací DOP [1/rok]	0,00	2,46	2,86	2,27	3,20	1,88	2,47	2,63	2,85	2,69	2,38	3,76	2,04	2,44	2,06	2,25	2,93	3,02	2,82	2,27	2,04	0,00	0,00	0,00
Celková úspora SAIDI ₀ instalací DOP - 2 letý průměr [1/rok]	-	-	1,23	2,66	2,56	2,73	2,54	2,17	2,55	2,74	2,77	2,53	3,07	2,90	2,24	2,25	2,16	2,59	2,98	2,92	2,54	2,15	1,02	0,00
Výsledné SAIDI ₀ s realizací DOP [1/rok]	275,92	265,74	261,18	272,12	241,05	244,28	226,47	234,75	215,94	216,42	201,78	203,24	195,03	188,90	194,75	180,38	177,02	172,84	173,54	160,28	158,65	165,11	163,64	152,27
Výsledné SAIDI ₀ s realizací DOP - 2 letý průměr [1/rok]	-	-	270,83	263,46	266,65	256,59	242,66	235,37	230,61	225,15	215,98	209,10	202,51	199,13	191,97	191,83	187,67	178,80	174,83	173,09	166,91	159,47	160,88	163,38
SAIDI ₀ DUQmin [1/rok]	287,19	280,01	273,01	266,18	259,53	253,04	246,71	240,55	234,53	228,67	222,95	217,38	211,94	206,65	201,48	196,44	191,53	186,74	182,07	177,52	173,09	168,76	164,54	160,43
SAIDI ₀ DHNP [1/rok]	262,22	255,66	249,27	243,04	236,96	231,04	225,26	219,63	214,14	208,79	203,57	198,48	193,51	188,68	183,96	179,36	174,88	170,50	166,24	162,09	158,03	154,08	150,23	146,48
SAIDI ₀ STQ [1/rok]	249,73	243,49	237,40	231,46	225,68	220,04	214,53	209,17	203,94	198,84	193,87	189,03	184,30	179,69	175,20	170,82	166,55	162,39	158,33	154,37	150,51	146,75	143,08	139,50
SAIDI ₀ HHNP [1/rok]	237,24	231,31	225,53	219,89	214,39	209,03	203,81	198,71	193,74	188,90	184,18	179,57	175,08	170,71	166,44	162,28	158,22	154,27	150,41	146,65	142,98	139,41	135,92	132,53
SAIDI ₀ DUQmax [1/rok]	212,27	206,96	201,79	196,74	191,83	187,03	182,35	177,80	173,35	169,02	164,79	160,67	156,65	152,74	148,92	145,20	141,57	138,03	134,58	131,21	127,93	124,73	121,62	118,58
Část SAIDI₀ s marg. cenou > 0 [1/rok]	0,00	0,00	1,23	2,66	0,00	0,00	2,54	2,17	2,55	2,74	2,77	2,53	3,07	2,90	2,24	2,25	2,16	2,59	2,98	2,92	2,54	2,15	1,02	0,00
Maximální bonus/malus motivující reg. kvality [mil. Kč]	132,26	134,91	137,60	140,36	143,16	146,03	148,95	151,93	154,96	158,06	161,22	164,45	167,74	171,09	174,51	178,00	181,56	185,20	188,90	192,68	196,53	200,46	204,47	208,56
Marginální ocenění úspory SAIFI ₀ [mil. Kč/1/rok]	574,70	593,62	613,15	633,33	654,18	675,71	697,94	720,91	744,64	769,15	794,46	820,61	847,62	875,51	904,33	934,09	964,83	996,59	1029,38	1063,26	1098,26	1134,40	1171,74	1210,30
Marginální ocenění úspory SAIDI ₀ [mil. Kč/min/rok]	5,30	5,54	5,80	6,06	6,34	6,64	6,94	7,26	7,60	7,95	8,32	8,70	9,10	9,52	9,96	10,42	10,90	11,40	11,93	12,48	13,06	13,66	14,29	14,95
Celková finanční úspora pro SAIFI ₀ [mil. Kč]	0,00	0,00	0,00	0,00	19,11	27,43	0,00	0,00	1,08	27,35	23,96	4,15	0,00	24,91	25,38	29,01	33,41	0,00	32,50	10,84	0,00	0,00	0,00	22,25
Celková finanční úspora pro SAIDI ₀ [mil. Kč]	0,00	0,00	0,00	7,14	16,15	0,00	0,00	17,62	15,79	19,39	21,82	23,04	22,04	27,95	27,62	22,30	23,46	23,52	29,56	35,53	36,47	39,23	29,44	14,60
Úspora nedodané energie [kWh]	0	14700	14700	14700	14700	14700	14700	14700	14700	14700	14700	14700	14700	14700	14700	14700	14700	14700	14700	14700	14700	14700	14700	14700
Ocenění nedodané energie [kWh]	0,90	0,92	0,94	0,96	0,97	0,99	1,01	1,03	1,05	1,08	1,10	1,12	1,14	1,16	1,19	1,21	1,24	1,26	1,29	1,31	1,34	0,00	0,00	0,00
Příjem za nedodanou energií [Kč]	0	13,495	13,764	14,040	14,321	14,607	14,899	15,197	15,501	15,811	16,127	16,450	16,779	17,114	17,457	17,806	18,162	18,525	18,896	19,274	19,659	0	0	0
Celková úspora doby trvání přerušeni [hod]	0	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Celková finanční úspora pro dobu trvání přerušeni [Kč]	0	48960	49939	50938	51957	52996	54056	55137	56240	57364	58512	59682	60876	62093	63335	64602	65894	67212	68556	69927	71325	0	0	0

Tab. 13.1: Příklad simulace přínosů instalace DOP ekonomického modelu, zdroj: Autor

13.9 Příloha č. 9: Výstup ekonomického modelu instalace DOP

rok (pořadí)	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Investiční výdaje [Kč]	-24 000 000	0	0	0	0	0	0	0	0
Výdaje na opravu a údržbu [Kč]	0	-244 800	-249 696	-254 690	-259 784	-264 979	-270 279	-275 685	-281 198
Příjmy z povolených výnosů - reg. odpisy [Kč]	0	1 200 000	1 200 000	1 200 000	1 200 000	1 200 000	1 200 000	1 200 000	1 200 000
Výše RAB za DOP [Kč]	0	24 000 000	22 800 000	21 600 000	20 400 000	19 200 000	18 000 000	16 800 000	15 600 000
Příjmy z povolených výnosů - zisk z RAB za DOP [Kč]	0	1 908 240	1 812 828	1 717 416	1 622 004	1 526 592	1 431 180	1 335 768	1 240 356
Daňové odpisy [Kč]	0	-1 263 158	-2 526 316	-2 526 316	-2 526 316	-2 526 316	-2 526 316	-2 526 316	-2 526 316
Příjmy z povolených výnosů - SAIFI _Q [Kč]	0	0	0	0	13 149 603	18 629 409	0	0	0
Příjmy z povolených výnosů - SAIDI _Q [Kč]	0	0	0	0	7 752 146	0	0	7 406 282	5 271 280
Finanční úspora za pracovníky v terénu [Kč]	0	48 960	49 939	50 938	51 957	52 996	54 056	55 137	56 240
Příjem za nedodanou energii [Kč]	0	13 495	13 764	14 040	14 321	14 607	14 899	15 197	15 501
Zisk PDS [Kč]	0	1 662 737	300 520	201 388	21 003 931	18 632 309	-96 460	7 210 384	4 975 862
Daň z příjmu [Kč]	0	315 920	57 099	38 264	3 990 747	3 540 139	-18 327	1 369 973	945 414
Hotovostní tok [Kč]	-24 000 000	2 609 975	2 769 737	2 689 440	19 539 500	17 618 486	2 448 183	8 366 727	6 556 764
Diskontovaný hotovostní tok [Kč]	-24 000 000	2 452 062	2 444 718	2 230 218	15 222 780	12 805 680	1 683 506	5 405 322	3 979 703
NPV (2017) [Kč]									169 680 466

9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-286 822	-292 559	-298 410	-304 378	-310 466	-316 675	-323 008	-329 469	-336 058	-342 779	-349 635	-356 627	-363 756	-371 024	-378 432
1 200 000	1 200 000	1 200 000	1 200 000	1 200 000	1 200 000	1 200 000	1 200 000	1 200 000	1 200 000	1 200 000	1 200 000	1 200 000	1 200 000	1 200 000
14 400 000	13 200 000	12 000 000	10 800 000	9 600 000	8 400 000	7 200 000	6 000 000	4 800 000	3 600 000	2 400 000	1 200 000	0	0	0
1 144 944	1 049 532	954 120	858 708	763 296	667 884	572 472	477 060	381 648	286 236	190 824	95 412	0	0	0
-2 526 316	-2 526 316	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	26 233 150	0	22 925 465	34 662 827	0	0	0	33 282 401	0	0	30 751 733	0
14 241 978	17 693 883	19 313 806	17 121 843	21 188 192	24 008 001	24 851 253	20 872 123	18 557 166	0	33 208 523	33 523 592	20 530 443	33 491 806	29 444 628
57 364	58 512	59 662	60 816	62 093	63 335	64 602	65 894	67 212	68 556	69 927	71 325	0	0	0
15 811	16 127	16 450	16 779	17 114	17 457	17 806	18 162	18 525	18 896	19 274	19 659	0	0	0
13 846 959	17 199 179	21 245 648	45 186 977	22 920 230	48 565 467	61 045 952	22 303 770	19 888 493	1 230 908	67 711 313	34 553 362	20 530 443	64 243 538	29 444 628
2 630 922	3 267 844	4 036 673	8 585 526	4 354 844	9 227 439	11 598 731	4 237 716	3 778 814	233 873	12 865 150	6 565 139	3 900 784	12 206 272	5 594 479
13 742 353	16 457 651	17 208 975	36 601 451	18 565 386	39 338 028	49 447 221	18 066 054	16 109 679	997 036	54 846 164	27 988 223	16 629 659	52 037 266	23 850 149
7 836 413	8 816 967	8 661 667	17 307 722	8 247 850	16 418 915	19 389 602	6 655 573	5 575 761	324 208	16 755 362	8 033 004	4 484 161	13 182 793	5 676 481

Tab. 13.2: Příklad výstupu ekonomického modelu instalace DOP

13.10 Příloha č. 10: Algoritmus lokalizace poruchy

Lokalizace poruch v síti VN

pomocí indikátorů poruch a lokátoru poruchy

1 Vstupní data sítě VN

Základní vstupní data o síti jsou uložena v matici "maticeSiteVstup" dle následujícího klíče:

1. Každý řádek reprezentuje jeden úsek sítě (úsekem se myslí vedení, vypínač, odpínač, indikátor poruch, atd.)
 - 2.1 První sloupec reprezentuje počáteční uzel z něhož úsek vychází
 - 2.2 Druhý sloupec reprezentuje koncový uzel do něhož úsek ústí
 - 2.3 Třetí sloupec reprezentuje délku úseku [m]
 - 2.4 Čtvrtý sloupec reprezentuje jednotkový odpor úseku [Ohm/kilometr]
 - 2.5 Pátý sloupec reprezentuje popis úseku

Údaje o zapnutí/vypnutí úsečnicků a vypínačů jsou uloženy v matici "maticeUSZapVyp":

1. Každý řádek reprezentuje jeden spínací prvek sítě
 - 2.1 První sloupec obsahuje název prvku
 - 2.2 Druhý sloupec reprezentuje stav prvku (1-zapnuto, 0-vypnuto)

Informace z indikátorů poruch v matici "maticeIndikatoruVstup" ve formátu:

1. Každý řádek reprezentuje jeden indikátor poruchy
 - 2.1 První sloupec reprezentuje počáteční uzel z něhož indikátor vychází (pro nesměrový se porucha vztahuje pouze k tomuto uzlu)
 - 2.2 Druhý sloupec reprezentuje koncový uzel do něhož indikátor ústí (tím je dána výchozí orientace indikátoru poruchy)
 - 2.3 Třetí sloupec reprezentuje aktuální směr indikace (1 = výchozí směr, -1 = opačný než výchozí směr, 0 = nesměrový indikátor)
 - 2.4 Čtvrtý sloupec udává stav indikátoru (1 = aktivní signalizace poruchy, 0 = bez poruchy)

Nakonec jsou vloženy tyto údaje:

1. Uzel, do něž je připojen lokátor poruch "poziceLokatoru"
2. Napájecí uzel sítě "poziceNapajecihoUzlu"
3. Impedanční vzdálenost poruchy [Ohm] "impVzdPoruchy"

```
maticeSiteVstup =
  {{1, 2, 1, 0.2, "US_0000"},
   {2, 3, 1, 0.2, "Ind_poruch"},
   {3, 4, 500, 0.2, "Vedení kabel"},
   {4, 5, 1, 0.2, "US_4303"},
   {5, 6, 348, 0.2, "Vedení"},
   {6, 7, 130, 0.6, "Vedení"},
   {7, 8, 1, 0.2, "US_8578"},
   •
   {272, 273, 1, 0.2, "US_1317"},
   {273, 261, 10, 1, "Vedení"}
  };
maticeUSZapVyp = {
  {"US_0000", 1},
  {"US_4303", 1},
  {"US_8578", 1},
  •
  {"US_1317", 1}
};
maticeIndikatoruVstup =
  {{2, 3, 0, 1},
   {73, 74, 0, 0},
   {124, 125, 0, 1},
   {220, 221, 0, 0},
   {224, 225, 0, 0}
  };

poziceLokatoru = 1;
poziceNapajecihoUzlu = 1;
impVzdPoruchy = 1.5; (*Ohm*)
```

2 Grafické zobrazení sítě VN

Zobrazí pro přehled topologii sítě VN spolu s informacemi o jednotlivých úsecích. Délka úseků nerespektuje jejich fyzickou ani impedanční vzdálenost.

```
(*naplnění matice "maticeGrafDisp" pro zobrazení grafu*)
maticeGrafDisp = ConstantArray[∞, {Max[maticeSiteVstup[{All, {1, 2}}], Max[maticeSiteVstup[{All, {1, 2}}]}];
usekyPopis = {};
For[n = 1, n ≤ Length[maticeSiteVstup], n++,
  If[StringTake[maticeSiteVstup[[n, 5]], 2] == "US",
    If[maticeUSZapVyp[[Position[maticeUSZapVyp, maticeSiteVstup[[n, 5]]][[1, 1]], 2]] == 1,
      maticeGrafDisp[[maticeSiteVstup[[n, 1]], maticeSiteVstup[[n, 2]]]] =
        (maticeSiteVstup[[n, 3]] * maticeSiteVstup[[n, 4]]);
      maticeGrafDisp[[maticeSiteVstup[[n, 2]], maticeSiteVstup[[n, 1]]]] =
        (maticeSiteVstup[[n, 3]] * maticeSiteVstup[[n, 4]]);
      usekyPopis = Append[usekyPopis, maticeSiteVstup[[n, 1]] → maticeSiteVstup[[n, 2]] →
        Placed[maticeSiteVstup[[n, 5]], {0.5, {0, 1}}]];
    ],
    maticeGrafDisp[[maticeSiteVstup[[n, 1]], maticeSiteVstup[[n, 2]]]] =
      (maticeSiteVstup[[n, 3]] * maticeSiteVstup[[n, 4]]);
    maticeGrafDisp[[maticeSiteVstup[[n, 2]], maticeSiteVstup[[n, 1]]]] =
      (maticeSiteVstup[[n, 3]] * maticeSiteVstup[[n, 4]]);
  ]
];

(*formátování skupin úseků grafu*)
usekyUS =
  Table[If[StringTake[maticeSiteVstup[[i, 5]], 2] == "US",
    UndirectedEdge[maticeSiteVstup[[i, 1]], maticeSiteVstup[[i, 2]]], {i, 1, Length[maticeSiteVstup]}];
usekyIndZap =
  Table[If[maticeIndikatoruVstup[[i, 4]] == 1,
    UndirectedEdge[maticeIndikatoruVstup[[i, 1]], maticeIndikatoruVstup[[i, 2]]],
    {i, 1, Length[maticeIndikatoruVstup]}];
usekyIndVyp =
  Table[If[maticeIndikatoruVstup[[i, 4]] == 0,
    UndirectedEdge[maticeIndikatoruVstup[[i, 1]], maticeIndikatoruVstup[[i, 2]]],
    {i, 1, Length[maticeIndikatoruVstup]}];

(*zobrazení sítě pomocí grafu*)
grafSite =
  HighlightGraph[WeightedAdjacencyGraph[maticeGrafDisp, (*GraphLayout→{"RadialEmbedding"},*)
    (*VertexLabels→Table[i→Placed["Name", Above], {i, 1, Length[maticeGrafDisp]}],
    VertexLabelStyle→Directive[Black, 12], *)
    EdgeLabels → usekyPopis, VertexSize → 0.1 ],
    {Style[usekyUS, Thickness[0.005], Blue], Style[usekyIndZap, Thickness[0.005], Darker[Green]],
    Style[usekyIndVyp, Thickness[0.005], Lighter[Red]]}]
```

3 Nalezení potencionálních poruchových úseků z informací indikátorů poruch

Algoritmus nalezení možných poruchových úseků z informací indikátorů poruch funguje následujícím způsobem:

1. Všechny uzly sítě jsou postupně testovány, zda splňují vymezení dle informací z indikátorů poruch
2. Uzly jsou sdruženy dle oblastí ohraničených indikátory poruch - uzly v jedné oblasti shodně vyhovují či nevyhovují vymezení dle indikátorů poruch
3. Za tímto účelem je pro každý uzel vytvořena posloupnost cest z tohoto uzlu do ostatních uzlů
4. V případě, že u jednoho uzlu z oblastí dojde k označení zda vyhovuje, či nevyhovuje vymezení dle indikátorů poruch, všechny již prozkoumané uzly z této oblasti jsou zařazeny do stejné kategorie vyhovuje/nevyhovuje v poli "polePoruchaIndikator"

```
(* vytvoření maticeSous - vážená matice Sousednosti sítě*)
maticeSous = ConstantArray[0, {Max[maticeSiteVstup[{All, {1, 2}}], Max[maticeSiteVstup[{All, {1, 2}}]}];
For[n = 1, n ≤ Length[maticeSiteVstup], n++,
  maticeSous[[maticeSiteVstup[[n, 1]], maticeSiteVstup[[n, 2]]]] =
    (maticeSiteVstup[[n, 3]] * maticeSiteVstup[[n, 4]] / 1000);
  maticeSous[[maticeSiteVstup[[n, 2]], maticeSiteVstup[[n, 1]]]] =
    (maticeSiteVstup[[n, 3]] * maticeSiteVstup[[n, 4]] / 1000);
]

(*úprava topologie sítě o vypnuté prvky*)
For[m = 1, m ≤ Length[maticeUSZapVyp], m++,
  If[maticeUSZapVyp[[m, 2]] == 0,
    maticeSous[[maticeSiteVstup[[Position[maticeSiteVstup, maticeUSZapVyp[[m, 1]]][[1, 1]], 1]],
      maticeSiteVstup[[Position[maticeSiteVstup, maticeUSZapVyp[[m, 1]]][[1, 1]], 2]]]] = 0;
    maticeSous[[maticeSiteVstup[[Position[maticeSiteVstup, maticeUSZapVyp[[m, 1]]][[1, 1]], 2]],
      maticeSiteVstup[[Position[maticeSiteVstup, maticeUSZapVyp[[m, 1]]][[1, 1]], 1]]]] = 0;
  ]
];
```



```

(*inicializace proměnných polí*)
polePoruchaIndikator = {}; (*pole, do nějž bude zapsán seznam uzlů s možnou poruchou dle indikátorů poruch*)
poleNePoruchaIndikator = {}; (*pole, do nějž bude zapsán seznam uzlů bez poruchy dle indikátorů poruch*)
usekyMožnaPorucha = {}; (*pole s úseky na nichž může být porucha*)
usekyPopisMožnaPorucha = {}; (*pole s úseky na nichž může být porucha ve formátu vhodném pro grafický výstup*)
sledCest = {}; (*pole do nějž se postupně zapisují uzly při prohlédávání sítě*)
sledCestOdNapajece = {{poziceNapajecihoUzlu}}; (*inicializace pole pro zjištění všech možných cest v síti*)

(*určí všechny cesty směrem od napaječe pro rozhodování dle informací z nesměrových indikátorů*)
For[k = 1, k <= Length[sledCestOdNapajece], k++,
  konecnyUzel = 1;
  For[m = 1, m <= Length[matriceSous], m++,
    (*prochází matriceSous a přidává následné uzly*)
    If[matriceSous[sledCestOdNapajece[k, Length[sledCestOdNapajece[k]]], m] > 0 &&
      Length[Position[sledCestOdNapajece[k], m]] == 0,

      sledCestOdNapajece = Append[sledCestOdNapajece, Append[sledCestOdNapajece[k], m]];
      konecnyUzel = 0
    ]
  ];
  If[konecnyUzel == 0,
    (*vymaže již prohledaný úsek*)
    sledCestOdNapajece = Delete[sledCestOdNapajece, k];
    (*resetuje proměnnou*)
    k--;
  ]
];

(*cyklus procházející všechny uzly ze vstupní matice*)
For[x = 1, x <= Length[matriceSiteVstup], x++,
  zaraditUsek = 1; (*proměnná rozhodující o zařazení úseku do pole bez poruchy nebo s poruchou*)
  If[Length[Position[poleNePoruchaIndikator, x]] > 0 || Length[Position[polePoruchaIndikator, x]] > 0,
    (*uzel je již zařazen*),
    (*uzel ještě nebyl zařazen do kategorie s poruchou/bez poruchy*)
    If[Length[Position[Flatten[sledCestOdNapajece], x]] == 0,
      (*uzel není v napájené části sítě*)
      zaraditUsek = 0,
      (*uzel je v napájené části sítě*)

      (*definice výchozího uzlu pro sledCest*)
      sledCest = {{x}};

      (*projde všechny navazující úseky v síti a přidává je do sledCest*)
      For[k = 1, k <= Length[sledCest], k++,
        konecnyUzel = 1;
        For[m = 1, m <= Length[matriceSous], m++,
          (*prochází matriceSous kde není 0*)
          If[matriceSous[sledCest[k, Length[sledCest[k]]], m] > 0 && Length[Position[sledCest[k], m]] == 0,
            (*zjistí zda daný úsek - kombinace 2 uzlů je indikátor poruchy*)
            If[Length[Position[matriceIndikatoruVstup[All, {1, 2}], sledCest[k, Length[sledCest[k]]]]] > 0 &&
              Length[Position[matriceIndikatoruVstup[All, {1, 2}], m]] > 0 &&
              Length[Intersection[Position[matriceIndikatoruVstup[All, {1, 2}], m][All, {1}],
                Position[matriceIndikatoruVstup[All, {1, 2}], sledCest[k, Length[sledCest[k]]]][All, {1}]]] >
              0,
            (*proměnná sloužící k ukončení cyklu hledání odpovídajícího indikátoru poruch*)
            ukonciCyklusHledaniInd = 0;
            (*cyklus hledající odpovídající indikátor poruch*)
            For[j = 1, j <= Length[matriceIndikatoruVstup], j++,
              If[(matriceIndikatoruVstup[j, 1]] == sledCest[k, Length[sledCest[k]]] &&
                matriceIndikatoruVstup[j, 2] == m ||
                (matriceIndikatoruVstup[j, 2] == sledCest[k, Length[sledCest[k]]] &&
                  matriceIndikatoruVstup[j, 1] == m),

                If[matriceIndikatoruVstup[j, 3] == 0,
                  (*jedná se o nesměrový indikátor*)
                  If[matriceIndikatoruVstup[j, 4] == 0,
                    (*nesměrový indikátor stav bez aktivní signalizace poruchy*)
                    For[n = 1, n <= Length[sledCestOdNapajece], n++,
                      If[Length[Position[sledCestOdNapajece[n], m]] > 0 &&
                        Length[Position[sledCestOdNapajece[n], sledCest[k, Length[sledCest[k]]]]] > 0,
                        If[Position[sledCestOdNapajece[n], m][1, 1]] >
                          Position[sledCestOdNapajece[n], sledCest[k, Length[sledCest[k]]]][1, 1],
                          (*signalizace dle indikátoru je ok → může být poruchový úsek*)
                          ukonciCyklusHledaniInd = 1;
                          Break[];
                    ]
                  ]
                ]
            ]
          ]
        ]
      ]
    ]
  ]
];

```

```

        (*signalizace dle idikátoru není ok → nemůže být poruchový úsek*)
        zaraditUsek = 0;
        ukonciCyklusHledaniInd = 1;
        Break[]
    ]
]
],
(*nesměrový indikátor stav s aktivní signalizací poruchy*)
For [n = 1, n <= Length[sledCestOdNapajece], n++,
    If [Length[Position[sledCestOdNapajece[[n]], m]] > 0 &&
        Length[Position[sledCest[[k, Length[sledCest[[k]]]]]] > 0,
        If [Position[sledCestOdNapajece[[n]], m][[1, 1]] <
            Position[sledCestOdNapajece[[n]], sledCest[[k, Length[sledCest[[k]]]]][[1, 1]],
            (*signalizace dle indikátoru je ok → může být poruchový úsek*)
            ukonciCyklusHledaniInd = 1;
            Break[],
            (*signalizace dle idikátoru není ok → nemůže být poruchový úsek*)
            ukonciCyklusHledaniInd = 1;
            zaraditUsek = 0;
            Break[]
        ]
    ]
]
],
(*jedná se o směrový indikátor*)
If [maticeIndikatoruVstup[[j, 4]] == 0,
    (*směrový indikátor stav bez aktivní signalizace poruchy*)
    For [n = 1, n <= Length[sledCestOdNapajece], n++,
        If [Length[Position[sledCestOdNapajece[[n]], m]] > 0 &&
            Length[Position[sledCestOdNapajece[[n]], sledCest[[k, Length[sledCest[[k]]]]]] > 0,
            If [Position[sledCestOdNapajece[[n]], m][[1, 1]] >
                Position[sledCestOdNapajece[[n]], sledCest[[k, Length[sledCest[[k]]]]][[1, 1]],
                (*signalizace dle indikátoru je ok → může být poruchový úsek*)
                ukonciCyklusHledaniInd = 1;
                Break[],
                (*signalizace dle idikátoru není ok → nemůže být poruchový úsek*)
                zaraditUsek = 0;
                ukonciCyklusHledaniInd = 1;
                Break[]
            ]
        ]
    ]
],
(*směrový indikátor stav s aktivní signalizací poruchy*)
If [(Position[maticeIndikatoruVstup[[j, {1, 2}]], sledCest[[k, Length[sledCest[[k]]]]][[1, 1]] -
    Position[maticeIndikatoruVstup[[j, {1, 2}]], m][[1, 1]]) * maticeIndikatoruVstup[[j, 3]] > 0,
    (*signalizace dle indikátoru je ok → může být poruchový úsek*)
    ukonciCyklusHledaniInd = 1;
    Break[]
],
(*signalizace dle idikátoru není ok → nemůže být poruchový úsek*)
zaraditUsek = 0;
ukonciCyklusHledaniInd = 1;
Break[]
]
]
];
If [ukonciCyklusHledaniInd == 1, Break[]]
],
(*pokud úsek není indikátor, přidá ho do pole sledCest*)
sledCest = Append[sledCest, Append[sledCest[[k]], m]];
konecnyUzel = 0;
]
];
If [zaraditUsek == 0,
    Break[]; (*ukončí cyklus procházení řádku maticeSous*)
]
];
If [zaraditUsek == 0,
    Break[] (*ukončí postupné procházení pole sledCest*)
];
];

```

```

If[konecnyUzel == 0,
  (*vymaže již prohledaný úsek*)
  sledCest = Delete[sledCest, k];
  (*resetuje proměnnou k*)
  k--
]
];
If[zaraditUsek == 0,
  (*zařadí uzel a všechny uzly ze sledCest do pole obsahující úseky bez poruchy*)
  For[y = 1, y < Length[Flatten[sledCest]], y++,

    If[Length[Position[poleNePoruchaIndikator, Flatten[sledCest][[y]]]] > 0, ,
      poleNePoruchaIndikator = Append[poleNePoruchaIndikator, Flatten[sledCest][[y]]]
    ]
  ],
  (*zařadí uzel a všechny uzly ze sledCest do pole obsahující úseky s poruchou*)
  For[y = 1, y < Length[Flatten[sledCest]], y++,
    If[Length[Position[polePoruchaIndikator, Flatten[sledCest][[y]]]] > 0, ,
      polePoruchaIndikator = Append[polePoruchaIndikator, Flatten[sledCest][[y]]]
    ]
  ]
];
(*konečné nalezení všech úseků s poruchou dle informací z indikátorů poruch*)
For[p = 1, p < Length[matriceSiteVstup], p++,
  If[Length[Position[polePoruchaIndikator, matriceSiteVstup[[p, 1]]]] > 0 &&
    Length[Position[polePoruchaIndikator, matriceSiteVstup[[p, 2]]]] > 0,
    (*oba uzly úseku z matriceSiteVstup jsou vyhodnoceny jako s možnou poruchou*)
    usekyPopisMožnaPorucha = Append[usekyPopisMožnaPorucha, matriceSiteVstup[[p, 1]] -- matriceSiteVstup[[p, 2]]];
    usekyMožnaPorucha = Append[usekyMožnaPorucha, {matriceSiteVstup[[p, 1]], matriceSiteVstup[[p, 2]]}];
  ]
];
(*Grafické zobrazení možných poruchových úseků*)
usekyUS =
  Table[If[StringTake[matriceSiteVstup[[i, 5]], 2] == "US",
    UndirectedEdge[matriceSiteVstup[[i, 1]], matriceSiteVstup[[i, 2]]], {i, 1, Length[matriceSiteVstup]}];
usekyIndZap =
  Table[If[matriceIndikatoruVstup[[i, 4]] == 1,
    UndirectedEdge[matriceIndikatoruVstup[[i, 1]], matriceIndikatoruVstup[[i, 2]]],
    {i, 1, Length[matriceIndikatoruVstup]}];
usekyIndVyp =
  Table[If[matriceIndikatoruVstup[[i, 4]] == 0,
    UndirectedEdge[matriceIndikatoruVstup[[i, 1]], matriceIndikatoruVstup[[i, 2]]],
    {i, 1, Length[matriceIndikatoruVstup]}];

grafSiteMožnaPoruchy =
  HighlightGraph[WeightedAdjacencyGraph[matriceGrafDisp, (*GraphLayout->{"RadialEmbedding"},*)
    (*VertexLabels->Table[i->Placed["Name", Above], {i, 1, Length[matriceGrafDisp]}],
    VertexLabelStyle->Directive[Black, 10], *) EdgeLabels -> usekyPopis, VertexSize -> 0.1],
    {Style[usekyUS, Thickness[0.005], Blue], Style[usekyIndZap, Thickness[0.005], Darker[Green]],
    Style[usekyIndVyp, Thickness[0.005], Red], Style[usekyPopisMožnaPorucha, Thickness[0.005], Orange]}]

```

4 Lokalizace poruchy z informací lokátoru poruch

Algoritmus nalezení možných poruchových úseků z informací lokátoru poruch funguje následujícím způsobem:

1. Nejprve je vyšetřeno, zda v síti existuje cyklus (tj. existuje více cest mezi nějakými dvěma uzly sítě)
2. Pokud neexistuje cyklus (paprsková síť), prohledává se síť a impedanční vzdálenost je určena prostým součtem impedancí úseků
3. Pokud existuje cyklus (okružní nebo mřížová síť), výpočet impedance je proveden pomocí Laplaceovy matice sítě z důvodu existence paralelních cest.
4. Výstupem je seznam úseků s možnou poruchou dle lokátoru poruch spolu s hodnotami impedancí pro výpočet přetížení místa poruchy

```

cestaLokatorImp = {}; (*pole, do něž se zapisují cesty od lokátoru - bez cyklu v síti*)
usekyLokatorImpCyklus = {}; (*pole, do něž se zapisují možné poruchové úseky - s cyklem v síti*)
If[Length[FindCycle[grafSite]] == 0,
  (*síť je paprsková - lze použít jednoduché určení impedance smyčky*)
  (*určit první prohledávané úseky z uzlu, kde je umístěn lokalizátor poruchy. *)
  For[m = 1, m < Length[matriceSous], m++,
    If[matriceSous[[poziceLokatoru, m]] > 0,
      (*vyplnění pole prohledávaných úseků*)
      cestaLokatorImp = Append[cestaLokatorImp, {matriceSous[[poziceLokatoru, m]], {poziceLokatoru, m}}]
    ]
  ];

```

```

(*cyklus procházející všechny navazující úseky*)
For[n = 1, n <= Length[cestaLokatorImp], n++,

(*Impedance je menší než dle lokátoru poruchy*)
If[cestaLokatorImp[[n, 1]] < impVzdPoruchy,
(*prochází všechny následující úseky a přidá je do pole cestaLokatorImp*)
For[m = 1, m <= Length[matriceSous], m++,
If[matriceSous[[cestaLokatorImp[[n, 2, Length[cestaLokatorImp[[n, 2]]]]], m]] > 0 &&
Length[Position[cestaLokatorImp[[n, 2]], m]] == 0,
cestaLokatorImp = Append[cestaLokatorImp,
{cestaLokatorImp[[n, 1]] + matriceSous[[cestaLokatorImp[[n, 2, Length[cestaLokatorImp[[n, 2]]]]], m]],
Insert[cestaLokatorImp[[n, 2]], m, -1]]]
]
];
cestaLokatorImp = Delete[cestaLokatorImp, n];
n--
]
];
(*zápis do konečného výstupního pole*)
polePoruchaLokator =
Table[{cestaLokatorImp[[i, 2, Length[cestaLokatorImp[[i, 2]]] - 1]],
cestaLokatorImp[[i, 2, Length[cestaLokatorImp[[i, 2]]]]], {i, 1, Length[cestaLokatorImp]}};

(*síť je paprsková - lze použít jednoduché určení impedance smyčky*)
(*vytvoření Laplaceovy matice sítě*)
LaplacianMatrix = matriceSous;
For[j = 1, j <= Length[LaplacianMatrix], j++,
For[k = 1, k <= Length[LaplacianMatrix], k++,
If[LaplacianMatrix[[j, k]] ≠ 0,
LaplacianMatrix[[j, k]] = -1/LaplacianMatrix[[j, k]];
]
]
];
(*výpočet imedančních vzdáleností v grafu → ResistanceMatrix*)
LaplacianMatrix =
LaplacianMatrix + IdentityMatrix[Length[LaplacianMatrix]] *
Table[-Total[LaplacianMatrix[[i, All]]], {i, 1, Length[LaplacianMatrix]}};
InverseGam =
Inverse[LaplacianMatrix + ConstantArray[1, {Length[LaplacianMatrix], Length[LaplacianMatrix]}] /
Length[LaplacianMatrix]];
LaplacianMatrix + ConstantArray[1, {Length[LaplacianMatrix], Length[LaplacianMatrix]}] /
Length[LaplacianMatrix] // MatrixForm;

(*impedanční matice*)
ResistanceMatrix =
((InverseGam * IdentityMatrix[Length[LaplacianMatrix]] +
ConstantArray[1, {Length[LaplacianMatrix], Length[LaplacianMatrix]}] +
(ConstantArray[1, {Length[LaplacianMatrix], Length[LaplacianMatrix]}] *
(InverseGam * IdentityMatrix[Length[LaplacianMatrix]]) - 2 * InverseGam;

(*přesná lokalizace poruchy v rámci úseku*)
For[j = 1, j <= Length[matriceSiteVstup], j++,
If[(ResistanceMatrix[[poziceLokatoru, matriceSiteVstup[[j, 1]]]] > impVzdPoruchy &&
ResistanceMatrix[[poziceLokatoru, matriceSiteVstup[[j, 2]]]] <= impVzdPoruchy) ||
(ResistanceMatrix[[poziceLokatoru, matriceSiteVstup[[j, 2]]]] > impVzdPoruchy &&
ResistanceMatrix[[poziceLokatoru, matriceSiteVstup[[j, 1]]]] <= impVzdPoruchy),
If[(ResistanceMatrix[[poziceLokatoru, matriceSiteVstup[[j, 1]]]] > impVzdPoruchy &&
ResistanceMatrix[[poziceLokatoru, matriceSiteVstup[[j, 2]]]] <= impVzdPoruchy),
usekyLokatorImpCyklus = Append[usekyLokatorImpCyklus,
{{impVzdPoruchy - ResistanceMatrix[[poziceLokatoru, matriceSiteVstup[[j, 2]]]],
ResistanceMatrix[[poziceLokatoru, matriceSiteVstup[[j, 1]]]] -
ResistanceMatrix[[poziceLokatoru, matriceSiteVstup[[j, 2]]]], matriceSiteVstup[[j, 3]]},
{matriceSiteVstup[[j, 1]], matriceSiteVstup[[j, 2]]}},
usekyLokatorImpCyklus = Append[usekyLokatorImpCyklus,
{{impVzdPoruchy - ResistanceMatrix[[poziceLokatoru, matriceSiteVstup[[j, 1]]]],
ResistanceMatrix[[poziceLokatoru, matriceSiteVstup[[j, 2]]]] -
ResistanceMatrix[[poziceLokatoru, matriceSiteVstup[[j, 1]]]], matriceSiteVstup[[j, 3]]},
{matriceSiteVstup[[j, 2]], matriceSiteVstup[[j, 1]]}}]
]
]
];
(*zápis do konečného výstupního pole*)
polePoruchaLokator = usekyLokatorImpCyklus[[All, 2]]
];

```

5 Přesná lokalizace poruchy

Na základě lokalizace dle indikátorů i informace z lokalizátoru je určeno přesné místo/a poruchy v síti.

```

polePoruchaFinal = {}; (*pole, do něž se zapisuje konečná poloha možných poruchových míst*)
For[j = 1, j <= Length[polePoruchaLokator], j++,
(*pokud se množiny dle indikátorů a lokátoru prolínají, nalezneme přesné místo poruchy*)

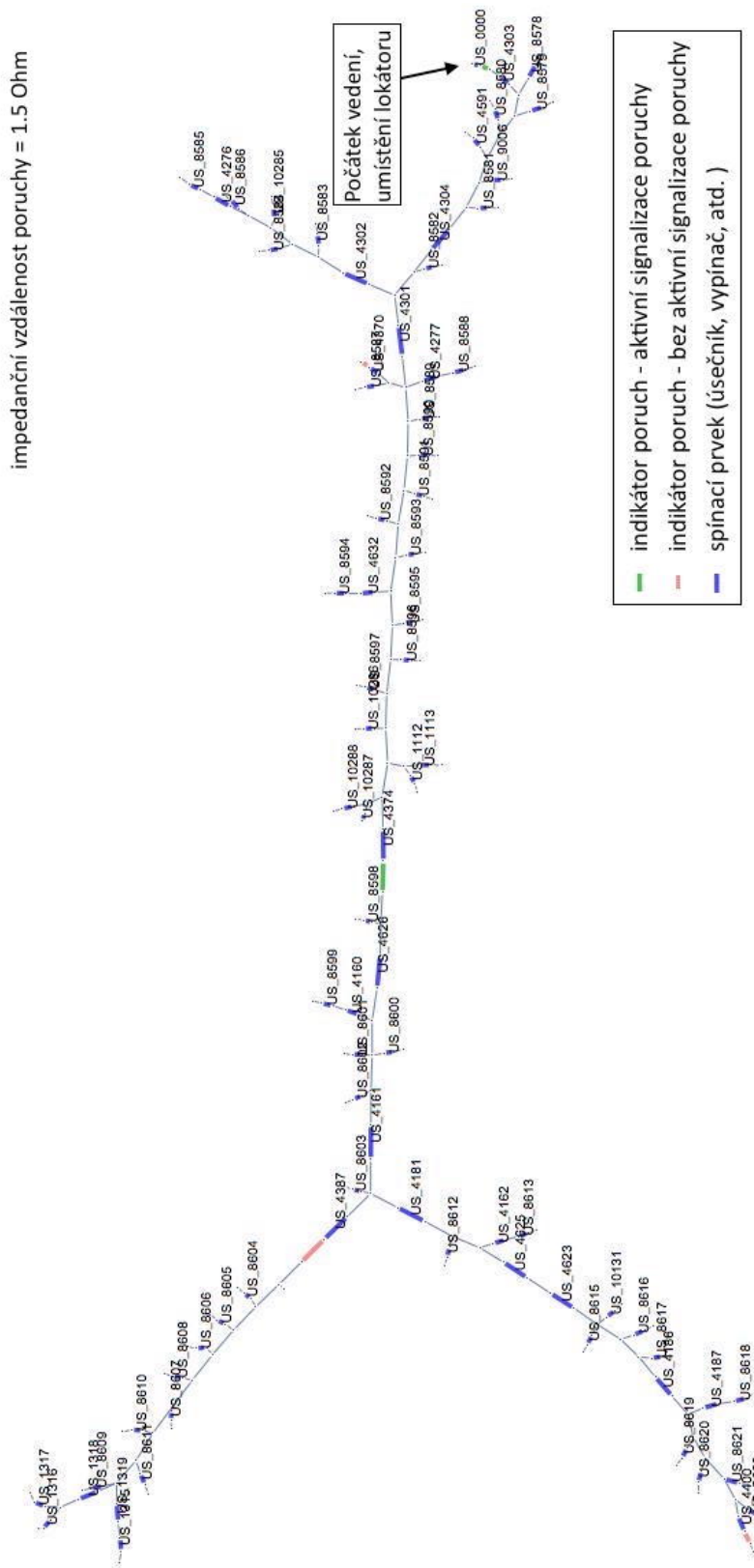
```

```

If[Length[Position[polePoruchaIndikator, polePoruchaLokator[[j, 1]]] > 0 &&
Length[Position[polePoruchaIndikator, polePoruchaLokator[[j, 2]]] > 0,
(*určí přesnou polohu v rámci daného úseku*)
If[Length[cestaLokatorImp] > 0,
For[k = 1, k ≤ Length[matriceSiteVstup], k++,
If[(matriceSiteVstup[[k, 1]] == polePoruchaLokator[[j, 1]] &&
matriceSiteVstup[[k, 2]] == polePoruchaLokator[[j, 2]]) ||
(matriceSiteVstup[[k, 2]] == polePoruchaLokator[[j, 1]] &&
matriceSiteVstup[[k, 1]] == polePoruchaLokator[[j, 2]]),
impUseku = matriceSiteVstup[[k, 3]] * matriceSiteVstup[[k, 4]] / 1000;
delkaUseku = matriceSiteVstup[[k, 3]];
]
];
finImpUzlu = cestaLokatorImp[[j, 1]];
vzdPoruchyUsek = delkaUseku * (impVzdPoruchy - (finImpUzlu - impUseku)) / (impUseku);
polePoruchaFinal = Append[polePoruchaFinal,
{{polePoruchaLokator[[j, 2]], polePoruchaLokator[[j, 1]], vzdPoruchyUsek}}
,
If[Length[usekyLokatorImpCyklus] > 0,
delkaUseku = usekyLokatorImpCyklus[[j, 1, 3]];
impUseku = usekyLokatorImpCyklus[[j, 1, 2]];
vzdPoruchyUsek = delkaUseku * (usekyLokatorImpCyklus[[j, 1, 1]]) / (impUseku);
polePoruchaFinal = Append[polePoruchaFinal, {{polePoruchaLokator[[j, 1]], polePoruchaLokator[[j, 2]]},
vzdPoruchyUsek]]
]
]
];
(*určení jednotlivých typů úseků*)
usekyUS =
Table[If[StringTake[matriceSiteVstup[[i, 5], 2] == "US",
UndirectedEdge[matriceSiteVstup[[i, 1]], matriceSiteVstup[[i, 2]]], {i, 1, Length[matriceSiteVstup]}];
usekyIndZap =
Table[If[matriceIndikatoruVstup[[i, 4]] == 1,
UndirectedEdge[matriceIndikatoruVstup[[i, 1]], matriceIndikatoruVstup[[i, 2]]],
{i, 1, Length[matriceIndikatoruVstup]}];
usekyIndVyp =
Table[If[matriceIndikatoruVstup[[i, 4]] == 0,
UndirectedEdge[matriceIndikatoruVstup[[i, 1]], matriceIndikatoruVstup[[i, 2]]],
{i, 1, Length[matriceIndikatoruVstup]}];
usekyPoruchaLok = Table[UndirectedEdge[polePoruchaLokator[[i, 1]], polePoruchaLokator[[i, 2]]],
{i, 1, Length[polePoruchaLokator]}];
usekyPorucha = Table[UndirectedEdge[polePoruchaFinal[[i, 1, 1]], polePoruchaFinal[[i, 1, 2]]],
{i, 1, Length[polePoruchaFinal]}];
(*konečné grafické zobrazení výsledků*)
If[Length[usekyPorucha] == 0,
Print["Informace z lokátoru poruch neodpovídají informacím z indikátorů poruch."];
grafSitePoruchy =
HighlightGraph[WeightedAdjacencyGraph[matriceGrafDisp, (*GraphLayout->{"RadialEmbedding"},*)
(*VertexLabels->Table[i->Placed["Name", Above], {i, 1, Length[matriceGrafDisp]}],
VertexLabelStyle->Directive[Black, 10], *) EdgeLabels -> usekyPopis, VertexSize -> 0.1],
{Style[usekyUS, Thickness[0.005], Blue], Style[usekyIndZap, Thickness[0.005], Darker[Green]],
Style[usekyIndVyp, Thickness[0.005], Darker[Yellow]],
Style[usekyPopisMoznaPorucha, Thickness[0.005], Orange], Style[usekyPoruchaLok, Thickness[0.005], Red]}];
Print[grafSitePoruchy];
For[i = 1, i ≤ Length[polePoruchaFinal], i++,
Print["Porucha na úseku ", polePoruchaFinal[[i, 1, 1]], " -> ", polePoruchaFinal[[i, 1, 2]],
" ve vzdálenosti ", polePoruchaFinal[[i, 2]] // N, " metrů od uzlu ", polePoruchaFinal[[i, 1, 1]], "."];
],
grafSitePoruchy =
HighlightGraph[WeightedAdjacencyGraph[matriceGrafDisp, (*GraphLayout->{"RadialEmbedding"},*)
(*VertexLabels->Table[i->Placed["Name", Above], {i, 1, Length[matriceGrafDisp]}],
VertexLabelStyle->Directive[Black, 10], *) EdgeLabels -> usekyPopis, VertexSize -> 0.1],
{Style[usekyUS, Thickness[0.005], Blue], Style[usekyIndZap, Thickness[0.005], Darker[Green]],
Style[usekyIndVyp, Thickness[0.005], Darker[Yellow]],
Style[usekyPopisMoznaPorucha, Thickness[0.005], Orange], Style[usekyPorucha, Thickness[0.005], Purple]}];
Print[grafSitePoruchy];
For[i = 1, i ≤ Length[polePoruchaFinal], i++,
Print["Možná porucha na úseku ", polePoruchaFinal[[i, 1, 1]], " -> ", polePoruchaFinal[[i, 1, 2]],
" ve vzdálenosti ", polePoruchaFinal[[i, 2]] // N, " metrů od uzlu ", polePoruchaFinal[[i, 1, 1]], "."];
];
]
]

```

13.11 Příloha č. 11: Algoritmus lokalizace poruchy - Graf vstupní topologie sítě



Obr. 13.40: Algoritmus lokalizace poruchy – Graf vstupní topologie sítě, Zdroj Autor.