

VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

Fakulta elektrotechniky
a komunikačních technologií

DIPLOMOVÁ PRÁCE

Brno, 2021

Bc. Branislav Vavruš



VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

FAKULTA ELEKTROTECHNIKY A KOMUNIKAČNÍCH TECHNOLOGIÍ

FACULTY OF ELECTRICAL ENGINEERING AND COMMUNICATION

ÚSTAV ELEKTROENERGETIKY

DEPARTMENT OF ELECTRICAL POWER ENGINEERING

NÁVRH A OVĚŘENÍ TESTOVACÍCH SCÉNÁŘŮ ROZVÍJEJÍCÍCH SE PORUCH PRO DS BRNO-STŘED

PROPOSAL AND VERIFICATION OF FAULT SCENARIOS FOR FIELD TESTS IN MV NETWORK BRNO CENTRE

DIPLOMOVÁ PRÁCE

MASTER'S THESIS

AUTOR PRÁCE

AUTHOR

Bc. Branislav Vavruš

VEDOUCÍ PRÁCE

SUPERVISOR

doc. Ing. David Topolánek, Ph.D.

BRNO 2021

Diplomová práce

magisterský navazující studijní program **Elektroenergetika**

Ústav elektroenergetiky

Student: Bc. Branislav Vavruš

ID: 186229

Ročník: 2

Akademický rok: 2020/21

NÁZEV TÉMATU:

Návrh a ověření testovacích scénářů rozvíjejících se poruch pro DS Brno-střed

POKYNY PRO VYPRACOVÁNÍ:

1. Seznámení se s numerickým modelem Brno-střed
 - úvod do DS Brno-střed – základní popis a technologie
 - popis funkcí modelu a výpočtu
2. Doplnění a validace numerického modelu dle potřeby zadavatele
 - doplnění rozpadových míst, kontrola a oprava topologie a odběratelů
 - validace modelu, vizualizace výsledků apod.
3. Návrh testovacích scénářů pro provedení pilotních testů poruchových stavů v DS Brno-střed
 - definování relevantních poruchových stavů pro testy
 - návrh a rozpracování scénáře pro jednotlivé poruchové stavy
 - optimalizace navržených scénářů s ohledem na možná provozní omezení
4. Analýza zkratových poměrů – definování základního provozního schématu soustavy Brno- střed
 - návrh vhodných řešení pro omezení zkratových proudů
 - výběr vhodného řešení (bezpečnost vs spolehlivost) a ověření zkratového výpočtu
5. Analýza proudových a napěťových poměrů pro definované testovací scénáře

DOPORUČENÁ LITERATURA:

podle pokynů vedoucího diplomové práce

Termín zadání: 8.2.2021

Termín odevzdání: 24.5.2021

Vedoucí práce: doc. Ing. David Topolánek, Ph.D.

doc. Ing. Petr Toman, Ph.D.
předseda rady studijního programu

UPOZORNĚNÍ:

Autor diplomové práce nesmí při vytváření diplomové práce porušit autorská práva třetích osob, zejména nesmí zasahovat nedovoleným způsobem do cizích autorských práv osobnostních a musí si být plně vědom následků porušení ustanovení § 11 a následujících autorského zákona č. 121/2000 Sb., včetně možných trestněprávních důsledků vyplývajících z ustanovení části druhé, hlavy VI. díl 4 Trestního zákoníku č.40/2009 Sb.

ABSTRAKT

Práca sa zaoberá návrhom testovacích scenárov pre plánované testy mrežovej siete Brno-Střed. V úvode práce sú predstavené všeobecné mrežové siete, na ktoré nadväzuje popis mrežovej siete Brno-Střed, jej prevádzkové zapojenie a použitá technológia. Následne je predstavený numerický model siete, okolnosti vedúce k jeho vzniku a úpravy prevedené za účelom zvýšenia presnosti modelu. Spolu s podmienkami pre výpočet je popísaný výpočtový algoritmus ustáleného chodu a skratových pomerov. Výstupy z ustáleného chodu numerického modelu sú následne porovnané s nameranými dátami poskytnutými od PDS. Ďalšia časť práce popisuje navrhnuté testovacie scenáre možných porúch v sieti. Testovacie poruchové stavy sú následne podrobené analýze ustáleného chodu za využitia numerického modelu. Záverečná časť práce sa venuje analýze skratových pomerov a návrhu možných opatrení vedúcich k optimalizácii prevádzkového zapojenia a zníženia skratových prúdov v sieti.

KLÚČOVÉ SLOVÁ

Mrežová sieť, Numerický model, Testovacie scenáre, Metóda uzlových napätí, Poruchový stav mrežovej siete, Ustálený chod mrežovej siete, Skratová analýza mrežovej siete

ABSTRACT

The thesis deals with the proposal of scenarios for the field tests of the Brno-Center mesh grid. In the introduction, mesh grids, in general, are presented. This is followed by description of the Brno-Center mesh grid, its operating condition and used technology. Consequently, numerical model of the grid, circumstances leading to its creation and modifications that were carried out in order to increase the accuracy of the model are discussed. Along with the conditions for the calculation, algorithms for load-flow and short-circuit calculations are described. The outputs from load-flow calculation are then compared with the measured data that were provided by DSO. The following part of the thesis describes proposed test scenarios of possible failures in the grid. In the next part, a load-flow analysis for the proposed test fault scenarios is conducted. The final part of the thesis is devoted to the short-circuit analysis of the mesh grid. Also, possible measures leading to optimization of operating condition and reducing short-circuit currents are suggested.

KEYWORDS

Mesh grid, Numerical model, Fault scenarios, Node voltage method, Fault condition of a mesh grid, Load-flow analysis of a mesh grid, Short-circuit analysis of a mesh grid

VAVRUŠ, Branislav. *Návrh a ověření testovacích scénářů rozvíjejících se poruch pro DS Brno-Střed*. Brno: Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, Ústav elektroenergetiky, 2021, 121 s. Diplomová práce. Vedúci práce: doc. Ing. David Topolánek, Ph.D.

Vyhlásenie autora o pôvodnosti diela

Meno a priezvisko autora: Bc. Branislav Vavruš
VUT ID autora: 186229
Typ práce: Diplomová práca
Akademický rok: 2020/21
Téma závěrečné práce: Návrh a ověření testovacích scénářů rozvíjejících se poruch pro DS Brno-Střed

Vyhlasujem, že svoju záverečnú prácu som vypracoval samostatne pod vedením vedúcej/cého záverečnej práce, s využitím odbornej literatúry a ďalších informačných zdrojov, ktoré sú všetky citované v práci a uvedené v zozname literatúry na konci práce.

Ako autor uvedenej záverečnej práce ďalej vyhlasujem, že v súvislosti s vytvorením tejto záverečnej práce som neporušil autorské práva tretích osôb, najmä som nezasiahol nedovoleným spôsobom do cudzích autorských práv osobnostných a/alebo majetkových a som si plne vedomý následkov porušenia ustanovenia § 11 a nasledujúcich autorského zákona Českej republiky č. 121/2000 Sb., o práve autorskom, o právach súvisiacich s právom autorským a o zmene niektorých zákonov (autorský zákon), v znení neskorších predpisov, vrátane možných trestnoprávných dôsledkov vyplývajúcich z ustanovenia časti druhej, hlavy VI. diel 4 Trestného zákonníka Českej republiky č. 40/2009 Sb.

Brno

.....

podpis autora*

*Autor podpisuje iba v tlačenej verzii.

POĎAKOVANIE

Rád by som poďakoval vedúcemu tejto diplomovej práce doc. Ing. Davidovi Topolánkovi, Ph.D. za odborné vedenie, konzultácie, trpezlivosť, ústretovosť a podnetné návrhy k práci.

Veľká vďaka patrí taktiež Ing. Vítovi Krčálovi, zadávateľovi práce – spoločnosti EG.D, a.s. a ostatným jej pracovníkom za ochotu, cenné pripomienky a podporu pri spracovaní tejto diplomovej práce.

Obsah

Úvod	21
1 Mrežová sieť Brno-Střed	23
1.1 Všeobecný popis mrežovej siete	23
1.2 Prevádzkové zapojenie mrežovej siete Brno-Střed	26
1.3 Technológia trafostaníc mrežovej siete Brno-Střed	28
1.3.1 VN rozvádzač	28
1.3.2 Distribučný transformátor	28
1.3.3 NN rozvádzač	29
2 Numerický model mrežovej siete Brno-Střed	31
2.1 Zavádzací súbor siete	32
2.1.1 Topologický model siete	32
2.1.2 Výkonové zaťaženie siete	34
2.2 Výpočtové moduly	35
2.2.1 Výpočet ustáleného chodu	36
2.2.2 Výpočet skratových prúdov	38
2.3 Kontrola modelu siete	40
2.3.1 Kontrola topológie modelu	40
2.3.2 Kontrola zaťaženia siete	42
2.4 Validácia numerického modelu	42
3 Testovacie scenáre pre pilotné testy v mrežovej sieti Brno-Střed	47
3.1 Relevantné poruchové stavy pre testovanie	48
3.1.1 Test 1 – Výpadok napájajúceho VN	48
3.1.2 Test 2 – Výpadok jednej fáze napájajúceho	50
3.1.3 Test 3 – Výpadok poistky vo VN rozvádzači	52
3.1.4 Test 4 – Vypínanie vývodov z DT vo viacerých DTS	54
3.1.5 Test 5 – Simulácia nesprávne nastavenej odbočky na DT	54
4 Analýza prúdových a napätových pomerov pre definované testovacie scenáre	57
4.1 Výpočet ustáleného chodu mrežovej siete Brno-Střed	57
4.2 Test 1 – Výpadok napájajúceho V1205	63
4.3 Test 3 A – Výpadok VN poistky vo fázach L1-L3 v DTS 1938	70
4.4 Test 4 – Vypínanie vývodov na transformátory v DTS 1912, 1915, 1918 a 1992	74
4.5 Test 5 – Simulácia nesprávne nastavenej odbočky v DTS 1901 Josefská	79

4.6	Zhodnotenie výsledkov simulácií	84
5	Analýza skratových pomerov v mrežovej sieti Brno-Střed	87
	Záver	89
	Literatúra	91
	Zoznam symbolov a skratiek	93
	Zoznam príloh	95
A	Mrežová sieť Brno-Střed	97
A.1	Tabuľka súhrnných informácií o jednotlivých DTS pracujúcich do mrežovej siete Brno-Střed	97
B	Validácia numerického modelu	99
B.1	Porovnanie toku P na sekundárnom uzle DT numerického modelu s reálnym tokom P v MSBS	99
B.2	Porovnanie toku Q na sekundárnom uzle DT numerického modelu s reálnym tokom Q v MSBS	100
C	Jednopolové schémy zapojenia pomocného rozvádzača pri nesymetrických poruchách testovacích scenárov	101
C.1	Jednopolová schéma zapojenia pomocného rozvádzača pri výpadku jednej fáze napájača	101
C.2	Jednopolová schéma zapojenia pomocného rozvádzača pri prerušení dvoch fáz vývodu na DT	102
C.3	Jednopolová schéma zapojenia pomocného rozvádzača pri prerušení jednej fáze vývodu na DT	103
D	Analýza prúdových a napätových pomerov pre definované testovacie scenáre	105
D.1	Vizualizácia odchýlok napätí pre jednotlivé VN uzly pri simulácií UCH (bez poruchy)	105
D.2	Vizualizácia zataženia jednotlivých VN vedení pri simulácií UCH (bez poruchy)	106
D.3	Prúdové zataženie transformátorov pri simulácií UCH (bez poruchy)	107
D.4	Porovnanie napätí, prúdov a výkonov pri optimalizácií odbočky v DTS 1927 a 701424	108
D.5	Tabuľka 20 najviac zatažených vedení a transformátorov pri simulácií UCH (bez poruchy)	109

D.6	Pretoky P na DT a histogram zaťaženia NN vedení pri výpadku V1205 (Test 1)	110
D.7	Prúdové zmeny NN vývodov v DTS 1901 a 703085 po výpadku V1205 (Test 1)	111
D.8	Prúdové zmeny NN vývodov v DTS 1948, 1905 a 1906 po výpadku V1205 (Test 1)	112
D.9	Vizualizácia prúdových zmien v sieti po výpadku transformátora v DTS 1938 (Test 3 A)	113
D.10	Prúdové zmeny NN vývodov z DTS 1938, 1909 a 1910 po výpadku DT v DTS 1938 (Test 3 A)	114
D.11	Prúdové zmeny NN vývodov z DTS 1949, 1954 a 1961 po výpadku DT v DTS 1938 (Test 3 A)	115
D.12	Vizualizácia prúdových zmien v sieti po výpadku transformátorov v DTS 1912, 1915, 1918 a 1992 (Test 4)	116
D.13	Prúdové zmeny NN vývodov DTS 1905 a 1912 po výpadku DT v DTS 1912, 1915, 1918 a 1992 (Test 4)	117
D.14	Prúdové zmeny NN vývodov DTS 1915, 1918 a 1992 po výpadku DT v DTS 1912, 1915, 1918 a 1992 (Test 4)	118
D.15	Vizualizácia prúdových zmien v sieti pri nastavení z odbočky z polohy + 5 % do polohy - 5 % v DTS 1901	119
D.16	Prúdové zmeny NN vývodov DTS 1901 a 703085 pri prepínaní odbočky na DT T2 v DTS 1901 (Test 5)	120
D.17	Prehľad maximálneho zaťaženia každého typu vedenia v numerickom modeli pre navrhnuté testovacie scenáre	121

Zoznam obrázkov

1.1	Jednosystémová mrežová sieť	24
1.2	Schéma jednosystémovej mrežovej siete s poruchou	25
1.3	VN schéma mrežovej siete Brno-Strěd	26
1.4	NN schéma mrežovej siete Brno-Strěd	27
2.1	Schéma zapojenia DTS z pohľadu numerického modelu	33
2.2	Porovnanie výkonového zaťaženia DT num. modelu s reálnymi dátami	44
2.3	Porovnanie vypočítaných odchýlok napätia na sekundárnom uzle transformátorov s nameranými hodnotami	45
3.1	Vizualizácia VN schémy a vypnutého napájača V1205	50
3.2	Vizualizácia VN schémy a výpadku jednej fáze časti napájača V1205 .	52
4.1	Výkonové zaťaženie distribučných transformátorov pri simulácií UCH (bez poruchy)	58
4.2	Vizualizácia odchýlok napätí NN uzlov pri simulácií UCH (bez poruchy)	61
4.3	Vizualizácia zaťaženia NN vedení numerického modelu pri UCH (bez poruchy)	62
4.4	Výkonové zaťaženie v jednotlivých DTS a odchýlky napätí v ich NN rozvádzačoch po výpadku napájača V1205	65
4.5	Vizualizácia zmeny prúdového rozdelenia na NN vedeniach po výpadku napájača V1205	66
4.6	Zmena prúdového rozdelenia oblasti DTS 1901 a 703085 po výpadku napájača V1205 (Detail 1)	68
4.7	Zmena prúdového rozdelenia oblasti DTS 1948, 1905 a 1906 po výpadku napájača V1205 (Detail 2)	69
4.8	Výkonové zaťaženie jednotlivých DTS a zmena napätia v ich NN rozvádzačoch po výpadku DT v DTS 1938	71
4.9	Zmena prúdového rozloženia v okolí DTS 1938 po výpadku transformátora	72
4.10	Výkonové zaťaženie jednotlivých DTS a zmena napätia v NN rozvádzačoch po výpadku DTS 1912, 1915, 1918 a 1992	75
4.11	Vizualizácia zmeny prúdového rozloženia v oblasti postihnutej výpadkom DTS 1912, 1915, 1918, 1992	77
4.12	Zmena prúdového rozloženia na NN vývodoch v DTS 1901 a 703085 pri simulácií zmeny odbočky z polohy + 5 % do polohy -5 % v DTS 1901 Josefská (T2)	82

Zoznam tabuliek

1.1	DTS osadené distribuovaným meraním v mrežovej sieti Brno-Střed . .	29
2.1	Súhrnný prehľad topologických prvkov a ich atribútov	33
3.1	Prehľad manipulácií odbočky v DTS 1901 Josefská - T2	55
4.1	Súhrn vypočítaných hodnôt na najviac postihnutých transformáto- roch pre simulované polohy odbočky T2 v DTS 1901 Josefská	80

Úvod

Mesto Brno bolo v priebehu svojej histórie, ako druhé najväčšie mesto v Českej republike, jednou z kolísiek technických inovácií a rozvoja využitia elektrickej energie. Z pohľadu elektrifikácie sa pre Brno stal významný rok 1882, keď bolo v mestskej časti Brno-Střed zavedené žiarovkové osvetlenie v Mahenovom divadle. V tej dobe sa jednalo o jediné divadlo v Európe, ktoré na svoje aktivity využívalo osvetlenie pomocou elektrickej energie. S rozvojom technológie sa mesto významnejšie elektrifikovalo a mestská časť Brno-Střed sa stala centrom kultúry, obchodu, služieb a správy mesta. Súbežne s týmto vývojom, prechádzala premenou aj distribučná sieť. So zvyšujúcou sa koncentráciou elektrických zariadení, inštitucionálnych subjektov a hustotou osídlenia sa postupne zvyšovali aj požiadavky na spoľahlivosť a kvalitu dodávky elektrickej energie. Táto evolúcia vyvrcholila v roku 1951, kedy bola v časti Brno-Střed, z pôvodného paprskového rozvodu vytvorená mrežová sieť, ktorá je v prevádzke do dnešnej doby.

Mrežová sieť, z charakteru svojej topológie, zaisťuje vysokú kvalitu, zálohovanosť a spoľahlivosť dodávky elektrickej energie a taktiež znižuje straty na vedeniach. Nevýhody tejto topológie spočívajú v jej komplexnosti a vysokej zauzlenosti, čo má za následok, v porovnaní s ostatnými topológiami distribučných sústav, obtiažnejší monitoring a predvídateľnosť siete v rôznych prevádzkových stavoch, náročnejšie odhalenie a lokalizáciu poruchy na strane nízkeho napätia a taktiež vyžaduje dôkladnejší systém chránenia. Aby bolo možné sieť optimálne prevádzkovať a plánovať ďalší rozvoj, vznikla požiadavka na vytvorenie numerického modelu siete, vďaka ktorému bude možné analyzovať ustálený chod a simulovať poruchové stavy v rôznych konfiguráciách zapojenia a zaťaženia siete.

V prvej časti práce bude predstavená mrežová sieť Brno-Střed, numerický model siete, opatrenia vedúce k spresneniu uvažovaného modelu a následná validácia ustáleného chodu pomocou dát od prevádzkovateľa distribučnej siete. Druhá časť práce sa zameria na navrhnutie samotných scenárov poruchových stavov, ktoré sa dajú v sieti predpokladať. Navrhnuté testovacie scenáre budú v poslednej časti práce podrobené analýze prúdových, napäťových a skratových pomerov.

1 Mrežová sieť Brno-Střed

V rámci mesta Brna je možné naraziť na viacero typov zapojenia rozvodnej siete úrovni NN. Na okrajových častiach mesta, kde nie je požiadavok na zvýšenú kvalitu a spoľahlivosť dodávky, dominuje paprskový rozvod. V prípade poruchy pri tomto zapojení siete, odberné miesta nie sú zálohované, vychádzajú priamo z napájacieho bodu, čo má následok najnižšie zaistenie zásobovania a v prípade poruchy prerušenie dodávky trvajúcu aj niekoľko hodín. V miestach so zvýšenou hustotou zaľudnenia, kde je požadovaná vyššia spoľahlivosť dodávky je spravidla použitá sieť okružná. Táto sieť je v štandardnom zapojení prevádzkovaná ako paprsková, ale v prípade poruchy je možné vedenia zopnúť v rozpojovacích skrinách a priviesť napájanie z neporušenej vetvy. Nevýhodou tohto typu zapojenia, v porovnaní s paprskovou topológiou sú vyššie investičné náklady [1].

1.1 Všeobecný popis mrežovej siete

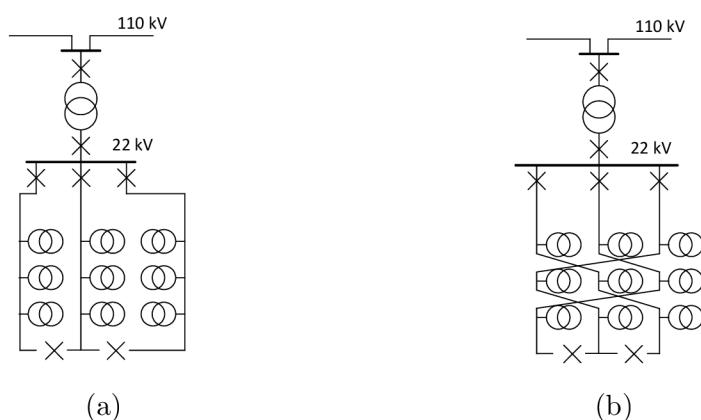
Za najspoľahlivejšiu distribučnú sieť nízkeho napätia sa považuje mrežová sieť. Všeobecne je možné rozdeliť mrežovú sieť na dva typy. Prvý typ mrežovej siete je zjednodušená mrežová sieť, ktorá vznikne v prípade, že do spoločnej siete pracujú aspoň 2 distribučné transformátory (DT) a NN rozvádzače týchto transformátorov sa prepoja spoločným magistrálnym vedením zvýšeného prierezu z ktorých zároveň vychádzajú odbočky k odberným miestam. Jednotlivé magistrálne vedenia by mali mať vhodne osadené poistky tzv. slabej väzby. Tieto poistky sú zámerne prúdovo poddimenzované, v porovnaní s ostatnými poistkami v sieti, aby v prípade poruchy reagovali ako prvé a vymedzili miesto poruchy. Zjednodušená mrežová sieť a jej transformátory sú štandardne napájané jedným VN napájačom, ktorý býva prevádzkovaný ako vonkajšie vedenie.

Druhý typ mrežovej siete, prezentovaný aj v tejto práci, je klasická mrežová sieť. Zaisťuje vyššiu spoľahlivosť dodávky v porovnaní so zjednodušenou mrežovou sieťou, keďže jej zauzlenosť je väčšia. S tým súvisí veľmi nízke kolísanie napätia. Pripojenie koncentrovaného odberu do distribučnej trafostanice (DTS) alebo lokálnej výroby pri husto zauzlenej sieti s napájaním zaisteným z veľkého počtu vedení nespôsobí výrazný pokles napätia, resp. prepätie na NN prípojniciach. Zauzlenosť siete má výrazný vplyv aj na prenosové straty. Pri vzájomnom prepojení veľkého počtu uzlov dochádza k zníženiu impedancie medzi odberným miestom a napájacím bodom, z čoho vyplýva, že straty sa znížia a zároveň sa zvýši efektivita vyťaženia transformátorov a vedení. Klasická mrežová sieť je charakteristická najmä vyšším

počtom distribučných transformátorov, ktorých zaťaženie je, v porovnaní s paprskovou sieťou, nižšie. Klasické mrežové siete bývajú prevádzkované ako káblové. Na križovatkách ulíc bývajú vedenia prepojené pomocou rozpojovacích skriní [1] [2].

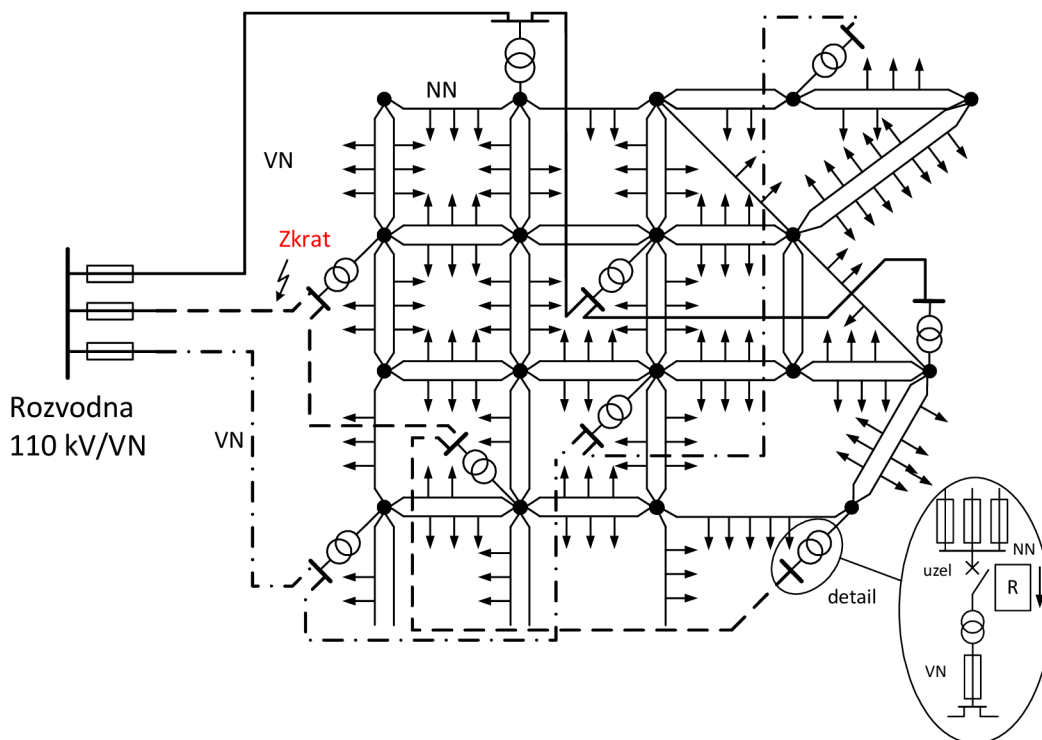
Veľká zauzlenosť a z toho vyplývajúca celková odolnosť siete v neprevádzkových stavoch prináša aj negatíva. Vysoký počet paralelne zapojených vedení spôsobuje nízku impedanciu v uzloch, z čoho je zrejmé, že v sieťach tohto typu je potrebné očakávať vysoké skratové prúdy. Ďalšou nevýhodou mrežovej siete je jej neprehľadnosť a náročná predvídateľnosť. Porucha na úrovni NN väčšinou nemá priamy vplyv na napájanie odberného miesta. Je obtiažnejšie ju zachytiť, pretože dodávku zaistiť zvyšok siete zo zálohovaných vedení. Problém môže nastať v prípade rozvíjajúcej sa poruchy, kedy výpadok jedného vedenia môže spôsobiť kaskádovú reakciu, ktorá môže viesť až k rozpadu celej siete. Z tohto dôvodu je potrebné, aby boli poistkové vložky v jednotlivých káblových skrinách a DTS pravidelne kontrolované. Náročnosť na obsluhu, monitoring a dimenzovanie s vysokou prenosovou rezervou majú sa následok vyššie prevádzkové a investičné náklady v porovnaní s ostatnými topológiami.

Z pohľadu počtu napájacích rozvodní je možné rozdeliť klasickú mrežovú sieť na jednosystémovú a viacsystémovú. Jednosystémová mrežová sieť je charakteristická jednou napájacou rozvodňou 110 kV/VN, zatiaľ čo viacsystémové mrežové siete sú napájané z dvoch a viac rozvodní 110 kV/VN. Klasické mrežové siete môžu využívať taktiež dva spôsoby zapojenia VN napájačov, kedy v prípade prvého spôsobu zapojenia každý z VN napájačov zásobuje určitú oblasť siete (Obr.1.1a). Druhý spôsob zapojenia je charakteristický tým, že VN napájače sú prepletené naprieč celou sieťou (Obr.1.1b). Výhodou druhého zapojenia je zvýšenie rovnomernosti zaťaženia na všetky VN napájače [1][2].



Obr. 1.1: Jednosystémová mrežová sieť, upravené z [1]

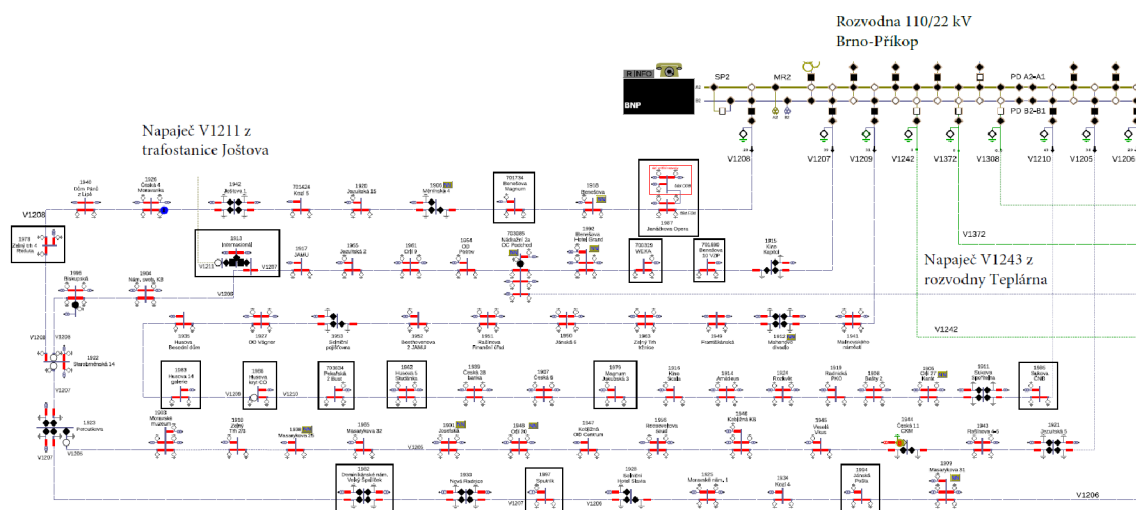
Chránenie klasickej mrežovej siete, ktorá je napájaná viacerými VN napájačmi, musí v porovnaní so zjednodušenou mrežovou sieťou obsahovať aj ochrany s indikáciou o smere toku výkonu. V prípade poruchy na strane VN je totiž odlišná reakcia týchto sietí. Skrat na VN strane zjednodušenej mrežovej siete spôsobí odpojenie celého napájača a tým pádom aj celej siete. Klasické mrežové siete naopak pokračujú v prevádzke aj pri jeho výpadku. Porucha na VN strane (znázornená na Obr.1.2), spôsobí, že výkon je do miesta skratu dodávaný nie len priamo z napájacej rozvodne, ale aj NN strany siete. Pre tento prípad je potrebné, aby boli v sieti použité smerové ochrany, ktoré vyhodnocujú smer toku výkonu a v prípade, že nastane pretok z NN strany do VN, pri prekročení nastavenej hodnoty, vyšlú popud a hlavný istič v NN rozvádzači vybaví a preruší napájanie. Podobne dôjde k vybaveniu vývodovej ochrany v rozvodni 110 kV/VN a následnému odpojeniu celého napájača, zatiaľ čo dodávka v mrežovej sieti ostane neprerušená. Skrat na NN vedení spôsobí, že do miesta skratu tečie z oboch koncov vedenia vyšší skratový prúd ako v okolitých vedeniach, čo spôsobí najrýchlejšiu reakciu poistiek porušeného vedenia a následné vymedzenie poruchy [1].



Obr. 1.2: Schéma jednosystémovej mrežovej siete s poruchou, upravené z [1]

1.2 Prevádzkové zapojenie mrežovej siete Brno-Střed

Mrežovú sieť Brno-Střed (ďalej len MSBS) v aktuálnom zapojení, tvorí 6 prestriedaných VN napájačov (V1205, V1206, V1207, V1208, V1209 a V1210), ktoré vedú z rozvodne Brno-Příkop (jednosystémová mrežová sieť). Jednotlivé napájače sú osadené multifunkčnou ochranou SIPROTEC 4 7SJ62 (pozn. viac informácií o vývodovej ochrane je uvedených v [3]). VN napájače sú skruhované a v štandardnom prevádzkovom zapojení v strede rozpojené. Miesta rozpojenia napájačov sa nachádzajú v DTS 1922 Starobrněnská 14, 1923 Peroutkova a 1986 Husova kryt CO. Záložné napájače V1211 a V1243 sú privedené z DTS 1993 Joštova 8 do DTS 1913 Internacionál, respektíve z rozvodne Teplárna do DTS 703085 Nádražní 2a OC Podchod. Celková dĺžka prevádzkovaných VN napájačov predstavuje približne 23,4 km.



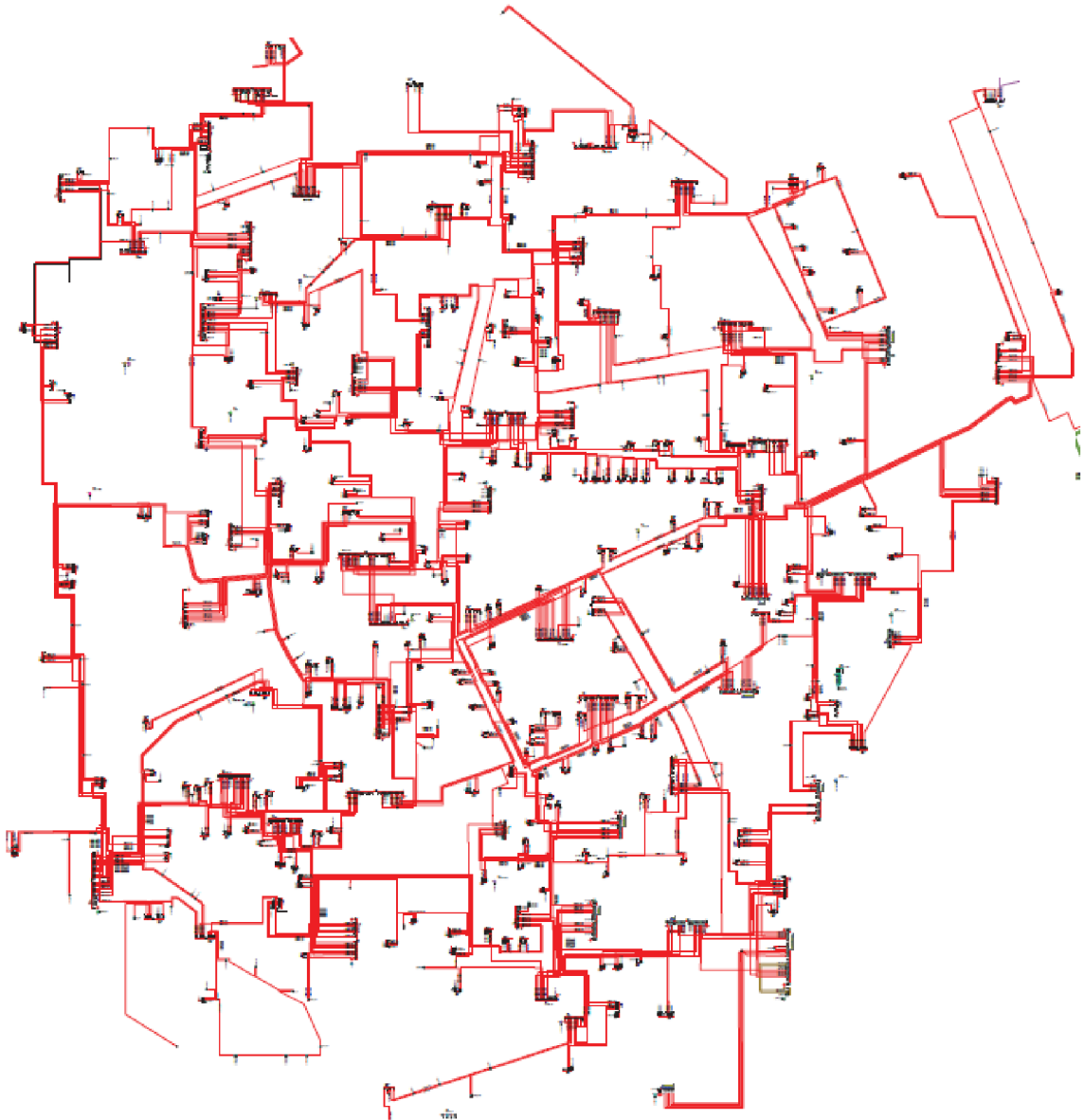
Obr. 1.3: VN schéma mrežovej siete Brno-Střed

Napájače zabezpečujú napájanie celkovo pre 70 DTS¹ z ktorých 55 DTS pracuje na úrovni NN do MSBS. V 55 DTS je celkovo osadených 79 distribučných transformátorov s celkovým inštalovaným výkonom 49,77 MVA.

Na úrovni NN sa v MSBS nachádza celkovo 364 káblových skriní, ktoré zaisťujú prepojenie medzi jednotlivými DTS, možnosť úpravy zapojenia siete a distribúciu ku koncovým spotrebiteľom. Najčastejšie typy káblových skriní určené na rozbočovanie a manipuláciu s topológiou sú rozpojovacie skrine (SR) a rozpojovacie skrine s delenou prípojnicou (SD). Pripojenie k jednotlivým objektom je zaisťované, v závislosti od požadovaného prierezu vedenia, prípojkovými (SP), alebo smyčkovacími

¹Čierne vyznačené DTS na Obr.1.3 nepracujú na úrovni NN do MSBS

skriňami (SS). V určitých prípadoch sú vedenia k jednotlivým odberateľom vyvedené aj zo skriní typu SR, SD alebo priamo z DTS. Na istenie vedení medzi jednotlivými skriňami a DTS sa štandardne využívajú poistkové vložky s menovitým prúdom 400 A a charakteristikou gG. V prípade istenia hlavných domových vedení (HDV) sú použité poistkové vložky podľa rezervovaného výkonu odberného miesta². Celková dĺžka NN vedení v MSBS predstavuje približne 55,1 km. Prevádzkové zapojenie NN strany³ siete je znázornené na Obr.1.4.



Obr. 1.4: NN schéma mrežovej siete Brno-Strěd

²Všeobecne majú tieto poistkové vložky I_n o 2 rády vyšší ako rezervovaný príkon [7]

³Z dôvodu obsahu citlivých údajov nemohla byť, po dohode s PDS, použitá schéma s vyšším rozlíšením

1.3 Technológia trafostaníc mrežovej siete Brno-Střed

V rámci distribučných trafostaníc je v MSBS možné nájsť široké spektrum výrobcov a technológie zaistujúce distribúciu k jednotlivým odberným miestam. Nasledujúce podkapitoly popisujú prevádzkované VN rozvádzače, distribučné transformátory, NN rozvádzače a k nim pridruženú sekundárnu techniku.

1.3.1 VN rozvádzač

MSBS je napájaná VN káblom typu 22-AXEKVCEY s menovitým prierezom 240 mm^2 a prúdovou zatažitelnosťou v zemi 455 A. Identický kábel je využitý aj na prepoj medzi VN rozvádzačom a priechodkami transformátora [4]. Jednotlivé napájače sú vedené do kompaktných VN rozvádzačov izolovaných plynom SF_6 a jedným systémom prípojnic (Ormazabal typu GA a GAE630, Siemens typu 8DJ10 a 8DJ20. Okrem spomínaných rozvádzačov obsahuje sieť aj VN rozvádzače, v prípade ktorých je využívaná vzduchová izolácia (Holec Innovac SVS). Tieto rozvádzače sa postupne obmieňajú za rozvádzače využívajúce izolačný plyn SF_6 . Mimo kompaktných VN rozvádzačov je v mrežovej sieti na vybraných DTS využitá kobková technológia VN rozvodu. Najčastejšou konfiguráciou VN rozvádzača je 2K+1T (2 káblové odbočky a 1 odbočka s poistkami na transformátor) a 2K+2T (2 káblové odbočky + 2 odbočky s poistkami na 2 transformátory). Spínanie je zaistené odpínačom, ktorý je využívaný aj vo funkcií uzemňovača.

1.3.2 Distribučný transformátor

Distribučné transformátory v MSBS pracujú s menovitým prevodom 22/0,4 kV, resp. 22/0,42 kV. Prvý menovaný prevod využívajú transformátory od spoločnosti BEZ modelovej rady aTSE. Jedná sa o suché transformátory s 3 odbočkami ($\pm 5\%$) a reguláciou na strane VN. Transformátory od spoločností ABB, PAULWELS, KONČAR, IEO, SCHNEIDER a ELIN disponujú konštrukciou používajúcu, ako chladiace médium, olej. Jedná sa o transformátory s reguláciou na VN strane, s 5 odbočkami ($\pm 2 \times 2,5\%$) a menovitým prevodom 22/0,42 kV. V rámci pravidelnej obnovy sú suché transformátory postupne obmieňané za olejové z dôvodu nižších strát, menšej hlučnosti a lepšiemu odvodu tepla. V mrežovej sieti Brno-Střed je využívaný jednotný výkon distribučného transformátora 630 kVA. Napätia nakrátko inštalovaných transformátorov sa pohybujú v intervale od 5,4 do 6,1%.

1.3.3 NN rozvádzač

Vývod z distribučného transformátora je v MSBS zabezpečený pomocou kábla typu 1-YY, ktorý je istený kompaktným ističom OEZ Modeion BL1000SE305 s motorovým pohonom a menovitým trvalým prúdom 1000 A. Súčasťou ističov je nadprúdová spúšť DVT3 a signalizačný blok SB-BL-0002. Jednotlivé vývody z NN rozvádzačov sú istené tavnými nožovými poistkovými vložkami PN2 s menovitým prúdom 315 A a charakteristikou typu gG. Poistky v NN rozvádzačoch sú uložené v FD2 lištovom poistkovom odpojovači Varius s menovitým pracovným prúdom do 400 A. V rámci siete je možné nájsť celkovo 3 typy rozvádzača NN. Najviac rozšírený rozvádzač predstavuje typ RST 1099/4835 od spoločnosti ESB. V DTS1922 Starobrněnská a 1923 Peroutkova sa nachádzajú rozvádzače typu RD 1000 od Energostrójirny Pardubice. Posledný zástupca NN rozvádzača v MSBS je typ RDD, od spoločnosti ESB, ktorý bol vyvinutý spolu s PDS a na rozdiel od prechádzajúcich dvoch typov, tento rozvádzač je možné osadiť distribuovaným meraním s diaľkovým prenosom (ďalej len distribuované meranie) signálov, priebehov napätí, prúdov a výkonov do SCADA NN. Meranie zaznamenáva vývod z DT a taktiež všetky NN vývody po jednotlivých fázach. Aktuálne je tento typ merania prevádzkovaný v 10 DTS (17 NN rozvádzačov) uvedených v Tab.1.1.

Tab. 1.1: DTS osadené distribuovaným meraním v mrežovej sieti Brno-Střed

DTS	Počet DT
1901 Josefská	2
1905 Orlí karát	2
1906 Měnínská 4	1
1909 Masarykova 31	2
1912 Mahenovo divadlo	2
1918 Benešova	1
1938 Masarykova 25	1
1948 Orlí 20 Technické muzeum	2
1992 Benešova Hotel Grand	2
703085 Nádražní 2a OC Podchod	2

Súčasťou NN rozvádzačov (okrem DTS 1922 Starobrněnská a 1923 Peroutkova) je súprava meracích jednotiek MEG40⁺ a MEG51. Jednotku MEG40⁺ je možné charakterizovať ako univerzálny merací prístroj s funkciou elektromeru. Jednotka je schopná dlhodobo zaznamenávať priebehy napätí, prúdov a výkonov. V rámci MSBS jednotky MEG40⁺ merajú vývod z transformátora vo všetkých troch fázach. V súlade s normou ČSN 50160 ed.3 jednotka umožňuje záznam udalostí napätí a registruje

ich odchýlky. Vo funkcií elektromerů zaznamenáva energie do šiestich registrov pre každú fázu. Merané veličiny sú zapisované na vymeniteľnú pamäťovú kartu pomocou ktorej prebieha aj vyčítanie údajov. Jednotka MEg40⁺ spolu jednotkou stykových obvodov MEg51 vytvárajú smerovú NN ochranu. Táto smerová ochrana priebežne vyhodnocuje smer toku výkonu a pri pretoku výkonu z hladiny NN do VN a prekročení nastavenej hodnoty, počas doby dlhšej než je nastavená, dôjde k signalizácii na kontakty relé a vybaveniu hlavného ističa [5][6]. Aby bolo zaistené v prípade vybavenia hlavného ističa pôsobením smerovej ochrany opätovné zapnutie, NN rozvádzače sú vybavené logickou jednotkou LOGO 230 RC, ktorá sa zaistuje v prípade popudu smerovej ochrany opätovné nahodenie hlavného ističa.

2 Numerický model mrežovej siete Brno-Strěd

Rozvoj, plánovanie a prevádzka je možné zaradiť medzi jedny z najdôležitejších činností prevádzkovateľa distribučnej siete. Aby mohol spomínané aktivity uskutočňovať čo možno najefektívnejšie, je pre neho veľmi prínosné, aby disponoval numerickým modelom určitej siete, vďaka ktorému bude môcť simulovať ustálený chod (UCH), alebo rôzne neštandardné prevádzkové stavy. Táto možnosť je obzvlášť užitočná, v prípade, že sa jedná o topologicky zložitú a neprehľadnú sieť, akou je mrežová sieť.

Vzhľadom aj na vyššie uvedené skutočnosti sa spoločnosť EG.D¹, aktívne zapojila do realizácie dotačného programu aplikovaného výskumu a vývoja vyhlasovaného Technologickou agentúrou Českej republiky (TAČR). V rámci programu Théta vznikol projekt s názvom ES4G - Chytrý systém pro řízení energie energetických sítí, ktorého jeden z výstupov je vytvorenie numerického modelu mrežovej siete Brno-Strěd [8]. PDS predal export siete z geografického informačného systému (GIS) spolu so spotrebami jednotlivých odberateľov Ústavu elektroenergetiky Vysokému učeniú technickému (VUT), aby vytvorilo pre potreby projektu ES4G zavádzací súbor siete obsahujúci dáta o topológii a zatažení sústavy. Cieľová platforma zavádzacieho súboru bol simulačný nástroj PandaPower, pre ktorý musel byť zavádzací súbor optimalizovaný. Vzhľadom na komplexnosť a rozsah siete, VUT vytvorilo v simulačnom prostredí MATLAB[®], ako validačný nástroj, modul výpočtu UCH využívajúci metódu uzlových napätí (MUN). Vďaka výpočtu chodu siete bolo možné zavádzací súbor nielen priebežne podrobovať validácií a odstraňovať jeho nedostatky, ale bolo ho možné využiť aj pre validáciu výpočtov prevedených v prostredí PandaPower. V priebehu zostavovania zavádzacieho súboru boli však zistené značné rozdiely medzi exportom siete poskytnutým od PDS, numerickým modelom a reálnym zapojením siete. Tieto nezrovnalosti mali zásadný vplyv na validitu celého projektu a bolo potrebné, aby boli vyriešené.

Predložená diplomová práca nadväzuje na prácu VUT a dáva si ako jeden z cieľov, v kooperácii s PDS, optimalizovať zavádzací súbor siete do podoby čo najviac približujúcej sa skutočnému zapojeniu a zataženiu siete. Výstupom optimalizácie bude súbor, ktorý bude využitý na ďalšie ciele v rámci projektu ES4G. Numerický model vytvorený v prostredí MATLAB[®] bude upravený, aby mohol byť taktiež využitý pre simuláciu pripravovaných testovacích scenárov MSBS. V nasledujúcej kapitole bude popísaný numerický model so zavádzacím súborom siete, budú popísané úpravy, ktoré boli prevedené, a ktoré vedli k spresneniu výpočtov. Záverom kapitoly bude

¹Prevádzkovateľ distribučnej (mrežovej) siete Brno-Strěd, ďalej len PDS

model zvalidovaný pomocou nameraných dát poskytnutých od PDS.

Aby mohol model čo najpresnejšie odrážať realitu, boli počas práce využité všetky dostupné dáta od PDS. Veľkú časť týchto dát považuje PDS za citlivé, preto budú v práci prezentované len vybrané, nekritické informácie. V prípade, že by znalosť citlivých údajov ovplyvňovala chápanie kontextu práce, bude táto skutočnosť dostatočne ozrejmená.

2.1 Zavádzací súbor siete

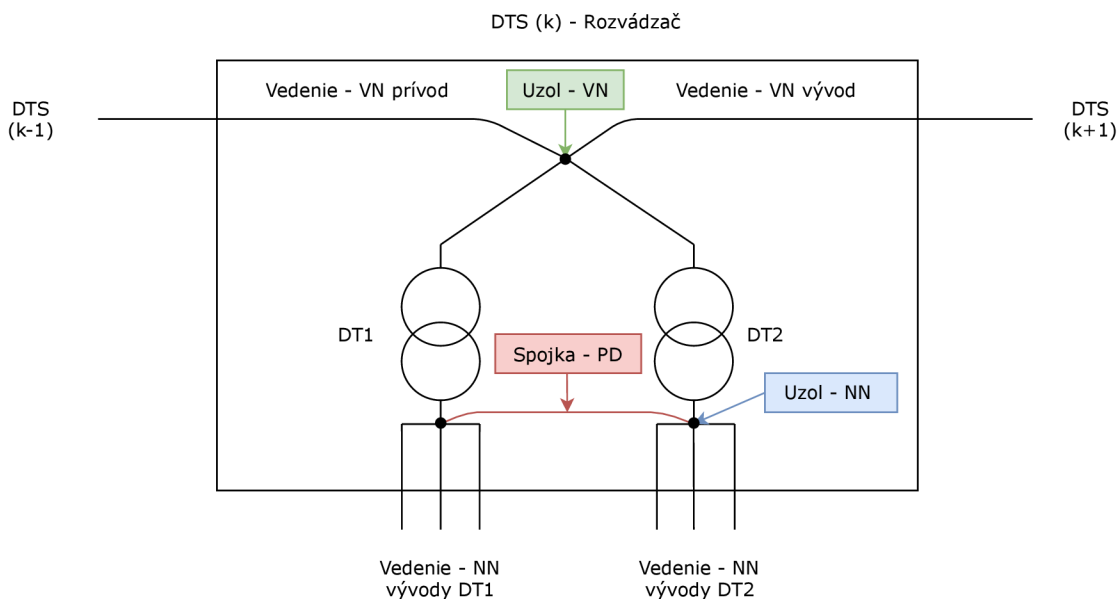
Keďže bolo potrebné, aby bol zavádzací súbor optimalizovaný pre simulačný nástroj PandaPower, bola zvolená tabulková štruktúra. Štruktúru zavádzacieho súboru je možné rozdeliť na dve úzko korelujúce dátové podštruktúry – topologický model a výkonové zaťaženie siete.

2.1.1 Topologický model siete

Dáta zo súboru z exportu GIS boli spracované do tabuliek pre nasledujúce sieťové prvky - transformátory, uzly, vedenia, rozvádzače² a pozdĺžne delenie (PD). Model neuvažuje samostatné vypínacie prvky – vypínať je možné len vedenia a DT. Každá DTS, bez závislosti na počtu DT, disponuje jedným VN uzlom do, ktorého sú pripojené primárne strany DT. VN prívod a vývod sú privedené, resp. vyvedené priamo z rozvodne Brno-Příkop alebo zo susednej DTS. Do sekundáru uzlu DT sú priamo pripojené vývody, ktoré sa ďalej rozvetvujú do okolitých DTS, káblových skriní, alebo je priamo z DTS vyvedený odvod k odbernému miestu (OM). Kompletne zapojenie DTS z pohľadu modelu je znázornené na Obr.2.1. Okrem DTS sa v modeli nachádzajú aj káblové skrine, ktoré v prípade rozpojovacích skriní s delenou prípojnicou a rozpojeného PD disponujú dvomi uzlami podobne ako DTS s dvomi DT.

Topologický model siete celkovo pozostáva z piatich sieťových prvkov (s atribútmi podľa Tab. 2.1), štruktúry obsahujúcej kompletne dáta o odberných miestach a údaju o impedancií nadradenej sústavy. Vstupné dáta pre atribúty sieťových prvkov zavádzacieho súboru predstavovali súbory popisujúce parametre typov káblov a transformátorov v sieti, ktoré boli predané od PDS. Vďaka nim bolo možné dopočítať všetky potrebné údaje (impedancie, admitancie vedení, transformátorov, etc.).

²V modeli sa jedná o DTS a všetky typy káblových skriní



Obr. 2.1: Schéma zapojenia DTS z pohľadu numerického modelu

Sumárne je možné zavádzací súbor z pohľadu topológie MSBS popísať nasledujúcimi parametrami:

- 55 distribučných trafostaníc a 79 distribučných transformátorov
- 1268 uzlov (71 VN, 1197 NN)
- 1498 vedení (74 VN, 1424 NN)
- 55 spojok PD (24 spojok PD v DTS, 31 spojok PD v rozpojovacích skriniach)

Tab. 2.1: Súhrnný prehľad topologických prvkov a ich atribútov

Transformátory	Uzly	Vedenia	Rozvádzač	Pozdĺžne delenie
Názov transformátora	Názov uzlu	Názov vedenia	Názov	Názov PD
ID transformátora podľa GIS	ID uzlu	ID vedenia	ID rozvádzača	ID PD
ID - uzol primárnej strany (VN)	Popis uzlu	ID uzlu - začiatok	Popis rozvádzača	ID uzol - začiatok
ID - uzol sekundárnej strany (NN)	Rozvádzač v uzli	ID uzlu - koniec	GPS súradnice	ID uzol - koniec
ID rozvádzača	Napäťová hladina	Dĺžka vedenia	ID uzlov v rozvádzači	Impedancia
Prevádzkové označenie DTS	Spotreba v uzli	GPS súradnice	Počet uzlov v rozvádzači	Stav (ZAP - VYP)
Typ transformátora	Hodnota istiaceho prvku	Impedancia		Menovité napätie
Skutočná impedancia ³	GPS súradnice	Admitancia		ID rozvádzača
Menovitá impedancia	Čísla odberných miest v uzli	Stav (ZAP - VYP)		Popis rozvádzača
Admitancia		Napäťová hladina		
Stav (ZAP - VYP)		Maximálne zafaženie		
Prevod transformátora				
Model transformátora				
Menovitý výkon				
Krok odbočky				
Menovitá odbočka				
Skutočne nastavená odbočka				
Počet odbočiek				
Strana regulácie				

2.1.2 Výkonové zaťaženie siete

Pre výpočet UCH je potrebné, aby boli známe zaťaženia v jednotlivých uzloch. Najčastejšie sa v praxi popisujú pomocou P či Q . Z tohto dôvodu boli dodané od PDS údaje o spotrebách elektrickej energie odberateľov pripojených do MSBS, na základe ktorých bolo možné pomocou normalizovaných TDD namodelovať výkonovú radu, ktorá pre jednotlivé uzly agreguje výkony daných odberateľov. Celkovo sa v MSBS nachádzajú dva typy merania spotrieb:

- **Meranie typu B** - priebehové meranie spotreby s diaľkovým iným než denným odočtom v časovom intervale 15 min. Tento typ merania je využívaný v OPM veľkoodberateľov (VO) pripojených na napätovú hladinu VN a taktiež u vybraných maloodberateľov (MO) pripojených na napätovú hladinu NN s menovitou hodnotou hlavného ističa štandardne vyššou ako 100 A,
- **Meranie typu C** - ostatné nepriebehové meranie s odočtom súhrnnej spotreby aspoň jedenkrát za rok. V modeli je toto meranie využívané pri MO typu C a D - právnické osoby a domácnosti [9].

Numerický model počíta s 33 VO pripojených pomocou vlastného DT, v prípade ktorých bolo pri 26 k dispozícií priebehové meranie s granularitou 15 min. U zvyšných 7 VO bola známa len súhrnná ročná spotreba energie. Zároveň bolo v modeli vyselektovaných celkovo 3824 maloodberateľov, z ktorých 168 využíva meranie typu B, avšak aj v prípade týchto odberateľov boli k dispozícií len súhrnné ročné spotreby energie.

Výkonová rada využívaná v rámci tejto práce vychádza z dát z roku 2018. Dáta boli dostupné z viacerých rokov, avšak za rok 2018 boli od PDS dodané najkompletnejšie súhrnné spotreby a priebehové merania. Po prepočte spotrieb pomocou TDD⁴ s uvažovaním najvyššieho zaťaženia daného roku, okamih maxima vyšiel na 227. hodinu v roku, a teda na dátum 10.1.2018 o 11:00. Pre túto hodinu boli vypočítané zaťaženia priradené k jednotlivým uzlom na základe identifikátoru EAN, ktorý je v topológii pridružený k uzlom s odberateľmi. Celkové zaťaženie uzlov pre danú hodinu predstavuje 14,76 MW. Toto zaťaženie zahŕňa všetky uzly, a teda aj DTS, ktoré nepracujú na úrovni NN (15 DTS) do MSBS. Okrem toho tiež počíta aj s odberateľskými transformátormi v rámci zvyšných 55 DTS. Zaťaženie samostatných NN uzlov predstavuje približne 9,54 MW.

³Uvažuje skutočný prevod DT

⁴Pre každý typ tarifu bol priradený ekvivalent TDD

2.2 Výpočtové moduly

Na odhalenie rozdielov medzi skutočným stavom siete a modelom bolo potrebné, aby sa export priebežne výpočtami validoval. Z tohto dôvodu sa VUT rozhodlo vytvoriť (nad rámec svojho plánu) funkcie umožňujúce výpočet UCH a skratových prúdov. Funkcie boli následne predané od VUT pre potreby tejto práce a ďalšiu analýzu. Konkrétne sa jednalo o nasledujúce funkcie:

- **ABrno_fce02_Prohledani_site.m** – funkcia je vnorená v rámci výpočtu UCH. Pred každým výpočtom UCH je sieť pomocou funkcie trasovaná. Vychádza zo zadaného uzlu a prechádza všetky vedenia a uzly. Postupne prejde celú sieť a označí uzly, ktoré sú izolované od zdroja. Následne sú vo výpočte UCH (vďaka znalosti izolovaných uzlov) tieto uzly spolu s relevantnými vedeniami a transformátormi označené a odstránené [10],
- **ABrno_fce03_AdmMatProUCHsPrevTraf.m** – funkcia je využívaná v rámci výpočtu UCH pre zostavenie admitančnej matice. Vstupné parametre pre funkciu predstavujú tabuľky uzlov, vedení, transformátorov a impedancia nadradenej sústavy. Výstupom funkcie je zostavená admitančná matica rešpektujúca stavy prvkov a zapojenie siete, ktorá je symetrická a jej rozmer je daný počtom uzlov v sieti. V admitančnej matici nie sú jednotlivé admitancie prevedené na jednu napäťovú hladinu. Jednotlivé admitancie rešpektujú rôzne prevody transformátorov [11],
- **ABrno_fce04_ImpMatZjedbezPrevTraf_SP.m** – funkcia je štruktúrou podobná funkcií admitančnej matice. Je využívaná vo výpočte skratových prúdov na zostavenie impedančnej matice. Vstup sa pre ňu zhoduje so vstupom pri funkcií admitančnej matice, výstup predstavuje zostavená impedančná matica siete prepočítaná na hladinu VN. Pri zostavovaní matice nerešpektuje skutočné rôzne prevody transformátorov, ale prepočet impedancií prvkov z hladiny NN na hladinu VN prebieha pomocou strednej hodnoty skutočného prevodu všetkých transformátorov [12],
- **ABrno_fce05b_VypocetUCH_SP.m** – funkcia predstavuje samotný výpočet UCH pre dané zapojenie a zataženie. Sú v nej integrované prechádzajúce funkcie - prehľadanie siete a zostavenie admitančnej matice. Vstup pre funkciu predstavujú uzlové prúdy, napätie bilančného uzlu a topológia siete⁵. Výstupom funkcie je detailná štruktúra obsahujúca výsledky napätí pre všetky uzly

⁵Načítaná zo zavádzacieho súboru (Kap. 2.1.1)

a dopočítané veličiny pre uvažované sieťové prvky [13]. Kompletný popis výpočtu a metódy je predstavený v nasledujúcej podkapitole.

2.2.1 Výpočet ustáleného chodu

Spôsob výpočtu ustáleného chodu sa vo všeobecnosti líši podľa menovitého napätia siete. V prípade, že sa jedná o sieť na hladine NN, resp. VN, zavádzajú sa v praxi zjednodušujúce predpoklady, ktoré významne redukovujú komplexnosť výpočtu UCH a ktoré sú využívané aj v tejto práci. Numerický model uvažuje pre výpočet nasledujúce predpoklady:

- Parametre vedení a transformátorov sú konštanty nezávislé na prúde a napätí.
- Napätie napájacej sústavy (rozvodne Brno-Příkop) a prúdy odberových uzlov sú harmonickými funkciami času s frekvenciou 50 Hz.
- Uvažovaná trojfázová sústava je symetrická v napätiach a prúdoch pri odberoch a napájacej rozvodni. Parametre prvkov siete sú taktiež symetrické.
- Odbery v sieti sú nezávislé na napätí, ktoré je na svorkách, vďaka čomu dôjde k linearizácii úlohy - agregované výkony v uzloch sa prevedú na prúdy pomocou menovitej hodnoty napäťovej hladiny.
- Vedenia aj transformátory sú nahradené π -článkom.
- V sieti sa nenachádzajú žiadne zdroje vyšších harmonických frekvencií.

Štandardne sa pri výpočtoch UCH na hladinách NN a VN neuvažuje priečna admitancia prvkov z dôvodu zanedbateľnosti prúdov v priečnom smere. Pre zvýšenie presnosti výpočtu, potrebe výstupu uzlového napätia (nie úbytku napätia - pri zanedbaní priečnej admitancie prvkov je nutné modifikovať metódu, inak by viedla na singulárnu maticu) a dostupnej znalosti priečnej admitancie prvkov bolo však toto zjednodušenie nevyužitú.

Vyššie spomenuté zjednodušujúce predpoklady umožňujú riešiť trojfázovú sieť pomocou jednofázového modelu sústavou lineárnych komplexných rovníc. Vzhľadom na to, že sa jedná o výpočet UCH v podobe lineárneho obvodu a zároveň bolo potrebné zvoliť metódu, ktorá bude pre výpočet UCH mrežovej siete najefektívnejšia, bola zvolená priama metóda - metóda uzlových napätí⁶.

Pre výpočet UCH bolo potrebné vytvoriť skript, ktorý bude integrovať samotnú funkciu výpočtu UCH a všetky jej vnorené podfunkcie. Skript je možné rozdeliť do

⁶V porovnaní s MSP má MUN výrazne menší počet vetví ako je počet nezávislých smyčiek, v dôsledku čoho má teda menej neznámych

nasledujúcich krokov:

1. Počiatočná deklarácia vstupných premenných a načítanie zavádzacieho súboru

- (a) Načítanie topológie siete a výkonovej rady pre uzly.
- (b) Prepočet agregovaných činných uzlových výkonov na komplexné prúdy - na prepočet jalovej zložky prúdu je využitá hodnota účinníka⁷ $\cos\phi = 0,99$.

2. Definovanie podmienok pre výpočet UCH

- (a) Manipulácia so stavom prvkov, zmena parametrov zavádzacieho súboru.

3. Privolanie funkcie výpočtu UCH

- (a) Rekonfigurácia siete podľa stavu PD - pri zopnutí PD vznikne z pôvodných dvoch uzlov jeden, v dôsledku čoho je potrebné priradiť novému uzlu relevantné vývody z uzla, ktorý bol odstránený. Pri rozpojení PD prebehne opačný proces.
- (b) Ošetrovanie izolovaných častí siete - privolaná funkcia na trasovanie siete po zadefinovaní vstupných premenných zahájí prehľadanie celej topológie s cieľom označiť a odstrániť izolované prvky siete.
- (c) Rekonfigurácia uzlových prúdov - pri zopnutí PD je potrebné zlúčiť agregované uzlové prúdy z oboch pôvodných uzlov do jedného (v prípade, že sa na prípojniciach nachádza odber).
- (d) Zostavenie admitančnej matice - funkcia vráti admitančnú maticu podľa rekonfigurovanej siete.
- (e) Výpočet napätí v uzloch - po eliminácii bilančného uzla (Brno-Příkop) dôjde inverziou admitančnej matice k výpočtu fázového napätia v jednotlivých uzloch⁸.
- (f) Dovočítanie prúdov a výkonov pre vedenia a transformátory - na základe znalosti jednotlivých uzlových napätí sú dovočítané prúdy a výkony na vstupe a výstupe z vedení a transformátorov (π -článok).
- (g) Zápis vstupov a výstupov z výpočtu - uloženie admitančnej matice, uzlových napätí, vypočítaných výkonov a prúdov do štruktúry.

4. Spracovanie výsledkov výpočtu UCH

- (a) Roztriedenie uzlov podľa typu (káblková skriňa, DTS, odberné miesto), napájačov, napätovej hladiny.

⁷Účinník nebol známy, na základe zaťaženia bola jeho hodnota odhadnutá

⁸Detailný popis MUN aplikovanej vo výpočte je uvedený v [14]

- (b) Tabulkové spracovanie výstupov.
- (c) Grafické spracovanie výstupov.

V nadchádzajúcich kapitolách budú prezentované konkrétne výstupy z vyššie popísaného algoritmu výpočtu UCH, ktorý bol využitý pri validácii modelu a overení zostavených testovacích scenárov MSBS.

2.2.2 Výpočet skratových prúdov

Výpočet skratových pomerov vychádza z výpočtu UCH. Pre výpočet je potrebné poznať napätia v jednotlivých uzloch pred skratom. Vzhľadom na rozsah siete, obťažnosti pri získavaní vstupných dát pre výpočet, výpočtovú náročnosť presnejších metód a potrebu aplikácie metód pre riešenia ustálených stavov na deje prechodné, je nutné pri výpočtoch skratových prúdov, podobne ako pri výpočte UCH, zaviesť určité zjednodušenia a predpoklady. V rámci výpočtu skratových pomerov, numerický model počíta s nasledujúcimi podmienkami:

- Jediný zdroj skratového prúdu je nadradená sústava (Brno-Příkop), iné zdroje sa v sieti neuvažujú.
- Uvažovaný je dokonalý kovový skrat ($Z_{skr} = 0 \Omega$).
- Prvky siete - vedenia a transformátory sa nahrádzujú π -článkom.
- Sústava pred skratom sa uvažuje symetrická (vychádza z výpočtu UCH).
- Impedancie na hladine NN sú prepočítavané na vzťažnú hladinu VN pomocou strednej reálnej hodnoty prevodu všetkých transformátorov (v prípade, že prevod nie je v sieti jednotný).
- Impedancie transformátorov sa uvažujú pre prepínače odbočiek v reálnej polohe.
- Výpočet je realizovaný v skutočných hodnotách.
- Predpokladá sa nemennosť parametrov prvkov a typu skratu behom prechodného javu.

Na výpočet skratových prúdov je využívaná metóda skratovej impedančnej matice podľa [15], ktorá je vhodná pre rozsiahle sústavy. Jedná sa o obecnú metódu, kedy je pre celú sieť zostavená impedančná matica (inverziou admitančnej matice) podobne ako pri výpočte UCH.

Výpočet skratových prúdov priamo nadväzuje na výpočet UCH, preto je potrebné pri každej úprave vstupov previesť tento výpočet samostatne a následne uložiť výstupy do pamäti, ktoré budú využité pri výpočte skratov. Je taktiež potrebné,

aby obidva výpočty mali identické vstupné parametre (topológiu siete, podmienky pre výpočet).

Z dôvodu integrácie funkcií predaných od VUT, bol vytvorený skript, ktorý pracuje v nasledujúcich krokoch:

1. **Počiatočná deklarácia vstupných premenných a načítanie zavádzacieho súboru**
 - (a) Načítanie zavádzacieho súboru topológie.
 - (b) Deklarácia menovitých napätových hladín.
 - (c) Výpočet strednej hodnoty prevodu transformátorov podľa zavádzacieho súboru.
 - (d) Prepočet impedancií a admitancí prvkov z hladiny NN na vzťažnú hladinu VN podľa vypočítanej hodnoty prevodu.
2. **Rekonfigurácia siete podľa stavu spojok PD**
 - (a) Pre detail viď výpočet UCH v predchádzajúcej podkapitole.
3. **Kontrola izolovaných častí siete**
 - (a) Pre detail viď výpočet UCH v predchádzajúcej podkapitole.
4. **Definovanie podmienok pre výpočet skratových prúdov**
 - (a) Podmienky pre výpočet sa musia zhodovať z podmienkami pri výpočte UCH.
5. **Zostavenie impedančnej matice**
 - (a) Zostavenie admitančnej matice siete privolanou funkciou.
 - (b) Inverzia na impedančnú maticu.
6. **Výpočet trojfázového skratového prúdu v uzli**
 - (a) Vyčítanie diagonálnych prvkov z impedančnej matice.
 - (b) Prepočet impedancií NN uzlov na príslušnú napätovú hladinu.
 - (c) Výpočet počiatočného rázového skratového prúdu⁹ pre každý uzol podľa vzorca:

$$I_k'' = \frac{U_{fskr}}{Z_k} \quad (2.1)$$

- (d) Výpočet nárazového skratového prúdu pre každý uzol podľa vzorca:

$$i_p = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_k'' \quad (2.2)$$

kde pre výpočet κ a potrebného pomeru R/X je využitá norma ČSN 609 09 ed.2 - konkrétne jednotný (najmenší) pomer R/X pre obidve napätové hladiny.

⁹Numerický model počíta reálnu hodnotu I_k'' - neuvažuje sa výpočet podľa ČSN 609 09 ed.2

7. Zápis vstupov a výstupov z výpočtu

- (a) Uloženie impedančnej matice, skratových prúdov, zápis do tabuľkových štruktúr.

8. Spracovanie výsledkov

- (a) Tabuľkové spracovanie výstupov.
- (b) Grafické spracovanie výstupov.

2.3 Kontrola modelu siete

Po počiatočnom spracovaní zavádzacieho súboru ústavom elektroenergetiky, bolo potrebné skontrolovať model detailnejšie a porovnať ho s reálnym zapojením siete. Export siete z GIS dodaný od PDS nebol kompletný, obsahoval chyby a časť parametrov siete a zaťaženia už existujúceho modelu vychádzala z odhadov. Z tohto dôvodu musel byť celý model podrobený dôkladnej kontrole.

2.3.1 Kontrola topológie modelu

Vďaka zabezpečeniu fotodokumentácie všetkých 55 DTS a umožnenia prístupu do systémov GIS a RIS, bola prevedená detailná kontrola, na základe ktorej došlo výraznému spresneniu topológie nasledujúcimi úpravami:

1. Do modelu bola pridaná celá DTS - 1941 Malinovského námestí (2 DT, 12 NN vývodov z NN rozvádzačov a 17 ďalších vedení do okolitých skriní). V dôsledku tejto úpravy muselo byť pridaných aj 6 káblových skriní a 11 odberných miest.
2. Boli doplnené 4 miesta rozpojenia (vypnutia) VN napájačov - vedenia medzi DTS 1983 - 1986, 1923 - 1903, 1922 - 1996, 1922 - 1923 (pôvodný model počítal so stavom, kedy boli všetky napájače skruhované)
3. Pôvodný model počítal, že v sieti sú všetky PD zopnuté. Po porovnaní s reálnym zapojením sa ukázalo, že v káblvej skrini R129465 je PD rozpojené.
4. Za použitia fotodokumentácie bola prevedená validácia všetkých vývodov v rámci DTS. Behom tejto kontroly bolo odhalené, že 117 vývodov malo v pôvodnom modeli chybné priradené (poddimenzované) prierezy vedení. Približne 95 % z týchto chybných vývodov predstavovali priame vývody k odberateľom (HDV). Zostávajúcich 5 % chybných prierezov patrilo prepojom do okolitých DTS a káblových skriní. Pôvodný model počítal vo všetkých prípadoch chybných vývodov s prierezom 16 mm^2 . Nakoľko nebol známy reálny prierez vývodov, bol im, po konzultácii s prevádzkovým technikom siete, priradený plošný prierez - 120 mm^2 .

5. Rovnako ako v prípade DTS, museli byť skontrolované aj káblové skrine a ich vývody. Bolo zistené, že tieto vývodu majú taktiež priradený chybný prierez – 16 mm². Reálne prierezy neboli známe a po konzultácií s prevádzkovým technikom siete bol pridelený vedeniam plošný prierez 120 mm². Celkovo sa jednalo o opravu 451 vedení. V dôsledku opravy ďalších vývodov muselo byť do modelu pridaných 8 nových typov káblu.
6. Z predchádzajúcej kontroly následne vyplynulo, že sa v DTS 1996 Biskupská nezhoduje počet NN vývodov medzi pôvodným numerickým modelom a fotodokumentáciou. Numerický model uvažoval 10 vývodov, zatiaľ čo fotodokumentácia NN rozvádzača uvádzala 12. Po kontrole bolo zistené, že DTS 1996 Biskupská sa nachádza na hranici MS a jeden vývod z DTS je vyvedený do príľahlej skrini, ktorá je mimo MS a v tejto skrini je rozpojený. V dôsledku tohto zistenia bol vývod z modelu odstránený. Druhý vývod, ktorý v modeli chýbal, bolo nutné doplniť, spolu s 2 smyčkovacími skriňami a 2 odbernými miestami.
7. V DTS 1923 bol doplnený chýbajúci DT, na sekundár nového DT bolo presunutých 9 vývodov, a taktiež bolo doplnené PD.
8. V DTS 1922 bolo doplnené PD (pôvodný model počítal so spoločnou NN prípojnicou z dvoch DT) a na sekundár druhého DT bolo presunutých 6 NN vývodov z pôvodného spoločného uzla.
9. V DTS 1921 model pôvodne počítal s jedným DT v správe PDS a jedným odberateľským DT. Po kontrole došlo k oprave, pretože bolo zistené, že tieto DT sú navzájom zamenené, spolu s ich NN vývodmi.
10. Po kontrole parametrov transformátorov prišlo k oprave parametru - u_k na 29 DT (maximálna odchýlka medzi pôvodným modelom a štítkovými hodnotami predstavovala 0,52 %).
11. Bola opravená chyba pri modelácií zavádzacieho súboru - nesprávne sekvencie príkazov mali za následok chybné priradené maximálne zaťažiteľnosti jednotlivých typov káblov.
12. Bolo doplnené chýbajúce VN vedenie medzi DTS 1909 a rozvodňou Brno-Příkop (v pôvodnom modeli pracoval celý napájač bez VN napájania).
13. Boli skontrolované nastavenia prepínača odbočiek všetkých 79 DT.
14. Bola prevedená kontrola hraníc siete.

Vyššie spomenuté úpravy predstavovali najvýraznejšie zásahy do modelu a výrazne prispeli k jeho spresneniu. V priebehu kontroly boli okrem týchto úprav prevedené aj úpravy minoritnejšieho charakteru, ktoré pri ďalšom výpočte nemali významný vplyv na výsledky, ale z pohľadu reflektovania reality prispeli k validite modelu.

2.3.2 Kontrola zaťaženia siete

Po optimalizácii topológie siete bolo potrebné skontrolovať aj jednotlivých odberateľov v MSBS. Správne priradenie odberateľov k uzlom má zásadný vplyv na redistribúciu zaťaženia v celej sieti a tým aj na validitu celého modelu. Export z GIS dodaný od PDS obsahoval v prípade uzlov aj identifikátor odberateľov, vďaka ktorému bolo možné algoritmicke priradiť odberateľa spolu s jeho spotrebou k danému uzlu. Takýmto spôsobom bolo priradených 3676 MO z celkového počtu 6344, ktoré vyseletoval PDS pre MSBS. Zostávajúcich 2668 MO spolu s 33 VO bolo nutné skontrolovať manuálne. Z kontroly vyplynuli nasledujúce úpravy:

1. 2520 zo zostávajúcich 2668 MO bolo pôvodne priradených nesprávne a vôbec sa nenachádzali v MSBS, ale v jej prilahlých častiach. Ich odstránenie z modelu predstavovalo približne 20% pokles celkovej ročnej spotreby oproti pôvodnému modelu.
2. 148 zostávajúcich MO bolo priradených k uzlom podľa adresy.
3. Bolo priradených 18 VO do 15 DTS, ktoré nepracujú do MSBS, ale VN siet zaťažujú.
4. 15 zvyšných VO bolo priradených priamo do MSBS (v DTS majú samostatné odberateľské DT).
5. V DTS 1939 bola odstránená spotreba odberateľského transformátora na úrovni NN, nakoľko sa tá istá spotreba duplicitne nachádzala v uzle VN.

Všetci manuálne priradení odberatelia museli byť jednotlivo skontrolovaní a následne integrovaní do modelu. Vyššie popísané úpravy popisujú rámec vykonanej práce a výsledný stav. Model zaťaženia prechádzal operatívnymi úpravami počas tvorby práce. Detaily jednotlivých optimalizácií nie je možné publikovať z dôvodu veľkého rozsahu a citlivosti údajov.

2.4 Validácia numerického modelu

Hoci oprava zavádzacieho súboru v predchádzajúcej podkapitole predstavovala výrazný posun z pohľadu korelácie modelu a reálnej siete, stále nebolo známe do akej miery model reprezentoval skutočnosť. Vzhľadom aj na to, že model je súčasťou výskumného projektu a faktu, že bude v budúcnosti využívaný PDS pri prevádzke a rozvoji siete, bolo potrebné, aby sa vypočítané hodnoty z modelu porovnali s reálnymi dátami, ktoré boli namerané v sieti v čase podobnom, s ktorým pracuje numerický model (výkonová rada). PDS nedisponoval potrebnými dátami z roku 2018 (model počíta s dátumom 10.1.2018 11:00), a tak museli byť použité alterna-

tívne dáta z aktuálnejších meraní.

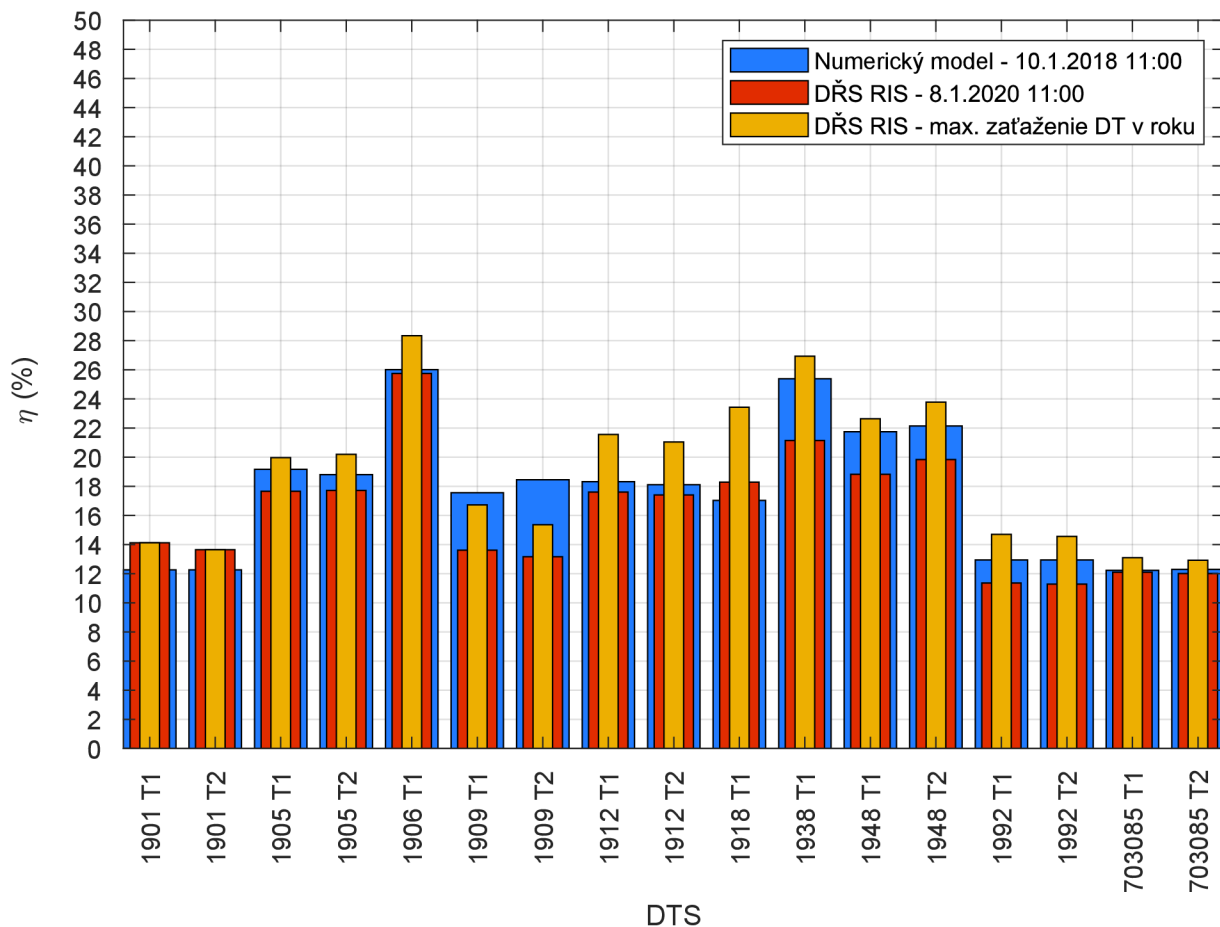
Na meranie elektrických veličín sa v MSBS aktuálne využívajú dva spôsoby merania. Prvým spôsobom je meranie pomocou univerzálneho monitoru MEg40⁺. Monitory sú osadené v 75 NN rozvádzačoch a pokrývajú takmer celú sieť. Toto meranie avšak nie je distribuované a pre potreby validácie by vyčítanie muselo prebehnúť fyzickou návštevou DTS. Z dôvodu časovej náročnosti bol tento postup (po konzultácii s PDS) zamietnutý. Druhý spôsob merania, ktorý bol využitý v rámci validácie, je distribuované meranie, ktoré je osadené v 10 DTS podľa Tab.1.1 a je prenášané do DŘS RIS. Meranie bolo inštalované v priebehu roku 2019, z čoho vyplýva, že muselo byť použité zimné obdobie v roku 2020. Numerický model počíta s maximálnym zaťažením pre dátum streda 10.1.2018 11:00. Vzhľadom na to, aby boli priebehy zaťaženia siete podobné, na validáciu bola zvolená streda v rovnakom období. Konkrétny dátum vyšiel na 8.1.2020 11:00. PDS následne dodal potrebné dáta z meraní za rok 2020 s hodinovou granularitou. Jednalo sa o výkony a prúdy zmerané na vývode z DT a napätia z NN prípojnic rozvádzačov. Po spracovaní dát boli vypočítané zaťaženia j (η) pre DT z dodaných výkonov podľa vzorcov:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (2.3)$$

$$\eta = \frac{S}{S_n} \cdot 100 \quad (2.4)$$

Na Obr.2.2 sú znázornené zaťaženia vypočítané numerickým modelom, reálne zaťaženia namerané na DT a maximálne zaťaženia každého DT počas roka 2020. Vo všetkých troch priebehoch bol zaistený identický prevádzkový stav - zopnuté PD a odbočka v polohe + 5 %. Z grafu je zrejmé, že numerický model počíta s vyšším zaťažením pre väčšinu DT (okrem DTS 1901) v porovnaní s distribuovaným meraním. Kvadratický¹⁰ priemer odchýlok zaťaženia numerického modelu (modrá) a reálneho zaťaženia DT (červená) predstavoval približne 2,33 %. Najväčšie rozdiely je možné vidieť na DTS 1909 T2 a 1938, kde je reálne zaťaženie nižšie približne o 5,2 % resp. 4,2 %. Priebehy maximálnych zaťažení jednotlivých DT do veľkej miery sledujú trend numerického modelu. Tieto priebehy však nenastali simultánne v priebehu jedného časového okamihu v roku, ale každý samostatne. V prílohách B.1 a B.2 sú porovnané toky P a Q na vývode z DT pre numerický model a reálny stav nameraný distribuovaným meraním.

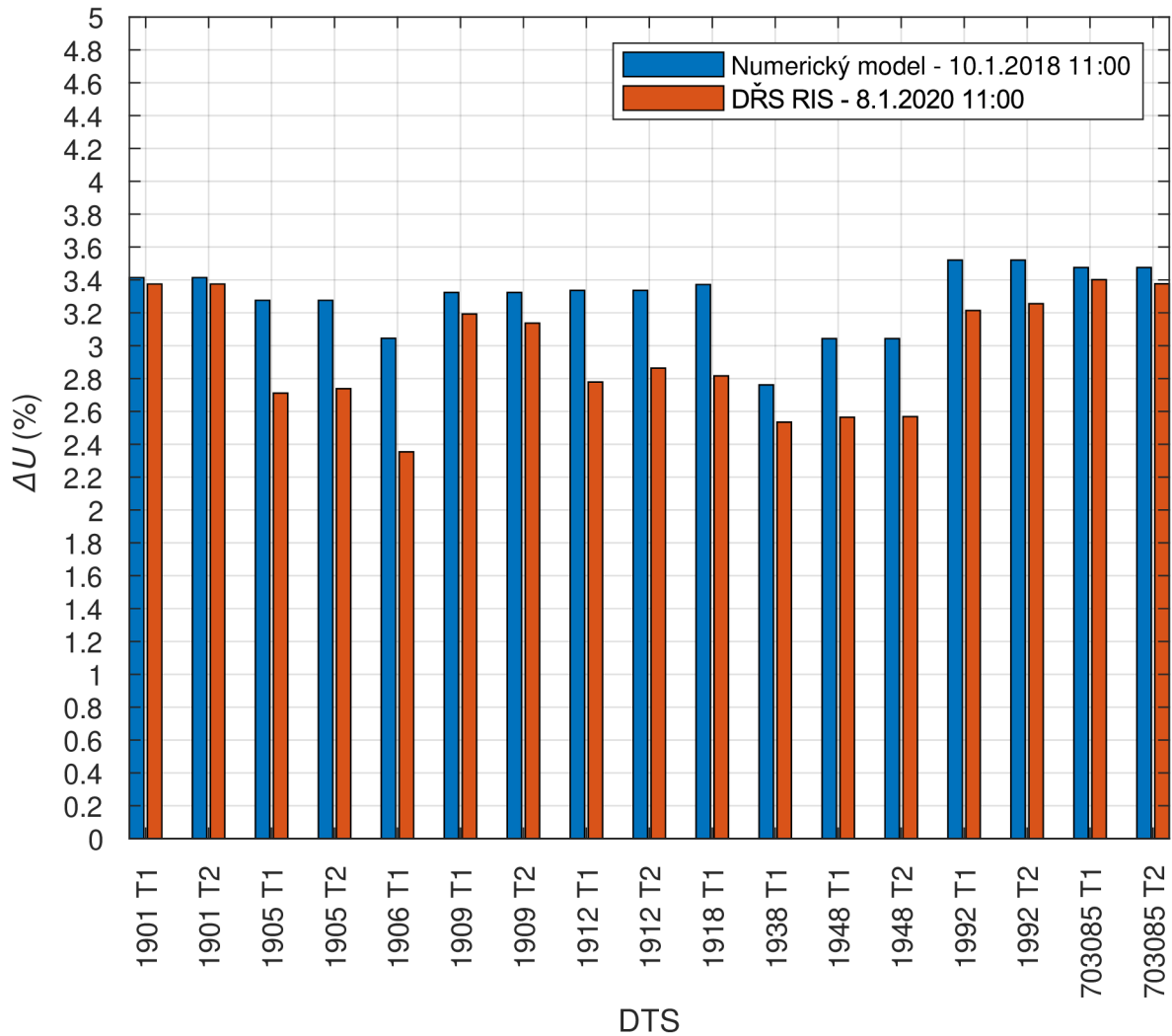
¹⁰Aby bol uvažovaný rozmer odchýlky (kladné aj záporné hodnoty), bol na výpočet aplikovaný kvadratický priemer



Obr. 2.2: Porovnanie výkonového zaťaženia DT num. modelu s reálnymi dátami

Pre validáciu bolo tiež potrebné, aby sa porovnali vypočítané hodnoty napätí na sekundárnych uzloch DT s reálnymi dátami. Na Obr.2.3 sú znázornené odchýlky¹¹ skutočných napätí od menovitej hodnoty hladiny pre obidva stavy. Na grafe je možné vidieť, že napätie vypočítané numerickým modelom je v prípade všetkých transformátorov vyššie ako skutočne namerané. Kvadratický priemer odchýlok predstavuje 0,39 % U_n . Najväčší rozdiel napätí je možné vidieť na DTS 1906 T1 a síce 0,66 % U_n . Tento transformátor je zároveň najviac zaťažený zo všetkých skúmaných transformátorov. Numerický model počíta s napájacím napätím 22,8 kV. Po kontrole reálneho napätia v uvažovanom čase, bolo zistené, že sa na VN prípojnici v rozvodni nachádzalo napätie 22,78 kV. Napájacie napätia boli pri validácii teda takmer identické.

¹¹Výpočet odchýlky skutočného napätia od menovitého vychádza zo vzorca $((U/U_n) - 1) \cdot 100$, v ďalších častiach práce bude hodnota napätia v uzloch uvádzaná touto formou



Obr. 2.3: Porovnanie vypočítaných odchýlok napätia na sekundárnom uzle transformátorov s nameranými hodnotami

Na základe výstupov validácie je možné konštatovať, že numerický model počíta s mierne vyšším zaťažením siete. Celkovo je možné povedať, že model do značnej miery kopíruje reálne zaťaženie. Maximálne zaťaženie je vo väčšine DT takmer porovnateľné s výkonovou radou, z čoho vyplýva, že model skutočne pracuje s takmer najvyšším zaťažením siete. V prípade napätí je kvadratický priemer odchýlok medzi numerickým modelom a realitou menší ako neistota merania, ktorú uvažuje PDS (0,5 %). Model rešpektuje pri paralelnej prevádzke DT zopnuté PD, kedy na oboch NN prípojniciach počíta zhodné napätie, resp. zaťaženia DT. Rozdiely medzi distribuovaným meraním a numerickým modelom môžu byť spôsobené faktormi ako chybné priradenie zaťaženia k uzlu, odhad zaťaženia pomocou TDD, metóda výpočtu, chyba merania prístrojov a podobne.

3 Testovacie scenáre pre pilotné testy v mrežovej sieti Brno-Střed

Prevádzka mrežových sietí, ako bolo popísané v Kap. 1.1, predstavuje okrem benefitov v podobe vysokej spoľahlivosti a kvality dodávky energie aj zvýšené nasadenie pri monitoringu a údržbe siete, v porovnaní s inými zapojeniami distribučných sústav. So zvyšujúcou sa úrovňou monitoringu aj na strane NN sa prevádzkovatelia distribučných sietí veľakrát po zvážení všetkých okolností rozhodnú sieť tohto typu nebudovať alebo rozširovať. Za určitých okolností sa tieto siete rozpájajú do podoby paprskovej topológie.

Mrežová sieť Brno-Střed predstavuje jednu z výnimiek a je možné ju považovať za raritu. Na svoju existenciu využíva kolektorovú sieť, ktorá bola v minulosti vybudovaná na umiestnenie inžinierskych sietí a ktorá sa nachádza aj pod historickým jadrom mesta Brna - časti Brno-Střed. Vďaka umiestneniu káblových vedení v kolektoroch je zabezpečená nadštandardná spoľahlivosť dodávky a jednoduchší prístup k vedeniam v prípade poruchy a preventívnej údržby. Robustnosť siete zvyšuje neprehľadnosť, komplikovanosť a náročnosť odhalenia poruchy. Aby sa PDS dozvedel o chovaní siete viac, rozhodol sa zaviesť distribuované meranie aj na hladine NN, a tak prenášať dáta a signály do SCADA NN. V dôsledku zavedeného merania môže tak sieť lepšie monitorovať a následne ju dispečersky riadiť.

Vzhľadom na vyššie zmienené dôvody pre zavádzanie distribuovaného merania¹ a fakt, že vznikajúci numerický model bude využívaný na rozvoj a optimalizáciu prevádzky, vznikla požiadavka na prevedenie testov mrežovej siete Brno-Střed. Výstupom testov bude lepšia znalosť chovania siete v neprevádzkových - poruchových stavoch, vyšpecifikovanie požiadaviek pre rozšírenie dispečerského monitoringu na hladine NN a validácia, resp. optimalizácia numerického modelu. Cieľom tejto kapitoly je, v spolupráci s PDS, zostaviť testovacie scenáre pre jednotlivé testy a poruchové stavy, ktoré sa pri prevádzke môžu v sieti objaviť. Scenáre budú zostavované s ohľadom na prevádzkové možnosti siete a osadené distribuované meranie.

Nakoľko numerický model pracuje ako jednofázový model simulujúci trojfázovú sústavu, nie je možné simulovať nesymetrické poruchy. V rámci práce budú navrhnuté scenáre po obidva typy porúch, avšak overené numerickým modelom v ďalších kapitolách budú len symetrické poruchy. Testovacie scenáre týkajúce sa skratovej poruchy (po konzultácii s PDS) nebudú riešené z bezpečnostných dôvodov.

¹Meranie doplní aktuálne osadené distribuované meranie podľa Tab.1.1

3.1 Relevantné poruchové stavy pre testovanie

Pre zostavenie testovacích scenárov bolo potrebné na začiatku vydefinovať poruchové stavy, ktoré sú pre sieť charakteristické, resp. ktoré sa v sieti objavili alebo reálne môžu objaviť. Z tohto dôvodu boli oslovené útvary v rámci PDS - Regionálna správa Brno a Dispečing 22 kV Brno. Po sérii diskusií boli vyšpecifikované nasledovné poruchové stavy, ktoré budú ďalej rozpracované:

1. Výpadok napájača VN
2. Výpadok jednej fáze napájača VN
3. Výpadok poistky vo VN rozvádzači
4. Simultánny výpadok viacerých DTS
5. Nesprávne nastavená odbočka na DT

Pri návrhu sa neuvažovala postupne rozvíjajúca sa porucha, kedy výpadok jedného prvku (vedenia) spôsobí kaskádový efekt vypínania ďalších z dôvodu postupného preťažovania. Výpadok malého počtu NN vedení v MSBS je podľa [17] obtiažne indikovateľný, zmena napätia sa na jednotlivých DTS takmer neprejaví. Taktiež sú podľa simulácií vedenia v sieti minimálne zatažené a výpadok jedného vedenia by nemal viesť k preťaženiu ďalšieho. Aby bol takýto test dostupnou meracou technikou zaznamenateľný, bolo by nutné vypnúť výrazne vyšší počet vedení, resp. DT ako je prijateľné bezpečnostné riziko pre PDS. Táto porucha nebola uvažovaná aj z dôvodu náročnosti prevedenia. V ďalších podkapitolách budú jednotlivé poruchové stavy rozpracované do konkrétnej podoby a postupu.

3.1.1 Test 1 – Výpadok napájača VN

Cieľom testu je overiť chovanie napätových a prúdových pomerov MSBS pri výpadku celého napájača. Výber konkrétneho, vhodného napájača musí korelovať s osadeným distribuovaným meraním² podľa Tab.1.1. Aby bolo možné zaznamenať čo najvýraznejšie zmeny meraných parametrov, bolo potrebné, aby sa na zvolenom napájači a jeho DTS nachádzalo čo najväčší počet distribuovaného merania alebo, aby sa jeho DTS v čo najväčšom počte koncentrovali okolo distribuovaného merania ostatných DTS. Nakoľko sa distribuované meranie v MSBS koncentruje v časti siete, cez ktorú prechádzajú všetky napájače (z dôvodu ich vzájomného prepletenia) bolo potrebné analyzovať jednotlivé napájače z pohľadu NN schémy siete, skontrolovať

²Meranie zaznamenáva všetky NN vývody po fázach, čo zaisťuje vysokú citlivosť na zmenu zataženia

polohu ich DTS a napojenie na ďalšie distribuované meranie.

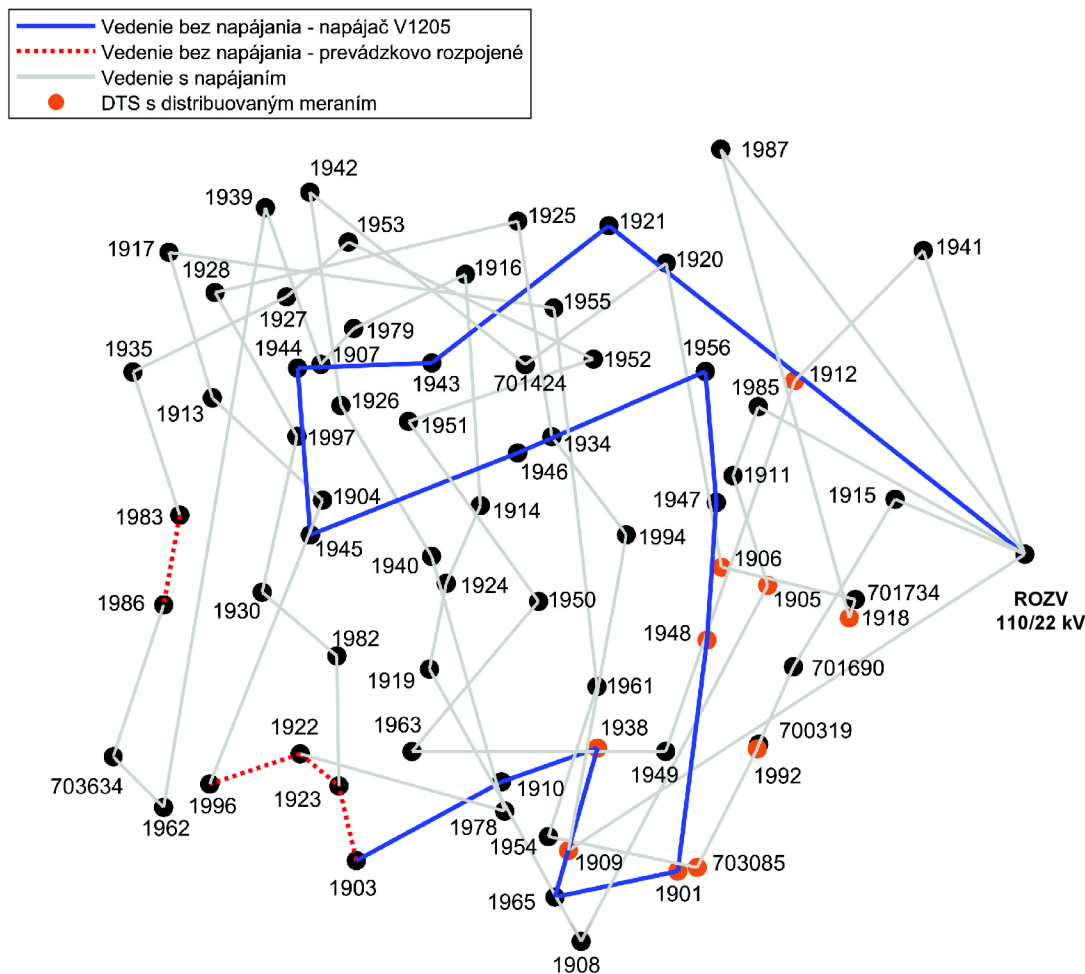
Na napájači V1205 sa nachádza celkom 13 DTS pracujúcich do MSBS, z ktorých 3 majú integrované distribuované meranie. Okrem toho má 6 DTS priame prepojenie NN vedením na ostatné diaľkovo merané DTS. Napájač V1206 obsahuje celkovo 6 DTS, 1 distribuované meranie a 1 DTS je priamo naň prepojená. Napájač V1207 disponuje 9 DTS s 2 meraniami a 2 DTS majú priamy prepoj k DTS, ktorá má distribuované meranie. Na napájači V1208 je pripojených celkovo 8 DTS, 2 z nich obsahujú distribuované meranie a 1 priamy prepoj. 10 DTS je pripojených na napájači V1209 a iba 1 DTS má technológiu distribuovaného merania a 1 priamy prepoj k nemu. Napájač V1210 napája 9 DTS. Má osadené 1 distribuované meranie a jeho DTS majú v 2 prípadoch priamy prepoj na distribuované meranie.

Po konzultácií s PDS bol záverom zvolený napájač V1205, ktorý má v oblasti distribuovaného merania koncentrovaných najviac DTS a zároveň jeho výpadok má najväčší predpoklad na zaznamenanie poruchového stavu distribuovaným meraním. Vypnutie napájača V1205 bude mať za následok obmedzenie dodávky pre VO, ktorí sú na ňom pripojení. Test by mal preto prebiehať vo večerných hodinách a VO by mali byť o plánovanej odstávke oboznámení. Ďalšie prevádzkové obmedzenia pre vypnutie napájača V1205 sa neobjavili, a preto nebola potrebná ďalšia optimalizácia.

Pracovný postup pre scenár:

1. Pracovník Dispečingu Brno 22 kV (ďalej len dispečing) prevedie diaľkové vypnutie napájača V1205 v rozvodni Brno-Příkop v smere DTS 1921 Jezuitská.
2. Poverený pracovník dispečingu zaznamená čas manipulácie.
3. Po manipulácii počká poverený pracovník približne 5-10 minút, preverí ustálený chod siete a následne zahájí spätné manipulácie.
4. Pracovník dispečingu prevedie diaľkové zapnutie vývodu V1205 v rozvodni Brno-Příkop a uvedie sieť do pôvodného stavu.

V numerickom modeli bude pri výpočte UCH rozpojené vedenie medzi rozvodňou Brno-Příkop a prvou DTS na napájači - 1921 Jezuitská 5. Vzhľadom na to, že export z GIS obsahoval aj polohopisné dáta, bolo možné vytvoriť vizualizované schémy zapojenia z pohľadu numerického modelu. Na Obr.3.1 je zvýraznený napájač V1205, jednotlivé postihnuté vedenia a DTS. Schéma reflektuje reálnu topológiu časti Brna-Střed a vzájomné polohy jednotlivých prvkov. Červene zvýraznené vedenie sú v štandardnom zapojení rozpojené a slúžia na prípadné skruhovanie napájačov.



Obr. 3.1: Vizualizácia VN schémy a vypnutého napájača V1205

3.1.2 Test 2 – Výpadok jednej fáze napájača

Cieľom testu je overiť prúdové a napätové pomery v sieti, v prípade, že dôjde k výpadku jednej fáze VN napájača. Na tento test bol (podobne ako v prípade výpadku celého napájača (L1-L3)) zvolený napájač V1205 z dôvodu najvyššej citlivosti zaznamenania poruchy.

Vzhľadom na fakt, že počas chodu siete nie je možné vo VN rozvádzači ani v rozvodni umelo vyvolať poruchu jednej fáze, bolo potrebné, aby bol na výpadok jednej fáze použitý pomocný rozvádzač s odpínačom, cez ktorý bude vyvedená jedna fáza VN káblu. Využitím odpínača v pomocnom rozvádzači bude následne realizované odpojenie jednej fáze. Jednopolová schéma zapojenia VN rozvádzača s pomocným rozvádzačom je znázornená v prílohe C.1. Umiestnenie pomocného rozvádzača pri výbere vhodnej DTS podliehalo dvom kritériám. V prípade prvého sa jednalo o DTS v blízkosti distribuovaného merania. Druhé kritérium predstavovalo prístup

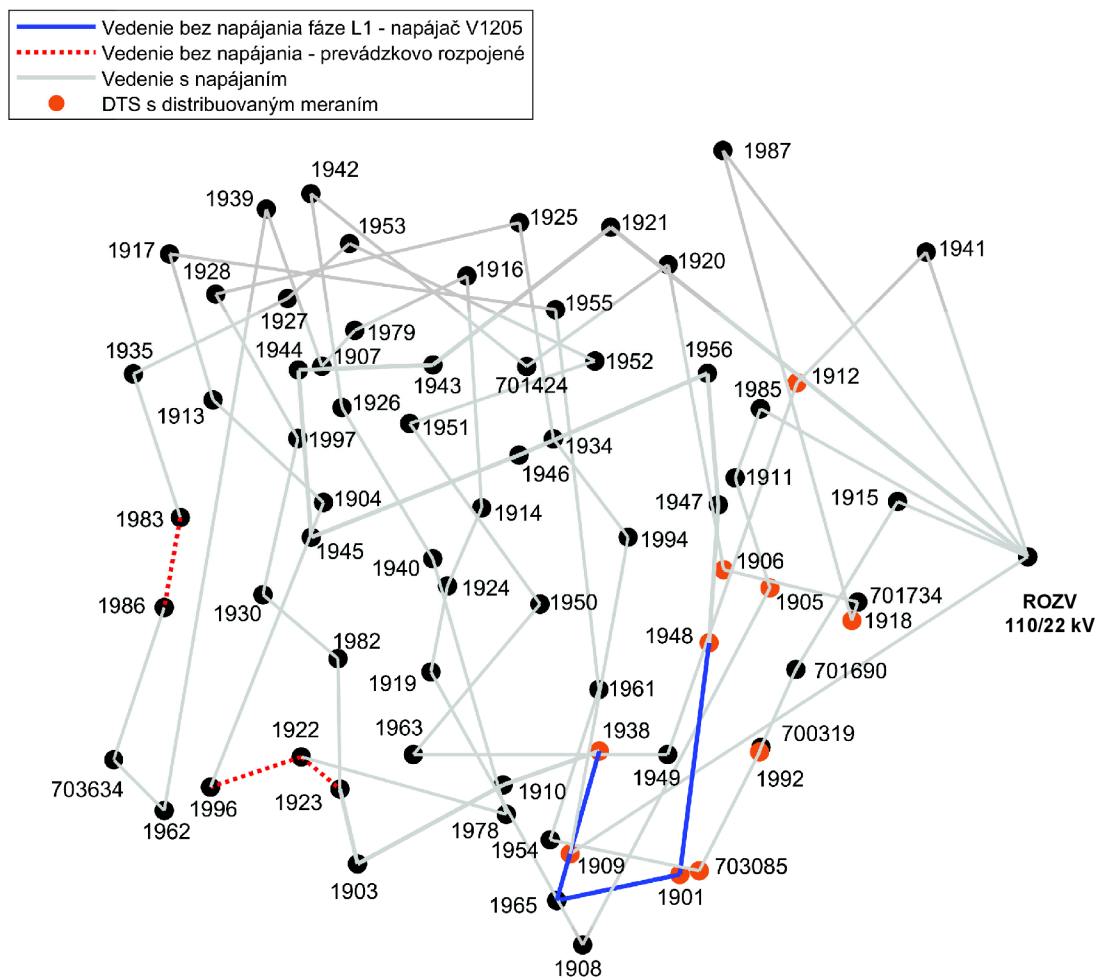
do DTS a jej samotná dispozícia. Ako najvhodnejšie DTS boli identifikované DTS 1901 Josefská, 703085 Nádražní 2a OC Podchod, 1938 Masarykova 25 Tisk a 1909 Masarkova 31. Po konzultácií s PDS bola zvolená DTS 1938 Masarykova 25 Tisk z dôvodu najvhodnejšej dispozície priestoru DTS pre umiestnenie pomocného rozvážača, dobrého prístupu a vysokej citlivosti distribuovaného merania v okolitých DTS.

Umiestnenie pomocného rozvážača do DTS 1938 prinieslo potrebu priviesť napájanie z napájača V1207. Zopnutím prevádzkovo rozpojeného vedenia medzi DTS 1923 Peroutkova a DTS 1903 Moravské muzeum príde ku zkruhovaniu napájačov V1207 a V1205. V prípade, že by táto manipulácia nebola prevedená, výpadok jednej fáze by postihol DTS 1910 Zelný trh a DTS 1903 Moravské muzeum, tzn. lokality mimo bezprostrednej blízkosti distribuovaného merania. V ďalšom kroku bolo potrebné scenár optimalizovať tak, aby neboli výpadkom jednej fáze zasiahnutí VO, ktorí sú napájači V1205 pripojení. Z tohto dôvodu bolo rozhodnuté, že dôjde k rozpojeniu VN vedenia v DTS 1948 Orlí v smere DTS 1947 Koblížná OD Centrum. Rozpojením príde k vymedzeniu poruchy v časti siete s najvyššou koncentráciou distribuovaného merania.

Pracovný postup pre scenár:

1. Poverený pracovník dispečingu dá pokyn k zahájeniu manipulácií pracovníkovi RCDS.
2. Pracovník RCDS prevedie v DTS 1923 Peroutkova zapnutie vývodu v smere DTS 1903 Moravské muzeum a nahlási čas zapnutia na dispečing.
3. Poverený pracovník dispečingu zaznamená čas manipulácie.
4. Pracovník RCDS prevedie v DTS 1948 Orlí 20 vypnutie vývodu V1205 v smere DTS 1947 Koblížná OD Centrum a nahlási čas vypnutia na dispečing.
5. Poverený pracovník dispečingu zaznamená čas manipulácie.
6. Pracovník RCDS prevedie v DTS 1938 Masarykova 25 vypnutie vývodu na pomocnom rozvážači v poli č. 1 a nahlási čas manipulácie na dispečing.
7. Poverený pracovník dispečingu zaznamená čas manipulácie.
8. Po manipulácií počká poverený pracovník dispečingu približne 5-10 minút, preverí ustálený chod siete a následne zaháji spätné manipulácie.
9. Pracovník RCDS prevedie v DTS 1938 Masarykova 25 zapnutie vývodu na pomocnom rozvážači v poli č.1 a nahlási čas manipulácie na dispečing.
10. Poverený pracovník dispečingu zaznamená čas manipulácie.
11. Pracovník RCDS prevedie v DTS 1923 Peroutkova vypnutie vývodu v smere DTS 1903 Moravské muzeum a nahlási čas zapnutia na dispečing.
12. Poverený pracovník dispečingu zaznamená čas manipulácie.

Výpadok jednej fáze napájača predstavuje nesymetrickú poruchu a v numerickom modeli nebude simulovaný. Na Obr.3.2 je zobrazená časť napájača V1205, na ktorej dôjde k výpadku jednej fáze.



Obr. 3.2: Vizualizácia VN schémy a výpadku jednej fáze časti napájača V1205

3.1.3 Test 3 – Výpadok poistky vo VN rozvádzači

Cieľom testu je overiť napätové a prúdové pomery v sieti pri výpadku VN poistky (poistiek) vývodu na DT. Podobne ako v predchádzajúcom teste - výpadku jednej fáze napájača bude využitý už osadený pomocný rozvádzač v DTS 1938 Masarykova 25 Tisk. Test sa skladá z troch samostatných scenárov, počas ktorých bude postupne simulovaný výpadok troch, dvoch a jednej fáze VN poistky. V prípade nesymetrických porúch - výpadku dvoch a jednej fáze VN poistky bude použitý na prevedenie testu pomocný VN rozvádzač.

Test 3 A – Výpadok VN poistky vo fázach L1-L2-L3

Výpadok poistky vo všetkých troch fázach reprezentuje výpadok celého DT a bude prevedený pomocou existujúceho VN rozvádzača v DTS 1938 Masarykova 25 Tisk štandardným odpojením vývodu VN na DT. V numerickom modeli bude test simulovaný vypnutím DT.

Pracovný postup pre scenár:

1. Poverený pracovník dispečingu dá pokyn k zahájeniu manipulácií pracovníkovi RCDS.
2. Pracovník RCDS prevedie vypnutie odpínača - vývodu na DT a následne nahlási čas vypnutia na dispečing.
3. Poverený pracovník dispečingu zaznamená čas manipulácie.
4. Po manipulácií počká poverený pracovník dispečingu približne 5-10 minút, preverí ustálený chod siete a následne zaháji spätné manipulácie.
5. Pracovník RCDS prevedie zopnutie odpínača vývodu na DT do polohy zapnuté a nahlási čas manipulácie na dispečing.

Test 3 B – Výpadok VN poistky vo fázach L1-L2

Prerušenie poistky vo fázach L1-L2 bude realizované pomocným rozvádzačom podľa schémy v prílohe C.2.

Pracovný postup pre scenár:

1. Poverený pracovník dispečingu dá pokyny k zahájeniu manipulácií pracovníkovi RCDS.
2. Pracovník RCDS na pomocnom rozvádzači prevedie vypnutie odpínača na DT v poli č.2 a nahlási čas vypnutia na dispečing.
3. Poverený pracovník dispečingu zaznamená čas manipulácie.
4. Po manipulácií počká poverený pracovník dispečingu približne 5-10 minút, preverí ustálený chod siete a následne zaháji spätné manipulácie.
5. Pracovník RCDS prevedie zopnutie odpínača vývodu na DT v poli č. 2 do polohy zapnuté a nahlási čas na dispečing.

Test 3 C – Výpadok VN poistky vo fáze L1

Prerušenie poistky vo fáze L1 bude realizované pomocným rozvádzačom podľa schémy v prílohe C.3. Pracovný postup pre scenár sa zhoduje s Testom 3 B.

3.1.4 Test 4 – Vypínanie vývodov z DT vo viacerých DTS

Cieľom testu je overiť napäťové a prúdové pomery v sieti v prípade, že by došlo v sieti k súčasnému výpadku viacerých DT v rámci väčšieho počtu DTS. Vypnutie DT bude realizované, z dôvodu jednoduchosti, vypnutím hlavného ističa v NN rozvádzači. Výber konkrétnych DTS korešpondoval s metodikou využitou v predchádzajúcich testoch. DTS museli byť priamo osadené distribuovaným meraním alebo mať naň priamy prepoj. Zároveň bolo žiadané, aby sa vybrané DTS nachádzali v oblasti, kde je toto meranie najviac koncentrované. Po diskusiách s PDS boli vybraté 4 DTS so 6 DT. Jedná sa o DTS 1912, 1915, 1918 a 1992. Simulovaný výpadok väčšieho počtu DTS bol zo strany PDS nežiadúce. Vo všetkých prípadoch, okrem DTS 1915, sa jedná o DTS priamo osadené distribuovaným meraním. DTS 1915 obsahuje 4 priame prepoje na DTS s distribuovaným meraním a jej poloha dáva predpoklad na dostatočné zaznamenanie poruchy. Z pohľadu prevádzkových obmedzení nevznikla potreba scenár optimalizovať, výpadok vybraných DTS by nemalo spôsobiť pre odberateľov obmedzenie dodávky. Pri analýze scenára bude v numerickej modeli vypnutých 6 DT v 4 vybraných DTS.

Pracovný postup pre scenár:

1. Poverený pracovník dispečingu dá pokyn k zahájeniu manipulácií pracovníkovi RCDS.
2. Pracovník RCDS prevedie postupné vypnutie hlavného ističa v NN rozvádzači s nahlásením času manipulácie na dispečingu v nasledujúcich DTS:
 - DTS 1992 Benešova Hotel Grand - T1,T2,
 - DTS 1918 Benešova - T1,
 - DTS 1915 Kino Kapitol - T1,
 - DTS 1912 Mahenovo divadlo - T1,T2.
3. Po manipuláciách počká poverený pracovník dispečingu približne 5-10 minút, preverí ustálený chod siete a následne zahájí spätné manipulácie.
4. Pracovník RCDS prevedie postupné zapnutie hlavných ističov vo vypnutých DTS a nahlási časy manipulácií.

3.1.5 Test 5 – Simulácia nesprávne nastavenej odbočky na DT

Cieľom testu je overiť napäťové a prúdové pomery v sieti v prípade, že je na DT nevhodne nastavená odbočka primárneho vinutia. V mrežových sieťach je všeobecne kvôli vysokej zauzlenosti siete a krátkym vedeniam napätie stabilné a nedochádza k významným poklesom napätia. V MSBS štandardne neklesá napätie počas roka pod menovitú hodnotu napätia. Jednotlivé odbočky sú najčastejšie nastavené na

jednotný prevod, čo zaručuje minimálne vyrovnávacie prúdy medzi DT. Nesprávnym nastavením (príliš vysoký/nízky prevod) odbočky dôjde k zvýšeniu zataženia DT a nežiadúcim stratám.

Na test bolo potrebné vybrať DTS s dvomi DT, aby počas prestavovania odbočky (a teda vypnutého DT) susedný DT na seba prebral zataženie vývodov v obidvoch NN rozvádzačoch. Zároveň bolo nutné, aby na DTS bolo osadené distribuované meranie. Po zvážení všetkých možností bol na test zvolený transformátor T2 v DTS 1901 Josefská. DTS 1901 má okrem distribuovaného merania aj dva priame prepoje k distribuovaným meraniam (DTS 703085), čím bude zaistená vysoká zaznamenateľnosť scenára. Vybraný DT obsahuje prepínač odbočiek s 5 polohami a krokom 2,5%. Počas testu budú postupne prepínané odbočky podľa Tab. 3.1 od aktuálnej odbočky (+5 %) po najnižšiu odbočku (-5 %). V numerickom modeli bude počítaný ustálený chod postupne pre všetkých 5 polôh odbočky.

Pracovný postup pre scenár:

1. Poverený pracovník dispečingu dá pokyn k zahájeniu manipulácií pracovníkovi RCDS.
2. Pracovník RCDS zopne pozdĺžne delenie NN rozvádzačov a tým zaistí dodávku pre vývody napájané z vypínaného transformátora T2.
3. Pracovník RCDS odpojí transformátor T2, zaistí ho zo strany VN a NN a prevedie montáž skratovacej súpravy v súlade s internými predpismi.
4. Pracovník RCDS prevedie zníženie odbočky na DT podľa Tab. 3.1
5. Pracovník RCDS demontuje skratovaciu súpravu a prevedie zapnutie DT zo strany VN a NN. Po opätovnom zapnutí DT prevedie rozpojenie pozdĺžneho delenia medzi NN rozvádzačmi.
6. Pracovník RCDS nahlási čas manipulácií na dispečing.
7. Poverený pracovník dispečingu zaznamená čas manipulácií.
8. Po manipulácií počká poverený pracovník dispečingu 5-10 minút, preverí ustálený chod siete a následne zahájí ďalšie manipulácie podľa Tab. 3.1 a predchádzajúceho postupu 1 -8.

Tab. 3.1: Prehľad manipulácií odbočky v DTS 1901 Josefská - T2

Číslo manipulácie	Aktuálna poloha odbočky DT	Nová poloha odbočky DT
1	Poloha 1 (22 kV + 5 % / 0,42 kV)	Poloha 2 (22 kV + 2,55 % / 0,42 kV)
2	Poloha 2 (22 kV + 2,5 % / 0,42 kV)	Poloha 3 (22 kV / 0,42 kV)
3	Poloha 3 (22 kV / 0,42 kV)	Poloha 4 (22 kV - 2,5 % / 0,42 kV)
4	Poloha 4 (22 kV - 2,5 % / 0,42 kV)	Poloha 5 (22 kV - 5 % / 0,42 kV)
5	Poloha 5 (22 kV - 5 % / 0,42 kV)	Poloha 1 (22 kV + 5 % / 0,42 kV)

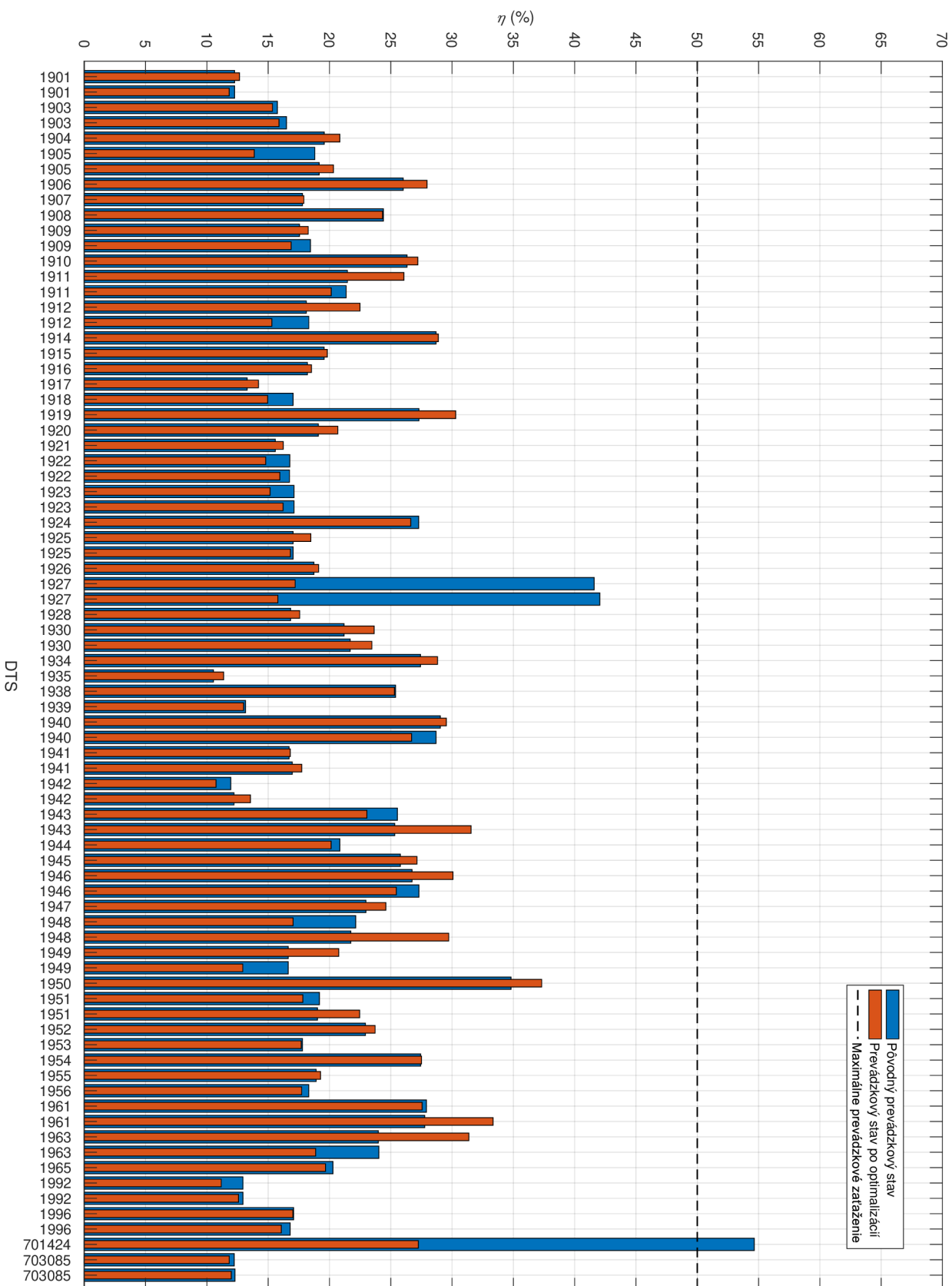
4 Analýza prúdových a napäťových pomerov pre definované testovacie scenáre

Prevedenie testov, ktoré majú za cieľ úmyselne oslabiť sieť so sebou vždy nesie prevádzkové riziko. Pred reálnymi testami bolo potrebné preveriť potenciálny dopad porúch na sieť. Analýza ustáleného chodu siete v prevádzkovom stave a pri navrhnutých poruchách tieto stavy bližšie popíše a prípadne pomôže odhaliť potenciálne slabé miesta siete.

4.1 Výpočet ustáleného chodu mrežovej siete Brno-Střed

Aby bolo možné porovnávať zmeny pri navrhnutých poruchových stavoch, bolo potrebné najskôr simulovať UCH pri základnom prevádzkovom zapojení. V následných simuláciách testovacích scenárov bude tento UCH považovaný za referenčnú hladinu s ktorou budú jednotlivé zmeny porovnávané. Predstavená analýza ustáleného chodu MSBS hodnotí len vybraný moment v sieti podľa uvažovanej výkonovej rady. V momente, s ktorým pracuje výkonová rada neboli známe žiadne odstávky DTS alebo iný nežiadúci jav v sieti.

Pre výpočet výkonového zaťaženia DT boli použité vzorce 2.3 a 2.4. Na Obr.4.1 je znázorené výkonové zaťaženie pre všetkých 79 DT v MSBS podľa simulácie. Na obrázku je možné vidieť dva simulované stavy UCH - pôvodný prevádzkový stav (modrá) a prevádzkový stav po optimalizácii zapojenia siete. V priebehu tvorenia diplomovej práce došlo k počiatočnému výpočtu UCH (modrá), ktorý bol konzultovaný s PDS. Pri výpočte UCH pôvodného prevádzkového zapojenia bolo zistené zvýšené výkonové zaťaženie pri 3 DT v DTS 1927 a 701424 oproti ostatným DT. Podľa internej informácie od PDS bolo základným prevádzkovým kritériom zaťaženie každého DT maximálne na 50 %. V prípade DTS 701424 bola táto hodnota dokonca prekročená. Tejto skutočnosti si PDS nebol vedomý a bolo potrebné overiť príčinu. Z kontroly vyplynulo, že spomínané DT majú nastavenú odbočku na primárnom vinutí do polohy + 2,5 %, a teda skutočný prevod DT pri tomto zapojení predstavoval 53,69 (22550/420 V). DT v ostatných DTS, v rámci siete, pracovali s jednotným prevodom 55. Vzhľadom na to, že existovala možnosť optimalizácie nastavenia odbočky, bol prevedený výpočet UCH s pre nastavenými odbočkami do polohy +5 %. Upravením odbočiek boli zjednotené prevody všetkých DT na hodnotu 55. PDS sa taktiež rozhodol v priebehu práce rozpojiť PD vo všetkých DTS.



Obr. 4.1: Výkonové zaťaženie distribučných transformátorov pri simulácii UCH (bez poruchy)

Zaťaženie transformátorov v DTS 1927 (T1,T2) a 701424 bolo v pôvodnom výpočte UCH najvyššie, v rámci celej siete a síce 41,5 %, 42% a 54,65 %. Po optimalizácií odbočiek došlo k výraznému zníženiu na hodnoty 17,2 %, 15,8 % a 27,24 %.

Výsledky z optimalizovaného výpočtu UCH boli komunikované na PDS, ktorý sa následne rozhodol, na základe simulácií, prenastaviť odbočku na všetkých troch DT. V prílohe D.4 sú zobrazené záznamy z jednotiek MEg40⁺ pred a po úprave odbočky. V prípade DTS 1927 (T1,T2) bol, pred (8:30 1.3.2021) a po (8:44 1.3.2021) prenastavení odbočiek obidvoch DT, vyhotovený záznam z meracích jednotiek MEg40⁺. Identické záznamy boli prevedené v DTS 701424. Zo záznamov je možné konštatovať, že na vývodoch z DT v DTS 1927 došlo k zníženiu fázového napätia približne o 2 V vo všetkých fázach. Prúdy na vývode z DT poklesli približne o 75 % na hodnotu 65 A. V prípade činných výkonov, vplyvom úpravy odbočiek v DTS 1927, došlo k zníženiu o 60 %, a teda nová hodnota odobieraného činného výkonu predstavovala približne 15 kW na fázu. DTS 701424 zaznamenala pokles fázového napätia približne o 1 V. Pokles prúdového zaťaženia DT predstavoval približne 65 % (z 330 A na 115 A). Odoberaný činný výkon z DT poklesol z približne 55 kW na 27 kW na fázu, čo predstavuje pokles približne o 50 %.

Reguláciou odbočky na uvedených DT došlo k zníženiu odobieraného činného výkonu, v dôsledku čoho prišlo k miernemu zvýšeniu zaťaženia na okolitých DTS. Jednotka MEg40⁺ zaznamenáva taktiež jalové výkony po fázach, ktoré ale nie sú zobrazované na displeji a v prípade týchto manipulácií neboli z jednotky vyčítané. Výrazný podiel na znížení zaťaženia mal taktiež jalový výkon, ktorý, ako bude simulované v jednej z nasledujúcich podkapitol, v prípade nevhodne nastavenej odbočky, nežiadúco zaťažuje transformátor. V prílohe D.3 sú zobrazené prúdové zaťaženia pre obidva simulované stavy.

Po úprave zapojenia siete a optimalizácií odbočiek (aktuálny stav) v MSBS sa najviac zaťažený DT nachádzal v DTS 1950, ktorého zaťaženie predstavovalo 35,5 %. Naopak najmenej zaťažený DT s hodnotou zaťaženia 11,2 % sa podľa numerického modelu nachádza v DTS 1935. Rozopnutím PD v DTS s dvomi DT došlo taktiež k nerovnomernému zaťaženiu obidvoch DT. V prípade zopnutého PD v pôvodnom zapojení majú tieto DT z dôvodu dodávania výkonu do spoločného uzla takmer identické zaťaženie. Po optimalizácií je z grafu zrejmé, že k maximálneho prevádzkového zaťaženia (50%) v MSBS nedochádza. Príčina nejednotnosti zaťaženia jednotlivých DT je daná predovšetkým rozdielnou veľkosťou odberu, rôznou dĺžkou vedení a do menšej miery odlišnosťou v konštrukcii a prevedení DT. Prevádzkový stav po optimalizácií bude vo všetkých ďalších výpočtoch UCH a simulovaných po-

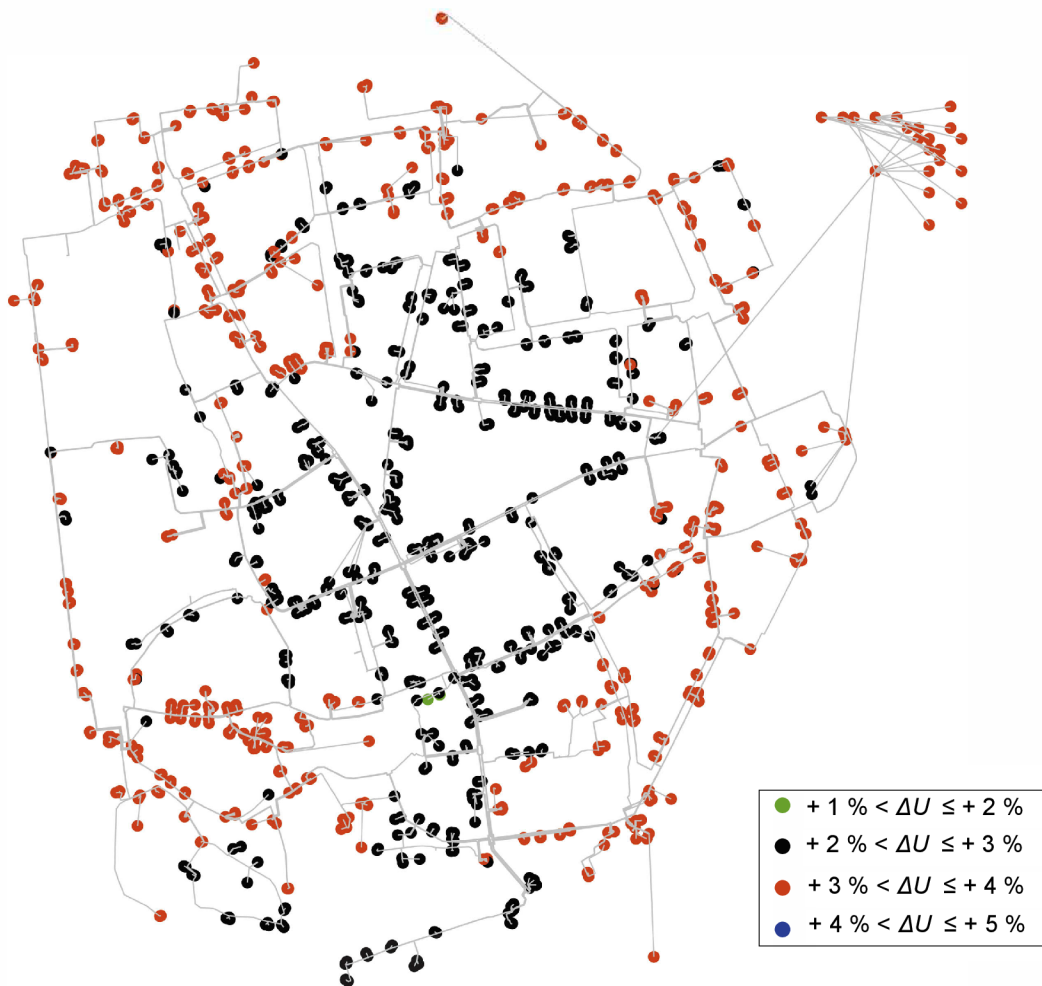
rúch považovaný za referenčný a pôvodný stav nebude ďalej uvažovaný.

Po bližšom skúmaní bolo zistené, že DT v DTS 1950 (ktorý je podľa simulácie najzaťaženejší transformátor) disponuje najnižším napätím nakrátko v rámci všetkých DT. Tento parameter má výrazný vplyv na impedanciu transformátora a tak na jeho zaťaženie (menšie napätie nakrátko má pri ostatných nezmenených parametroch za následok nižšiu impedanciu a vyššie zaťaženie). Po zistení bola táto skutočnosť komunikovaná na prevádzkového technika siete.

Z hľadiska rozloženia napätia na NN strane MSBS dochádza k minimálnym odchýlkam. V rámci prevedenej simulácie UCH sa po optimalizácii zapojenia pohybuje odchýlka skutočných napätí od menovitej hodnoty v rozmedzí od + 1,29 % do + 3,58 % . Z celkového počtu NN uzlov - 1197 sa 10 uzlov pohybuje v intervale odchýlky napätia od + 1,29 % do + 2 % . 570 uzlov má pri UCH odchýlku napätia v intervale od + 2 % do + 3 % . Zostávajúcich 617 uzlov pracuje s odchýlkou napätia od + 3 do + 3,58 % . Na Obr.4.2 sú vizualizované odchýlky napätí v jednotlivých NN uzloch siete. Z obrázku je zrejmé, že k najväčšiemu poklesu, aj keď minimálnemu, dochádza v centrálnej časti MSBS - okolo námestia Svobody, z čoho sa dá predpokladať, že na týchto miestach je sústredné najväčšie zaťaženie.

Odchýlky napätí 71 VN uzlov sa pohybujú v rozmedzí od + 3,4 % do + 3,6 % (viď príloha D.1).

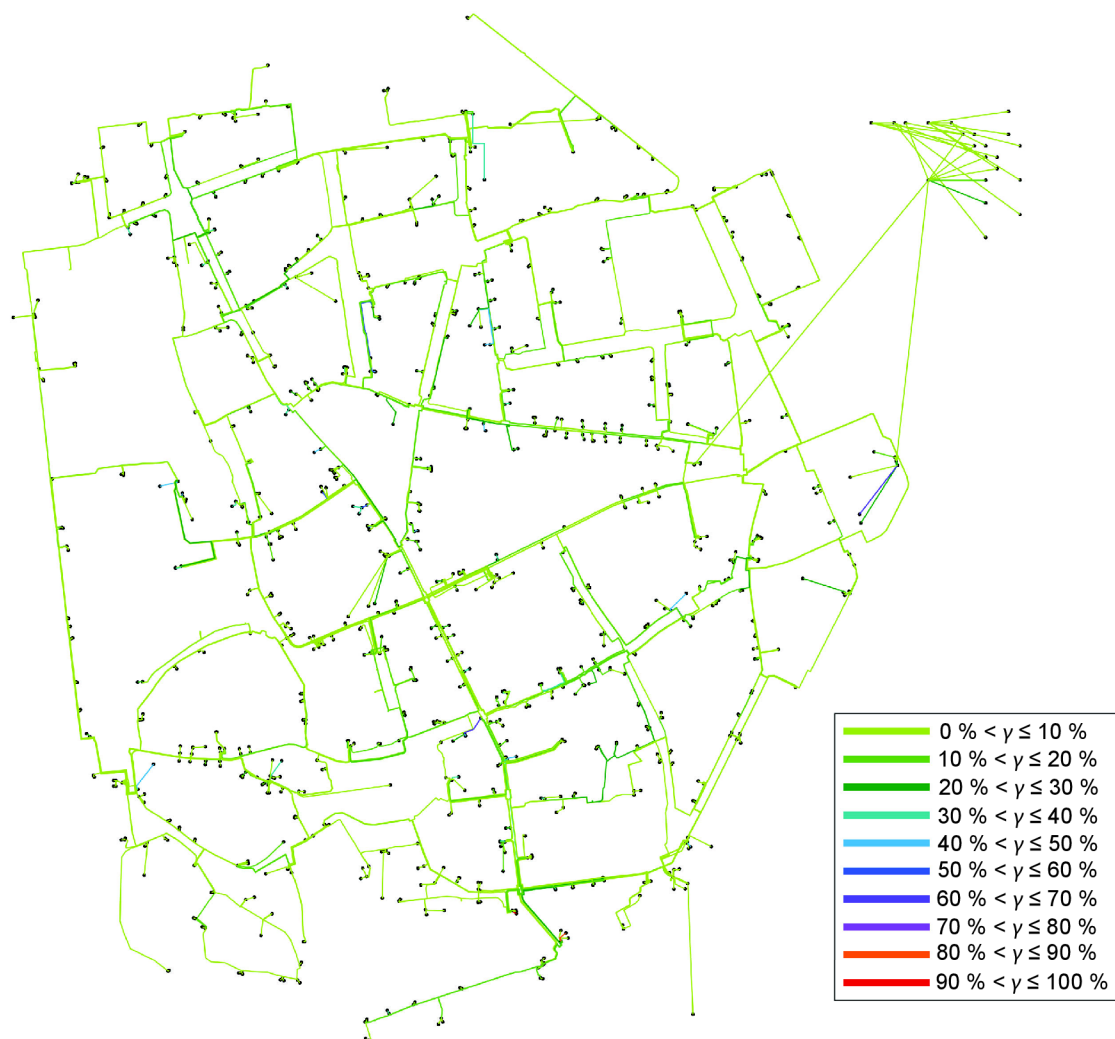
Vzhľadom na to, že je v distribučnej sieti vyžadované, aby sa odchýlka napätia nachádzala v intervale $\pm 10\%$, je možné konštatovať, že táto požiadavka je vo všetkých uzloch splnená



Obr. 4.2: Vizualizácia odchylok napätí NN uzlov pri simulácii UCH (bez poruchy)

Prúdové zaťaženie NN vedení je zobrazené na Obr.4.3. Zo schémy je zrejmé, že zaťaženie väčšiny vedení je minimálne. Z celkového počtu NN vedení - 1424 sa podľa simulácie 356 vedení nachádza v intervale zaťaženia 0 – 2 %. V rozmedzí 0 – 10 % je zaťažených celkovo 985 NN vedení. Najvyššie zaťaženie vedenia na úrovni NN predstavuje prípojka HDV so zaťažením 92,31 %. Pre vedenia HDV neboli známe všetky typy káblov a v rámci modelu boli ich prierezy odhadnuté. Vypočítané zaťaženie pre tieto vedenia nemusí, v prípade vysokých odberov, odpovedať skutočnému zaťaženiu. Jedná sa o 6 najviac zaťažených vedení podľa prílohy D.5. V prílohe D.2 je (rovnako ako v prípade NN vedení) zobrazené schematické zaťaženie pre všetky vedenia na úrovni VN. S najvyšším prúdovým zaťažením pracuje vedenie medzi rozvodňou Brno-Příkop a DTS 1985, konkrétne 18,76 %. Naopak najmenej zaťažené vedenie, vychádzajúce z rozvodne vedie do DTS 1987, ktorého zaťaženie predstavuje 9,36 %. Vzhľadom na to, že sa jedná o radiálne vedenia s identickými parametrami (okrem dĺžky), zaťaženie vedení od rozvodne postupne klesá. Simulácia UCH ukázala,

že sa v MSBS nenachádza vedenie, ktoré by prekročilo svoju maximálnu prúdovú zatažiteľnosť.



Obr. 4.3: Vizualizácia zataženia NN vedení numerického modelu pri UCH (bez poruchy)

Vzhľadom na potreby PDS, každý výpočet UCH bol spracovaný vo forme prehľadných tabuliek. Tabuľky obsahujú napätia pre všetky VN a NN uzly, prúdy a výkony na vývodoch z DT, ich zataženie a činné straty. Zároveň sú spracované prúdové zataženia všetkých vedení a ich činných strát. V prílohe D.5 sú ilustratívne zobrazené tabuľky pre 20 najviac zatažených vedení a transformátorov spolu s vypočítanými veličinami a atribútmi potrebnými pre identifikáciu. Na zjednodušenie filtrácie a vyhľadávania vývodov distribuovaného merania bol pre NN vývody z rozvádzačov (v rámci DTS) priradený príznak príslušnej DTS. V prípade, že sa jedná o priame prepoje medzi DTS, vedenia sú označené príznakom obidvoch DTS. Ostatné vedenia majú priradený príznak NaN.

4.2 Test 1 – Výpadok napájača V1205

Výpadok napájača je všeobecne považovaný (okrem skratovej poruchy) za jednu z najťažších porúch, ktoré môžu v sieti nastať. Pri simulácií tohto poruchového stavu došlo v modeli k vypnutiu napájacieho vedenia z rozvodne Brno-Příkop do DTS 1921 Jezuitská (viď Obr.3.1).

Na Obr.4.4 je znázornené výkonové zataženie všetkých transformátorov a zmena napätia na NN prípojnicí prislúchajúcich NN rozvádzačov po výpadku napájača. Z grafu výkonového zataženia je zrejmé, že po výpadku napájača dôjde na väčšine DT, ktoré sú ním napájané, k zníženiu ich zataženia. Tieto transformátory zostávajú aj po výpadku mierne zatažené. Dôvody tejto skutočnosti môžu byť napríklad pretočinných výkonov z NN do VN hladiny (viď prílohu D.6), zataženie DT jalovým výkonom, dodávka výkonu z VN siete aj po výpadku napájača (pretok do VN na inom DT) a podobne.. Prerozdelenie a zvýšenie zataženia po výpadku napájača je viditeľné takmer na všetkých DT, ktoré sa na tomto napájači nenachádzajú. Najväčšie zvýšenie zataženia nastalo na DTS 1951 T2, v prípade ktorého došlo k zvýšeniu zataženia o 15,86 % na hodnotu 38,33 %. Najviac zatažený transformátor po výpadku napájača V1205 zostáva, podobne ako pri UCH pred poruchou, transformátor v DTS 1950, ktorého hodnota zataženia stúpila z 37,3 % na 45,95 %. Podľa simulácie nedôjde po výpadku napájača V1205 k prekročeniu maximálneho prevádzkového zataženia (50 %) na žiadnom DT.

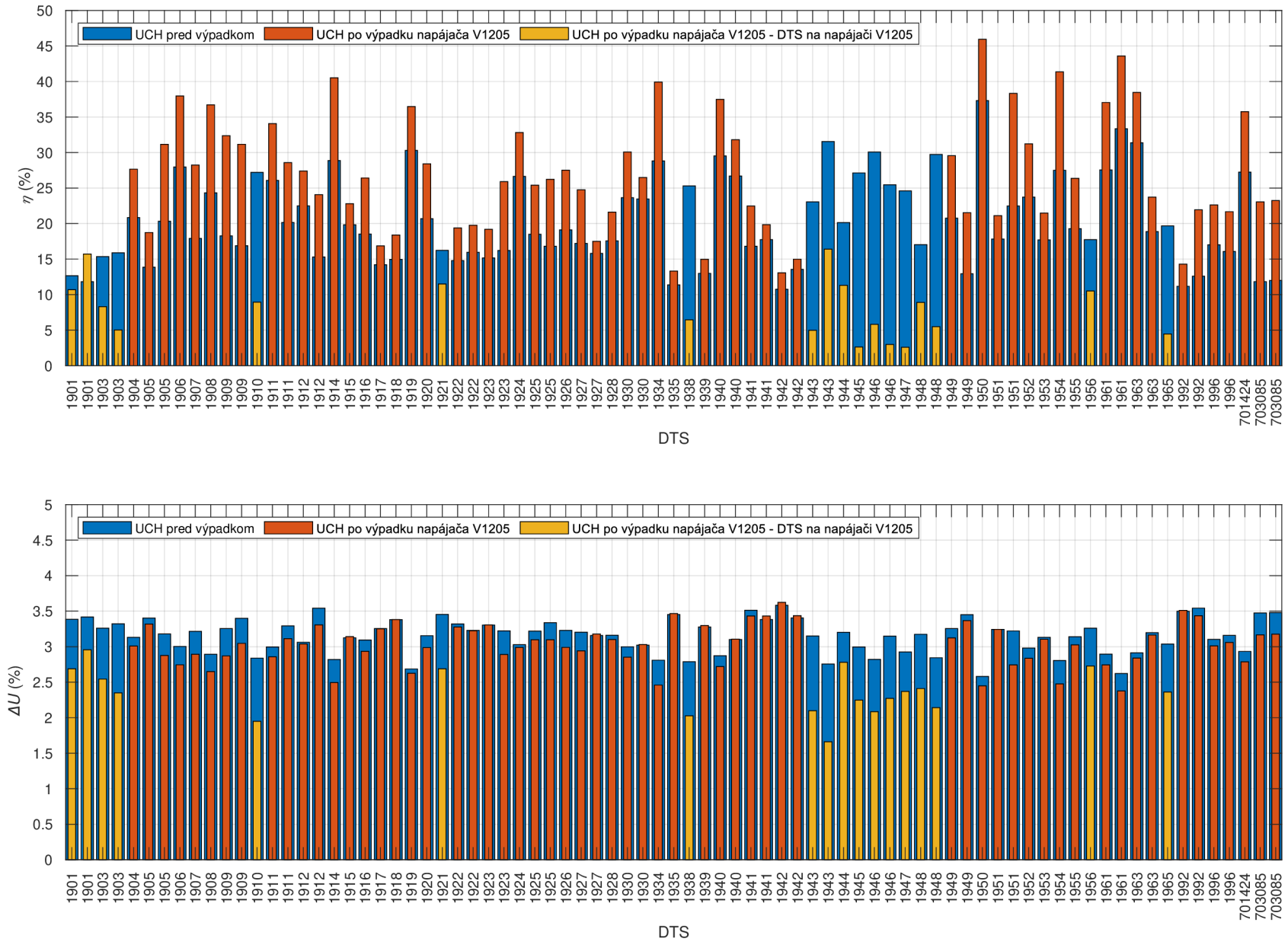
Pokles napätia na NN prípojniciach v jednotlivých DTS pri výpadku napájača kopíruje profil poklesu vypadnutých DT (viď Obr.4.4). Najväčší pokles podľa simulácie nastane v DTS 1943 (T1 a T2). Pokles napätí v týchto rozvádzačoch predstavuje 1,05 % U_n (4,2 V - U_s) resp. 1,09 % U_n (4,36 V - U_s). Po výpadku zaznamená NN rozvádzač z T2 zároveň najnižšiu odchýlku napätia zo všetkých, konkrétne + 1,66 % (406,64 V - U_s). Najvyššia odchýlka napätia by sa mala, podľa simulácie, objaviť v NN rozvádzačoch v DTS 1942 (T1 a T2), v prípade ktorých by došlo naopak k miernemu zvýšeniu na hodnoty + 3,62 % (414,49 V - U_s), resp. + 3,51 % (414,04 V - U_s). Pri uvažovaní všetkých NN uzlov v MSBS sa odchýlky napätí po výpadku napájača pohybujú v intervale od + 0,87 % (403,49 V - U_s) do + 3,62 % (414,49 V - U_s) a je možné konštatovať, že výpadok napájača nespôsobí vychýlenie napätia na úrovni NN mimo povolené limity.

Pokles napätia približne o 1,07 – 1,21 % U_n (235,4 – 266,2 V - U_s) nastane na úrovni VN v uzloch (DTS), ktoré sú priamo napájané z napájača V1205. Najväčší pokles 1,21 % U_n sa objaví na prvej DTS 1921 napájača V1205 (z pohľadu roz-

vodne). Výpadok napájajúča (prvého vedenia z pohľadu rozvodne) uvedie VN stranu tohto napájajúča do ostrovného režimu, v prípade ktorého je VN napätie udržiavané pomocou NN hladiny (bez napájania z VN).

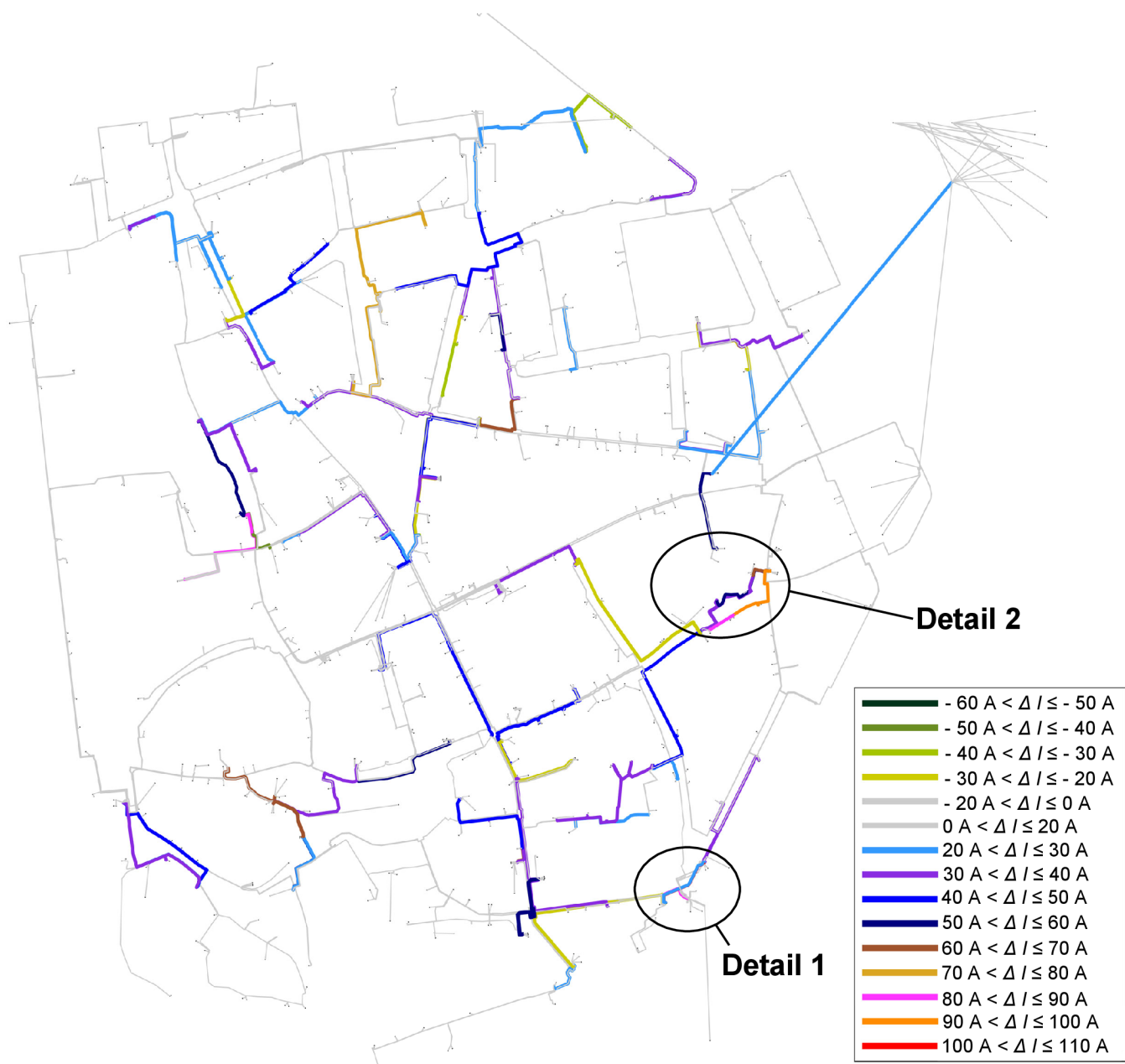
Z hľadiska rozloženia prúdového zaťaženia nedochádza pri výpadku napájajúča k výraznému navýšeniu zaťaženia na vedeniach. V prílohe D.6 je zobrazený histogram zaťaženia vedení pred a po výpadku napájajúča. Z histogramu je možné povedať, že výpadok napájajúča spôsobí na zasiahnutých vedeniach presunutie zaťaženia z intervalov 0 až 10 % do intervalov 10 - 35 %. Vedenia zaťažené nad 60 % predstavujú prípojky HDV, ktoré výpadok napájajúča nezasiahol. Podľa numerického modelu by malo zaznamenať celkovo 429 (z celkového počtu 1498) vedení zmenu zaťaženia väčšiu ako 2 % (hodnota 2 % bola zvolená na odfiltrovanie malých zmien prúdu - v prípade najpoužívanejších typoch káblu 185 mm², resp. 240 mm² sa jedná o zmenu približne 7 A). Výpadok napájajúča podľa simulácií nespôsobí preťaženie žiadneho vedenia.

Pri štandardnej prevádzke siete je v MSBS jednotný tok činného výkonu - z napájajúcej hladiny VN smerom k NN odberateľom (pretoky jalového výkonu závisia od zaťaženia a objavujú sa najčastejšie v ranných hodinách, kedy je sieť minimálne zaťažená). Numerický model a ani PDS so zdrojmi v MSBS nepočítajú. Po výpadku napájajúča by malo podľa simulácie dôjsť k otočeniu smeru činného toku výkonu na 11 z 18 DT, ktoré sa na napájajúči nachádzajú. Najväčší pretok P by mal byť podľa výpočtov zaznamenaný v DTS 1901 T2 a síce 83 kW (viď prílohu D.6).



Obr. 4.4: Výkonové zaťaženie v jednotlivých DTS a odchýlky napätí v ich NN rozvádzačoch po výpadku napájača V1205

Po výpadku napájača V1205 dôjde v celej sieti k prerozdeleniu zaťaženia na jednotlivých vedeniach. Vzhľadom na rozsah siete bola na prezentáciu najvýraznejších prúdových zmien na vedeniach zvolená vizualizácia¹ NN schémy (Obr. 4.5).



Obr. 4.5: Vizualizácia zmeny prúdového rozdelenia na NN vedeniach po výpadku napájača V1205

¹Z dôvodu citlivosti údajov nemohli byť zverejnené kompletne označenia DTS na NN schéme (po dohode s PDS)

Na Obr. 4.5 boli (z dôvodu prehľadnosti) zvýraznené vedenia s prúdovou zmenou väčšou ako 20 A. Z obrázku je zrejmé, že na väčšine zvýraznených vedení dôjde k navýšeniu prúdového zaťaženia a len na malom počte vedení je viditeľný pokles prúdu väčší ako 20 A (– pokles prúdu na vedení; + zvýšenie prúdu na vedení).

Rozsah celej siete nedovoľoval detailne prezentovať v rámci tejto práce prúdové zmeny v okolí všetkých DTS zasiahnutým výpadkom napájača. Pre bližšiu analýzu boli z tohto dôvodu zvolené dve lokality (Detail 1 a Detail 2 na Obr. 4.5), ktoré by mali zaznamenať najväčšie prúdové zmeny na NN vývodoch. Vhodnosť výberu napájača potvrdzovala skutočnosť, že najvýraznejšie prúdové zmeny nastali v lokalitách, ktoré boli priamo merané distribuovaným meraním. Vďaka tomu bude možné v rámci testov detailne overiť a spätne porovnať prúdovú zmenu nielen na vývode z DT, ale aj na vývodoch z NN rozvádzačov v rámci DTS.

DTS 1901 a DTS 703085

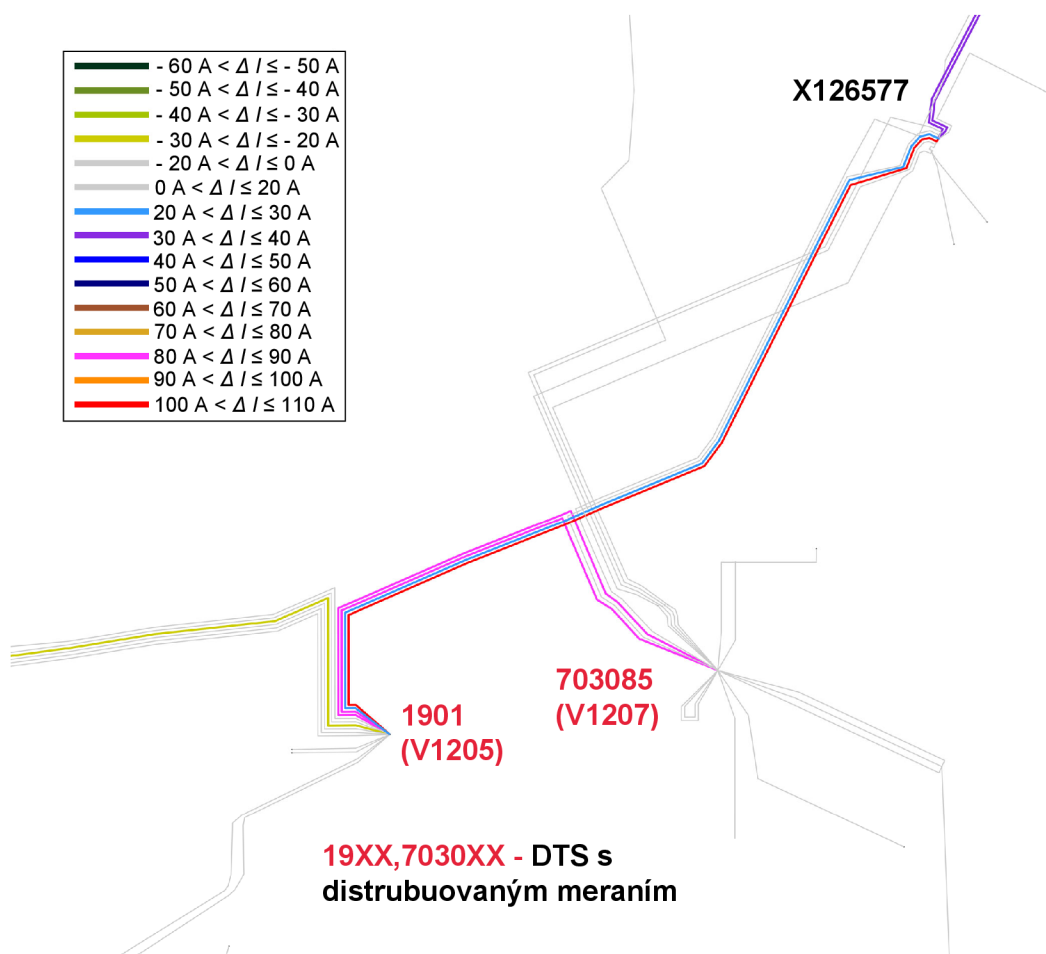
Prvá lokalita (Obr. 4.6 - podfarbenie vedení rešpektuje legendu z Obr.4.5) sa nachádza okolí DTS 1901 (je pripojená na napájači V1205) a 703085. Vypadnutie napájača V1205 podľa simulácie spôsobí, že výpadok transformátorov v **DTS 1901** bude najvýznamnejšie hradený nasledujúci NN vývodmi²:

- Vývod č. 5 (T1) – navýšenie I z 14,5 A na 121,9 A - $\Delta I = 107,4$ A
- Vývod č. 15 (T2) – navýšenie I z 40,1 A na 126,6 A - $\Delta I = 86,5$ A
- Vývod č. 16 (T2) – navýšenie I z 38,6 A na 124,5 A - $\Delta I = 85,9$ A

Na vývode č. 5 v DTS 1901 (v smere X126577³) dôjde, podľa simulácie, k najväčšej prúdovej zmene zo všetkých vedení siete - 107,43 A. Zaťaženie DTS 1901 (T1, T2) predstavuje v súčte približne 23 % pred výpadkom napájača. Po výpadku stúpe v DTS 703085 zaťaženie na každom z dvoch DT o približne 11 %. DTS 703085 nie je v blízkosti inej DTS postihnutej výpadkom, ktorej výkon by významnejšie prebrala. Z tohto dôvodu je možné konštatovať, že DTS 703085 prevezme na seba najväčšiu časť vypadnutého výkonu z DTS 1901. Menšia časť výkonu by mala byť dodaná z DTS 1992 T2 (vpravo hore na Obr. 4.6), ktorá napája skriňu X126577 a taktiež z DTS 1909 (vývody v ľavej časti z DTS 1901).

²Označenie vývodov rešpektuje číslovanie distribuovaného merania v RIS u PDS

³Na označenie káblových skriní bol využitý nekompletný identifikátor (X)



Obr. 4.6: Zmena prúdového rozdelenia oblasti DTS 1901 a 703085 po výpadku napájača V1205 (Detail 1)

V prílohe D.7 je zobrazený výpis vývodov z NN rozvádzačov v DTS 1901 a 703085. Vývody s prúdovou zmenou nad 20 A sú farebne zvýraznené.

DTS 1948 a DTS 1905

Druhá lokalita, ktorá by mala podľa simulácií zaznamenať zásadnú zmenu prúdového rozloženia sa nachádza v okolí DTS 1905 a 1948 (Obr. 4.7). Vypadnutie DTS 1948 (je pripojená na napájači V1205) spôsobí, že **DTS 1905** by mala na seba prebrať časť vypadnutého výkonu vývodmi:

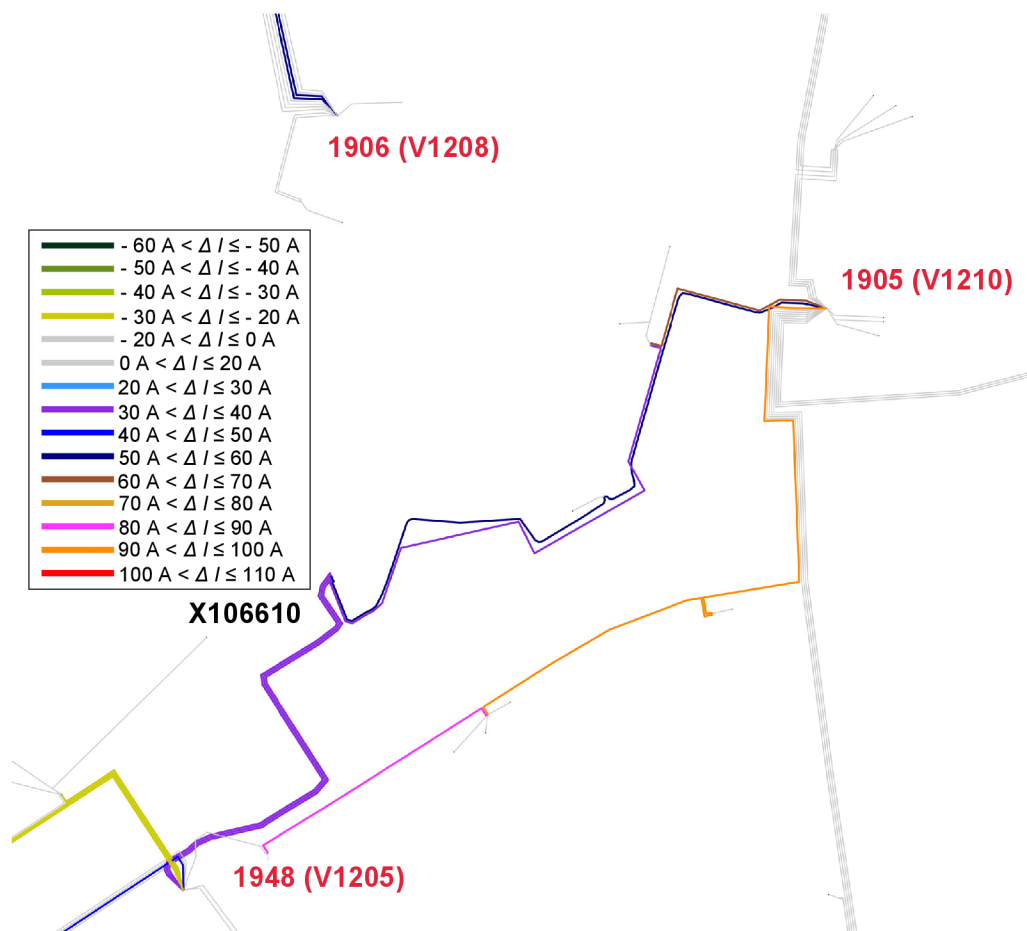
- Vývod č. 11 (T1) – navýšenie I z 10,6 A na 69,5 A - $\Delta I = 58,9$ A
- Vývod č. 12 (T1) – navýšenie I z 33 A na 95,4 A - $\Delta I = 62,4$ A
- Vývod č. 24 (T2) – navýšenie I z 66,6 A na 164,5 A - $\Delta I = 97,9$ A

Po výpadku dôjde na DTS 1905 (T1,T2) k zvýšeniu zaťaženia o 4,87 % resp. 10,84

%. V **DTS 1948** by k najväčším prúdovým zmenám malo prísť na nasledujúcich NN vývodoch:

- Vývod č. 4 (T2) – navýšenie I z 8,3 A na 39,2 A - $\Delta I = 30,9$ A
- Vývod č. 5 (T2) – navýšenie I z 8,3 A na 39,5 A - $\Delta I = 31,2$ A
- Vývod č. 6 (T2) – navýšenie I z 8,4 A na 39,8 A - $\Delta I = 31,4$ A
- Vývod č. 12 (T1) – navýšenie I z 46,7 A na 88,9 A - $\Delta I = 42,2$ A

Dva zvýraznené vývody (č. 7 a 8) v DTS 1906 (horná časť Obr.4.7) vedúce do DTS 1947 (je pripojená na V1205) zaznamenajú podľa numerického modelu zvýšenie prúdu o 52 A (z 15 A na 67 A) resp. 51,5 A (z 14,7 A na 66,2 A).



Obr. 4.7: Zmena prúdového rozdelenia oblasti DTS 1948, 1905 a 1906 po výpadku napájača V1205 (Detail 2)

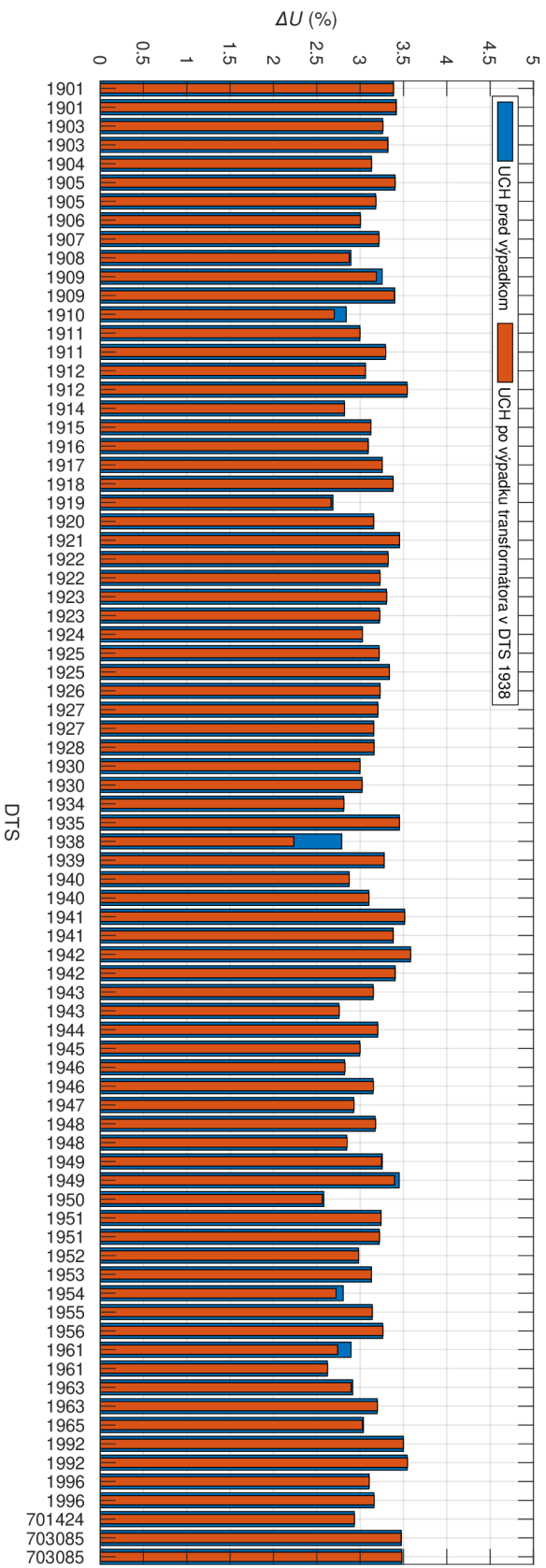
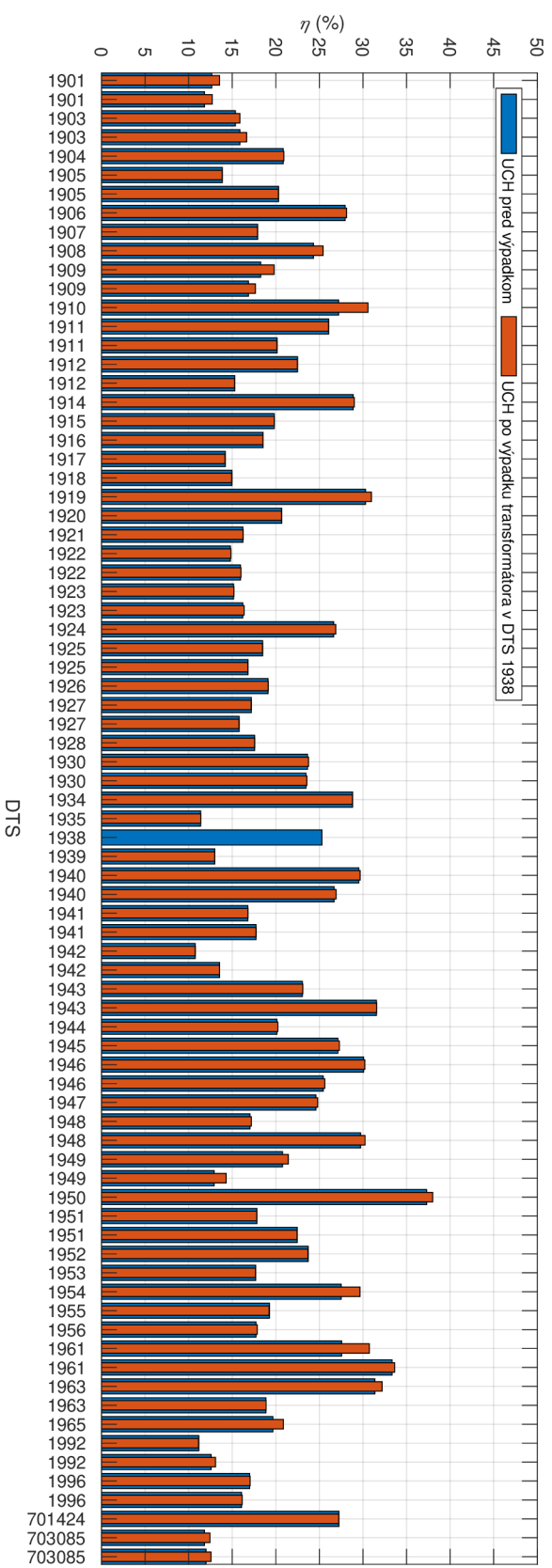
Príloha D.8 obsahuje kompletný zoznam NN vývodov z DTS 1905, 1906 a 1948 spolu s farebným zvýraznením vývodov s prúdovou zmenou väčšou 20 A.

4.3 Test 3 A – Výpadok VN poistky vo fázach L1-L3 v DTS 1938

Výpadok poistiek VN rozvádzača vo všetkých troch fázach bude v reálnych testoch realizovaný štandardným odpojením VN vývodu na transformátor. V rámci simulácie došlo k vypnutiu transformátora v zavádzacom súbore, ktorý bol následne využitý pri výpočte UCH.

Na Obr.4.8 je znázornené zaťaženie všetkých transformátorov pred a po výpadku DTS 1938. Výpadok spôsobí, že v najvýraznejšej miere preberú na seba výkon transformátory v blízkosti vypadnutej DTS. K najvýraznejšiemu (aj keď relatívne malému) navýšeniu zaťaženia by malo podľa simulácie prísť na transformátore v DTS 1910, konkrétne o 3,36 % (z 27,21 % na 30,57 %). Ďalšie DTS, ktoré by mali v menšej miere zaregistrovať vypadnutie transformátora v DTS 1938 sú zobrazené na Obr. 4.9. Jedná sa o DTS v tesnej lokalite vypadnutej DTS. Po výpadku celá oblasť okolo DTS 1938 prevezme vo väčšej alebo menšej miere výkon a navýši tak svoje zaťaženia. Nakoľko sa ale jedná o výpadok výkonu približne 160 kVA (25,3 % z 630 kVA), z pohľadu celej siete ide len o minimálne oslabenie siete, ktoré nespôsobí preťaženie žiadneho DT a ktoré by sieť na vzdialenejších lokalitách (mimo zobrazených na Obr. 4.9) nemala takmer vôbec zaznamenať.

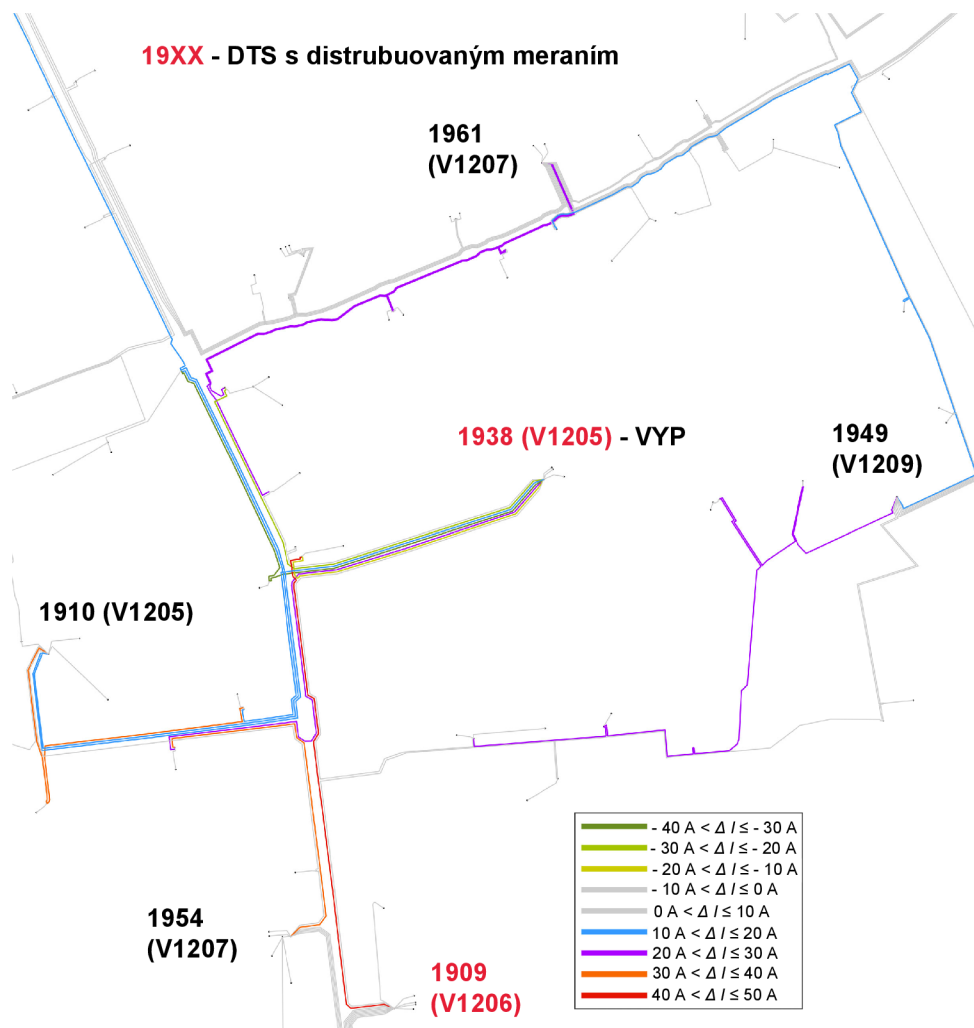
Najvýznamnejší pokles napätia nastane podľa predpokladov priamo na prípojnici NN rozvádzača vypadnutého transformátora. Tento pokles by mal predstavovať približne 0,55 % U_n (z + 2,78 % na + 2,23 %). Ostatné okolité DTS by mali zaznamenať pokles napätia v závislosti od navýšenia zaťaženia ich transformátorov. DTS 1910 a 1961 ako trafostanice kompenzujúce podľa modelu najväčšiu časť vypadnutého zaťaženia, by mali zaregistrovať pokles napätia približne 0,13 % U_n . resp. 0,15 % U_n (viď Obr.4.8). V prípade ostatných DTS sú tieto poklesy napätia ešte menej výrazné. Vzhľadom na to, že PDS uvažuje neistotu merania meracích prístrojov na úrovni 0,5 % U_n , je možné konštatovať, že pri výpadku transformátora v DTS 1938 bude pokles napätí na ostatných DTS porovnateľný so zmenou zaťaženia a pravdepodobne nebude tak môcť byť jednoznačne vyhodnotený ako následok vypadnutia transformátora v DTS 1938.



Obr. 4.8: Výkonové zaťaženie jednotlivých DTS a zmena napätia v ich NN rozvádzačoch po výpadku DT v DTS 1938

Prúdové zaťaženie vedení by malo z globálneho pohľadu zostať po výpadku transformátora v DTS 1938 takmer nezmenené (viď prílohu D.6 - histogram prúdového rozloženia pred výpadkom). Celkovo sa očakáva, že zmena prúdového zaťaženia nad 2 % ovplyvní podľa modelu 36 vedení (z celkového počtu 1498). Maximálny nárast zaťaženia vedenia by sa mal objaviť na vývode z DTS 1909 a síce 12,7 % (viď Obr. 4.9 - prúdová zmena 40,68 A). Z vedení, ktoré zaznamenajú najväčšiu zmenu prúdu, dosiahne vyššie uvedený vývod aj najvyššie zaťaženie - 43,09 %. Pretoky činného výkonu do VN hladiny po odpojení transformátora v DTS 1938 simulácia nevykázala na žiadnom transformátore v rámci siete.

Oblasť pre analýzu prúdových zmien v okolí odpínanej DTS 1938 je zobrazená na Obr. 4.9. Distribuované meranie, ktoré bude využité pri vyhodnotení výsledkov tohto testu sa nachádza priamo v odpínanej DTS 1938 a zároveň v DTS 1909.



Obr. 4.9: Zmena prúdového rozloženia v okolí DTS 1938 po výpadku transformátora

V prílohách D.9, D.10 a D.11 je zobrazená vizualizácia prúdových zmien celej siete a kompletne prúdové zmeny NN vývodov trafostaníc z oblasti zasiahnutej výpadkom transformátora v DTS 1938 (s farebným zvýraznením zmeny nad 10 A). K najväčším prúdovým (na odfiltrovanie nevýrazných zmien bol zvolený limit pre prezentáciu 10 A - viď Obr. 4.9) podľa simulácie príde pri testoch na nasledujúcich NN vývodoch⁴:

DTS 1938:

- Vývod č. 5 (T1) – pokles I z 34,9 A na 13,2 A - $\Delta I = - 21,7 \text{ A}$
- Vývod č. 8 (T1) – pokles I z 38,8 A na 28,3 A - $\Delta I = - 10,5 \text{ A}$
- Vývod č. 10 (T1) – pokles I z 71,4 A na 34,8 A - $\Delta I = - 36,6 \text{ A}$
- Vývod č. 11 (T1) – navýšenie I z 10,5 A na 22,6 A - $\Delta I = 12,1 \text{ A}$
- Vývod č. 12 (T1) – navýšenie I z 6 A na 27,2 A - $\Delta I = 21,2 \text{ A}$

DTS 1910:

- Vývod smer X122657 (T1) – navýšenie I z 17 A na 47,9 A - $\Delta I = 30,9 \text{ A}$
- Vývod smer X122795 (T1) – navýšenie I z 51,2 A na 62,2 A - $\Delta I = 11 \text{ A}$
- Vývod smer X122795 (T1) – navýšenie I z 50,4 A na 61,2 A - $\Delta I = 10,8 \text{ A}$

DTS 1909:

- Vývod č. 1 (T1) – navýšenie I z 97,2 A na 137,9 A - $\Delta I = 40,7 \text{ A}$

DTS 1949:

- Vývod smer X025154 (T1) – navýšenie I z 82 A na 103 A - $\Delta I = 21 \text{ A}$
- Vývod smer X123427 (T2) – navýšenie I z 63 A na 74,6 A - $\Delta I = 11,6 \text{ A}$

DTS 1954:

- Vývod smer X129267 (T1) – navýšenie I z 13,7 A na 46,9 A - $\Delta I = 33,2 \text{ A}$

DTS 1961:

- Vývod smer X025155 (T1) – navýšenie I z 28,2 A na 55,2 A - $\Delta I = 27 \text{ A}$
- Vývod smer X025157 (T1) – navýšenie I z 66,8 A na 93,5 A - $\Delta I = 26,7 \text{ A}$

Z absolútnych zmien prúdu je možné konštatovať, že výpadok transformátora spôsobí redistribúciu výkonov iba na lokálnej úrovni. Vypadnutá DTS by mala zaznamenať malú dodávku výkonu potrebnú pre odvody k odberateľom priamo z NN rozvádzača DTS 1938. V závislosti od charakteristických parametrov vedení môže byť výkon prostredníctvom NN rozvádzača DTS 1938 dodávaný do iných uzlov v okolí. Zároveň sa skoková prúdová zmena jednotlivých NN vývodov javí ako vhodný indikátor pri vzniku podobného poruchového stavu v sieti. Táto zmena je v porovnaní so zmenou napätia v uzloch výrazne lepšie detekovateľná. Na druhú stranu je potrebné, aby nedošlo k zámene poruchového stavu so zmenou zaťaženia siete, pri

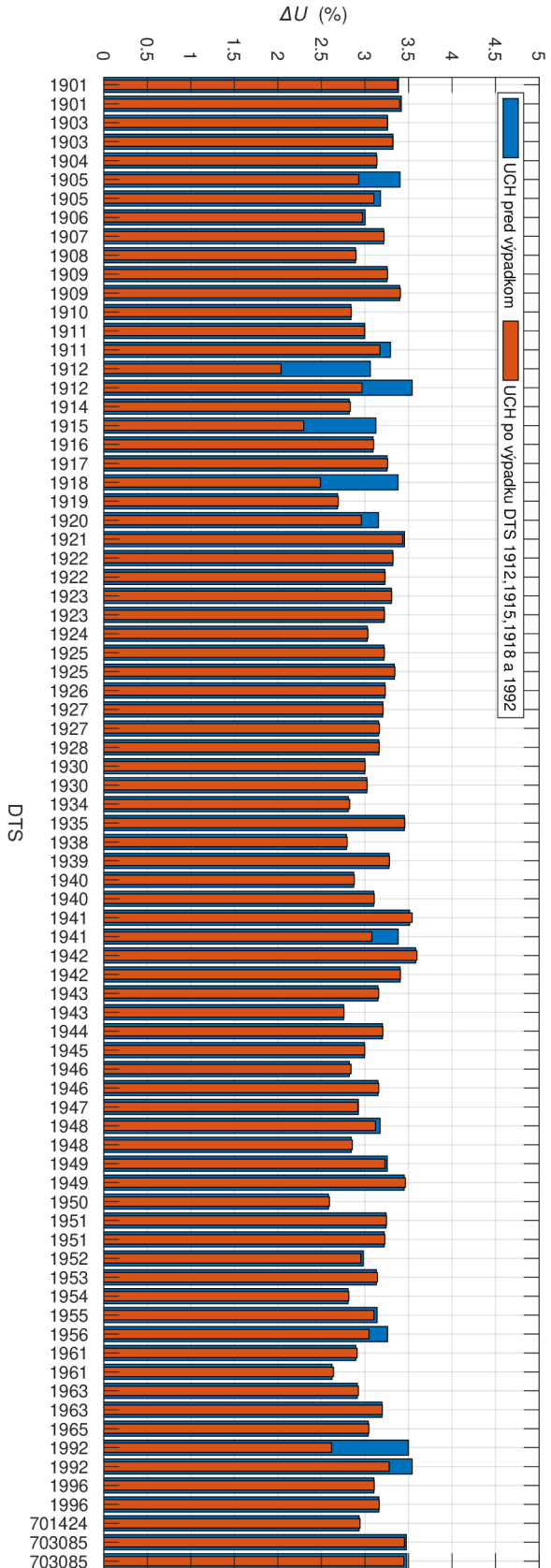
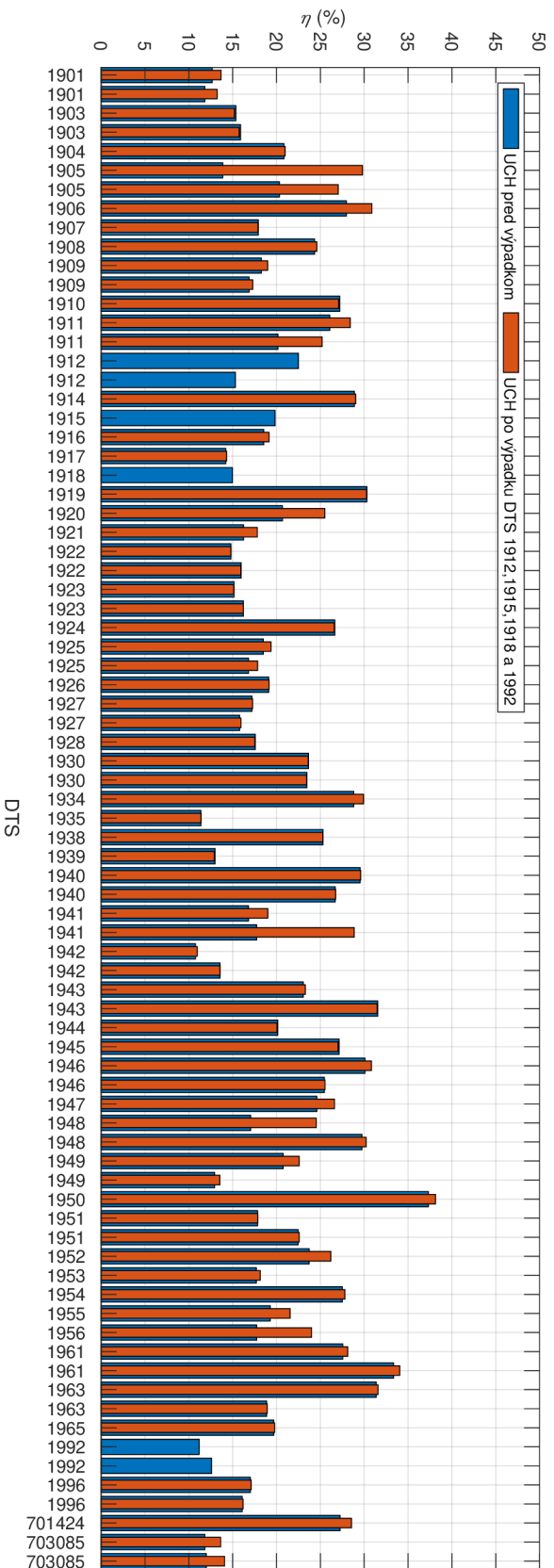
⁴Na označenie vývodov, ktoré nedisponujú distribuovaným meraním je využitý koncový rozvádzač

ktorej môže dôjsť okrem zníženia / zvýšenia zataženia aj k otočeniu smeru toku výkonu na vývode.

4.4 Test 4 – Vypínanie vývodov na transformátory v DTS 1912, 1915, 1918 a 1992

Výpadok viacerých transformátorov, obzvlášť koncentrovaných v jednej oblasti, predstavuje pre distribučnú sieť skúšku v podobe oslabenia siete a zvýšeného namáhania prvkov. Pre ozrejmenie chovania siete, bolo pre PDS dôležité, aby bol takýto stav v rámci testov aj simulácie preverený. Podľa scenára navrhnutého v Kap.3.1.4 došlo v modeli k vypnutiu 6 transformátorov (v 4 DTS) nachádzajúcich sa v oblasti s najväčšou koncentráciou distribuovaného merania. V prípade 3 zvolených DTS sa v NN rozvádzačoch priamo nachádzalo meranie, ktoré diaľkovo monitorovalo všetky vývody v rozvádzači (DTS 1912, 1918 a 1992). Vypínaná DTS 1915 jediná nedisponovala týmto meraním, avšak jej poloha a napojenie na okolité merané DTS z pohľadu NN schémy dávala predpoklad na dostatočné zaznamenanie a následné vyhodnotenie chovania siete pri tomto teste.

Vzhľadom na potvrdenie v Kap. 4.2, že výpadok napájača V1205 by nemal spôsobiť vychýlenie sledovaných veličín mimo povolené limity, nebolo očakávané, že výpadok 6 DT by ohrozil stabilný chod siete. Tento predpoklad potvrdila simulácia pri výpočte UCH. Na Obr. 4.10 je vykreslené zataženie transformátorov pred a po vypnutí 6 zmienovaných DT. Podľa simulácie by mal vyvolaný poruchový stav spôsobiť najvýraznejšie navýšenie zataženia transformátora v DTS 1905, konkrétne sa jedná o transformátor (T2) napájajúci priame prepojenia na vypadnuté DTS 1915 a 1918. Zvýšenie zataženia na tomto DT predstavuje približne 16 % (z 13,8 na 29,8 %). Je očakávané, že menšiu časť zataženia na seba prevezme transformátor T1 v DTS 1905. Rozdielnosť zataženia v jednej DTS je daná rozpojeným PD. Výrazné navýšenie zataženia by mal zaznamenať v testoch podľa simulácie transformátor T2 v DTS 1941 - približne 10 %. Za toto navýšenie by mali byť primárne zodpovedné dva vývody smerujúce z jeho NN rozvádzača priamo do DTS 1915, ktoré by mali dodávať vypadnutý výkon. Navýšenie zataženia od 5 do 10 % by malo byť pozorované na DTS 1911, 1920, 1948 a 1956. Z grafu zatažení je taktiež vidieť, že zvýšenie zatažení je možné pozorovať len na malom počte DT a dochádza vo väčšej miere len na DTS v blízkosti vypnutých DT, ktoré sú najčastejšie priamo prepojené vedením. DTS na vzdialenejších lokalitách zmenu takmer neznamenajú. Najviac zatažený DT sa nachádza, aj po výpadku, v DTS 1950 (38 %.)



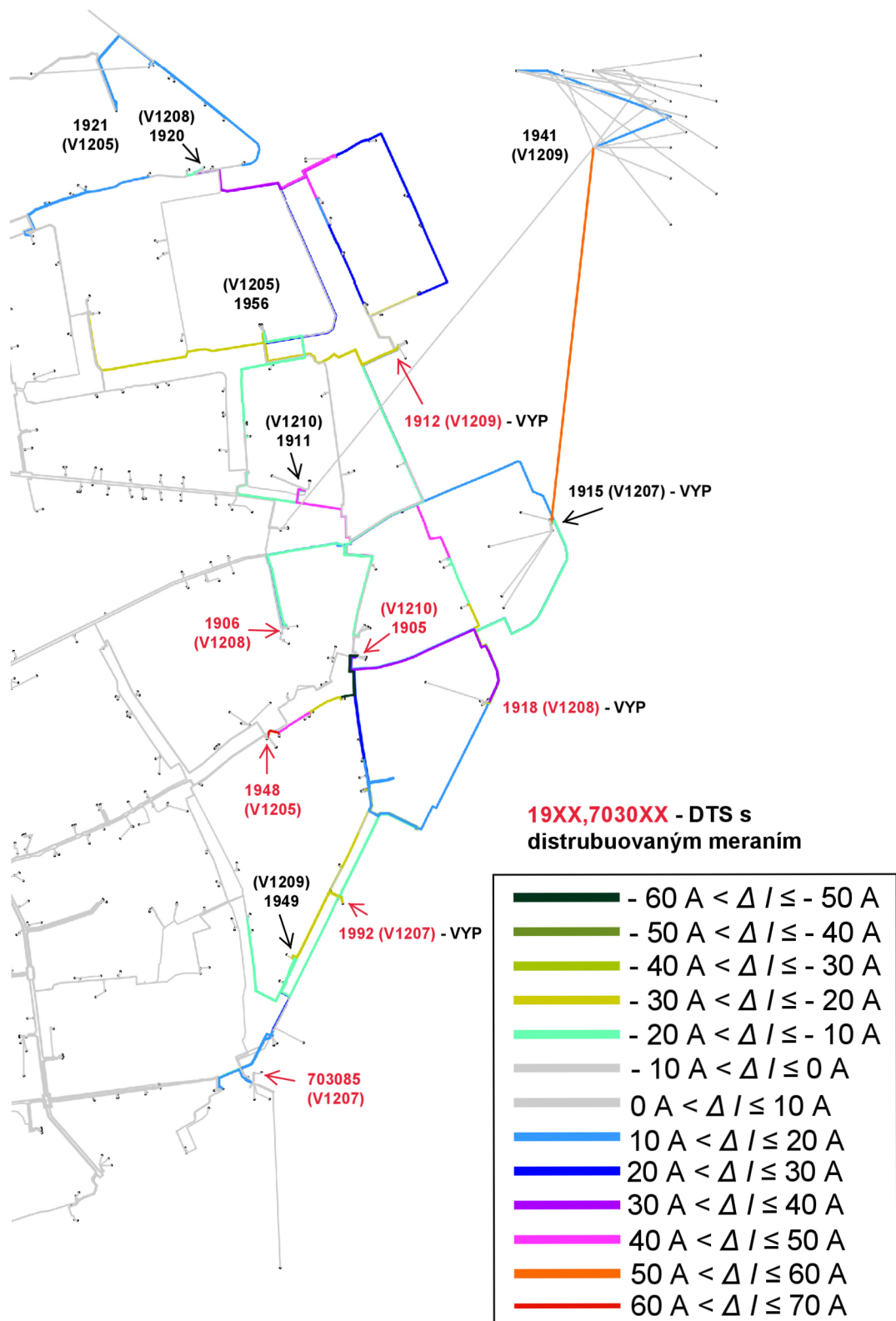
Obr. 4.10: Výkonové zaťaženie jednotlivých DTS a zmena napätia v NN rozvádzačoch po výpadku DTS 1912, 1915, 1918 a 1992

Spomedzi vypnutých DT, podľa simulácie príde k najväčšiemu poklesu napätia na transformátore T2 v DTS 1912 a síce $1,02 U_n \%$ (z $+ 3,09 \%$ na $+ 2,04 \%$). Na tomto transformátore sa po výpadku objaví aj najnižšia hodnota odchýlky napätia v rámci všetkých DTS ($+ 2,04 \%$). V menšej miere dôjde k poklesom napätia na ostatných vypnutých DT, resp. tých transformátoroch, ktoré prebrali najväčšiu čas vypadnutého výkonu (1905 T2, 1941 T2). Z pohľadu celej siete sa odchýlky napätia v NN uzloch po výpadku uvedených transformátorov nachádzajú v intervale od $+ 1,29$ do $+ 3,59 \%$. Zmena napätia na úrovni VN by pri poruche nemala byť zaznamenaná.

Zmena zaťaženia väčšia ako 2% jednotlivých vedení by mala byť podľa modelu pozorovaná na 137 vedeniach (z celkového počtu 1498). Najväčšia absolútna zmena prúdu na vedení predstavuje 60,81 A. Celkovo je tak možné konštatovať, že vďaka vysokej prúdovej rezerve na vedeniach testovaná porucha nespôsobí presun zaťaženia k vysokým hodnotám, ale nízko zaťažené vedenia (medzi skriňami a NN rozvádzačmi DTS) mierne zvýšia svoje zaťaženie (60,81 A predstavuje pri prúdovej zaťažiteľnosti daného vedenia - 320 A, zmenu približne 19%). Maximálna hodnota zaťaženia (okrem HDV) na vedení zostáva rovnako ako aj pred výpadkom, na hodnote 55% a preťaženie vedenia pri teste tak podľa simulácie nenastane.

Na Obr. 4.11 je znázornená postihnutá oblasť a jej prúdové zmeny v porovnaní s UCH bez poruchy (vizualizácia prúdových zmien z pohľadu celej siete je zobrazená v prílohe D.17). Zo schémy je zrejmé, že podobne ako v prípade výpadku jedného DT v predchádzajúcom teste, výpadok výkonu a navýšenie zaťaženia prvkov je sústredené v okolí vypadnutých DTS. V závislosti na lokálnych impedančných pomeroch jednotlivé NN vývody zaistia napájanie NN rozvádzačov v postihnutých DTS a nedôjde tak k obmedzeniu dodávky pre odberateľov.

Na schéme je taktiež vidieť vysokú koncentráciu distribuovaného merania, ktoré bude pri testoch využité pre záznamy elektrických veličín na jednotlivých vývodoch. Okrem distribuovaného merania budú využité na vyhodnotenie výsledkov aj záznamy z univerzálnych monitorov MEG40⁺, ktoré merajú vývod z DT.



Obr. 4.11: Vizualizácia zmeny prúdového rozloženia v oblasti postihnutej výpadkom DTS 1912, 1915, 1918, 1992

Pre potreby testovania boli pomocou simulácie identifikované NN vývody z rozvážačov v DTS, v prípade ktorých by malo dôjsť k najväčším prúdovým zmenám. Vzhľadom na rozsah vedení zasiahnutých výpadkom, na prezentáciu boli zvolené len vývody so zmenou väčšou ako 20 A. Jedná sa o nasledujúce vedenia:

DTS 1905:

- Vývod č. 10 (T1) – navýšenie I z 12,3 A na 53,3 A - $\Delta I = 41$ A
- Vývod č. 24 (T2) – pokles I z 66,6 A na 12,2 A - $\Delta I = - 54,4$ A
- Vývod č. 25 (T2) – navýšenie I z 16,6 A na 44,6 A - $\Delta I = 28$ A
- Vývod č. 26 (T2) – navýšenie I z 4,7 A na 30,3 A - $\Delta I = 25,6$ A
- Vývod č. 28 (T2) – navýšenie I z 14 A na 42,3 A - $\Delta I = 28,3$ A
- Vývod č. 29 (T2) – navýšenie I z 3,1 A na 40,7 A - $\Delta I = 37,6$ A
- Vývod č. 30 (T2) – navýšenie I z 3,1 A na 40,7 A - $\Delta I = 37,6$ A

DTS 1912

- Vývod č. 4 (T1) – pokles I z 52,6 A na 23,8 A - $\Delta I = - 28,8$ A
- Vývod č. 5 (T1) – pokles I z 43,9 A na 3,3 A - $\Delta I = - 40,6$ A
- Vývod č. 7 (T1) – navýšenie I z 13,9 A na 62,3 A - $\Delta I = 48,4$ A
- Vývod č. 10 (T2) – pokles I z 37,6 A na 9,3 A - $\Delta I = - 28,3$ A
- Vývod č. 11 (T2) – pokles I z 37,6 A na 9,3 A - $\Delta I = - 28,3$ A

DTS 1915

- Vývod smer DTS 1941 (T2) – navýšenie I z 30,4 A na 85,7 A - $\Delta I = 55,3$ A
- Vývod smer DTS 1941 (T2) – navýšenie I z 30,3 A na 85,5 A - $\Delta I = 55,2$ A

DTS 1918

- Vývod č. 3 (T1) – pokles I z 57,2 A na 27,7 A - $\Delta I = - 29,5$ A
- Vývod č. 4 (T1) – navýšenie I z 3,1 A na 40,8 A - $\Delta I = 37,7$ A
- Vývod č. 5 (T1) – navýšenie I z 3,1 A na 40,8 A - $\Delta I = 37,7$ A

DTS 1920

- Vývod smer X125435 (T1) – navýšenie I z 25,4 A na 65,7 A - $\Delta I = 40,3$ A
- Vývod smer X125435 (T1) – navýšenie I z 25,4 A na 65,7 A - $\Delta I = 40,3$ A
- Vývod smer X125435 (T1) – navýšenie I z 24,2 A na 62,8 A - $\Delta I = 38,6$ A

DTS 1948

- Vývod č. 3 (T2) – navýšenie I z 54,9 A na 115,7 A - $\Delta I = 60,8$ A

DTS 1956

- Vývod smer X125435 (T1) – navýšenie I z 22,8 A na 42,9 A - $\Delta I = 20,1$ A
- Vývod smer DTS 1952 (T1) – pokles I z 30 A na 8,1 A - $\Delta I = - 21,9$ A

DTS 1992

- Vývod č. 5 (T1) – pokles I z 50,5 A na 14,5 A - $\Delta I = - 36$ A
- Vývod č. 14 (T2) – pokles I z 35,7 A na 6 A - $\Delta I = - 29,7$ A
- Vývod č. 15 (T2) – pokles I z 35,9 A na 6,1 A - $\Delta I = - 29,8$ A

Vyššie uvedené vývody predstavujú najvýznamnejšie prúdové zmeny, ktoré by mali podľa simulácie nastať. V intervale prúdových zmien od 5 - 20 A sa nachádza ďalších celkom 62 NN vývodov v rámci DTS.

Prúdová analýza zmien na vývodoch potvrdila výpočet zataženia jednotlivých DT. Transformátor T2 v DTS 1905 a vývody jeho NN rozvádzača vykazujú nárast prúdového zataženia v najväčšom rozsahu. V DTS 1948 sa na vývode, podľa simulácie objaví najväčšia prúdová zmena v rámci testu (60,8 A). Vývod č. 24, ktorý pravdepodobne pred poruchou túto oblasť zásoboval je napájaný z transformátora T2 v DTS 1905 a pri poruche tak zaznamenal zníženie prúdu. Zmena impedančných pomerov po poruche znamenala, že prišlo k napájaniu z druhej strany (z vývodu na DTS 1948, ktorý bol pred poruchou minimálne zatažený) a tak významnému prúdovému navýšeniu.

V prílohách D.13 a D.14 sú pre všetky vypínané DTS a taktiež pre najviac postihnutú DTS 1905 zobrazené prúdové zmeny všetkých NN vývodov.

4.5 Test 5 – Simulácia nesprávne nastavenej odbočky v DTS 1901 Josefská

V prípade posledného testu dôjde k prevereniu vplyvu nastavenia odbočky DT na UCH. Správne nastavenie prepínača odbočky (a teda prevodu) minimalizuje zataženie DT a znižuje straty. V rámci testu bolo počítaných 5 chodov siete pre nastavenie odbočky podľa Tab. 3.1. V numerickom modeli bol pre jednotlivé nastavenia odbočky priradovaný prevod transformátora T2 v DTS 1901, ktorý danému nastaveniu v skutočnosti odpovedal. Menovitý prevod uvažovaného transformátora (tj. odbočka 0 %) je 22/0,42 kV. Vzhľadom na to, že v čase písania práce je odbočka nastavená do polohy + 5 % (tj. 23,1/0,42 kV), táto hodnota bude ďalej uvažovaná ako referenčná.

Prepínanie odbočky na transformátore spôsobí lokálnu zmenu prúdových a napätových pomerov na okolitých transformátoroch a vedeniach. Tab. 4.1 obsahuje vypočítané veličiny pre DTS, ktorých transformátory podľa simulácie zaznamenali, pri nastavení odbočky do polohy - 5 % na T2 DTS 1901 Josefská nárast zataženia väčší ako 1 % (v porovnaní s referenčnou polohou odbočky). Transformátor T2 v DTS 1901 je farebné zvýraznený. Jednotlivé prúdy a výkony odpovedajú sekundárnej strane transformátora (vývodu do NN rozvádzača). Záporná hodnota pri výkonoch značí pretok do nadradenej napätovej hladiny (z NN do VN).

Tab. 4.1: Súhrn vypočítaných hodnôt na najviac postihnutých transformátoroch pre simulované polohy odbočky T2 v DTS 1901 Josefská

Odbočka - Poloha 1 (22 kV + 5 % / 0,42 kV)											
DTS	DT	U_f	U_s	ΔU	I	P	Q	Q/P	S	η	ΔP
(-)	(-)	(V)	(V)	(%)	(A)	(kW)	(kvar)	(-)	(kVA)	(%)	(kW)
'1901'	T1'	238.757	413.540	+3.385	110.220	78.842	-4.076	0.052	78.948	12.661	0.865
'1901'	T2'	238.833	413.671	+3.418	102.877	73.390	-6.877	0.094	73.711	11.823	0.855
'1909'	T1'	238.456	413.018	+3.255	159.227	113.134	13.236	0.117	113.906	18.265	0.955
'1909'	T2'	238.788	413.594	+3.398	147.272	105.493	-1.270	0.012	105.501	16.872	0.800
'1992'	T1'	239.021	413.997	+3.499	97.236	69.163	-8.829	0.128	69.725	11.174	0.844
'1992'	T2'	239.121	414.169	+3.542	109.732	77.270	-15.026	0.194	78.718	12.586	0.868
'703085'	T1'	238.965	413.900	+3.475	103.218	73.663	-7.013	0.095	73.996	11.827	0.611
'703085'	T2'	238.977	413.920	+3.480	104.623	74.613	-7.682	0.103	75.008	11.990	0.627
Odbočka - Poloha 2 (22 kV + 2,5 % / 0,42 kV)											
'1901'	T1'	239.217	414.337	+3.584	113.523	76.403	-28.283	0.370	81.470	13.005	0.871
'1901'	T2'	239.841	415.417	+3.854	337.117	129.601	205.038	1.582	242.564	39.411	1.571
'1909'	T1'	238.890	413.770	+3.443	155.376	111.119	-7.227	0.065	111.354	17.810	0.946
'1909'	T2'	238.974	413.915	+3.479	138.626	98.956	-9.220	0.093	99.384	15.875	0.779
'1992'	T1'	239.022	413.998	+3.499	97.190	69.192	-8.326	0.120	69.691	11.170	0.844
'1992'	T2'	239.622	415.038	+3.760	115.525	73.186	-39.251	0.536	83.047	13.189	0.878
'703085'	T1'	239.745	415.250	+3.813	127.350	79.944	-44.705	0.559	91.594	14.539	0.648
'703085'	T2'	239.763	415.281	+3.820	129.055	80.712	-45.854	0.568	92.828	14.735	0.665
Odbočka - Poloha 3 (22 kV / 0,42 kV)											
'1901'	T1'	239.661	415.106	+3.776	126.007	74.248	-51.914	0.699	90.597	14.390	0.893
'1901'	T2'	240.813	417.100	+4.275	624.326	183.451	412.043	2.246	451.036	74.671	3.642
'1909'	T1'	239.309	414.496	+3.624	156.888	109.331	-27.075	0.248	112.634	17.962	0.951
'1909'	T2'	239.153	414.226	+3.556	131.333	92.691	-16.939	0.183	94.226	15.030	0.763
'1992'	T1'	239.022	413.998	+3.499	97.148	69.220	-7.829	0.113	69.662	11.167	0.844
'1992'	T2'	240.107	415.878	+3.969	129.977	69.438	-62.802	0.904	93.625	14.861	0.903
'703085'	T1'	240.497	416.553	+4.138	164.388	86.318	-81.340	0.942	118.604	18.826	0.718
'703085'	T2'	240.521	416.595	+4.149	166.516	86.913	-82.961	0.955	120.152	19.072	0.736
Odbočka - Poloha 4 (22 kV - 2,5 % / 0,42 kV)											
'1901'	T1'	240.089	415.846	+3.962	144.625	72.370	-74.924	1.035	104.168	16.535	0.928
'1901'	T2'	241.746	418.716	+4.679	905.947	234.829	613.627	2.613	657.026	111.046	7.133
'1909'	T1'	239.712	415.194	+3.798	163.080	107.765	-46.266	0.429	117.277	18.646	0.969
'1909'	T2'	239.326	414.525	+3.631	125.455	86.704	-24.408	0.282	90.074	14.345	0.751
'1992'	T1'	239.021	413.997	+3.499	97.112	69.248	-7.339	0.106	69.636	11.165	0.844
'1992'	T2'	240.574	416.687	+4.172	149.816	66.020	-85.630	1.297	108.125	17.163	0.941
'703085'	T1'	241.220	417.805	+4.451	206.150	92.759	-116.838	1.260	149.182	23.680	0.817
'703085'	T2'	241.250	417.857	+4.464	208.752	93.192	-118.919	1.276	151.084	23.982	0.838
Odbočka - Poloha 5 (22 kV - 5 % / 0,42 kV)											
'1901'	T1'	240.499	416.556	+4.139	166.714	70.761	-97.268	1.375	120.284	19.093	0.975
'1901'	T2'	242.639	420.264	+5.066	1178.072	283.628	809.277	2.853	857.540	148.129	12.111
'1909'	T1'	240.099	415.863	+3.966	172.939	106.411	-64.759	0.609	124.567	19.773	0.998
'1909'	T2'	239.492	414.813	+3.703	121.019	81.001	-31.608	0.390	86.949	13.823	0.742
'1992'	T1'	239.021	413.996	+3.499	97.082	69.275	-6.858	0.099	69.614	11.163	0.844
'1992'	T2'	241.023	417.464	+4.366	172.489	62.928	-107.683	1.711	124.722	19.797	0.990
'703085'	T1'	241.913	419.005	+4.751	249.110	99.241	-151.115	1.523	180.789	28.697	0.942
'703085'	T2'	241.949	419.068	+4.767	252.203	99.521	-153.645	1.544	183.061	29.057	0.967

Z Tab. 4.1 je možné vidieť vplyv nastavenia odbočky na napäťové a prúdové (výkonové) pomery na transformátoroch. Znižovaním odbočky na DTS 1901 T2 dôjde podľa predpokladu k zvyšovaniu napätia na sekundáre a tak k injektáži Q do uzlu. Zatiaľ čo v prípade T2 v DTS 1901 dôjde k zvyšovaniu toku Q do sekundárneho uzlu, na ostatných transformátoroch príde s postupným znižovaním odbočky na DTS 1901 T2 k zvyšovaniu pretoku Q do hladiny VN. K najvýraznejším zmenám podľa simulácie dôjde priamo na transformátore, na ktorom dochádza k prepínaniu odbočky. Postupným znižovaním odbočky sa začne zvyšovať zaťaženie transformátora najmä

vplyvom nárastu Q . Od polohy odbočky 0 % sa zvýši zaťaženie transformátora T2 v DTS 1901 nad prevádzkový limit - 50 % a od odbočky - 2,5 % by malo dôjsť k preťaženiu transformátora. Zaťaženie transformátora, v prípade najnižšej polohy odbočky (- 5 %) predstavuje 148 % a je teda značne preťažený. Pomer Q / P dosahuje pri tomto stave najvyššiu hodnotu a síce 2,85 (809,23 / 283,6). Podľa simulácie dôjde v tejto polohe k nárastu P na DTS 1901 T2 z hodnoty približne 79 kW (odb. + 5 %) na 284 kW (odb. - 5 %). V menšej miere by malo dôjsť k nárastu P aj na transformátoroch v DTS 703085.

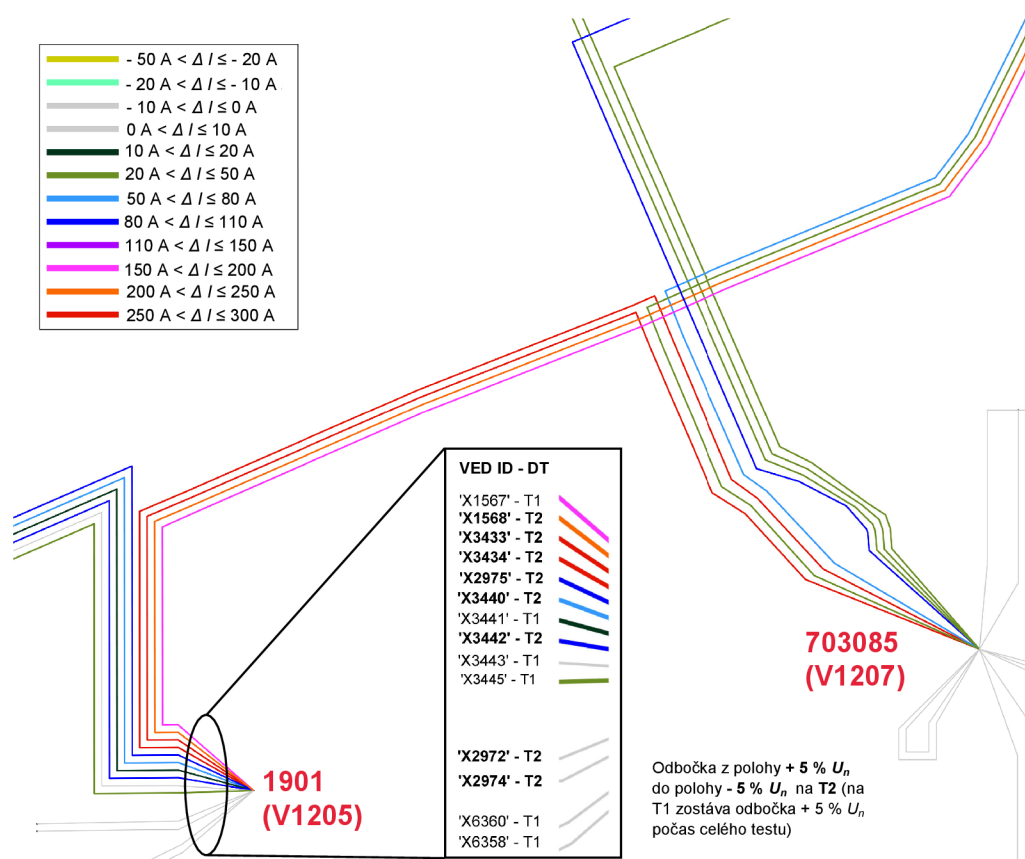
Výrazný vplyv na rozdiel zaťaženia medzi T1 a T2 v DTS 1901 má rozpojené PD, ktoré zaisťuje, že transformátory napájajú samostatný NN rozvádzač a nepracujú do spoločného NN uzla. Ak by bolo zopnuté PD v NN rozvádzačoch, efekt vyrovnávacích prúdov pri paralelnej prevádzke (vznikajúcich z dôvodu nejednotnosti prevodov) by mal za následok ďalšie navýšenie zaťaženia v porovnaní so súčasným stavom. Vzhľadom na to, že tieto dva transformátory napájajú viacero spoločných uzlov svojimi NN vývodmi, k vyrovnávaním prúdom príde, avšak v menšej miere ako v prípade zopnutého PD.

Regulácia odbočky spôsobí postupný nárast odchýlky napätia od menovitej hodnoty na sekundárnom uzle zasiahnutých transformátorov. V prípade DTS 1901 T2 a nastavení odbočky do polohy - 5 % dosahuje prípojnice v NN rozvádzači najväčšiu odchýlku napätia v rámci celej siete + 5,06 % (nárast napätia oproti referenčnej hodnote predstavuje približne 1,6 % U_n). Napätie vo VN uzli v DTS 1901 by malo zostať pri odbočke - 5 % takmer nezmenené (nárast napätia predstavoval približne 0,085 % U_n).

Všeobecne je možné konštatovať, že zaťaženie v sieti pravdepodobne preberie na seba v najväčšej miere transformátor T2 v DTS 1901. Podľa simulácie by malo dôjsť k celkovému navýšeniu zaťaženia na transformátoroch v okolitých DTS, ktorú majú na transformátor T2 v DTS 1901 blízku väzbu v podobe priameho prepojenia alebo spoločného uzla ich vývodov (viď Tab. 4.1). Transformátory, ktoré nemajú bezprostredný kontakt s DTS 1901, ale nachádzajú v jej blízkej lokalite by mali zaznamenať so znižovaním odbočky malý pokles zaťaženia. Maximálny pokles zaťaženia z tejto skupiny transformátorov vykázala simulácia v DTS 1965, konkrétne 3,5 % pri nastavení odbočky do polohy -5 %. Ďalšie DTS postihnuté poklesom zaťaženia sú podľa simulácie transformátory v DTS 1908, 1910, 1938, 1948, 1949, 1954, 1961 a 1965.

Preťaženie transformátora T2 v DTS 1901 pri nastavení odbočky do polohy - 2,5 % podľa simulácie vychádza na 111 %. Test aktuálne počíta s 10 minútovým

intervalom, počas ktorého budú pracovníci RCDS čakať na ustálenie chodu siete po prestavení odbočky. Nastavenie nadprúdovej tepelnej spúšte DTV3 (a jej vypínacej charakteristiky) v hlavnom ističi nie je známe a tak nie je možné vyhodnotiť jeho pravdepodobnú reakciu. Avšak vzhľadom na to, že preťaženie je relatívne malé a čas v priebehu ktorého toto preťaženie bude trvať je 10 minút, je možné predpokladať, že k zapôsobeniu ističa vplyvom spúšte, vzhľadom na vypočítané hodnoty, pravdepodobne nepríde. Nastavenie odbočky do polohy - 5 % by malo zaťažiť transformátor najvýraznejšie (podľa modelu asi na 148 %). Veľkosť prúdu na vývode z transformátora bola vypočítaná na hodnotu približne 1180 A a presahuje tak menovitý prúd osadenej nadprúdovej spúšte. Reakcia ističa pri tejto polohe odbočky bude pravdepodobnejšia ako v predchádzajúcej polohe. V tomto prípade môže navyše zapôsobiť tepelná pamäť spúšte, a teda predchádzajúce preťaženie transformátora (poloha odbočky - 5 % by mala byť testovaná ako posledná v rámci Testu 5).



Obr. 4.12: Zmena prúdového rozloženia na NN vývodoch v DTS 1901 a 703085 pri simulácii zmeny odbočky z polohy + 5 % do polohy - 5 % v DTS 1901 Josefská (T2)

Pre vizualizáciu prúdových zmien bola zvolená, v rámci testu 5, odbočka - 5 %, ktorá predstavuje, podľa simulácie, najnevhodnejšie nastavenú polohu. Na Obr. 4.12 sú zobrazené prúdové zmeny na vývodoch z DTS 1901 a príľahlej DTS 703085,

ktorej transformátory by mali zaznamenať spolu s DTS 1901 najväčšie zmeny napäťových a prúdových pomerov. NN vývodom v DTS 1901 (na Obr. 4.12) sú priradené identifikátory zhodné s prehľadom prúdových zmien v prílohe D.16. Podľa Obr. 4.12 by malo pri nastavení odbočky do polohy - 5 % na transformátore T2 v DTS 1901 dôjsť k prúdovým zmenám väčším ako 10 A na nasledujúcich vývodoch:

DTS 1901:

- Vývod č. 1 (T1) – navýšenie I z 22,2 A na 59,1 A - $\Delta I = 36,9$ A
- Vývod č. 5 (T1) – navýšenie I z 14,5 A na 166,4 A - $\Delta I = 151,9$ A
- Vývod č. 6 (T1) – navýšenie I z 62,8 A na 76,7 A - $\Delta I = 13,9$ A
- Vývod č. 12 (T2) – navýšenie I z 23,3 A na 115,7 A - $\Delta I = 92,4$ A
- Vývod č. 13 (T2) – navýšenie I z 60,5 A na 143,1 A - $\Delta I = 82,6$ A
- Vývod č. 14 (T2) – navýšenie I z 65,8 A na 137,5 A - $\Delta I = 71,7$ A
- Vývod č. 15 (T2) – navýšenie I z 38,6 A na 309,3 A - $\Delta I = 270,7$ A – priamy prepoj do DTS 703085
- Vývod č. 16 (T2) – navýšenie I z 40 A na 328,7 A - $\Delta I = 288,7$ A – priamy prepoj do DTS 703085
- Vývod č. 17 (T2) – navýšenie I z 5,3 A na 208,4 A - $\Delta I = 203,1$ A

DTS 703085:

- Vývod č. 1 (T1) – navýšenie I z 23,7 A na 44,2 A - $\Delta I = 20,5$ A
- Vývod č. 2 (T1) – navýšenie I z 6,4 A na 91 A - $\Delta I = 84,6$ A
- Vývod č. 3 (T1) – navýšenie I z 33,3 A na 62,1 A - $\Delta I = 28,8$ A
- Vývod č. 20 (T2) – navýšenie I z 14,5 A na 73,2 A - $\Delta I = 58,7$ A
- Vývod č. 21 (T2) – navýšenie I z 25 A na 50,4 A - $\Delta I = 25,4$ A
- Vývod č. 22 (T2) – navýšenie I z 27,5 A na 54 A - $\Delta I = 26,5$ A

Z vyššie uvedených prúdových zmien na vývodoch z DTS 1901 a 703050 je očividné, že prúdový nárast na vývodoch č. 5, 15 a 16 prevyšuje niekoľkonásobne prúd v porovnaní s pôvodnou polohou + 5 %. Zároveň bolo zistené, že v DTS 703085 sú jednotlivé NN vývody istené poistkami s menovitým prúdom 250 A (štandardne sú využívané poistky s menovitým prúdom 315 A), a teda s najväčšou pravdepodobnosťou by mohlo na vývodoch č. 15 a 16 dôjsť v priebehu 10 minút, počas ktorých budú vývody zatažené, k ich zapôsobeniu. Numerický model taktiež ukázal, že vývody č. 15 a 16 by mali byť po prenastavení odbočky do polohy - 5 %, bez uvažovania HDV, najviac zatažené vedenia v sieti (84,3 %, resp. 89,6 %).

4.6 Zhodnotenie výsledkov simulácií

Prevedené simulácie a ich výstupy by mali byť vnímané ako orientačné hodnoty, dávajúce obraz o chovaní siete. Z výsledkov validácie je zrejmé, že model počíta so značným počtom zjednodušení a zároveň nedokáže predikovať a zapracovať do výpočtu všetky faktory, ktoré ovplyvňujú správanie reálnej siete. Validácia taktiež ukázala, že numerický model je voči realite kritickejší a vykazuje na väčšine transformátorov vyššie zaťaženie. Hodnoty napätí sledujú úroveň zaťaženia transformátorov a rozdiely v priemere nepresahujú odchýlku merania $0,5 \% U_n$. Výkonová rada v prípade zaťaženia transformátorov kopíruje, s rozdielmi na úrovni jednotiek percent, profil zaťaženia na DTS s distribuovaným meraním.

Zatiaľ čo v numerickom modeli je potrebné chápať napätia a prúdy ako priemer všetkých fáz a trojfázové výkony cez funkciu súčtu, v reálnych testoch budú zaznamenávané veličiny po fázach, ktoré nebudú jednotné a na následné porovnanie ich bude potrebné zjednotiť, čím sa vnesie do porovnania nepresnosť. Zároveň je potrebné pri testoch očakávať výraznú dynamiku prúdových zmien meraných vývodov (a ich jednotlivých fáz), ktorá v prípade nevhodne zvoleného časového agregáčného intervalu (pre meranie), môže mať za následok zanesenie ďalšej chyby pre následnú validáciu numerického modelu.

Dôležitý faktor, ktorý významne ovplyvní koreláciu medzi numerickým modelom a nameranými hodnotami je časové obdobie, pre ktorý je výpočet prevedený. Výkonová rada v modeli počíta s dátumom 10.1.2018 11:00. Tento okamih bol vyhodnotený ako moment najväčšieho zaťaženia v roku, vďaka čomu mohol byť hodnotený najnepriaznivejší stav v sieti. V prípade, že prevedenie jednotlivých testov nebude odpovedať podobnému ročnému resp. dennému diagramu zaťaženia, je potrebné očakávať nižšie zaťaženie siete a tak čiastočne odlišné výsledky v porovnaní s výstupmi z numerického modelu.

Za najvýznamnejšie faktory, ktoré budú pravdepodobne zodpovedné za rozdiely medzi modelom a skutočnosťou je možné označiť zjednodušenie vo forme odhadu zaťaženia pomocou TDD, možné nové pripojenie odberateľov po roku 2018 (s ktorými výkonová rada nepočíta), metóda výpočtu ustáleného chodu, jej zjednodušujúce predpoklady alebo chyba merania prístrojov. Zároveň mohlo dôjsť pri exporte modelu z GIS a následnom zapracovaní do zavádzacieho súboru k nepresnostiam, obzvlášť z pohľadu vedení a odberateľov na úrovni NN. Ďalšou príčinou rozdielnosti výsledkov môže byť skutočnosť, že numerický model a jeho zavádzací súbor nerešpektuje vek transformátorov, metódu výroby, umiestnenie transformátora a pod. Za

možné odchýlky medzi P a Q môže byť zodpovedná nesprávne odhadnutá (menšia) hodnota účinníku.

Vďaka prevedeniu navrhnutých testov a získaniu dát z poruchových stavov bude môcť byť model a jeho zavádzací súbor konfrontovaný s reálnymi dátami. Toto porovnanie následne môže priniesť ďalšie spresnenie a optimalizáciu modelu. Pre lepšie zachytenie navrhnutých poruchových stavov by bolo vhodné osadiť pre účely testov na najviac zasiahnuté DTS, ktoré nedisponujú distribuovaným meraním, doplnkové meranie vývodov.

Testovacie scenáre

V rámci prvého kroku bola prevedená analýza ustáleného chodu siete bez poruchy, ktorá po optimalizácií odbočiek a rozpojenia pozdĺžneho delenia v NN rozvádzačoch (v rámci DTS) ukázala správnu funkciu siete. Zataženie väčšiny transformátorov sa pohybovalo na úrovni 20 - 30 % a nepresiahlo na žiadnom transformátore distribútorom dané maximálne prevádzkové zataženie (50%). Toto kritérium zaisťuje, že transformátory v prípade poruchy disponujú dostatočnou výkonovou rezervou, a tak sú schopné prebrať na seba časť vypadnutého výkonového zataženia. Zároveň sa odchýlka napätia v NN uzloch pri tejto simulácii pohybovala približne od 1 do 3 % čím boli splnené normou stanovené limity ± 10 %. Preťaženie vedenia v sieti pri ustálenom chode bez poruchy taktiež nebolo zistené. Počiatočný výpočet chodu siete identifikoval transformátory, ktoré vykazovali zvýšené zataženia v dôsledku nesprávne nastavenej odbočky. Po predaní tejto skutočnosti na PDS prišlo následne k nápravnému opatreniu a prenasadeniu odbočky. Simulácia UCH taktiež poukázala na transformátory, ktoré majú pravdepodobne vplyvom menej vhodných technických parametrov, zvýšene zataženie (nižšie napätie nakrátko). Pre ďalší rozvoj siete by bolo prínosné zjednotiť pravidlá prevádzkovania mrežovej siete Brno-Střed, ktoré by jasne definovali vhodné nastavenie odbočiek, technické požiadavky na transformátory a podobne.

Za test vyvolávajúci najväčšie napätové a prúdové zmeny je možno považovať výpadok VN napájača (1/6). Tento test by mal podľa simulácií zasiahnuť takmer každú časť siete. Vysoká výkonová a prúdová rezerva na transformátoroch a vedeniach zaisťovala, že maximálne zataženie transformátora (v DTS 1951) sa po výpadku napájača pohybovalo na úrovni 46 %. V prípade vedenia (okrem HDV) maximálne zataženie predstavovalo 63 %. Odchýlka napätia je v mrežovej sieti Brno-Střed po výpadku napájača vďaka vysokej zauzlenosti relatívne jednotná (0,9 až 3,6 %) a poklesy sú, oproti stavu siete bez poruchy, minimálne. Pri teste by mali byť podľa

simulácie zaznamenané pretoky do nadradenej napätovej hladiny. Pre účely tohto testu by bolo vhodné zvážiť deaktiváciu smerovej ochrany, aby prípadne neprišlo vplyvom smerovej ochrany k zapôsobeniu hlavného ističa v dôsledku čoho by nebol zaznamenaný kompletný pretok.

Ostatné simulácie, v rámci ktorých došlo k vypnutiu jedného až šiestich transformátorov, vyvolali prúdové a napäťové zmeny menej významného charakteru (v porovnaní s výpadkom napájajúca). Poklesy napätí sú podľa simulácií lokálne, kde najväčší pokles je zaznamenaný vždy na NN rozvádzači vypínaného transformátora. Celkovo je zo simulácií možné povedať, že zaťaženie na seba preberajú, v závislosti na impedančných pomeroch, okolité transformátory a ich NN vývody. Prvky nachádzajúce sa mimo blízku oblasť vypínaného prvku, pravdepodobne zmenu napäťových a prúdových pomerov vplyvom výpadku nezaznamenajú, resp. zmena pomerov sa bude pohybovať na úrovni zmeny zaťaženia siete.

Simulácia nesprávne nastavenej odbočky demonštrovala nevhodnosť využívania odbočky s prevodom, ktorý nerešpektuje transformátorovú koncepciu siete (ktorá počíta s jednotnosťou prevodov na transformátoroch). V prípade, že dôjde k nastaveniu odbočky do polohy nižšej ako + 5 % (pri uvažovanom type transformátora), zvýši sa zaťaženie transformátora (obzvlášť jalovým výkonom) a dôjde tak k zníženiu výkonovej rezervy na transformátore (v krajnom prípade až k preťaženiu). Podľa simulácie by malo dôjsť k preťaženiu transformátora pre nastavenie odbočky v polohe - 2,5 %, resp. - 5 %, kedy odbočka - 5 % vykázala preťaženie na úrovni 148 %. Potenciálne je tak možné očakávať, v rámci reálnych testov, zapôsobenie nadprúdovej spúšte a vybavenie hlavného ističa v NN rozvádzači. Výrazné zvýšenie zaťaženia transformátora sa vplyvom regulácie odbočky premietne do zvýšeného zaťaženia NN vývodov, kde by maximálne zaťaženie vývodu malo predstavovať približne 89 %.

5 Analýza skratových pomerov v mrežovej sieti Brno-Střed

Analýza skratových pomerov vychádzala z výpočtu UCH bez poruchy, výstupom ktorého boli vypočítané napätia pred skratom v jednotlivých uzloch. Následný výpočet skratových prúdov prebiehal v súlade s popisom v Kap. 2.2.2.

Po konzultácií s PDS, boli simulované 3 stavy zapojenia siete, ktoré sa navzájom líšili počtom uzlov v sieti. Jednalo sa o stavy v prípade ktorých bolo:

- Zopnuté pozdĺžne delenie vo všetkých prvkoch s delenou prípojnou (24 DTS + 31 SD)
- Rozpojené pozdĺžne delenie vo všetkých 24 DTS s delenou prípojnou (aktuálny stav)
- Rozpojené pozdĺžne delenie vo všetkých prvkoch s delenou prípojnou (24 DTS + 31 SD)

Rozpojenie pozdĺžneho delenia (ktoré je v modeli simulované ako vedenie so zanedbateľnou dĺžkou a impedanciou blížiacou sa nule) má za následok vytvorenie z pôvodného jedného uzla (z ktorého vychádzali NN vývody) dva uzly, ktoré sú v prípade DTS, napájané každý samostatným transformátorom. Pri zopnutí pozdĺžneho delenia je tento proces opačný, a teda z dvoch uzlov numerický model odstráni jeden uzol a na druhý naviaže všetky prvky, ktoré boli pripojené do dvoch pôvodných uzlov. Vďaka takejto úprave zapojenia je možné obmedziť / navýšiť skratové príspevky z jednotlivých vývodov na prípojnou daného rozvádzača.

Výsledky zo všetkých troch skratových výpočtov boli prezentované a následne predané na PDS.

Na žiadosť PDS, ako zadávateľa práce, bolo so súhlasom vedúceho práce rozhodnuté, že z dôvodu citlivosti dát, nebudú výstupy skratovej analýzy v tejto práci publikované.

Záver

Predložená diplomová práca sa venovala návrhu a overeniu testovacích scenárov pre plánované testy, ktoré plánuje previesť distribútor v mrežovej sieti Brno-Střed.

V rámci prvej kapitoly sú úvodom predstavené všeobecné mrežové siete a ich charakteristické vlastnosti. Následne je popísaná mrežová sieť Brno-Střed, jej prevádzkové zapojenie, technológia rozvodných zariadení, distribučných transformátorov a sekundárnej techniky.

Druhá kapitola opisuje numerický model a zavádzací súbor siete Brno-Střed (ktorý model pre výpočet UCH využíva). Vzhľadom na to, že boli na existujúcom zavádzacom súbore, ktorý bol pre účely práce predaný od VUT, zistené nedostatky, bola prevedená jeho kompletná kontrola. Za využitia systémov GIS a RIS bol zavádzací súbor opravený do podoby čo najviac približujúcej sa reálnemu zapojeniu a zaťažaniu. Zavádzací súbor bol iteračne opravovaný a na základe výsledkoch ustáleného chodu bola hodnotená správnosť prevedených úprav. Aby mohli byť výpočty z chodu siete považované za validné, bol výstup z modelu porovnaný s nameranými dátami, ktoré boli získané z distribuovaného merania v sieti.

Tretia kapitola práce sa venuje návrhu testovacích scenárov pre plánované skúšky v sieti. V súčinnosti s PDS bolo po zohľadnení prevádzkových, bezpečnostných a personálnych obmedzení vyšpecifikovaných 5 testov, ktoré by mali pomôcť objasniť správanie siete pri navrhnutých poruchových stavoch. Pri zostavovaní testov hralo významnú úlohu distribuované meranie na 10 DTS, ktoré okrem vývodu z transformátoru zaznamenáva hodnoty napätí, prúdov a výkonov na všetkých NN vývodoch a ich fázach. Aby bola maximalizovaná zaznamenateľnosť poruchy, testy boli koncipované tak, aby prišlo k najväčším prúdovým (výkonovým) zmenám práve na NN vývodoch a transformátoroch, ktoré zaznamenáva distribuované meranie.

Navrhnuté testovacie scenáre boli v štvrtej kapitole preverené výpočtom ustáleného chodu pomocou numerického modelu. Vďaka tomu mohli byť odhalené prípadné slabé miesta v sieti a objasnené celkové chovanie siete pri danej poruche. Vzhľadom na to, že numerický model, s ktorým bolo počas práce nakladané, pracoval ako jednofázový (simulujúci trojfázovú sústavu), bolo možné overiť len scenáre, ktoré predstavovali pre sieť symetrickú poruchu.

Výsledky simulácií ukázali, že navrhnuté testy by nemali predstavovať pre sieť riziko v podobe rozpadu siete alebo vychýlenia sledovaných veličín mimo povolené limity. Posúdením výstupov zo simulácií je taktiež možné povedať, že mrežová sieť Brno-Střed je nadštandardne odolná voči poruchovým stavom ako je výpadok VN napájača alebo viacerých transformátorov. Vďaka významnej výkonovej rezerve sú podľa simulácie transformátory a vedenia schopné na seba prebrať niekoľkonásobok svojho aktuálneho zaťaženia, čím je zaistená vysoká zálohovanosť dodávky.

V rámci poslednej kapitoly boli analyzované skratové pomery pre mrežovú sieť Brno-Střed a možné optimalizačné opatrenia vedúce k zníženiu skratových prúdov v sieti. Výstupy tejto kapitoly boli predané na zadávateľa práce a na jeho žiadosť bolo rozhodnuté, že z dôvodu citlivosti dát nebude táto kapitola publikovaná.

Literatúra

- [1] TOMAN, Petr. *Provoz distribučních soustav*. 1. Praha: České vysoké učení technické v Praze, 2011. ISBN 978-80-01-04935-8.
- [2] PRAKASH, K., A. LALLU, F.R. ISLAM a K.A. MAMUN. Review of Power System Distribution Network Architecture. *2016 3rd Asia-Pacific World Congress on Computer Science and Engineering (APWC on CSE)*. IEEE, 2016, 2016, , 124-130. ISBN 978-1-5090-5753-5. Dostupné z: doi:10.1109/APWC-on-CSE.2016.030
- [3] SIEMENS. *SIPROTEC 4 7SJ62/63/64 Multi-Functional Protective Relay with Local Control*. 2015. Dostupné také z: https://cache.industry.siemens.com/dl/files/375/109743375/att_903635/v1/7SJ62-64_Manual_AA_V046401_us.pdf
- [4] VRZAL, Jan. *Kabelové vedení VN: Kabel typu AXEKVCEY*. Technická norma TNS 52 1712.00 společnosti E.ON Česká republika, s.r.o. 2007.
- [5] *Universal Energy Meter MEg40+ Uživatelský návod*. 664 31 Česká 390, Česká republika, 2015. Dostupné také z: <http://www.e-mega.cz/doc/cz/MEg40+.pdf>
- [6] *Směrová nn ochrana MEg51 - Uživatelské informace*. 664 31 Česká 390, Česká republika, 2013. Dostupné také z: <http://www.e-mega.cz/doc/cz/MEg51.pdf>
- [7] PTÁČEK, Michal, Lucie FRECHOVÁ, Jan VACULÍK a Radek HOCHMANN. *Analýza provozu městské mřížové distribuční sítě*. Konference ČK CIRED, 2018, 14.
- [8] VŠB IT4Innovations: *Projekt ES4G - Chytrý systém pro řízení energie energetických sítí*. Ostrava, 2020. Dostupné také z: https://www.it4i.cz/file/59a9cbea3119ad9670880c6306630099/3848/newsletter_Q4_2020_final.pdf
- [9] ČESKÁ REPUBLIKA. Vyhláška o měření elektřiny. In: *Sbírka zákonů*. Praha: Ministerstvo průmyslu a obchodu, 2020, ročník 2020, částka 146, číslo 359. Dostupné také z: <https://www.tzb-info.cz/docu/predpisy/download/V359-2020.pdf>
- [10] KRČÁL, Vít. *ABrno_fce02_Prohledani_site: Zdrojový kód vo formáte m-file*. VUT Brno, 2020.
- [11] KRČÁL, Vít. *ABrno_fce03_AdmMatProUCHsPrevTraf: Zdrojový kód vo formáte m-file*. VUT Brno, 2020.

- [12] KRČÁL, Vít. *ABrno_fce04_ImpMatZjedbezPrevTra: Zdrojový kód vo formáte m-file*. VUT Brno, 2020.
- [13] KRČÁL, Vít. *ABrno_fce05b_VypocetUCH_SP: Zdrojový kód vo formáte m-file*. VUT Brno, 2020.
- [14] KOLCUN, Michal, Vladimír CHLADNÝ a Ladislav VARGA. *Počítačová analýza elektrizačnej sústavy*. Košice: Technická univerzita Košice, 2006. ISBN 80-8073-453-4.
- [15] BLAŽEK, Vladimír a Petr SKALA. *Distribuce elektrické energie: Skripta VUT*. FEKT VUT v Brně, 2002.
- [16] IVANIČ, Marián. *Aspekty nesymetrie parametrov a veličín v elektrizačnej sústave*. Žilina, 2017. Dizertačná práca. STU v Bratislave. Vedoucí práce Žaneta Eleschová.
- [17] KRČÁL, Vít, David TOPOLÁNEK, Václav VYČÍTAL a Jan VACULÍK. *Indication of abnormal operation conditions in a mesh network based on data from distributed measurement*. CIRED 2021 Conference, 2021.

Zoznam symbolov a skratiek

Skratka	Popis
DŘS	Dispečerský řídicí systém
DT	Distribučný transformátor
DTS	Distribučná transformačná stanica
EAN	European Article Number
GIS	Geografický informačný systém
HDV	Hlavné domové vedenie
HRT	Hladinová regulácia transformátora
MO	Maloodberateľ
MSBS	Mrežová sieť Brno-Střed
MUN	Metóda uzlových napätí
MSP	Metóda smyčkových prúdov
NN	Nízke napätie
OPM	Odberné predávacie miesto
PD	Pozdĺžne delenie v NN rozvádzači
PDS	Prevádzkovateľ distribučnej siete (Brno-Střed)
RCDS	Regionálne centrum distribučných služieb
RIS	Riadiaci informačný systém
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SD	Rozpojovacia skriňa s delenou prípojnicou
SP	Prípojková skriňa
SR	Rozpojovacia skriňa
SS	Smýčkovacia prípojková skriňa
TAČR	Technologická agentúra Českej republiky
TDD	Typový diagram dodávky
UCH	Ustálený chod siete
VN	Vysoké napätie
VO	Velkoodberateľ
VUT	Vysoké učenie technické
VVN	Velmi vysoké napätie

Veličina	Popis	Jednotka
I	Efektívna hodnota prúdu	A
I_n	Efektívna hodnota menovitého prúdu	A
I_{max}	Maximálna prúdová zatažiteľnosť vedenia v zemi	A
ΔI	Rozdiel efektívnych hodnôt prúdu na vedení	A
I_k''	Počiatočný rázový skratový prúd trojfázového skratu	A
i_p	Nárazový skratový prúd v mieste skratu	A
l	Dĺžka vedenia	m
Q	Jalový trojfázový výkon	var
P	Činný trojfázový výkon	W
ΔP	Činný straty na vedení / transformátore	W
S	Zdanlivý trojfázový výkon	VA
S_n	Menovitý zdanlivý trojfázový výkon	VA
U	Efektívna hodnota napätia	V
ΔU	Odchýlka skutočného napätia od menovitého napätia $((U/U_n)-1) \cdot 100$	%
U_f	Efektívna hodnota fázového napätia	V
U_{fskr}	Efektívna hodnota fázového napätia v mieste skratu (pred poruchou)	V
u_k	Napätie nakrátko	%
U_n	Efektívna hodnota menovitého napätia	V
U_s	Efektívna hodnota združeného napätia	V
Z_k	Výsledná impedancia v mieste skratu spojky	Ω
Z_{skr}	Impedancia skratovej spojky	Ω
η	Výkonové zataženie transformátora	%
γ	Prúdové zataženie vedenia	%
γ_{max}	Maximálne prúdové zataženie vedenia	%
$\Delta\gamma$	Rozdiel prúdového zataženia na vedení	%
κ	Súčiniteľ pre výpočet nárazového skratového prúdu	(-)

Zoznam príloh

A	Mrežová sieť Brno-Střed	97
A.1	Tabuľka súhrnných informácií o jednotlivých DTS pracujúcich do mrežovej siete Brno-Střed	97
B	Validácia numerického modelu	99
B.1	Porovnanie toku P na sekundárnom uzle DT numerického modelu s reálnym tokom P v MSBS	99
B.2	Porovnanie toku Q na sekundárnom uzle DT numerického modelu s reálnym tokom Q v MSBS	100
C	Jednopolové schémy zapojenia pomocného rozvádzača pri nesymetrických poruchách testovacích scenárov	101
C.1	Jednopolová schéma zapojenia pomocného rozvádzača pri výpadku jednej fáze napájača	101
C.2	Jednopolová schéma zapojenia pomocného rozvádzača pri prerušení dvoch fáz vývodu na DT	102
C.3	Jednopolová schéma zapojenia pomocného rozvádzača pri prerušení jednej fáze vývodu na DT	103
D	Analýza prúdových a napätových pomerov pre definované testovacie scenáre	105
D.1	Vizualizácia odchýlok napätí pre jednotlivé VN uzly pri simulácií UCH (bez poruchy)	105
D.2	Vizualizácia zaťaženia jednotlivých VN vedení pri simulácií UCH (bez poruchy)	106
D.3	Prúdové zaťaženie transformátorov pri simulácií UCH (bez poruchy)	107
D.4	Porovnanie napätí, prúdov a výkonov pri optimalizácií odbočky v DTS 1927 a 701424	108
D.5	Tabuľka 20 najviac zaťažených vedení a transformátorov pri simulácií UCH (bez poruchy)	109
D.6	Pretoky P na DT a histogram zaťaženia NN vedení pri výpadku V1205 (Test 1)	110
D.7	Prúdové zmeny NN vývodov v DTS 1901 a 703085 po výpadku V1205 (Test 1)	111
D.8	Prúdové zmeny NN vývodov v DTS 1948, 1905 a 1906 po výpadku V1205 (Test 1)	112

D.9	Vizualizácia prúdových zmien v sieti po výpadku transformátora v DTS 1938 (Test 3 A)	113
D.10	Prúdové zmeny NN vývodov z DTS 1938, 1909 a 1910 po výpadku DT v DTS 1938 (Test 3 A)	114
D.11	Prúdové zmeny NN vývodov z DTS 1949, 1954 a 1961 po výpadku DT v DTS 1938 (Test 3 A)	115
D.12	Vizualizácia prúdových zmien v sieti po výpadku transformátorov v DTS 1912, 1915, 1918 a 1992 (Test 4)	116
D.13	Prúdové zmeny NN vývodov DTS 1905 a 1912 po výpadku DT v DTS 1912, 1915, 1918 a 1992 (Test 4)	117
D.14	Prúdové zmeny NN vývodov DTS 1915, 1918 a 1992 po výpadku DT v DTS 1912, 1915, 1918 a 1992 (Test 4)	118
D.15	Vizualizácia prúdových zmien v sieti pri nastavení z odbočky z polohy + 5 % do polohy - 5 % v DTS 1901	119
D.16	Prúdové zmeny NN vývodov DTS 1901 a 703085 pri prepínaní odbočky na DT T2 v DTS 1901 (Test 5)	120
D.17	Prehľad maximálneho zaťaženia každého typu vedenia v numerickom modeli pre navrhnuté testovacie scenáre	121

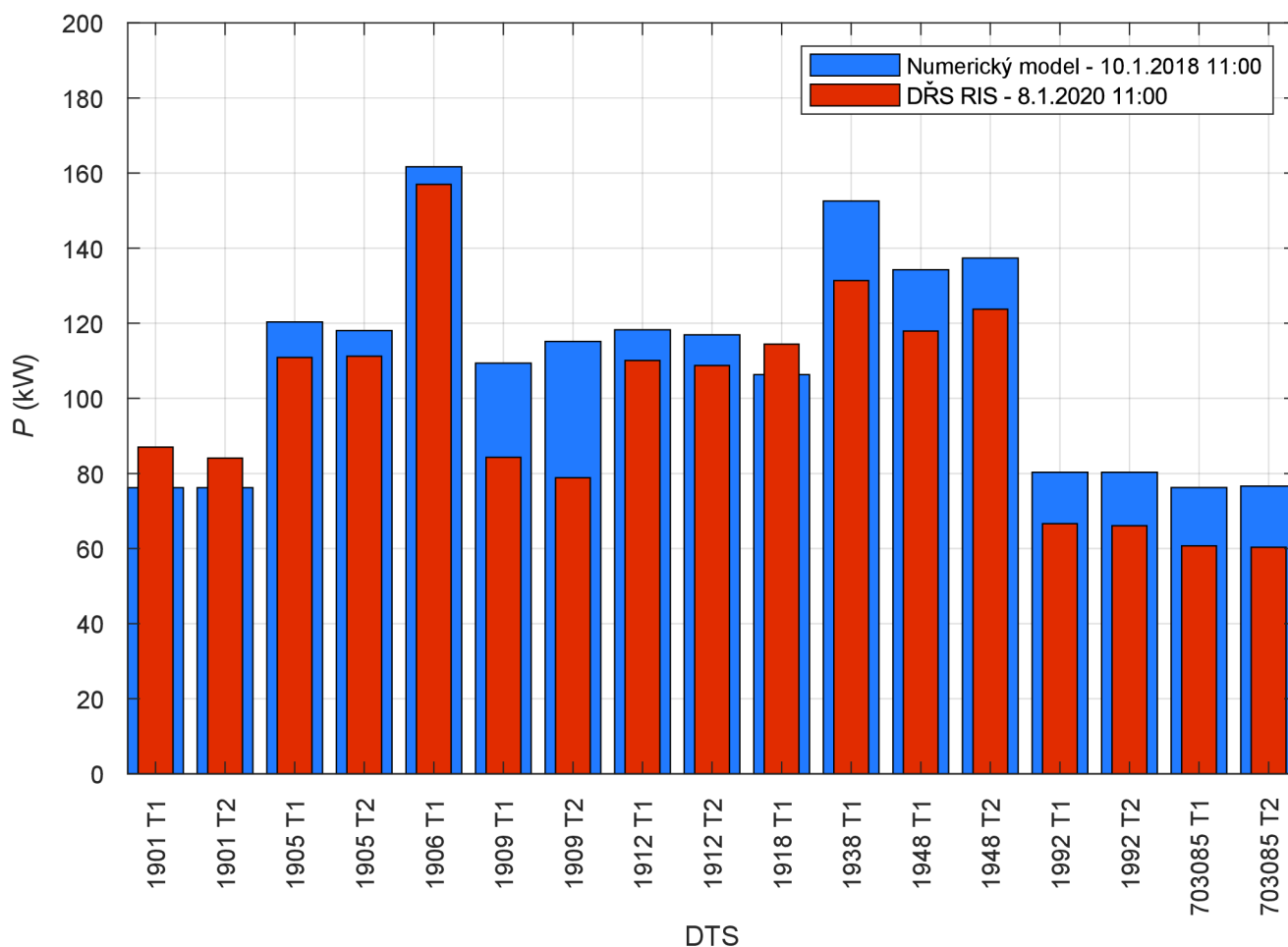
A Mrežová sieť Brno-Střed

A.1 Tabuľka súhrnných informácií o jednotlivých DTS pracujúcich do mrežovej siete Brno-Střed

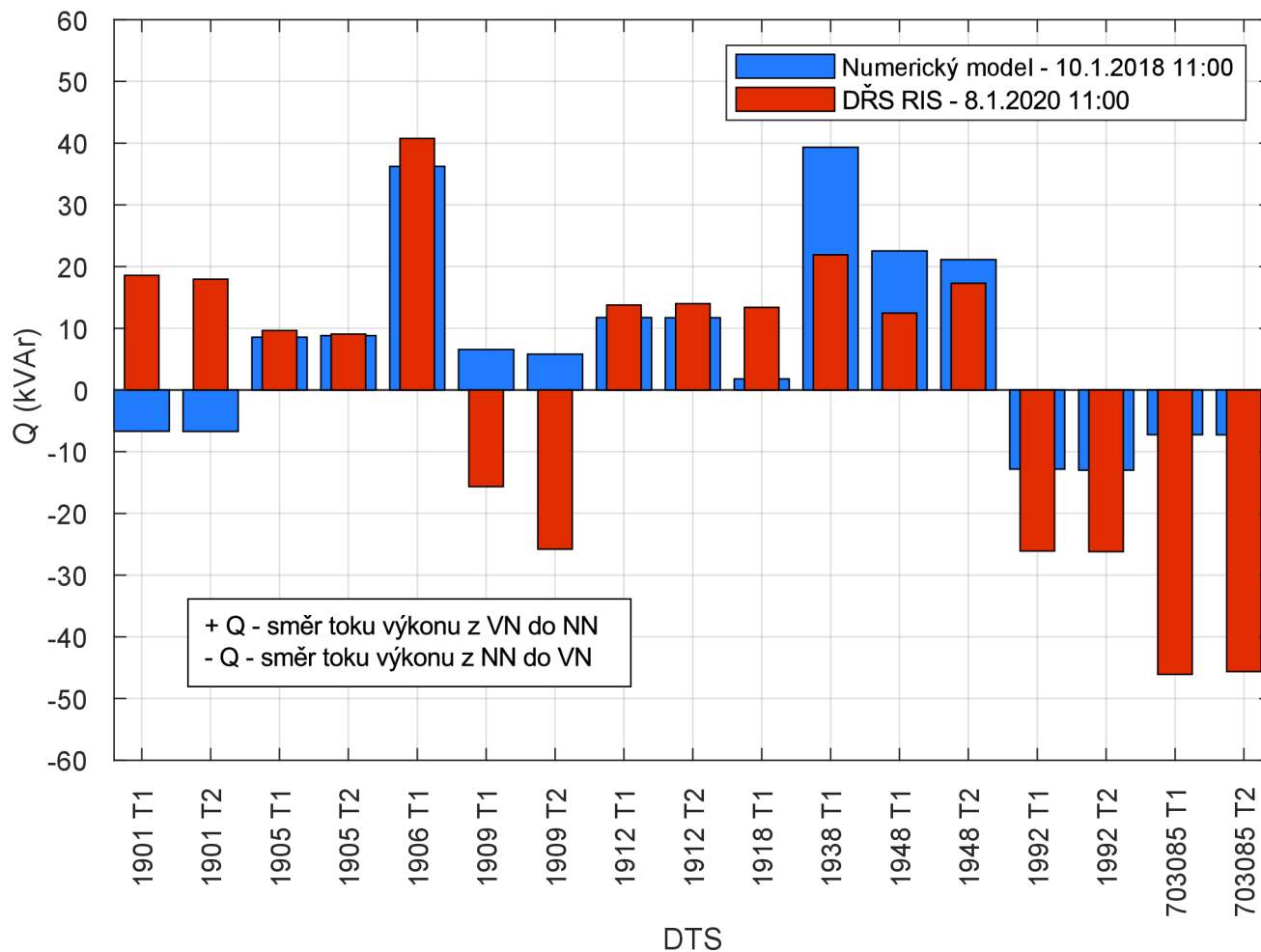
Číslo DTS	Názov	Napájač	Počet DT	Číslo DTS	Názov	Napájač	Počet DT
1901	Josefská	V1205	2	1935	Besední dům	V1209	1
1903	Moravské muzeum	V1205	2	1938	Masarykova Tisk	V1205	1
1904	Nám. Svobody Banka	V1207	1	1939	Česká 28 BANKA	V1210	1
1905	Orlí 27 Karát	V1210	2	1940	Dům pánů z Lipé	V1208	2
1906	Měnínská 4	V1208	1	1941	Malinovského nám.	V1209	2
1907	Česká 6 Brychta	V1210	1	1942	Joštova 1	V1208	2
1908	Bašty 2	V1210	1	1943	Rašínova 4-6	V1205	2
1909	Masarykova 31	V1206	2	1944	Česká CKM	V1205	1
1910	Zelný trh UJEP	V1205	1	1945	Veselá VKUS	V1205	1
1911	Sukova Spořitelna	V1210	2	1946	Koblišná KB	V1205	2
1912	Mahenovo divadlo	V1209	2	1947	OD Centrum	V1205	1
1914	Amadeus	V1210	1	1948	Orlí 20 Tech. Muzeum	V1205	2
1915	Kino Kapitol	V1207	1	1949	Františkánská	V1209	2
1916	Kino Scala	V1210	1	1950	Jánská 6 Spořitelna	V1209	1
1917	Opletalova JAMU	V1207	1	1951	Rašínova FÚ	V1209	2
1918	Benešova	V1208	1	1952	Beethovenova 2 JAMU	V1209	1
1919	Radnická PKO	V1210	1	1953	Solniční Pojišťovna	V1209	1
1920	Jezuitská 15	V1208	1	1954	OD Petrov	V1207	1
1921	Jezuitská Televize	V1205	1	1955	Jezuitská 2	V1207	1
1922	Starobrněnská 14	V1208	2	1956	Rooseveltova soud	V1205	1
1923	Peroutkova	V1206	2	1961	Orlí 9 T1	V1207	2
1924	Rozkvět	V1210	1	1963	Zelný trh Tržnice	V1209	2
1925	Moravské nám. 1	V1206	2	1965	Masarykova 32	V1205	1
1926	Česká 4 Baťa	V1208	1	1992	Grand Hotel	V1207	2
1927	OD Vágnier	V1209	2	1996	Biskupská	V1207	2
1928	Hotel Slavie	V1206	1	701424	Kozí 5	V1208	1
1930	Nová radnice	V1206	2	703085	OC Podchod	V1207	2
1934	Kozí 4	V1206	1				

B Validácia numerického modelu

B.1 Porovnanie toku P na sekundárnom uzle DT numerického modelu s reálnym tokom P v MSBS

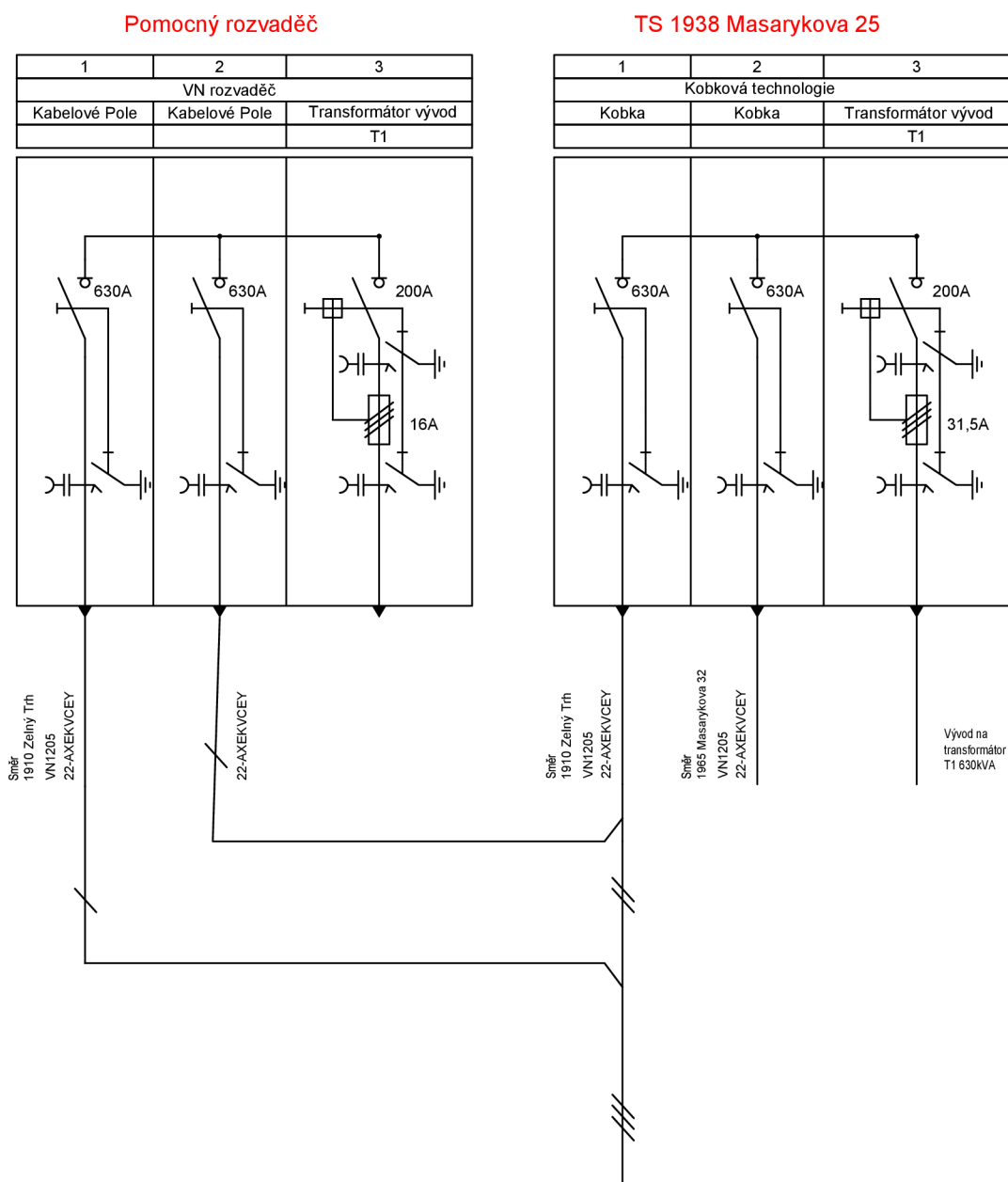


B.2 Porovnanie toku Q na sekundárnom uzle DT numerického modelu s reálnym tokom Q v MSBS

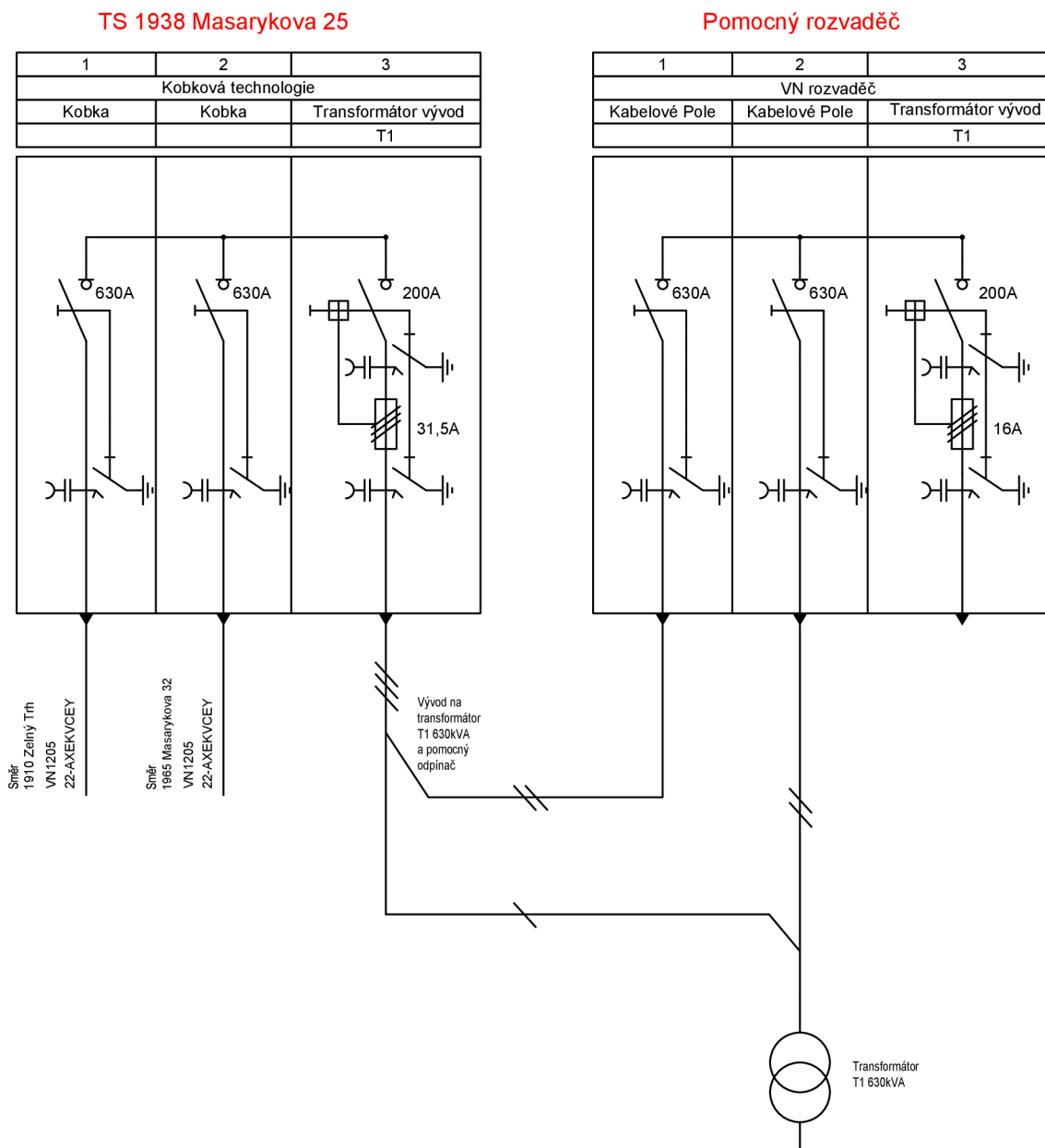


C Jednopolové schémy zapojenia pomocného rozvádzača pri nesymetrických poruchách testovacích scenárov

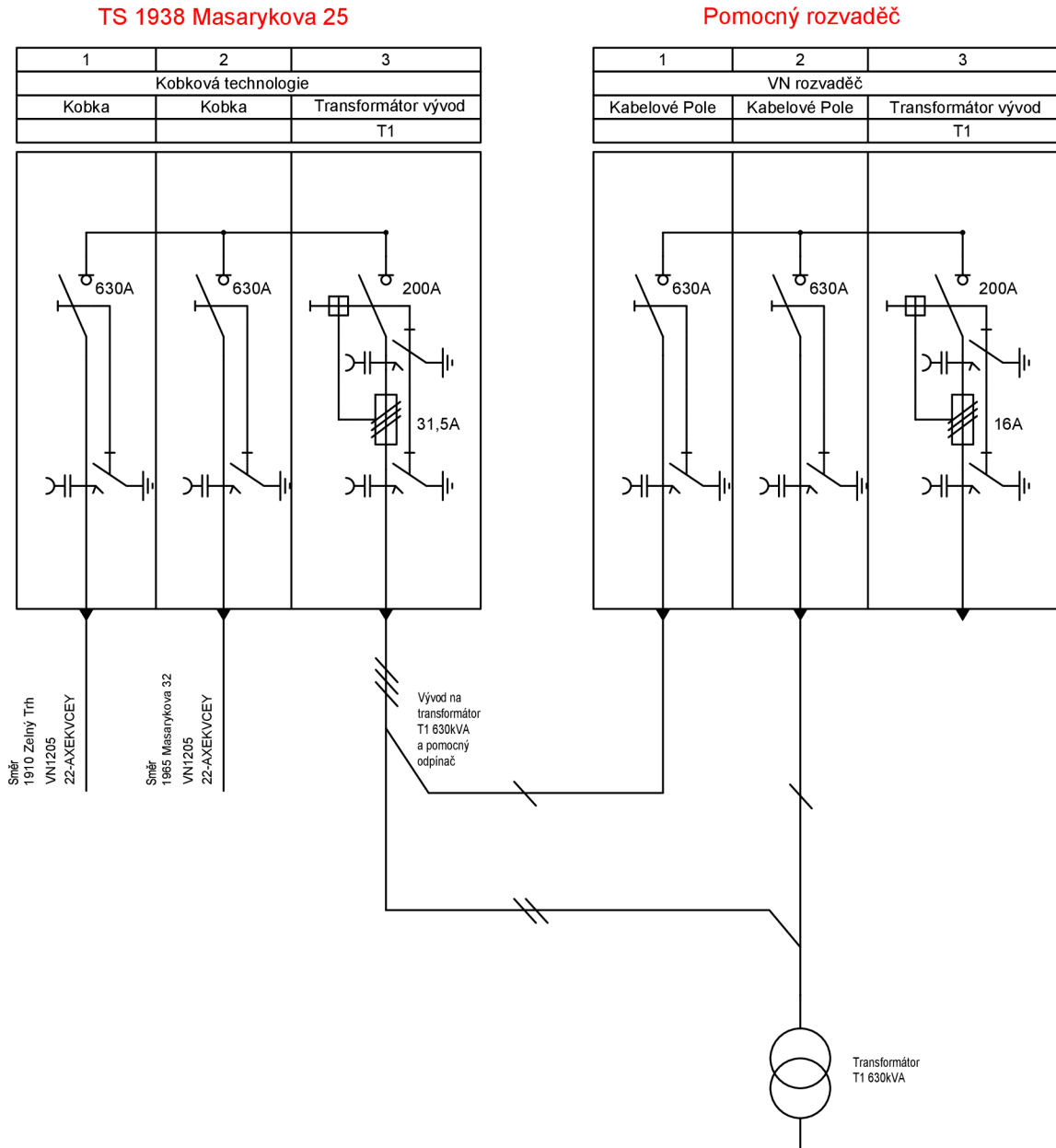
C.1 Jednopolová schéma zapojenia pomocného rozvádzača pri výpadku jednej fáze napájača



C.2 Jednopolová schéma zapojenia pomocného rozvádzača pri prerušení dvoch fáz vývodu na DT

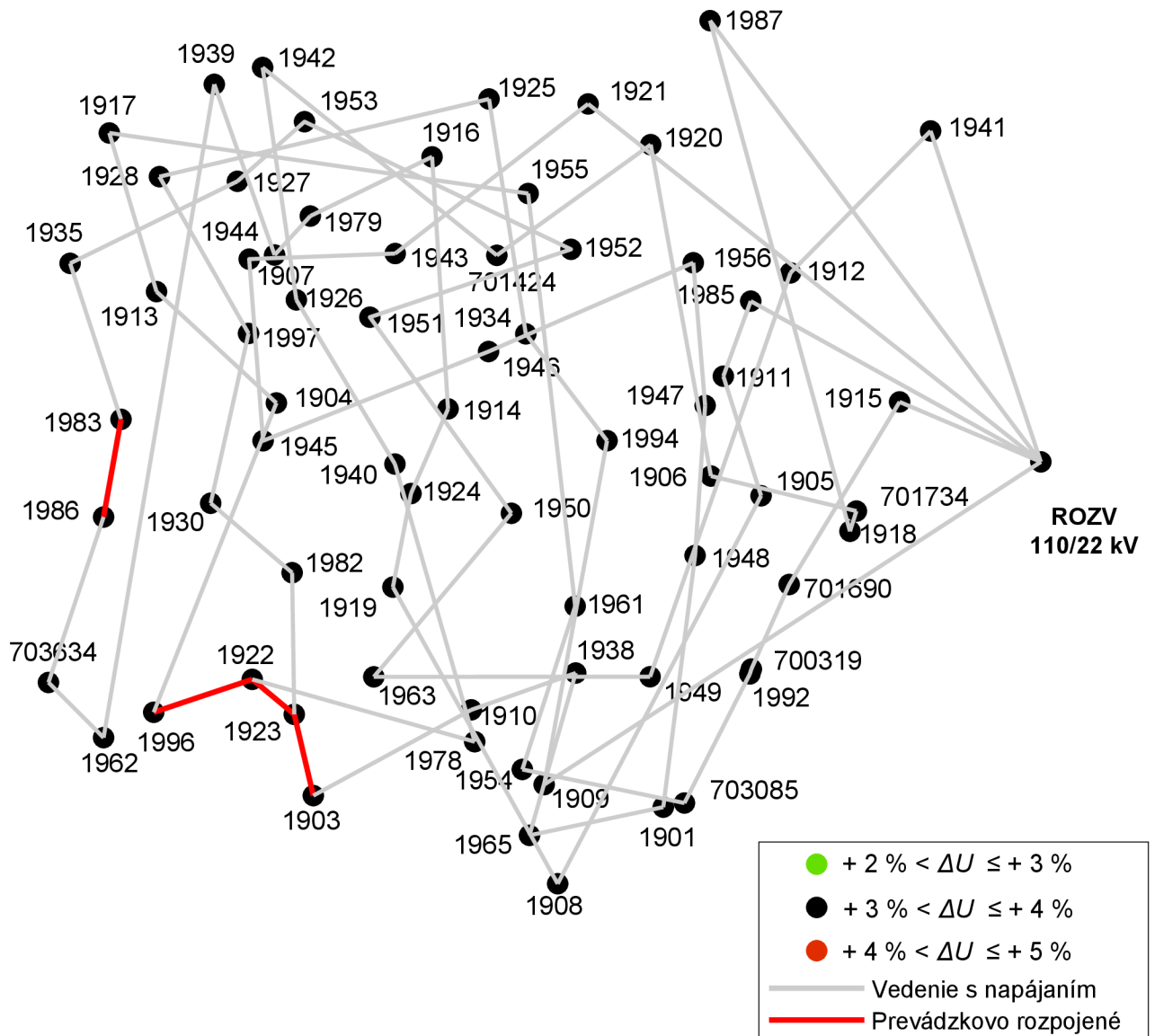


C.3 Jednopolová schéma zapojenia pomocného rozvádzača pri prerušení jednej fáze vývodu na DT

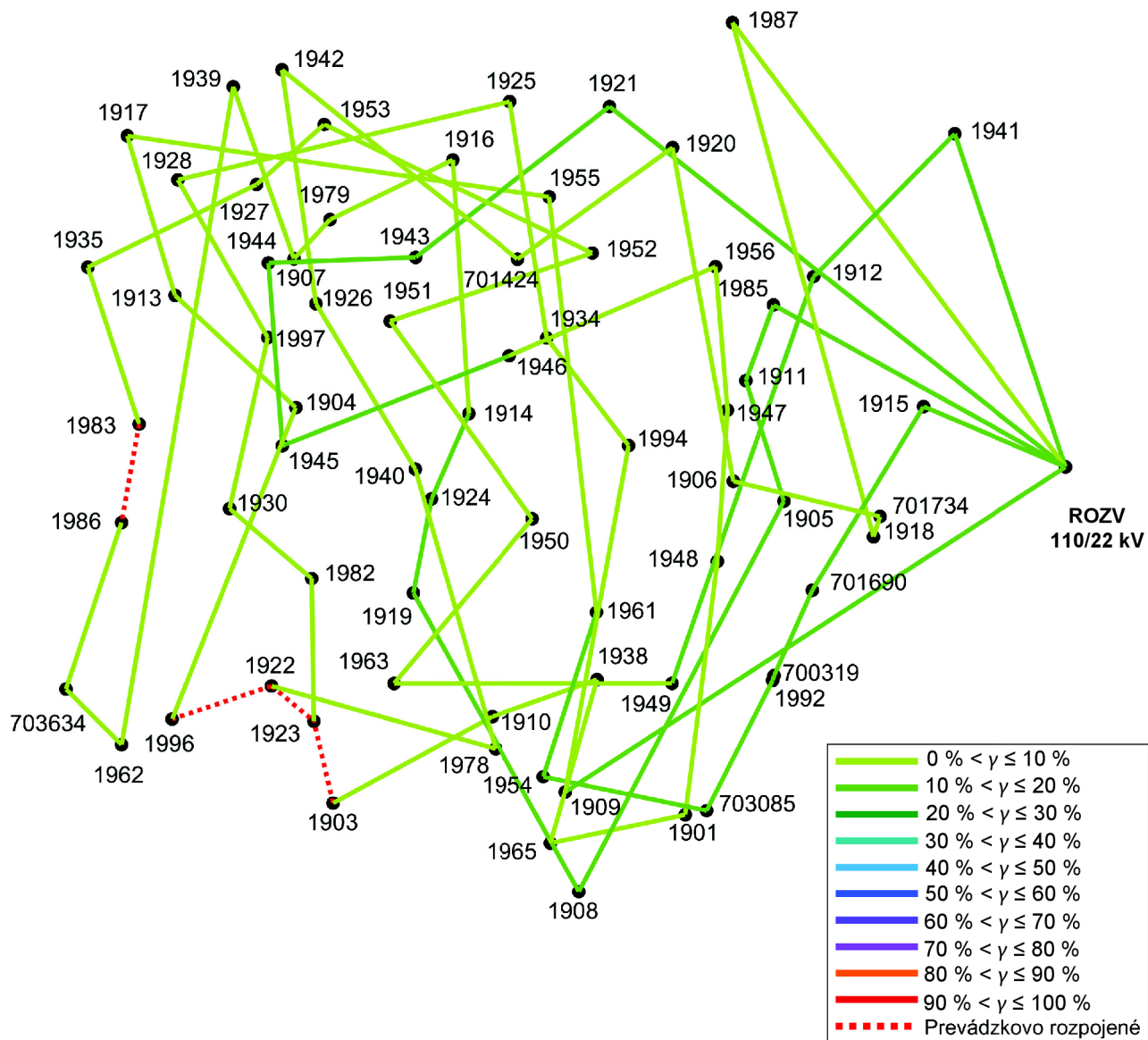


D Analýza prúdových a napätových pomerov pre definované testovacie scenáre

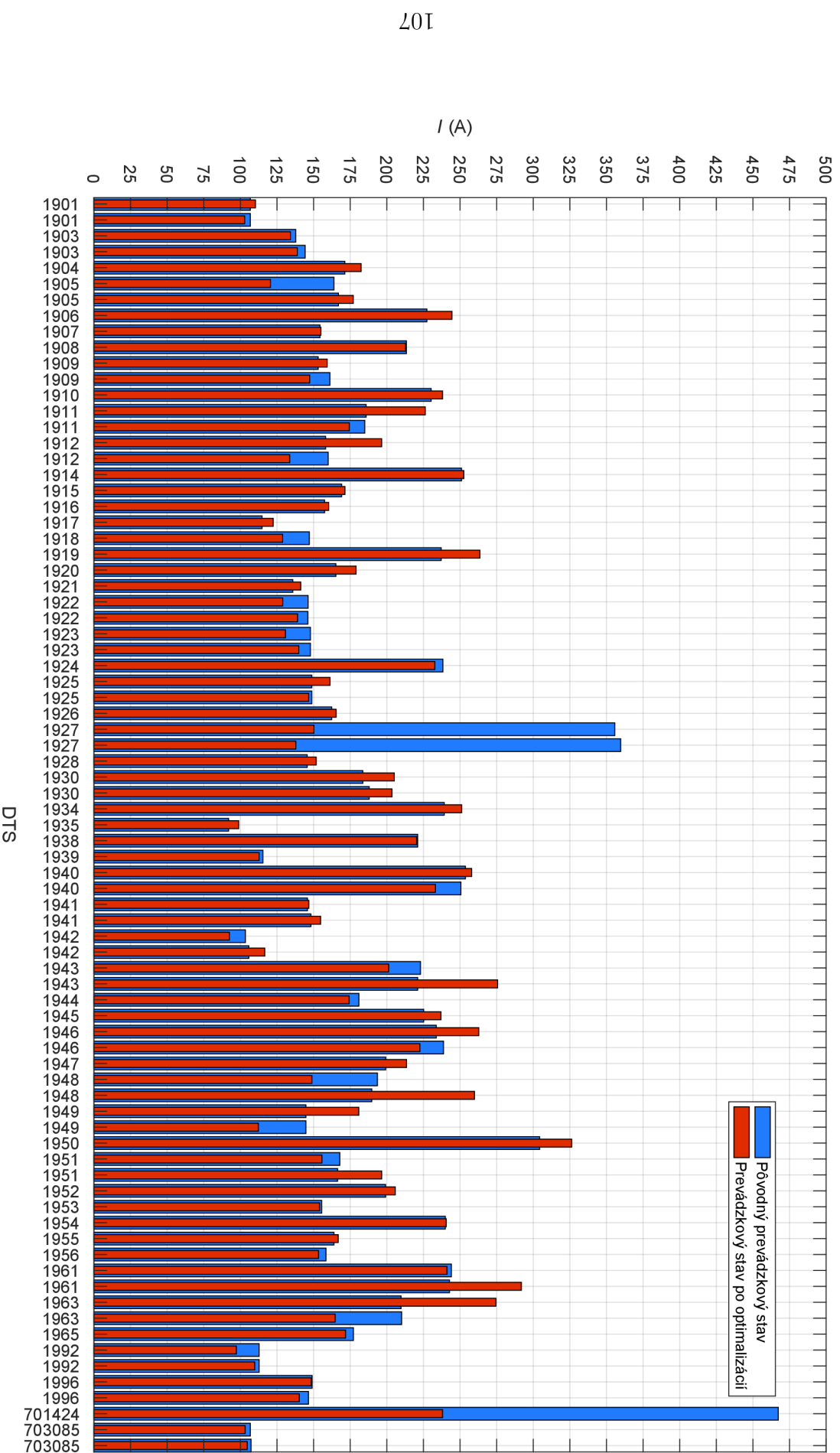
D.1 Vizualizácia odchýlok napätí pre jednotlivé VN uzly pri simulácií UCH (bez poruchy)



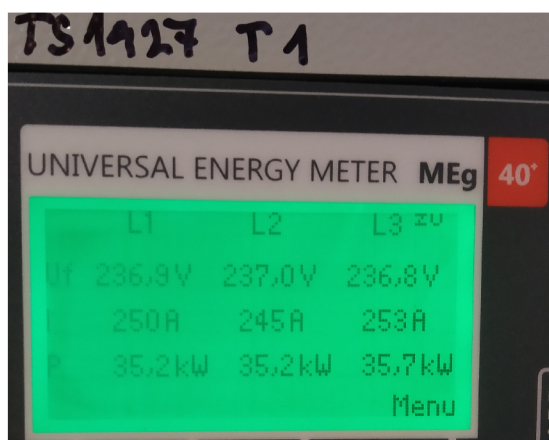
D.2 Vizualizácia zaťaženia jednotlivých VN vedení pri simulácií UCH (bez poruchy)



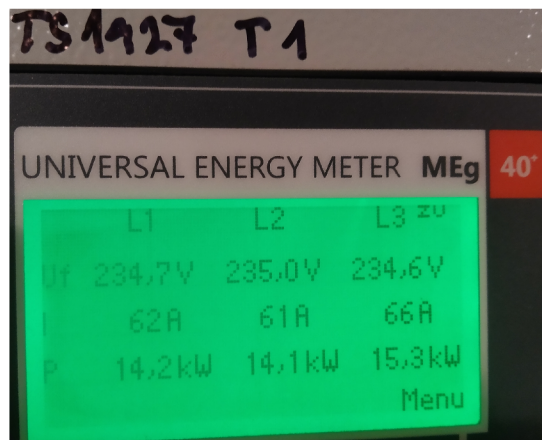
D.3 Prúdové zaťaženie transformátorov pri simulácii UCH (bez poruchy)



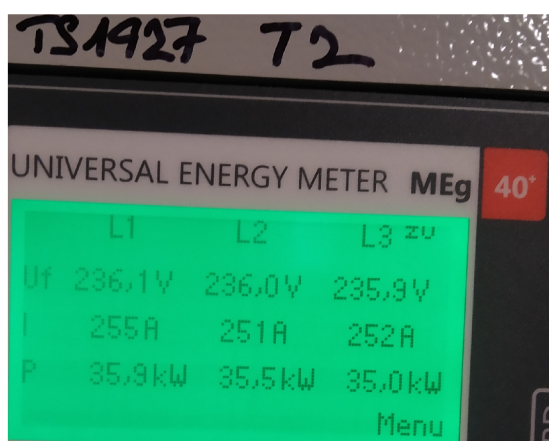
D.4 Porovnanie napätí, prúdov a výkonov pri optimalizácii odbočky v DTS 1927 a 701424



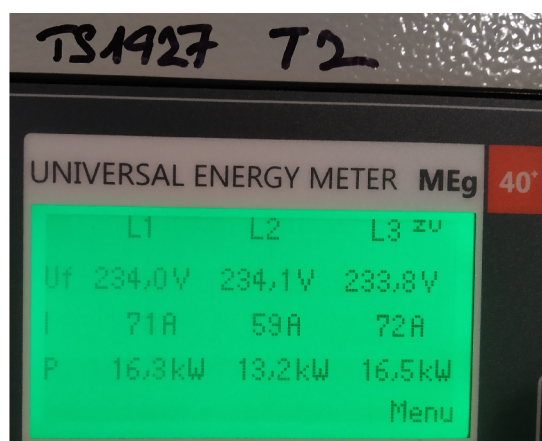
(a) DTS 1927 T1 - odbočka +2,5 % - pred



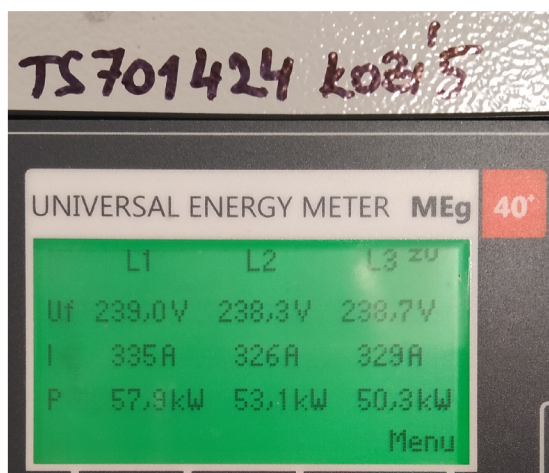
(b) DTS 1927 T1 - odbočka +5 % - po



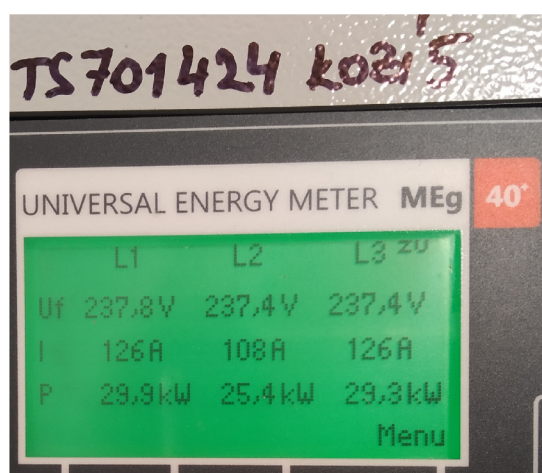
(c) DTS 1927 T2 - odbočka +2,5 % - pred



(d) DTS 1927 T2 - odbočka +5 % - po



(e) DTS 701424 T1 - odbočka +2,5 % - pred



(f) DTS 701424 T1 - odbočka +5 % - po

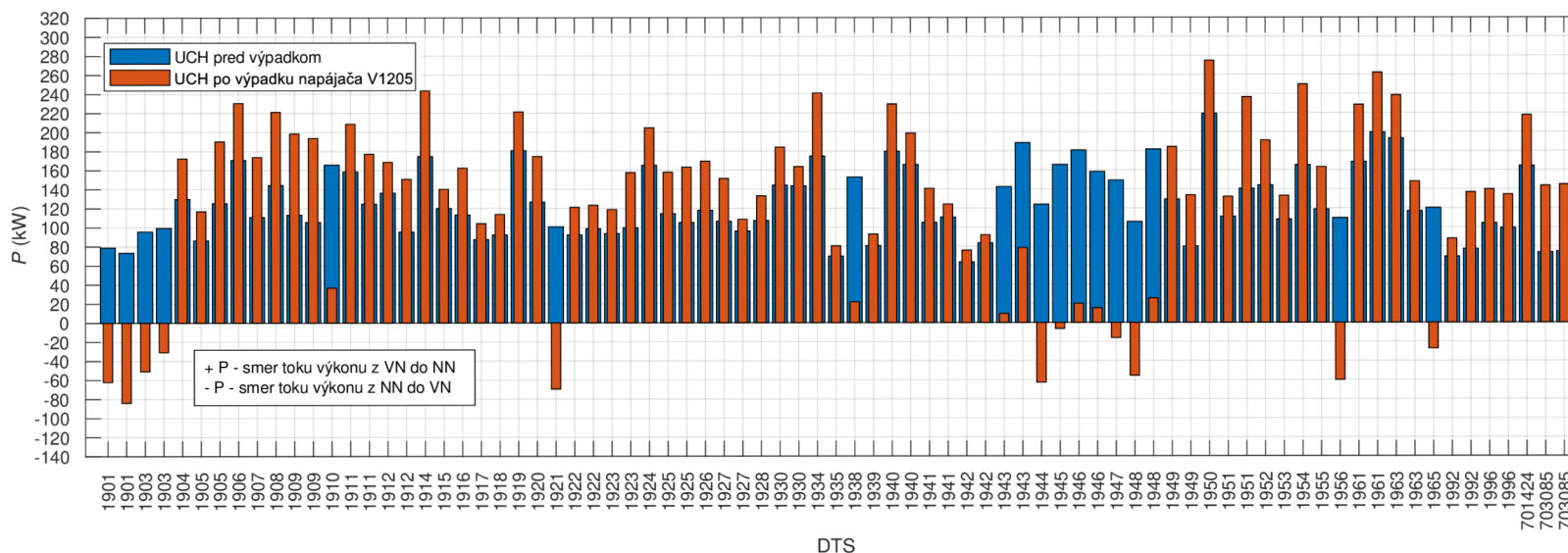
D.5 Tabuľka 20 najviac zaťažených vedení a transformátorov pri simulácii UCH (bez poruchy)

ID vedenia ¹ (-)	DTS (-)	Uzol - začiatok (-)	Uzol - koniec (-)	l (m)	Typ vedenia (-)	U_n (kV)	I (A)	I_{max} (A)	γ (%)	ΔP (kW)
'X0749'	'1965'	'X2455'	'X3063'	3.11	'NNK_CYKY_3x120+70'	0.4	292.635	317.000	92.314	0.125
'X8470'	'NaN'	'X3615'	'X1674'	9.25	'NNK_AYKY_4x120'	0.4	217.990	252.000	86.504	0.334
'X8924'	'NaN'	'X3089'	'X7145'	20.28	'NNK_CYKY_4x95'	0.4	175.443	286.000	61.344	0.361
'X8965'	'NaN'	'X3806'	'X2177'	54.13	'NNK_AYKY_4x120'	0.4	152.193	252.000	60.394	0.952
'X2947'	'NaN'	'X0202'	'X3585'	26.08	'NNK_AYKY_4x120'	0.4	149.340	252.000	59.262	0.442
'X2940'	'NaN'	'X7458'	'X9086'	4.90	'NNK_CYKY_4x120'	0.4	183.781	323.000	56.898	0.076
'X0015'	'1948'	'X2397'	'X5558'	16.98	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	175.506	320.000	54.846	0.257
'X7679'	'1940'	'X7458'	'X3887'	28.42	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	160.928	320.000	50.290	0.362
'X6320'	'1943'	'X2619'	'X7890'	74.06	'NNK_AYKY_3x240+120'	0.4	185.755	371.000	50.069	0.958
'X0794'	'NaN'	'X3622'	'X3160'	26.18	'NNK_AYKY_4x120'	0.4	122.781	252.000	48.723	0.300
'X1316'	'NaN'	'X3125'	'X8154'	7.38	'NNK_AYKY_4x120'	0.4	121.442	252.000	48.191	0.083
'X0750'	'NaN'	'X1505'	'X3066'	4.43	'NNK_AYKY_4x120'	0.4	120.129	252.000	47.670	0.049
'X6429'	'NaN'	'X7145'	'X3654'	1.94	'NNK_AYKY_4x120'	0.4	117.780	252.000	46.738	0.020
'X2626'	'NaN'	'X1865'	'X3261'	6.24	'NNK_AYKY_4x120'	0.4	116.770	252.000	46.337	0.065
'X2981'	'NaN'	'X7488'	'X3214'	5.45	'NNK_AYKY_4x120'	0.4	114.784	252.000	45.549	0.054
'X0897'	'1940'	'X3942'	'X3738'	3.66	'NNK_AYKY_3x240+120'	0.4	168.644	371.000	45.457	0.039
'X0796'	'NaN'	'X0305'	'X3165'	2.30	'NNK_AYKY_4x120'	0.4	113.471	252.000	45.028	0.022
'X6318'	'1943'	'X2619'	'X2249'	76.56	'NNK_AYKY_3x240+120'	0.4	159.968	371.000	43.118	0.735
'X0850'	'NaN'	'X2397'	'X3277'	20.05	'NNK_AYKY_4x120'	0.4	107.664	252.000	42.724	0.176
'X2848'	'NaN'	'X0186'	'X3204'	2.91	'NNK_AYKY_4x120'	0.4	106.376	252.000	42.213	0.025

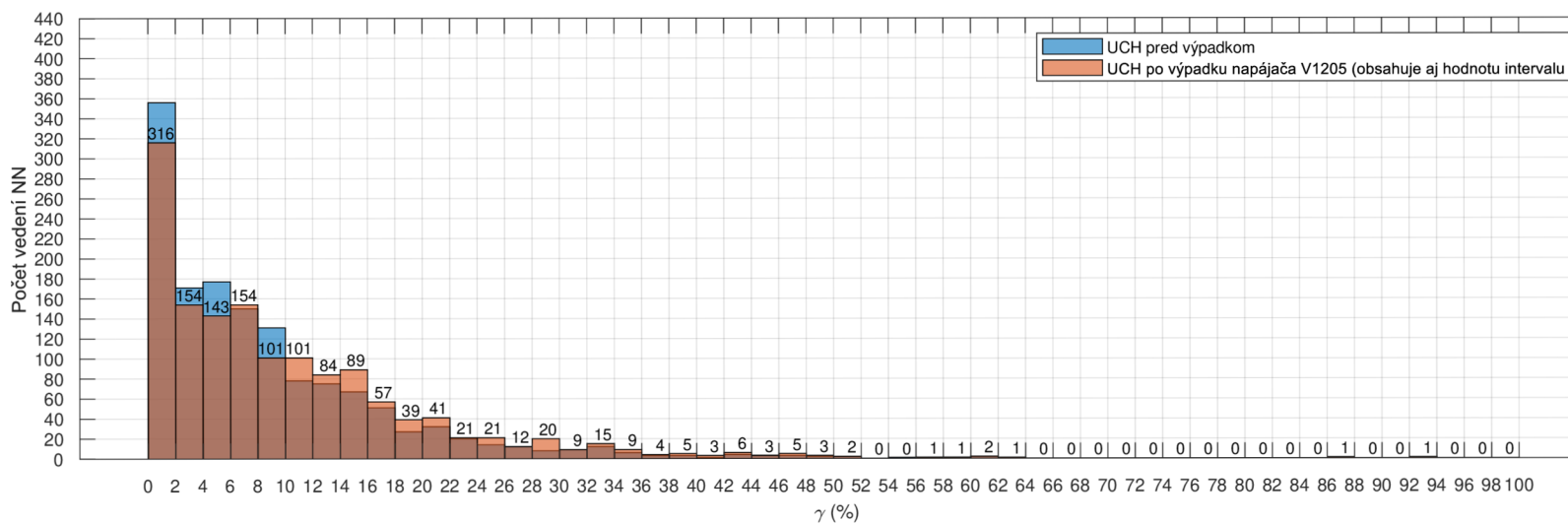
DTS (-)	Uzol ID (-)	U_f (V)	U_s (V)	ΔU (%)	I (A)	P (kW)	Q (kvar)	S (kVA)	η (%)	ΔP (kW)
'1950'	'X7848'	236.899	410.322	+ 2.580	326.272	219.191	75.657	231.881	37.313	1.460
'1961'	'X2591'	236.994	410.486	+ 2.621	291.830	199.483	57.068	207.486	33.349	1.332
'1943'	'X2619'	237.304	411.023	+ 2.756	275.621	188.522	54.414	196.218	31.547	1.292
'1963'	'X1605'	237.668	411.653	+ 2.913	274.479	193.132	31.627	195.704	31.371	1.251
'1919'	'X9424'	237.143	410.745	+ 2.686	263.507	180.719	49.844	187.467	30.299	2.364
'1946'	'X2074'	237.454	411.283	+ 2.821	262.783	180.817	48.453	187.197	30.073	0.951
'1948'	'X5558'	237.508	411.376	+ 2.844	259.822	181.739	35.270	185.130	29.730	1.405
'1940'	'X3887'	237.573	411.489	+ 2.872	257.933	179.599	39.230	183.834	29.532	1.398
'1914'	'X4334'	237.451	411.276	+ 2.819	252.606	174.473	44.034	179.944	28.879	1.193
'1934'	'X0142'	237.429	411.239	+ 2.810	251.086	174.720	38.188	178.845	28.816	1.718
'1906'	'X3796'	237.873	412.009	+ 3.002	244.448	170.532	36.731	174.443	27.962	0.966
'1961'	'X5615'	237.626	411.581	+ 2.895	241.049	168.649	32.956	171.838	27.559	1.105
'1954'	'X1825'	237.419	411.222	+ 2.805	240.559	165.293	45.118	171.340	27.509	1.036
'701424'	'X4129'	237.714	411.733	+ 2.933	237.997	164.342	42.411	169.726	27.245	1.172
'1910'	'X2080'	237.496	411.356	+ 2.839	238.037	165.585	36.680	169.599	27.210	1.092
'1945'	'X1084'	237.857	411.981	+ 2.995	236.950	165.605	34.108	169.081	27.133	1.164
'1940'	'X3942'	238.100	412.401	+ 3.100	233.144	165.849	15.097	166.534	26.693	1.300
'1924'	'X7369'	237.934	412.113	+ 3.028	232.746	165.136	18.186	166.134	26.639	1.298
'1911'	'X7002'	237.860	411.985	+ 2.996	226.237	158.463	30.851	161.438	26.073	2.211
'1946'	'X2075'	238.213	412.597	+ 3.149	222.563	158.308	15.370	159.052	25.452	0.854

¹X - nahradzuje kompletný identifikátor vedenia / uzlu

D.6 Pretoky P na DT a histogram zaťaženia NN vedení pri výpadku V1205 (Test 1)



110



D.7 Prúdové zmeny NN vývodov v DTS 1901 a 703085 po výpadku V1205 (Test 1)

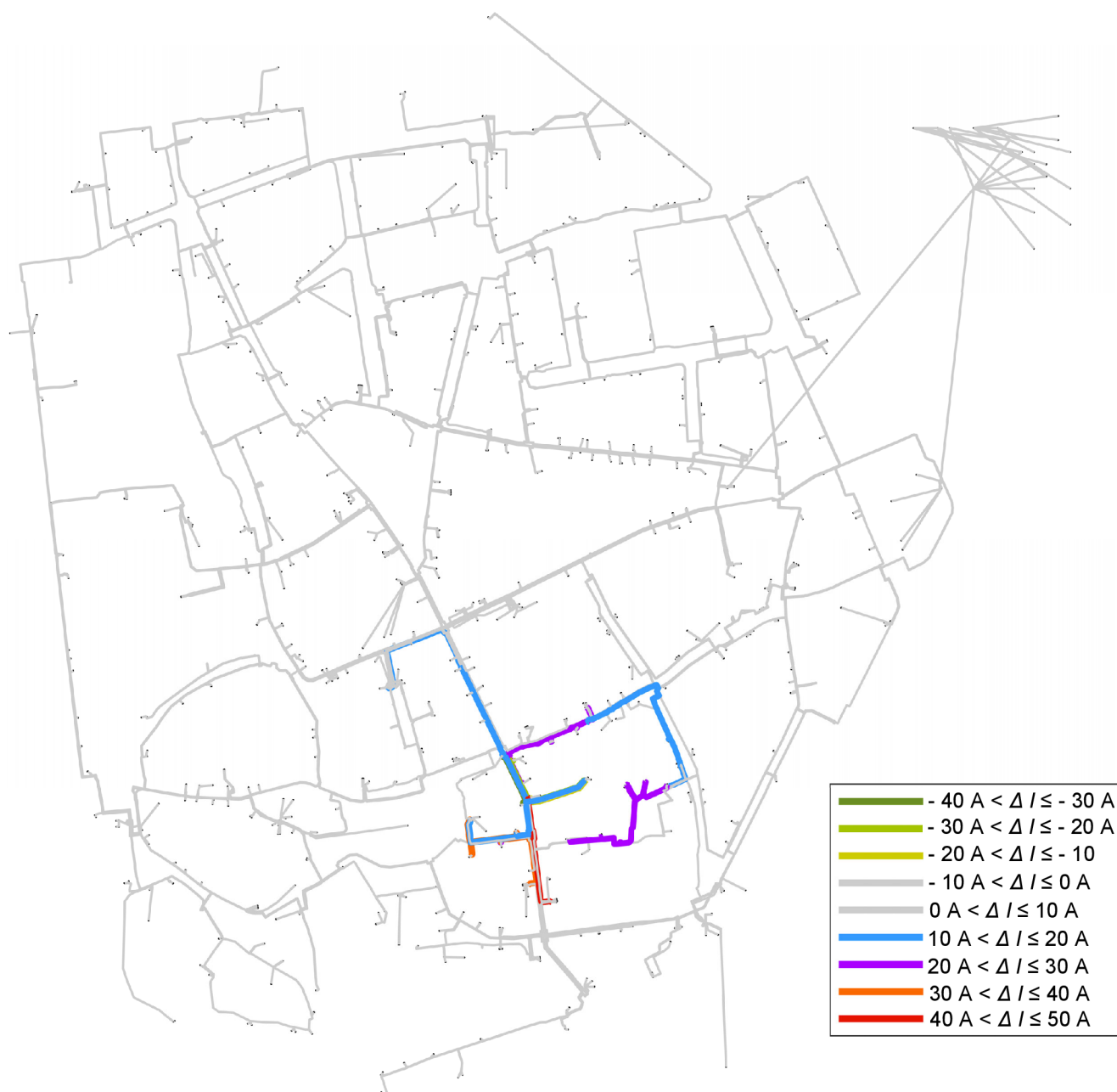
ID vedenia (-)	DTS (-)	Popis vedenia					UCH pred výpadkom		UCH po výpadku V1205		Dely	
		Uzol - začiatok (-)	Uzol - koniec (-)	l (m) (m)	Typ vedenia (-)	U _n (kV)	I (A)	γ (%)	I (A)	γ (%)	ΔI (A)	Δγ (%)
'X6358'	'1901'	'X7158'	'X2885'	56.58	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	6.939	2.169	6.939	2.169	0.000	0.000
'X6360'	'1901'	'X7158'	'X2885'	57.22	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	6.862	2.144	6.862	2.144	0.000	0.000
'X3440'	'1901'	'X7163'	'X4785'	47.25	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	65.840	17.940	58.595	15.966	-7.246	-1.974
'X3441'	'1901'	'X7158'	'X4780'	47.1	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	62.850	17.125	36.586	9.969	-26.264	-7.156
'X3442'	'1901'	'X7163'	'X4781'	47.01	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	60.504	16.486	57.402	15.641	-3.102	-0.845
'X3443'	'1901'	'X7158'	'X4783'	46.91	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	23.619	6.436	13.782	3.755	-9.837	-2.680
'X3445'	'1901'	'X7158'	'X4784'	46.86	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	22.223	6.055	11.912	3.246	-10.311	-2.810
'X2795'	'1901'	'X5473'	'X7163'	48.01	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	23.257	6.337	24.285	6.617	1.028	0.280
'X2972'	'1901'	'X7163'	'X2971'	3.749	'NNK_AYKY_3x240+120'	0.4	0.939	0.253	0.939	0.253	0.000	0.000
'X2974'	'1901'	'X7163'	'X2973'	3.735	'NNK_AYKY_3x240+120'	0.4	28.928	7.797	28.928	7.797	0.000	0.000
'X1567'	'1901'	'X7158'	'X1526'	53.04	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	14.485	3.947	121.919	33.220	107.434	29.273
'X1568'	'1901'	'X7163'	'X1526'	53.97	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	5.305	1.445	27.100	7.384	21.795	5.939
'X3433'	'1901-703085'	'X7163'	'X6646'	30.69	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	38.595	10.516	124.458	33.912	85.864	23.396
'X3434'	'1901-703085'	'X7163'	'X6590'	29.31	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	40.094	10.925	126.596	34.495	86.502	23.570
'X1916'	'703085'	'X6590'	'X6503'	1.38	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	6.421	1.750	15.982	4.355	9.562	2.605
'X3003'	'703085'	'X6646'	'X6495'	1.45	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	27.548	7.506	44.448	12.111	16.900	4.605
'X3219'	'703085'	'X6646'	'X6500'	1.4	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	25.060	6.828	41.201	11.226	16.141	4.398
'X3221'	'703085'	'X6590'	'X6502'	1.33	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	23.687	6.454	37.739	10.283	14.052	3.829
'X0858'	'703085'	'X6590'	'X7689'	9.83	'NNK_AYKY_4x240'	0.4	0.000 ²	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
'X0859'	'703085'	'X6590'	'X7689'	9.43	'NNK_AYKY_4x240'	0.4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
'X0860'	'703085'	'X6590'	'X7689'	9.83	'NNK_AYKY_4x240'	0.4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
'X0869'	'703085'	'X6646'	'X3695'	13.179	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
'X6528'	'703085'	'X4774'	'X6646'	45	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	14.498	3.950	7.686	2.094	-6.812	-1.856
'X6532'	'703085'	'X1526'	'X6590'	42.36	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	33.308	9.076	53.068	14.460	19.760	5.384
'X0911'	'703085'	'X6646'	'X0786'	1.98	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
'X0912'	'703085'	'X6646'	'X0786'	2.78	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
'X3470'	'703085'	'X5750'	'X6590'	4.561	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
'X7792'	'703085'	'X6590'	'X5750'	4.904	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

²Vedenia s nulovou hodnotou prúdu sú v NN rozvádzači inštalované ako záložné vedenia a na koncoch vývodov sú rozpojené

D.8 Prúdové zmeny NN vývodov v DTS 1948, 1905 a 1906 po výpadku V1205 (Test 1)

ID vedenia (-)	DTS (-)	Popis vedenia					UCH pred výpadkom		UCH po výpadku V1205		Delty	
		Uzol - začiatok (-)	Uzol - koniec (-)	<i>l</i> (m) (m)	Typ vedenia (-)	<i>U_n</i> (kV)	<i>I</i> (A)	γ (%)	<i>I</i> (A)	γ (%)	ΔI (A)	$\Delta \gamma$ (%)
'X6693'	'1905'	'X3291'	'X1968'	33.32	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	10.561	3.300	69.486	21.714	58.925	18.414
'X7521'	'1905'	'X3291'	'X2081'	191.4	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	12.294	3.842	19.699	6.156	7.405	2.314
'X9396'	'1905'	'X2449'	'X3290'	103.57	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	3.745	1.170	9.663	3.020	5.918	1.849
'X9548'	'1905'	'X3290'	'X2427'	96.66	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	14.012	4.379	10.077	3.149	-3.935	-1.230
'X3787'	'1905'	'X3291'	'X1958'	19.01	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	33.024	10.320	95.427	29.821	62.403	19.501
'X4027'	'1905'	'X0519'	'X3290'	114.1	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	3.139	0.981	6.419	2.006	3.281	1.025
X5488'	'1905'	'X2128'	X3291'	19.16	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	38.552	12.048	35.415	11.067	-3.138	-0.981
'X6026'	'1905'	'X2128'	'X3291'	18.95	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	38.980	12.181	35.807	11.190	-3.172	-0.991
'X5486'	'1905'	'X3290'	'X2412'	85.22	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	16.635	5.198	11.890	3.716	-4.745	-1.483
'X5801'	'1905'	'X3290'	'X0518'	114.61	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	3.138	0.981	6.418	2.006	3.280	1.025
'X2806'	'1905'	'X2105'	'X3291'	62.86	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	15.081	4.713	4.481	1.400	-10.600	-3.313
'X0953'	'1905'	'X3291'	'X3799'	4.577	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	34.284	9.342	34.284	9.342	0.000	0.000
'X0957'	'1905'	'X3291'	'X3801'	4.577	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	10.469	2.853	10.469	2.853	0.000	0.000
'X8650'	'1905'	'X3290'	'X8649'	3.988	'NNK_AYKY_4x50'	0.4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
'X3663'	'1905'	'X3290'	'X5081'	73.635	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	4.703	1.470	8.520	2.662	3.817	1.193
'X1879'	'1905'	'X0587'	'X3290'	42.863	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	66.596	20.811	164.529	51.415	97.933	30.604
'X1671'	'1906'	'X1906'	'X3796'	78.11	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	49.781	15.557	43.801	13.688	-5.980	-1.869
'X1672'	'1906'	'X1901'	'X3796'	79	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	49.221	15.381	43.308	13.534	-5.913	-1.848
'X1682'	'1906'	'X2010'	'X3796'	97.98	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	52.548	16.421	55.380	17.306	2.832	0.885
'X1683'	'1906'	'X2007'	'X3796'	98.5	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	52.270	16.334	55.088	17.215	2.817	0.880
'X4785'	'1906'	'X3796'	'X7949'	5.62	'NNK_AYKY_3x120+70'	0.4	9.702	3.835	9.702	3.835	0.000	0.000
'X5388'	'1906'	'X2128'	'X3796'	183	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	27.080	8.463	25.100	7.844	-1.980	-0.619
'X7544'	'1906'	'X3796'	'X7953'	6.08	'NNK_AYKY_3x120+70'	0.4	10.928	4.319	10.928	4.319	0.000	0.000
'X0948'	'1906'	'X3796'	'X3795'	4.575	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	26.071	8.147	26.071	8.147	0.000	0.000
'X3816'	'1906-1915'	'X3796'	'X8141'	276.46	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	19.836	6.199	38.609	12.065	18.773	5.867
'X8513'	'1906-1947'	'X3796'	'X1730'	72.39	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	14.955	4.673	67.023	20.945	52.068	16.271
'X3925'	'1915-1905'	'X8141'	'X3290'	218.6	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	23.143	7.232	16.010	5.003	-7.134	-2.229
'X1668'	'1947-1906'	'X1730'	'X3796'	73.3	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	14.769	4.615	66.191	20.685	51.422	16.069
'X6498'	'1948'	'X6685'	'X5552'	53.06	'NNK_AYKY_3x95+70'	0.4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
'X1583'	'1948'	'X5558'	'X3318'	96.26	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	31.230	9.759	24.193	7.560	-7.037	-2.199
'X3920'	'1948'	'X4230'	'X5552'	42.94	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	8.367	2.280	39.792	10.842	31.425	8.563
'X3921'	'1948'	'X4230'	'X5552'	43.55	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	8.250	2.248	39.235	10.691	30.984	8.443
'X3922'	'1948'	'X4230'	'X5552'	43.24	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	8.309	2.264	39.516	10.767	31.206	8.503
'X0015'	'1948'	'X2397'	'X5558'	16.98	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	175.506	54.846	151.332	47.291	-24.174	-7.554
'X0892'	'1948'	'X5552'	'X3728'	7.115	'NNK_AYKY_3x240+120'	0.4	41.253	11.119	41.253	11.119	0.000	0.000
'X0893'	'1948'	'X5552'	'X3731'	7.115	'NNK_AYKY_3x240+120'	0.4	41.329	11.140	41.329	11.140	0.000	0.000
'X3757'	'1948'	'X5552'	'X1045'	9.054	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	54.876	17.149	60.164	18.801	5.288	1.653
'X2963'	'1948'	'X2474'	'X5558'	124.55	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	88.946	27.795	46.729	14.603	-42.216	-13.193
'X3770'	'1948'	'X1275'	'X5558'	41.767	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	7.951	2.485	32.219	10.068	24.267	7.584
'X8330'	'1948'	'X1758'	'X5558'	128.81	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	11.302	3.532	35.382	11.057	24.080	7.525
'X3410'	'1948-1961'	'X5558'	'X2591'	134.11	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	24.547	7.671	22.697	7.093	-1.849	-0.578

D.9 Vizualizácia prúdových zmien v sieti po výpadku transformátora v DTS 1938 (Test 3 A)



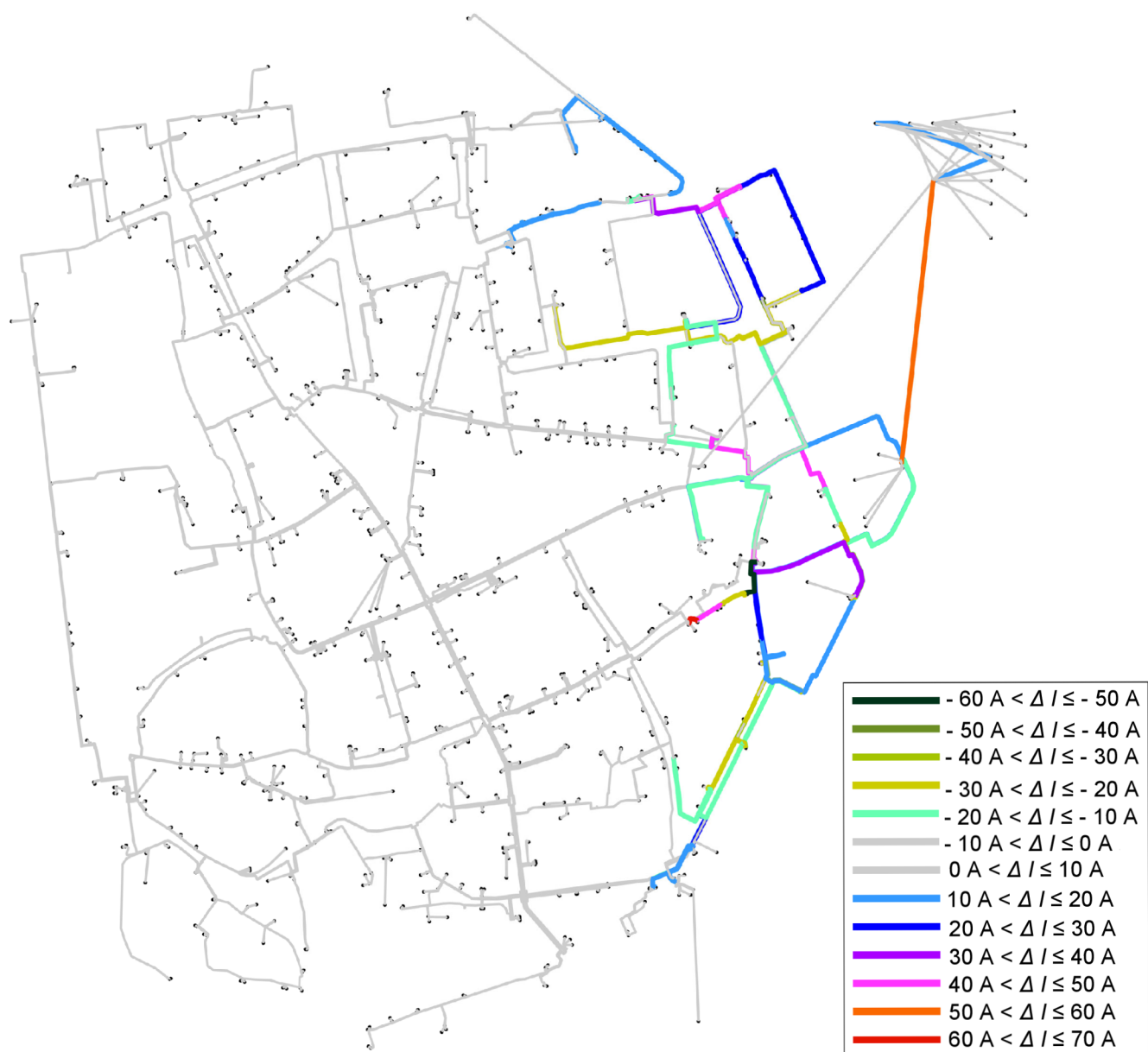
D.10 Prúdové zmeny NN vývodov z DTS 1938, 1909 a 1910 po výpadku DT v DTS 1938 (Test 3 A)

ID vedenia (-)	DTS (-)	Popis vedenia					UCH po výpadku DTS 1938			UCH pred výpadkom		Dely	
		Uzol - začiatok (-)	Uzol - koniec (-)	<i>l</i> (m)	Typ vedenia (-)	<i>U_n</i> (kV)	<i>I</i> (A)	γ (%)	<i>I</i> (A)	γ (%)	ΔI (A)	$\Delta\gamma$ (%)	
'X4498'	'1909'	'X8318'	'X3125'	96.6	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	137.912	43.097	97.227	30.384	40.685	12.714	
'X3439'	'1909'	'X8318'	'X5473'	102.47	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	29.282	9.151	23.257	7.268	6.025	1.883	
'X0749'	'1909'	'X8318'	'X3571'	79.16	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	18.454	5.767	12.861	4.019	5.592	1.748	
'X0967'	'1909'	'X8885'	'X3893'	1.716	'NNK_CYKY_3x95+50'	0.4	0.006	0.002	0.006	0.002	0.000	0.000	
'X4870'	'1909'	'X8318'	'X4869'	2.098	'NNK_CYKY_4x25'	0.4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
X0876'	'1909'	'X8318'	'X3706'	2.076	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	18.859	5.893	18.859	5.893	0.000	0.000	
'X5199'	'1909'	'X8885'	'X5331'	21.617	'NNK_CYKY_4x95'	0.4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
'X0875'	'1909'	'X8318'	'X3705'	2.076	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	1.378	0.430	1.378	0.430	0.000	0.000	
'X0805'	'1909'	'X8885'	'X3576'	98.59	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	10.980	3.431	11.196	3.499	-0.216	-0.067	
'X4583'	'1909'	'X8885'	'X3167'	103.75	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	6.690	2.091	7.720	2.412	-1.029	-0.322	
'X3655'	'1909'	'X8318'	'X3565'	63.78	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	29.740	9.294	35.128	10.977	-5.388	-1.684	
'X7105'	'1909-1965'	'X8885'	'X2455'	76.07	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	72.174	22.554	70.287	21.965	1.887	0.590	
'X7247'	'1909-1965'	'X8318'	'X2455'	75.14	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	31.893	9.966	41.783	13.057	-9.890	-3.091	
'X5815'	'1910'	'X2080'	'X3156'	30.18	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	47.935	14.980	17.036	5.324	30.899	9.656	
'X9149'	'1910'	'X2080'	'X3089'	139.3	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	62.228	19.446	51.234	16.011	10.994	3.436	
'X1600'	'1910'	'X2080'	'X3089'	141.65	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	61.196	19.124	50.384	15.745	10.812	3.379	
'X7946'	'1910'	'X7698'	'X2080'	108.95	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	35.445	11.076	26.986	8.433	8.458	2.643	
'X0881'	'1910'	'X2080'	'X3710'	14.699	'NNK_CYKY_3x120+70'	0.4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
'X0880'	'1910'	'X2080'	'X3709'	5.34	'NNK_CYKY_3x120+70'	0.4	103.280	32.580	103.280	32.580	0.000	0.000	
'X4827'	'1910'	'X3546'	'X2080'	97.77	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	8.816	2.755	11.148	3.484	-2.332	-0.729	
'X3575'	'1910'	'X3581'	'X2080'	4.05	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	18.300	5.719	27.152	8.485	-8.853	-2.766	
'X5388'	'1938'	'X3148'	'X6008'	116.6	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	27.203	8.501	5.985	1.870	21.218	6.631	
'X3857'	'1938'	'X3141'	'X6008'	92.34	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	22.635	7.073	10.544	3.295	12.091	3.778	
'X8982'	'1938'	'X6008'	'X3116'	54.1	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	17.333	5.416	14.699	4.593	2.634	0.823	
X4680'	'1938'	'X6008'	X4679'	1.993	'NNK_CYKY_3x95+50'	0.4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
'X0878'	'1938'	'X6008'	'X3708'	1.849	'NNK_CYKY_3x50+35'	0.4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
'X0877'	'1938'	'X6008'	'X3707'	1.849	'NNK_AYKY_3x240+120'	0.4	38.050	10.256	38.050	10.256	0.000	0.000	
'X4708'	'1938'	'X7096'	'X6008'	122.1	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	19.543	6.107	28.064	8.770	-8.520	-2.663	
'X9039'	'1938'	'X3125'	'X6008'	56.1	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	28.292	8.841	38.849	12.140	-10.557	-3.299	
'X9094'	'1938'	'X6008'	'X3099'	89.35	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	13.171	4.116	34.995	10.936	-21.824	-6.820	
'X7710'	'1938'	'X6008'	'X3131'	55.26	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	34.842	10.888	71.374	22.304	-36.531	-11.416	

D.11 Prúdové zmeny NN vývodov z DTS 1949, 1954 a 1961 po výpadku DT v DTS 1938 (Test 3 A)

ID vedenia (-)	DTS (-)	Popis vedenia					UCH po výpadku DTS 1938		UCH pred výpadkom		Dely	
		Uzol - začiatok (-)	Uzol - koniec (-)	<i>l</i> (m)	Typ vedenia (-)	<i>U_n</i> (kV)	<i>I</i> (A)	γ (%)	<i>I</i> (A)	γ (%)	ΔI (A)	$\Delta\gamma$ (%)
'X9812'	'1949'	'X5284'	'X4404'	32.683	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	103.006	32.189	82.017	25.630	20.989	6.559
'X0071'	'1949'	'X9196'	'X5274'	53.373	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	74.562	23.301	62.980	19.681	11.582	3.619
'X3731'	'1949'	'X5132'	'X5274'	53.593	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	30.851	9.641	30.023	9.382	0.828	0.259
'X8877'	'1949'	'X5274'	'X3166'	42.968	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	27.184	8.495	26.618	8.318	0.566	0.177
'X8717'	'1949'	'X5274'	'X6853'	30.173	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	102.789	32.122	104.402	32.626	-1.613	-0.504
'X6994'	'1949'	'X2483'	'X5284'	51.088	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	8.990	2.809	10.758	3.362	-1.768	-0.553
'X1973'	'1949'	'X5284'	'X3394'	53.9	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	8.202	2.563	9.998	3.124	-1.795	-0.561
'X8865'	'1949'	'X5274'	'X2474'	46.517	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	47.431	14.822	49.234	15.386	-1.803	-0.563
'X0324'	'1949'	'X3154'	'X5284'	37.456	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	5.125	1.602	10.021	3.131	-4.896	-1.530
'X5442'	'1954'	'X1825'	'X3148'	69.35	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	46.883	14.651	13.776	4.305	33.106	10.346
'X2549'	'1954'	'X1825'	'X3546'	14.41	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	50.145	15.670	43.113	13.473	7.032	2.198
'X2221'	'1954'	'X1825'	'X9174'	133.71	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	21.031	6.572	14.659	4.581	6.372	1.991
'X2222'	'1954'	'X1825'	'X9175'	134.35	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	20.903	6.532	14.570	4.553	6.333	1.979
'X4087'	'1954'	'X7713'	'X1825'	106.49	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	18.230	5.697	14.081	4.400	4.149	1.297
'X0694'	'1954'	'X3555'	'X1825'	77.94	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	17.891	5.591	14.085	4.402	3.807	1.190
'X0872'	'1954'	'X1825'	'X3702'	3.473	'NNK_AYKY_3x240+120'	0.4	114.450	30.849	114.450	30.849	0.000	0.000
'X0870'	'1954'	'X1825'	'X6339'	3.473	'NNK_AYKY_3x240+120'	0.4	49.530	13.350	49.530	13.350	0.000	0.000
'X5580'	'1954'	'X1825'	'X1762'	0.98	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	57.262	17.894	57.262	17.894	0.000	0.000
'X1612'	'1961'	'X5615'	'X3070'	28.09	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	55.241	17.263	28.162	8.801	27.079	8.462
'X1610'	'1961'	'X3047'	'X5615'	53.26	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	93.558	29.237	66.843	20.889	26.715	8.348
'X1609'	'1961'	'X2591'	'X3059'	34.66	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	110.690	34.591	109.624	34.258	1.066	0.333
'X1593'	'1961'	'X2997'	'X2591'	73.54	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	65.394	20.436	64.389	20.121	1.066	0.314
'X1577'	'1961'	'X3298'	'X2591'	40.22	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	56.413	17.629	56.159	17.550	0.255	0.080
'X1575'	'1961'	'X3303'	'X2591'	41.45	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	54.739	17.106	54.492	17.029	0.247	0.077
'X5683'	'1961'	'X5615'	'X5840'	1.736	'NNK_CYKY_3x120+70'	0.4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
'X0894'	'1961'	'X2591'	'X3733'	2.73	'NNK_CYKY_3x95+50'	0.4	36.810	12.916	36.810	12.916	0.000	0.000
'X1587'	'1961'	'X3324'	'X2591'	45.99	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	15.739	4.919	16.216	5.067	-0.477	-0.149
'X1589'	'1961'	'X3318'	'X2591'	44.57	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	16.241	5.075	16.733	5.229	-0.492	-0.154
'X1614'	'1961'	'X3077'	'X5615'	17.09	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	21.457	6.705	25.865	8.083	-4.407	-1.377
'X1599'	'1961'	'X5615'	'X3012'	68.64	'NNK_AYKY_3x240+120'	0.4	55.361	14.922	63.398	17.088	-8.037	-2.166
'X1601'	'1961'	'X5615'	'X3012'	68.21	'NNK_AYKY_3x240+120'	0.4	55.710	15.016	63.798	17.196	-8.088	-2.180
'X3410'	'1961-1948'	'X5558'	'X2591'	134.11	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	24.974	7.804	24.547	7.671	0.428	0.134

D.12 Vizualizácia prúdových zmien v sieti po výpadku transformátorov v DTS 1912, 1915, 1918 a 1992 (Test 4)



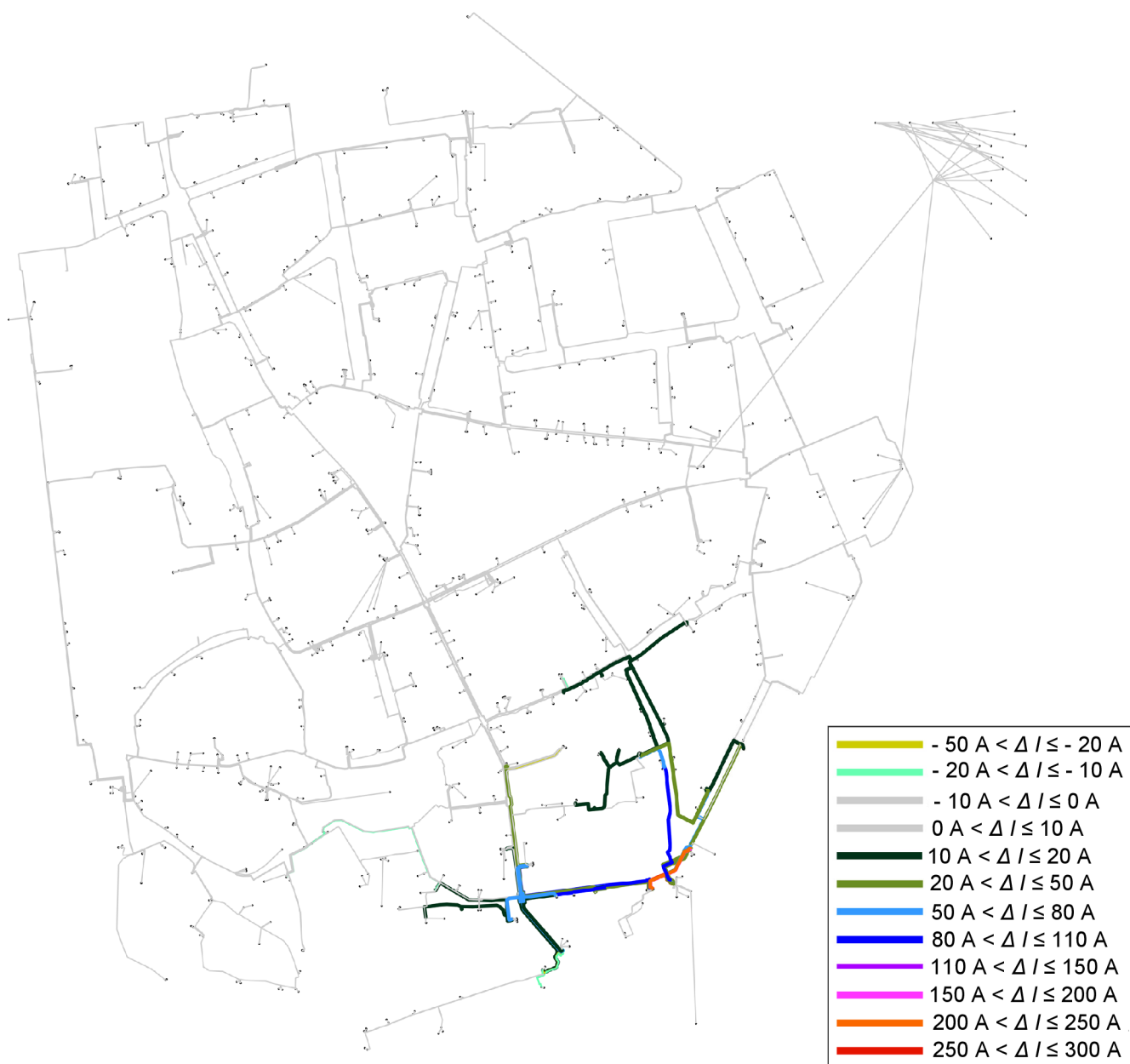
D.13 Prúdové zmeny NN vývodov DTS 1905 a 1912 po výpadku DT v DTS 1912, 1915, 1918 a 1992 (Test 4)

ID vedenia (-)	DTS (-)	Popis vedenia					UCH po výpadku DTS 1938		UCH pred výpadkom		Dely	
		Uzol - začiatok (-)	Uzol - koniec (-)	<i>l</i> (m)	Typ vedenia (-)	<i>U_n</i> (kV)	<i>I</i> (A)	γ (%)	<i>I</i> (A)	γ (%)	ΔI (A)	$\Delta\gamma$ (%)
'X1879'	'1905'	'X0587'	'X3290'	42.863	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	12.246	3.827	66.596	20.811	-54.350	-16.984
'X7521'	'1905'	'X3291'	'X2081'	191.4	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	53.299	16.656	12.294	3.842	41.005	12.814
'X9548'	'1905'	'X3290'	'X2427'	96.66	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	42.315	13.223	14.012	4.379	28.303	8.845
'X5486'	'1905'	'X3290'	'X2412'	85.22	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	44.621	13.944	16.635	5.198	27.986	8.746
'X3663'	'1905'	'X3290'	'X5081'	73.635	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	30.337	9.480	4.703	1.470	25.633	8.010
'X9396'	'1905'	'X2449'	'X3290'	103.57	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	21.467	6.708	3.745	1.170	17.722	5.538
'X6693'	'1905'	'X3291'	'X1968'	33.32	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	2.414	0.754	10.561	3.300	-8.146	-2.546
'X6026'	'1905'	'X2128'	'X3291'	18.95	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	46.729	14.603	38.980	12.181	7.750	2.422
'X5488'	'1905'	'X2128'	'X3291'	19.16	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	46.217	14.443	38.552	12.048	7.665	2.395
'X3787'	'1905'	'X3291'	'X1958'	19.01	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	30.629	9.572	33.024	10.320	-2.395	-0.748
'X2806'	'1905'	'X2105'	'X3291'	62.86	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	15.058	4.706	15.081	4.713	-0.023	-0.007
'X0957'	'1905'	'X3291'	'X3801'	4.577	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	10.469	2.853	10.469	2.853	0.000	0.000
'X0953'	'1905'	'X3291'	'X3799'	4.577	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	34.284	9.342	34.284	9.342	0.000	0.000
'X8650'	'1905'	'X3290'	'X8649'	3.988	'NNK_AYKY_4x50'	0.4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
'X4027'	'1905-1918'	'X0519'	'X3290'	114.1	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	40.755	12.736	3.139	0.981	37.616	11.755
'X5801'	'1905-1918'	'X3290'	'X0518'	114.61	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	40.749	12.734	3.138	0.981	37.611	11.753
'X8621'	'1912'	'X1796'	'X7936'	41.5	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	3.272	1.023	43.912	13.722	-40.640	-12.700
'X8677'	'1912'	'X7936'	'X1785'	66.19	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	23.819	7.443	52.562	16.426	-28.742	-8.982
'X5276'	'1912'	'X2122'	'X9483'	262.08	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	3.555	1.111	22.429	7.009	-18.874	-5.898
'X3201'	'1912'	'X2068'	'X9483'	95.17	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	21.959	6.862	36.778	11.493	-14.819	-4.631
'X6090'	'1912'	'X2376'	'X7936'	75.42	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	15.908	4.971	25.379	7.931	-9.470	-2.959
'X8733'	'1912'	'X7936'	'X1780'	126.19	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	13.489	4.215	15.379	4.806	-1.890	-0.590
'X6498'	'1912'	'X9483'	'X6497'	4.582	'NNK_AYKY_3x240+120'	0.4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
'X0949'	'1912'	'X7936'	'X3796'	4.572	'NNK_AYKY_3x240+120'	0.4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
'X0952'	'1912'	'X7936'	'X3798'	4.572	'NNK_AYKY_3x240+120'	0.4	78.216	21.082	78.216	21.082	0.000	0.000
'X0950'	'1912'	'X9483'	'X3797'	6.46	'NNK_AYKY_4x120'	0.4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
'X6495'	'1912'	'X9483'	'X6494'	4.662	'NNK_AYKY_3x240+120'	0.4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
'X1236'	'1912'	'X9483'	'X1352'	36.28	'NNK_AYKY_3x120+70'	0.4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
'X3202'	'1912-1911'	'X7013'	'X7936'	244.63	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	62.299	19.468	13.913	4.348	48.386	15.121
'X7445'	'1912-1915'	'X7936'	'X8141'	235.74	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	14.406	4.502	11.175	3.492	3.231	1.010
'X7673'	'1912-1956'	'X6959'	'X9483'	117.73	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	9.326	2.915	37.589	11.747	-28.263	-8.832
'X9906'	'1912-1956'	'X6959'	'X9483'	117.9	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	9.313	2.910	37.535	11.730	-28.222	-8.819

D.14 Prúdové zmeny NN vývodov DTS 1915, 1918 a 1992 po výpadku DT v DTS 1912, 1915, 1918 a 1992 (Test 4)

ID vedenia (-)	DTS (-)	Popis vedenia				U_n (kV)	UCH po výpadku DTS 1938		UCH pred výpadkom		Dely	
		Uzol - začiatok (-)	Uzol - koniec (-)	l (m)	Typ vedenia (-)		I (A)	γ (%)	I (A)	γ (%)	ΔI (A)	$\Delta\gamma$ (%)
'X7447'	'1915'	'X2081'	'X8141'	164.22	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	5.777	1.805	9.826	3.071	-4.050	-1.266
'X0960'	'1915'	'X8141'	'X2177'	1.94	'NNK_AYKY_3x240+120'	0.4	105.134	28.338	105.134	28.338	0.000	0.000
'X0959'	'1915'	'X8141'	'X2177'	2.08	'NNK_AYKY_3x240+120'	0.4	98.058	26.431	98.058	26.431	0.000	0.000
'X8242'	'1915'	'X8141'	'X5240'	1.5	'NNK_AYKY_3x240+120'	0.4	23.102	6.227	23.102	6.227	0.000	0.000
'X8239'	'1915'	'X8141'	'X5240'	1.54	'NNK_AYKY_3x240+120'	0.4	22.502	6.065	22.502	6.065	0.000	0.000
'X3925'	'1915-1905'	'X8141'	'X3290'	218.6	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	38.653	12.079	23.143	7.232	15.510	4.847
'X5798'	'1915-1918'	'X8141'	'X0521'	139.83	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	14.328	4.477	25.968	8.115	-11.640	-3.638
'X4108'	'1915-1941'	'X1942'	'X8141'	157.58	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	85.788	23.375	30.438	8.294	55.350	15.082
'X4107'	'1915-1941'	'X1942'	'X8141'	157.97	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	85.576	23.318	30.363	8.273	55.213	15.044
'X5795'	'1918'	'X7297'	'X0515'	1.51	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	40.755	12.736	3.139	0.981	37.616	11.755
'X3966'	'1918'	'X0514'	'X7297'	1.27	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	40.749	12.734	3.138	0.981	37.611	11.753
'X5799'	'1918'	'X7297'	'X2111'	78.14	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	27.694	8.654	57.232	17.885	-29.539	-9.231
'X4718'	'1918'	'X0517'	'X7297'	29.36	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	14.328	4.477	25.968	8.115	-11.640	-3.638
'X3984'	'1918'	'X7297'	'X3532'	100.33	'NNK_AYKY_3x185+95'	0.4	21.618	6.756	10.730	3.353	10.888	3.402
'X2203'	'1918'	'X7297'	'X2466'	1.662	'NNK_AYKY_3x120+70'	0.4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
'X7207'	'1918'	'X7297'	'X3808'	1.791	'NNK_AYKY_3x120+70'	0.4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
'X0961'	'1918'	'X7297'	'X3807'	39.327	'NNK_AYKY_3x120+70'	0.4	61.176	24.180	61.176	24.180	0.000	0.000
'X0322'	'1992'	'X0437'	'X3054'	10.25	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	14.509	3.953	50.494	13.759	-35.986	-9.805
'X0324'	'1992'	'X0438'	'X3057'	9.74	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	6.060	1.651	35.883	9.777	-29.823	-8.126
'X0323'	'1992'	'X0438'	'X3056'	10.09	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	6.033	1.644	35.723	9.734	-29.690	-8.090
'X0316'	'1992'	'X3058'	'X0438'	1.41	'NNK_AYKY_3x240+120'	0.4	3.261	0.879	19.310	5.205	-16.049	-4.326
'X0319'	'1992'	'X0437'	'X3051'	3.26	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	5.115	1.394	16.728	4.558	-11.613	-3.164
'X0320'	'1992'	'X0437'	'X3050'	4.68	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	5.069	1.381	16.578	4.517	-11.509	-3.136
'X0321'	'1992'	'X0437'	'X3055'	9.13	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	0.4	4.325	1.178	14.145	3.854	-9.820	-2.676
'X0315'	'1992'	'X0438'	'X3059'	1.3	'NNK_AYKY_3x240+120'	0.4	15.355	4.139	19.466	5.247	-4.111	-1.108

D.15 Vizualizácia prúdových zmien v sieti pri nastavení z odbočky z polohy + 5 % do polohy - 5 % v DTS 1901



D.16 Prúdové zmeny NN vývodov DTS 1901 a 703085 pri prepínaní odbočky na DT T2 v DTS 1901 (Test 5)

ID vedenia (-)	DTS (-)	Popis vedenia			Odbočka + 5 % ³		Odbočka + 2,5 %				Odbočka 0 %				Odbočka - 2,5 %				Odbočka - 5 %			
		<i>l</i> (m)	Typ vedenia (-)	<i>I_{max}</i> (A)	<i>I</i> (A)	γ (%)	<i>I</i> (A)	γ (%)	ΔI (A)	$\Delta\gamma$ (%)	<i>I</i> (A)	γ (%)	ΔI (A)	$\Delta\gamma$ (%)	<i>I</i> (A)	γ (%)	ΔI (A)	$\Delta\gamma$ (%)	<i>I</i> (A)	γ (%)	ΔI (A)	$\Delta\gamma$ (%)
'X1568'	'1901'	53.97	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	367.000	5.305	1.445	57.613	15.698	52.308	14.253	109.685	29.887	104.380	28.441	159.976	43.590	154.671	42.145	208.377	56.779	203.072	55.333
'X1567'	'1901'	53.04	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	367.000	14.485	3.947	42.086	11.468	27.601	7.521	84.395	22.996	69.910	19.049	126.056	34.348	111.571	30.401	166.404	45.342	151.919	41.395
'X2795'	'1901'	48.01	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	367.000	23.257	6.337	37.815	10.304	14.558	3.967	63.113	17.197	39.856	10.860	89.597	24.413	66.340	18.076	115.697	31.525	92.440	25.188
'X3442'	'1901'	47.01	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	367.000	60.504	16.486	76.120	20.741	15.616	4.255	97.053	26.445	36.549	9.959	119.889	32.667	59.385	16.181	143.145	39.004	82.641	22.518
'X3440'	'1901'	47.25	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	367.000	65.840	17.940	78.586	21.413	12.746	3.473	96.508	26.296	30.667	8.356	116.649	31.785	50.809	13.844	137.516	37.470	71.676	19.530
'X3445'	'1901'	46.86	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	367.000	22.223	6.055	30.687	8.362	8.464	2.306	40.087	10.923	17.864	4.867	49.644	13.527	27.421	7.472	59.067	16.094	36.844	10.039
'X3441'	'1901'	47.1	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	367.000	62.850	17.125	66.482	18.115	3.631	0.989	70.014	19.077	7.164	1.952	73.437	20.010	10.587	2.885	76.743	20.911	13.892	3.785
'X3443'	'1901'	46.91	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	367.000	23.619	6.436	25.213	6.870	1.594	0.434	26.768	7.294	3.150	0.858	28.283	7.707	4.664	1.271	29.754	8.107	6.135	1.672
'X2974'	'1901'	3.735	'NNK_AYKY_3x240+120'	371.000	28.928	7.797	28.928	7.797	0.000	0.000	28.928	7.797	0.000	0.000	28.928	7.797	0.000	0.000	28.928	7.797	0.000	0.000
'X6360'	'1901'	57.22	'NNK_AYKY_3x185+95'	320.000	6.862	2.144	6.862	2.144	0.000	0.000	6.862	2.144	0.000	0.000	6.862	2.144	0.000	0.000	6.862	2.144	0.000	0.000
'X6358'	'1901'	56.58	'NNK_AYKY_3x185+95'	320.000	6.939	2.169	6.939	2.169	0.000	0.000	6.939	2.169	0.000	0.000	6.939	2.169	0.000	0.000	6.939	2.169	0.000	0.000
'X2972'	'1901'	3.749	'NNK_AYKY_3x240+120'	371.000	0.939	0.253	0.939	0.253	0.000	0.000	0.939	0.253	0.000	0.000	0.939	0.253	0.000	0.000	0.939	0.253	0.000	0.000
'X3434'	'1901-703085'	29.31	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	367.000	40.094	10.925	94.276	25.688	54.182	14.764	173.328	47.228	133.234	36.304	252.210	68.722	212.115	57.797	328.777	89.585	288.682	78.660
'X3433'	'1901-703085'	30.69	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	367.000	38.595	10.516	86.684	23.620	48.089	13.103	161.556	44.021	122.961	33.504	236.488	64.438	197.894	53.922	309.260	84.267	270.665	73.751
'X1916'	'703085'	1.38	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	367.000	6.421	1.750	27.475	7.486	21.054	5.737	49.339	13.444	42.918	11.694	70.546	19.222	64.125	17.473	90.977	24.789	84.557	23.040
'X6528'	'703085'	45	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	367.000	14.498	3.950	24.285	6.617	9.787	2.667	40.254	10.969	25.756	7.018	56.859	15.493	42.361	11.543	73.190	19.943	58.691	15.992
'X6532'	'703085'	42.36	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	367.000	33.308	9.076	39.522	10.769	6.214	1.693	46.736	12.735	13.428	3.659	54.381	14.818	21.073	5.742	62.142	16.932	28.834	7.857
'X3003'	'703085'	1.45	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	367.000	27.548	7.506	33.706	9.184	6.158	1.678	40.368	11.000	12.820	3.493	47.181	12.856	19.633	5.349	53.960	14.703	26.412	7.197
'X3219'	'703085'	1.4	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	367.000	25.060	6.828	30.947	8.432	5.887	1.604	37.338	10.174	12.278	3.345	43.875	11.955	18.815	5.127	50.379	13.727	25.319	6.899
'X3221'	'703085'	1.33	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	367.000	23.687	6.454	28.106	7.658	4.419	1.204	33.237	9.056	9.550	2.602	38.673	10.538	14.986	4.083	44.192	12.042	20.505	5.587
'X0911'	'703085'	1.98	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	367.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
'X0912'	'703085'	2.78	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	367.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
'X0869'	'703085'	13.179	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	367.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
'X0858'	'703085'	9.83	'NNK_AYKY_4x240'	368.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
'X0860'	'703085'	9.83	'NNK_AYKY_4x240'	368.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
'X0859'	'703085'	9.43	'NNK_AYKY_4x240'	368.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
'X7792'	'703085'	4.904	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	367.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
'X3470'	'703085'	4.561	'NNK_1-NAYY-J_4x240'	367.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

³Referečná - aktuálna poloha odbočky

D.17 Prehľad maximálneho zaťaženia každého typu vedenia v numerickom modeli pre navrhnuté testovacie scenáre

Typ vedenia (-)	UCH bez poruchy		Test 1		Test 3 A		Test 4		Test 5 Odb. + 2,5 %		Test 5 Odb. 0 %		Test 5 Odb. - 2,5 %		Test 5 Odb. - 5 %	
	ID vedenia (-)	γ_{max} (%)	ID vedenia (-)	γ_{max} (%)	ID vedenia (-)	γ_{max} (%)	ID vedenia (-)	γ_{max} (%)	ID vedenia (-)	γ_{max} (%)	ID vedenia (-)	γ_{max} (%)	ID vedenia (-)	γ_{max} (%)	ID vedenia (-)	γ_{max} (%)
'AXEKVCEY 240' (22 kV)	'X9851'	18.759	'X9151'	22.022	'X9851'	18.830	'X9851'	19.847	'X9851'	18.726	'X9851'	18.694	'X9851'	18.664	'X9851'	18.636
'NNK_1-NAYY-J_4x150'	'X1565'	9.804	'X1565'	15.818	'X1565'	10.064	'X1565'	11.533	'X1565'	11.995	'X1565'	14.366	'X1565'	16.790	'X1565'	19.203
'NNK_1-NAYY-J_4x240'	'X0300'	31.598	'X3434'	34.495	'X0300'	31.878	'X0300'	31.580	'X0300'	31.566	'X3434'	47.228	'X3434'	68.722	'X3434'	89.585
'NNK_AYKY_3x120+70'	'X0961'	24.180	'X0961'	24.180	'X0961'	24.180	'X0961'	24.180	'X0961'	24.180	'X0961'	24.180	'X0961'	24.180	'X0961'	24.180
'NNK_AYKY_3x150+70'	'X0939'	21.641	'X0939'	21.641	'X0939'	21.641	'X0939'	21.641	'X0939'	21.641	'X0939'	21.641	'X0939'	21.641	'X0939'	21.641
'NNK_AYKY_3x185+95'	'X0015'	54.846	'X7679'	63.258	'X0015'	55.033	'X0015'	55.009	'X0015'	55.010	'X0015'	55.170	'X0015'	55.325	'X0015'	55.473
'NNK_AYKY_3x240+120'	'X6320'	50.069	'X6320'	50.069	'X6320'	50.069	'X6320'	50.069	'X6320'	50.069	'X6320'	50.069	'X6320'	50.069	'X6320'	50.069
'NNK_AYKY_3x95+70'	'X4922'	14.619	'X4922'	17.877	'X4922'	14.617	'X4922'	14.914	'X4922'	14.626	'X4922'	14.634	'X4922'	14.642	'X4922'	14.650
'NNK_AYKY_4x120'	'X8470'	86.504	'X8470'	86.504	'X8470'	86.504	'X8470'	86.504	'X8470'	86.504	'X8470'	86.504	'X8470'	86.504	'X8470'	86.504
'NNK_AYKY_4x240'	'X0859'	0.000	'X0859'	0.000	'X0859'	0.000	'X0859'	0.000	'X0859'	0.000	'X0859'	0.000	'X0859'	0.000	'X0859'	0.000
'NNK_AYKY_4x35'	'X6576'	0.000	'X6576'	0.000	'X6576'	0.000	'X6576'	0.000	'X6576'	0.000	'X6576'	0.000	'X6576'	0.000	'X6576'	0.000
'NNK_AYKY_4x50'	'X5656'	9.168	'X5656'	9.168	'X5656'	9.168	'X5656'	9.168	'X5656'	9.168	'X5656'	9.168	'X5656'	9.168	'X5656'	9.168
'NNK_AYKY_4x70'	'X6488'	0.232	'X6488'	0.232	'X6488'	0.232	'X6488'	0.232	'X6488'	0.232	'X6488'	0.232	'X6488'	0.232	'X6488'	0.232
'NNK_AYKY_4x95'	'X0940'	14.990	'X0940'	14.990	'X0940'	14.990	'X0940'	14.990	'X0940'	14.990	'X0940'	14.990	'X0940'	14.990	'X0940'	14.990
'NNK_CYKY_3x120+70'	'X0749'	92.314	'X0749'	92.314	'X0749'	92.314	'X0749'	92.314	'X0749'	92.314	'X0749'	92.314	'X0749'	92.314	'X0749'	92.314
'NNK_CYKY_3x150+70'	'X8820'	0.000	'X8820'	0.000	'X8820'	0.000	'X0927'	0.000	'X8820'	0.000	'X8820'	0.000	'X8820'	0.000	'X8820'	0.000
'NNK_CYKY_3x50+35'	'X0878'	0.000	'X0878'	0.000	'X0878'	0.000	'X0878'	0.000	'X0878'	0.000	'X0878'	0.000	'X0878'	0.000	'X0878'	0.000
'NNK_CYKY_3x70+50'	'X6398'	3.504	'X6398'	3.504	'X6398'	3.504	'X6398'	3.504	'X6398'	3.504	'X6398'	3.504	'X6398'	3.504	'X6398'	3.504
'NNK_CYKY_3x95+50'	'X0903'	32.086	'X0903'	32.086	'X0903'	32.086	'X0903'	32.086	'X0903'	32.086	'X0903'	32.086	'X0903'	32.086	'X0903'	32.086
'NNK_CYKY_3x95+70'	'X5578'	16.161	'X5578'	16.161	'X5578'	16.161	'X5578'	16.161	'X5578'	16.161	'X5578'	16.161	'X5578'	16.161	'X5578'	16.161
'NNK_CYKY_4x10'	'X3013'	0.000	'X3013'	0.000	'X6849'	0.000	'X3013'	0.000	'X6849'	0.000	'X6849'	0.000	'X6849'	0.000	'X6849'	0.000
'NNK_CYKY_4x120'	'X2940'	56.898	'X2940'	56.898	'X2940'	56.898	'X2940'	56.898	'X2940'	56.898	'X2940'	56.898	'X2940'	56.898	'X2940'	56.898
'NNK_CYKY_4x2.5'	'X0342'	0.000	'X0342'	0.000	'X0342'	0.000	'X0342'	0.000	'X0342'	0.000	'X0342'	0.000	'X0342'	0.000	'X0342'	0.000
'NNK_CYKY_4x25'	'X6256'	17.672	'X6256'	17.672	'X6256'	17.672	'X6256'	17.672	'X6256'	17.672	'X6256'	17.672	'X6256'	17.672	'X6256'	17.672
'NNK_CYKY_4x35'	'X6291'	23.997	'X6291'	23.997	'X6291'	23.997	'X6291'	23.997	'X6291'	23.997	'X6291'	23.997	'X6291'	23.997	'X6291'	23.997
'NNK_CYKY_4x50'	'X3001'	1.553	'X3001'	1.553	'X3001'	1.553	'X3001'	1.553	'X3001'	1.553	'X3001'	1.553	'X3001'	1.553	'X3001'	1.553
'NNK_CYKY_4x95'	'X8924'	61.344	'X8924'	61.344	'X8924'	61.344	'X8924'	61.344	'X8924'	61.344	'X8924'	61.34355	'X8924'	61.344	'X8924'	61.344