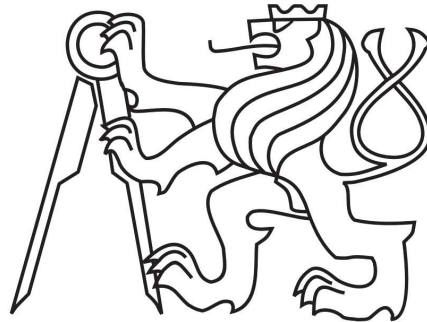


České vysoké učení technické v Praze  
Fakulta elektrotechnická  
Katedra elektroenergetiky



# **Návrh přeměny zauzlené, radiálně provozované sítě NN na mřížovou síť s prvky „chytré sítě“**

**Project of transfiguration of the radial network into the  
mesh network equipped with „smart grid“ components**

**Diplomová práce**

MASTER'S THESIS

BC. LUBOMÍR VALENTA

Vedoucí diplomové práce: ING. JAN HEJHAL

Obor: Elektroenergetika

2017

## I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Valenta** Jméno: **Lubomír** Osobní číslo: **406221**  
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**  
Zadávající katedra/ústav: **Katedra elektroenergetiky**  
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**  
Studijní obor: **Elektroenergetika**

## II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

**Návrh přeměny zauzlené, radiálně provozované sítě NN na mřížovou síť s prvky "chytré sítě"**

Název diplomové práce anglicky:

**Project of transfiguration of the radial network into the mesh network equipped with "smart grid" components**

Pokyny pro vypracování:

- 1) Teoretický rozbor problematiky mřížových sítí a porovnání se zauzlenou, radiálně provozovanou sítí
- 2) Využití prvků "chytré sítě" v mřížové síti
- 3) Návrh přestavby stávající zauzlené, radiálně provozované sítě na mřížovou síť v dané lokalitě

Seznam doporučené literatury:

- [1] J. Tlustý a kol.: Návrh a rozvoj energetických sítí; ČVUT Praha, 2011
- [2] B. Pavlovský - Elektrické sítě v městech a sídlištích., SNTL, 1975
- [3] J. Souček.: Perspektivy mřížových sítí; časopis Energetika, 2013
- [4] J. Klepáč a kol.: Koncepce distribučních soustav velkých měst; provozně technická pravidla, 1981

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

**Ing. Jan Hejhal, PREdistribuce, a.s.**

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

Datum zadání diplomové práce: **15.12.2016**

Termín odevzdání diplomové práce: **26.05.2017**

Platnost zadání diplomové práce: **30.09.2018**

\_\_\_\_\_  
Podpis vedoucí(ho) práce

\_\_\_\_\_  
Podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

\_\_\_\_\_  
Podpis děkana(ky)

## III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

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

\_\_\_\_\_  
Datum převzetí zadání

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

## **PROHLÁŠENÍ**

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

15. května 2017

.....  
Lubomír Valenta

**ANOTACE:** Tato práce se ve své první části zabývá topologiemi distribučních sítí na úrovni nízkého napětí, důraz je zde kladen především na mřížové sítě, jejich výhody a nevýhody. V druhé části práce nastiňuje problematiku „chytrých“ sítí Smart Grids, především pak aplikaci této technologie do mřížových sítí a výhody s tím spojené. Ve třetí části jsou rozebrány způsoby navrhování sítí v distribuční soustavě na úrovni nízkého i vysokého napětí, podrobněji jsou zde popsány způsoby návrhu sítí ve správě společnosti PREdistribuce, a.s. Čtvrtá a poslední část práce se zabývá samotným návrhem přeměny stávající zauzlené, radiálně provozované sítě na síť mřížovou v zadané lokalitě včetně aplikace prvků Smart Grids, které podpoří stabilitu sítě.

**KLÍČOVÁ SLOVA:** distribuční soustava, mřížová síť, radiální síť, navrhování sítí, chytrá síť

**ABSTRACT:** This work deals in the first part with topologies of distribution network of medium and low voltage, especially mesh networks and their advantages and disadvantages. In the second part work deals with theory of Smart Grid networks and the possibilities of implementation this technology into mesh network. The third part deals with general methods of designing distribution network and particular methods used by company PREdistribuce, a.s. The f last part of this work deals with the concept of transfiguration of the current radial network into the mesh network in given location including the implementation of the components of the Smart Grid concept.

**KEY WORDS:** distribution network, mesh network, radial network, network designing, smart grid

## **PODĚKOVÁNÍ**

Děkuji tímto vedoucímu mé diplomové práce, Ing. Janu Hejhalovi, za ochotu, cenné připomínky a rady při vypracování diplomové práce.

## Obsah

1. ÚVOD .....	1
2. MŘÍŽOVÉ SÍTĚ .....	3
2.1. Distribuční sítě VN a NN .....	3
2.2. Rozdělení distribučních sítí NN podle topologie .....	4
2.2.1. Paprskové sítě .....	4
2.2.2. Okružní sítě .....	4
2.2.3. Zauzlená síť radiálně provozovaná .....	5
2.2.4. Mřížové sítě .....	6
2.2.4.1. Zjednodušená mřížová síť .....	6
2.2.4.2. Mřížová síť .....	7
2.2.4.3. Výhody mřížových sítí .....	9
2.2.4.4. Nevýhody mřížových sítí .....	9
2.3. Historie mřížových sítí na našem území .....	10
3. SÍTĚ SMART GRIDS .....	11
3.1. Legislativní rámec sítí Smart Grids .....	11
3.1.1. Národní akční plán pro chytré sítě .....	11
3.2. Popis koncepce Smart Grids .....	12
3.3. Smart metering .....	13
3.4. Aplikace prvků Smart Grids v mřížové síti .....	14
4. ZÁSADY NAVRHOVÁNÍ SÍTÍ V DISTRIBUČNÍ SOUSTAVĚ .....	15
4.1. Určení plošné hustoty zatížení .....	15
4.2. Zásady navrhování sítí VN .....	16
4.2.1. Jednostupňová síť VN .....	17
4.2.2. Dvoustupňová síť VN .....	18
4.2.2.1. Napájecí síť .....	18
4.2.2.2. Distribuční síť .....	19
4.2.3. Prvky distribučních sítí VN .....	20
4.2.3.1. Rozpínací stanice .....	20
4.2.3.2. Kabelová vedení .....	21
4.2.3.3. Ochrany .....	23
4.3. Zásady navrhování sítí NN .....	23
4.3.1. Dimenzování odběrných míst .....	24
4.3.1.1. Výpočtové zatížení výrobních závodů .....	24

4.3.1.2.	Výpočtové zatížení nebytových odběrů.....	25
4.3.1.3.	Výpočtové zatížení bytových odběrů.....	25
4.3.2.	Dimenzování transformátorů 22/0,4 kV .....	26
4.3.2.1.	Určení počtu distribučních transformátorů pro danou oblast.....	27
4.3.3.	Dimenzování kabelového vedení.....	28
4.3.3.1.	Dimenzování dle úbytku napětí .....	28
4.3.3.2.	Dimenzování z hlediska dovolené provozní teploty .....	29
4.3.3.3.	Dimenzování z hlediska zkratových proudů.....	30
4.3.3.4.	Dimenzování z hlediska hospodárnosti.....	32
4.3.4.	Prvky distribučních sítí NN .....	32
4.3.4.1.	Distribuční trafostanice .....	32
4.3.4.2.	Kabelové vedení.....	33
4.3.4.3.	Kabelové skříně .....	34
4.3.4.4.	Chránění .....	35
5.	NÁVRH SÍTĚ V DANÉ LOKALITĚ .....	37
5.1.	Popis stávajícího stavu .....	37
5.1.1.	Původní řešení .....	37
5.1.2.	Současná podoba sítě.....	37
5.2.	Navrhované řešení.....	38
5.2.1.	Kabelové vedení .....	38
5.2.2.	Chránění.....	39
5.2.2.1.	Jištění kabelového vedení .....	39
5.2.2.2.	Směrová ochrana.....	40
5.2.2.3.	Indikace stavu pojistek.....	41
5.2.3.	Komunikace.....	44
5.3.	Výpočet ustáleného chodu navrhované sítě .....	45
5.3.1.	Zjednodušující předpoklady .....	45
5.3.2.	Zadávaní vstupních parametrů.....	47
5.3.3.	Výpočetní metoda.....	49
5.3.4.	Vypočtené hodnoty.....	51
5.3.4.1.	Vypočtené parametry distribučních transformátorů ve stávajícím zapojení.....	51
5.3.4.2.	Vypočtené parametry distribučních transformátorů v mřížové síti .....	52
5.3.4.3.	Vypočtené parametry vybraných uzlů .....	54



5.3.4.4.	Vypočtené parametry vedení .....	55
5.3.4.5.	Celkové činné ztráty v mřížové síti.....	58
5.4.	Náklady na přestavbu sítě.....	59
5.4.1.	Varianta A – přestavba se zachováním stávající ho kabelového vedení .....	59
5.4.2.	Varianta B – přestavba včetně obnovy kabelového vedení .....	60
6.	ZÁVĚR .....	61
7.	POUŽITÁ LITERATURA .....	63
8.	PŘÍLOHY .....	65
8.1.	Situační výkres širších vztahů – umístění lokality a stávající zauzlené, radiálně provozované sítě.....	66
8.2.	Provozní schéma NN původní mřížové sítě v zadané lokalitě.....	66
8.3.	Provozní schéma NN současného stavu bývalé mřížové sítě v zadané lokalitě .....	67
8.4.	Provozní schéma NN navrženého stavu nové mřížové sítě v zadané lokalitě .....	68
8.5.	Provozní schéma VN současné zauzlené, radiálně provozované sítě .....	69
8.6.	Kabelová mapa NN a VN.....	70
8.7.	Podklady pro tvorbu modelu sítě .....	71
8.7.1.	Zjednodušené provozní schéma NN pro tvorbu modelu .....	71
8.7.2.	Zjednodušené provozní schéma NN pro tvorbu modelu – vytvořeno v programu E-Vlivy .....	72
8.7.3.	Seznam prvků modelu mřížové sítě v zadané oblasti.....	73
8.8.	Vypočtené hodnoty ustáleného stavu mřížové sítě .....	80
8.8.1.	Vypočtené hodnoty navrženého stavu bez poruchy .....	81
8.8.2.	Vypočtené hodnoty poruchového stavu navržené sítě – výpadek jednoho napáječe VN .....	93
8.8.3.	Vypočtené hodnoty poruchového stavu navržené sítě – výpadek dvou napáječů VN ..	104

## Seznam použitých veličin a příslušných značek

Veličina	Značka	Jednotka
Napětí	U	V
Proud	I	A
Elektrický odpor	R	$\Omega$
Měrný odpor	$\rho$	$\Omega \cdot m$
Reaktance	X	$\Omega$
Impedance	Z	$\Omega$
Zdánlivý výkon	S	VA
Činný výkon	P	W
Jalový výkon	Q	VA <sub>r</sub>
Účinnost	$\eta$	-
Účíník	$\cos \varphi$	-
Skutečný účíník	$\lambda$	-
Fázový úhel	$\delta$	$^{\circ}$
Činitel využití	$\beta$	-
Činitel současnosti	$k_s$	-
Činitel náročnosti	$k_z$	-
Plošná hustota výkonu	$\sigma$	$W \cdot m^{-2}$
Činné ztráty	$\Delta P$	W
Úbytek napětí	$\Delta U$	V
Doba plných ztrát	$\tau$	s
Plocha	A	$m^2$
Teplota	$\vartheta$	$^{\circ}C$

## Seznam použitých zkratk

NN	nízké napětí
VN	vysoké napětí
VVN	velmi vysoké napětí
AMM	automatické vyhodnocení naměřených údajů
AMR	automatické odečítání dat z elektroměrů
HDO	hromadné dálkové ovládání

IZP	indikátor zkratového proudu
GSM	globální systém pro mobilní komunikaci
Mj	množstevní jednotka

## Seznam obrázků

Obrázek 1: Zjednodušené schéma elektrizační soustavy.....	1
Obrázek 2: Schéma paprskové sítě . .....	4
Obrázek 3: Schéma okružní sítě . .....	5
Obrázek 4: Schéma zjednodušené mřížové sítě. ....	7
Obrázek 5: Schéma klasické vícenapaječové mřížové sítě. ....	8
Obrázek 6: Jednostupňová síť se zálohou z rozpínací stanice (RS), napájené z jiné transformovny. ....	17
Obrázek 7: Možnosti realizace systému 2-1-1. ....	19
Obrázek 8: Způsob realizace jednoduššího systému „Linie“ . .....	19
Obrázek 9: Polookružní průběžná distribuční síť . .....	20
Obrázek 10: Konstrukce jednožilového kabelu 22-AXEKVCER. ....	22
Obrázek 11: Konstrukce kabelu 1-AYKY-J-OT 3x240+120 mm <sup>2</sup> . ....	34
Obrázek 12: Souprava směrové ochrany: Univerzální monitor MEg40+ a jednotka MEg51. ....	41
Obrázek 13: Souprava monitoru vývodu MEg71 – Měřicí lišta MEgML71 a jednotka MEg71D. ....	42
Obrázek 14: Indikátor stavu pojistek MEg72. ....	44
Obrázek 15: Okno pro zadání parametrů distribučního transformátoru. ....	47
Obrázek 16: Okno pro zadání parametrů vedení. ....	48
Obrázek 17: Okno pro zadávání parametrů zátěže. ....	48
Obrázek 18: Grafické znázornění využití distribučních transformátorů při provozních a poruchových stavech. ....	54

Obrázek 19: Grafické znázornění proudového zatížení při různých provozních stavech. ..58

## Seznam tabulek

Tabulka 1: Současné délky provozovaných vedení. ....	3
Tabulka 2: Elektrické parametry kabelu 22-AXEKVCEY. ....	23
Tabulka 3: hodnoty $c_{V0}$ a $\rho_{20}$ pro různé materiály. ....	31
Tabulka 5: Parametry transformátoru použitého pro výpočty v modelu mřížové sítě. ....	46
Tabulka 6: Vybrané parametry distribučních transformátorů, stávající zapojení. ....	51
Tabulka 7: Vybrané parametry distribučních transformátorů, provozní stav bez poruchy. ....	52
Tabulka 8: Vybrané parametry distribučních transformátorů, chod při poruše jednoho napáječe VN. ....	52
Tabulka 9: Vybrané parametry distribučních transformátorů, chod při poruše dvou napáječů VN. ....	53
Tabulka 10: Velikosti a úbytky napětí ve významných uzlech mřížové sítě při bezporuchovém chodu a poruchových stavech. ....	54
Tabulka 11: Vybrané parametry vedení, bezporuchový chod. ....	56
Tabulka 12: Vybrané parametry vedení, výpadek jednoho napáječe VN. ....	56
Tabulka 13: Vybrané parametry vedení, výpadek dvou napáječů VN. ....	57
Tabulka 14: Celkové činné ztráty v soustavě v závislosti na provozním stavu. ....	58
Tabulka 15: Náklady na přestavbu stávající sítě, varianta A. ....	59
Tabulka 16: Náklady na přestavbu stávající sítě, varianta B. ....	60
Tabulka 17: Parametry napájecích uzlů. ....	73
Tabulka 18: Parametry použitých distribučních transformátorů. ....	73
Tabulka 19: Parametry použitých vodičů kabelového vedení. ....	74
Tabulka 20: Parametry použitých zátěží. ....	77
Tabulka 21: Napěťové poměry v jednotlivých uzlech navržené mřížové sítě. ....	80
Tabulka 22: Vypočtené proudy, impedance, výkony a ztráty v trafostanicích. ....	82
Tabulka 23: Vypočtené proudy, impedance, výkony a ztráty v kabelovém vedení. ....	83

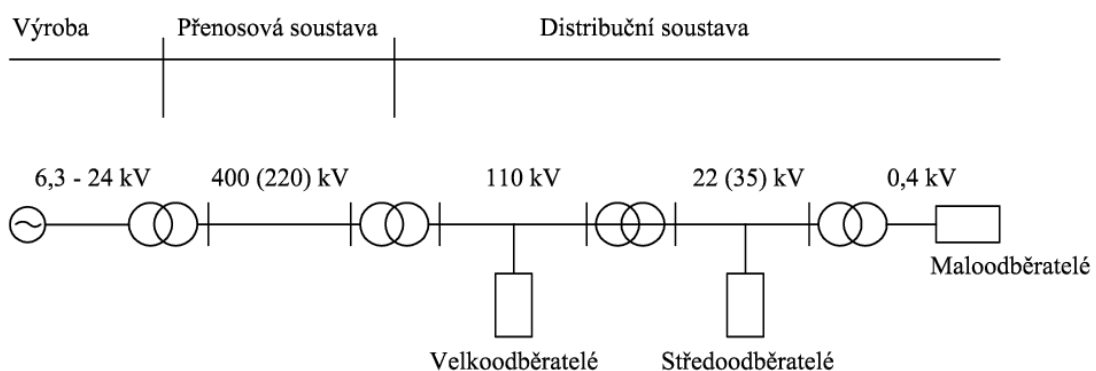
Tabulka 24: Vypočtené proudy, impedance a výkony v uzlech reprezentujících odběry...	90
Tabulka 25: Napěťové poměry v jednotlivých uzlech navržené mřížové sítě při poruše jednoho napáječe VN.....	92
Tabulka 26: Vypočtené proudy, impedance, výkony a ztráty v trafostanicích při poruše jednoho napáječe VN.....	93
Tabulka 27: Vypočtené proudy, impedance, výkony a ztráty v kabelovém vedení při výpadku jednoho napáječe VN.....	94
Tabulka 28: Vypočtené proudy, impedance a výkony v uzlech reprezentujících odběry při poruše jednoho napáječe VN.....	101
Tabulka 29: Napěťové poměry v jednotlivých uzlech navržené mřížové sítě při poruše dvou napáječů VN.....	103
Tabulka 30: Vypočtené proudy, impedance, výkony a ztráty v trafostanicích při poruše dvou napáječů VN.....	104
Tabulka 31: Vypočtené proudy, impedance, výkony a ztráty v kabelovém vedení při výpadku dvou napáječů VN.....	104
Tabulka 32: Vypočtené proudy, impedance a výkony v uzlech reprezentujících odběry při poruše dvou napáječů VN.....	112

# 1. ÚVOD

Počátkem minulého století se elektrická energie postupně stávala nepostradatelnou součástí nejen průmyslové výroby, ale i domácností. V dnešní době si bez elektrické energie v podstatě nedovedeme představit běžný život, proto je nutné zajistit co nejspolehlivější dodávky konečným odběratelům. K tomu slouží elektrizační soustava, kterou lze rozdělit na následující části:

- Výroba, kde jsou zahrnuty všechny výrobní zdroje (elektrárny)
- Přenosová soustava, která zajišťuje transport elektrické energie na velkou vzdálenost
- Distribuční soustava, zajišťující dodávku elektrické energie zákazníkům
- Spotřeba, zahrnující všechny odběratele.

Jednotlivé části jsou provozovány na různých hladinách napětí, aby docházelo k co nejmenším ztrátám od výroby až po konečnou spotřebu. Na rozhraní výroba/přenos, přenos/distribuce a distribuce/spotřeba se proto nacházejí transformační stanice upravující parametry elektrické energie na požadované hodnoty. Pro zajištění bezpečnosti dodávky a možnosti regulace jsou tyto části doplněny o měřicí, ochranné, řídicí, zabezpečovací, informační a telekomunikační systémy. Velmi zjednodušeně si lze elektrizační soustavu představit z náčrtu na obrázku 1. [1] [6]



Obrázek 1: Zjednodušené schéma elektrizační soustavy.

Z hlediska spolehlivosti dodávky elektrické energie je kritickým místem distribuční soustava. Poměrně často zde dochází k různým poruchám způsobujícím výpadky dodávky

koncovým odběratelům, což je pochopitelně nežádoucí. S rozvojem distribučních sítí je pochopitelně snaha těmto výpadkům zamezit, což vede nejen ke zvyšování spolehlivosti jednotlivých zařízení, které se v této soustavě nachází, ale i k rozvoji nových technologických systémů a topologického uspořádání sítí, a to především na nízkonapěťové části distribuční soustavy.

Tato práce je zaměřena na možnosti zvýšení spolehlivosti distribuční soustavy na úrovni nízkého napětí v oblasti městské zástavby. Pro dosažení vyšší spolehlivosti je zde uvažováno využití topologie takzvané mřížové sítě, která v současné době téměř není využívána vzhledem k její složitosti a obtížnosti lokalizace poruch. Aby bylo možno případné poruchy snáze vyhledat, je možné do této sítě implementovat zařízení a prvky sítě Smart Grid („inteligentní síť“), které by měly umožnit řízení a sledování parametrů soustavy v reálném čase, stejně jako odhalit přesné místo dané poruchy.

## 2. MŘÍŽOVÉ SÍTĚ

### 2.1. Distribuční síť VN a NN

Jedná se o soubor veškerých vedení, strojů a přístrojů, starajících se o zajištění dodávky elektrické energie koncovým odběratelům. Dodávaná energie musí splňovat parametry kvality předepsané normou ČSN EN 50160, musí být dodávána v daném čase a v požadovaném množství. Za dodržení bezpečné, kvalitní a hospodárné dodávky zodpovídá provozovatel distribuční soustavy.

Pro distribuční síť VN jsou dnes využívány napěťové hladiny především 22 a 35 kV, v omezené míře jsou pak provozovny i hladiny 3, 6 a 10 kV, které byly zřízeny v minulosti, postupně se od nich však upouští a v současnosti jsou spíše výjimkou. Sítě bývají provozovány jako síť IT (s uzlem uzemněným přes impedanci - neúčinně, většinou bývají kompenzované). Distribuční síť NN jsou provozovány na hladině 0,4 kV jako síť TN-C-S. Současné délky provozovaných vedení distribuční soustavy jednotlivých provozovatelů jsou uvedeny v tabulce 1.[1]

	Hladina	ČEZ Distribuce	E.ON Distribuce	PREdistribuce	Celkem
Délky venkovních vedení (km)	VN	40 203	18 593	124	58 920
	NN	47 989	16 170	80	64 239
Délky kabelových vedení (km)	VN	10 448	3 827	3 759	18 034
	NN	54 737	23 338	7 860	85 935

Tabulka 1: Současné délky provozovaných vedení. [10]

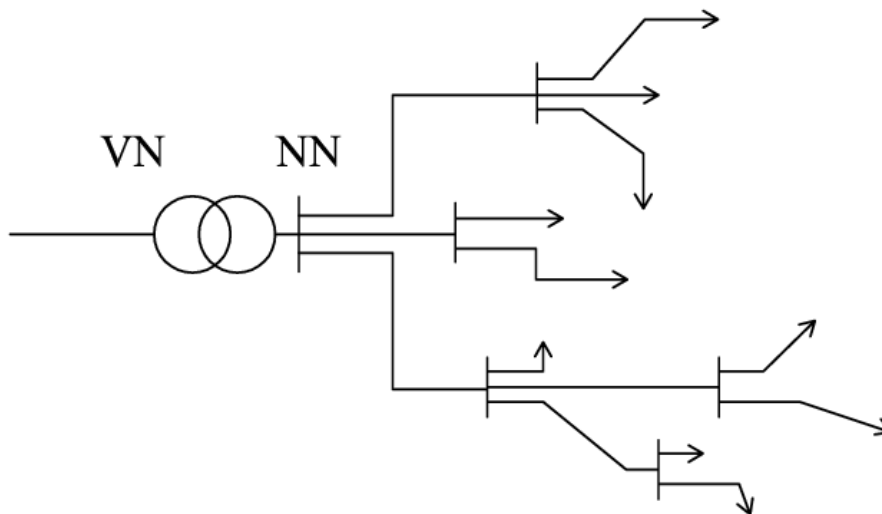
Tato práce se týká především distribučních sítí na napěťových hladinách 22 kV a 0,4 kV, které jsou spravovány provozovatelem PREdi, nebudeme se však věnovat popisu sítě VVN (110 kV).



## 2.2. Rozdělení distribučních sítí NN podle topologie

### 2.2.1. Paprskové sítě

V současné době se jedná o nepoužívanější topologii vzhledem ke své jednoduchosti a nejnižším pořizovacím nákladům ze všech uvedených topologií. Princip paprskové sítě je následující: hlavní vedení vychází z jedné trafostanice nebo rozpínací stanice a větví se ke koncovým odběratelům (viz obrázek 2). Pokud však dojde k poruše, je přerušena dodávka elektrické energie všem odběratelům na všech větvích za poruchou. Protože jednotlivé paprsky se nesmí propojovat, není možné odběratele připojit z jiného napáječe a výpadek tak trvá až do odstranění poruchy. Proto jde o topologii s nejnižší spolehlivostí dodávky energie. Tato topologie je typická pro distribuční sítě nízkého napětí na venkově nebo v menších městech. [1] [7]



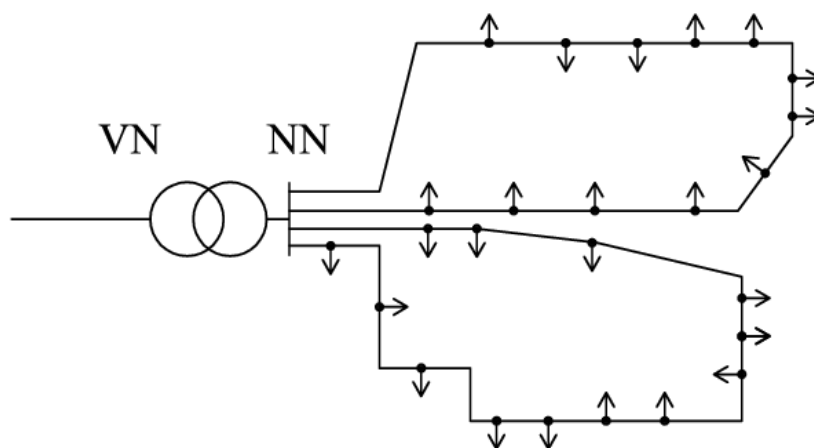
Obrázek 2: Schéma paprskové sítě.

### 2.2.2. Okružní sítě

Jedná se o takové uspořádání sítě, kdy je páteřní vedení zapojeno do uzavřeného kruhu, který je napájen z obou stran. Z tohoto páteřního vedení jsou pak vyvedeny paprsky, které dodávají elektrickou energii koncovým odběratelům.

Výhoda této topologie se projeví při poruchovém stavu, kdy dojde k přerušení kruhového uspořádání v místě poruchy, místo poruchy je pomocí pojistek odpojeno a z okružní sítě se stávají dvě sítě paprskové, takže nedojde k přerušení dodávky odběratelům, u kterých porucha nenastala, proto je spolehlivost vyšší než u paprskového uspořádání. Náklady na zřízení okružní sítě jsou však vyšší, neboť je pro kruhové propojení všech paprsků třeba delšího vedení. [1] [7]

V praxi se dnes zejména v menších městech a na periferiích větších měst využívají sítě realizované jako okružní, páteřní vedení je vyvedeno z jedné rozpojovací skříně, osazeny jsou však pouze pojistky jednoho vývodu, druhý vývod zůstává rozpojený a síť je provozována jako paprsková. V případě poruchy a vhodného rozpojení lze osadit pojistkami druhý vývod a síť provozovat v omezeném režimu, kdy je napájena pouze část okruhu, opět jako paprsek.



Obrázek 3: Schéma okružní sítě.

### 2.2.3. Zauzlená síť radiálně provozovaná

V případě zauzlených radiálně provozovaných sítí jde v podstatě o kombinaci topologií okružní a paprskové sítě, které respektuje možnost poruchy distribuční trafostanice, případně poruchy na VN vedení či napáječi. Jde o vzájemné propojení sousedních větví sítě NN, které jsou napájeny z různých distribučních trafostanic, popřípadě z různých transformátorů jedné distribuční trafostanice. Toto propojení je realizováno pomocí vhodně umístěných rozpojovacích skříní bez osazených pojistek takovým způsobem, že lze propojit vždy alespoň 85 % postižené větve k větvím nepostiženým, zbývajících 15 % větve jsou pak

tvořeny paprsky, které propojit nelze. Transformátory v takto uspořádané síti pak musí být dostatečně dimenzovány, aby dokázaly pokrýt nároky na výkon při poruchových stavech, vedení musí zajistit dostatečnou přenosovou kapacitu. Tato konfigurace je typická pro Prahu a další velká města, zejména nad 50 tisíc obyvatel, nezářídka se vyskytuje také u menších měst. [11]

Výhodou této konfigurace je především snadná obsluha a údržba, relativně vysoká spolehlivost a možnost provozu i při výpadku distribučního transformátoru. [11]

Nevýhodou je nižší rovnoměrnost zatížení jednotlivých distribučních trafostanic v bezporuchovém stavu oproti mřížovým sítím a absence možnosti automatického provozu, uskutečnění změn v konfiguraci je tedy třeba provést manuálně. [11]

## **2.2.4. Mřížové sítě**

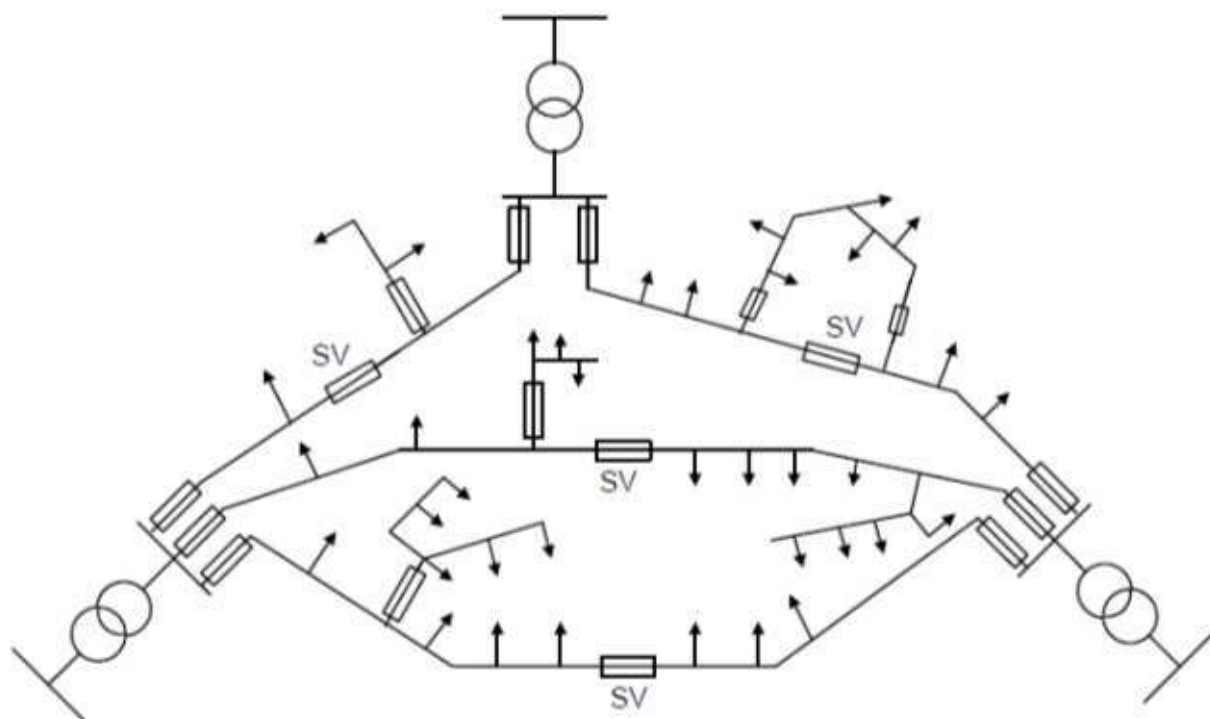
### **2.2.4.1. Zjednodušená mřížová síť**

Mřížovou síť lze zjednodušeně popsat jako více vzájemně propojených okružních sítí, které jsou navíc napájeny alespoň ze dvou distribučních trafostanic, které bývají napájeny ze stejného vedení VN, jež je řešeno jako okružní. Tyto transformační stanice jsou pak vzájemně propojeny hlavním vedením NN, které má zpravidla největší průřez a na vývodech z transformoven jsou jištěny hlavními výkonovými pojistkami (viz obrázek 4). Koncoví odběratelé jsou na toto hlavní vedení připojeni pomocí prostých odboček. [4] [7]

Hlavní vedení mají navíc ještě vhodně umístěné takzvané pojistky slabé vazby, jejichž hodnota jmenovitého proudu bývá volena poloviční než u hlavních pojistek. Pokud dojde k poruše poblíž místa s pojistkou slabé vazby, reagují tyto jako první a těsně po ní v řádu milisekund vybaví příslušná hlavní pojistka v distribuční trafostanici. Odpojena je tedy pouze postižená část vedení, ve zbytku sítě není poznat, že došlo k poruše. [1] [7]

Nevýhodou je, že taková síť je schopna eliminovat pouze poruchy na hladině nízkého napětí. V případě poruchy na části VN může docházet k toku proudu z nižší hladiny do vyšší přes postiženou distribuční trafostanici. Z tohoto důvodu je třeba vybavit distribuční trafostanice napájející mřížové sítě směrovými ochranami, což pochopitelně zvyšuje náklady na výstavbu. [1] [7]

Toto řešení se u nás spíše nevyskytuje vzhledem ke složitosti vazeb VN a NN části sítě, které je velmi citlivé s ohledem na nastavení a provozní stavy. Pojistky slabé vazby navíc nebylo možné kontrolovat v reálném čase.



Obrázek 4: Schéma zjednodušené mřížové sítě. Na obrázku jsou vyznačeny pojistky slabé vazby (SV) a klasické pojistky chránící hlavní vedení.[1]

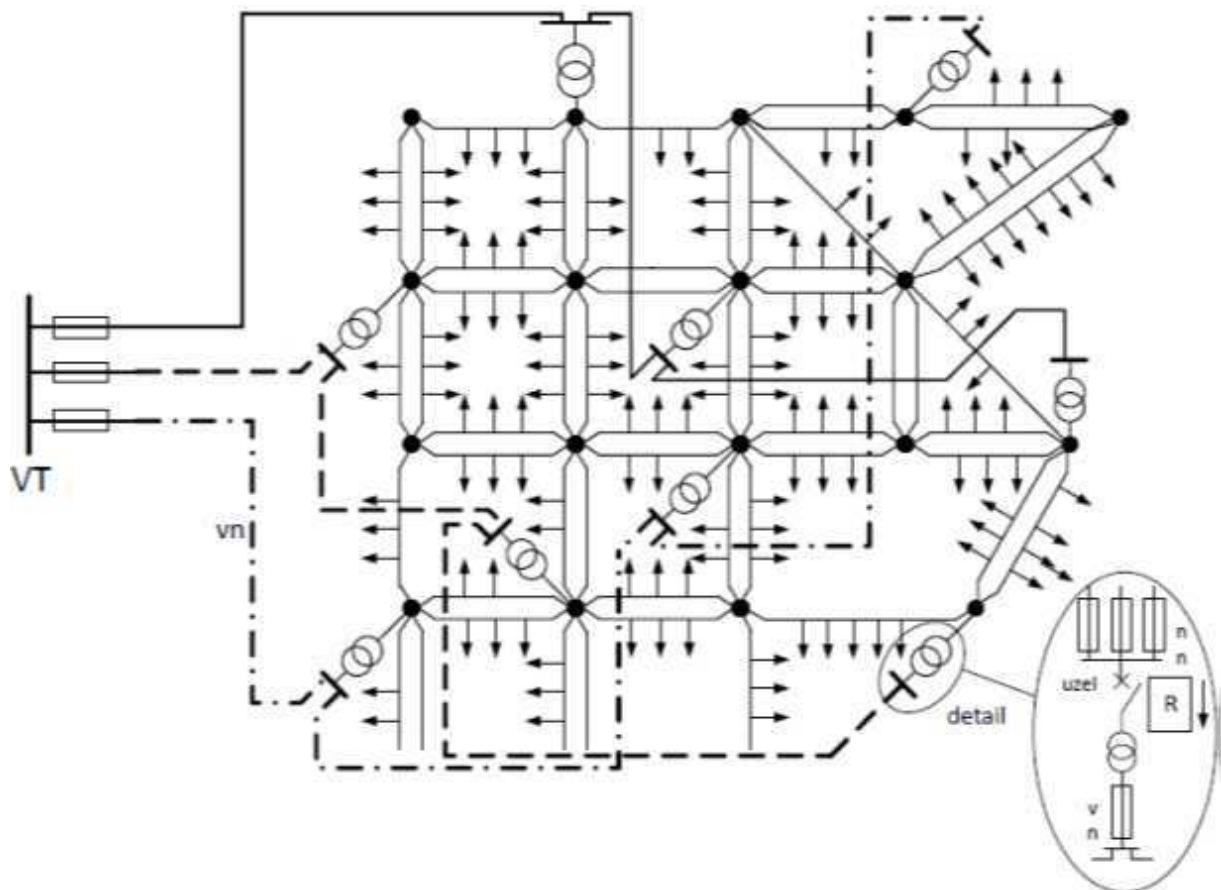
#### 2.2.4.2. Mřížová síť

Klasické uspořádání mřížové sítě má oproti častěji užívaným paprskovým nebo okružním uspořádáním výhodnější pracovní vlastnosti, ať už se týkají spolehlivosti dodávky elektrické energie nebo využití jednotlivých prvků sítě. Mřížové sítě jsou určeny pro oblasti s měrnou hustotou výkonu alespoň  $1 \text{ MW} \cdot \text{km}^{-2}$ , kde jsou alespoň dvě distribuční trafostanice podílející se na napájení mřížové sítě NN napájeny z minimálně dvou různých větví sítě VN. Taková situace je typická pro větší města, ovšem v České republice jsou vzhledem k některým komplikacím v současnosti mřížové sítě provozovány pouze vzácně. [1]

Pro správný chod mřížové sítě je nutné, aby byly transformátory v napájecích distribučních trafostanicích dimenzovány s ohledem na možný výpadek jednoho vedení. V takovém případě by měly být zbývající transformační stanice schopny pokrýt přenášený výkon a nemělo by tak dojít k nepřijatelnému poklesu hodnot parametrů sítě, které jsou dány normou ČSN EN 50160. [4]

Zapojení části NN se liší od způsobu zapojení zjednodušené mřížové sítě popsaném v části 2.2.3.1., zde mají všechna vedení totožný průřez. V místech vzájemného křížení jsou kabely vedení spojeny do uzlů v podobě rozpojovacích skříní, kde jsou tato vedení jištěna totožnými výkonovými pojistkami. V případě poruchy je pak opět odpojen pouze daný úsek mezi dvěma rozpojovacími skříněmi, zbytek sítě zůstává v provozu. Způsob zapojení klasické mřížové sítě je naznačen na obrázku 5.[1]

Klasické mřížové sítě lze dělit podle počtu transformátorů VVN/VN, ze kterých jsou napájeny distribuční trafostanice VN/NN, podílející se na napájení příslušné mřížové sítě. Podle tohoto kritéria tedy rozlišujeme sítě jednosystémové, dvousystémové a vícesystémové. Větší počet transformoven VVN/VN napájejících příslušnou mřížovou síť je výhodné ve chvíli, kdy dojde k poruše právě v této transformovně. V takovém případě nedojde k výpadku napájení trafostanic VN/NN a zatížení se rozloží rovnoměrněji.[1]



Obrázek 5: Schéma klasické vícenapáječové mřížové sítě. Z distribuční trafostanice VVN/VN (VT) jsou naznačeny vývody VN jednotlivých fází, které se liší stylem čáry. [1]

### 2.2.4.3. Výhody mřížových sítí

Při určování kladů a záporů mřížových sítí porovnáváme tyto sítě s nejčastěji používanými sítěmi paprskovými.

Mřížové uspořádání sítě je výhodné především spolehlivostí dodávky elektrické energie, tedy nejnižší pravděpodobností výpadku. Je to dáno větším počtem distribučních transformátorů VN/NN (v případě vícesytémových sítí i VVN/VN), které napájí příslušnou síť. Uzly sítě jsou totiž vzájemně hustě propojeny a dodávka elektrické energie je zajištěna zpravidla z více míst. Pokud se tedy vyskytne porucha, dojde k výpadku pouze v jejím bezprostředním okolí, tedy v místě mezi dvěma nejbližšími uzly. Zbytek sítě zůstane v provozu beze změny. Aby došlo k většímu výpadku, muselo by dojít k významné poruše velkého rozsahu, případně k většímu počtu malých poruch zároveň. [1] [4]

Další výhodou jsou nižší přenosové ztráty v síti, neboť vzájemným propojením mnoha uzlů dochází k výraznému snížení impedance mezi zdroji a příslušným odběrným místem. Oproti paprskovým sítím jsou tak ztráty energie nižší až o 30%, což přispívá k efektivnějšímu využití distribučních transformátorů i vedení.[1]

Díky tomu, že jsou mřížové sítě hustě zauzlené a napájené z více míst, snižují se také nároky na regulaci napětí. Proud do místa odběru přitéká ze všech směrů podle vzdálenosti od příslušných distribučních trafostanic, což umožňuje připojení i větších (koncentrovaných) odběrů do velikosti až poloviny jmenovitého výkonu distribučního transformátoru VN/NN, případně naopak připojení lokálního zdroje elektrické energie (například malé fotovoltaické elektrárny). Nedojde tak k takovým úbytkům či kolísání napětí, jaké by nastaly u paprskové sítě, napětí bude ve všech bodech sítě přibližně stejné. Síť je celkově robustnější a odolnější vůči dynamickým jevům spojených s výkyvy zatížení. [4]

### 2.2.4.4. Nevýhody mřížových sítí

Zásadní nevýhodou mřížových sítí jsou výrazně vyšší náklady spojené s výstavbou a údržbou. Náklady jsou samozřejmě spojeny se složitostí sítě v dané lokalitě, ovšem je pochopitelně použito výrazně hustší vedení, větší množství rozpojovacích skříní na hladině NN, apod. Je třeba také počítat s dimenzováním podle kritéria  $N - 1$ , což znamená, že při výpadku jednoho prvku bude síť schopna provozu, takže je nutné zajistit příslušnou výkonovou rezervu distribučních transformátorů. [1]

Dalším problémem je vyšší složitost a nepřehlednost sítě, což vede k problémům při vyhledávání vzniklých poruch a jejich opravách na straně nízkého napětí. Vzhledem k nízké impedanci sítě je nutné očekávat vyšší zkratové proudy. Dále se v případě odpojení jedné distribuční trafostanice například může stát, že dojde k přerušení pojistek slabé vazby, protože ve vedení vzroste přenášený proud k místu odběru. Přerušení pojistek slabé vazby se pochopitelně nemusí projevit, přísun elektrické energie zajistí zbytek sítě a porucha se hned nepozná. Pak ale může nastat při jiné poruše situace, že bude síť přerušena na více místech a pak nastává problém, který může vést až k úplnému výpadku. Pojistky v mřížové síti je proto nutné kontrolovat, což zvyšuje náklady na údržbu. Z tohoto důvodu nejsou u nás v současnosti mřížové sítě příliš provozovány, s rozvojem takzvaných chytrých sítí a nových typů ochrany je ale možné tento nedostatek eliminovat. [4]

Specifikem mřížových sítí je reakce na poruchu na hladině VN. Pokud dojde například ke zkratu, mezi místem poruchy a napáječi je vedení odpojeno. V případě, že je porucha na nevhodném místě, může dojít k opačnému toku proudu, tedy z hladiny nízkého napětí na hladinu napětí vysokého. To způsobí, že síť NN v podstatě napájí místo poruchy a ta přetrvává i po vybavení ochrany. Distribuční trafostanice VN/NN je tak třeba doplnit o směrové ochrany, které hlídají směr toku proudu a podobné situaci zamezí. [4]

### **2.3. Historie mřížových sítí na našem území**

V minulosti byly i v České republice provozovány mřížové sítě ve zkušebním provozu. Protože se však příliš často vyskytovaly různé závady vyplývající z nedostatku tohoto uspořádání, sítě se postupně rozpadaly na dílčí paprsky, neboť pojistky v jednotlivých uzlech postupně a nekontrolovatelně vybavovaly při výskytu menších poruch, a proto bylo nutné po několika letech provozu změnit konfiguraci těchto sítí a zapojit jako paprskové, případně radiální zauzlené. V současnosti jsou v České republice provozovány mřížové sítě pouze v Šumperku a v Brně.[1]



### **3. SÍŤE SMART GRIDS**

V současné době se distribuční soustava zvláště na venkově, ale i ve velkých městech vyznačuje svou složitostí a zároveň výskytem decentralizovaných zdrojů, typicky obnovitelných, které do sítě nedodávají elektrickou energii neustále, ale pouze určitou část dne v závislosti na aktuálních atmosférických podmínkách. Ovšem v dnešní době není možné hromadně řídit výrobu decentralizovaných zdrojů, popřípadě zajistit spotřebu elektrické energie z těchto zdrojů, což může vést k problémům se stabilitou sítě. Vzhledem k předpokladu, že počet odběratelů i decentralizovaných zdrojů bude do budoucna narůstat, je rozumné, aby nově vznikající části distribuční sítě byly zřizovány buď přímo jako Smart Grids, nebo měly alespoň přípravu na budoucí přestavbu, neboť koncepce Smart Grids je rozvíjena s ohledem na zlepšení stability elektrizační soustavy, ve které se nachází jak velké klasické centrální zdroje, tak velké množství malých decentralizovaných zdrojů. [3] [9]

#### **3.1. Legislativní rámec sítí Smart Grids**

Rozvojem distribučních sítí využívajících koncepci Smart Grids v České republice se zabývá Ministerstvo průmyslu a obchodu v rámci Státní energetické koncepce. Jsou zde popsány strategické cíle a priority v oblasti energetiky, plánování a rozvoj všech oblastí energetiky s ohledem na současný stav a způsoby dosažení cílů během daného období. Současná Státní energetická koncepce platná od roku 2015 je plánována do roku 2040. [8]

V případě rozvoje distribučních soustav se Státní energetická koncepce zaměřuje na zvyšování spolehlivosti vzhledem k evropským standardům, rozvoji soustavy s velkým počtem decentralizovaných zdrojů, podporu obnovy technicky i morálně zastaralých částí soustavy a rozvoj odolnosti soustavy vůči poruchám kritických prvků, realizaci Národního akčního plánu rozvoje inteligentních sítí. [8]

##### **3.1.1. Národní akční plán pro chytré sítě**

Národní akční plán pro chytré sítě vychází ze Státní energetické koncepce Ministerstva průmyslu a obchodu a jsou v něm popsány jednotlivé kroky rozvoje v jednotlivých etapách až do roku 2040, kdy by mělo dojít k postupnému „pochytřování“ stávající distribuční soustavy a rozvoji sítí Smart Grids. Klade se zde důraz především na efektivní dálkové řízení spotřeby, distribuované výroby a akumulace elektrické energie na bázi inteligentního řízení, inteligentní dálkové měření a rozvoj inteligentní infrastruktury na úrovni NN s uplatňováním kritéria N-1, v hustě zastavěných oblastech se mají zavádět mřížové sítě



s automatizačními prvky pro ovládání a měření. Také se počítá s narůstající výstavbou obnovitelných zdrojů energie a uplatnění akumulace. [9]

Je zde také řešena problematika elektromobility, která je spojena s potřebou odběru relativně velkých výkonů pro rychlonabíjení, zřízení individuálních dobíjecích míst pro každý elektromobil v domácnosti a s tím spojené dimenzování soustavy. [9]

### **3.2. Popis koncepce Smart Grids**

Samotný koncept sítí Smart Grids je spojen právě s výše zmiňovanými decentralizovanými zdroji s nepravidelnou dodávkou elektrické energie (především se jedná o malé fotovoltaické elektrárny, na hladině NN, dále velké fotovoltaické a větrné elektrárny či kogenerační jednotky, které se ale připojují spíše na hladinu VN) zpravidla v kombinaci s kogeneračními jednotkami, jejichž využití vyplývá ze snahy Evropské Unie redukovat produkci oxidu uhličitého elektrárnami. To souvisí s předpokladem, že do roku 2020 vzroste podíl výroby obnovitelných zdrojů na 20%. Zároveň koncepce Smart Grids počítá s automatizovanou možností řízení spotřeby v blízkosti těchto zdrojů, aby byla vyrobená energie efektivně využita. Síť využívající koncepci Smart Grids by také měla být připravena na provoz většího množství elektromobilů, s čímž se vážou požadavky na schopnost sítě zvládat nárazové připojování spotřebičů s velkým příkonem (rychlonačječka elektromobilu může krátkodobě využít až 80 kW). [3] [9]

Aby bylo možné takovou soustavu řídit, je nutný sběr dat a regulace v reálném čase. Podle konceptu Smart Grid by měly jednotlivé dílčí prvky sítě vzájemně komunikovat a reagovat podle aktuálních požadavků na odběr a skladování energie co nejefektivněji. Zároveň mají za úkol zajistit nepřetržitou a bezproblémovou dodávku elektrické energie odběratelům v požadované kvalitě a v daném čase. [3] [6]

Předpokládá se, že celý proces bude probíhat víceméně automaticky. Distribuční síť má být tedy doplněna o digitální komponenty, především o měřicí přístroje, čidla a ochrany, které jsou schopny komunikovat nejen s dispečinkem, ale i vzájemně. Předpokládá se také obousměrná komunikace mezi odběrnými místem a dispečinkem, na rozdíl od současného řešení, kdy HDO komunikuje pouze jednosměrně. Každý prvek v síti musí být jednoznačně identifikovatelný, takže bude možné ovládat jednotlivá zařízení individuálně. Díky tomu, že bude možné získat informace o požadavcích každého odběrného místa zvlášť, bude celkové využití distribuční soustavy optimalizováno. [3]

Koncept zahrnuje také schopnost sítě reagovat na poruchy pomocí automatických prvků. Taková síť dokáže bez zásahu dispečera lokalizovat postižené místo, odpojit jej a eliminovat vliv poruchy na zbytek sítě, takže by nemělo dojít k šíření poruchy nebo rozsáhlejšímu výpadku. Zároveň jsou sledovány parametry elektrické energie a v případě, že nejsou dodrženy předepsané hodnoty, reaguje automatika podle příslušné regulační funkce. [3]

### **3.3.Smart metering**

Součástí sítí Smart Grids je také tzv. smart metering, tedy využití AMM/AMR (Automated Meter Management – automatické vyhodnocení naměřených údajů/Automated Meter Reading – automatické odečítání dat z elektroměrů). Jedná se o použití „chytrých“ elektroměrů na straně odběratele elektrické energie. Tato zařízení jsou schopna přijímat signály z dispečinku, ale také vysílají údaje o aktuálních tocích energie v daném bodě. Takto by měl být zajištěn online sběr dat a následné vyhodnocení, takže usnadní práci provozovateli distribuční soustavy s objížděním všech odběrných míst, jak je tomu v současnosti. Dále by mělo být možné také měnit tarif elektroměru nejen celoplošně jako v případě HDO, ale i u jednotlivých odběrných míst zvlášť, což je výhodné zejména pro dálkové ovládání spotřebičů s velkými nároky na elektrickou energii. Tímto způsobem by je bylo možné snáze zapínat nebo vypínat tak, aby byla celková spotřeba elektrické energie v rámci celé distribuční soustavy rovnoměrná. [3] [9]

Aby mohl takový systém fungovat, je nutná rozsáhlá komunikační infrastruktura. Komunikační linky musí mít dostatečnou přenosovou kapacitu, neboť každý měřený bod bude neustále vysílat informace o tocích energie. V praxi by měly elektroměry komunikovat s koncentrátorem dat v příslušném uzlu, který bude posílat data do odečtové centrály, kde se data zpracují a vyhodnotí. Protože lze „chytré“ elektroměry kombinovat s vodoměrem či plynoměrem, mohou se data vyhodnocovat zároveň, což vede k úspoře práce distributora. Zákazník je navíc informován online, takže má větší přehled o tocích energie a vlastní spotřebě. [3]

Plošné nasazení smart meteringu dle Národního akčního plánu bylo také naplánováno v období od roku 2020 do roku 2029, je ale spojeno s vysokými náklady na výměnu stávajících elektroměrů, které mají nahradit nové „chytré elektroměry“ a výstavbu komunikačních linek, takže se skutečná realizace předpokládá později, ačkoliv do budoucna s ní provozovatelé distribuční soustavy počítají. S největší pravděpodobností bude však nasazováno ve více etapách v relativně malých počtech. Současný předpoklad nasazování

AMM například v distribuční soustavě společnosti PREdistribuce, a.s. počítá s první etapou zkušebního provozu roku 2019, plošné nasazování však zatím v plánu není. Spotřebiče v domácnosti navíc musí umět s těmito zařízeními spolupracovat, což v dnešních dnech není reálné. [9]

### **3.4. Aplikace prvků Smart Grids v mřížové síti**

Nejdůležitější požadavek z hlediska mřížových sítí je měření, sběr dat z jednotlivých prvků sítě, komunikace a vyhodnocení v reálném čase. Aby došlo k eliminaci nežádoucích jevů, které s sebou použití mřížové topologie nese, je třeba zajistit, aby dispečink získával informace o stavu nejen samotných distribučních trafostanic, ale i o výzbroji jednotlivých rozpojovacích skříní ve všech uzlech sítě. Důležité je znát stav pojistek včetně pojistek slabé vazby, aby bylo možné v případě poruchy ihned lokalizovat postižené místo a včas zareagovat. [5] [9]

Zároveň je výhodná komunikace s jednotlivými odběrnými místy, kdy by pomocí „chytrých“ elektroměrů bylo v případě rozsáhlejší poruchy a následného oslabení lokální distribuční sítě možné odpojit náročnější spotřebiče, aby nedošlo k přetěžování zdravé části vedení a to nevedlo k celkovému výpadku.

Důležité je také použití směrových ochran, které by po vybavení ihned podaly informaci o vzniku poruchy na straně vysokého napětí. [5]

## 4. ZÁSADY NAVRHOVÁNÍ SÍTÍ V DISTRIBUČNÍ SOUSTAVĚ

Každý provozovatel distribuční soustavy se stará také o její rozvoj a obnovu. Způsoby návrhu sice vycházejí především z českých technických norem, každý provozovatel distribuční soustavy si je nicméně přizpůsobuje místním podmínkám a vhodně zvoleným pracovním postupům, takže se způsoby výstavby a obnovy distribuční soustavy mohou u jednotlivých provozovatelů mírně lišit. Tato práce je zpracovávána ve spolupráci se společností PREdistribuce, a.s., proto budou v následující kapitole popsány postupy s ohledem na podnikové normy této společnosti. Vzhledem k tomu, že navrhované sítě budou provozovány převážně uvnitř městské zástavby, která nenabízí příliš velký prostor pro umístění vedení, návrh téměř vždy počítá s výstavbou podzemního kabelového vedení.

Protože se tato práce zabývá návrhem mřížové sítě NN a jejím napájením ze sítě na hladině VN, nebude probírána problematika navrhování sítí VVN, tedy na úrovni 110 kV.

### 4.1. Určení plošné hustoty zatížení

Pomocí plošné hustoty zatížení  $\sigma_0$  lze získat představu o požadavcích na výkon v různých částech města. Využíváme ji při určování hospodárné velikosti napájecího distribučního transformátoru 110/22 kV i 22/0,4 kV, průřezu kabelů VN i NN. [11]

Plošná hustota zatížení se určí tak, že rozdělíme území města na pomyslné čtverce o straně rovné 1 km. V tomto čtverci je třeba znát všechny distribuční trafostanice 22/0,4 kV, následně se vypočte maximální soudobý výkon podle vztahu:

$$S_o = (S_d \cdot \beta_d + S_{vo} \cdot \beta_{vo}) \cdot f_{kat} \cdot 10^{-3} \quad (4.1)$$

Kde  $S_d$  je celkový instalovaný výkon distribučních trafostanic 22/0,4 kV (MVA),

$\beta_d = (0,3 - 0,5)$  je průměrný koeficient využití distribučních trafostanic (-),

$S_{vo}$  je celkový instalovaný výkon trafostanic velkoodběratelů (MVA),

$\beta_{vo} = (0,3 - 0,7)$  je průměrný koeficient využití těchto trafostanic (-) a

$k_{kat} = (0,5 - 0,9)$  je činitel soudobosti mezi kategorií distribuce a velkoodběru (-).

Protože vždy rozdělujeme město na jednotkové čtverce, plošná hustota zatížení  $\sigma_0$  (MVA·km<sup>-2</sup>) je rovna maximálnímu soudobému výkonu.

## 4.2. Zásady navrhování sítí VN

Při rozvoji sítí VN ve správě společnosti PREdistribuce, a.s. se primárně vychází z provozních i ekonomických ukazatelů s ohledem na Energetický zákon 458/2000 Sb. a příslušných prováděcích vyhlášek.

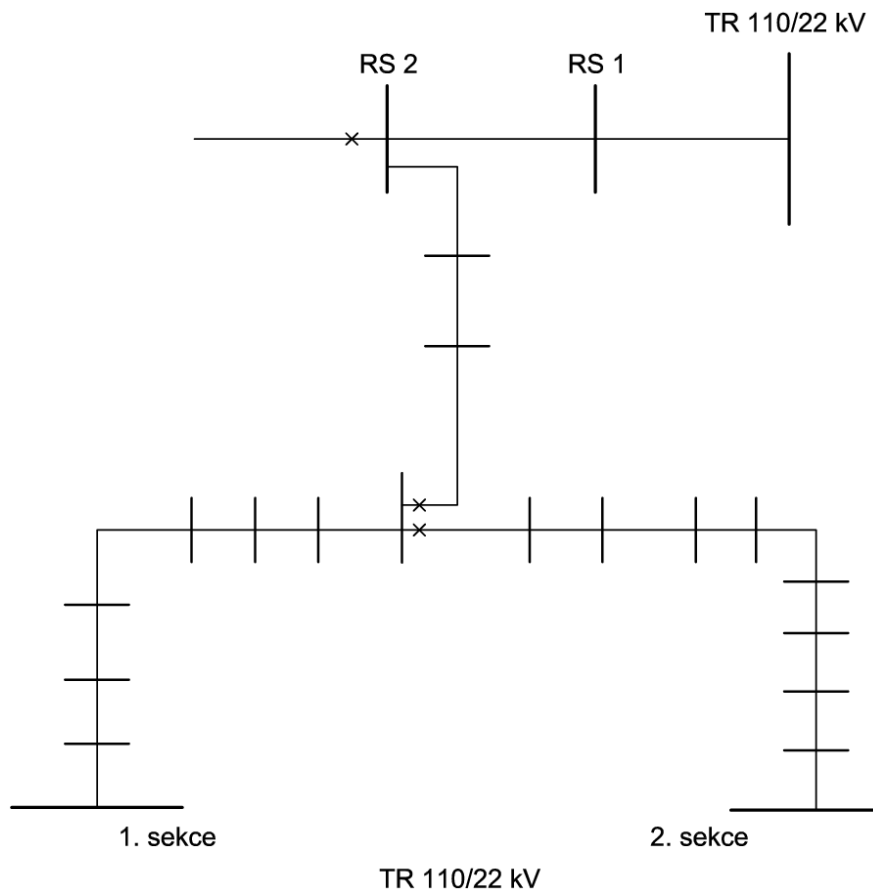
Sítě se navrhují s ohledem na spolehlivost, která musí splňovat kritérium  $N - 1$ , tedy to, že v síti nesmí dojít k přerušení dodávky elektrické energie odběrateli při poruše nebo výpadku jednoho prvku soustavy. V rámci napájecí sítě je tento problém řešen dvěma napájecími transformačními stanicemi 110/22 kV, které jsou zásobovány z nezávislých větví sítě VVN. Systémy VN by měly být schopny dynamicky reagovat na měnící se požadavky odběratelů na výkon, které vychází z denního diagramu zatížení. Sítě by měly dále být jednoduché a přehledné, aby bylo možné s jistotou určit směr napájení a umožnit tak bezproblémové dispečerské řízení. [12]

Nově navrhované sítě by pak měly vycházet z koncepce dvoustupňové sítě, v odůvodnitelných případech (malá vzdálenost od transformační stanice) lze postupovat i dle koncepce sítě jednostupňové. Návrh sítě by měl také respektovat stávající infrastrukturu, pokud není morálně či technicky dožitá, a tuto v co největší míře využívat. Použité stávající kabelové vedení by mělo být minimálního průřezu  $3 \times 1 \times 120 \text{ mm}^2$ , který se používal v minulosti. Kabely tohoto průřezu mohou být využity, pokud vyhovují z hlediska zatížitelnosti, spíše se však předpokládá jejich nahrazení kabely VN o dnes standardně využívaném průřezu  $3 \times 1 \times 240 \text{ mm}^2$ . Kabelové vedení je vždy realizováno pomocí kabelů s hliníkovým jádrem, které se v distribuční soustavě PREdistribuce, a.s. vyskytují téměř výhradně. Při přestavbách sítě by mělo docházet k jejímu postupnému zjednodušení, zároveň by také mělo dojít k omezování výkonu jednotlivých rozpínacích stanic, které působí jako rozpadové body. Rozpínací stanice by proto měly být vybaveny plnou telemechanizací, aby bylo možné zajistit jejich dispečerské řízení. [12]

Distribuční i velkoodběratelské trafostanice 22/0,4 kV jsou k síti VN připojovány tak, aby byly provozovány jako smyčkové, topologie uspořádání je tedy okružní, ovšem provozovány jsou radiálně (rozděleny na jednotlivé paprsky). Tento způsob je volen s ohledem na spolehlivost dodávky a kritérium  $N - 1$ .

#### 4.2.1. Jednostupňová síť VN

Pokud je napájená oblast vzdálená méně než 2 km od transformační stanice 110/22 kV, využívá se napájení pomocí jednostupňové sítě. Okružní topologie je realizována tak, že oba konce okruhu jsou napájeny ze dvou různých sekcí téže transformační stanice 110/22 kV, okruh je navíc zálohován vedením z jiné transformační stanice, aby bylo možné síť provozovat například při revizi nebo havarijním stavu obou sekcí původní transformační stanice. Způsob zapojení je znázorněn na obrázku 6. [12]



Obrázek 6: Jednostupňová síť se zálohou z rozpínací stanice (RS), napájené z jiné transformovny (TR). [12]

Pro realizaci jednostupňové sítě se u PREdistribuce, a.s. využívá výhradně kabelového vedení tvořeného kabely  $3 \times 1 \times 240 \text{ mm}^2$ , které se smyčkují přímo do jednotlivých distribučních trafostanic, které jsou vybaveny pouze odpínači. Přívodní kobky rozvodny 22 kV jsou dále vybaveny indikátory průchodu zkratového proudu (IZP). Tyto indikátory jsou pak umístěny buď uvnitř trafostanice na rozvaděči VN, pokud je ovšem trafostanice situována například uvnitř administrativní budovy, kam je omezený přístup a zajištění vstupu do trafostanice by trvalo příliš dlouho, instalují se indikátory vně trafostanic na

přístupném místě, aby poruchová služba mohla rychle identifikovat, zda trafostanici tekl poruchový proud. Maximální počet distribučních trafostanic na jednom okruhu by neměl výkonově přesáhnout 10 MVA, což odpovídá počtu 23 trafostanic s průměrným vytížením 430 kVA. [1] [12]

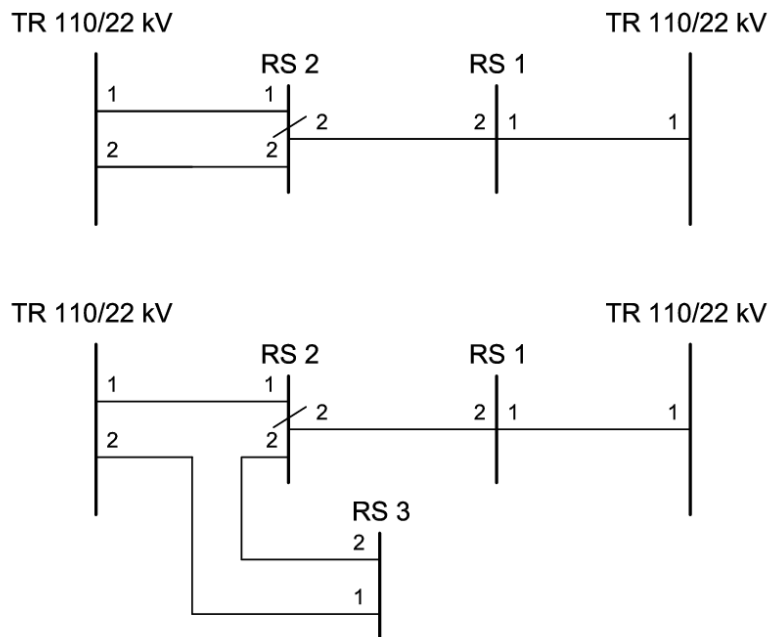
#### **4.2.2. Dvoustupňová síť VN**

Uspořádání dvoustupňové sítě se realizuje v případě větší vzdálenosti od napájecí transformační stanice 110/22 kV. Síť je rozdělena na napájecí část a distribuční část.

##### **4.2.2.1. Napájecí síť**

Napájecí síť zprostředkuje dodávku elektrické energie velkoodběratelským rozpínacím stanicím a distribučním sítím pomocí rozpínacích stanic k tomu určených. Častěji je využíváno schéma 1-1-1 nebo 2-1-1 podle nároků na přenášený výkon. Toho se využívá pro připojení rozpínacích stanic distribučních sítí, velkoodběratelské rozpínací stanice bývají připojeny spíše pomocí systému „Linie“, ačkoliv je v některých případech možné je připojit i do systému 2-1-1, pokud je zajištěn dostatečný výkon. Oba systémy jsou znázorněny na obrázcích 7 a 8. V napájecích sítích jsou pro zajištění dostatečné přenosové schopnosti použity kabely s průřezem  $3 \times 1 \times 240 \text{ mm}^2$ . [12]

Systém 2-1-1 je schopen zajistit napájení typicky tří rozpínacích stanic do celkového výkonu 20 MVA, kdy jsou plně vytíženy dva kabely a jeden kabel je ponechán jako rezerva, kdyby došlo na jednom z kabelů k poruše. V takovém případě není nutná manipulace v distribuční síti, dodávku lze snadno obnovit pouhým přepojením. Nevýhodou je možnost připojení nepřipustně velkého množství distribučních trafostanic na jednom vedení bez rozpadového bodu. [12]



Obrázek 7: Možnosti realizace systému 2-1-1. [12]

Systém linie je jednodušší, proto je snaha nové sítě VN navrhovat takto. Maximální výkon jednoho celku je omezen na 10 MVA, napájení je zprostředkováno dvěma různými transformačními stanicemi. V jedné linii pak nesmí být více než čtyři rozpínací stanice, aby byla zajištěna selektivita ochran. Napájecí kabely smí být využity maximálně na 50 % jejich přenosové kapacity pro případ výpadku jednoho z napáječů. V takovém případě je navíc nutné změnit časové nastavení ochran. [12]



Obrázek 8: Způsob realizace jednoduššího systému „Linie“. [12]

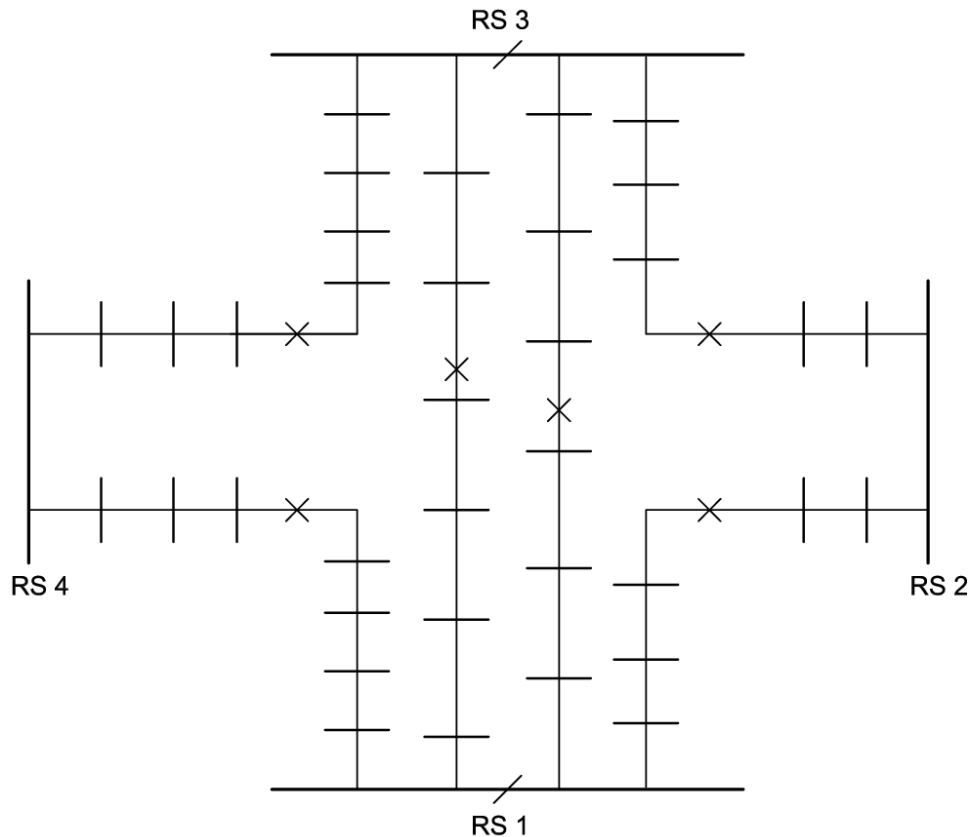
#### 4.2.2.2. Distribuční síť

Topologie distribuční sítě je provedena jako polookružní průběžná, zokruhování je realizováno vzájemným propojením většího počtu rozpínacích stanic, které mohou být na různých napájecích kabelech, viz obrázek 9. Vzhledem k velkému počtu napájecích kabelů a uzlů se dříve používaly kabely menších průřezů, typicky  $3 \times 1 \times 120 \text{ mm}^2$ , které jsou zasmyčkovány do jednotlivých distribučních trafostanic, nově zřizované sítě ovšem



využívají kabely jednotného průřezu  $3 \times 1 \times 240 \text{ mm}^2$ . Na jedné smyčce by mělo být maximálně tolik trafostanic, aby výkon nepřesáhl 6 MVA, tedy maximálně 14 při uvažování 430 kVA na trafostanici, ovšem v praxi často tento počet nelze dodržet a trafostanic je na smyčce více, přenášený výkon ale nikdy není vzhledem k soudobosti vyšší. [12]

Trafostanice distribučních sítí jsou vybaveny stejně jako u jednostupňových sítí indikátory zkratových proudů, aby bylo možno rychle vyhledat vzniklou poruchu.



Obrázek 9: Polookružní průběžná distribuční síť. [12]

### 4.2.3. Prvky distribučních sítí VN

#### 4.2.3.1. Rozpínací stanice

Jedná se o stanici, která je vybavena výkonovými vypínači a telemechanikou. Tato stanice slouží pro napájení distribuční sítě, jednoho či více velko odběratelů, popřípadě kombinaci obojího, zároveň plní funkci rozpadového bodu, který je schopen spínat či odepínat části vedení VN. Výkonové vypínače jsou dálkově ovládány z dispečinku pomocí systému SCADA, datovou komunikaci zajišťují v současnosti metalické či optické sdělovací kabely.

Komunikace zajišťuje nejen dálkové ovládání, ale také přenos měření a signalizace. [12]  
[14]

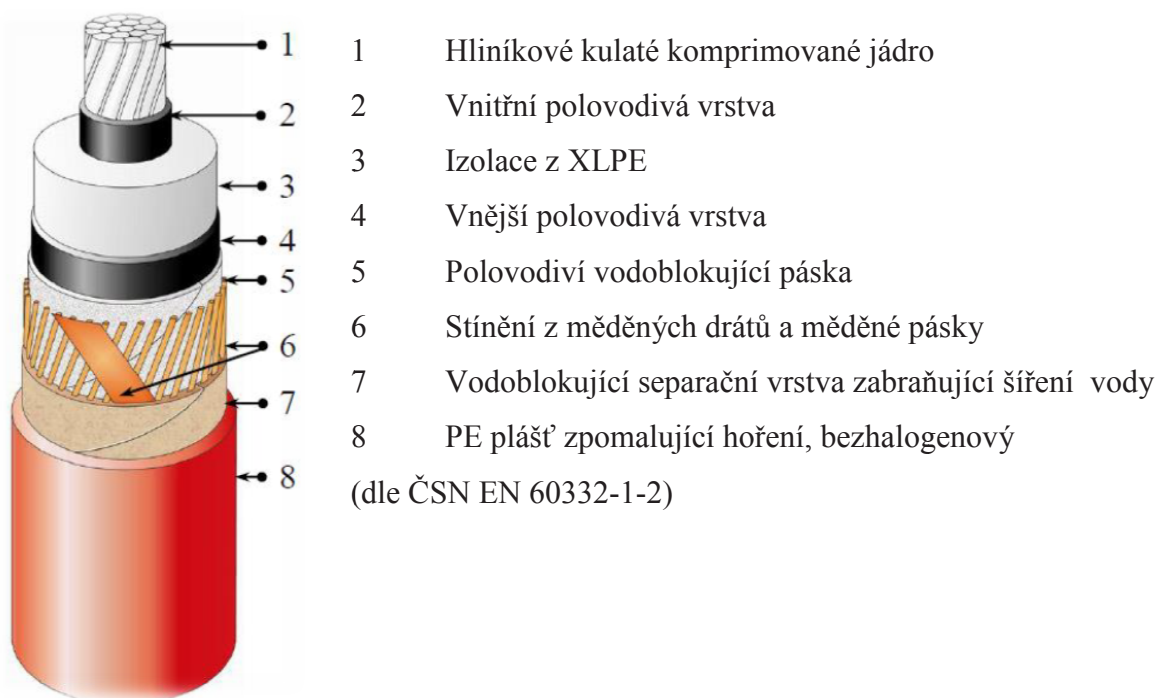
V některých případech dochází ke kombinaci technologie rozpínacích stanic a distribučních trafostanic, což znamená, že taková stanice obsahuje jak výše uvedenou technologii, tak distribuční transformátor 22/0,4 kV a ostatní vybavení typické pro distribuční trafostanici.

#### **4.2.3.2. Kabelová vedení**

Vzhledem k povaze vedení provozovaných společností PREDistribuce, a.s., která provozuje distribuční soustavu převážně v Praze, tedy v husté městské zástavbě, jsou v drtivé většině použita vedení kabelová, venkovní vedení nepřipadají příliš v úvahu. Kabely jsou zpravidla uloženy v zemi, případně v kabelových kanálech, kde ovšem nepůsobí optimální okolní podmínky. Na kabely jsou tak kladeny značné nároky z hlediska vlhkosti, výkyvů teplot a mechanické odolnosti. [1]

Jak už bylo uvedeno v kapitole 4.1., v distribučních kabelových vedeních v Praze jsou v současnosti provozovány výhradně kabely průřezu 120 mm<sup>2</sup> a 240 mm<sup>2</sup>, výběr průřezu se odvíjel od vzdálenosti od transformovny 110/22 kV a stupně sítě. Od roku 2015 se však od menších průřezů upustilo a s ohledem na rostoucí výkonové požadavky byl zvolen jednotný průřez 240 mm<sup>2</sup>. Stávající kabely o menším průřezu jsou sice stále provozovány, nicméně se do budoucna počítá s jejich obměnou. Nejčastěji volený typ kabelu je 22-AXEKVCEY, který je vhodný pro vnitřní i venkovní použití a je odolný proti působení vody. V tunelech a kabelových kanálech (kolektorech) se pak používá přednostně kabel 22-AXEKVCER. Ten se od předchozího liší tím, že je jeho vnější PE plášť vybaven látkami zpomalující hoření. [15]

### Konstrukce kabelu:



Obrázek 10: Konstrukce jednožilového kabelu 22-AXEKVCER. [15]

Kabely jsou jednožilové, distribuční vedení 22 kV se tedy sestává ze tří paralelně vedených kabelů. Uložení kabelů v zemi je realizováno buď v těsném trojúhelníku, kdy jsou kabely mechanicky svázané k sobě do trojúhelníkové formace, na vzduchu se pak kabely ukládají rovněž do trojúhelníkové formace, nebo jsou uloženy vedle sebe s definovanou mezerou o šířce odpovídající průměru kabelu. Elektrické parametry častěji používaného kabelu 22-AXEKVCEY jsou pro představu uvedeny v tabulce 2. [15]

Kabely jsou vždy ukládány dle ČSN EN 73 6005 s dostatečným krytím a tak, aby byly při křížení a souběhu s ostatními inženýrskými sítěmi dodrženy minimální vzájemné vzdálenosti.

<b>Jmenovitý průřez (mm<sup>2</sup>)</b>		<b>120</b>	<b>240</b>
<b>Měrný činný odpor při 20 °C (Ω/km)</b>		0,253	0,128
<b>Kapacita (μF/km)</b>		0,23	0,30
<b>Indukčnost (mH/km)</b>		0,39	0,35
<b>Zemní ztrátový proud (A/km)</b>		2,6	3,4
<b>Proudová zatížitelnost v zemi (A)</b>	Těsný trojúhelník	274	400
	Vedle sebe	306	437
<b>Proudová zatížitelnost ve vzduchu (A)</b>	Těsný trojúhelník	317	486
	Vedle sebe	377	569

Tabulka 2: Elektrické parametry kabelu 22-AXEKVCEY. [15]

#### 4.2.3.3. Ochrany

Nedílnou součástí návrhu sítí VN jsou také ochrany, které se starají o to, aby nedošlo k poškození jednotlivých komponent distribuční soustavy při poruchových stavech, jako jsou přepětí, podpětí, zkraty, zemním spojení, přetížení či změna kmitočtu, tedy pokud sledované elektrické parametry neodpovídají hodnotám předepsaným normou ČSN EN 50160. Ochrany bývají schopny nejen měřit hodnoty příslušných veličin, naměřená data jsou schopny také ukládat, případně je odesílat ke zpracování na dispečink.

V sítích VN se obecně používají nadproudové ochrany v podobě vypínačů či odpínačů, které jsou umístěny v rozpínacích stanicích. Pro chránění distribučních transformátorů se využívá tavných pojistek, které jsou umístěny v blízkosti přívodů transformátoru v příslušném pojistkovém odpínači. Výjimečně se využívá i distanční ochrana, fungující na principu měření impedanční smyčky příslušného úseku vedení.

### 4.3. Zásady navrhování sítí NN

Sítě nízkého napětí reprezentují nejnižší stupeň distribuční soustavy, na napěťovou hladinu NN jsou napojeni koncoví odběratelé, kam se řadí především domácnosti. Sítě nízkého napětí se ve městech vyznačují velkým množstvím odběrných míst, které jsou situovány

v zástavbě zpravidla nedaleko od sebe, ovšem rozložení odběrných míst se liší dle charakteru zmíněné zástavby a podle toho zvolené topologie sítě (viz kapitola 2.2.).

Při návrhu nového zasíťování se postupuje s ohledem na co nejvyšší spolehlivost zásobování jednotlivých odběratelů elektrickou energií (kritérium  $N - 1$ ) a dodržení parametrů předepsaných normou ČSN EN 50160. Zároveň je snaha minimalizovat ztráty ve vedení a optimálně volit počet a výkon distribučních transformátorů 22/0,4 kV, který se volí nejen podle energetických požadavků odběratelů v době realizace zasíťování, ale také podle předpokládaného nárůstu poptávky v dalších letech, což ovšem může být obtížné. Nové zasíťování se tedy navrhuje takovým způsobem, aby k jeho předpokládanému plnému využití došlo ve výhledu příštích pěti až deseti let, dle kvalifikovaného odhadu nárůstu nároků na výkon. Při návrhu je také třeba zohlednit dostupnost dalších energetických médií, jako je plyn či centrální zásobování teplem, což do jisté míry udává požadavky na spotřebu elektrické energie v dané lokalitě. [11] [13]

Pokud navrhujeme nové zasíťování, snažíme se co nejvíce využít stávající infrastrukturu včetně napájecích bodů v podobě distribučních trafostanic, neboť výstavba nových je relativně finančně náročná. K výstavbě nových distribučních trafostanic dojde v případě, že stávající nejsou schopny ani při rekonfiguraci stávající sítě NN zajistit dostatečný výkon, nebo by přepojení stávající sítě vedlo k neúměrnému nárůstu ztrát. To pak musí být doloženo měřením provozních zatížení transformátoru. [13]

#### **4.3.1. Dimenzování odběrných míst**

Abychom získali představu o velikosti potřebného napájecího zdroje a jisticích prvků (pojistik a hlavního jističe), musíme znát výkonové bilance připojovaných objektů. Toto lze určit pomocí výpočtového zatížení, což je fiktivní elektrický výkon, zohledňující charakter připojovaných objektů a spotřebičů, jejich počet, výkonovou náročnost a soudobost.

##### **4.3.1.1. Výpočtové zatížení výrobních závodů**

Toto výpočtové zatížení se uplatní při návrhu napáječe průmyslových objektů, ve kterých jsou instalovány spotřebiče velkých výkonů, které jsou projektantovi známé. Postupuje se pak dle následujících vztahů:

$$P = P_i \cdot \beta \quad (4.2)$$

Kde  $P_i$  je celkový instalovaný výkon všech spotřebičů (W) a  
 $\beta$  je koeficient náročnosti celého objektu (-).

Dále určíme koeficient náročnosti ze vztahu:

$$\beta = \frac{k_s \cdot k_z}{\eta_m \cdot \eta_s} \quad (4.3)$$

Kde  $k_s$  je koeficient současnosti (-),  
 $k_z$  je koeficient využití (-),  
 $\eta_m$  je střední účinnost spotřebičů při příslušném využití (-),  
 $\eta_s$  je účinnost celé napájecí soustavy od místa napojení až ke spotřebičům (-).

Koeficient současnosti je dán vztahem:

$$k_s = \frac{\sum_i P_{Si}}{\sum_i P_{ni}} \quad (4.4)$$

Kde  $P_{Si}$  je maximální výkon i-tého spotřebiče, který je právě v provozu (W) a  
 $P_{ni}$  je instalovaný výkon i-tého spotřebiče, který se nachází v daném objektu (W).

Podobně lze vypočítat koeficient využití:

$$k_z = \frac{\sum_i P_i}{\sum_i P_{Si}} \quad (4.5)$$

Kde  $P_i$  je skutečný výkon i-tého spotřebiče, který se nachází v daném objektu (W).

#### 4.3.1.2. Výpočtové zatížení nebytových odběrů

Odvození výpočtového zatížení pro nebytové odběry vychází z rozsahu plánované okolní zástavby. Abychom mohli určit výpočtové zatížení, vyjdeme z příslušných tabulek, které obsahují typické hodnoty instalovaného výkonu a zatížení pro příslušný druh zařízení a jeho velikost, popřípadě rozlohu. Většinou se předpokládá vyšší stupeň elektrizace, tedy např. využití klimatizace. Podklady pro výpočet zatížení a koeficienty soudobosti pro dané typy objektů jsou obsaženy v [13]. [1] [13]

#### 4.3.1.3. Výpočtové zatížení bytových odběrů

V případě soustředěné bytové zástavby lze postupovat buď podle tabulek uvedených v [13], nebo podle následujících vztahů:

$$P_{pnn} = \beta_n \cdot (n_A \cdot P_A + n_B \cdot P_B + n_C \cdot P_C) \quad (4.6)$$

Kde  $P_{pnn}$  je výpočtové zatížení (kW),

$n_A$  je počet bytů kategorie A (-)

$n_B$  je počet bytů kategorie B (-)

$n_C$  je počet bytů kategorie C (-)

$P_A = 3,5$  kW a  $P_B = 5,5$  kW jsou soudobé příkony bytu dané kategorie.

$P_C$  je soudobý příkon bytu kategorie C, daný jako 0,7 – 0,9 násobek instalovaného příkonu (kW).

$\beta_n$  je pak koeficient soudobosti pro n-bytů, daný vztahem:

$$\beta_n = \beta_\infty + \frac{(1-\beta_\infty)}{\sqrt{n}} \quad (4.7)$$

Kde  $\beta_\infty$  je soudobost pro nekonečně velký počet bytů (dle [13]  $\beta_\infty = 0,15$ ) a

$n$  je počet bytů ve skupině.

V praxi se však postupuje dle tabulek vycházejících ze zkušeností a praktických měření, kde se liší byty nejen stupněm elektrizace (A, B1, B2, C1, C2, C3), ale také jeho umístěním v příslušném typu zástavby. Zohledňuje se zde počet bytových jednotek na kilometr kabelu, průměrná plocha bytu a způsob jeho vytápění. Byty jsou takto rozlišeny dle umístění v centrální oblasti, v sídlištích nebo ve vilových čtvrtích a okrajových částech města. [13]

#### 4.3.2. Dimenzování transformátorů 22/0,4 kV

V distribuční soustavě, spravované společností PREdistribuce, a.s., se vychází ze zásady, že základní distribuční transformátor je stroj o jmenovitém výkonu 630 kVA, v určitých případech však lze použít i stroje menších výkonů, typicky 400 kVA, popřípadě 250 kVA, větší stroje se však zpravidla nepoužívají. Pokud je požadavek na vyšší výkon, volí se paralelní chod dvou transformátorů o výkonu 630 kVA, typicky se jedná o oblasti v centru Prahy, kde plošná hustota zatížení dosahuje hodnot vyšších než  $\sigma = 20$  MVA·km<sup>-2</sup>. [11] [13]

Distribuční transformátory se dimenzují tak, aby jejich zatížení v bezporuchovém stavu nepřesáhlo přibližně 70 % jmenovité hodnoty, pokud však mají transformátory napájet mřížovou síť, nesmí být jejich zatížení vyšší než 60 % jmenovitého. Toto je třeba dodržet s ohledem na spolehlivostní kritérium  $N - 1$ , kdy nesmí dojít k dlouhodobému výpadku dodávky elektrické energie odběrateli při poruše jednoho transformátoru, ostatní mají být

schopny po případných úpravách v síti dočasně zásobovat postiženou část sítě. Návrh by měl být takový, aby nedocházelo k přetěžování strojů, nicméně krátkodobé přetěžování při mimořádných provozních stavech je dočasně přípustné, a to až na 120 % hodnoty jmenovitého zatížení. [11] [13]

#### 4.3.2.1. Určení počtu distribučních transformátorů pro danou oblast

Nejprve je třeba vědět, jaké budou požadavky na výkon v dané oblasti. Vychází se z výpočtového zatížení pro danou oblast (viz předchozí kapitola 4.3.1.), případně z plošné hustoty zatížení. Počet distribučních transformátorů 22/0,4 kV nutných pro napájení je pak dán vztahem:

$$N = \frac{P_{celk}}{S_{Nt} \cdot \beta_T \cdot \lambda} = \frac{\sigma_o \cdot A_o}{S_{Nt} \cdot \beta_T} \quad (4.8)$$

Kde  $P_{celk}$  je celkový soudobý instalovaný výkon v dané oblasti (kW),  
 $S_{Nt}$  je jmenovitý výkon zvoleného distribučního transformátoru (kVA),  
 $\beta_T$  je průměrné zatížení distribučního transformátoru v bezporuchovém stavu, typicky  $\beta_T = 0,7$ ,  
 $\lambda$  je účinník zátěže, počítá se s očekávanou hodnotou  $\lambda = 0,95$ ,  
 $\sigma_o$  je plošná hustota zatížení příslušné oblasti ( $kVA \cdot km^{-2}$ ) a  
 $A_o$  je plocha této oblasti ( $km^2$ ).

Většinou výsledkem výpočtu není celé číslo, počet transformátorů se pak samozřejmě volí tak, aby byl roven výsledku zaokrouhlenému nahoru. Podle počtu potřebných transformátorů se dále určí počet distribučních trafostanic a jejich nejvhodnější umístění v dané lokalitě. [11] [13]

Pokud je to z hlediska vyšších požadavků na výkon nutné, lze do jedné distribuční trafostanice osadit dva paralelně provozované transformátory o výkonu 630 kVA. Přitom je třeba řídit se pravidly pro paralelní chod transformátorů, což jsou následující podmínky:

- Transformátory musí mít stejná jmenovitá napětí na primární i sekundární straně.
- Transformátory musí mít shodný převod.
- Transformátory musí mít shodný hodinový úhel.
- Transformátory musí mít stejný úbytek napětí způsobený proudem naprázdno.
- Transformátory by měly mít stejná poměrná napětí nakrátko, v praxi lze provozovat transformátory s napětí nakrátko, které se liší o méně než 10 %.



- Výkon transformátorů nemusí být stejný, ale jmenovitý výkon slabšího transformátoru nesmí být nižší než polovina očekávaného nejvyššího zatížení, aby nedocházelo k jeho přetěžování.

V praxi však jsou téměř výlučně při vyzbrojování nových trafostanic osazovány transformátory stejného typu od jednoho výrobce. Pokud dochází k dozbrojování stávající trafostanice z důvodu posilování výkonu, nebo se vytváří okruh či mřížová síť na úrovni NN, je třeba vhodně vybírat transformátory z typových řad výrobců tak, aby se vybrané modely co nejvíce podobaly stávajícím, pokud to nebude možné, doporučuje se stávající transformátory nahradit.

Popsané postupy platí v distribuční síti provozovatele PREDistribuce, a.s., v případě soukromých odběratelských trafostanic se postupuje pochopitelně podobně, ovšem dle potřeby lze provozovat v podstatě libovolný počet transformátorů o libovolném výkonu.

#### 4.3.3. Dimenzování kabelového vedení

Protože jednou z nejdražších položek při výstavbě nového kabelového vedení je provedení výkopu, snažíme se využívat do nejvyšší možné míry stávající vedení. Pokud ale průřez stávajícího kabelového vedení nestačí novým požadavkům, nebo pokud dochází k zasíťování nové oblasti, je třeba určit vhodný průřez kabelu pro požadovaný výkon pro danou lokalitu. Při dimenzování kabelového vedení se provádí výpočty s ohledem na možné oteplení kabelů, úbytků napětí spojených s délkou kabelu, působení zkratových proudů při poruchových stavech a hospodárnost průřezu vodiče.

##### 4.3.3.1. Dimenzování dle úbytku napětí

Úbytek napětí na kabelu závisí především na jeho délce, ale i na použitém materiálu jádra kabelu a jeho průřezu. Využíváme zde vztahu:

$$\Delta U = (I_c \pm jI_j) \cdot (R + jX) \quad (4.9)$$

Kde je  $I_c$  činná složka proudu zátěží (A),  
 $I_j$  jalová složka proudu zátěží (A),  
 $R$  činný odpor vodiče, daný jeho délkou a rezistivitou ( $\Omega$ ) a  
 $X$  reaktance vodiče, dána měrnou reaktancí, složenou z indukance a kapacitance vodiče ( $\Omega$ ).

Pokud bude mít proud vodičem induktivní charakter, platí ve vztahu 4.10 znaménko +, pokud je proud kapacitního charakteru, platí znaménko - . Hodnoty rezistivity a měrné reaktance je vždy možno nalézt v katalogovém listu výrobce.

Povolené úbytky napětí jsou definovány normou ČSN EN 50160, v distribuční soustavě pak nesmí být větší než 10 % jmenovité hodnoty, to ovšem platí pro úbytek na celém vedení od distribuční trafostanice až po zásuvku odběratele. S ohledem na předpokládané úbytky napětí na rozvodech domovní instalace by tedy neměl úbytek napětí na distribučním vedení, to znamená od trafostanice k přípojkové skříni odběratele, přesáhnout 7 %. [13]

#### 4.3.3.2. Dimenzování z hlediska dovolené provozní teploty

Při běžném provozním stavu by neměl být kabel zatěžován tak, aby teplota jeho izolace nepřekročila předepsané hodnoty. Oteplení vodiče je dáno Joulovými ztrátami dle známého vztahu:

$$\Delta P = R \cdot I^2 \quad (4.10)$$

Kde  $\Delta P$  je tepelný výkon dodaný vodičem protékáným proudem (W)

$R$  je činný odpor vodiče ( $\Omega$ ) a

$I$  je proud tekoucí vodičem (A).

V případě, že bude překročena hodnota povolené teploty izolace, dochází k degradaci materiálu a snižuje se tak jeho životnost, častým přetěžováním pak může dříve dojít k selhání izolace a vzniku mezifázového zkratu. Podle nejvyšší teploty, která je udávána výrobcem kabelu, jsme pak schopni určit maximální proud, který kabelem může téct, a to za daných podmínek. Při výpočtech se vychází z referenční teploty, která je pro vzduch stanovena 30 °C, pro půdu v případě, že jsou kabely uloženy v zemi, se stanoví 20 °C, referenční měrný tepelný odpor země je pak stanoven jako 0,7 K·m·W<sup>-1</sup>.

V praxi se maximální dovolený proud vodičem zpravidla nepočítá, ale příslušným podmínkám uložení kabelu a charakteristice zátěže se přiřadí odpovídající koeficient, kterým se vynásobí maximální povolený proud vodičem předepsaný výrobcem pro ideální podmínky. V sítích společnosti PREdistribuce, a.s. se však v současnosti používá s ohledem na předpokládaný rozvoj nároků na výkon jednotlivých průřezů vodiče jak na VN, tak na NN straně distribuční soustavy. Vzhledem k přenosovým možnostem těchto vodičů je jejich použití zpravidla vždy dostatečné.

### 4.3.3.3. Dimenzování z hlediska zkratových proudů

Jedná se o dimenzování s ohledem na možnost vzniku poruchového stavu. Pokud dojde ke zkratu, vodiče jsou protékány zkratovým proudem, na který se vážou silové (dynamické) a tepelné účinky.

Protože se zabýváme především kabelovým vedením uloženým v zemi, dynamické účinky řešit nemusíme. Těmi se zabýváme pouze v případě holých vodičů či přípojníc, které jsou na rozdíl od kabelů pevně uchyceny, a mohlo by se stát, že dojde vlivem zkratových proudů k jejich mechanickému poškození, vzájemnému dotyku a podobně. Pokud jsou kabely vedeny na vzduchu, bývají opatřeny dřevěnými či kovovými rozpěrkami v takovém rozpětí, aby se v případě průchodu zkratového proudu nemohly uvolnit.

Pro dimenzování vodičů na tepelné účinky zkratového proudu se určuje nejmenší možný průřez jádra, který působení zkratového proudu odolá po dobu, než zareagují ochrany a zkratový proud přeruší. Vodič se přitom nesmí ohřát nad předepsanou povolenou teplotu izolace. Protože zkratový proud teče vodičem výrazně kratší dobu než provozní proudy, je povolená hodnota zkratového proudu poměrně vysoká. Při výpočtu minimálního průřezu platí tyto zjednodušující podmínky:

- Teplo, které je způsobeno zkratovým proudem, nebude odvedeno do okolí, ale zůstane akumulováno ve vodiči.
- Neuvažujeme vliv magnetického pole samotného vodiče ani okolních vodičů.
- Závislost elektrického odporu vodiče na teplotě je lineární.
- Měrné teplo vodiče je po celou dobu děje konstantní.

Pro minimální průřez vodiče pak platí následující vztah:

$$S_{min} \geq \frac{I_{ke} \sqrt{t_k}}{K_{\theta}} \quad (4.11)$$

Kde je  $S_{min}$  minimální průřez vodiče ( $\text{mm}^2$ ),

$I_{ke}$  ekvivalentní oteplovací zkratový proud pro dobu trvání zkratu (A),

$t_k$  doba trvání zkratu, pro výpočet se uvažuje maximální doba, předepsaná pro příslušnou ochranu (s) a

$K_{\theta}$  je číselný koeficient respektující teploty vodiče před a po zkratu, definovaný vztahem:

$$K_{\theta} = \sqrt{\frac{(\vartheta_F + 20) \cdot c_{V0}}{\rho_{20}} \cdot \ln \frac{\vartheta_F + \vartheta_K}{\vartheta_F + \vartheta_1}} \quad (4.12)$$

Kde  $\vartheta_F$  je fiktivní teplota vodiče, tedy teplotní rozdíl, který je třeba, aby se měrný odpor vodiče změnil o  $1 \Omega$  ( $^{\circ}\text{C}$ ),

$\vartheta_K$  je nejvyšší dovolená teplota vodiče v okamžiku vypnutí zkratu ( $^{\circ}\text{C}$ ), dosadí se maximální krátkodobě dovolená teplota vodiče,

$\vartheta_1$  je teplota těsně před vznikem zkratu ( $^{\circ}\text{C}$ ), dosadí se maximální (dlouhodobá) provozní teplota vodiče,

$c_{V0}$  je specifické teplo vodiče při teplotě  $0^{\circ}\text{C}$  ( $\text{J}\cdot\text{m}^{-3}\cdot\text{K}^{-1}$ ) a

$\rho_{20}$  je specifický odpor vodiče při teplotě  $20^{\circ}\text{C}$  ( $\Omega\cdot\text{m}$ ).

Dva poslední parametry jsou dány charakterem materiálu a jejich hodnoty lze získat z tabulky 3, která je uvedena v normě ČSN 38 1754.

<b>Materiál</b>	<b><math>c_{V0}</math> (<math>\text{J}\cdot\text{cm}^{-3}\cdot\text{K}^{-1}</math>)</b>	<b><math>\rho_{20}</math> (<math>\Omega\cdot\text{m}</math>)</b>
<b>Cu</b>	3,500	0,0179
<b>Al</b>	2,417	0,0294
<b>Fe</b>	3,770	0,1430

Tabulka 3: hodnoty  $c_{V0}$  a  $\rho_{20}$  pro různé materiály.

Je také nutné znát ekvivalentní oteplovací zkratový proud  $I_{ke}$ . Podmínky pro jeho určení jsou definovány v normě ČSN EN 60 909-0, kde je možné najít vztah:

$$I_{ke} = I_k'' \cdot \sqrt{m + n} \quad (4.12)$$

Kde  $I_k''$  je počáteční rázová hodnota zkratového proudu (A),

$m$  je koeficient pro tepelné účinky stejnosměrné složky zkratového proudu (-) a

$n$  je koeficient pro tepelné účinky střídavé složky zkratového proudu (-).

Hodnoty koeficientů  $m$  a  $n$  závisí především na místě vzniku zkratu, respektive v jeho vzdálenosti od alternátoru a transformátorů a na době trvání zkratu. Oba koeficienty lze odečíst z příslušných grafů uvedených ve zmíněné normě ČSN EN 60 909-0. Jak je zde ale uvedeno, v distribuční síti lze použít hodnoty  $n = 1$ , u vzdálených zkratů s dobou trvání nejvýše 0,5 s pak lze uvažovat  $m + n = 1$ .

Rázový zkratový výkon  $I_k''$  lze vypočítat také dle postupu uvedeného v normě ČSN EN 60 909-0, závisí především na impedanci zkratové smyčky, tímto postupem se však zabývat nebudeme.

#### 4.3.3.4. Dimenzování z hlediska hospodárnosti

Při návrhu nového vedení by se mělo dbát nejen na to, aby byla zajištěna dostatečná přenosová schopnost předpokládaného výkonu, zároveň se snažíme také zajistit co nejnižší pořizovací a provozní náklady. Z ekonomického hlediska je tedy vhodné volit průřez kabelu tak, aby nebyl vodič zbytečně naddimenzovaný (čímž by vzrostly pořizovací náklady), zároveň ale nesmí docházet k příliš velkým ztrátám na vedení. Optimální hospodárný průřez vodiče spočítáme ze vztahu:

$$S_h = k \cdot I_v \cdot \sqrt{\tau_z} \quad (4.13)$$

Kde  $S_h$  je hospodárný průřez vodiče ( $\text{mm}^2$ ),  
 $k$  je koeficient volený dle normy ČSN 34 1610 (-)  
 $I_p$  je výpočtový proud (A) a  
 $\tau_z$  je doba plných ztrát (s).

Při dimenzování průřezu vodiče v sítích s více napájecí VN/NN se dále počítá s kritériem  $N - 1$ , pro který platí, že vodiče by neměly být zatíženy ve stavu poruchy víc než na 80 % předpokládaného zimního maxima. Pro tyto sítě je také nutno během návrhu vypočítat ustálený chod, hlídat se musí proudy ve větvích, úbytky napětí v uzlech a zatížení nových i stávajících distribučních trafostanic. Pro radiálně provozované sítě pak platí rovněž kritérium  $N - 1$ , a to tak, že nové úseky vedení musí být navrhovány způsobem, aby bylo možné v případě napáječe obnovit dodávku manipulací v síti, případně odpojením vadného kabelu v přípojkové skříni. [11] [13]

#### 4.3.4. Prvky distribučních sítí NN

##### 4.3.4.1. Distribuční trafostanice

Distribuční trafostanice jsou zařízení, která obsahují distribuční transformátor a rozvaděče VN a NN, případně také kompenzační rozvaděč a jiná doplňková zařízení. Součástí jsou pochopitelně i kabely, které bývají s ohledem na bezpečnost a přístup k jednotlivým prvkům vedeny spodem ve zdvojené podlaze nebo kabelovém prostoru pod stanicí. Pokud trafostanice zdvojenou podlahou nedisponuje, bývají kabely vedeny i vrchem na kabelových lávkách.

Pokud se distribuční trafostanice nachází v husté městské zástavbě, jsou hlavními požadavky malé rozměry vybavení. Proto se standardně používají kompaktní rozvaděče VN, jejichž

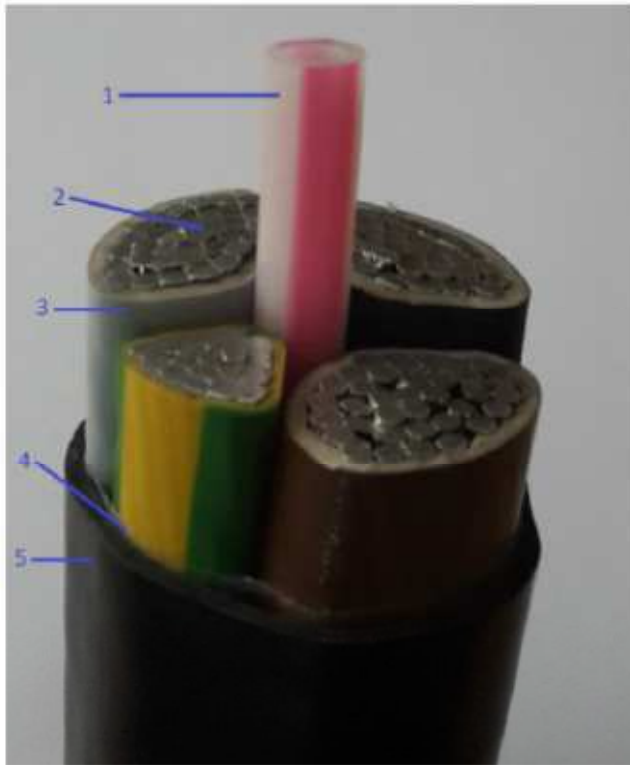
vypínací prvky jsou vybaveny zhášecími komorami s plynem SF<sub>6</sub>, aby bylo zařízení co nejmenší. Propoj mezi rozvaděčem VN a distribučním transformátorem je vždy realizován pomocí jednožilových měděných kabelů potřebného průřezu. Kvůli možným dynamickým jevům při poruchových stavech jsou kabely upevněny. [16]

Nízkonapěťový rozvaděč bývá skříňový nebo roštový, osazený přívodním jističem, typicky s osmi až deseti vývody, na kterých jsou osazeny pojistkové odpínače. Propojení NN rozvaděče a transformátoru se standardně provádí pomocí vhodného počtu jednožilových měděných kabelů o průřezu 240 mm<sup>2</sup>. Kabely jednotlivých vývodů pak průřezově odpovídají požadavku na výkon v oblasti, kterou napájí. [16]

#### 4.3.4.2. Kabelové vedení

Ačkoliv byly v kapitole 4.3.3. popsány postupy, jakým způsobem se vypočítá optimální průřez vedení, společnost PREdistribuce, a.s. dnes s ohledem na předpokládaný vývoj požadavků na přenosovou kapacitu distribučního vedení a na rostoucí nároky na odebíraný výkon standardně využívá při pokládce nového kabelového vedení pouze silový kabel 1-AYKY-J 3x240+120 mm<sup>2</sup>. Stávající provozovaná vedení mohou mít i jiný průřez, typicky 3x185+95 mm<sup>2</sup> nebo 3x120+70 mm<sup>2</sup>, ovšem do budoucna se počítá s jejich demontáží a nahrazením kabely s jednotným průřezem. [11] [13]

Protože se do budoucna také počítá s přestavbou stávající distribuční soustavy na úrovni NN dle konceptu Smart Grids, je také nutné zajistit dostatečně robustní soustavu pro komunikaci jednotlivých „chytrých“ prvků. Protože se jako nejvýhodnější způsob s ohledem na vysokou přenosovou kapacitu a odolnost vůči elektromagnetickému rušení jeví optické vlákno, počítá se s jeho budoucím nasazením. Pro vedení optických kabelů se dnes využívají HDPE chráničky, které jsou vedeny souběžně se silovými kabely, nově bylo také rozhodnuto o umístění optických vláken přímo do silových kabelů NN. Nově budovaná vedení budou tedy osazována výhradně kabely 1-AYKY-J-OT s průřezem 3x240+120 mm<sup>2</sup>, které mají v kabelové duši mezi žilami s hliníkovým jádrem vedenou HDPE trubičku. Ta je připravena pro budoucí zavedení optického kabelu. Konstrukce kabelu je znázorněna na následujícím obrázku. [17]



Konstrukce kabelu:

1. HDPE trubička pro optický kabel
2. Hliníkové jádro
3. Izolace z PVC
4. Výplň – plastová páska, případně výplňová guma
5. PVC plášť

Obrázek 11: Konstrukce kabelu 1-AYKY-J-OT 3x240+120 mm<sup>2</sup>. [17]

Při zapojování kabelů do distribučního rozvaděče NN a v rozpojovacích, smyčkových a přípojkových skříních je nutné, aby byl dodržen sled fází, proto platí jednotné barevné značení, kdy fáze L1 je vždy černá, fáze L2 je hnědá a fáze L3 je šedá. Pro kladení kabelů do země platí stejné zásady jako pro kabely 22 kV (viz kapitola 4.2.3.2.), pouze se zde nejedná o jednožilové kabely. Nejdůležitější parametry kabelu 1-AYKY-J-OT jsou uvedeny v tabulce 3. [17]

<b>Počet a průřez žil</b>	3x240+120 mm <sup>2</sup>	
<b>Max. činný odpor jádra při 20°C (Ω/km)</b>	0,125/0,253	
<b>Trvalá proudová zatížitelnost (A)</b>	<b>V zemi</b>	364
	<b>Ve vzduchu</b>	338
<b>Nejvyšší teplota jádra (°C)</b>	70	

Tabulka 4: Parametry používaného kabelu 1-AYKY-J-OT [17]

#### 4.3.4.3. Kabelové skříně

Kabelové skříně se dělí na skříně rozpojovací, smyčkové a přípojkové. V podstatě se jedná o elektrické rozvaděče, které jsou umístěny ve skříních vyrobených buď z betonu nebo z termoplastu či termosetu, tedy z materiálu, který jim umožňuje odolat vnějším vlivům,

jako jsou značné výkyvy teplot či UV záření. Kabelové skříně bývají buď vestavné, které je pak možné umístit do zděných pilířů či do fasády budov, nebo jsou dodávány s vlastním plastovým pilířem. Skříně jsou pak vyzbrojeny daným počtem pojistkových spodků či pojistkových odpínačů, do kterých se umísťují pojistky nožového provedení. Rozpojovací skříně jsou pak navíc vybaveny přípojnicemi, které spojují fáze jednotlivých vývodů.

Rozpojovací skříně slouží jako rozpadový bod v síti. V radiálně provozovaných sítích lze v případě poruchy distribučního transformátoru, napájecího jeden paprsek, pomocí vhodné manipulace v síti obnovit dodávku elektrické energie z okolních „zdravých“ paprsků. V rozpojovacích skříních jsou všechny vývody vždy jištěné a vedou buď k dalším rozpojovacím či přípojkovým skříním, nebo, pokud je skříň vhodně umístěna, mohou napájet přímo přípojku odběratele. Rozpojovací skříně bývají s ohledem na bezpečnost vždy uzemněny.

Přípojkové skříně slouží k připojení koncového odběratele k distribuční síti, je k nim tedy připojen elektroměrový rozvaděč. V podstatě lze říci, že přípojková skříň je pomyslnou hranicí mezi majetkem provozovatele distribuční soustavy a majetkem odběratele. Přípojkové skříně lze ještě rozdělit na skříně smyčkové a koncové, koncové skříně lze najít ovšem výhradně u nadzemního vedení, u kabelového vedení jsou vždy použity skříně smyčkové, do kterých je kabel vždy zasmyčkován. Uzemnění přípojkových skříní se provádí v kabelových sítích dle normy PNE 33 0000 – 1 tak, aby žádná nebyla vzdálena od nejbližšího uzemňovacího bodu více než 100 m.

V distribuční síti spravované společností PREdistribuce, a.s. se do budoucna budou osazovat skříně, které obsahují krom standardní výzbroje ještě navíc spojku optických vláken, které budou součástí připojovaných silových kabelů. Pojistkové spodky a spojku s optickým vláknem bude oddělovat krycí štít, aby byla případná manipulace s optickým kabelem pro technickou obsluhu bezpečná a práce se mohly provádět bez nutnosti vypnutí.

#### **4.3.4.4. Chránění**

V distribučních trafostanicích je z nízkonapětové strany transformátoru vyveden výkon do rozvaděče NN. Tento vývod je jištěný buď pojistkovým odpínačem, častěji však kompaktním jističem o jmenovitém proudu dle distribučního transformátoru buď 1000 A (transformátor o výkonu 630 kVA) nebo 630 A (transformátor o výkonu 400 kVA a méně), spoušť těchto jističů je ovšem nastavitelná dle předpokládaného zatížení jištěného



transformátoru. Kompaktní jistič chrání zařízení před zkratovými proudy, přetížením, ale i proti poklesu napětí. Jednotlivé vývody jsou pak jištěny pomocí pojistkových odpínačů, které jsou vždy osazeny nožovými pojistkami. Pro informativní měření napětí, proudů a výkonů každé fáze včetně záznamu se používá univerzální monitor typu MEg40, který je zpravidla součástí rozvaděče NN.

Jištění kabelového vedení je realizováno pomocí pojistek NN, umístěných v pojistkovém odpínači rozvaděče NN a dále v jednotlivých rozpojovacích a přípojkových skříních, kde jsou pojistky umístěny dle provedení skříně buď rovněž v pojistkovém odpínači, nebo v pojistkovém spodku. Použity jsou zpravidla vždy tavné nožové pojistky s charakteristikou gG o jmenovitém proudu od 35 A do 400 A dle požadovaného výkonu v místě odběru a vzdálenosti od distribuční trafostanice. V paprskových sítích se osazují pojistky takovým způsobem, kdy v rozvaděči NN je osazena pojistka nejvyšší jmenovité hodnoty, v dalších rozpojovacích skříních je pak, pokud s ohledem na úbytek napětí a impedanci dané délkou kabelu vyhovuje, osazena pojistka s o řád nižší jmenovitou hodnotou proudu, aby byla zajištěna selektivita a při výskytu poruchy na konci paprsku nedošlo k výpadku celého úseku. V přípojkových skříních jsou osazeny pojistky se jmenovitým proudem o řád vyšší, než je jmenovitý proud hlavního jističe příslušného odběrného místa.

## 5. NÁVRH SÍTĚ V DANÉ LOKALITĚ

### 5.1. Popis stávajícího stavu

Pro pilotní projekt mřížové sítě byla vybrána lokalita v Praze 3, východně od Náměstí míru, ohraničena ze severu ulicí Vinohradská, z jihu ulicemi Francouzská a Slovenská, z východu pak ulicí Kladská (viz příloha 8.1).

#### 5.1.1. Původní řešení

V této lokalitě byla již dříve distribuční soustava na úrovni nízkého napětí provozována jako mřížová, ovšem vzhledem k nedostatkům mřížových sítí (viz kapitola 2.2.4.4.) bylo náročné udržovat ji v bezproblémovém chodu. Často se stávalo, že v určitém místě sítě došlo k přetížení, pojistky slabé vazby nebo pojistky v některých uzlech vybavily, ovšem inkriminované místo bylo napájeno z ostatních částí sítě, takže se problém neobjevil ihned. Protože v době provozu nebylo možné blíže určit, které pojistky vybavily, bylo nutné zdalouhavě obcházet skříně v uzlech sítě a skříně s pojistkami slabé vazby, místo vadné pojistky nebylo možné ihned identifikovat. Navíc se problém neprojevil hned, ale až při vícenásobných poruchách, kdy docházelo vlivem neinformovanosti o stavu sítě k rozsáhlejším výpadkům.

Dalším problémem byly některé poruchy na distribučních transformátorech nebo soustavě VN, které vzhledem k absenci sofistikovanější komunikační sítě nebyly vůbec identifikovatelné. Pokud se vyskytla porucha na jednom napájecí sítě a vybavily pojistky na VN nebo NN straně, ostatní napáječe zpravidla převzaly jeho úlohu a dokázaly bez problému pokrýt výkonové požadavky soustavy. To bylo pro odběratele svým způsobem výhodné, ovšem právě proto, že nedošlo k okamžitému výpadku dodávky elektrické energie, nebyla porucha ihned rozpoznána a takto postižená síť zpravidla fungovala až do větší poruchy nebo do pravidelné kontroly distribučních trafostanic technikem.

#### 5.1.2. Současná podoba sítě

Vzhledem k neudržitelnosti provozu sítě v mřížovém uspořádání bylo nakonec rozhodnuto o reorganizaci distribuční soustavy, mřížová síť byla rozpojena a rozdělena na zauzlenou, radiálně provozovanou síť, přičemž vždy jedna distribuční trafostanice napájela pouze jeden paprsek, jak je tomu dnes. Tím sice zmizely výhody vyšší stability a robustnosti sítě, ovšem

také se paradoxně snížilo nebezpečí rozsáhlejšího výpadku. Oproti bývalé mřížové síti došlo k drobným úpravám, týkajících se distribučních trafostanic a rozpojovacích skříní, některé byly zrušeny, přejmenovány, nebo došlo k vybudování nových.

V současné době je tedy původní mřížová síť rozdělena na 18 jednotlivých paprsků, které jsou napájeny z 16 distribučních trafostanic (viz příloha 8.4). Dvě distribuční trafostanice jsou tzv. dvoustrojové – jsou vyzbrojeny dvěma distribučními transformátory (TS 2804 a TS 2232), dvě trafostanice obsahují jeden distribuční a jeden odběratelský transformátor (TS 2815 a TS 2806). Ve všech trafostanicích je provozován distribuční transformátor o jmenovitém výkonu 630 kVA.

Distribuční trafostanice jsou napájeny z rozpínací stanice RS 2840, aby byly napáječe vhodně prostřídány, jsou trafostanice napájeny ze tří větví. Ty se poté stýkají v rozpadovém uzlu, který tvoří rozpínací stanice RS 2232. Kabelové vedení je realizováno kabely AXEKVCEY s plastovou izolací a kabely ANKTOYPV s papírovou izolací napuštěnou olejem. Průřez vodičů VN je vždy  $3 \times 1 \times 120 \text{ mm}^2$ . Kabely AXEKVCEY jsou v zemi uloženy vždy v trojúhelníkové formaci.

Mezi distribučními trafostanicemi je provozováno původní kabelové vedení NN, které se sestává výhradně z kabelů 1-AYKY-J o jmenovitém průřezu  $3 \times 185 + 95 \text{ mm}^2$ . V jednotlivých rozpojovacích skříních jsou kabely zapojeny téměř ve všech případech stejně, jako tomu bylo u mřížové sítě, pouze vybrané vývody nejsou vyzbrojeny pojistkami, aby v žádném místě nedošlo k zokruhování. Celková délka kabelového vedení NN v zadané lokalitě činí cca 16,2 km.

## **5.2. Navrhované řešení**

Se současným rozvojem informačních a komunikačních technologií a koncepce Smart Grid je možné nedostatky mřížových sítí eliminovat a síť by tedy mohla být opět zapojena tak, aby byla provozována jako mřížová. Zároveň by odpadly problémy s možnostmi dohledávání závad a převážily by klady tohoto topologického uspořádání.

### **5.2.1. Kabelové vedení**

Stávající kabelové vedení VN je z velké části realizováno dnes již nepoužívanými kabely ANKTOYPV, kabely AXEKVCEY pak mají průřez  $3 \times 240 + 120 \text{ mm}^2$ , který rovněž neodpovídá používanému standardu. Nicméně vzhledem k tomu, že pro tuto oblast je

proudová zatížitelnost kabelů dostatečná, při současném zatížení není nutná jejich plošná výměna. Obnova může probíhat s ohledem na jejich technickou dobu života.

Stávající kabelové vedení NN dnes již také neodpovídá dnes používanému standardu, kabely však ještě nejsou technicky zastaralé, takže s jejich budoucím provozem ve výhledu dalších let by neměl být problém. Do budoucna však doporučujeme celkovou výměnu za dnes standardně používané kabely o průřezu  $3 \times 240 + 120 \text{ mm}^2$  s vyšší přenosovou kapacitou, navíc půjde o kabel 1-AYKY-J-OT s HDPE trubičkou pro optické vlákno. Toto řešení přispěje tedy také k obnově stávající komunikační sítě, která je dosud realizována pomocí metalických sdělovacích kabelů, některé trafostanice však nejsou vůbec ke stávající komunikační síti připojeny.

### **5.2.2. Chránění**

Aby se neopakovaly problémy, které byly spjaty s původní mřížovou sítí, je nutné novou koncepci obohatit o moderní způsoby ochrany a indikace poruchových stavů, které jsou schopny komunikovat s dispečinkem a předávat data v reálném čase. V mřížových sítích je nutné hlídat především hned neodhalitelné vybavení pojistek slabé vazby v rozpadových bodech a směr toku výkonu v distribučních trafostanicích. Pro řešení těchto situací byly vybrány zařízení společnosti MEGA – Měřicí Energetické Aparáty, a.s., která dlouhodobě spolupracuje se společností PREdistribuce, a.s.

#### **5.2.2.1. Jištění kabelového vedení**

V distribučních trafostanicích dojde k výměně stávajících rozvaděčů VN i NN za nové, které budou vybaveny měřicími a komunikačními zařízeními. Odpínače v rozvaděčích VN budou doplněny o dálkově ovládané motorové pohony.

Do rozpojovacích skříní nově vzniklé mřížové sítě budou osazeny takové pojistky, aby nebyla omezena přenosová kapacita vedení, zároveň ale nesmí dojít k přetížení použitých kabelů. V celé mřížové síti dojde tedy k osazení tavných pojistek s charakteristikou gG o jmenovitém proudu 300 A. Vzhledem k malým vzdálenostem mezi jednotlivými uzly (nejdelší vedení má délku 292 m) není nutné s ohledem na úbytky napětí omezovat přenosové možnosti kabelu.

#### 5.2.2.2. Směrová ochrana

Tento typ ochrany musí být použit pro případ poruchy na straně VN (viz kapitola 2.2.4.4.), pro osazení do distribučních trafostanic byl vybrán přístroj MEG51.

Směrová ochrana typu MEG 51 hlídá směr toku proudu během každých dvou period. V případě, že dojde k přetoku činného výkonu ze strany NN na stranu VN, způsobí směrová ochrana vybavení kompaktního jističe v rozvaděči NN. Aby bylo možné kompaktní jistič po odeznění poruchy opět dálkově nahodit, předpokládá se doplnění jističe o dálkově řízený motorový pohon MP-BL-C230 od společnosti OEZ. Protože během provozu sítě může docházet i ke krátkodobým přetokům výkonu v opačném směru, je vhodné směrovou ochranu nastavit na určité zpoždění. Zároveň reaguje ochrana i na velikost proudu tekoucího nesprávným směrem, vybavovací hodnotu lze opět nastavit. Při vzniku poruchy se zároveň očekává i pokles napětí, ochrana je tedy schopna reagovat na nastavenou hodnotu podpětí (typicky  $0,85 U_n$ ). Ochrana umí měřit proud všech tří fází a v případě potřeby umí vybavit i v případě opačného toku výkonu pouze jednou fází. [4] [18]

Samotné zařízení MEG51 se sestává z dvou monostabilních relé Re1 a Re2. Při vzniku poruchy vybaví první relé Re1 po nastavené době, druhé relé Re2 slouží pro dálkovou signalizaci a vybaví 1 s po vybavení Re1. Pokud dojde k poruše, zařízení signalizuje tento stav jednak pomocí barevného terčíku umístěného přímo na přístroji. Aby ochrana přestala působit, je nutné fyzicky stisknout tlačítko RESET na čelní straně přístroje. [4] [18]

Ochrana MEG51 je spojena se zařízením MEG40+, které zároveň slouží jako měřicí a záznamové zařízení. MEG40+ měří hodnoty napětí, proudu a výkonů ve všech fázích pomocí měřicích transformátorů, navíc provádí vyhodnocování signálu ze směrové ochrany. Všechny naměřené veličiny a události překročení nastavených limitů jsou zaznamenávány na paměťovou kartu. Jednotka dokáže komunikovat pomocí rozhraní USB, RS232 nebo RS485. Obě zařízení jsou určena pro montáž do panelu se čtvercovými otvory, které se následně umístí do rozvaděče NN. [18]



Obrázek 12: Souprava směrové ochrany: Univerzální monitor MEg40+ a jednotka MEg51.

[18]

### 5.2.2.3. Indikace stavu pojistek

Protože v mřížových sítích lze těžko předvídat dynamiku výkonových toků, může nastat případ, kdy dojde k vybavení tavných pojistek, ačkoliv v síti nenastane porucha, ale pouze chvilkové přetížení některého úseku. Z charakteru mřížové sítě je jasné, že taková závada bez použití sofistikovaného zařízení nemůže být hned odhalena. Z toho důvodu nastává nutnost osazení prvků, které dokážou odhalit přerušenu pojistku a předat tuto informaci dispečinku.

Pro monitorování stavu pojistek v rozvaděčích NN uvnitř distribučních trafostanic zvolíme soupravu MEg71, která se sestává z jednotky MEg71D s displejem a měřicí lišty MEgML71. Měřicí lišta se připojuje na sběrný a na vývody pojistkového odpínače. To umožňuje měření napětí před a za pojistkou, z čehož lze určit, zda došlo k vybavení příslušné pojistky. Měřená efektivní hodnota napětí se vypočítává ze vzorků za 10 period při vzorkovací frekvenci 6,4 kHz. Stejným způsobem je měřen i procházející proud, a to ve dvou režimech. První režim umožňuje měření v rozsahu do 1,2 násobku jmenovitého proudu, druhý režim je určen pro měření poruchových proudů v rozsahu až do desetinásobku jmenovitého proudu. Měřicí lišta se připojuje k jednotce MEg71D, kde dochází k vyhodnocení naměřených hodnot. Do nedestruktivní paměti jednotky MEg71D jsou stejně jako u jednotky MEg40+ zaznamenávány naměřené hodnoty proudu, napětí a výkonů v nastavených intervalech. Do paměti se rovněž ukládají údaje o případných poruchových

jevech, tedy především zkratech, výpadcích napětí nebo nedodržení jmenovité hodnoty napětí. [19]

Na měřicí liště se nachází průvlekové snímače, které obsahují toroidní měřicí transformátory proudu. Ty jsou schopny měřit v rozsahu až do 630 A, díky své konstrukci jsou ale schopny krátkodobě měřit i zkratové proudy. Zároveň jsou ve snímačích instalovány nízkoztrátové ochranné prvky, které zabraňují poškození měřicích transformátorů přepětím při rozpojení měřicích obvodů. Rozsah měření proudového transformátoru lze nastavit pomocí přepínače umístěného přímo na konektoru, který propojuje měřicí lištu s jednotkou MEg71D. Koncovka konektoru mimo jiné obsahuje paměť s uloženými údaji o měřeném výstupu pro snadnější identifikaci. V případě potřeby je možné přepojování různých měřicích lišt MEgML71 k jednotce MEg71D i za provozu. Zařízení umožňuje vzdálenou komunikaci pomocí standardu RS485. [19]

Aby bylo popsáno měření uskutečnitelné, je nutné nepřetržité napájení jednotky MEg71D. Je proto nutné, aby byl rozvaděč NN vybaven napájecím zdrojem se stejnosměrným napětím 12 V. Tento zdroj by měl být ideálně doplněn o záložní prvek, aby bylo možné zařízení napájet i v případě krátkodobého výpadku. Pokud k přerušení dodávky napájecího napětí dojde, je zaznamenána doba, během níž bylo zařízení vypnuto. Při obnovení dodávky pak zařízení provede kontrolu stavu jednotlivých komponent. Pro dálkovou komunikaci musí být zařízení doplněno o komunikační jednotku. Z nabídky výrobce se nabízí MEg201.5, která využívá přenos dat prostřednictvím rozhraní Ethernet. [19]



Obrázek 13: Souprava monitoru vývodu MEg71 – Měřicí lišta MEgML71 a jednotka MEg71D. [19]



Protože je souprava MEG71 určena pro montáž do NN rozvaděče uvnitř distribuční trafostanice, nehodí se pro osazení do menších rozpojovacích skříní. Z tohoto důvodu navrhujeme pro sledování stavu pojistek slabé vazby a pojistek v důležitých bodech sítě osadit zařízení MEG72.

Indikátor stavu pojistky MEG72 je primárně určen pro použití v sítích s rozptýlenou výrobou na úrovni NN a v mřížových sítích. Přístroj měří napětí před a za pojistkou vůči společnému zemnímu vodiči, v každém okamžiku měření pak vyhodnocuje rozdíl naměřených hodnot. Při měření nesmí hodnota napětí na obou stranách pojistky klesnout pod 60 % jmenovité hodnoty napětí, v takovém případě zařízení není schopno poruchu vyhodnotit, tuto informaci a poslední známý stav pojistky ale ohlásí. Indikátor se na pojistky umístěné v klasických pojistkových spodcích instaluje zepředu, pokud jsou pojistky umístěny v pojistkovém odpínači, je možné připojit indikátor pomocí přídatných bočních kontaktů z boku pojistek, v takovém případě ale musí být při vytažení pojistek z odpínače zajištěn jejich beznapěťový stav. [20]

Stav pojistky je signalizován indikační LED diodou, která je umístěna přímo na zařízení. Podle barvy (červená/zelená) a frekvence blikání lze rozpoznat, zda je pojistka v pořádku, po případě zda je možné vyhodnotit její stav. MEG72 pochopitelně umí komunikovat pomocí standardu RS485, typický způsob zapojení pro dálkovou komunikaci je ve spojení s komunikační jednotkou MEG202.5, která využívá přenos dat prostřednictvím sítě GPRS či LTE. [20]

Všechny měřicí, procesorové a komunikační obvody jsou umístěny v plastovém pouzdře, které je chrání před vlivy okolí. Vzhledem k tomu, že je pouzdro zalité impregnační hmotou, lze indikátor pojistek MEG72 provozovat i ve venkovním prostředí. Pro zajištění funkce indikátoru je třeba nepřetržité napájení ze stejnosměrného zdroje 12 V, který musí být umístěn v příslušné rozpojovací skříní. [20]





Obrázek 14: Indikátor stavu pojistek MEG72. Na obrázku je patrný bílý štítek, na kterém je uvedena jmenovitá hodnota proudu měřené pojistky. [20]

### 5.2.3. Komunikace

Pokud má navržená mřížová síť fungovat jako síť „Smart Grid“, musí být zajištěna vzájemná komunikace mezi jednotlivými prvky sítě, tyto prvky pak musí být schopny komunikovat se vzdáleným dispečinkem. V tuto chvíli jsou ke stávající komunikační síti připojeny téměř výhradně rozpínací stanice, distribuční trafostanice zpravidla připojeny nebývají. Z tohoto důvodu je nutné všechny distribuční trafostanice v uvažované mřížové síti připojit. Konkrétním řešením případně nově vybudované komunikační infrastruktury se však tato práce nezabývá.

Pro vzájemnou komunikaci měřících a ochranných prvků sítě navrhujeme tato zařízení doplnit o komunikační jednotky. Tyto jednotky jsou schopny zajistit výměnu dat s jednotkami MEG40+ a MEG72D pomocí rozhraní RS485, data jsou pak schopny předávat přímo do systému SCADA. V případě naší mřížové sítě bude však použit výhodnější způsob, kdy komunikační jednotky budou s dispečinkem komunikovat prostřednictvím datových koncentrátorů připojených do optické sítě. Koncentrátory budou umístěny ve všech distribučních trafostanicích a budou připraveny také na budoucí zavedení systému AMM.

Uvnitř distribučních trafostanic navrhujeme umístění komunikační jednotky MEG201.5, která je schopna komunikovat s datovým koncentrátorem pomocí rozhraní Ethernet, do rozpojovacích skříní pak navrhujeme umístit komunikační jednotky MEG202.5, které

komunikují pomocí sítě GSM/LTE, případně GSM/GPRS. Bezdrátovou komunikaci rozpojovacích skříní navrhujeme vzhledem k omezenému prostoru a tedy z toho plynoucí absenci koncentrátoru uvnitř skříní.

Pro zvolené modely komunikačních jednotek jsme se rozhodli vzhledem k tomu, že výrobce zajišťuje vzájemnou kompatibilitu všech použitých přístrojů, navíc mohou být měřicí i komunikační zařízení napájena z jednoho zdroje stejnosměrného napětí.

### **5.3. Výpočet ustáleného chodu navrhované sítě**

Při návrhu nového zapojení sítě do mřížové topologie je třeba ověřit, jak se navržené změny projeví při provozu. Z tohoto důvodu byl v prostředí výpočetního programu E-Vlivy vypracován model sítě, který byl použit pro výpočet napěťových poměrů v jednotlivých uzlech sítě, dále pro výpočet proudů, výkonů a impedancí kabelového vedení a transformátorů. Byl modelován jak běžný bezporuchový provozní stav sítě, tak dva případy poruchových stavů, kdy došlo k výpadku jednoho a dvou napáječů VN.

Pro simulaci výpadku napáječů VN byly zvoleny z provozního schématu ty větve sítě VN, jejichž výpadek bude mít největší dopad na síť NN. V případě výpadku jednoho napáječe jde o distribuční trafostanice č. 2818, 2821, 2809, 2804, 2807 a 5383, při výpadku dvou napáječů se přidávají ještě trafostanice č. 2811, 2816, 2813 a 2814.

#### **5.3.1. Zjednodušující předpoklady**

Vzhledem k velkému rozsahu sítě bylo nutné přijmout určitá zjednodušující opatření, aby bylo možné sestavit model a provést potřebné výpočty. Protože se jedná o výpočet ustáleného chodu sítě, neuvažujeme zde přechodové jevy typu spínání zátěží či vznik zkratů.

Při tvorbě modelu nebylo uvažováno kabelové vedení VN, v modelu je nahrazeno napájecími uzly. Dále nebyly uvažovány kabelové spojky, pojistky nebo zasmyčkování kabelů v přípojkových skříních. Pokud bychom každou přípojkovou skříň považovali za uzel, vzniklo by v modelu příliš velké množství uzlů, se kterým by výpočetní program nedokázal pracovat. Proto byly uvažovány pouze rozpojovací skříně, ve kterých je nastaven odebíraný výkon tak, aby zohlednil přípojkové skříně a odběry, které se nachází na stejné větvi. Některé rozpojovací skříně byly ovšem opět kvůli příliš velkému množství uzlů sjednoceny.

Protože nebylo možné získat naměřená data o odebíraném výkonu z jednotlivých trafostanic, byl model vytvořen s ohledem na nejhorší možné zatížení. Příkony jednotlivých odběrů byly odhadnuty z charakteru napájených budov dle [13], v zadané lokalitě se však většinou jedná o bytové domy. V každém bytovém domě v zadané oblasti se předpokládají byty stupně elektrizace „A“, počítáme tedy se soudobým příkonem 3,5 kW na byt. Podle počtu bytů v domě pak volíme odpovídající koeficient soudobosti. Protože se pohybujeme mezi dvaceti až padesáti byty na jednu přípojkovou skříň, počítáme s koeficientem soudobosti v intervalu od 0,34 do 0,27. Na jednotlivých vývodech pak pro každou skupinu přípojkových skříní použijeme koeficient soudobosti podle jejich počtu, nejčastěji 0,64 pro tři a 0,58 pro čtyři přípojkové skříně na vývodu. Pokud se v domě zároveň nachází obchod, restaurace či jiný nebytový odběr, vycházíme opět z podnikové normy KA 101. Při výpočtech předpokládáme, že všechny fáze budou zatěžovány rovnoměrně. V distribuční síti počítáme s účínkem  $\cos\varphi = 0,95$ . [13]

V distribučních trafostanicích byly vždy uvažovány stejné distribuční transformátory dle typového stroje vybraného z katalogu prvků společnosti PREDistribuce, a.s., který je standardně využíván k výpočtům. Jedná se o olejový distribuční transformátor, jeho parametry jsou uvedeny v následující tabulce:

<b>Typ</b>	<b>BEZ kTOHn 378/22</b>
<b>Výkon (kVA)</b>	630
<b>Převod (kV)</b>	22/0,42
<b>Zapojení</b>	Dyn1
<b>Jmenovitý proud primárního vinutí (A)</b>	16,5
<b>Jmenovitý proud sekundárního vinutí (A)</b>	866
<b>Ztráty naprázdno (W)</b>	690
<b>Ztráty nakrátko (W)</b>	6900
<b>Poměrné napětí nakrátko (%)</b>	6

*Tabulka 5: Parametry transformátoru použitého pro výpočty v modelu mřížové sítě.*

Dále zanedbáváme zpětné vlivy sítě NN na síť VN, neboť předpokládáme, že budou osazeny směrové ochrany, které vždy dokonale zafungují.

### 5.3.2. Zadávání vstupních parametrů

Program E-Vlivy je koncipován jako uživatelsky přívětivý, síť se modeluje pomocí symbolů reprezentujících napájecí uzly (v našem případě napáječ VN), transformátory, vedení či zátěže. Po vložení příslušného prvku sítě se zobrazí okno, do kterého se zadávají požadované parametry. Z databáze programu pak lze buď vybrat uložená zařízení, nebo je možné si vytvářet vlastní.

Parametry Transformátoru

Nepovinné parametry

Jméno [2811]

Výrobce

Typ

Povinné parametry

Un1 [kV] [22]

Un2 [kV] [0,42]

St [MVA] [0,63]

Parametry nakrátko

Pk [kW] [6,9]

uk [%] [6]

Výběr transformátoru

Úplné zadání

Zdroj barvy: 0

Parametry naprázdno

io [%] [0,2]

Po [kW] [0,69]

Zapojení vinutí

Primár [D]

Sekundár [yn]

Hodinový úhel

H. úhel [-] [1]

Regulace odboček

reg.  bez r.

Regulační rozsah

Počet odb. [0]

Krok [%]

Jmenovité proudy vinutí

In1 [A] [16,5]

In2 [A] [866]

Uzemnění uzlu primáru

Xn1 [Ohm] [0]

Rn1 [Ohm] [0]

Uzemnění uzlu sekundáru

Xn2 [Ohm] [0]

Rn2 [Ohm] [0]

Poměr impedancí

Ro/R1 [-] [1]

Xo/X1 [-] [1]

Blokový transformátor

OK Zrušit Do Databáze

Obrázek 15: Okno pro zadání parametrů distribučního transformátoru. Vyplněno dle tabulky 5.

Parametry vedení

Nepovinný parametr

Název vedení: V148

Parametry vedení

Napětí: 0.4

Druh: kabel

Typ: 185AYKY95

R/km [Ohm/km]: 0.167

X/km [Ohm/km]: 0.068

B/km [uS/km]: 1

Imax [A]: 313

Délka [km]: 0.195

Databáze:

Obrázek 16: Okno pro zadání parametrů vedení. Tyto parametry pro kabel AYKY o průřezu  $3 \times 185 + 95 \text{ mm}^2$  byly uloženy v databázi programu.

Parametry Zátěže

Typ: U, P, cos fi

Název: 2315

U [kV]: 0.4

P [kW]: 64

cos fi: 0.95

Qk [kVAr]:

Obrázek 17: Okno pro zadávání parametrů zátěže. Vyplněno podle tabulky 5.

Tímto způsobem byl vytvořen celý model mřížové sítě. Model se skládá z 16 napájecích uzlů reprezentujících napáječe VN, 18 distribučních transformátorů, 155 kabelů a 72 uzlů

s připojenou zátěží, které reprezentují buď rozpojovací skříně, nebo vhodně umístěné odběry.

Pokud je za číselným názvem zátěže písmeno „z“, jde o zátěž napájenou přímo z rozvaděče distribuční trafostanice, v případě písmena „v“ jde o uzel, který je umístěn v místě velkého počtu skutečných odběrů, kde není poblíž rozpojovací skříně. Ostatní názvy odběrů pak odpovídají příslušným rozpojovacím skříním. Zjednodušené schéma NN mřížové sítě, které bylo použito k tvorbě modelu, lze spolu se schématem vytvořeným v programu E-Vlivy a seznamem všech použitých prvků mřížové sítě najít v příloze 8.7.

### 5.3.3. Výpočetní metoda

Pro výpočet ustáleného chodu soustavy byla zvolena Gauss-Seidelova iterační metoda, která je v programu implementována. Tato výpočetní metoda pracuje s nelineárními rovnicemi, kterými je soustava popsána. Příslušné rovnice lze získat pomocí metody uzlových napětí, se kterou program rovněž pracuje.

Každý uzel soustavy je charakterizován čtyřmi veličinami. Jedná se o činný výkon  $P$  ( $W$ ), jalový výkon  $Q$  ( $VAR$ ), velikost napětí  $U$  ( $V$ ) a fázový úhel napětí  $\delta$  ( $^\circ$ ). Je-li výkon do uzlu dodáván, má kladné znaménko, pokud je z uzlu odebírán, má znaménko záporné. Vždy je nutné znát alespoň dva parametry uzlu, zbylé parametry jsou se zadanou přesností dopočítány. Podle známých veličin pak lze uzly rozdělit na uzel PU, kde známe činný výkon a velikost napětí, uzel PQ, který zpravidla reprezentuje zátěž a je zde známý činný a jalový výkon a bilanční uzel Slack, který vyrovnává dodávané výkony a ztráty v soustavě. Uzel Slack je definován velikostí napětí a jeho úhlem. V našem modelu používáme pouze uzly typu PQ v podobě zátěží a bilanční uzly Slack, které jsou reprezentovány napájecími uzly jednotlivých distribučních trafostanic.

Výpočet probíhá podle následujícího postupu. Uvažujme obecnou elektrickou síť s  $n$ -uzly, pro proud v  $i$ -tém uzlu pak platí vztah:

$$\hat{I}_i = u_j \cdot \sum_{j=0}^n \hat{y}_{ij} - \sum_{j=1}^n \hat{y}_{ij} \cdot u_j \quad (5.1)$$

Dále platí vztah

$$\hat{I}_i = \frac{p_i - jq}{u_i^*} \quad (5.2)$$

Vztahy 5.1 a 5.2 lze za předpokladu  $i \neq j$  dát do rovnosti, pro danou síť tak vznikne soustava nelineárních rovnic, kterou je nutné řešit numericky pomocí iterační metody. Pokud Gauss-Seidelova metoda počítá uzlová napětí, používá se iterační vztah:

$$u_i^{(k+1)} = \frac{p_i - jq_i + \sum y_{ij} \cdot u_j^{(k)}}{\sum y_{ij}} \quad (5.3)$$

Pro výpočet činného a jalového výkonu platí tyto vztahy:

$$p_i^{(k+1)} = Re \left\{ u_i^{*(k)} \cdot \left[ u_i^{(k)} \cdot \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij} \cdot u_j^{(k)} \right] \right\} \quad (5.4)$$

a

$$q_i^{(k+1)} = -Im \left\{ u_i^{*(k)} \cdot \left[ u_i^{(k)} \cdot \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij} \cdot u_j^{(k)} \right] \right\} \quad (5.5)$$

Indexy (k) a (k+1) označují pořadí iterace, úplně první iterace pak vychází z počátečního odhadu výsledků. Vztahy platí za předpokladu  $i \neq j$ , všechny uvedené veličiny jsou v poměrných jednotkách.

Výpočet skončí po dosažení výsledku, který odpovídá požadované přesnosti. Tu udává následující podmínka:

$$\left| \widehat{U}_i^{(k+1)} - \widehat{U}_i^k \right| \leq \varepsilon \quad (5.6)$$

Kde  $\varepsilon$  značí požadovanou přesnost, pro napětí U je doporučen interval od 0,00001 do 0,00005, my jsme počítali právě s  $\varepsilon = 0,00001$ . Pro výkony je doporučena přesnost 0,001, s touto hodnotou jsme rovněž počítali. Hodnoty jsou udávány opět v poměrných jednotkách. [21]

Činné ztráty vedení pak získáme pomocí součtu činných výkonů jednotlivých uzlů, které vedení spojuje, činné výkony na opačných koncích vedení mají vždy rozdílná znaménka. Ztráty jsou pak dány vztahem

$$\Delta P_{ij} = P_i + P_j \quad (5.7)$$

### 5.3.4. Vypočtené hodnoty

Výpočet byl zaměřen především na proudy v jednotlivých větvích, úbytky napětí v uzlech a zatížení distribučních trafostanic, a to v provozním bezporuchovém stavu i v případě výpadku jednoho a dvou napáječů VN. Dále byly počítány zkratové impedance a zkratové výkony v uzlech a ztráty na vedeních a transformátorech. Pro informativní porovnání byly také vypočteny ztráty a vytížení distribučních transformátorů stávajícího paprskového zapojení.

Vzhledem k velkému rozsahu sítě bylo získáno obrovské množství výsledků, proto jsou zde uvedeny pouze vybrané nejdůležitější údaje. Napěťové poměry jsou zde uvedeny pouze v uzlech, které se nachází daleko od distribučních trafostanic nebo je k nim připojena významná zátěž. Veškeré vypočítané číselné údaje jsou uvedeny v příloze 8.8.

#### 5.3.4.1. Vypočtené parametry distribučních transformátorů ve stávajícím zapojení

Paprskový provoz			
Paprsek	$\Delta P_{tr}$ (kW)	$\Delta P_p$ (kW)	Využití (%)
1525	1,14	2,33	24,9
2803	1,38	2,28	31,6
2805	3,12	6,36	61,7
2806	1,34	2,99	30,8
2807	1,22	2,10	27,3
2809	1,45	1,99	33,5
2811	1,24	2,30	27,8
2813	1,06	1,43	22,3
2814	1,41	2,10	32,4
2815	1,25	1,63	28,1
2816	2,63	5,27	54,9
2818	1,31	2,39	29,9
2821	1,07	1,52	22,4
5383	1,62	3,20	37,3
2232a	0,77	0,79	4,0
2232b	2,88	6,57	58,4
2804a	1,65	6,14	37,8
2804b	1,06	1,55	22,2

Tabulka 6: Vybrané parametry distribučních transformátorů, stávající zapojení. Jsou uvedeny jak ztráty jednotlivých strojů  $\Delta P_{tr}$ , tak ztráty celého paprsku  $\Delta P_p$ .



### 5.3.4.2. Vypočtené parametry distribučních transformátorů v mřížové síti

Bezporuchový chod			
Prvek	$I_{\text{sek}}$ (A)	$\Delta P$ (kW)	Využití (%)
1525	197,42	1,08	23,0
2803	228,21	1,66	26,6
2805	231,90	1,21	27,0
2806	225,47	1,18	26,2
2807	218,77	1,16	25,4
2809	252,00	1,29	29,3
2811	228,34	1,19	26,5
2813	201,48	1,10	23,4
2814	236,50	1,22	27,5
2815	262,17	1,33	30,5
2816	276,04	1,39	32,1
2818	203,79	1,11	23,7
2821	208,82	1,12	24,3
5383	191,96	1,07	22,3
2232a	222,24	1,17	25,8
2232b	231,92	1,21	27,0
2804a	210,76	1,13	24,5
2804b	211,70	1,13	24,6

Tabulka 7: Vybrané parametry distribučních transformátorů, provozní stav bez poruchy.

Porucha jednoho napáječe VN			
Prvek	$I_{\text{sek}}$ (A)	$\Delta P$ (kW)	Využití (%)
1525	329,12	1,66	38,2
2803	340,88	2,20	39,6
2805	406,51	2,13	47,1
2806	394,74	2,06	45,8
2811	371,88	1,91	43,1
2813	381,86	1,97	44,3
2814	381,65	1,97	44,2
2815	403,42	2,11	46,8
2816	422,10	2,24	48,9
2232a	309,10	1,56	35,9
2232b	324,91	1,64	37,7

Tabulka 8: Vybrané parametry distribučních transformátorů, chod při poruše jednoho napáječe VN.

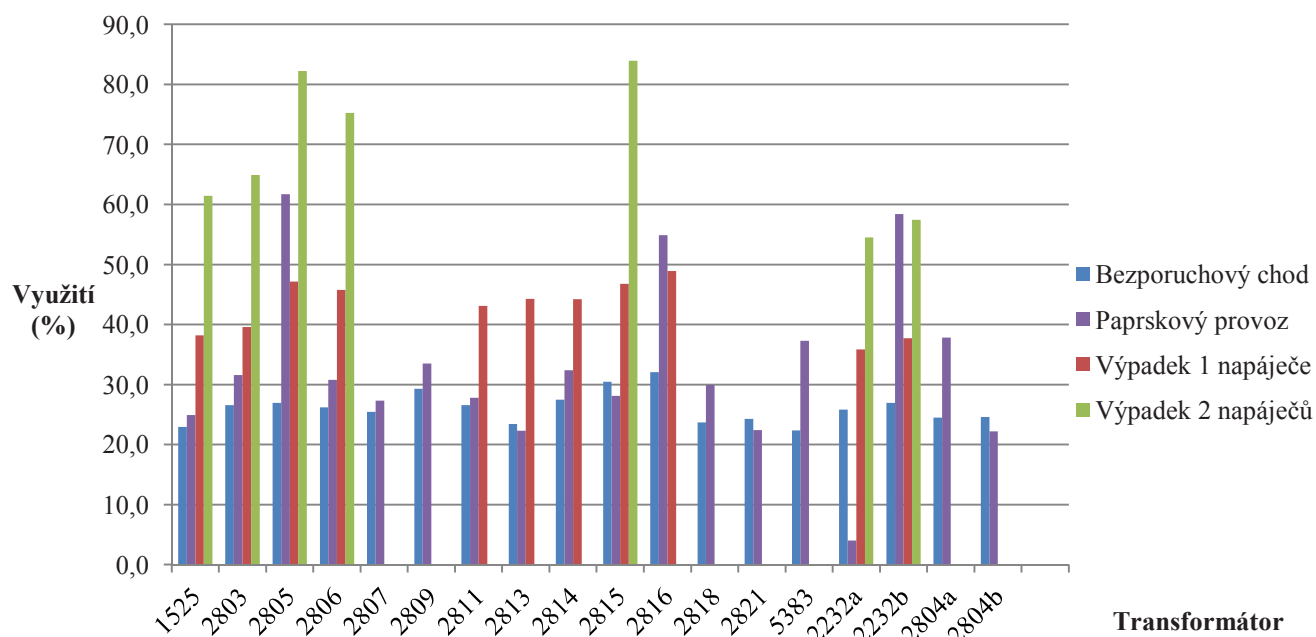
<b>Porucha dvou napáječů VN</b>			
<b>Prvek</b>	<b><math>I_{sek}</math> (A)</b>	<b><math>\Delta P</math> (kW)</b>	<b>Využití (%)</b>
<b>1525</b>	530,74	3,11	61,5
<b>2803</b>	560,11	3,89	64,9
<b>2805</b>	710,46	4,96	82,2
<b>2806</b>	650,20	4,28	75,3
<b>2815</b>	725,41	5,14	84,0
<b>2232a</b>	470,59	2,61	54,5
<b>2232b</b>	495,94	2,81	57,4

*Tabulka 9: Vybrané parametry distribučních transformátorů, chod při poruše dvou napáječů VN.*

Z vypočtených parametrů je patrné, že napáječe VN jsou dobře prostřídány, síť je navržena jako velmi robustní a je schopna provozu i v případě, že dojde k výpadku dvou napáječů VN. Mřížovou síť v takovém případě napájí pouze 7 z celkových 18 distribučních transformátorů, ty ale nejsou vůbec přetěžovány, většina nedosahuje ani 70 % zatížení.

V běžném provozním stavu jsou naopak transformátory provozovány se zatížením v průměru pouze okolo 26 %, což je velmi nízká hodnota. Soustava je tedy bezpečně připravena pro budoucí rozšiřování a zvyšování výkonových nároků. Grafické znázornění výsledků je možné vidět na obrázku 11, pro porovnání je v grafech uvedeno i využití distribučních transformátorů v současném paprskovém zapojení sítě.

## Využití distribučních transformátorů



Obrázek 18: Grafické znázornění využití distribučních transformátorů při provozních a poruchových stavech.

### 5.3.4.3. Vypočtené parametry vybraných uzlů

Z celkového počtu 88uzlů bylo vybráno 10 významných, u nichž jsou vidět nejvýraznější změny při výpadech napáječů VN. Jedná se o uzly, které jsou vzdálené od distribučních trafostanic, případně je v daném místě připojena velká zátěž.

Bezporuchový chod				Výpadek jednoho napáječe VN			
Uzel	U (kV)	$\Delta U_n$ (%)	$S_k$ (MVA)	Uzel	U (kV)	$\Delta U_n$ (%)	$S_k$ (MVA)
U3	0,415	-3,80	13,94	U3	0,410	-2,57	10,68
U11	0,416	-4,00	12,83	U11	0,414	-3,53	12,24
U21	0,414	-3,46	9,45	U21	0,410	-2,62	8,37
U28	0,417	-4,21	22,64	U28	0,414	-3,40	19,10
U54	0,415	-3,84	22,66	U54	0,412	-3,03	19,93
U56	0,414	-3,60	12,99	U56	0,411	-2,70	11,92
U70	0,414	-3,61	13,02	U70	0,413	-3,30	12,78
U80	0,415	-3,78	13,57	U80	0,414	-3,53	13,39
U86	0,414	-3,58	16,18	U86	0,412	-3,03	15,45
U97	0,416	-4,10	42,59	U97	0,412	-3,06	28,04
U99	0,415	-3,64	12,01	U99	0,410	-2,51	10,24

Výpadek dvou napáječů VN			
Uzel	U (kV)	$\Delta U_n$ (%)	$S_k$ (kVA)
U3	0,398	0,39	8,39
U11	0,402	-0,49	8,77
U21	0,406	-1,59	8,08
U28	0,407	-1,65	15,30
U54	0,405	-1,29	16,99
U56	0,402	-0,59	10,56
U70	0,411	-2,68	12,58
U80	0,412	-2,89	13,05
U86	0,407	-1,75	14,35
U97	0,405	-1,31	21,29
U99	0,403	-0,68	9,11

Tabulka 10: Velikosti, úbytky napětí, zkratové impedance a výkony ve významných uzlech mřížové sítě při bezporuchovém chodu a poruchových stavech.

Z vypočtených hodnot je možné pozorovat rostoucí úbytky napětí v případě nižšího počtu funkčních distribučních trafostanic. To je dáno pochopitelně rostoucí vzdáleností uzlu od zdravých napáječů, ale také za to mohou výrazně vyšší proudy, které tečou ze zbývajících funkčních napájecích bodů. Záporné hodnoty úbytků napětí znamenají, že jsou hodnoty napětí v uzlech vztaženy ke jmenovité hodnotě napětí odpovídající 400 V, a tedy je napětí v síti vlastně vyšší než požadované. Protože jsou ale v soustavě provozovány distribuční transformátory se jmenovitou hodnotou napětí na sekundárním vinutí 420 V, pro úbytky napětí vzniká značná „rezerva“. Díky tomu vyhovuje síť na úbytky napětí i při výpadku většiny trafostanic, jsou dodrženy hodnoty předepsané normou ČSN 50 160.

S přeměnou sítě na mřížové zapojení v uzlech pochopitelně také vzrostly zkratové výkony, čímž došlo poklesem zkratových impedancí, neboť uzly jsou nyní napájeny minimálně ze dvou míst. Oproti původnímu zapojení tak zkratové výkony v uzlech vzrostly až desetkrát, podle vzdálenosti od distribuční trafostanice. Nejvyšší zkratový výkon je v bezporuchovém stavu v uzlu U97, zde dosahuje hodnoty  $S_k = 42,59$  MVA. Zkratové proudy však ani tak nepřekročí maximální hodnotu, kterou jsou schopny stávající jistící prvky vypnout.

#### 5.3.4.4. Vypočtené parametry vedení

Vzhledem k velkému množství dat nemá smysl zde uvádět parametry jednotlivých úseků vedení, jejich podrobný výpis se nachází v příloze 8.8. Pro ukázkou bylo vybráno 15 úseků, ve kterých se výrazně mění proud při bezporuchovém a poruchovém stavu. Výpočet se zaměřil především na proudy a ztráty ve vedení.

<b>Bezporuchový chod</b>				
<b>Vedení</b>	<b>Uzly</b>	<b>I (A)</b>	<b>Z (<math>\Omega</math>)</b>	<b><math>\Delta P</math> (kW)</b>
<b>V013</b>	U4 - U5	14,63	0,014	0,01
<b>V014</b>	U5 - U7	56,67	0,014	0,13
<b>V043</b>	U22 - U23	103,24	0,015	0,44
<b>V054</b>	U46 - U47	4,59	0,021	0,00
<b>V057</b>	U41 - U44	12,07	0,018	0,01
<b>V073</b>	U13 - U33	12,66	0,005	0,00
<b>V074</b>	U19 - U34	25,37	0,018	0,03
<b>V083</b>	U23 - U26	27,91	0,025	0,05
<b>V093</b>	U46 - U48	4,02	0,013	0,00
<b>V115</b>	U63 - U64	47,07	0,017	0,10
<b>V131</b>	U52 - U95	35,02	0,042	0,14
<b>V142</b>	U52 - U98	25,71	0,018	0,03
<b>V151</b>	U51 - U54	29,94	0,013	0,03
<b>V161</b>	U51 - U87	10,60	0,020	0,01
<b>V203</b>	U73 - U76	83,93	0,003	0,06

Tabulka 11: Vybrané parametry vedení, bezporuchový chod.

<b>Porucha jednoho napáječe VN</b>				
<b>Vedení</b>	<b>Uzly</b>	<b>I (A)</b>	<b>Z (<math>\Omega</math>)</b>	<b><math>\Delta P</math> (kW)</b>
<b>V014</b>	U4 - U5	120,99	0,014	0,59
<b>V015</b>	U5 - U7	114,86	0,012	0,44
<b>V043</b>	U22 - U23	75,43	0,015	0,23
<b>V054</b>	U46 - U47	7,51	0,021	0,00
<b>V057</b>	U41 - U44	54,27	0,018	0,15
<b>V073</b>	U13 - U33	59,58	0,005	0,04
<b>V074</b>	U19 - U34	11,15	0,018	0,01
<b>V083</b>	U23 - U26	4,94	0,025	0,00
<b>V093</b>	U46 - U48	7,95	0,013	0,00
<b>V115</b>	U63 - U64	77,97	0,017	0,28
<b>V131</b>	U52 - U95	3,95	0,042	0,00
<b>V142</b>	U52 - U98	46,56	0,018	0,11
<b>V151</b>	U51 - U54	3,37	0,013	0,00
<b>V161</b>	U51 - U87	29,23	0,020	0,05
<b>V203</b>	U73 - U76	126,78	0,003	0,14

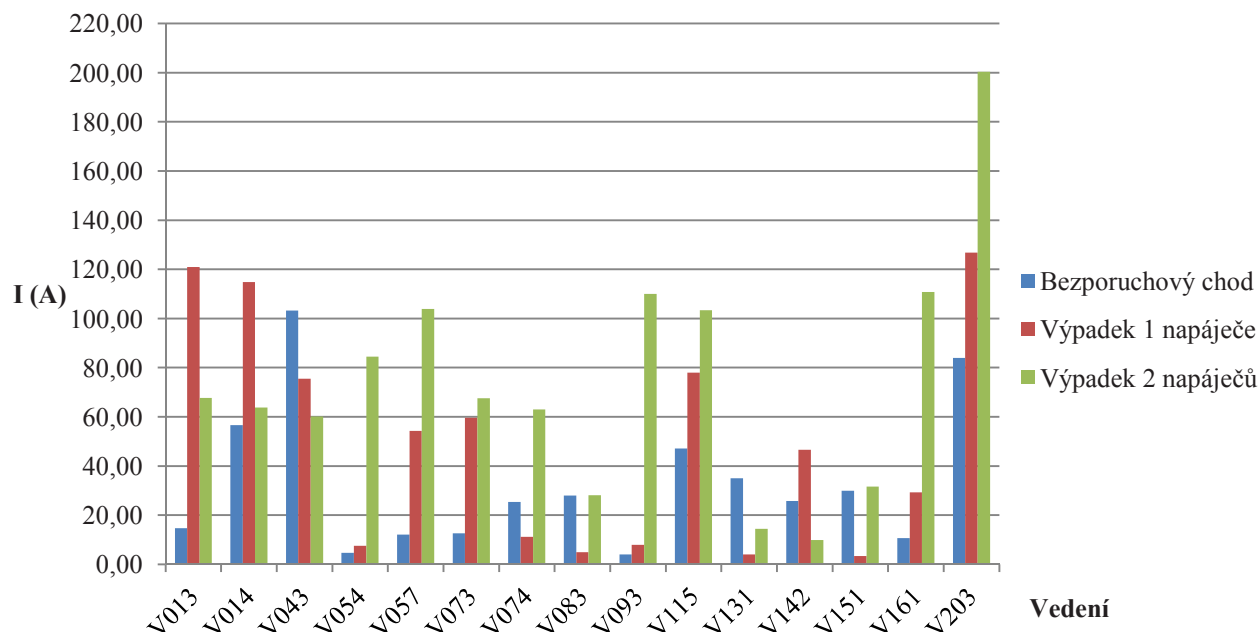
Tabulka 12: Vybrané parametry vedení, výpadek jednoho napáječe VN.

Porucha dvou napáječů VN				
Vedení	Uzly	I (A)	Z ( $\Omega$ )	$\Delta P$ (kW)
V014	U4 - U5	67,66	0,014	0,18
V015	U5 - U7	63,82	0,012	0,13
V043	U22 - U23	60,07	0,015	0,15
V054	U46 - U47	84,49	0,021	0,41
V057	U41 - U44	103,84	0,018	0,54
V073	U13 - U33	67,58	0,005	0,06
V074	U19 - U34	62,98	0,018	0,20
V083	U23 - U26	28,07	0,025	0,05
V093	U46 - U48	110,02	0,013	0,44
V115	U63 - U64	103,39	0,017	0,49
V131	U52 - U95	14,41	0,042	0,02
V142	U52 - U98	9,86	0,018	0,01
V151	U51 - U54	31,61	0,013	0,04
V161	U51 - U87	110,74	0,020	0,68
V203	U73 - U76	200,35	0,003	0,34

Tabulka 13: Vybrané parametry vedení, výpadek dvou napáječů VN.

Z vypočtených parametrů lze pozorovat měnící se proudové zatížení jednotlivých kabelů v závislosti na množství a vzdálenosti nefunkčních napájecích bodů při poruchových stavech, přenášený proud však při současném zatížení v žádném vedení nepřesáhne maximální povolenou hodnotu trvalého proudu, která je pro kabel AYKY o jmenovitém průřezu  $3 \times 185 + 95 \text{ mm}^2$  rovna 313 A. Nejvyšší hodnoty dosahuje v provozním stavu proud ve vedení V043 spojující uzly U22 a U23, hodnota proudu zde dosahuje hodnoty 103,2 A. Maximální provozní proud v soustavě pak teče ve vedení V203 spojující uzly U73 a U76, teče zde proud o velikosti 200,3 A. S rostoucí hodnotou přenášeného proudu pak pochopitelně rostou i ztráty na vedení. Na následujícím obrázku lze vidět zatížení vybraných vedení.

## Proudové zatížení vedení



Obrázek 19: Grafické znázornění proudového zatížení při různých provozních stavech.

Protože v budoucnu určitě dojde k obnově kabelového vedení a budou použity kabely AYKY o jmenovitém průřezu  $3 \times 240 + 120 \text{ mm}^2$ , zvýší se přenosová kapacita vedení a sníží se impedance vodičů a tím i ztráty na vedení, ovšem také dojde k dalšímu nárůstu zkratového výkonu.

### 5.3.4.5. Celkové činné ztráty v mřížové síti

Důležitým ukazatelem jsou celkové ztráty v síti. Ty byly vypočítány na základě znalosti vypočtených ztrát distribučních transformátorů a vedení. Získané celkové ztráty pak byly porovnány se ztrátami v současně paprskově provozovaných úsecích sítě v zadané lokalitě. V tabulce 14 jsou uvedeny hodnoty činných ztrát jednotlivých provozních stavů.

Provozní stav	$\Delta P$ (kW)
Paprskový provoz	52,92
Mřížová síť bez poruchy	31,71
Výpadek jednoho napáječe VN	37,23
Výpadek dvou napáječů VN	65,09

Tabulka 14: Celkové činné ztráty v soustavě v závislosti na provozním stavu.

Z tabulky 14 je evidentní, že při přepojení stávající zauzlené, radiálně provozované sítě na mřížovou síť rapidně sníží celkové ztráty, v tomto případě o 40 %. Také je patrný nárůst

ztrát, který je spojen s výpadky napáječů VN. To je spojeno s klesající rovnoměrností zatížení jednotlivých vedení, kdy proudy podle očekávání dosahují v blízkosti distribučních transformátorů výrazně vyšších hodnot než ve vzdálenějších částech soustavy.

#### 5.4.Náklady na přestavbu sítě

Pro odhad nákladů na přestavbu stávající zauzlené, radiálně provozované sítě na mřížovou byly vypracovány dvě varianty. První varianta počítá s maximálním využitím stávající infrastruktury, bude tedy ponecháno stávající kabelové vedení v celé délce. V druhé variantě pak bude do nákladů zahrnuta i výměna stávajících kabelů. Vybudování potřebné komunikační infrastruktury a pořízení datových koncentrátorů zde není řešeno.

##### 5.4.1. Varianta A – přestavba se zachováním stávající ho kabelového vedení

Položka	Mj.	Cena mj. bez DPH	Počet mj.	Celková cena bez DPH
Pojistka PHN2 315 A gG	ks	142 Kč	1 059	150 375 Kč
Motorový pohon OEZ MP-BL-X230 230 V pro jističe BL1000	ks	19 521 Kč	18	351 378 Kč
Komunikační jednotka MEg201.5	ks	8 600 Kč	16	137 600 Kč
Komunikační jednotka MEg202.5 LTE vč. antény	ks	9 120 Kč	78	711 360 Kč
Směrová ochrana NN MEg51	ks	18 600 Kč	18	334 800 Kč
Souprava monitoru vývodu MEg71D včetně měřicí lišty MEgML71	ks	5 900 Kč	116	684 400 Kč
Indikátor stavu pojistky MEg72	ks	1 370 Kč	711	974 070 Kč
Napájecí zdroj 12V MEg101.4	ks	6 900 Kč	98	676 200 Kč
Rozvaděč NN RD 1000 – LH/8d, skříňový	ks	107 800 Kč	18	1 940 400 Kč
Rozvaděč NN RD 1000 – LH/10d, skříňový	ks	116 900 Kč	1	116 900 Kč
Rozvaděč VN Siemens 8DJH, zapojení RRT	ks	230 300 Kč	10	2 303 000 Kč
Rozvaděč VN Siemens 8DJH, zapojení RRTT	ks	277 400 Kč	1	277 400 Kč
Rozvaděč VN Siemens 8DJH, zapojení RRRT	ks	270 200 Kč	4	1 080 800 Kč



Rozvaděč VN Siemens 8DJH, zapojení RRRTT	ks	317 500 Kč	1	317 500 Kč
--	----	------------	---	------------

*Tabulka 15: Náklady na přestavbu stávající sítě, varianta A. Rozvaděče VN jsou doplněny o standardní motorové pohony odpínačů, motorkontroléry, přístroje pro měření a komunikaci.*

Celkové náklady na přeměnu stávající zauzlené, radiálně provozované sítě na mřížovou včetně doplnění zařízení pro měření, indikaci a komunikaci činí 10 056 183 Kč bez DPH.

#### 5.4.2. Varianta B – přestavba včetně obnovy kabelového vedení

V této variantě budou použity všechny prvky z varianty A. Dodatečné položky budou uvedeny v následující tabulce:

Položka	Mj.	Cena mj. bez DPH	Počet mj.	Celková cena bez DPH
Kabel 1-AYKY-J-OT 3x240+120 mm <sup>2</sup>	m	257,60 Kč	16 167	4 164 619 Kč
Montáž kabelu, volně uloženého	m	64,70 Kč	16 167	1 046 005 Kč
Ruční hloubení kabelové rýhy, šířka 50 cm, hloubka 80 cm	m	292 Kč	15 547	4 539 724 Kč
Ruční zásyp kabelových rýh, šířka 50 cm, hloubka 60 cm	m	59,80 Kč	15 547	929 711 Kč
Zřízení pískového kabelového lože, tloušťka 10 cm	m	91,90 Kč	15 547	1 428 770 Kč
Zákrytová deska PVC, 200x1000 mm	ks	15,30 Kč	15 547	237 869 Kč
Chráníčka – trubka vrapovaná, průměr 160 mm	m	102 Kč	1 830	186 660 Kč

*Tabulka 16: Náklady na přestavbu stávající sítě, varianta B.*

Náklady na obnovu kabelového vedení NN činí 12 533 358 Kč bez DPH, celkové náklady na přeměnu sítě by tak činily 22 589 541 Kč bez DPH. Do nákladů však nebyly započteny náklady na obnovu povrchů narušených chodníků a vozovky.

## 6. ZÁVĚR

Cílem této práce bylo seznámit se s problematikou mřížových sítí na úrovni nízkého napětí, zmapovat možnosti využití této topologie v současných podmínkách distribuční soustavy a navrhnout způsob přechodu stávající zauzlené, radiálně provozované sítě na mřížovou, ve které budou implementovány prvky Smart Grids. Pro tento úkol byla vybrána lokalita v pražských Vinohradech, kde byla mřížová síť již dříve provozována, ovšem kvůli problematickému chodu došlo k jejímu rozpojení do paprskového provozu.

Tato práce je rozdělena do čtyř částí. První část se věnuje problematice topologií distribučních sítí s důrazem na mřížové sítě, jsou zde rozebírány výhody a nevýhody různých způsobů zapojení. Druhá část se zabývá sítěmi Smart Grids, popisuje legislativní rámec a obecnou koncepci těchto sítí a rozebírá možnosti implementace prvků chytrých sítí do mřížových sítí. Třetí část je věnována zásadám navrhování distribučních sítí na úrovni vysokého a nízkého napětí, jsou zde popsány obecné způsoby dimenzování jednotlivých prvků sítě a postupy návrhu v sítích spravovaných společnostmi PREdistribuce, a.s. Ve čtvrté a poslední části je uveden samotný návrh přestavby stávající zauzlené, radiálně provozované sítě na úrovni nízkého napětí na mřížovou síť s prvky Smart Grids. Jsou zde navrženy systémy pro měření a signalizaci, kterými by měly být vybaveny všechny významné uzly sítě, rovněž byl sestaven výpočetní model mřížové sítě, na kterém byly ověřovány napěťové poměry, toky proudů, výkonů a ztráty v síti. Model byl použit pro výpočet ustáleného chodu soustavy v bezporuchovém stavu a ve dvou poruchových stavech, které reprezentovaly výpadek jednoho a dvou napáječů VN. Nakonec byly odhadnuty náklady na přestavbu sítě, které při ponechání stávajícího kabelového vedení činí 10 056 183 bez DPH, pokud by došlo k obnově kabelového vedení, náklady by vzrostly na 22 589 541 Kč bez DPH.

Výpočty prokázaly, že stávající zauzlená, radiálně provozovaná síť je bez problému schopna přejít bez úprav kabelového vedení do mřížové topologie za předpokladu, že dojde k doplnění distribučních trafostanic a rozpojovacích skříní o „chytré“ prvky zajišťující měření, indikaci a především komunikaci se vzdáleným dispečinkem, aby bylo možné pružně reagovat na vzniklé poruchy, které byly problémem v minulosti. Mřížová síť pak podle výpočtů vykazuje o 40 % nižší ztráty než stávající zapojení a vytížení jednotlivých distribučních transformátorů je velmi nízké, takže je síť připravena i na rostoucí požadavky na odebíraný výkon, které jsou spojeny především s elektromobilitou. Díky dobrému prostřídání napáječů VN je síť také odolná vůči poruchám na straně vysokého napětí a je schopna fungovat i při výpadku dvou napájecích linií bez přetěžování distribučních

transformátorů. Tuto provozní odolnost je navíc síť schopna zachovat i v případě připojení nejméně pěti rovnoměrně rozmístěných významných odběrů o velikosti 150 kW. V takovém případě v síti ani při výpadku dvou napáječů neklesne napětí pod 98 % jmenovité hodnoty a stávající kabelové vedení nebude přetěžováno. Některé distribuční transformátory pak sice mohou být vytíženy až okolo hodnoty 100 %, ovšem nejedná se o dlouhodobý provozní stav.

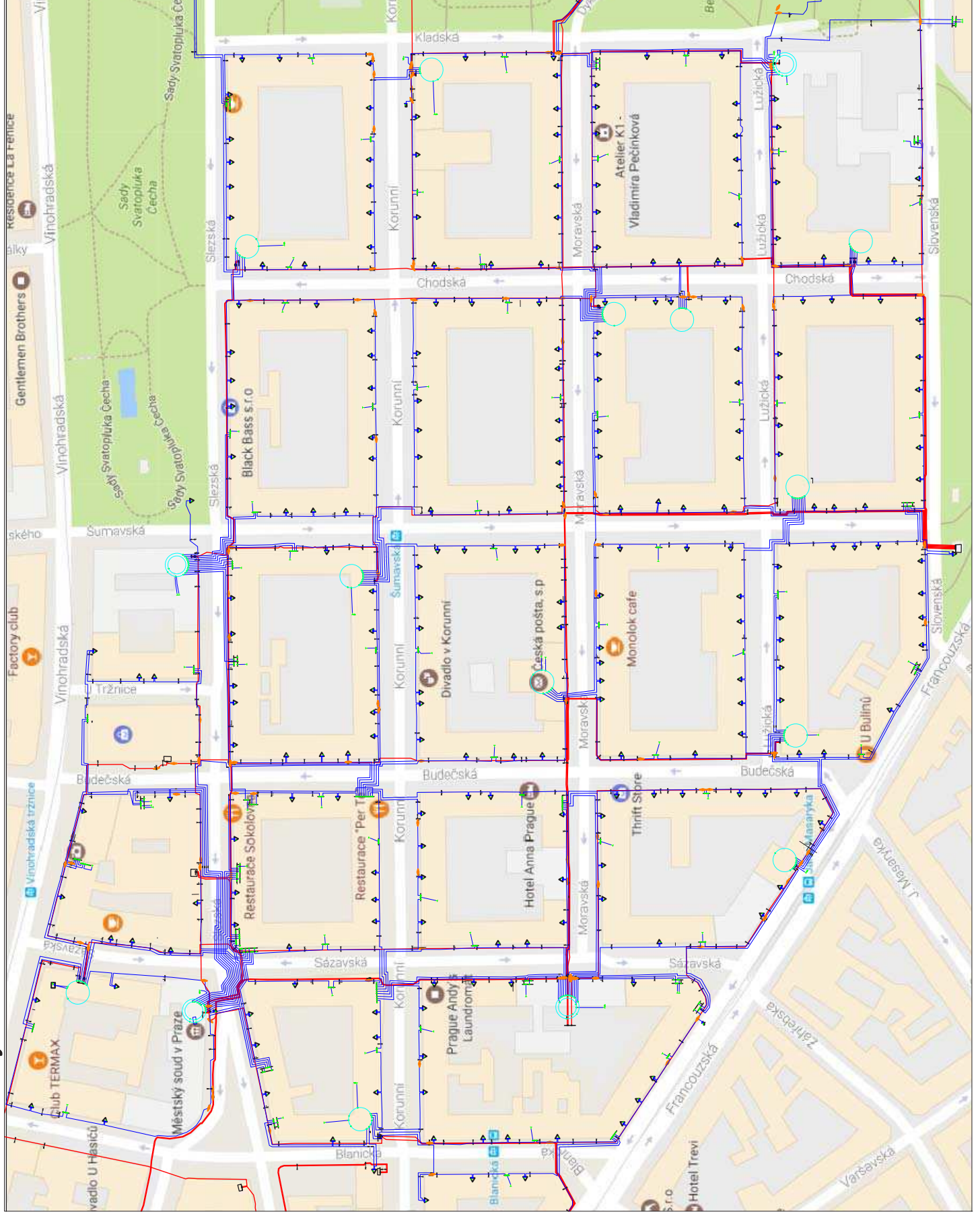
## 7. POUŽITÁ LITERATURA

- [1] TOMAN, Petr. *Provoz distribučních soustav*. Praha: České vysoké učení technické v Praze, 2011. ISBN 978-80-01-04935-8.
- [2] PAVLOVSKÝ, Bohumír. *Elektrické sítě v městech a sídlištích: určeno [těž] stud. elektrotechn. fakult a žákům elektrotechn. prům. škol*. Praha: SNTL, 1975. Řada elektrotechnické literatury.
- [3] TLUSTÝ, Josef. *Návrh a rozvoj elektroenergetických sítí*. Praha: České vysoké učení technické v Praze, 2011. ISBN 978-80-01-04939-6.
- [4] SOUČEK, Jan. *Perspektivy mřížových sítí*. Časopis Energetika, 12/2013, ISSN 0375-8842.
- [5] POSPÍCHAL, Josef. *Princip smart a mřížové sítě nn*. Časopis Elektro, 5/2013, ISSN 1210-0889.
- [6] BUBENÍK, Josef. *Struktura elektrizační soustavy ČR*. Časopis Elektro, 8-9/2013, ISSN 1210-0889.
- [7] PROCHÁZKA, Radek. *Druhy elektrického silnoprůdého rozvodu*. Online. Dostupné z <http://www.tzb-info.cz/4035-druhy-elektrického-silnoprudeho-rozvodu>
- [8] ODBOR 10500. *Státní energetická koncepce České republiky*. Ministerstvo průmyslu a obchodu. Publikováno 19.5.2015. Online. Dostupné z <http://www.mpo.cz/assets/dokumenty/52826/60155/632395/priloha004.pdf>
- [9] ODBOR 32100. *Národní akční plán pro chytré sítě (NAP SG)*. Ministerstvo průmyslu a obchodu. Publikováno 9.6.2015. Online. Dostupné z <http://www.mpo.cz/assets/dokumenty/52353/60358/633373/priloha003.pdf>
- [10] *Výroční zpráva ERÚ o provozu ES ČR 2015*. Online. Dostupné z <http://www.eru.cz/cs/poskytovani-informaci/vyrocní-zpravy-eru-o-cinnosti-v-oblasti-poskytovani-informaci-zakona-c-106-1999-sb>
- [11] Klepáč, J. a kol. *Provozně technická pravidla: Koncepce distribučních soustav velkých měst 23.80*. ČEZ koncern. Platnost od 1. 1. 1981.
- [12] Podniková norma PREdi č. KA 201: *Zásady navrhování sítí 22 kV*. 3a. Praha: PREdi, oddělení Technický controlling, 2006.
- [13] Podniková norma PREdi č. KA 101: *Zásady navrhování sítí NN*. 3a. Praha: PREdi, oddělení Technický controlling, 2006.
- [14] Podniková norma PREdi č. KA 506: *Zásady rozvoje sdělovacích sítí pro TR a RS*. 1. Praha: PREdi, oddělení Technický controlling, 2011

- [15] Podniková norma PREDi č. SK 233: *Jednožilový kabel 22-AXEKVCER*. 2a. Praha: PREDi. 2015
- [16] Podniková norma PREDi č. KT 203: *Zásady řešení vestavěných distribučních transformačních stanic*. 4b. Praha: PREDi, 2006
- [17] Podniková norma PREDi č. SK 113: *Silový kabel 1-AYKY-J-OT*. 1. Praha: PREDi, 2017
- [18] Uživatelské informace. *Směrová NN ochrana MEG51*. MEgA – Měřicí Energetické Aparáty, a.s.. 2013
- [19] Uživatelský návod. *Souprava monitoru vývodu MEG71*. MEgA – Měřicí Energetické Aparáty, a.s., 2015
- [20] Uživatelská příručka. *Indikátor stavu pojistky MEG72*. MEgA – Měřicí Energetické Aparáty, a.s., 2015
- [21] SAADAT, Hadi. *Power system analysis*. Boston: WCB/McGraw-Hill, 1999. ISBN 0075616343.
- [22] Technická norma ČSN EN 50160 ed. 3: *Charakteristiky napětí elektrické energie dodávané z veřejných distribučních sítí*. Praha: Úřad pro technickou normalizaci, metrologii a státní zkušebnictví 2011

## 8. PŘÍLOHY

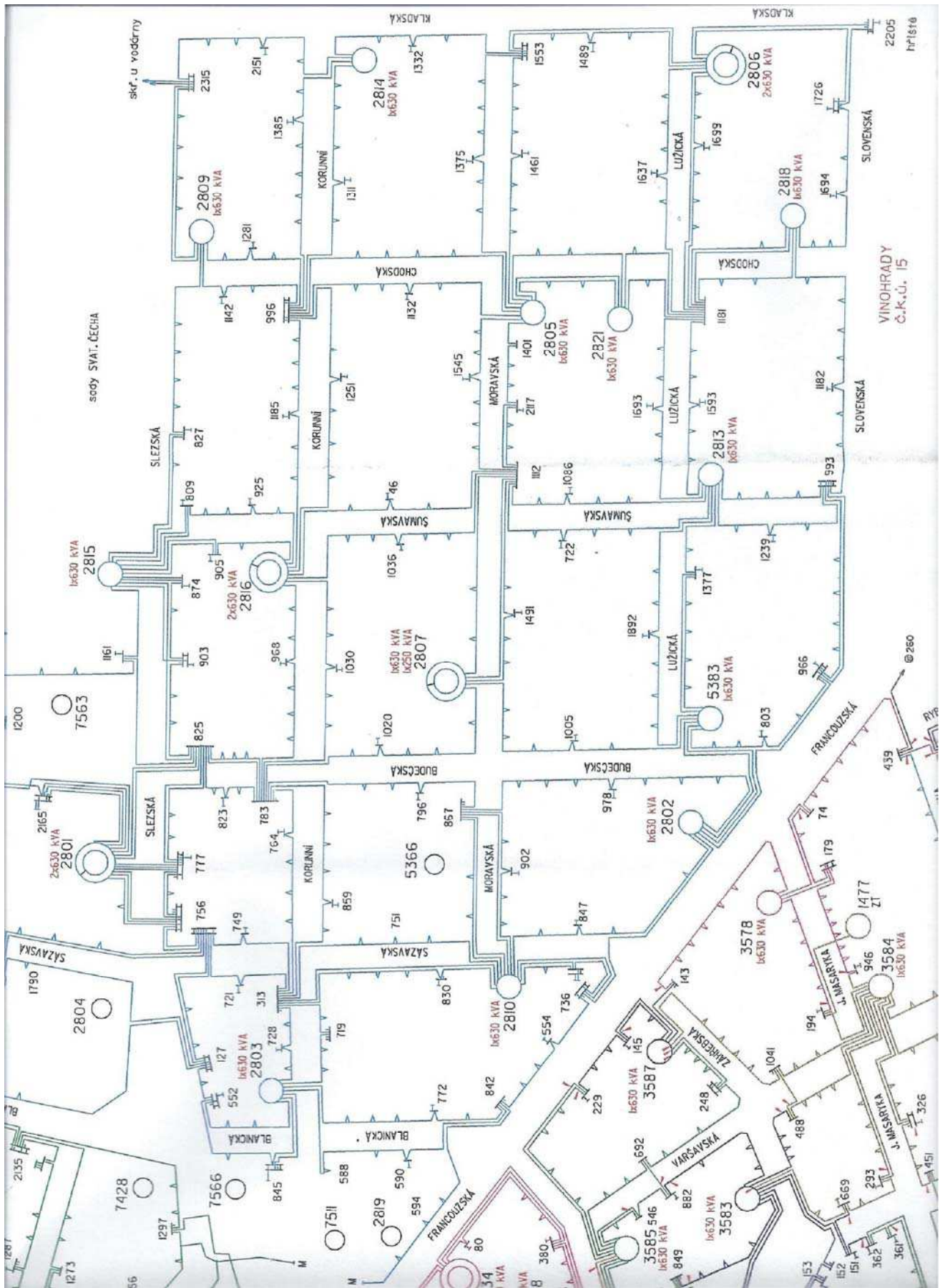
# Situační výkres širších vztahů, měř. 1:2000



VYPRACOVAL Lubomír Valenta	MĚŘÍTKO 1:2000
NAZEV Situační výkres širších vztahů	DATUM 04/2017
	Č. PŘÍLOHY 8.1



# Provozní schéma NN - původní mříž. síť

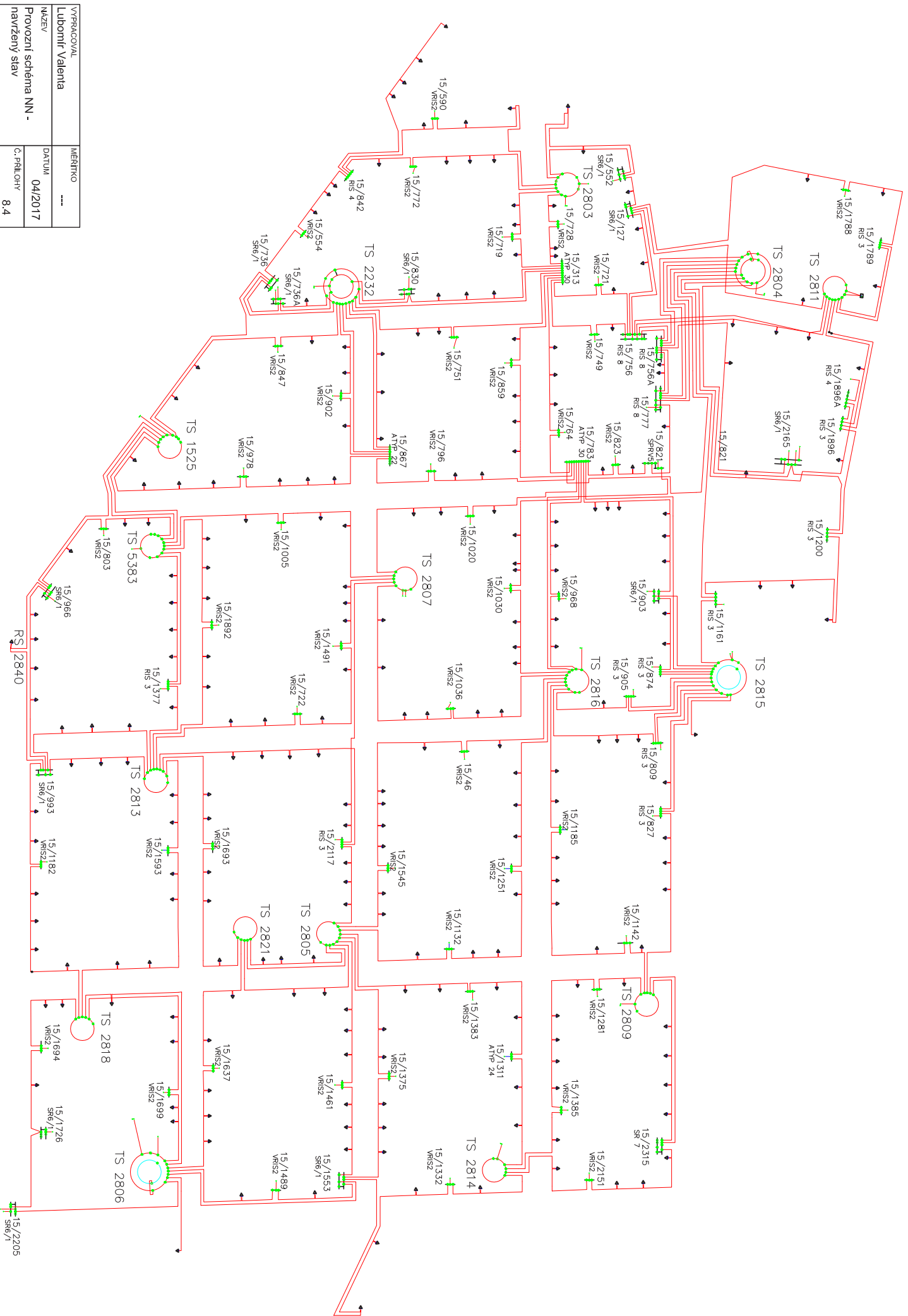


VYPRACOVAL Lubomír Valenta	MĚŘITKO ---
NÁZEV Provozní schéma NN původní mřížové síť	DATUM 04/2017
	Č. PŘÍLOHY 8.2



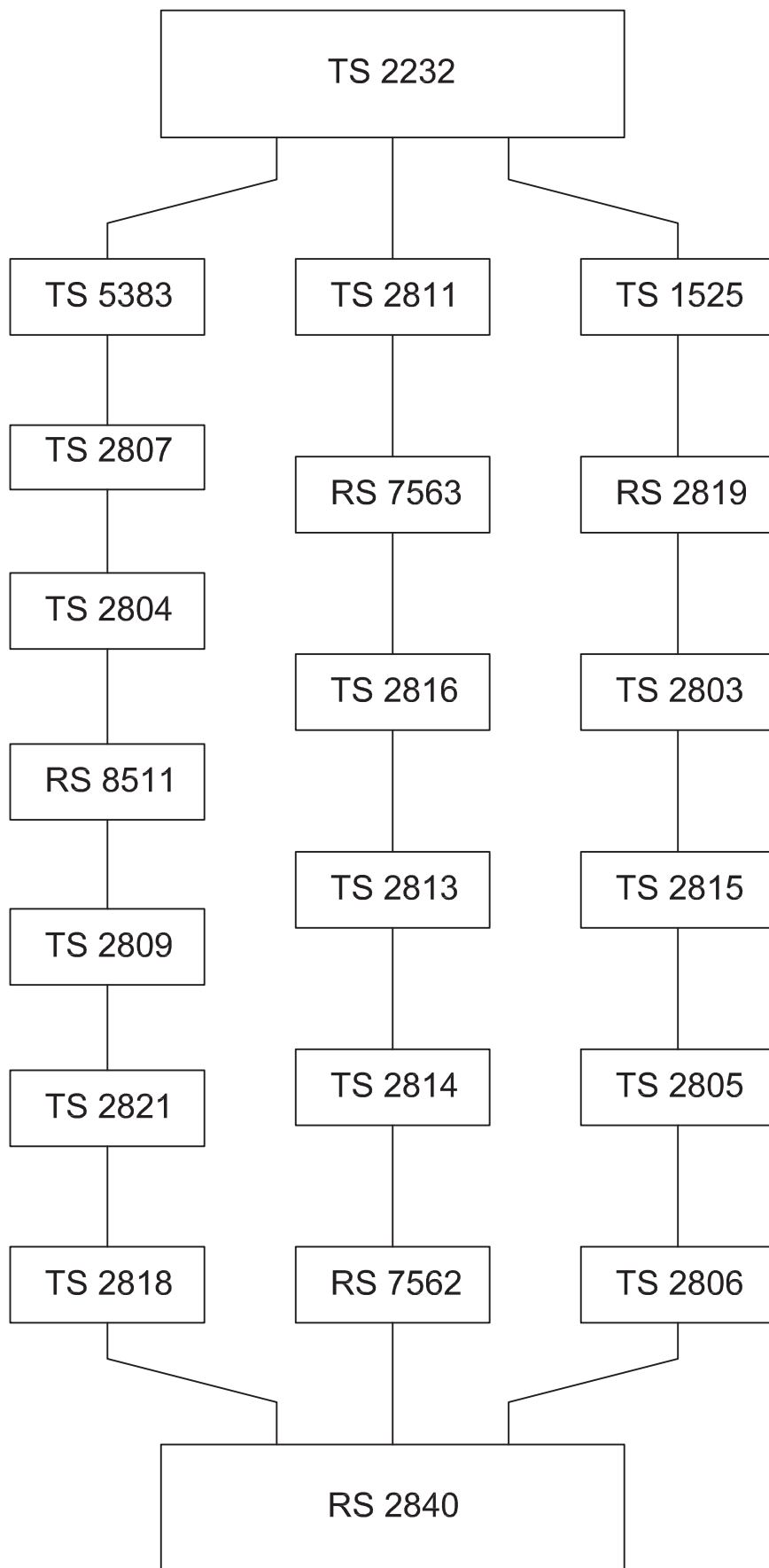


# Provozní schéma NN - navržený stav



VYPRACOVAV Lubomír Valenta	MĚŘÍTKO ---
NAZEV Provozní schéma NN - navržený stav	DATUM 04/2017
	C. PRÍLOHY 8,4

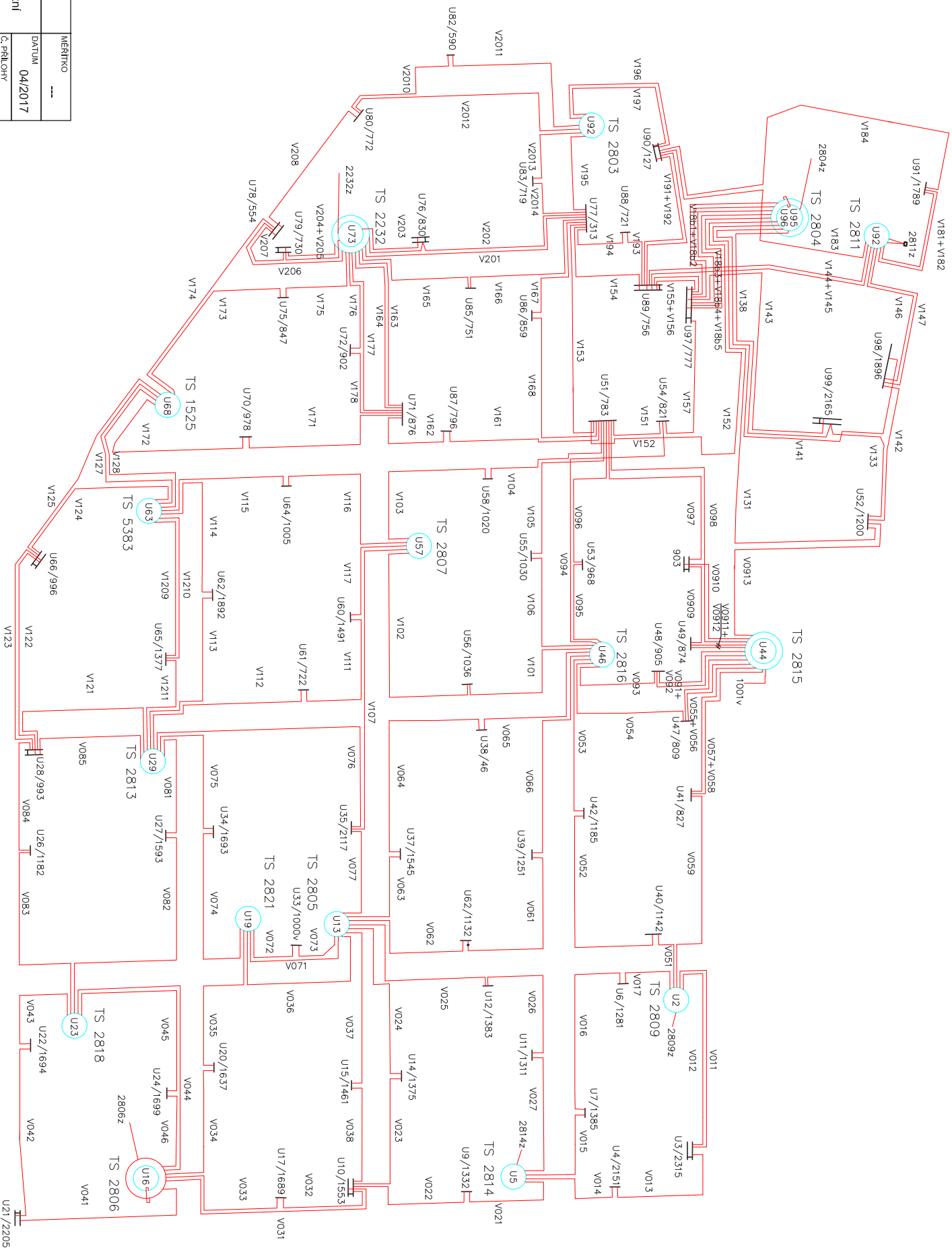
# Provozní schéma VN



VYPRACOVAL Lubomír Valenta	MĚŘITKO ---
NÁZEV Provozní schéma VN	DATUM 04/2017
	Č. PŘÍLOHY 8.5



# Zjednodušené provozní schéma NN



VYPRACOVAL	MĚŘITKO
Lubomír Valenta	---
NAZEV	DATUM
Zjednodušené provozní schéma NN	04/2017
Č. PŘÍLOHY	8,7a





### 8.7.3. Seznam prvků modelu mřížové sítě v zadané oblasti

Napájecí uzly				
Název	Uzel	U (kV)	I <sub>k</sub> (kA)	S <sub>k</sub> (MVA)
NU2809	U1	22	10	381,051
NU2814	U8	22	10	381,051
NU2806	U18	22	10	381,051
NU2818	U25	22	10	381,051
NU2813	U30	22	10	381,051
NU2821	U31	22	10	381,051
NU2805	U32	22	10	381,051
NU2815	U43	22	10	381,051
NU2816	U45	22	10	381,051
NU2807	U59	22	10	381,051
NU5383	U67	22	10	381,051
NU1525	U69	22	10	381,051
NU2232	U74	22	10	381,051
NU2803	U84	22	10	381,051
NU2811	U93	22	10	381,051
NU2804	U94	22	10	381,051

Tabulka 17: Parametry napájecích uzlů.

Distribuční transformátory										
Název	U <sub>1</sub> (kV)	U <sub>2</sub> (kV)	S <sub>n</sub> (MVA)	P <sub>k</sub> (kW)	U <sub>k</sub> (%)	P <sub>o</sub> (kW)	Zapojení	I <sub>n1</sub> (A)	I <sub>n2</sub> (A)	
2809	22	0,42	0,63	6,9	6	0,69	Dyn1	16,5	866	
2814	22	0,42	0,63	6,9	6	0,69	Dyn1	16,5	866	
2806	22	0,42	0,63	6,9	6	0,69	Dyn1	16,5	866	
2818	22	0,42	0,63	6,9	6	0,69	Dyn1	16,5	866	
2813	22	0,42	0,63	6,9	6	0,69	Dyn1	16,5	866	
2821	22	0,42	0,63	6,9	6	0,69	Dyn1	16,5	866	
2805	22	0,42	0,63	6,9	6	0,69	Dyn1	16,5	866	
2815	22	0,42	0,63	6,9	6	0,69	Dyn1	16,5	866	
2816	22	0,42	0,63	6,9	6	0,69	Dyn1	16,5	866	
2807	22	0,42	0,63	6,9	6	0,69	Dyn1	16,5	866	
5383	22	0,42	0,63	6,9	6	0,69	Dyn1	16,5	866	
1525	22	0,42	0,63	6,9	6	0,69	Dyn1	16,5	866	
232b	22	0,42	0,63	6,9	6	0,69	Dyn1	16,5	866	
232a	22	0,42	0,63	6,9	6	0,69	Dyn1	16,5	866	
2803	22	0,42	0,63	6,9	6	0,69	Dyn1	16,5	866	
2811	22	0,42	0,63	6,9	6	0,69	Dyn1	16,5	866	
804a	22	0,42	0,63	6,9	6	0,69	Dyn1	16,5	866	
804b	22	0,42	0,63	6,9	6	0,69	Dyn1	16,5	866	

Tabulka 18: Parametry použitých distribučních transformátorů.

Vedení					
Název	R/km	X/km	B/km	Délka (km)	Imax (A)
V2804	0,167	0,068	1	0,002	313
V011	0,167	0,068	1	0,113	313
V012	0,167	0,068	1	0,113	313
V013	0,167	0,068	1	0,078	313
V014	0,167	0,068	1	0,08	313
V015	0,167	0,068	1	0,066	313
V016	0,167	0,068	1	0,124	313
V017	0,167	0,068	1	0,034	313
V021	0,167	0,068	1	0,08	313
V022	0,167	0,068	1	0,08	313
V023	0,167	0,068	1	0,086	313
V024	0,167	0,068	1	0,125	313
V025	0,167	0,068	1	0,115	313
V026	0,167	0,068	1	0,088	313
V027	0,167	0,068	1	0,068	313
V031	0,167	0,068	1	0,122	313
V032	0,167	0,068	1	0,062	313
V033	0,167	0,068	1	0,066	313
V034	0,167	0,068	1	0,086	313
V035	0,167	0,068	1	0,086	313
V036	0,167	0,068	1	0,11	313
V037	0,167	0,068	1	0,106	313
V038	0,167	0,068	1	0,059	313
V041	0,167	0,068	1	0,132	313
V042	0,167	0,068	1	0,123	313
V043	0,167	0,068	1	0,082	313
V044	0,167	0,068	1	0,176	313
V045	0,167	0,068	1	0,124	313
V046	0,167	0,068	1	0,052	313
V051	0,167	0,068	1	0,065	313
V052	0,167	0,068	1	0,113	313
V053	0,167	0,068	1	0,11	313
V054	0,167	0,068	1	0,114	313
V055	0,167	0,068	1	0,064	313
V056	0,167	0,068	1	0,064	313
V057	0,167	0,068	1	0,1	313
V058	0,167	0,068	1	0,1	313
V059	0,167	0,068	1	0,11	313
V061	0,167	0,068	1	0,108	313
V062	0,167	0,068	1	0,07	313
V063	0,167	0,068	1	0,095	313
V064	0,167	0,068	1	0,116	313
V065	0,167	0,068	1	0,115	313



Název	R/km	X/km	B/km	Délka (km)	Imax (A)
V066	0,167	0,068	1	0,145	313
V071	0,167	0,068	1	0,07	313
V072	0,167	0,068	1	0,034	313
V073	0,167	0,068	1	0,025	313
V074	0,167	0,068	1	0,102	313
V075	0,167	0,068	1	0,103	313
V076	0,167	0,068	1	0,205	313
V077	0,167	0,068	1	0,061	313
V081	0,167	0,068	1	0,085	313
V082	0,167	0,068	1	0,138	313
V083	0,167	0,068	1	0,139	313
V084	0,167	0,068	1	0,068	313
V085	0,167	0,068	1	0,074	313
V0909	0,167	0,068	1	0,057	313
V091	0,167	0,068	1	0,076	313
V0910	0,167	0,068	1	0,086	313
V0911	0,167	0,068	1	0,03	313
V0912	0,167	0,068	1	0,03	313
V0913	0,167	0,068	1	0,206	313
V092	0,167	0,068	1	0,076	313
V093	0,167	0,068	1	0,072	313
V094	0,167	0,068	1	0,231	313
V095	0,167	0,068	1	0,052	313
V096	0,167	0,068	1	0,094	313
V097	0,167	0,068	1	0,167	313
V098	0,167	0,068	1	0,246	313
V101	0,167	0,068	1	0,102	313
V102	0,167	0,068	1	0,14	313
V103	0,167	0,068	1	0,09	313
V104	0,167	0,068	1	0,095	313
V105	0,167	0,068	1	0,117	313
V106	0,167	0,068	1	0,116	313
V107	0,167	0,068	1	0,198	313
V111	0,167	0,068	1	0,085	313
V112	0,167	0,068	1	0,115	313
V113	0,167	0,068	1	0,12	313
V114	0,167	0,068	1	0,093	313
V115	0,167	0,068	1	0,092	313
V116	0,167	0,068	1	0,105	313
V117	0,167	0,068	1	0,07	313
V1209	0,167	0,068	1	0,09	313
V121	0,167	0,068	1	0,135	313
V1210	0,167	0,068	1	0,09	313
V1211	0,167	0,068	1	0,074	313

Název	R/km	X/km	B/km	Délka (km)	Imax (A)
V122	0,167	0,068	1	0,11	313
V123	0,167	0,068	1	0,11	313
V124	0,167	0,068	1	0,065	313
V125	0,167	0,068	1	0,161	313
V127	0,167	0,068	1	0,12	313
V128	0,167	0,068	1	0,12	313
V131	0,167	0,068	1	0,23	313
V133	0,167	0,068	1	0,206	313
V141	0,167	0,068	1	0,282	313
V142	0,167	0,068	1	0,1	313
V143	0,167	0,068	1	0,164	313
V144	0,167	0,068	1	0,124	313
V145	0,167	0,068	1	0,124	313
V146	0,167	0,068	1	0,104	313
V147	0,167	0,068	1	0,104	313
V148	0,167	0,068	1	0,195	313
V151	0,167	0,068	1	0,07	313
V152	0,167	0,068	1	0,292	313
V153	0,167	0,068	1	0,133	313
V154	0,167	0,068	1	0,114	313
V155	0,167	0,068	1	0,015	313
V156	0,167	0,068	1	0,015	313
V157	0,167	0,068	1	0,068	313
V161	0,167	0,068	1	0,11	313
V162	0,167	0,068	1	0,04	313
V163	0,167	0,068	1	0,115	313
V164	0,167	0,068	1	0,115	313
V165	0,167	0,068	1	0,08	313
V166	0,167	0,068	1	0,085	313
V167	0,167	0,068	1	0,08	313
V168	0,167	0,068	1	0,095	313
V171	0,167	0,068	1	0,095	313
V172	0,167	0,068	1	0,122	313
V173	0,167	0,068	1	0,085	313
V174	0,167	0,068	1	0,142	313
V175	0,167	0,068	1	0,105	313
V176	0,167	0,068	1	0,11	313
V177	0,167	0,068	1	0,165	313
V178	0,167	0,068	1	0,055	313
V181	0,167	0,068	1	0,082	313
V182	0,167	0,068	1	0,082	313
V183	0,167	0,068	1	0,182	313
V184	0,167	0,068	1	0,317	313
V18b1	0,167	0,068	1	0,065	313

Název	R/km	X/km	B/km	Délka (km)	I <sub>max</sub> (A)
V18b2	0,167	0,068	1	0,065	313
V18b3	0,167	0,068	1	0,105	313
V18b4	0,167	0,068	1	0,105	313
V18b5	0,167	0,068	1	0,105	313
V191	0,167	0,068	1	0,087	313
V192	0,167	0,068	1	0,087	313
V193	0,167	0,068	1	0,075	313
V194	0,167	0,068	1	0,035	313
V195	0,167	0,068	1	0,098	313
V196	0,167	0,068	1	0,12	313
V197	0,167	0,068	1	0,086	313
V201	0,167	0,068	1	0,144	313
V2010	0,167	0,068	1	0,09	313
V2011	0,167	0,068	1	0,166	313
V2012	0,167	0,068	1	0,166	313
V2013	0,167	0,068	1	0,096	313
V2014	0,167	0,068	1	0,06	313
V202	0,167	0,068	1	0,11	313
V203	0,167	0,068	1	0,034	313
V204	0,167	0,068	1	0,078	313
V205	0,167	0,068	1	0,078	313
V206	0,167	0,068	1	0,11	313
V207	0,167	0,068	1	0,035	313
V208	0,167	0,068	1	0,098	313
<b>Celková délka vedení</b>	<b>16 167 m</b>				

Tabulka 19: Parametry použitých vodičů kabelového vedení.

Zátěže							
Název	Uzel	U (kV)	I (A)	cos φ (-)	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)
46	U38	0,4	95,72	0,95	63	20,71	66,32
127	U90	0,4	69,89	0,95	46	15,12	48,42
313	U77	0,4	68,37	0,95	45	14,79	47,37
554	U78	0,4	42,54	0,95	28	9,2	29,47
590	U82	0,4	37,98	0,95	25	8,22	26,32
719	U83	0,4	75,97	0,95	50	16,43	52,63
721	U88	0,4	42,54	0,95	28	9,2	29,47
722	U61	0,4	33,43	0,95	22	7,23	23,16
730	U79	0,4	21,27	0,95	14	4,6	14,74
751	U85	0,4	41,02	0,95	27	8,87	28,42
756	U89	0,4	37,98	0,95	25	8,22	26,32
772	U80	0,4	69,89	0,95	46	15,12	48,42
777	U97	0,4	72,93	0,95	48	15,78	50,53
783	U51	0,4	82,04	0,95	54	17,75	56,84
796	U87	0,4	62,29	0,95	41	13,48	43,16

Název	Uzel	U (kV)	I (A)	cos φ (-)	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)
809	U47	0,4	39,5	0,95	26	8,55	27,37
821	U54	0,4	24,31	0,95	16	5,26	16,84
827	U41	0,4	48,62	0,95	32	10,52	33,68
830	U76	0,4	92,68	0,95	61	20,05	64,21
847	U75	0,4	72,93	0,95	48	15,78	50,53
859	U86	0,4	62,29	0,95	41	13,48	43,16
874	U49	0,4	48,62	0,95	32	10,52	33,68
876	U71	0,4	77,49	0,95	51	16,76	53,68
902	U72	0,4	31,91	0,95	21	6,9	22,11
903	U50	0,4	33,43	0,95	22	7,23	23,16
905	U48	0,4	39,5	0,95	26	8,55	27,37
968	U53	0,4	74,45	0,95	49	16,11	51,58
978	U70	0,4	110,91	0,95	73	23,99	76,84
993	U28	0,4	24,31	0,95	16	5,26	16,84
996	U66	0,4	91,16	0,95	60	19,72	63,16
1005	U64	0,4	68,37	0,95	45	14,79	47,37
1020	U58	0,4	74,45	0,95	49	16,11	51,58
1030	U55	0,4	59,25	0,95	39	12,82	41,05
1036	U56	0,4	106,35	0,95	70	23,01	73,68
1132	U36	0,4	54,7	0,95	36	11,83	37,89
1142	U40	0,4	48,62	0,95	32	10,52	33,68
1182	U26	0,4	51,66	0,95	34	11,18	35,79
1185	U42	0,4	57,74	0,95	38	12,49	40
1200	U52	0,4	71,41	0,95	47	15,45	49,47
1251	U39	0,4	65,33	0,95	43	14,13	45,26
1281	U6	0,4	54,7	0,95	36	11,83	37,89
1311	U11	0,4	36,46	0,95	24	7,89	25,26
1332	U9	0,4	66,85	0,95	44	14,46	46,32
1375	U14	0,4	60,77	0,95	40	13,15	42,11
1377	U65	0,4	53,18	0,95	35	11,5	36,84
1383	U12	0,4	36,46	0,95	24	7,89	25,26
1385	U7	0,4	59,25	0,95	39	12,82	41,05
1416	U15	0,4	45,58	0,95	30	9,86	31,58
1491	U60	0,4	41,02	0,95	27	8,87	28,42
1545	U37	0,4	66,85	0,95	44	14,46	46,32
1553	U10	0,4	51,66	0,95	34	11,18	35,79
1593	U27	0,4	75,97	0,95	50	16,43	52,63
1637	U20	0,4	47,1	0,95	31	10,19	32,63
1689	U17	0,4	31,91	0,95	21	6,9	22,11
1693	U34	0,4	50,14	0,95	33	10,85	34,74
1694	U22	0,4	77,49	0,95	51	16,76	53,68
1699	U24	0,4	71,41	0,95	47	15,45	49,47
1789	U91	0,4	88,12	0,95	58	19,06	61,05
1892	U62	0,4	56,22	0,95	37	12,16	38,95

Název	Uzel	U (kV)	I (A)	cos φ (-)	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)
<b>1896</b>	U98	0,4	62,29	0,95	41	13,48	43,16
<b>2117</b>	U35	0,4	59,25	0,95	39	12,82	41,05
<b>2151</b>	U4	0,4	44,06	0,95	29	9,53	30,53
<b>2165</b>	U99	0,4	97,24	0,95	64	21,04	67,37
<b>2205</b>	U21	0,4	106,35	0,95	70	23,01	73,68
<b>2315</b>	U3	0,4	97,24	0,95	64	21,04	67,37
<b>1000v</b>	U33	0,4	71,41	0,95	47	15,45	49,47
<b>1001v</b>	U44	0,4	24,31	0,95	16	5,26	16,84
<b>2804z</b>	U96	0,4	69,89	0,95	46	15,12	48,42
<b>2806z</b>	U16	0,4	24,31	0,95	16	5,26	16,84
<b>2809z</b>	U2	0,4	25,83	0,95	17	5,59	17,89
<b>2811z</b>	U92	0,4	30,39	0,95	20	6,57	21,05
<b>2814z</b>	U5	0,4	21,27	0,95	14	4,6	14,74

*Tabulka 20: Parametry použitých zátěží.*

## 8.8. Vypočtené hodnoty ustáleného stavu mřížové sítě

V následujících tabulkách jsou uvedeny výsledky výpočtů ustáleného stavu mřížové sítě. Výpočty byly provedeny pomocí Gauss-Seidelovy iterační metody v programu E-Vlivy verze 2.2.6 podle zadaných parametrů jednotlivých prvků sítě, uvedených v příloze 8.7.c. Výsledky zahrnují napěťové poměry v jednotlivých uzlech mřížové sítě, impedance vedení, toky proudů a výkonu ve vedení a činné ztráty v síti.

### 8.8.1. Vypočtené hodnoty navrženého stavu bez poruchy

V následujících tabulkách jsou uvedeny hodnoty platné pro provozní ustálený chod sítě. Předpokládá se ideální provozní stav a není uvažována žádná porucha.

Uzel	U (kV)	$\Delta U_n$ (%)	$Z_k$ ( $\Omega$ )	$S_k$ (MVA)
U1	22,000	0,00	1,524	349,41
U2	0,417	-4,15	0,008	22,91
U3	0,415	-3,80	0,013	13,94
U4	0,416	-3,88	0,014	12,82
U5	0,417	-4,23	0,008	22,58
U6	0,416	-4,00	0,011	15,86
U7	0,416	-3,96	0,013	13,15
U8	22,000	0,00	1,524	349,32
U9	0,415	-3,84	0,012	14,79
U10	0,415	-3,84	0,008	21,99
U11	0,416	-4,00	0,014	12,83
U12	0,416	-3,95	0,015	11,83
U13	0,417	-4,19	0,004	39,54
U14	0,415	-3,75	0,014	12,99
U15	0,415	-3,84	0,012	15,30
U16	0,417	-4,23	0,006	28,09
U17	0,416	-3,95	0,011	16,22
U18	22,000	0,00	1,519	350,54
U19	0,418	-4,42	0,005	33,34
U20	0,417	-4,17	0,011	16,11
U21	0,414	-3,46	0,019	9,45
U22	0,415	-3,74	0,016	10,94
U23	0,418	-4,39	0,007	24,61
U24	0,416	-4,08	0,011	15,93
U25	22,000	0,00	1,522	349,83
U26	0,416	-4,09	0,013	13,46
U27	0,416	-4,10	0,013	13,89
U28	0,417	-4,21	0,008	22,64
U29	0,418	-4,40	0,005	35,39
U30	22,000	0,00	1,514	351,64

Uzel	U (kV)	$\Delta U_n$ (%)	$Z_k$ ( $\Omega$ )	$S_k$ (MVA)
U31	22,000	0,00	1,515	351,33
U32	22,000	0,00	1,513	351,98
U33	0,417	-4,21	0,006	27,69
U34	0,417	-4,22	0,012	14,77
U35	0,416	-4,08	0,009	19,35
U36	0,415	-3,75	0,013	13,80
U37	0,414	-3,53	0,015	11,94
U38	0,413	-3,30	0,016	11,01
U39	0,414	-3,51	0,017	10,48
U40	0,415	-3,80	0,014	12,77
U41	0,416	-3,96	0,010	17,84
U42	0,414	-3,61	0,015	11,52
U43	22,000	0,00	1,516	351,22
U44	0,416	-4,05	0,006	31,80
U45	22,000	0,00	1,513	351,91
U46	0,416	-3,90	0,005	37,60
U47	0,416	-3,94	0,009	20,42
U48	0,416	-3,93	0,008	21,54
U49	0,416	-3,97	0,007	23,54
U50	0,416	-3,88	0,010	17,95
U51	0,415	-3,68	0,005	38,07
U52	0,415	-3,78	0,011	15,58
U53	0,415	-3,63	0,009	19,13
U54	0,415	-3,84	0,008	22,66
U55	0,414	-3,53	0,014	13,00
U56	0,414	-3,60	0,014	12,99
U57	0,417	-4,31	0,007	26,99
U58	0,415	-3,74	0,011	15,35
U59	22,000	0,00	1,519	350,48
U60	0,416	-4,10	0,013	13,19

Uzel	U (kV)	$\Delta U_n$ (%)	$Z_k$ ( $\Omega$ )	$S_k$ (MVA)
U61	0,416	-4,10	0,015	11,80
U62	0,417	-4,22	0,013	13,84
U63	0,418	-4,48	0,005	34,12
U64	0,417	-4,15	0,012	14,73
U65	0,417	-4,34	0,008	20,80
U66	0,417	-4,18	0,008	21,40
U67	22,000	0,00	1,515	351,46
U68	0,418	-4,45	0,005	32,44
U69	22,000	0,00	1,516	351,27
U70	0,414	-3,61	0,014	13,02
U71	0,415	-3,75	0,007	24,71
U72	0,415	-3,81	0,012	15,21
U73	0,417	-4,18	0,004	40,85
U74	22,000	0,00	1,500	354,82
U75	0,416	-4,07	0,011	15,50
U76	0,417	-4,30	0,005	33,35
U77	0,415	-3,87	0,004	39,16
U78	0,416	-4,03	0,008	22,78
U79	0,416	-4,07	0,008	22,39
U80	0,415	-3,78	0,013	13,57
U81	0,417	-4,24	0,006	29,98
U82	0,415	-3,77	0,018	9,67
U83	0,415	-3,80	0,010	17,33
U84	22,000	0,00	1,517	350,91
U85	0,416	-3,91	0,010	17,02
U86	0,414	-3,58	0,011	16,18
U87	0,414	-3,59	0,010	17,67
U88	0,415	-3,86	0,008	23,37
U89	0,416	-4,06	0,004	42,36
U90	0,416	-4,05	0,006	27,49
U91	0,416	-3,98	0,012	14,85
U92	0,417	-4,24	0,006	27,39
U93	22,000	0,00	1,519	350,45
U94	22,000	0,00	1,502	354,41
U95	0,418	-4,40	0,004	39,75
U96	0,418	-4,39	0,004	40,44
U97	0,416	-4,10	0,004	42,59
U98	0,416	-3,98	0,010	17,75
U99	0,415	-3,64	0,015	12,01

Tabulka 21: Napětové poměry v jednotlivých uzlech navržené mřížové sítě.

TRANSFORMÁTORY								
Prvek	uzel	I (A)	Z ( $\Omega$ )	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	$\Delta P$ (kW)	Využití (%)
1525	U69	3,80	43,902	-139,659	-37,72	144,66	-1,085	23,0
	U68	197,42	43,902	138,574	34,72	142,86		
2803	U84	4,39	43,901	-157,566	-56,47	167,38	-1,655	26,6
	U81	228,21	43,901	155,911	53,44	164,82		
2805	U32	4,46	43,902	-157,765	-62,94	169,86	-1,206	27,0
	U13	231,90	43,902	156,559	59,27	167,40		
2806	U18	4,33	43,902	-154,138	-59,34	165,16	-1,183	26,2
	U16	225,47	43,902	152,955	55,80	162,82		
2807	U59	4,21	43,901	-152,010	-50,64	160,22	-1,158	25,4
	U57	218,77	43,901	150,852	47,32	158,10		
2809	U1	4,84	43,901	-172,566	-65,07	184,43	-1,287	29,3
	U2	252,00	43,901	171,279	61,05	181,83		
2811	U93	4,39	43,901	-157,118	-57,20	167,21	-1,193	26,5
	U92	228,34	43,901	155,925	53,69	164,91		
2813	U30	3,88	43,902	-141,318	-42,76	147,65	-1,098	23,4
	U29	201,48	43,902	140,220	39,69	145,73		
2814	U8	4,54	43,901	-163,372	-57,31	173,13	-1,224	27,5
	U5	236,50	43,901	162,148	53,62	170,78		
2815	U43	5,04	43,901	-176,358	-75,55	191,86	-1,331	30,5
	U44	262,17	43,901	175,027	71,29	188,99		
2816	U45	5,30	43,901	-180,151	-91,38	202,00	-1,392	32,1
	U46	276,04	43,901	178,759	86,78	198,71		
2818	U25	3,92	43,902	-143,043	-42,84	149,32	-1,105	23,7
	U23	203,79	43,902	141,938	39,72	147,39		
2821	U31	4,01	43,902	-147,755	-39,52	152,95	-1,123	24,3
	U19	208,82	43,902	146,632	36,31	151,06		
5383	U67	3,69	43,902	-136,447	-34,21	140,67	-1,067	22,3
	U63	191,96	43,902	135,380	31,31	138,95		
232a	U74	4,27	43,901	-154,266	-51,95	162,78	-1,171	25,8
	U76	222,24	43,901	153,095	48,48	160,59		
232b	U74	4,46	43,902	-157,382	-63,93	169,87	-1,206	27,0
	U73	231,92	43,902	156,176	60,26	167,40		
804a	U94	4,05	43,901	-148,708	-41,35	154,35	-1,129	24,5
	U95	210,76	43,901	147,579	38,19	152,44		
804b	U94	4,07	43,901	-149,082	-42,58	155,05	-1,132	24,6
	U96	211,70	43,901	147,950	39,40	153,11		

Tabulka 22: Vypočtené proudy, impedance, výkony a ztráty v trafostanicích.



VEDENÍ							
Prvek	uzel	I (A)	Z ( $\Omega$ )	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	$\Delta P$ (kW)
V011	U2	39,82	0,020	-26,837	-10,27	28,73	-0,090
	U3	39,82	0,020	26,747	10,23	28,64	
V012	U2	39,82	0,020	-26,837	-10,27	28,73	-0,090
	U3	39,82	0,020	26,747	10,23	28,64	
V013	U3	14,63	0,014	10,507	0,58	10,52	-0,008
	U4	14,63	0,014	-10,515	-0,58	10,53	
V014	U4	56,67	0,014	39,514	10,11	40,79	-0,129
	U5	56,67	0,014	-39,643	-10,17	40,93	
V015	U7	53,36	0,012	37,245	9,48	38,43	-0,094
	U5	53,36	0,012	-37,339	-9,52	38,53	
V016	U6	5,23	0,022	-1,757	-3,34	3,77	-0,002
	U7	5,23	0,022	1,755	3,34	3,77	
V017	U2	56,47	0,006	-37,809	-15,19	40,75	-0,054
	U6	56,47	0,006	37,755	15,17	40,69	
V021	U5	63,61	0,014	-42,399	-17,67	45,93	-0,163
	U9	63,61	0,014	42,236	17,60	45,76	
V022	U9	5,01	0,014	1,763	-3,14	3,60	-0,001
	U10	5,01	0,014	-1,764	3,14	3,60	
V023	U14	13,26	0,016	9,051	2,98	9,53	-0,007
	U10	13,26	0,016	-9,058	-2,98	9,54	
V024	U13	45,32	0,023	-31,078	-10,23	32,72	-0,128
	U14	45,32	0,023	30,950	10,17	32,58	
V025	U12	27,41	0,021	19,300	4,14	19,74	-0,043
	U13	27,41	0,021	-19,343	-4,16	19,79	
V026	U11	8,35	0,016	-4,703	-3,75	6,02	-0,003
	U12	8,35	0,016	4,700	3,75	6,01	
V027	U5	42,99	0,012	-28,766	-11,67	31,04	-0,063
	U11	42,99	0,012	28,703	11,64	30,97	
V031	U10	41,33	0,022	28,758	7,55	29,73	-0,104
	U16	41,33	0,022	-28,862	-7,59	29,84	
V032	U10	23,61	0,011	16,593	3,64	16,99	-0,017
	U17	23,61	0,011	-16,610	-3,65	17,01	
V033	U17	54,24	0,012	37,610	10,55	39,06	-0,097
	U16	54,24	0,012	-37,707	-10,59	39,17	
V034	U20	8,66	0,016	5,697	2,57	6,25	-0,004
	U16	8,66	0,016	-5,701	-2,57	6,25	
V035	U19	36,61	0,016	-25,360	-7,64	26,49	-0,058
	U20	36,61	0,016	25,302	7,62	26,42	
V036	U13	26,83	0,020	19,122	3,08	19,37	-0,039
	U19	26,83	0,020	-19,161	-3,09	19,41	
V037	U13	43,12	0,019	-29,571	-9,73	31,13	-0,099
	U15	43,12	0,019	29,472	9,69	31,02	

Prvek	uzel	I (A)	Z ( $\Omega$ )	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	$\Delta P$ (kW)
V038	U15	0,77	0,011	0,529	0,18	0,56	0,000
	U10	0,77	0,011	-0,529	-0,18	0,56	
V041	U16	74,31	0,024	-50,426	-18,35	53,66	-0,366
	U21	74,31	0,024	50,060	18,20	53,27	
V042	U21	28,62	0,022	19,939	4,81	20,51	-0,051
	U22	28,62	0,022	-19,990	-4,83	20,57	
V043	U22	103,24	0,015	70,990	21,59	74,20	-0,438
	U23	103,24	0,015	-71,428	-21,77	74,67	
V044	U16	13,09	0,032	9,451	-0,27	9,46	-0,015
	U23	13,09	0,032	-9,466	0,26	9,47	
V045	U23	32,89	0,022	-23,391	-4,33	23,79	-0,067
	U24	32,89	0,022	23,324	4,30	23,72	
V046	U24	36,29	0,009	23,675	11,15	26,17	-0,034
	U16	36,29	0,009	-23,709	-11,17	26,21	
V051	U2	68,56	0,012	-47,084	-15,19	49,47	-0,153
	U40	68,56	0,012	46,931	15,13	49,31	
V052	U40	21,73	0,020	-14,930	-4,61	15,63	-0,026
	U42	21,73	0,020	14,904	4,60	15,60	
V053	U42	34,00	0,020	23,096	7,89	24,41	-0,063
	U46	34,00	0,020	-23,159	-7,92	24,48	
V054	U47	4,59	0,021	-3,113	-1,11	3,31	-0,001
	U46	4,59	0,021	3,112	1,11	3,30	
V055	U44	21,30	0,012	-14,571	-4,84	15,35	-0,015
	U47	21,30	0,012	14,556	4,83	15,34	
V056	U44	21,30	0,012	-14,571	-4,84	15,35	-0,015
	U47	21,30	0,012	14,556	4,83	15,34	
V057	U41	12,07	0,018	8,159	3,00	8,69	-0,007
	U44	12,07	0,018	-8,166	-3,00	8,70	
V058	U41	12,07	0,018	8,159	3,00	8,69	-0,007
	U44	12,07	0,018	-8,166	-3,00	8,70	
V059	U2	22,66	0,020	-15,710	-4,54	16,35	-0,028
	U41	22,66	0,020	15,682	4,53	16,32	
V061	U36	29,26	0,020	-20,836	-2,84	21,03	-0,046
	U39	29,26	0,020	20,790	2,82	20,98	
V062	U13	81,67	0,013	-57,070	-14,77	58,95	-0,233
	U36	81,67	0,013	56,837	14,67	58,70	
V063	U13	90,35	0,017	-63,023	-16,79	65,22	-0,388
	U37	90,35	0,017	62,635	16,63	64,80	
V064	U37	26,16	0,021	-18,635	-2,17	18,76	-0,040
	U38	26,16	0,021	18,595	2,15	18,72	
V065	U38	67,25	0,021	44,405	18,56	48,13	-0,261
	U46	67,25	0,021	-44,666	-18,67	48,41	
V066	U39	34,75	0,026	22,210	11,31	24,92	-0,088
	U46	34,75	0,026	-22,298	-11,34	25,02	

Prvek	uzel	I (A)	Z ( $\Omega$ )	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	$\Delta P$ (kW)
V071	U13	42,16	0,013	30,048	4,83	30,43	-0,063
	U19	42,16	0,013	-30,111	-4,86	30,50	
V072	U19	78,83	0,006	-55,676	-12,33	57,03	-0,106
	U33	78,83	0,006	55,570	12,29	56,91	
V073	U33	12,66	0,005	-8,572	3,16	9,14	-0,002
	U13	12,66	0,005	8,570	-3,16	9,14	
V074	U34	25,37	0,018	16,292	8,38	18,32	-0,033
	U19	25,37	0,018	-16,325	-8,39	18,36	
V075	U29	23,39	0,019	-16,736	-2,48	16,92	-0,028
	U34	23,39	0,019	16,708	2,47	16,89	
V076	U29	20,54	0,037	-14,803	-1,22	14,85	-0,043
	U35	20,54	0,037	14,760	1,21	14,81	
V077	U35	22,83	0,011	14,195	8,34	16,46	-0,016
	U13	22,83	0,011	-14,211	-8,34	16,48	
V081	U29	45,43	0,015	-31,399	-9,67	32,86	-0,088
	U27	45,43	0,015	31,311	9,64	32,76	
V082	U23	27,57	0,025	-18,741	-6,82	19,94	-0,052
	U27	27,57	0,025	18,689	6,79	19,89	
V083	U23	27,91	0,025	-18,910	-7,06	20,19	-0,054
	U26	27,91	0,025	18,856	7,04	20,13	
V084	U26	21,77	0,012	15,144	4,14	15,70	-0,016
	U28	21,77	0,012	-15,160	-4,15	15,72	
V085	U28	33,18	0,013	22,640	7,83	23,96	-0,041
	U29	33,18	0,013	-22,681	-7,85	24,00	
V0909	U50	21,37	0,010	13,798	6,79	15,38	-0,013
	U49	21,37	0,010	-13,811	-6,80	15,39	
V091	U44	21,01	0,014	-14,372	-4,79	15,15	-0,016
	U48	21,01	0,014	14,356	4,78	15,13	
V0910	U44	25,99	0,016	-17,157	-7,53	18,74	-0,030
	U50	25,99	0,016	17,127	7,52	18,71	
V0911	U44	33,99	0,005	-22,922	-8,67	24,51	-0,018
	U49	33,99	0,005	22,904	8,66	24,49	
V0912	U44	33,99	0,005	-22,922	-8,67	24,51	-0,018
	U49	33,99	0,005	22,904	8,66	24,49	
V0913	U44	17,91	0,037	-9,737	-8,48	12,91	-0,033
	U52	17,91	0,037	9,704	8,47	12,88	
V092	U48	21,01	0,014	14,356	4,78	15,13	-0,016
	U44	21,01	0,014	-14,372	-4,79	15,15	
V093	U48	4,02	0,013	-2,711	-1,01	2,89	0,000
	U46	4,02	0,013	2,711	1,01	2,89	
V094	U46	6,43	0,042	-0,908	-4,54	4,63	-0,005
	U54	6,43	0,042	0,903	4,54	4,63	
V095	U53	66,01	0,009	43,014	19,89	47,39	-0,114
	U46	66,01	0,009	-43,128	-19,94	47,51	

Prvek	uzel	I (A)	Z ( $\Omega$ )	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	$\Delta P$ (kW)
V096	U51	9,86	0,017	-5,990	3,78	7,08	-0,005
	U53	9,86	0,017	5,985	-3,78	7,08	
V097	U50	15,83	0,030	-8,926	-7,08	11,39	-0,021
	U51	15,83	0,030	8,905	7,07	11,37	
V098	U44	19,67	0,044	-12,067	-7,45	14,18	-0,047
	U51	19,67	0,044	12,020	7,43	14,13	
V101	U46	38,12	0,018	-23,564	-14,06	27,44	-0,075
	U56	38,12	0,018	23,489	14,03	27,36	
V102	U57	66,00	0,025	-46,817	-9,11	47,70	-0,306
	U56	66,00	0,025	46,511	8,98	47,37	
V103	U57	81,28	0,016	-56,790	-15,00	58,74	-0,298
	U58	81,28	0,016	56,492	14,88	58,42	
V104	U58	10,56	0,017	-7,491	1,23	7,59	-0,005
	U51	10,56	0,017	7,486	-1,23	7,59	
V105	U51	17,07	0,021	-12,256	-0,43	12,26	-0,017
	U55	17,07	0,021	12,239	0,42	12,25	
V106	U55	41,12	0,021	26,761	12,40	29,49	-0,099
	U46	41,12	0,021	-26,860	-12,44	29,60	
V107	U57	14,65	0,036	-10,067	-3,29	10,59	-0,021
	U35	14,65	0,036	10,046	3,28	10,57	
V111	U60	3,74	0,015	1,469	-2,27	2,70	-0,001
	U61	3,74	0,015	-1,470	2,27	2,70	
V112	U61	33,26	0,021	23,471	4,97	23,99	-0,064
	U29	33,26	0,021	-23,535	-4,99	24,06	
V113	U29	18,45	0,022	-12,314	-5,14	13,34	-0,021
	U62	18,45	0,022	12,293	5,13	13,32	
V114	U62	35,57	0,017	24,706	7,03	25,69	-0,059
	U63	35,57	0,017	-24,765	-7,06	25,75	
V115	U63	47,07	0,017	-33,526	-6,08	34,07	-0,102
	U64	47,07	0,017	33,424	6,04	33,97	
V116	U64	20,11	0,019	11,576	8,75	14,51	-0,022
	U57	20,11	0,019	-11,598	-8,76	14,54	
V117	U57	38,62	0,013	-25,582	-11,16	27,91	-0,052
	U60	38,62	0,013	25,530	11,14	27,85	
V1209	U63	20,50	0,016	-14,361	-3,75	14,84	-0,019
	U65	20,50	0,016	14,342	3,74	14,82	
V121	U28	18,19	0,024	12,410	4,29	13,13	-0,023
	U29	18,19	0,024	-12,433	-4,30	13,16	
V1210	U63	20,50	0,016	-14,361	-3,75	14,84	-0,019
	U65	20,50	0,016	14,342	3,74	14,82	
V1211	U65	10,36	0,013	6,317	4,03	7,49	-0,004
	U29	10,36	0,013	-6,321	-4,03	7,49	
V122	U66	3,29	0,020	1,945	1,36	2,37	0,000
	U28	3,29	0,020	-1,945	-1,36	2,37	

Prvek	uzel	I (A)	Z ( $\Omega$ )	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	$\Delta P$ (kW)
V123	U28	3,29	0,020	-1,945	-1,36	2,37	0,000
	U66	3,29	0,020	1,945	1,36	2,37	
V124	U66	60,05	0,012	41,705	11,80	43,34	-0,118
	U63	60,05	0,012	-41,823	-11,85	43,47	
V125	U66	21,22	0,029	14,406	5,20	15,32	-0,037
	U68	21,22	0,029	-14,443	-5,22	15,36	
V127	U68	4,59	0,022	3,270	-0,59	3,32	-0,002
	U63	4,59	0,022	-3,272	0,59	3,32	
V128	U68	4,59	0,022	3,270	-0,59	3,32	-0,002
	U63	4,59	0,022	-3,272	0,59	3,32	
V131	U52	35,02	0,042	24,517	5,72	25,18	-0,141
	U95	35,02	0,042	-24,658	-5,78	25,33	
V133	U52	8,41	0,037	-5,173	-3,13	6,05	-0,007
	U99	8,41	0,037	5,166	3,13	6,04	
V141	U98	19,45	0,051	13,655	3,12	14,01	-0,053
	U95	19,45	0,051	-13,708	-3,14	14,06	
V142	U52	25,71	0,018	17,952	4,39	18,48	-0,034
	U98	25,71	0,018	-17,986	-4,40	18,52	
V143	U99	35,83	0,030	24,499	7,86	25,73	-0,105
	U97	35,83	0,030	-24,604	-7,90	25,84	
V144	U92	18,49	0,022	-12,350	-5,08	13,35	-0,022
	U89	18,49	0,022	12,328	5,07	13,33	
V145	U92	18,49	0,022	-12,350	-5,08	13,35	-0,022
	U89	18,49	0,022	12,328	5,07	13,33	
V146	U98	33,09	0,019	22,666	7,38	23,84	-0,057
	U92	33,09	0,019	-22,723	-7,41	23,90	
V147	U92	33,09	0,019	-22,723	-7,41	23,90	-0,057
	U98	33,09	0,019	22,666	7,38	23,84	
V148	U99	49,83	0,035	34,336	10,05	35,78	-0,242
	U95	49,83	0,035	-34,578	-10,15	36,04	
V151	U51	29,94	0,013	20,935	4,93	21,51	-0,032
	U54	29,94	0,013	-20,967	-4,94	21,54	
V152	U95	32,13	0,053	-22,730	-4,85	23,24	-0,151
	U51	32,13	0,053	22,579	4,79	23,08	
V153	U77	19,53	0,024	-13,958	-1,66	14,06	-0,025
	U51	19,53	0,024	13,933	1,65	14,03	
V154	U77	21,78	0,021	15,177	3,90	15,67	-0,027
	U89	21,78	0,021	-15,204	-3,91	15,70	
V155	U89	31,60	0,003	22,334	4,49	22,78	-0,008
	U97	31,60	0,003	-22,342	-4,49	22,79	
V156	U89	31,60	0,003	22,334	4,49	22,78	-0,008
	U97	31,60	0,003	-22,342	-4,49	22,79	
V157	U97	50,74	0,012	-36,151	-5,70	36,60	-0,088
	U54	50,74	0,012	36,063	5,67	36,51	

Prvek	uzel	I (A)	Z ( $\Omega$ )	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	$\Delta P$ (kW)
V161	U87	10,60	0,020	5,434	5,33	7,61	-0,006
	U51	10,60	0,020	-5,440	-5,33	7,61	
V162	U71	50,84	0,007	-35,618	-8,18	36,55	-0,052
	U87	50,84	0,007	35,566	8,16	36,49	
V163	U71	48,45	0,021	33,021	11,06	34,83	-0,135
	U73	48,45	0,021	-33,156	-11,12	34,97	
V164	U71	48,45	0,021	33,021	11,06	34,83	-0,135
	U73	48,45	0,021	-33,156	-11,12	34,97	
V165	U73	44,62	0,014	-30,798	-9,41	32,20	-0,080
	U85	44,62	0,014	30,718	9,38	32,12	
V166	U77	5,21	0,015	3,718	0,51	3,75	-0,001
	U85	5,21	0,015	-3,719	-0,51	3,75	
V167	U77	47,29	0,014	-32,926	-8,61	34,03	-0,090
	U86	47,29	0,014	32,836	8,57	33,94	
V168	U86	13,27	0,017	8,164	4,91	9,53	-0,008
	U51	13,27	0,017	-8,172	-4,91	9,54	
V171	U70	19,46	0,017	11,443	8,00	13,97	-0,018
	U71	19,46	0,017	-11,461	-8,01	13,98	
V172	U68	88,60	0,022	-62,037	-16,18	64,11	-0,480
	U70	88,60	0,022	61,557	15,99	63,60	
V173	U68	57,25	0,015	-40,575	-8,35	41,43	-0,139
	U75	57,25	0,015	40,436	8,29	41,28	
V174	U68	39,13	0,026	-28,062	-3,79	28,32	-0,109
	U78	39,13	0,026	27,953	3,75	28,20	
V175	U75	14,76	0,019	7,564	7,49	10,64	-0,012
	U73	14,76	0,019	-7,576	-7,49	10,65	
V176	U72	44,01	0,020	30,027	10,02	31,65	-0,107
	U73	44,01	0,020	-30,134	-10,06	31,77	
V177	U73	33,77	0,030	-23,109	-7,75	24,37	-0,094
	U71	33,77	0,030	23,015	7,71	24,27	
V178	U72	13,28	0,010	-9,027	-3,12	9,55	-0,005
	U71	13,28	0,010	9,022	3,11	9,54	
V181	U91	41,07	0,015	28,082	9,32	29,59	-0,069
	U92	41,07	0,015	-28,151	-9,34	29,66	
V182	U91	41,07	0,015	28,082	9,32	29,59	-0,069
	U92	41,07	0,015	-28,151	-9,34	29,66	
V183	U92	13,97	0,033	-9,478	-3,46	10,09	-0,018
	U90	13,97	0,033	9,460	3,45	10,07	
V184	U90	2,62	0,057	-1,837	-0,43	1,89	-0,001
	U91	2,62	0,057	1,836	0,43	1,89	
V18b1	U96	56,86	0,012	-39,887	-9,99	41,12	-0,106
	U97	56,86	0,012	39,781	9,95	41,01	
V18b2	U97	56,86	0,012	39,781	9,95	41,01	-0,106
	U96	56,86	0,012	-39,887	-9,99	41,12	

Prvek	uzel	I (A)	Z ( $\Omega$ )	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	$\Delta P$ (kW)
V18b3	U96	35,20	0,019	-24,692	-6,18	25,45	-0,065
	U97	35,20	0,019	24,627	6,16	25,39	
V18b4	U96	35,20	0,019	-24,692	-6,18	25,45	-0,065
	U97	35,20	0,019	24,627	6,16	25,39	
V18b5	U96	35,20	0,019	-24,692	-6,18	25,45	-0,065
	U97	35,20	0,019	24,627	6,16	25,39	
V191	U89	3,08	0,016	-2,222	0,00	2,22	-0,001
	U90	3,08	0,016	2,221	0,00	2,22	
V192	U90	3,08	0,016	2,221	0,00	2,22	-0,001
	U89	3,08	0,016	-2,222	0,00	2,22	
V193	U88	35,58	0,014	24,636	6,97	25,60	-0,048
	U89	35,58	0,014	-24,684	-6,99	25,65	
V194	U77	5,61	0,006	-3,366	-2,23	4,04	-0,001
	U88	5,61	0,006	3,365	2,23	4,04	
V195	U81	48,22	0,018	-33,121	-10,76	34,83	-0,114
	U77	48,22	0,018	33,007	10,71	34,70	
V196	U81	20,87	0,022	-14,194	-5,06	15,07	-0,026
	U90	20,87	0,022	14,168	5,05	15,04	
V197	U81	29,12	0,016	-19,805	-7,07	21,03	-0,036
	U90	29,12	0,016	19,769	7,05	20,99	
V201	U73	27,83	0,026	-19,311	-5,53	20,09	-0,056
	U77	27,83	0,026	19,255	5,50	20,03	
V2010	U80	0,98	0,016	-0,606	0,36	0,70	0,000
	U82	0,98	0,016	0,606	-0,36	0,70	
V2011	U80	35,63	0,030	24,066	8,77	25,62	-0,106
	U81	35,63	0,030	-24,172	-8,82	25,73	
V2012	U82	35,97	0,030	24,394	8,58	25,86	-0,108
	U81	35,97	0,030	-24,502	-8,62	25,98	
V2013	U83	58,44	0,017	39,952	13,04	42,03	-0,165
	U81	58,44	0,017	-40,117	-13,11	42,21	
V2014	U77	14,74	0,011	-10,054	-3,39	10,61	-0,006
	U83	14,74	0,011	10,048	3,39	10,60	
V202	U76	49,46	0,020	-34,281	-10,11	35,74	-0,135
	U77	49,46	0,020	34,146	10,06	35,60	
V203	U73	83,93	0,003	57,752	18,30	60,58	-0,060
	U76	83,93	0,003	-57,812	-18,32	60,65	
V204	U73	18,53	0,014	-12,299	-5,25	13,37	-0,013
	U79	18,53	0,014	12,286	5,24	13,36	
V205	U73	18,53	0,014	-12,299	-5,25	13,37	-0,013
	U79	18,53	0,014	12,286	5,24	13,36	
V206	U78	18,45	0,020	12,070	5,58	13,30	-0,019
	U73	18,45	0,020	-12,089	-5,59	13,32	
V207	U79	16,78	0,006	-10,573	-5,88	12,10	-0,005
	U78	16,78	0,006	10,568	5,88	12,09	

Prvek	uzel	I (A)	Z ( $\Omega$ )	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	$\Delta P$ (kW)
V208	U78	32,44	0,018	-22,590	-6,01	23,38	-0,051
	U80	32,44	0,018	22,539	5,99	23,32	
V2804	U96	74,40	0,000	51,883	14,25	53,80	-0,005
	U95	74,40	0,000	-51,888	-14,25	53,81	

Tabulka 23: Vypočtené proudy, impedance, výkony a ztráty v kabelovém vedení.

ZÁTĚŽE						
Prvek	uzel	I (A)	Z ( $\Omega$ )	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)
46	U38	92,66	2,574	-63,000	-20,71	66,32
127	U90	67,17	3,577	-46,000	-15,12	48,42
313	U77	65,82	3,644	-45,000	-14,79	47,37
554	U78	40,89	5,875	-28,000	-9,20	29,47
590	U82	36,60	6,547	-25,000	-8,22	26,32
719	U83	73,18	3,276	-50,000	-16,43	52,63
721	U88	40,96	5,856	-28,000	-9,20	29,47
722	U61	32,11	7,488	-22,000	-7,23	23,16
730	U79	20,44	11,759	-14,000	-4,60	14,74
751	U85	39,48	6,078	-27,000	-8,87	28,42
756	U89	36,50	6,584	-25,000	-8,22	26,32
772	U80	67,35	3,559	-46,000	-15,12	48,42
777	U97	70,06	3,432	-48,000	-15,78	50,53
783	U51	79,14	3,026	-54,000	-17,75	56,84
796	U87	60,14	3,978	-41,000	-13,48	43,16
809	U47	38,01	6,316	-26,000	-8,55	27,37
821	U54	23,41	10,243	-16,000	-5,26	16,84
827	U41	46,77	5,133	-32,000	-10,52	33,69
830	U76	88,86	2,710	-61,000	-20,05	64,21
847	U75	70,08	3,430	-48,000	-15,78	50,53
859	U86	60,14	3,977	-41,000	-13,48	43,16
874	U49	46,76	5,135	-32,000	-10,52	33,69
876	U71	74,69	3,208	-51,000	-16,76	53,68
902	U72	30,74	7,800	-21,000	-6,90	22,11
903	U50	32,18	7,455	-22,000	-7,23	23,16
905	U48	38,01	6,314	-26,000	-8,55	27,37
968	U53	71,84	3,332	-49,000	-16,11	51,58
978	U70	107,05	2,235	-73,000	-23,99	76,84
993	U28	23,33	10,316	-16,000	-5,26	16,84
996	U66	87,50	2,749	-60,000	-19,72	63,16
1005	U64	65,65	3,664	-45,000	-14,79	47,37
1020	U58	71,76	3,339	-49,000	-16,11	51,58
1030	U55	57,24	4,177	-39,000	-12,82	41,05



Prvek	uzel	I (A)	Z ( $\Omega$ )	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)
1036	U56	102,66	2,331	-70,000	-23,01	73,69
1132	U36	52,72	4,545	-36,000	-11,83	37,89
1142	U40	46,84	5,118	-32,000	-10,52	33,69
1182	U26	49,63	4,844	-34,000	-11,18	35,79
1185	U42	55,72	4,294	-38,000	-12,49	40,00
1200	U52	68,81	3,483	-47,000	-15,45	49,47
1251	U39	63,12	3,787	-43,000	-14,13	45,26
1281	U6	52,59	4,567	-36,000	-11,83	37,89
1311	U11	35,06	6,851	-24,000	-7,89	25,26
1332	U9	64,38	3,725	-44,000	-14,46	46,32
1375	U14	58,58	4,090	-40,000	-13,15	42,11
1377	U65	50,96	4,728	-35,000	-11,50	36,84
1383	U12	35,08	6,843	-24,000	-7,89	25,26
1385	U7	57,00	4,212	-39,000	-12,82	41,05
1416	U15	43,90	5,463	-30,000	-9,86	31,58
1491	U60	39,41	6,101	-27,000	-8,87	28,42
1545	U37	64,57	3,703	-44,000	-14,46	46,32
1553	U10	49,75	4,820	-34,000	-11,18	35,79
1593	U27	72,98	3,294	-50,000	-16,43	52,63
1637	U20	45,21	5,321	-31,000	-10,19	32,63
1689	U17	30,69	7,822	-21,000	-6,90	22,11
1693	U34	48,11	5,002	-33,000	-10,85	34,74
1694	U22	74,70	3,207	-51,000	-16,76	53,68
1699	U24	68,61	3,503	-47,000	-15,45	49,47
1789	U91	84,75	2,834	-58,000	-19,06	61,05
1892	U62	53,94	4,463	-37,000	-12,16	38,95
1896	U98	59,91	4,008	-41,000	-13,48	43,16
2117	U35	56,93	4,222	-39,000	-12,82	41,05
2151	U4	42,41	5,656	-29,000	-9,53	30,53
2165	U99	93,82	2,551	-64,000	-21,04	67,37
2205	U21	102,80	2,324	-70,000	-23,01	73,69
2315	U3	93,68	2,559	-64,000	-21,04	67,37
1000v	U33	68,53	3,512	-47,000	-15,45	49,47
1001v	U44	23,36	10,285	-16,000	-5,26	16,84
2804z	U96	66,95	3,601	-46,000	-15,12	48,42
2806z	U16	23,32	10,320	-16,000	-5,26	16,84
2809z	U2	24,80	9,698	-17,000	-5,59	17,90
2811z	U92	29,15	8,259	-20,000	-6,57	21,05
2814z	U5	20,41	11,796	-14,000	-4,60	14,74

Tabulka 24: Vypočtené proudy, impedance a výkony v uzlech reprezentujících odběry.

**8.8.2. Vypočtené hodnoty poruchového stavu navržené sítě – výpadek jednoho napáječe VN**

Uzel	U (kV)	$\Delta U_n$ (%)	$Z_k$ ( $\Omega$ )	$S_k$ (MVA)
U2	0,411	-2,64	0,013	13,86
U3	0,410	-2,57	0,016	10,68
U4	0,412	-3,05	0,016	11,12
U5	0,415	-3,80	0,009	20,23
U6	0,411	-2,65	0,016	11,33
U7	0,413	-3,21	0,015	11,60
U8	22,000	0,00	1,527	348,56
U9	0,413	-3,34	0,012	14,08
U10	0,413	-3,29	0,009	19,91
U11	0,414	-3,53	0,014	12,24
U12	0,414	-3,41	0,016	11,31
U13	0,414	-3,58	0,006	31,14
U14	0,413	-3,17	0,014	12,22
U15	0,413	-3,26	0,012	14,25
U16	0,415	-3,69	0,008	23,03
U17	0,414	-3,40	0,012	14,88
U18	22,000	0,00	1,524	349,41
U19	0,414	-3,49	0,008	23,14
U20	0,414	-3,43	0,012	14,09
U21	0,410	-2,62	0,021	8,37
U22	0,410	-2,61	0,020	8,81
U23	0,412	-3,10	0,012	14,96
U24	0,413	-3,31	0,013	13,38
U26	0,412	-3,12	0,015	11,61
U27	0,413	-3,18	0,015	12,03
U28	0,414	-3,40	0,009	19,10
U29	0,415	-3,71	0,006	28,45
U30	22,000	0,00	1,518	350,64
U32	22,000	0,00	1,517	351,04
U33	0,414	-3,46	0,008	21,97
U34	0,414	-3,41	0,013	13,21
U35	0,413	-3,29	0,010	17,23
U36	0,413	-3,16	0,014	12,99
U37	0,412	-2,95	0,015	11,40
U38	0,411	-2,76	0,016	10,75
U39	0,412	-2,96	0,017	10,21
U40	0,410	-2,52	0,018	10,05
U41	0,413	-3,17	0,011	15,70
U42	0,411	-2,73	0,017	10,51
U43	22,000	0,00	1,518	350,75

Uzel	U (kV)	$\Delta U_n$ (%)	$Z_k$ ( $\Omega$ )	$S_k$ (MVA)
U44	0,414	-3,59	0,006	29,12
U45	22,000	0,00	1,515	351,48
U46	0,414	-3,42	0,005	34,33
U47	0,414	-3,48	0,009	19,48
U48	0,414	-3,46	0,009	20,51
U49	0,414	-3,51	0,008	22,16
U50	0,414	-3,38	0,010	17,19
U51	0,412	-3,01	0,005	33,45
U52	0,412	-2,89	0,013	13,63
U53	0,412	-3,09	0,010	18,31
U54	0,412	-3,03	0,009	19,93
U55	0,412	-2,95	0,014	12,61
U56	0,411	-2,70	0,015	11,92
U57	0,411	-2,84	0,010	17,53
U58	0,411	-2,66	0,013	13,42
U60	0,411	-2,83	0,016	10,96
U61	0,412	-3,08	0,017	10,56
U62	0,413	-3,36	0,015	12,14
U63	0,414	-3,48	0,008	23,38
U64	0,412	-2,93	0,014	12,19
U65	0,414	-3,46	0,010	17,03
U66	0,413	-3,36	0,010	17,92
U68	0,416	-4,07	0,006	28,72
U69	22,000	0,00	1,518	350,69
U70	0,413	-3,30	0,014	12,78
U71	0,414	-3,49	0,007	24,14
U72	0,414	-3,59	0,012	15,07
U73	0,416	-4,04	0,004	39,42
U74	22,000	0,00	1,503	354,23
U75	0,415	-3,80	0,012	15,13
U76	0,417	-4,20	0,005	32,68
U77	0,414	-3,41	0,005	34,86
U78	0,415	-3,81	0,008	22,36
U79	0,416	-3,89	0,008	22,07
U80	0,414	-3,53	0,013	13,39
U81	0,416	-3,96	0,006	27,90
U82	0,414	-3,51	0,018	9,56
U83	0,414	-3,41	0,011	16,62
U84	22,000	0,00	1,519	350,49
U85	0,414	-3,61	0,011	16,64

Uzel	U (kV)	$\Delta U_n$ (%)	$Z_k$ ( $\Omega$ )	$S_k$ (MVA)
U85	0,414	-3,61	0,011	16,64
U86	0,412	-3,03	0,011	15,45
U87	0,413	-3,23	0,010	17,27
U88	0,413	-3,26	0,008	21,03
U89	0,413	-3,18	0,006	29,96
U90	0,414	-3,46	0,007	23,70
U91	0,414	-3,47	0,013	13,72
U92	0,415	-3,74	0,007	23,52
U93	22,000	0,00	1,523	349,58
U95	0,412	-2,95	0,008	21,92
U96	0,412	-2,95	0,008	22,31
U97	0,412	-3,06	0,006	28,04
U98	0,413	-3,25	0,011	15,52
U99	0,410	-2,51	0,017	10,24

Tabulka 25: Napěťové poměry v jednotlivých uzlech navržené mřížové sítě při poruše jednoho napáječe VN, uzly odpojených trafostanic nejsou uvedeny.

TRANSFORMÁTORY								
Prvek	uzel	I (A)	Z ( $\Omega$ )	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	$\Delta P$ (kW)	Využití (%)
1525	U69	6,31	43,902	-231,79	-64,01	240,47	-1,66	38,17
	U68	329,12	43,902	230,13	57,89	237,30		
2803	U84	6,54	43,901	-238,04	-74,15	249,32	-2,20	39,58
	U81	340,88	43,901	235,84	68,24	245,51		
2805	U32	7,79	43,902	-275,02	-111,80	296,87	-2,13	47,12
	U13	406,51	43,902	272,88	103,12	291,72		
2806	U18	7,57	43,902	-270,11	-100,77	288,29	-2,06	45,76
	U16	394,74	43,902	268,05	92,51	283,56		
2811	U93	7,13	43,901	-253,78	-96,86	271,64	-1,91	43,12
	U92	371,88	43,901	251,87	89,47	267,29		
2813	U30	7,32	43,902	-260,76	-99,00	278,92	-1,97	44,27
	U29	381,86	43,902	258,79	91,19	274,39		
2814	U8	7,31	43,901	-264,17	-88,85	278,71	-1,97	44,24
	U5	381,65	43,901	262,20	81,12	274,46		
2815	U43	7,73	43,901	-273,16	-110,31	294,59	-2,11	46,76
	U44	403,42	43,901	271,05	101,82	289,54		
2816	U45	8,09	43,901	-279,94	-128,97	308,22	-2,24	48,92
	U46	422,10	43,901	277,70	119,79	302,43		
2232a	U74	5,93	43,901	-220,03	-51,00	225,86	-1,56	35,85
	U76	309,10	43,901	218,48	45,45	223,15		
2232b	U74	6,23	43,902	-227,44	-68,16	237,43	-1,64	37,69
	U73	324,91	43,902	225,80	62,16	234,20		

Tabulka 26: Vypočtené proudy, impedance, výkony a ztráty v trafostanicích při poruše jednoho napáječe VN.

VEDENÍ							
Prvek	uzel	I (A)	Z (Ω)	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	ΔP (kW)
V011	U2	8,31	0,020	-5,46	-2,27	5,91	0,00
	U3	8,31	0,020	5,46	2,26	5,91	
V012	U2	8,31	0,020	-5,46	-2,27	5,91	0,00
	U3	8,31	0,020	5,46	2,26	5,91	
V013	U3	78,24	0,014	53,09	16,51	55,60	-0,24
	U4	78,24	0,014	-53,33	-16,61	55,86	
V014	U4	120,99	0,014	82,33	26,14	86,38	-0,59
	U5	120,99	0,014	-82,92	-26,39	87,01	
V015	U7	114,86	0,012	78,28	24,85	82,13	-0,44
	U5	114,86	0,012	-78,72	-25,03	82,60	
V016	U6	57,45	0,022	39,08	11,95	40,86	-0,20
	U7	57,45	0,022	-39,28	-12,03	41,08	
V017	U2	4,33	0,006	3,07	0,12	3,08	0,00
	U6	4,33	0,006	-3,07	-0,12	3,08	
V021	U5	73,33	0,014	-50,58	-14,93	52,73	-0,22
	U9	73,33	0,014	50,36	14,84	52,50	
V022	U9	8,90	0,014	-6,36	-0,38	6,37	0,00
	U10	8,90	0,014	6,36	0,38	6,37	
V023	U14	17,51	0,016	12,12	3,14	12,52	-0,01
	U10	17,51	0,016	-12,13	-3,15	12,53	
V024	U13	41,44	0,023	-27,99	-10,05	29,74	-0,11
	U14	41,44	0,023	27,88	10,01	29,62	
V025	U12	18,65	0,021	12,11	5,65	13,37	-0,02
	U13	18,65	0,021	-12,13	-5,66	13,39	
V026	U11	16,88	0,016	-11,90	-2,25	12,11	-0,01
	U12	16,88	0,016	11,89	2,24	12,10	
V027	U5	52,01	0,012	-35,99	-10,17	37,40	-0,09
	U11	52,01	0,012	35,90	10,14	37,30	
V031	U10	41,41	0,022	28,18	9,16	29,63	-0,11
	U16	41,41	0,022	-28,29	-9,20	29,75	
V032	U10	23,56	0,011	16,05	5,17	16,86	-0,02
	U17	23,56	0,011	-16,06	-5,18	16,88	
V033	U17	54,41	0,012	37,06	12,08	38,98	-0,10
	U16	54,41	0,012	-37,16	-12,12	39,09	
V034	U20	37,55	0,016	25,70	7,99	26,91	-0,06
	U16	37,55	0,016	-25,76	-8,01	26,98	
V035	U19	8,01	0,016	-5,31	-2,20	5,75	0,00
	U20	8,01	0,016	5,30	2,20	5,74	
V036	U13	10,68	0,020	-6,92	-3,30	7,66	-0,01
	U19	10,68	0,020	6,91	3,30	7,66	
V037	U13	38,09	0,019	-25,62	-9,51	27,33	-0,08
	U15	38,09	0,019	25,55	9,48	27,25	

Prvek	uzel	I (A)	Z ( $\Omega$ )	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	$\Delta P$ (kW)
V038	U15	6,25	0,011	4,45	0,39	4,47	0,00
	U10	6,25	0,011	-4,46	-0,39	4,47	
V041	U16	103,75	0,024	-70,47	-24,24	74,53	-0,71
	U21	103,75	0,024	69,76	23,94	73,76	
V042	U21	1,35	0,022	0,24	-0,93	0,96	0,00
	U22	1,35	0,022	-0,24	0,93	0,96	
V043	U22	75,43	0,015	51,24	15,83	53,63	-0,23
	U23	75,43	0,015	-51,47	-15,92	53,88	
V044	U16	42,81	0,032	-28,57	-11,37	30,75	-0,16
	U23	42,81	0,032	28,41	11,31	30,58	
V045	U23	22,46	0,022	14,55	6,75	16,04	-0,03
	U24	22,46	0,022	-14,58	-6,76	16,07	
V046	U24	91,46	0,009	61,58	22,21	65,47	-0,22
	U16	91,46	0,009	-61,80	-22,30	65,70	
V051	U2	23,87	0,012	-16,42	-4,32	16,98	-0,02
	U40	23,87	0,012	16,40	4,31	16,96	
V052	U40	23,64	0,020	15,60	6,21	16,79	-0,03
	U42	23,64	0,020	-15,63	-6,22	16,83	
V053	U42	79,81	0,020	53,63	18,71	56,80	-0,35
	U46	79,81	0,020	-53,98	-18,86	57,18	
V054	U47	7,51	0,021	-5,37	-0,44	5,38	0,00
	U46	7,51	0,021	5,36	0,44	5,38	
V055	U44	22,75	0,012	-15,70	-4,50	16,33	-0,02
	U47	22,75	0,012	15,68	4,49	16,31	
V056	U44	22,75	0,012	-15,70	-4,50	16,33	-0,02
	U47	22,75	0,012	15,68	4,49	16,31	
V057	U41	54,27	0,018	36,74	12,46	38,79	-0,15
	U44	54,27	0,018	-36,88	-12,52	38,95	
V058	U41	54,27	0,018	36,74	12,46	38,79	-0,15
	U44	54,27	0,018	-36,88	-12,52	38,95	
V059	U2	61,42	0,020	41,26	14,32	43,68	-0,21
	U41	61,42	0,020	-41,47	-14,41	43,90	
V061	U36	23,41	0,020	-15,96	-5,04	16,73	-0,03
	U39	23,41	0,020	15,93	5,03	16,70	
V062	U13	76,43	0,013	-52,16	-16,96	54,85	-0,20
	U36	76,43	0,013	51,96	16,87	54,63	
V063	U13	85,23	0,017	-58,16	-18,95	61,16	-0,34
	U37	85,23	0,017	57,81	18,80	60,79	
V064	U37	20,30	0,021	-13,81	-4,34	14,48	-0,02
	U38	20,30	0,021	13,79	4,33	14,45	
V065	U38	72,85	0,021	49,21	16,38	51,87	-0,31
	U46	72,85	0,021	-49,52	-16,50	52,20	
V066	U39	40,04	0,026	27,07	9,10	28,56	-0,12
	U46	40,04	0,026	-27,19	-9,15	28,69	

Prvek	uzel	I (A)	Z ( $\Omega$ )	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	$\Delta P$ (kW)
V071	U13	16,78	0,013	-10,87	-5,18	12,04	-0,01
	U19	16,78	0,013	10,86	5,18	12,03	
V072	U19	9,83	0,006	-7,03	-0,41	7,04	0,00
	U33	9,83	0,006	7,03	0,40	7,04	
V073	U33	59,58	0,005	39,97	15,05	42,71	-0,04
	U13	59,58	0,005	-40,01	-15,06	42,75	
V074	U34	11,15	0,018	5,43	5,86	7,99	-0,01
	U19	11,15	0,018	-5,43	-5,87	8,00	
V075	U29	39,11	0,019	-27,65	-5,02	28,10	-0,08
	U34	39,11	0,019	27,57	4,99	28,02	
V076	U29	26,97	0,037	-19,09	-3,33	19,38	-0,07
	U35	26,97	0,037	19,02	3,30	19,30	
V077	U35	60,14	0,011	38,91	18,40	43,04	-0,11
	U13	60,14	0,011	-39,02	-18,45	43,16	
V081	U29	81,35	0,015	-56,04	-16,62	58,46	-0,28
	U27	81,35	0,015	55,76	16,50	58,15	
V082	U23	8,06	0,025	5,76	0,07	5,76	0,00
	U27	8,06	0,025	-5,76	-0,07	5,76	
V083	U23	4,94	0,025	2,76	-2,20	3,53	0,00
	U26	4,94	0,025	-2,76	2,20	3,53	
V084	U26	52,96	0,012	36,76	8,98	37,84	-0,09
	U28	52,96	0,012	-36,85	-9,02	37,94	
V085	U28	54,30	0,013	35,89	15,01	38,90	-0,11
	U29	54,30	0,013	-36,00	-15,05	39,02	
V0909	U50	28,41	0,010	18,30	8,90	20,35	-0,02
	U49	28,41	0,010	-18,32	-8,91	20,37	
V091	U44	22,92	0,014	-15,87	-4,34	16,45	-0,02
	U48	22,92	0,014	15,85	4,33	16,43	
V0910	U44	31,92	0,016	-20,94	-9,30	22,91	-0,04
	U50	31,92	0,016	20,89	9,29	22,86	
V0911	U44	37,61	0,005	-25,18	-9,73	26,99	-0,02
	U49	37,61	0,005	25,16	9,72	26,97	
V0912	U44	37,61	0,005	-25,18	-9,73	26,99	-0,02
	U49	37,61	0,005	25,16	9,72	26,97	
V0913	U44	43,65	0,037	-27,84	-14,37	31,33	-0,20
	U52	43,65	0,037	27,64	14,29	31,11	
V092	U48	22,92	0,014	15,85	4,33	16,43	-0,02
	U44	22,92	0,014	-15,87	-4,34	16,45	
V093	U48	7,95	0,013	-5,70	-0,11	5,70	0,00
	U46	7,95	0,013	5,70	0,11	5,70	
V094	U46	22,17	0,042	-12,51	-9,79	15,89	-0,06
	U54	22,17	0,042	12,45	9,77	15,83	
V095	U53	81,92	0,009	52,41	26,02	58,51	-0,17
	U46	81,92	0,009	-52,58	-26,09	58,70	

Prvek	uzel	I (A)	Z ( $\Omega$ )	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	$\Delta P$ (kW)
V096	U51	14,67	0,017	3,40	9,90	10,47	-0,01
	U53	14,67	0,017	-3,41	-9,91	10,48	
V097	U50	28,46	0,030	-17,19	-10,96	20,38	-0,07
	U51	28,46	0,030	17,12	10,93	20,31	
V098	U44	30,40	0,044	-19,01	-10,71	21,82	-0,11
	U51	30,40	0,044	18,90	10,66	21,70	
V101	U46	90,26	0,018	-60,19	-23,65	64,67	-0,42
	U56	90,26	0,018	59,77	23,48	64,22	
V102	U57	14,39	0,025	-10,24	0,46	10,25	-0,01
	U56	14,39	0,025	10,23	-0,47	10,24	
V103	U57	25,16	0,016	-16,38	-7,28	17,92	-0,03
	U58	25,16	0,016	16,35	7,27	17,89	
V104	U58	47,56	0,017	32,65	8,84	33,83	-0,11
	U51	47,56	0,017	-32,76	-8,89	33,94	
V105	U51	10,12	0,021	-6,37	3,41	7,22	-0,01
	U55	10,12	0,021	6,36	-3,41	7,22	
V106	U55	51,10	0,021	32,64	16,23	36,45	-0,15
	U46	51,10	0,021	-32,79	-16,29	36,61	
V107	U57	29,21	0,036	18,84	8,84	20,81	-0,08
	U35	29,21	0,036	-18,92	-8,88	20,90	
V111	U60	38,05	0,015	25,84	8,21	27,11	-0,06
	U61	38,05	0,015	-25,90	-8,23	27,18	
V112	U61	70,48	0,021	47,90	15,46	50,33	-0,29
	U29	70,48	0,021	-48,19	-15,58	50,64	
V113	U29	37,52	0,022	-24,31	-11,66	26,96	-0,08
	U62	37,52	0,022	24,23	11,62	26,87	
V114	U62	17,85	0,017	12,77	0,54	12,78	-0,01
	U63	17,85	0,017	-12,79	-0,55	12,80	
V115	U63	77,97	0,017	-54,23	-13,55	55,90	-0,28
	U64	77,97	0,017	53,95	13,43	55,60	
V116	U64	12,70	0,019	-8,95	1,36	9,06	-0,01
	U57	12,70	0,019	8,94	-1,36	9,05	
V117	U57	1,88	0,013	-1,16	-0,66	1,34	0,00
	U60	1,88	0,013	1,16	0,66	1,34	
V1209	U63	5,86	0,016	-3,65	2,08	4,20	0,00
	U65	5,86	0,016	3,65	-2,08	4,20	
V121	U28	29,77	0,024	19,67	8,23	21,32	-0,06
	U29	29,77	0,024	-19,73	-8,25	21,39	
V1210	U63	5,86	0,016	-3,65	2,08	4,20	0,00
	U65	5,86	0,016	3,65	-2,08	4,20	
V1211	U65	44,39	0,013	27,70	15,66	31,82	-0,07
	U29	44,39	0,013	-27,77	-15,69	31,90	
V122	U66	6,53	0,020	1,35	4,48	4,68	0,00
	U28	6,53	0,020	-1,36	-4,48	4,68	

Prvek	uzel	I (A)	Z ( $\Omega$ )	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	$\Delta P$ (kW)
V123	U28	6,53	0,020	-1,36	-4,48	4,68	0,00
	U66	6,53	0,020	1,35	4,48	4,68	
V124	U66	23,94	0,012	16,68	3,98	17,15	-0,02
	U63	23,94	0,012	-16,70	-3,99	17,17	
V125	U66	57,50	0,029	40,62	6,79	41,18	-0,27
	U68	57,50	0,029	-40,88	-6,90	41,46	
V127	U68	64,22	0,022	-45,76	-7,07	46,30	-0,25
	U63	64,22	0,022	45,51	6,96	46,04	
V128	U68	64,22	0,022	-45,76	-7,07	46,30	-0,25
	U63	64,22	0,022	45,51	6,96	46,04	
V131	U52	3,95	0,042	2,71	-0,77	2,82	0,00
	U95	3,95	0,042	-2,71	0,77	2,82	
V133	U52	23,52	0,037	-15,45	-6,51	16,77	-0,06
	U99	23,52	0,037	15,39	6,49	16,71	
V141	U98	13,83	0,051	-9,20	-3,64	9,90	-0,03
	U95	13,83	0,051	9,18	3,62	9,87	
V142	U52	46,56	0,018	32,10	8,44	33,19	-0,11
	U98	46,56	0,018	-32,21	-8,48	33,31	
V143	U99	42,81	0,030	29,16	8,61	30,40	-0,15
	U97	42,81	0,030	-29,31	-8,67	30,56	
V144	U92	58,21	0,022	-39,09	-14,90	41,84	-0,21
	U89	58,21	0,022	38,88	14,82	41,61	
V145	U92	58,21	0,022	-39,09	-14,90	41,84	-0,21
	U89	58,21	0,022	38,88	14,82	41,61	
V146	U98	60,32	0,019	41,21	12,80	43,15	-0,19
	U92	60,32	0,019	-41,40	-12,88	43,35	
V147	U92	60,32	0,019	-41,40	-12,88	43,35	-0,19
	U98	60,32	0,019	41,21	12,80	43,15	
V148	U99	28,63	0,035	19,45	5,95	20,34	-0,08
	U95	28,63	0,035	-19,53	-5,98	20,42	
V151	U51	3,37	0,013	2,37	0,41	2,40	0,00
	U54	3,37	0,013	-2,37	-0,41	2,40	
V152	U95	3,16	0,053	1,46	1,72	2,26	0,00
	U51	3,16	0,053	-1,46	-1,72	2,26	
V153	U77	40,65	0,024	-29,08	-1,58	29,12	-0,11
	U51	40,65	0,024	28,97	1,54	29,01	
V154	U77	27,49	0,021	-19,62	-1,70	19,70	-0,04
	U89	27,49	0,021	19,58	1,68	19,65	
V155	U89	101,72	0,003	-70,53	-17,72	72,72	-0,08
	U97	101,72	0,003	70,45	17,68	72,63	
V156	U89	101,72	0,003	-70,53	-17,72	72,72	-0,08
	U97	101,72	0,003	70,45	17,68	72,63	
V157	U97	10,08	0,012	-5,92	4,10	7,20	0,00
	U54	10,08	0,012	5,92	-4,10	7,20	



Prvek	uzel	I (A)	Z ( $\Omega$ )	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	$\Delta P$ (kW)
V161	U87	29,23	0,020	-20,61	3,48	20,91	-0,05
	U51	29,23	0,020	20,57	-3,50	20,86	
V162	U71	87,28	0,007	-61,77	-10,06	62,58	-0,15
	U87	87,28	0,007	61,61	10,00	62,42	
V163	U71	61,40	0,021	42,66	10,88	44,03	-0,22
	U73	61,40	0,021	-42,88	-10,97	44,26	
V164	U71	61,40	0,021	42,66	10,88	44,03	-0,22
	U73	61,40	0,021	-42,88	-10,97	44,26	
V165	U73	69,93	0,014	-49,17	-11,07	50,41	-0,20
	U85	69,93	0,014	48,98	10,99	50,20	
V166	U77	30,76	0,015	21,94	2,10	22,04	-0,04
	U85	30,76	0,015	-21,98	-2,12	22,08	
V167	U77	63,16	0,014	-44,44	-8,56	45,25	-0,16
	U86	63,16	0,014	44,28	8,50	45,08	
V168	U86	8,35	0,017	-3,28	4,98	5,96	0,00
	U51	8,35	0,017	3,27	-4,98	5,96	
V171	U70	26,30	0,017	18,01	5,49	18,83	-0,03
	U71	26,30	0,017	-18,04	-5,50	18,86	
V172	U68	81,07	0,022	-55,39	-18,67	58,46	-0,40
	U70	81,07	0,022	54,99	18,50	58,02	
V173	U68	40,78	0,015	-27,13	-11,33	29,40	-0,07
	U75	40,78	0,015	27,06	11,30	29,33	
V174	U68	23,14	0,026	-15,21	-6,86	16,68	-0,04
	U78	23,14	0,026	15,17	6,85	16,64	
V175	U75	29,78	0,019	20,94	4,48	21,41	-0,05
	U73	29,78	0,019	-20,99	-4,50	21,46	
V176	U72	53,04	0,020	36,76	9,89	38,07	-0,16
	U73	53,04	0,020	-36,92	-9,96	38,23	
V177	U73	42,80	0,030	-29,89	-7,64	30,85	-0,15
	U71	42,80	0,030	29,73	7,58	30,69	
V178	U72	22,35	0,010	-15,76	-2,99	16,04	-0,01
	U71	22,35	0,010	15,75	2,99	16,03	
V181	U91	42,80	0,015	28,94	10,19	30,68	-0,07
	U92	42,80	0,015	-29,02	-10,22	30,76	
V182	U91	42,80	0,015	28,94	10,19	30,68	-0,07
	U92	42,80	0,015	-29,02	-10,22	30,76	
V183	U92	20,31	0,033	-12,86	-6,90	14,60	-0,04
	U90	20,31	0,033	12,82	6,89	14,56	
V184	U90	1,84	0,057	-0,12	1,32	1,32	0,00
	U91	1,84	0,057	0,12	-1,32	1,32	
V18b1	U96	21,64	0,012	14,93	3,89	15,43	-0,02
	U97	21,64	0,012	-14,95	-3,89	15,45	
V18b2	U97	21,64	0,012	-14,95	-3,89	15,45	-0,02
	U96	21,64	0,012	14,93	3,89	15,43	

Prvek	uzel	I (A)	Z ( $\Omega$ )	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	$\Delta P$ (kW)
V18b3	U96	13,39	0,019	9,25	2,41	9,55	-0,01
	U97	13,39	0,019	-9,25	-2,41	9,56	
V18b4	U96	13,39	0,019	9,25	2,41	9,55	-0,01
	U97	13,39	0,019	-9,25	-2,41	9,56	
V18b5	U96	13,39	0,019	9,25	2,41	9,55	-0,01
	U97	13,39	0,019	-9,25	-2,41	9,56	
V191	U89	41,19	0,016	28,66	6,76	29,44	-0,07
	U90	41,19	0,016	-28,73	-6,79	29,52	
V192	U90	41,19	0,016	-28,73	-6,79	29,52	-0,07
	U89	41,19	0,016	28,66	6,76	29,44	
V193	U88	16,02	0,014	-11,40	1,18	11,46	-0,01
	U89	16,02	0,014	11,39	-1,18	11,45	
V194	U77	56,20	0,006	-39,45	-8,05	40,27	-0,05
	U88	56,20	0,006	39,40	8,02	40,21	
V195	U81	71,40	0,018	-49,29	-14,65	51,42	-0,25
	U77	71,40	0,018	49,04	14,55	51,15	
V196	U81	54,19	0,022	-38,07	-8,63	39,03	-0,18
	U90	54,19	0,022	37,89	8,56	38,84	
V197	U81	75,62	0,016	-53,12	-12,05	54,46	-0,25
	U90	75,62	0,016	52,87	11,94	54,20	
V201	U73	56,91	0,026	-40,35	-7,42	41,02	-0,23
	U77	56,91	0,026	40,11	7,32	40,77	
V2010	U80	2,84	0,016	-2,01	0,32	2,04	0,00
	U82	2,84	0,016	2,01	-0,32	2,04	
V2011	U80	32,86	0,030	21,90	8,72	23,57	-0,09
	U81	32,86	0,030	-21,99	-8,76	23,67	
V2012	U82	34,19	0,030	22,99	8,54	24,52	-0,10
	U81	34,19	0,030	-23,08	-8,58	24,63	
V2013	U83	73,10	0,017	50,04	15,46	52,37	-0,26
	U81	73,10	0,017	-50,29	-15,57	52,65	
V2014	U77	1,35	0,011	0,04	-0,97	0,97	0,00
	U83	1,35	0,011	-0,04	0,97	0,97	
V202	U76	94,19	0,020	-66,95	-11,87	68,00	-0,49
	U77	94,19	0,020	66,46	11,67	67,48	
V203	U73	126,78	0,003	90,39	13,47	91,38	-0,14
	U76	126,78	0,003	-90,52	-13,52	91,53	
V204	U73	24,63	0,014	-17,21	-4,36	17,75	-0,02
	U79	24,63	0,014	17,19	4,35	17,73	
V205	U73	24,63	0,014	-17,21	-4,36	17,75	-0,02
	U79	24,63	0,014	17,19	4,35	17,73	
V206	U78	26,65	0,020	18,66	4,38	19,16	-0,04
	U73	26,65	0,020	-18,70	-4,39	19,21	
V207	U79	28,88	0,006	-20,38	-4,09	20,78	-0,01
	U78	28,88	0,006	20,36	4,09	20,77	

Prvek	uzel	I (A)	Z ( $\Omega$ )	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	$\Delta P$ (kW)
V208	U78	37,39	0,018	-26,19	-6,11	26,89	-0,07
	U80	37,39	0,018	26,12	6,08	26,82	
V2804	U96	16,26	0,000	-11,60	0,13	11,60	0,00
	U95	16,26	0,000	11,59	-0,13	11,60	

Tabulka 27: Vypočtené proudy, impedance, výkony a ztráty v kabelovém vedení při výpadku jednoho napáječe VN.

ZÁTĚŽE						
Prvek	uzel	I (A)	Z (Ohm)	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)
46	U38	93,15	2,548	-63,00	-20,71	66,32
127	U90	67,56	3,537	-46,00	-15,12	48,42
313	U77	66,11	3,612	-45,00	-14,79	47,37
554	U78	40,98	5,851	-28,00	-9,20	29,47
590	U82	36,70	6,514	-25,00	-8,22	26,32
719	U83	73,46	3,251	-50,00	-16,43	52,63
721	U88	41,20	5,789	-28,00	-9,20	29,47
722	U61	32,43	7,342	-22,00	-7,23	23,16
730	U79	20,47	11,719	-14,00	-4,60	14,74
751	U85	39,59	6,043	-27,00	-8,87	28,42
756	U89	36,82	6,472	-25,00	-8,22	26,32
772	U80	67,51	3,542	-46,00	-15,12	48,42
777	U97	70,76	3,363	-48,00	-15,78	50,53
783	U51	79,65	2,987	-54,00	-17,75	56,84
796	U87	60,35	3,950	-41,00	-13,48	43,16
809	U47	38,18	6,260	-26,00	-8,55	27,37
821	U54	23,60	10,084	-16,00	-5,26	16,84
827	U41	47,13	5,056	-32,00	-10,52	33,69
830	U76	88,94	2,706	-61,00	-20,05	64,21
847	U75	70,26	3,412	-48,00	-15,78	50,53
859	U86	60,47	3,935	-41,00	-13,48	43,16
874	U49	46,97	5,089	-32,00	-10,52	33,69
876	U71	74,87	3,192	-51,00	-16,76	53,68
902	U72	30,80	7,767	-21,00	-6,90	22,11
903	U50	32,33	7,384	-22,00	-7,23	23,16
905	U48	38,18	6,257	-26,00	-8,55	27,37
968	U53	72,22	3,296	-49,00	-16,11	51,58
978	U70	107,37	2,222	-73,00	-23,99	76,84
993	U28	23,51	10,157	-16,00	-5,26	16,84
996	U66	88,19	2,707	-60,00	-19,72	63,16
1005	U64	66,43	3,579	-45,00	-14,79	47,37
1020	U58	72,52	3,269	-49,00	-16,11	51,58
1030	U55	57,56	4,131	-39,00	-12,82	41,05

Prvek	uzel	I (A)	Z (Ohm)	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)
1036	U56	103,56	2,290	-70,00	-23,01	73,69
1132	U36	53,02	4,493	-36,00	-11,83	37,89
1142	U40	47,42	4,993	-32,00	-10,52	33,69
1182	U26	50,10	4,754	-34,00	-11,18	35,79
1185	U42	56,20	4,221	-38,00	-12,49	40,00
1200	U52	69,40	3,424	-47,00	-15,45	49,47
1251	U39	63,45	3,748	-43,00	-14,13	45,26
1281	U6	53,28	4,449	-36,00	-11,83	37,89
1311	U11	35,22	6,788	-24,00	-7,89	25,26
1332	U9	64,69	3,689	-44,00	-14,46	46,32
1375	U14	58,91	4,045	-40,00	-13,15	42,11
1377	U65	51,40	4,649	-35,00	-11,50	36,84
1383	U12	35,26	6,773	-24,00	-7,89	25,26
1385	U7	57,41	4,151	-39,00	-12,82	41,05
1416	U15	44,14	5,403	-30,00	-9,86	31,58
1491	U60	39,89	5,953	-27,00	-8,87	28,42
1545	U37	64,94	3,661	-44,00	-14,46	46,32
1553	U10	50,01	4,769	-34,00	-11,18	35,79
1593	U27	73,63	3,236	-50,00	-16,43	52,63
1637	U20	45,54	5,246	-31,00	-10,19	32,63
1689	U17	30,86	7,740	-21,00	-6,90	22,11
1693	U34	48,49	4,925	-33,00	-10,85	34,74
1694	U22	75,51	3,138	-51,00	-16,76	53,68
1699	U24	69,12	3,452	-47,00	-15,45	49,47
1789	U91	85,17	2,806	-58,00	-19,06	61,05
1892	U62	54,39	4,389	-37,00	-12,16	38,95
1896	U98	60,33	3,952	-41,00	-13,48	43,16
2117	U35	57,37	4,158	-39,00	-12,82	41,05
2151	U4	42,76	5,566	-29,00	-9,53	30,53
2165	U99	94,86	2,496	-64,00	-21,04	67,37
2205	U21	103,65	2,286	-70,00	-23,01	73,69
2315	U3	94,80	2,499	-64,00	-21,04	67,37
1000v	U33	69,02	3,462	-47,00	-15,45	49,47
1001v	U44	23,47	10,195	-16,00	-5,26	16,84
2804z	U96	67,89	3,502	-46,00	-15,12	48,42
2806z	U16	23,45	10,213	-16,00	-5,26	16,84
2809z	U2	25,17	9,420	-17,00	-5,59	17,90
2811z	U92	29,29	8,180	-20,00	-6,57	21,05
2814z	U5	20,49	11,698	-14,00	-4,60	14,74

Tabulka 28: Vypočtené proudy, impedance a výkony v uzlech reprezentujících odběry při poruše jednoho napáječe VN.

**8.8.3. Vypočtené hodnoty poruchového stavu navržené sítě – výpadek dvou napáječů VN**

Uzel	U (kV)	$\Delta U_n$ (%)	$Z_k$ ( $\Omega$ )	$S_k$ (MVA)
U2	0,400	0,06	0,016	10,88
U3	0,398	0,39	0,021	8,39
U4	0,399	0,25	0,022	7,99
U5	0,401	-0,18	0,016	10,72
U6	0,399	0,20	0,02	8,99
U7	0,399	0,15	0,022	8,08
U9	0,403	-0,77	0,017	10,57
U10	0,407	-1,78	0,01	16,99
U11	0,402	-0,49	0,02	8,77
U12	0,405	-1,13	0,019	9,45
U13	0,409	-2,30	0,007	25,91
U14	0,407	-1,75	0,016	11,28
U15	0,407	-1,83	0,014	12,94
U16	0,411	-2,84	0,008	20,87
U17	0,409	-2,22	0,013	13,69
U18	22,000	0,00	1,527	348,70
U19	0,409	-2,18	0,009	20,19
U20	0,409	-2,36	0,013	13,25
U21	0,406	-1,59	0,022	8,08
U22	0,406	-1,43	0,021	8,39
U23	0,407	-1,82	0,013	13,53
U24	0,409	-2,34	0,014	12,63
U26	0,406	-1,52	0,017	10,31
U27	0,405	-1,36	0,017	10,31
U28	0,407	-1,65	0,012	15,30
U29	0,406	-1,58	0,009	18,92
U32	22,000	0,00	1,521	350,04
U33	0,409	-2,17	0,009	19,38
U34	0,407	-1,68	0,015	11,55
U35	0,407	-1,76	0,011	15,31
U36	0,407	-1,65	0,015	12,02
U37	0,405	-1,35	0,017	10,60
U38	0,403	-0,78	0,018	9,70
U39	0,404	-1,09	0,019	9,36
U40	0,400	0,11	0,021	8,57
U41	0,405	-1,31	0,013	13,70
U42	0,401	-0,23	0,019	9,09
U43	22,000	0,00	1,523	349,64
U44	0,408	-2,12	0,007	23,87
U46	0,404	-1,06	0,008	22,97
U47	0,407	-1,81	0,011	16,68
U48	0,407	-1,68	0,01	17,16

Uzel	U (kV)	$\Delta U_n$ (%)	$Z_k$ ( $\Omega$ )	$S_k$ (MVA)
U49	0,408	-2,03	0,009	19,10
U50	0,408	-1,89	0,011	15,39
U51	0,406	-1,46	0,006	27,25
U52	0,404	-0,93	0,015	11,51
U53	0,404	-1,01	0,012	15,13
U54	0,405	-1,29	0,01	16,99
U55	0,404	-0,99	0,016	11,18
U56	0,402	-0,59	0,017	10,56
U57	0,404	-1,09	0,011	15,43
U58	0,404	-1,00	0,014	12,36
U60	0,404	-0,97	0,018	9,91
U61	0,404	-1,10	0,019	9,27
U62	0,407	-1,65	0,017	10,54
U63	0,408	-2,10	0,009	19,65
U64	0,405	-1,37	0,016	11,16
U65	0,407	-1,79	0,012	14,19
U66	0,408	-1,93	0,011	15,43
U68	0,414	-3,45	0,007	26,65
U69	22,000	0,00	1,52	350,26
U70	0,411	-2,68	0,014	12,58
U71	0,412	-2,88	0,008	23,32
U72	0,412	-3,05	0,012	14,86
U73	0,415	-3,65	0,005	37,44
U74	22,000	0,00	1,507	353,39
U75	0,413	-3,28	0,012	14,89
U76	0,416	-3,90	0,006	31,68
U77	0,409	-2,37	0,006	29,96
U78	0,413	-3,31	0,008	21,84
U79	0,414	-3,44	0,008	21,63
U80	0,412	-2,89	0,013	13,05
U81	0,413	-3,17	0,007	24,83
U82	0,411	-2,82	0,019	9,36
U83	0,410	-2,47	0,011	15,56
U84	22,000	0,00	1,522	349,82
U85	0,412	-2,90	0,011	16,09
U86	0,407	-1,75	0,012	14,35
U87	0,409	-2,36	0,011	16,61
U88	0,408	-2,00	0,009	18,54
U89	0,406	-1,45	0,008	22,27
U90	0,408	-1,95	0,009	19,02

Uzel	U (kV)	$\Delta U_n$ (%)	$Z_k$ ( $\Omega$ )	$S_k$ (MVA)
U91	0,404	-0,96	0,018	9,94
U92	0,404	-1,12	0,012	14,12
U95	0,405	-1,16	0,01	17,47
U96	0,405	-1,16	0,01	17,72
U97	0,405	-1,31	0,008	21,29
U98	0,404	-0,92	0,015	11,55
U99	0,403	-0,68	0,019	9,11

Tabulka 29: Napěťové poměry v jednotlivých uzlech navržené mřížové sítě při poruše dvou napáječů VN, uzly odpojených trafostanic nejsou uvedeny.

TRANSFORMÁTORY								
Prvek	uzel	I (A)	Z ( $\Omega$ )	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	$\Delta P$ (kW)	Využití (%)
1525	U69	10,16	43,902	-370,87	-111,12	387,16	-3,11	61,5
	U68	530,74	43,902	367,76	97,20	380,39		
2803	U84	10,73	43,901	-384,83	-137,95	408,81	-3,89	64,9
	U81	560,11	43,901	380,94	123,15	400,35		
2805	U32	13,60	43,902	-466,99	-224,22	518,03	-4,96	82,2
	U13	710,46	43,902	462,03	200,26	503,56		
2806	U18	12,44	43,902	-443,51	-167,60	474,12	-4,28	75,3
	U16	650,20	43,902	439,22	147,34	463,28		
2815	U43	13,88	43,901	-469,20	-244,08	528,89	-5,14	84,0
	U44	725,41	43,901	464,06	219,24	513,24		
232a	U74	9,01	43,901	-336,92	-65,91	343,30	-2,61	54,5
	U76	470,59	43,901	334,31	54,70	338,76		
232b	U74	9,50	43,902	-349,78	-92,50	361,81	-2,81	57,4
	U73	495,94	43,902	346,97	80,19	356,12		

Tabulka 30: Vypočtené proudy, impedance, výkony a ztráty v trafostanicích při poruše dvou napáječů VN.

VEDENÍ							
Prvek	uzel	I (A)	Z ( $\Omega$ )	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	$\Delta P$ (kW)
V011	U2	37,07	0,020	-24,46	-7,78	25,67	-0,08
	U3	37,07	0,020	24,38	7,75	25,58	
V012	U2	37,07	0,020	-24,46	-7,78	25,67	-0,08
	U3	37,07	0,020	24,38	7,75	25,58	
V013	U3	23,49	0,014	15,24	5,54	16,21	-0,02
	U4	23,49	0,014	-15,26	-5,55	16,24	
V014	U4	67,66	0,014	44,26	15,08	46,76	-0,18
	U5	67,66	0,014	-44,44	-15,16	46,96	

Prvek	uzel	I (A)	Z ( $\Omega$ )	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	$\Delta P$ (kW)
V015	U7	63,82	0,012	41,79	14,25	44,15	-0,13
	U5	63,82	0,012	-41,92	-14,30	44,30	
V016	U6	4,53	0,022	2,79	1,43	3,13	0,00
	U7	4,53	0,022	-2,79	-1,43	3,13	
V017	U2	50,33	0,006	-33,26	-10,42	34,85	-0,04
	U6	50,33	0,006	33,21	10,41	34,81	
V021	U5	94,83	0,014	62,67	20,09	65,81	-0,36
	U9	94,83	0,014	-63,03	-20,24	66,20	
V022	U9	161,16	0,014	107,03	34,70	112,52	-1,04
	U10	161,16	0,014	-108,07	-35,13	113,64	
V023	U14	4,87	0,016	3,11	-1,45	3,43	0,00
	U10	4,87	0,016	-3,11	1,45	3,43	
V024	U13	56,28	0,023	-37,09	-14,69	39,89	-0,20
	U14	56,28	0,023	36,89	14,60	39,68	
V025	U12	130,24	0,021	86,20	29,96	91,26	-0,98
	U13	130,24	0,021	-87,18	-30,36	92,31	
V026	U11	94,19	0,016	61,81	21,90	65,57	-0,39
	U12	94,19	0,016	-62,20	-22,07	66,00	
V027	U5	57,92	0,012	37,69	13,97	40,20	-0,11
	U11	57,92	0,012	-37,81	-14,01	40,32	
V031	U10	112,51	0,022	76,24	21,96	79,34	-0,77
	U16	112,51	0,022	-77,01	-22,29	80,17	
V032	U10	91,16	0,011	61,88	17,40	64,28	-0,26
	U17	91,16	0,011	-62,14	-17,51	64,56	
V033	U17	122,35	0,012	83,14	24,41	86,64	-0,49
	U16	122,35	0,012	-83,63	-24,61	87,18	
V034	U20	73,01	0,016	50,02	13,35	51,77	-0,23
	U16	73,01	0,016	-50,25	-13,44	52,02	
V035	U19	27,19	0,016	18,99	3,14	19,25	-0,03
	U20	27,19	0,016	-19,02	-3,16	19,28	
V036	U13	15,05	0,020	-8,67	-6,21	10,67	-0,01
	U19	15,05	0,020	8,66	6,21	10,66	
V037	U13	56,88	0,019	-37,25	-15,43	40,32	-0,17
	U15	56,88	0,019	37,08	15,36	40,13	
V038	U15	12,70	0,011	-7,08	-5,50	8,96	0,00
	U10	12,70	0,011	7,07	5,50	8,96	
V041	U16	121,14	0,024	-81,22	-29,20	86,31	-0,97
	U21	121,14	0,024	80,25	28,80	85,26	
V042	U21	16,73	0,022	-10,25	-5,79	11,77	-0,02
	U22	16,73	0,022	10,24	5,78	11,76	
V043	U22	60,07	0,015	40,76	10,98	42,22	-0,15
	U23	60,07	0,015	-40,91	-11,04	42,38	
V044	U16	74,60	0,032	-48,92	-20,80	53,16	-0,49
	U23	74,60	0,032	48,43	20,60	52,62	

Prvek	uzel	I (A)	Z ( $\Omega$ )	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	$\Delta P$ (kW)
V045	U23	54,09	0,022	34,61	16,05	38,15	-0,18
	U24	54,09	0,022	-34,79	-16,13	38,35	
V046	U24	123,66	0,009	81,79	31,58	87,68	-0,40
	U16	123,66	0,009	-82,19	-31,74	88,11	
V051	U2	10,35	0,012	-5,19	-4,94	7,17	0,00
	U40	10,35	0,012	5,19	4,94	7,16	
V052	U40	39,57	0,020	26,81	5,58	27,39	-0,09
	U42	39,57	0,020	-26,90	-5,62	27,48	
V053	U42	97,03	0,020	64,90	18,11	67,38	-0,52
	U46	97,03	0,020	-65,42	-18,32	67,94	
V054	U47	84,49	0,021	-53,32	-26,62	59,60	-0,41
	U46	84,49	0,021	52,91	26,45	59,15	
V055	U44	61,50	0,012	-39,78	-17,63	43,51	-0,12
	U47	61,50	0,012	39,66	17,58	43,38	
V056	U44	61,50	0,012	-39,78	-17,63	43,51	-0,12
	U47	61,50	0,012	39,66	17,58	43,38	
V057	U41	103,84	0,018	68,89	23,81	72,88	-0,54
	U44	103,84	0,018	-69,43	-24,03	73,47	
V058	U41	103,84	0,018	68,89	23,81	72,88	-0,54
	U44	103,84	0,018	-69,43	-24,03	73,47	
V059	U2	159,69	0,020	104,37	36,52	110,57	-1,41
	U41	159,69	0,020	-105,77	-37,10	112,09	
V061	U36	66,42	0,020	-42,85	-18,76	46,78	-0,24
	U39	66,42	0,020	42,61	18,67	46,52	
V062	U13	120,10	0,013	-79,36	-30,80	85,12	-0,51
	U36	120,10	0,013	78,85	30,59	84,58	
V063	U13	128,72	0,017	-85,18	-32,68	91,23	-0,79
	U37	128,72	0,017	84,39	32,36	90,38	
V064	U37	62,92	0,021	-40,39	-17,90	44,18	-0,23
	U38	62,92	0,021	40,16	17,80	43,93	
V065	U38	32,98	0,021	22,84	2,91	23,02	-0,06
	U46	32,98	0,021	-22,90	-2,93	23,09	
V066	U39	6,50	0,026	0,39	-4,54	4,55	0,00
	U46	6,50	0,026	-0,39	4,53	4,55	
V071	U13	23,65	0,013	-13,63	-9,76	16,76	-0,02
	U19	23,65	0,013	13,61	9,75	16,74	
V072	U19	8,87	0,006	-3,77	5,02	6,28	0,00
	U33	8,87	0,006	3,77	-5,02	6,28	
V073	U33	67,58	0,005	43,23	20,47	47,84	-0,06
	U13	67,58	0,005	-43,29	-20,50	47,90	
V074	U34	62,98	0,018	37,29	24,04	44,37	-0,20
	U19	62,98	0,018	-37,49	-24,12	44,58	
V075	U29	19,69	0,019	4,27	13,18	13,86	-0,02
	U34	19,69	0,019	-4,29	-13,19	13,87	



Prvek	uzel	I (A)	Z ( $\Omega$ )	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	$\Delta P$ (kW)
V076	U29	15,71	0,037	4,51	10,10	11,06	-0,02
	U35	15,71	0,037	-4,54	-10,11	11,08	
V077	U35	114,11	0,011	69,99	39,67	80,45	-0,40
	U13	114,11	0,011	-70,39	-39,83	80,88	
V081	U29	33,95	0,015	-23,70	-3,01	23,90	-0,05
	U27	33,95	0,015	23,66	2,99	23,84	
V082	U23	42,11	0,025	-26,47	-13,49	29,71	-0,12
	U27	42,11	0,025	26,34	13,44	29,57	
V083	U23	28,07	0,025	-15,66	-12,12	19,80	-0,05
	U26	28,07	0,025	15,60	12,09	19,74	
V084	U26	26,19	0,012	18,40	-0,91	18,42	-0,02
	U28	26,19	0,012	-18,42	0,90	18,44	
V085	U28	13,88	0,013	-9,59	1,88	9,77	-0,01
	U29	13,88	0,013	9,58	-1,88	9,77	
V0909	U50	32,55	0,010	17,97	14,31	22,97	-0,03
	U49	32,55	0,010	-18,00	-14,32	23,01	
V091	U44	74,28	0,014	-47,83	-21,77	52,56	-0,21
	U48	74,28	0,014	47,62	21,69	52,33	
V0910	U44	35,16	0,016	-20,67	-13,84	24,88	-0,05
	U50	35,16	0,016	20,62	13,81	24,82	
V0911	U44	39,49	0,005	-25,03	-12,43	27,94	-0,02
	U49	39,49	0,005	25,00	12,42	27,92	
V0912	U44	39,49	0,005	-25,03	-12,43	27,94	-0,02
	U49	39,49	0,005	25,00	12,42	27,92	
V0913	U44	75,62	0,037	-44,73	-29,36	53,50	-0,59
	U52	75,62	0,037	44,14	29,11	52,88	
V092	U48	74,28	0,014	47,62	21,69	52,33	-0,21
	U44	74,28	0,014	-47,83	-21,77	52,56	
V093	U48	110,02	0,013	-69,25	-34,82	77,51	-0,44
	U46	110,02	0,013	68,81	34,64	77,04	
V094	U46	17,70	0,042	11,38	-4,92	12,40	-0,04
	U54	17,70	0,042	-11,42	4,90	12,42	
V095	U53	20,50	0,009	3,86	13,82	14,35	-0,01
	U46	20,50	0,009	-3,87	-13,82	14,36	
V096	U51	64,58	0,017	-45,33	-2,37	45,40	-0,20
	U53	64,58	0,017	45,14	2,29	45,20	
V097	U50	37,80	0,030	-16,60	-20,89	26,68	-0,12
	U51	37,80	0,030	16,48	20,84	26,57	
V098	U44	37,55	0,044	-18,53	-19,05	26,57	-0,17
	U51	37,55	0,044	18,35	18,98	26,40	
V101	U46	59,82	0,018	-38,27	-17,03	41,88	-0,18
	U56	59,82	0,018	38,08	16,95	41,69	
V102	U57	46,62	0,025	-32,07	-6,12	32,65	-0,15
	U56	46,62	0,025	31,92	6,06	32,49	

Prvek	uzel	I (A)	Z ( $\Omega$ )	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	$\Delta P$ (kW)
V103	U57	12,82	0,016	-6,50	-6,20	8,98	-0,01
	U58	12,82	0,016	6,49	6,20	8,97	
V104	U58	62,38	0,017	42,51	9,92	43,65	-0,19
	U51	62,38	0,017	-42,70	-9,99	43,85	
V105	U51	52,89	0,021	-36,93	-4,30	37,18	-0,16
	U55	52,89	0,021	36,76	4,23	37,00	
V106	U55	12,69	0,021	2,24	8,59	8,88	-0,01
	U46	12,69	0,021	-2,25	-8,60	8,89	
V107	U57	44,41	0,036	26,26	16,66	31,10	-0,20
	U35	44,41	0,036	-26,45	-16,74	31,31	
V111	U60	20,01	0,015	13,47	3,81	14,00	-0,02
	U61	20,01	0,015	-13,48	-3,82	14,02	
V112	U61	53,06	0,021	35,48	11,05	37,17	-0,16
	U29	53,06	0,021	-35,65	-11,12	37,34	
V113	U29	11,74	0,022	7,18	-4,08	8,26	-0,01
	U62	11,74	0,022	-7,19	4,08	8,27	
V114	U62	63,79	0,017	44,19	8,09	44,93	-0,19
	U63	63,79	0,017	-44,38	-8,16	45,13	
V115	U63	103,39	0,017	-71,42	-15,74	73,14	-0,49
	U64	103,39	0,017	70,93	15,54	72,61	
V116	U64	36,94	0,019	-25,93	-0,75	25,94	-0,07
	U57	36,94	0,019	25,86	0,72	25,87	
V117	U57	20,65	0,013	-13,55	-5,06	14,46	-0,02
	U60	20,65	0,013	13,53	5,06	14,45	
V1209	U63	45,59	0,016	-31,90	-4,72	32,25	-0,09
	U65	45,59	0,016	31,81	4,69	32,15	
V121	U28	7,61	0,024	-5,26	1,03	5,36	0,00
	U29	7,61	0,024	5,25	-1,03	5,35	
V1210	U63	45,59	0,016	-31,90	-4,72	32,25	-0,09
	U65	45,59	0,016	31,81	4,69	32,15	
V1211	U65	40,69	0,013	-28,61	2,13	28,69	-0,06
	U29	40,69	0,013	28,55	-2,15	28,63	
V122	U66	34,99	0,020	-24,70	-0,75	24,71	-0,07
	U28	34,99	0,020	24,63	0,72	24,64	
V123	U28	34,99	0,020	24,63	0,72	24,64	-0,07
	U66	34,99	0,020	-24,70	-0,75	24,71	
V124	U66	34,66	0,012	23,97	4,97	24,48	-0,04
	U63	34,66	0,012	-24,01	-4,99	24,52	
V125	U66	123,15	0,029	85,43	16,25	86,96	-1,22
	U68	123,15	0,029	-86,66	-16,75	88,26	
V127	U68	146,45	0,022	-103,10	-19,71	104,96	-1,29
	U63	146,45	0,022	101,81	19,17	103,60	
V128	U68	146,45	0,022	-103,10	-19,71	104,96	-1,29
	U63	146,45	0,022	101,81	19,17	103,60	

Prvek	uzel	I (A)	Z ( $\Omega$ )	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	$\Delta P$ (kW)
V131	U52	14,41	0,042	10,05	-0,67	10,07	-0,02
	U95	14,41	0,042	-10,08	0,66	10,10	
V133	U52	15,79	0,037	-9,03	-6,35	11,04	-0,03
	U99	15,79	0,037	9,01	6,34	11,01	
V141	U98	11,09	0,051	7,54	1,82	7,76	-0,02
	U95	11,09	0,051	-7,56	-1,82	7,78	
V142	U52	9,86	0,018	1,84	-6,64	6,90	-0,01
	U98	9,86	0,018	-1,85	6,64	6,89	
V143	U99	49,87	0,030	33,65	8,79	34,78	-0,20
	U97	49,87	0,030	-33,86	-8,88	35,00	
V144	U92	34,60	0,022	23,39	6,37	24,24	-0,07
	U89	34,60	0,022	-23,46	-6,40	24,32	
V145	U92	34,60	0,022	23,39	6,37	24,24	-0,07
	U89	34,60	0,022	-23,46	-6,40	24,32	
V146	U98	25,50	0,019	17,65	2,51	17,83	-0,03
	U92	25,50	0,019	-17,69	-2,53	17,87	
V147	U92	25,50	0,019	-17,69	-2,53	17,87	-0,03
	U98	25,50	0,019	17,65	2,51	17,83	
V148	U99	31,75	0,035	21,34	5,91	22,15	-0,10
	U95	31,75	0,035	-21,44	-5,95	22,25	
V151	U51	31,61	0,013	-20,28	-9,08	22,22	-0,04
	U54	31,61	0,013	20,24	9,06	22,18	
V152	U95	13,43	0,053	7,85	5,19	9,41	-0,03
	U51	13,43	0,053	-7,87	-5,20	9,44	
V153	U77	91,94	0,024	-64,94	-5,95	65,21	-0,56
	U51	91,94	0,024	64,37	5,72	64,63	
V154	U77	105,13	0,021	-72,91	-15,62	74,57	-0,63
	U89	105,13	0,021	72,28	15,36	73,89	
V155	U89	120,83	0,003	-83,29	-16,57	84,92	-0,11
	U97	120,83	0,003	83,18	16,52	84,81	
V156	U89	120,83	0,003	-83,29	-16,57	84,92	-0,11
	U97	120,83	0,003	83,18	16,52	84,81	
V157	U97	16,07	0,012	-7,18	8,70	11,28	-0,01
	U54	16,07	0,012	7,17	-8,70	11,28	
V161	U87	110,74	0,020	-78,36	-5,20	78,53	-0,68
	U51	110,74	0,020	77,68	4,92	77,84	
V162	U71	170,36	0,007	-119,94	-18,92	121,43	-0,58
	U87	170,36	0,007	119,36	18,68	120,81	
V163	U71	86,39	0,021	60,21	12,90	61,58	-0,43
	U73	86,39	0,021	-60,64	-13,08	62,04	
V164	U71	86,39	0,021	60,21	12,90	61,58	-0,43
	U73	86,39	0,021	-60,64	-13,08	62,04	
V165	U73	121,36	0,014	-85,46	-17,04	87,15	-0,59
	U85	121,36	0,014	84,87	16,80	86,52	

Prvek	uzel	I (A)	Z ( $\Omega$ )	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	$\Delta P$ (kW)
V166	U77	81,94	0,015	57,59	7,81	58,11	-0,29
	U85	81,94	0,015	-57,87	-7,93	58,41	
V167	U77	102,53	0,014	-71,73	-11,92	72,72	-0,42
	U86	102,53	0,014	71,31	11,75	72,27	
V168	U86	43,07	0,017	-30,31	1,74	30,36	-0,09
	U51	43,07	0,017	30,22	-1,77	30,28	
V171	U70	27,71	0,017	19,40	3,50	19,71	-0,04
	U71	27,71	0,017	-19,43	-3,52	19,75	
V172	U68	80,67	0,022	-54,00	-20,65	57,82	-0,40
	U70	80,67	0,022	53,60	20,49	57,39	
V173	U68	26,95	0,015	-14,83	-12,37	19,32	-0,03
	U75	26,95	0,015	14,80	12,36	19,29	
V174	U68	14,03	0,026	-6,08	-8,00	10,05	-0,01
	U78	14,03	0,026	6,07	8,00	10,04	
V175	U75	46,64	0,019	33,20	3,42	33,37	-0,11
	U73	46,64	0,019	-33,31	-3,47	33,49	
V176	U72	70,48	0,020	49,03	11,32	50,32	-0,27
	U73	70,48	0,020	-49,30	-11,44	50,61	
V177	U73	60,21	0,030	-42,27	-9,12	43,24	-0,30
	U71	60,21	0,030	41,97	8,99	42,92	
V178	U72	39,75	0,010	-28,03	-4,42	28,38	-0,04
	U71	39,75	0,010	27,99	4,40	28,33	
V181	U91	23,75	0,015	15,58	5,78	16,62	-0,02
	U92	23,75	0,015	-15,60	-5,79	16,64	
V182	U91	23,75	0,015	15,58	5,78	16,62	-0,02
	U92	23,75	0,015	-15,60	-5,79	16,64	
V183	U92	58,75	0,033	39,80	10,47	41,16	-0,31
	U90	58,75	0,033	-40,12	-10,60	41,49	
V184	U90	39,85	0,057	-27,10	-7,60	28,14	-0,25
	U91	39,85	0,057	26,85	7,50	27,87	
V18b1	U96	29,25	0,012	20,02	4,42	20,50	-0,03
	U97	29,25	0,012	-20,05	-4,43	20,53	
V18b2	U97	29,25	0,012	-20,05	-4,43	20,53	-0,03
	U96	29,25	0,012	20,02	4,42	20,50	
V18b3	U96	18,11	0,019	12,39	2,74	12,69	-0,02
	U97	18,11	0,019	-12,41	-2,74	12,71	
V18b4	U96	18,11	0,019	12,39	2,74	12,69	-0,02
	U97	18,11	0,019	-12,41	-2,74	12,71	
V18b5	U96	18,11	0,019	12,39	2,74	12,69	-0,02
	U97	18,11	0,019	-12,41	-2,74	12,71	
V191	U89	73,59	0,016	50,09	12,89	51,72	-0,24
	U90	73,59	0,016	-50,33	-12,99	51,98	
V192	U90	73,59	0,016	-50,33	-12,99	51,98	-0,24
	U89	73,59	0,016	50,09	12,89	51,72	

Prvek	uzel	I (A)	Z ( $\Omega$ )	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	$\Delta P$ (kW)
V193	U88	95,77	0,014	-66,39	-13,16	67,68	-0,34
	U89	95,77	0,014	66,05	13,02	67,32	
V194	U77	137,26	0,006	-94,72	-22,50	97,35	-0,33
	U88	137,26	0,006	94,39	22,36	97,00	
V195	U81	104,06	0,018	-70,33	-24,22	74,38	-0,53
	U77	104,06	0,018	69,80	24,00	73,81	
V196	U81	131,18	0,022	-90,32	-25,18	93,77	-1,03
	U90	131,18	0,022	89,29	24,76	92,65	
V197	U81	183,04	0,016	-126,03	-35,14	130,84	-1,44
	U90	183,04	0,016	124,58	34,54	129,28	
V201	U73	115,74	0,026	-81,88	-14,23	83,11	-0,97
	U77	115,74	0,026	80,91	13,83	82,09	
V2010	U80	10,71	0,016	-7,63	0,21	7,63	0,00
	U82	10,71	0,016	7,63	-0,21	7,63	
V2011	U80	22,12	0,030	13,25	8,55	15,77	-0,04
	U81	22,12	0,030	-13,29	-8,57	15,81	
V2012	U82	27,11	0,030	17,38	8,43	19,31	-0,06
	U81	27,11	0,030	-17,44	-8,46	19,38	
V2013	U83	93,88	0,017	63,12	21,41	66,65	-0,42
	U81	93,88	0,017	-63,54	-21,59	67,11	
V2014	U77	19,76	0,011	13,10	4,97	14,02	-0,01
	U83	19,76	0,011	-13,12	-4,98	14,03	
V202	U76	182,56	0,020	-129,74	-20,93	131,41	-1,84
	U77	182,56	0,020	127,90	20,17	129,48	
V203	U73	200,35	0,003	143,23	13,58	143,87	-0,34
	U76	200,35	0,003	-143,57	-13,72	144,22	
V204	U73	34,27	0,014	-24,26	-4,12	24,61	-0,05
	U79	34,27	0,014	24,21	4,10	24,56	
V205	U73	34,27	0,014	-24,26	-4,12	24,61	-0,05
	U79	34,27	0,014	24,21	4,10	24,56	
V206	U78	39,65	0,020	28,09	4,04	28,38	-0,09
	U73	39,65	0,020	-28,18	-4,08	28,47	
V207	U79	48,30	0,006	-34,43	-3,60	34,62	-0,04
	U78	48,30	0,006	34,39	3,59	34,57	
V208	U78	57,35	0,018	-40,55	-6,42	41,05	-0,16
	U80	57,35	0,018	40,38	6,36	40,88	
V2804	U96	44,64	0,000	-31,23	-1,93	31,29	0,00
	U95	44,64	0,000	31,23	1,93	31,29	

Tabulka 31: Vypočtené proudy, impedance, výkony a ztráty v kabelovém vedení při výpadku dvou napáječů VN.

ZÁTĚŽE						
Prvek	uzel	I (A)	Z ( $\Omega$ )	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)
46	U38	94,98	2,450	-63,00	-20,71	66,32
127	U90	68,56	3,434	-46,00	-15,12	48,42
313	U77	66,79	3,540	-45,00	-14,79	47,37
554	U78	41,18	5,795	-28,00	-9,20	29,47
590	U82	36,94	6,427	-25,00	-8,22	26,32
719	U83	74,14	3,192	-50,00	-16,43	52,63
721	U88	41,71	5,648	-28,00	-9,20	29,47
722	U61	33,06	7,063	-22,00	-7,23	23,16
730	U79	20,56	11,617	-14,00	-4,60	14,74
751	U85	39,86	5,961	-27,00	-8,87	28,42
756	U89	37,44	6,257	-25,00	-8,22	26,32
772	U80	67,93	3,498	-46,00	-15,12	48,42
777	U97	71,99	3,250	-48,00	-15,78	50,53
783	U51	80,87	2,898	-54,00	-17,75	56,84
796	U87	60,86	3,884	-41,00	-13,48	43,16
809	U47	38,80	6,060	-26,00	-8,55	27,37
821	U54	24,00	9,746	-16,00	-5,26	16,84
827	U41	47,99	4,875	-32,00	-10,52	33,69
830	U76	89,20	2,690	-61,00	-20,05	64,21
847	U75	70,62	3,378	-48,00	-15,78	50,53
859	U86	61,23	3,838	-41,00	-13,48	43,16
874	U49	47,65	4,945	-32,00	-10,52	33,69
876	U71	75,32	3,155	-51,00	-16,76	53,68
902	U72	30,96	7,686	-21,00	-6,90	22,11
903	U50	32,81	7,173	-22,00	-7,23	23,16
905	U48	38,85	6,044	-26,00	-8,55	27,37
968	U53	73,71	3,165	-49,00	-16,11	51,58
978	U70	108,02	2,195	-73,00	-23,99	76,84
993	U28	23,92	9,815	-16,00	-5,26	16,84
996	U66	89,44	2,632	-60,00	-19,72	63,16
1005	U64	67,45	3,471	-45,00	-14,79	47,37
1020	U58	73,71	3,164	-49,00	-16,11	51,58
1030	U55	58,67	3,975	-39,00	-12,82	41,05
1036	U56	105,74	2,197	-70,00	-23,01	73,69
1132	U36	53,81	4,362	-36,00	-11,83	37,89
1142	U40	48,67	4,739	-32,00	-10,52	33,69
1182	U26	50,89	4,607	-34,00	-11,18	35,79
1185	U42	57,60	4,019	-38,00	-12,49	40,00
1200	U52	70,76	3,294	-47,00	-15,45	49,47
1251	U39	64,63	3,612	-43,00	-14,13	45,26
1281	U6	54,80	4,206	-36,00	-11,83	37,89
1311	U11	36,29	6,395	-24,00	-7,89	25,26

Prvek	uzel	I (A)	Z ( $\Omega$ )	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)
1332	U9	66,34	3,508	-44,00	-14,46	46,32
1375	U14	59,73	3,934	-40,00	-13,15	42,11
1377	U65	52,24	4,500	-35,00	-11,50	36,84
1383	U12	36,06	6,478	-24,00	-7,89	25,26
1385	U7	59,35	3,886	-39,00	-12,82	41,05
1416	U15	44,76	5,254	-30,00	-9,86	31,58
1491	U60	40,63	5,740	-27,00	-8,87	28,42
1545	U37	65,96	3,548	-44,00	-14,46	46,32
1553	U10	50,76	4,631	-34,00	-11,18	35,79
1593	U27	74,95	3,123	-50,00	-16,43	52,63
1637	U20	46,02	5,137	-31,00	-10,19	32,63
1689	U17	31,21	7,562	-21,00	-6,90	22,11
1693	U34	49,31	4,762	-33,00	-10,85	34,74
1694	U22	76,39	3,066	-51,00	-16,76	53,68
1699	U24	69,78	3,387	-47,00	-15,45	49,47
1789	U91	87,28	2,672	-58,00	-19,06	61,05
1892	U62	55,30	4,245	-37,00	-12,16	38,95
1896	U98	61,73	3,775	-41,00	-13,48	43,16
2117	U35	58,23	4,036	-39,00	-12,82	41,05
2151	U4	44,17	5,216	-29,00	-9,53	30,53
2165	U99	96,59	2,407	-64,00	-21,04	67,37
2205	U21	104,69	2,241	-70,00	-23,01	73,69
2315	U3	97,62	2,357	-64,00	-21,04	67,37
1000v	U33	69,89	3,376	-47,00	-15,45	49,47
1001v	U44	23,81	9,907	-16,00	-5,26	16,84
2804z	U96	69,09	3,382	-46,00	-15,12	48,42
2806z	U16	23,64	10,048	-16,00	-5,26	16,84
2809z	U2	25,85	8,930	-17,00	-5,59	17,90
2811z	U92	30,05	7,771	-20,00	-6,57	21,05
2814z	U5	21,23	10,896	-14,00	-4,60	14,74

Tabulka 32: Vypočtené proudy, impedance a výkony v uzlech reprezentujících odběry při poruše dvou napáječů VN.