



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

Koncepce unifikace distribuční sítě VN v Nové Pace

The concept of unification of the HV distribution network in Nová Paka

Diplomová práce

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Studijní obor: Ekonomika a řízení energetiky

Vedoucí práce: Ing. Martin Michálek

Vít Nosek

Praha 2017/2018



I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Nosek** Jméno: **Vít** Osobní číslo: **420113**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávací katedra/ústav: **Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**
Studijní obor: **Ekonomika a řízení energetiky**

II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

Koncepce unifikace distribuční sítě vn v Nové Pace

Název diplomové práce anglicky:

The concept of unification of the HV distribution network in Nová Paka

Pokyny pro vypracování:

- 1) Popište důvody a přínosy unifikace
- 2) Analyzujte současný stav vn sítě ve městě Nová Paka
- 3) Navrhněte postup při unifikaci městské sítě vn v dané lokalitě
- 4) Navrhněte alternativní varianty obnovy a rozvoje sítě vn ve městě Nová Paka k variantě plánované unifikace
- 5) Proveďte ekonomické vyhodnocení všech navržených variant a doporučte optimální variantu

Seznam doporučené literatury:

VÍTEK, Miroslav. Ekonomika dopravních energetických systémů. Vyd. 2. V Praze: České vysoké učení technické, 2008. ISBN 978-80-01-04181-9.
KISLINGEROVÁ, Eva. Manažerské finance. 3. vyd. V Praze: C.H. Beck, 2010. Beckova edice ekonomie. ISBN 978-80-7400-194-9.

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

Ing. Martin Michálek, ČEZ Distribuce, a.s.

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

Datum zadání diplomové práce: **26.01.2018**

Termín odevzdání diplomové práce: **25.05.2018**

Platnost zadání diplomové práce: **30.09.2019**

Ing. Martin Michálek
podpis vedoucí(ho) práce

podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

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

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

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

_____ Datum převzetí zadání

_____ Podpis studenta





Poděkování

Na tomto místě bych rád poděkoval panu Ing. Martinu Michálkovi, odborníkovi z ČEZ Distribuce, a.s., za vedení mé diplomové práce, poskytnuté konzultace, rady a připomínky a také za exkurzi v terénu. Zároveň bych chtěl poděkovat panu doc. Ing. Jiřímu Vašíčkovi za jeho rady a doporučení během konzultací.

Také bych zde chtěl vyjádřit poděkování svojí rodině, která mi byla oporou nejen v době psaní diplomové práce, ale během celého studia na Českém vysokém učení technickém v Praze.



Prohlášení

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

V Praze dne 22. 5. 2018

.....



Abstrakt

Hlavním cílem práce bylo posoudit ekonomickou efektivnost plánované unifikace městského kabelového rozvodu 10 kV v Nové Pace na hladinu 35 kV, na které je v současnosti napájeno okolí města.

První kapitola shrnuje teoretické znalosti nutné pro návrh sítí VN. Jsou zde popsány elektrické vlastnosti vedení, výpočty vedení, ztráty a dimenzování vodičů. Druhá kapitola je věnována všeobecným zásadám při návrhu sítí VN. Jsou zde podrobněji popsány jednotlivé prvky rozvodů VN: vedení, trafostanice, distribuční transformátory a rozvaděče. Zároveň je zde uvedeno doporučené maximální zatížení nových prvků podle standardů ČEZ Distribuce, a.s. Důvody a přínosy unifikace diskutuje třetí kapitola.

Ve čtvrté kapitole je analýza současného stavu městského rozvodu 10 kV spolu s analýzou rozvojového potenciálu města Nová Paka. Pátá kapitola shrnuje možnosti obnovy a rozvoje městského kabelového rozvodu VN v Nové Pace. Doporučené varianty jsou potom podrobněji vyhodnoceny v následující kapitole pomocí kritéria NPV.

I bez zahrnutí těžko ocnitelných výhod unifikace vychází tato varianta nejvýhodněji, proto ji doporučuji k realizaci.

Klíčová slova

Vysoké napětí, Distribuce, Distribuční síť, Unifikace, Obnova a rozvoj systému

Abstract

The main goal of this thesis was to evaluate the economic effectiveness of the planned unification of distribution network in Nová Paka, the change of voltage from 10 kV to 35 kV, which is the level used for supplying the surrounding area.

The first chapter summarizes the theoretical knowledge necessary for HV network design, describes electrical parameters of HV lines, calculations, losses and dimensioning HV lines. The second chapter is dedicated to general principles when designing HV network. It describes individual components of HV distribution system: lines, transformer stations, transformers and switchboards. It also gives the standards for maximum load of new component used in company ČEZ Distribuce, a.s. Reasons and gains of the unification are discussed in the third chapter.

In the fourth chapter is analysed the current state of the HV distribution network in Nová Paka and also the development potential of the town. The fifth chapter summarizes the options of HV system recovery and development. Recommended options are more precisely evaluated in the next chapter using the NPV criterion.

Even without the inclusion of hardly ratable benefits of the unification this variant wins, therefore I recommend the unification of HV distribution network in Nová Paka to take place.

Key words

High voltage, Distribution, Distribution network, Unification, System recovery and development



Seznam použitých zkratek

DTR	Distribuční transformátor
DTS	Distribuční trafostanice
NN	Nízké napětí
NP	Nová Paka
NPV	Čistá současná hodnota (Net Present Value)
R	Rozvodna
RNN	Rozvaděč nízkého napětí
T	Transformátor
TR	Transformovna
TS	Trafostanice
VN	Vysoké napětí



Obsah

Úvod.....	11
1 Teoretické základy pro návrh sítí VN.....	12
1.1 Elektrické vlastnosti vedení.....	12
1.2 Výpočty vedení.....	13
1.3 Ztráty v distribučních sítích na úrovni VN.....	14
1.3.1 Ztráty transformací.....	14
1.3.2 Ztráty na vedení.....	15
1.4 Dimenzování průřezu vodičů a hospodárnost sítí.....	15
1.4.1 Dimenzování průřezu z technického hlediska.....	15
1.4.2 Hospodárny průřez.....	16
2 Všeobecné zásady technického návrhu sítí VN.....	17
2.1 Vedení VN.....	18
2.1.1 Zemní kabelové vedení.....	18
2.1.2 Venkovní vedení.....	19
2.2 Transformační stanice VN/NN.....	19
2.2.1 Rozdělení dle provedení tělesa distribuční transformační stanice.....	19
2.2.2 Kritéria pro výběr distribuční transformační stanice.....	20
2.2.3 Distribuční transformátory.....	21
2.2.4 Rozvaděče VN.....	21
2.2.5 Rozvaděče NN.....	21
2.3 Zatížení VN zařízení.....	22
2.3.1 Kritérium N-1.....	22
2.3.2 Doporučené zatížení.....	22
3 Unifikace.....	23
3.1 Průběh unifikace.....	23
3.2 Důvody a přínosy unifikace.....	24
3.3 Nevýhody unifikace.....	26
4 Stav distribuční sítě na území města.....	27
4.1 Historie elektrifikace Nové Paky.....	27
4.2 Technický popis stávajícího stavu.....	28
4.2.1 Transformovna.....	28
4.2.2 Vedení VN.....	30
4.2.3 Trafostanice (TS).....	34
4.2.4 Distribuční transformátory (DTR).....	35
4.3 Charakteristika a možnosti rozvoje města Nová Paka.....	37
4.4 Zatížení současného rozvodu 10 kV.....	40
4.4.1 Analýza měření na rozvodně.....	40
4.4.2 Stanovení soudobosti zatížení trafostanic.....	42
5 Možné varianty budoucí podoby městské sítě VN.....	43
5.1 Nulová varianta.....	43
5.2 Varianta č. 1: 10 kV.....	44
5.3 Varianta č. 2: 22 kV.....	46
5.4 Varianta č. 3: Unifikace - 35 kV.....	48
5.5 Srovnání jednotlivých variant.....	50



5.5.1	Trafostanice.....	50
5.5.2	Kabelové trasy.....	51
5.5.3	Distribuční transformátory	53
5.5.4	Transformovna.....	53
5.5.5	Ztráty v síti	54
5.6	Vybrané varianty pro důkladnější ekonomické posouzení.....	54
6	Ekonomické vyhodnocení navržených variant	55
6.1	Hodnotící kritérium.....	55
6.2	Přijaté předpoklady	56
6.2.1	Investiční výdaje	56
6.2.2	Provozní výdaje.....	56
6.2.3	Doba porovnání.....	57
6.3	Výpočet čisté současné hodnoty	58
6.4	Citlivostní analýza.....	60
7	Plán postupu unifikace městského kabelového rozvodu VN v Nové Pace na 35 kV	62
7.1	1. etapa: TS – oprava stavební části, výměna technologie a nové stanice	62
7.2	2. etapa: Výměna VN kabelů	63
7.3	3. etapa: Úprava R 35 kV a přechod na jednotné napětí 35 kV.....	64
7.4	4. etapa: Demontáž R 10 kV a transformátorů T31 a T32.....	64
	Závěr.....	65
	Literatura	66
	Seznam použitých obrázků	68
	Seznam použitých grafů	68
	Seznam tabulek	69
	Seznam příloh a přílohy.....	69



Úvod

Svoji diplomovou práci jsem se rozhodl psát u firmy ČEZ Distribuce, a.s., protože jsem chtěl pro znalosti nabyté ve škole najít nějakou praktickou aplikaci. Proto jsem si také zvolil téma, které mi umožnilo navrhnout způsob obnovy a rozvoje kabelového rozvodu VN ve městě Nová Paka a podílet se tak na rozhodování o způsobu zásobování tisíců lidí elektrickou energií.

Pro město Nová Paka je předběžně naplánovaná unifikace kabelového rozvodu 10 kV na napětí 35 kV v letech 2023 až 2024, čímž dojde ke zrušení mezitransformace VN/VN na transformovně napájecí město. Naplánovaná unifikace vychází ze studie [2], která se týkala celého zásobovacího území ČEZ Distribuce, a.s., a je tak poměrně obecná.

Hlavním cílem práce tak bylo posoudit ekonomickou efektivnost přechodu na jednotné napětí 35 kV v městském rozvodu VN v dané lokalitě, a případně navrhnout jiný způsob obnovy a rozvoje systému.

V současnosti je díky postupující unifikaci většina zásobovacího území ČEZ Distribuce, a.s., napájena na hladině 22 nebo 35 kV. Některé oblasti, především centra měst, jsou nicméně stále zásobovány na hladině 10 kV nebo nižší. Problémem těchto přežívajících nižších napěťových hladin je nižší přenosová schopnost, nutnost mezitransformace VN/VN, vyšší ztráty a další.

V Nové Pace tak přicházejí v úvahu tři možnosti rozvoje kabelového rozvodu VN. První je provoz městské sítě dál na současné hladině 10 kV i přes nevýhody, které toto řešení přináší. Důvodem pro provoz sítě VN na stávající napěťové hladině by mohla být výhoda odložených investic, která nicméně nebude tak významná díky vyšší ceně zařízení na 10 kV dané neperspektivností této napěťové hladiny.

Druhou možností je přechod na v současnosti standardní napěťovou hladinu 22 kV. Největší výhodou varianty 22 kV je nejnižší cena VN zařízení, nevýhodou potom nutnost zachování mezitransformace VN/VN a nemožnost propojení městského kabelového rozvodu s venkovním vedením 35 kV v okrajových částech města, což by vedlo k výraznému navýšení spolehlivosti v dodávce elektrické energie.

Unifikace bude znamenat přechod na hladinu 35 kV, zrušení mezitransformace VN/VN a možnost propojení s okolní sítí 35 kV. Další výhody unifikace jsou podrobněji popsány ve třetí kapitole. Nevýhodou hladiny 35 kV je vyšší cena VN zařízení oproti hladině 22 kV.



1 Teoretické základy pro návrh sítí VN

1.1 Elektrické vlastnosti vedení

Kvalitu dodávané elektřiny ovlivňují následující parametry vedení:

1. činný odpor – rezistence \mathbf{R} [Ω]
2. induktivní odpor – reaktance \mathbf{X}_L [Ω]
3. kapacitní vodivost – admitance \mathbf{B}_C [Ω^{-1}]
4. svod a korona \mathbf{G} [\mathbf{S}]

Míra vlivu těchto parametrů závisí na délce vedení a jeho geometrickém uspořádání a také na napětí. U vedení se stejnosměrným napětím a vedení s nízkým střídavým napětím se výrazněji uplatňuje pouze činný odpor, u krátkých venkovních vedení VN se přidává induktivní odpor, u dlouhých venkovních vedení VN, kabelových vedení VN nebo vedení VVN uvažujeme navíc kapacitní vodivost. Svod a korona hrají roli pouze v oblastech s nepříznivým počasím a u dlouhých vedení VVN. ^[1]

Činný odpor R vodiče závisí přímo úměrně na rezistivitě materiálu vodiče ρ a délce vodiče l , nepřímo úměrně potom na průřezu vodiče S . Rezistivita, a tím pádem i výsledný činný odpor, roste spolu s teplotou t v závislosti na teplotním součiniteli elektrického odporu α . Efektivní činný odpor je dále vyšší při vedení střídavého proudu díky skinefektu zapříčiněnému nerovnoměrným rozdělením magnetického pole uvnitř vodiče. Při frekvenci 50 Hz používané pro rozvod E_{el} je však skinefekt zanedbatelný. ^[1]

$$R = \rho \frac{l}{S} [\Omega; \Omega\text{m}; \text{m}; \text{m}^2] \quad (1.1) \quad \rho = \rho_0(1 + \alpha\Delta t) [\Omega\text{m}; \Omega\text{m}; \text{K}^{-1}; \text{K}] \quad (1.2)$$

Induktivní reaktance X_L vedení závisí přímo úměrně na frekvenci f a na celkové indukčnosti vedení L . U kabelových vedení není induktivní reaktance tak významná jako u venkovních vedení díky malé vzdálenosti vodičů. ^[1]

$$X_L = 2\pi fL [\Omega; \text{Hz}; \text{H}] \quad (1.3)$$

Kapacitní vodivost B_C je přímo úměrná frekvenci f a celkové kapacitě vedení C . U kabelových vedení má kapacitní vodivost výrazně větší vliv než u venkovních vedení díky výrazně vyšší kapacitě kabelů oproti venkovnímu vedení (20–100krát), což je dáno malou vzdáleností vodičů a vyšší permeabilitou prostoru mezi vodiči. Vyšší kapacitní vodivost znamená i vyšší nabíjecí proud a nabíjecí výkon vedení. Převrácenou hodnotu kapacitní vodivosti nazýváme kapacitní odpor – reaktance X_C [Ω]. ^[1]

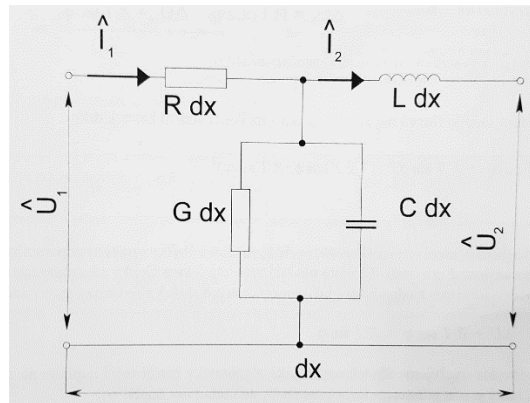
$$B_C = 2\pi fC [\Omega^{-1}; \text{Hz}; \text{F}] \quad (1.4)$$

Svod souvisí s tím, že žádný izolant nemá nekonečně velký odpor a tím pádem propouští určitý proud. **Korona** je samostatný výboj a je nutné s ní počítat u vedení VVN. ^[1]



1.2 Výpočty vedení

Při přesných výpočtech vedení vycházíme z předpokladu rovnoměrného rozložení charakteristických vlastností podél celého vedení. Proto se pro odvození vztahů pro výpočet provozních parametrů vedení díváme na vedení jako na sériově spojené elementární čtyřpóly – nekonečně malé úseky vedení. Každý elementární čtyřpól respektuje charakteristické parametry vedení R , L , C a G a můžeme ho znázornit například pomocí T-článku. ^[1]



Obr. 1-1 Elementární čtyřpól znázorněný T-článkem, Zdroj: [1]

Přesný výpočet pomocí elementárních čtyřpólů má praktický význam při výpočtech delších vedení VVN. Pro většinu výpočtů vedení je dostatečně přesná například Breitfedova metoda, která vychází z π -článku a z parametrů vedení uvažuje R , X_L a B_C . V případě městského kabelového rozvodu VN v Nové Pace postačí pro kontrolu úbytků napětí ΔU_f a výpočet činných ztrát ΔP následující vztahy:

$$\Delta U_f = \frac{RP + XQ}{3U_f} \quad [16] \quad (1.5)$$

kde	ΔU_f	fázový úbytek napětí	[V]
	R	činný odpor	[Ω]
	P	přenášený činný výkon	[W]
	X	reaktance $X = X_L - X_C$	[Ω]
	Q	přenášený jalový výkon	[VAr]
	U_f	fázové napětí	[V]

a

$$\Delta P = 3RI^2 = 3R(I_\xi^2 + I_j^2) \quad [16] \quad (1.6)$$

kde	ΔP	činné ztráty	[W]
	R	činný odpor	[Ω]
	I	zdánlivý proud	[A]
	I_ξ	činný proud	[A]
	I_j	jalový proud	[A]

Pro kontrolní výpočet ztrát na vedení a úbytků napětí využiji software Bizon Projektant, který mi pro účely vypracování diplomové práce poskytla společnost DAISY, s.r.o.



1.3 Ztráty v distribučních sítích na úrovni VN

Distribuce elektrické energie je nutně spojena se ztrátami energie. Kromě technických ztrát dochází i ke ztrátám obchodním způsobeným tzv. černým odběrem, který nicméně díky kvalitnějším měřením už není tak častý. Technické ztráty lze rozdělit na ztráty na transformátorech, ztráty na vedení a ztráty přídatné – ztráty na přechodových odporech, ztráty měřících, řídicích a jistících prvků.

Dále lze ztráty rozdělit na stálé, nezávislé na zatížení sítě, a proměnné, závislé na zatížení.

V dalším budu podrobněji popisovat ztráty způsobené transformací a ztráty na vedeních, které jsou jednak v rozvodech VN nejvýznamnější a jednak je lze do největší míry ovlivnit návrhem budoucí podoby městské distribuční sítě.

1.3.1 Ztráty transformací

Transformátor je netočivý elektrický stroj, který nepracuje se 100% účinností. Při jeho provozu vznikají ztráty:

Ztráty naprázdno (v železe) – P_0 , které vznikají vždy, když je transformátor připojen na napětí a jsou nezávislé na přenášeném výkonu. Tyto ztráty se skládají z hysterezních ztrát a ztrát vířivými proudy v magnetickém obvodu transformátoru. Protože ztráty naprázdno závisí pouze na frekvenci, napětí, konstrukci trať a použitých materiálech, tedy faktorech, které se nemění během provozu, hovoříme o těchto ztrátách jako o stálých. Vzhledem k degradaci materiálů nicméně dochází k mírnému navýšování těchto ztrát v průběhu let.

Ztráty nakrátko (v mědi) – P_k , které závisí na druhé mocnině zatížení transformátoru, hovoříme o nich tedy jako o proměnných. Jedná se o Joulovy ztráty na vinutích transformátoru. Díky degradaci materiálu během času také postupně dochází k jejich mírnému navýšování.

Ztráty průsakem izolací a dielektrické ztráty lze u transformátorů zanedbat.

V případě velkých transformátorů je dále třeba vzít v úvahu také jejich **spotřebu jalového výkonu**, jehož doprava k transformátoru po sítích vyššího napětí způsobuje činné ztráty na těchto vedeních. Výsledné ztráty způsobené transformací lze pak vyjádřit takto:

$$P_z = P_0 + k_\Delta Q_0 + (P_{kn} + k_\Delta Q_{kn}) \frac{S^2}{S_n^2} \quad [1] \quad [\text{kW}]$$

kde	P_0 ...	jmenovité ztráty transformátoru naprázdno	[kW]
	k_Δ ...	měrný činitel ztrát	[kW/kVAr]
	Q_0 ...	jalové ztráty transformátoru naprázdno	[kVAr]
	P_{kn} ...	jmenovité ztráty transformátoru nakrátko	[kW]
	Q_{kn} ...	jmenovité jalové ztráty transformátoru nakrátko	[kVAr]
	S ...	zatížení transformátoru	[kVA]
	S_n ...	jmenovitý výkon transformátoru	[kVA]

V Nové Pace je u distribučních transformátorů i u výkonových transformátorů v transformovně spotřeba jalového výkonu zanedbatelná, proto budu při výpočtu ztrát transformací uvažovat jenom činné ztráty naprázdno a nakrátko.



Roční ztracenou energii na transformátorech pak můžeme vyjádřit takto:

$$W_z = P_0 T_{pr} + P_{kn} \frac{S_m^2}{S_n^2} T_z \quad [\text{kWh}]$$

kde	$T_{pr} \dots$	doba provozu (pro DTR přibližně 8 760 h)	[h]
	$S_m \dots$	maximální zatížení transformátoru	[kVA]
	$T_z \dots$	doba plných ztrát pro transformátory	[h]

1.3.2 Ztráty na vedení

Ztráty na kabelových vedeních VN z naprosté většiny tvoří Joulovy ztráty na činném odporu, které závisí na druhé mocnině protékajícího proudu podle vztahu 1.6. Ze vztahu je vidět, že i jalový proud způsobuje činné ztráty.

Dále pak na kabelech dochází k dielektrickým ztrátám a ztrátám svodem. U kabelů je svod způsoben hlavně nedokonalostí dielektrika, ovlivněnou navlhavostí, teplotou a stářím. Celkové ztráty svodem bývají u kabelů cca 1-2 % ztrát v mědi. U nových kabelů, kde se používají jako izolace plastické hmoty, nemá svod takový význam.^[1]

Protože ve všech variantách počítám s pokládkou nových plastových kabelů, uvažoval jsem při výpočtu ztrát na novém vedení VN jenom Joulovy ztráty. Roční ztracenou energii lze opět vyčíslit pomocí doby plných ztrát pro vedení VN, kterou vynásobíme maximální ztrátový výkon daný vztahem 1.6.

1.4 Dimenzování průřezu vodičů a hospodárnost sítí

1.4.1 Dimenzování průřezu z technického hlediska

Při volbě průřezu vodiče musíme respektovat několik technických omezení.^[6]

Normy stanovují, v jakém rozmezí se může pohybovat napětí u koncového odběratele, průřez tedy musí být zvolen tak, aby nebyl překročen dovolený **úbytek napětí**. Při napájení distribučních transformátorů v Nové Pace bude nutné udržet napětí v regulačním rozsahu pomocí odboček na transformátoru, $\pm 2 \times 2.5 \% U_n$.

Volba průřezu je dále omezena maximálním dovoleným **oteplením vodiče**, jehož překročení by v případě kabelů vedlo k trvalému poškození jejich izolace. Oteplení vodiče závisí na způsobu zatěžování (ztrátách), způsobu odvodu tepla, teplotě okolí a tepelném odporu prostředí, ve kterém je vodič uložen. Proudová zatížitelnost kabelů je pak dána výrobcem pro stanovenou provozní teplotu, uspořádání vodičů a způsob jejich uložení.

Vodiče také musíme vydržet tepelné a dynamické **účinky zkratových proudů**, přičemž se uvažuje nejhorší možný případ zkratu, tedy zkrat třífázový, který je nejčastější právě u kabelových vedení. Maximální zkratové proudy jsou opět dány výrobcem kabelů. Dynamické účinky nemusíme v případě kabelů uložených v zemi brát v úvahu, v trafostanicích to je zase věc správné montáže.

V neposlední řadě nesmí být překročeno maximální **mechanické zatížení** při běžném provozu, což se však týká hlavně venkovních vedení. U kabelových zemních vedení hraje roli jejich mechanická pevnost především při pokládce kabelů do země.



1.4.2 Hospodárný průřez

Při dodržení všech technických omezení přichází na řadu otázka hospodárného provozu sítí. Zvolený průřez přímo ovlivňuje velikost činného odporu, a tím pádem velikost Joulových ztrát. Úloha hospodárného průřezu předpokládá, že vodič s větším průřezem je sice dražší, ale zato přináší nižší ztráty během provozu. S menším průřezem je to opačně. Cílem úlohy hospodárného průřezu je najít vhodný poměr mezi investičními a provozními náklady. ^[1]

Při výpočtu hospodárného průřezu pro danou napěťovou hladinu vycházíme z těchto předpokladů:

- 1) Vedení musí být realizováno.
- 2) Všechny možné varianty přináší stejný energetický efekt.
- 3) Na varianty nahlížíme z hlediska projektu jako takového, neřešíme tedy způsob financování.
- 4) Životnost všech uvažovaných variant je shodná.

Pro výpočet tedy můžeme použít nákladové kritérium ve tvaru kumulovaného diskontovaného toku výrobních nákladů (výdajů) za dobu životnosti:

$$N_{vT_z} = \sum_{T=0}^{T_z} (N_{pT} + N_{iT}) \cdot (1+r)^{-T} = MIN^{[1]} \quad [\text{Kč}]$$

kde	N_{pT} ...	provozní náklady roku T	[Kč]
	N_{iT} ...	investiční výdaje roku T	[Kč]
	r ...	diskont	[-]

Část investičních výdajů je nezávislá na průřezu vedení a pro rozhodování jsou tak irelevantní (zaústění, výkopové práce, ...).

Při hledání optimálního průřezu derivujeme výrobní náklady podle průřezu a výsledek položíme roven nule. Ekonomický (hospodárný) průřez lze pak vypočítat takto:

$$s_{ek} = \sqrt{\frac{3\rho \sum_{T=1}^{T_z} I_{mT}^2 n_m (1+r)^{-T}}{10^3 n}}^{[1]} \quad [\text{mm}^2]$$

kde	ρ ...	rezistivita	$[\Omega \cdot \text{mm}^2 \cdot \text{m}^{-1}]$
	I_{mT} ...	maximální zatížení vedení roku T	[A]
	n_m ...	marginální náklady k ocenění ztrát na vedení	[Kč/kW]
	n ...	měrné investiční náklady závislé na velikosti průřezu	$[\text{Kč} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{mm}^{-2}]$

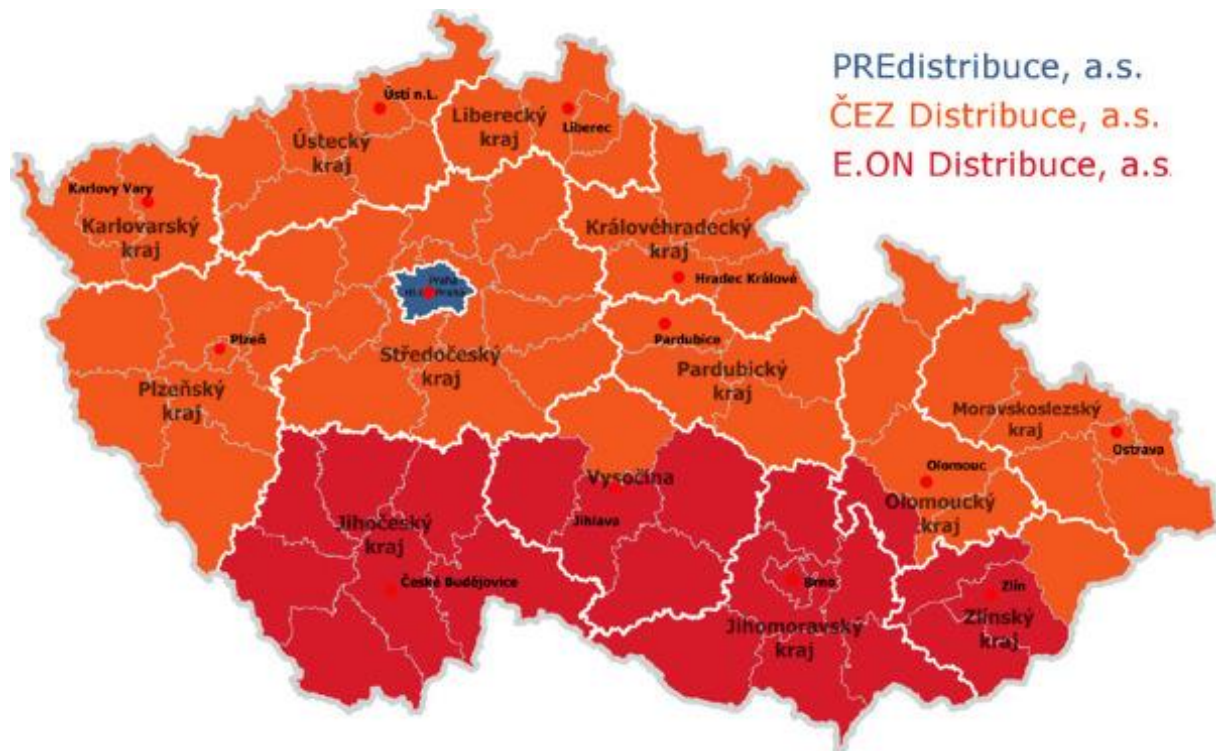
Hospodárný průřez dnes nicméně nenachází takové uplatnění jako dříve, protože se kvůli úsporám z rozsahu vyrábějí/používají převážně kabely s průřezy 120 a 240 mm², které jsou díky velkému objemu výroby/množstevním slevám nejlevnější. Zároveň se do popředí dostává spolehlivost dodávky elektrické energie a svou úlohu hrají i neustále rostoucí ceny výkopových prací.



2 Všeobecné zásady technického návrhu sítí VN

Distribuční soustava je soubor vzájemně propojených vedení a zařízení provozovaných na několika napěťových úrovních, od 110 kV až po sítě nízkého napětí. Úkolem DS je rozvod elektrické energie z PS a její dodávka koncovým odběratelům v požadované kvalitě, která je určena nepřetržitostí dodávek a kvalitou napětí. Dále jsou do DS vyvedeny zdroje nižšího výkonu, řádově do výkonu desítek MW, které se označují jako distribuovaná nebo vnořená výroba.

Mezi nejvýznamnější provozovatele distribučních soustav na území ČR patří ČEZ Distribuce, a.s., zásobující elektrickou energií území Středočeského kraje a bývalého Západočeského, Severočeského, Východočeského a Severomoravského kraje. Druhou v pořadí podle délky obsluhovaného vedení je společnost E.ON Distribuce, a.s., zajišťující distribuci na území bývalého Jihočeského a Jihomoravského kraje. Další společností je PREdistribuce, a.s., operující na území Hlavního města Prahy.



Obr. 2-1 Zásobovací území distributorů elektřiny v ČR, Zdroj: [16]

V dalším textu podrobněji popisují nejdůležitější komponenty distribuční soustavy a uvádím zásady technického návrhu sítí VN.



2.1 Vedení VN

Dle použité technologie dělíme vedení na zemní kabelové a venkovní vedení, případně smíšené vedení. Podle způsobu provozování můžeme hovořit o kmenovém, okružním (smyčkovém) nebo paprskovém vedení.

2.1.1 Zemní kabelové vedení

Zemní kabelová vedení VN se budují v zastavěných územích dle vyhlášky 501/2006 Sb., dále pak v místech s extrémními klimatickými podmínkami, pro vyvedení výkonu z napájecích uzlů, ve stísněných podmínkách (požadavek menšího ochranného pásma) a v lesních průsecích s mírným terénem. ^[7]

Kabelová síť začíná vývodem z rozvodny VN, spínací stanice VN nebo svodem z venkovního vedení VN a končí v koncové transformační stanici, spínací stanici VN či vývodem na venkovní vedení.

V případě paprskového uspořádání vychází kabelové vedení z jednoho napájecího místa a zásobuje maximálně dvě distribuční trafostanice (DTS) do výkonu 630 kVA nebo jednu trafostanici v cizím vlastnictví. V případě poruchy na přívodním vedení tedy dochází k výpadku dodávky elektrické energie minimálně do doby zajištění náhradního napájení nebo odstranění poruchy. Toto uspořádání se proto používá v oblastech s běžnými nároky na spolehlivost. ^[7]

Naproti tomu smyčková síť je řešena jako jedno okružní vedení, které vychází z rozvodny a je zaústěno do spínací stanice nebo do výchozí či druhé rozvodny. V případě poruchy tím pádem dochází k přerušení dodávky pouze po dobu do vymanipulování poruchy a zajištění náhradního napájení. Tímto způsobem je možné napájet maximálně 14 TS a DTS. Síť musí být dimenzována na zatížení celé oblasti, kterou zásobuje, obvykle se však síť provozuje jako rozepnutá. ^[7]

V souladu se standardy skupiny ČEZ se používají zemní jednožilové kabely s hliníkovým jádrem, XPE izolací a průřezem 70, 120, 150 a 240 mm² pro napětí 22 kV a 120 a 240 mm² pro napětí 35 kV. ^[7]

Ve většině případů se používají jednoplášťové kabely s izolací ze zesíleného polyetylénu se standardní bariérou proti vniku vody. Při křížení vodního toku či uložení do zeminy, kde se vyskytuje tlaková spodní voda, je nutné použití kabelu se zvýšenou ochranou proti vniknutí vody. V místech, kde hrozí zahoření kabelu, především v prostorech rozvodny, se zase využívá kabel s přídatným pláštěm z PVC nebo PE, který zajišťuje odolnost proti šíření plamene. ^[8]

Ukládání zemních kabelů se musí řídit podle ČSN 33-2000-5-52, PNE 34 1050 a jejich prostorové uspořádání podle ČSN 73 6005. V městské zástavbě je preferováno ukládání kabelů v trojúhelníkové formaci do nezpevněných částí prostoru přidruženého ke komunikaci souběžně s osou komunikace, případně pod chodník. Kabely se ukládají na dno výkopu do pískového lože, které je následně zakryto betonovými či plastovými deskami, které chrání kabel před poškozením při výkopových pracích. V případě nevhodných půdních podmínek nebo v budovách se kabely ukládají do kanálů, tunelů, trubek a jinak. ^[8]

Kromě dodržení všech vzdáleností daných normami je nutné také zajistit, aby nedocházelo k nadměrnému vysušování půdy vlivem zatěžování kabelů. ^[8]



2.1.2 Venkovní vedení

Venkovním vedením se rozumí holé vodiče, jednoduché izolované vodiče a slané závěsné kabely umístěné na podpěrných bodech.

Nové venkovní vedení VN se budují mimo zastavěná území a v případech, kde by pokládání zemních kabelů bylo technicky problematické a finančně náročné, pokud je zajištěna výjimka z vyhlášky 501/2006 Sb. ^[7]

V souladu se standardy skupiny ČEZ se běžně používají holé vodiče AL/ST1A. Při nutnosti snížit ochranné pásmo se využívají jednoduché izolované vodiče nebo slané závěsné kabely. ^[7]

Vzhledem k tomu, že se unifikace týká zemního kabelového vedení VN na území města Nová Paka, využití venkovního vedení v novém rozvodu VN na zastavěném území nepřichází v úvahu.

2.2 Transformační stanice VN/NN

Transformační stanice VN/NN je elektrická stanice sloužící primárně k transformaci vysoké napěťové hladiny (od 1 kV do 52 kV včetně) na hladinu nízkého napětí. Kromě nezbytného transformátoru bývá obvykle vybavena rozvaděči VN a NN, měřením, a stále častěji i dálkovým ovládním a řídicí technikou.

Stanice můžeme rozdělit podle účelu poskytování dodávek na distribuční transformační stanice pro veřejný rozvod, zajišťující dodávku elektrické energie odběratelům na hladině NN, dále pak na TS vlastní spotřeby a odběratelské TS, které jsou ve vlastnictví cizích subjektů odebírajících energii na hladině VN.

Podle obsluhy rozlišujeme TS s vnitřní obsluhou (pochozí), venkovní obsluhou (nepochozí) a kombinované.

2.2.1 Rozdělení dle provedení tělesa distribuční transformační stanice

Stožárové DTS

Používají se především u venkovních vedení, výjimečně je možné připojit je zemním kabelem. Tyto DTS se převážně budují jako koncové, ve výjimečných případech jako průběžné. Stožárové DTS můžeme dále rozdělit na sloupové (do výkonu 1x 400 kVA) a příhradové (do výkonu 1x 630 kVA). ^[9]

Blokové (kioskové, betonové) DTS

Blokové DTS jsou určeny pro použití v kabelové síti VN. Jedná se o typově zkoušenou sestavu s jedním krytem obsahující transformátor, rozvaděč NN a VN, propojovací vedení, řídicí a pomocná zařízení. ^[9]

Do stanice s železobetonovým monolitickým korpusem lze umístit maximálně dva transformátory o výkonech 630 kVA. Blokové DTS dále rozlišujeme na pochozí a nepochozí (kompaktní) podle toho, zda se stanice obsluhuje zevnitř nebo zvenčí po otevření dveří. U kompaktních stanic je dále nutné pro výměnu technologie provést demontáž střechy. ^[9]

Všechny blokové DTS mají základovou část (vanu) z vodotěsného a zároveň oleji nepropustného betonu. ^[9]



Vestavné DTS

Vestavné DTS se používají pouze na základě speciálních požadavků. Musí k nim být zajištěn neomezený přístup z veřejného prostranství. Stanice musí být dále zhotoveny ve spolupráci s výrobcem rozvaděče VN, aby byly bezpečné při vnitřním obloukovém zkratu (přetlak) a odpovídaly normám. ^[9]

Zděné a věžové DTS

S výstavbou nových zděných a věžových DTS se již nepočítá. Při větších opravách či rekonstrukcích stávajících stanic je nutné zvážit, zda by nebylo výhodnější jejich nahrazení jiným typem DTS. Při montáži nového rozvaděče VN musí být brán zřetel na bezpečnost při vypínání obloukového zkratu s ohledem na přetlak a odpovědnost příslušným normám. ^[9]

2.2.2 Kritéria pro výběr distribuční transformační stanice

Volba typu a umístění DTS se kromě technicko-ekonomického posouzení odvíjí od dalších skutečností: ^[9]

- Rozložení stávajících sítí VN a NN
- Umístění cizích vedení a zařízení
- Odstupové vzdálenosti DTS od okolní zástavby, které souvisí s dodržением hygienických limitů hluku, požární bezpečnosti a ostatních odstupových vzdáleností (blízkost čerpacích stanic, komunikací, železničních tratí, ...)
- Přístup pro montáž, obsluhu a údržbu
- Charakter okolí
 - obytné zóny – v soustředěné zástavbě používat přednostně blokové DTS
– v rozptýlené zástavbě lze po udělení výjimky použít stožárové DTS
 - průmyslové zóny – ekonomicky nejvýhodnější řešení
 - vodárenská pásma – zajistit minimalizaci případných škod únikem oleje
 - zátopové území – zde se nedoporučuje používat transformační stanice

Ve městě Nová Paka tak přicházejí v úvahu buď pochozí nebo kompaktní blokové DTS. Kompaktní stanice je sice menší, ale její nevýhodou je nutnost obsluhy zvenčí, což se projeví při nepříznivém počasí, v podhorských oblastech hlavně pak v zimě, když je okolo stanice půl metru sněhu. Proto budu v dané oblasti preferovat pochozí DTS.



2.2.3 Distribuční transformátory

Jako distribuční transformátory se standardně osazují třífázové olejové hermetické transformátory s redukovánými ztrátami naprázdno a převodem VN / 0.4 kV nebo VN / 0.42 kV. V mimořádných podmínkách potom suché transformátory. ^[10]

Volba převodu závisí především na vzdálenosti uvažovaného DTR od rozvodny VVN/VN a s tím souvisejícími úbytky napětí. Na hladině 22 kV je základní použití DTR s převodem na 0.4 kV do vzdálenosti 15 km od rozvodny, na hladině 35 kV je to 25 km. Při zvažování využití DTR s převodem na 0.42 kV by se mělo vyhodnotit, zda není výhodnější postavit novou rozvodnu. ^[10]

Standardní výkonové řady a zapojení DTR jsou následující: ^[10]

- 50, 100 a 160 kVA – zapojení Yzn1
- 250, 400 a 630 kVA – zapojení Dyn1

2.2.4 Rozvaděče VN

Pro jmenovitá napětí 6, 10 a 22 kV se v ČEZ Distribuce, a.s., používají rozvaděče 25 kV, protože jsou v současné době nejlevnější. Na hladinu 35 kV se instalují rozvaděče 38.5 kV. Oby tytypy rozvaděčů jsou konstruovány na trvalý jmenovitý proud 630 A. ^[7]

Rozlišujeme kompaktní rozvaděče, určené především pro montáž do z venku obsluhovaných blokových (kompaktních) DTS, a skříňové rozvaděče, sestavené z jednotlivých samostatných funkčních jednotek určené především do pochozích a vestavěných DTS a také tam, kde je vyžadováno fakturační měření na straně VN nebo kde transport kompaktního rozvaděče na místo instalace není možný. ^[7]

Kompaktní rozvaděče VN jsou díky menším rozměrům dražší než skříňové, po započítání ceny rozvaděče VN tak mizí rozdíl v celkových nákladech na pořízení nové kompaktní stanice a větší pochozí stanice, do které se vejde levnější skříňový rozvaděč VN.

2.2.5 Rozvaděče NN

Rozvaděče NN se liší pro stožárové a věžové DTS a pro blokové DTS. Zde nicméně nemá smysl podrobněji se jimi zabývat, protože u všech možných variant budoucí podoby DS ve městě Nová Paka budou použity stejné rozvaděče NN.

Kromě uvedeného se v transformačních stanicích nacházejí přípojnice, měřáky, prvky dálkového ovládání a jiná zařízení, která zde opět nemá smysl více popisovat, protože budou využity ve všech variantách obnovy a rozvoje městského rozvodu VN v Nové Pace.



2.3 Zatížení VN zařízení

2.3.1 Kritérium N-1

Kritérium n-1 říká, že síť by měla být dimenzována tak, aby při výpadku jednoho prvku převzal napájení jiný prvek.

Toto pravidlo se uplatňuje například v transformovnách VVN/VN nebo u mezitransformace VN/VN, kde při výpadku jednoho transformátoru zajistí napájení druhý transformátor. Kritérium neuvažuje výpadek několika prvků současně, nepoužívá se na hladině NN a pro DTS, pokud zákazník neprojeví zájem o záložní napájení.^[7]

U distribučních transformátorů se kritérium N-1 neuplatňuje, protože by vedlo k neúnosnému navýšení investic, jak do transformátorů samotných, tak do větších trafostanic. Výpadek distribučního transformátoru navíc není tak fatální jako výpadek výkonového transformátoru na transformovně. Při výpadku DTR jsou postiženi pouze odběratelé v blízkosti dané DTS, a to navíc pouze v případě, že síť NN není propojena s okolními DTS. Kdežto při výpadku výkonového transformátoru na transformovně by bez uplatnění kritéria n-1 bylo od dodávky elektrické energie odříznuto celé město. Výměna DTR navíc probíhá mnohem rychleji než výměna mnohem rozměrnějších a hmotnějších výkonových transformátorů.

V případě Nové Paky tak kritérium ovlivní především nutný počet výkonových transformátorů na transformovně. Také si vyžádá okružní zapojení linek VN a jejich dimenzování na zásobování celé oblasti v případě poruchy na jedné z linek.

2.3.2 Doporučené zatížení

Při návrhu obnovy a rozvoje sítě VN je nutné uvažovat soudobost požadovaných příkonů. Zároveň by mělo být počítáno s možným meziročním nárůstem zatížení soustavy. V současnosti je však situace taková, že trend zatížení obecně stagnuje.^[7]

Pro splnění kritéria n-1 a ponechání rezervy pro případné budoucí zvýšení odebíraného výkonu byly v ČEZ Distribuce, a.s., vytvořeny standardy zatížení zařízení VN v základním provozním stavu.^[7]

- Zemní kabel do 50 % I_{jm} (do 70 % I_{jm} , pokud jsou k dispozici minimálně 2 kabelová vedení využitelná pro náhradní napájení)
- Venkovní vedení do 70 % I_{jm}
- Transformátor VVN/VN do 50 % (do 70 %, pokud jsou k dispozici minimálně 2 transformátory využitelné pro náhradní napájení)
- Transformátor VN/VN do 50 % (do 70 %, pokud jsou k dispozici minimálně 2 transformátory využitelné pro náhradní napájení)



3 Unifikace

Zásobovací území ČEZ Distribuce, a.s., se skládá ze zásobovacích území pěti bývalých regionálních distribučních firem (REAS) – SČE, a.s., VČE, a.s., STE, a.s., ZČE, a.s., a SME, a.s. V těchto společnostech, původně ze 100 % vlastněných státem, získal ČEZ, a.s., majoritní podíl v roce 2003. Následující rok byl zahájen projekt VIZE 2008, který měl přeměnit Skupinu ČEZ z regionálního uspořádání na holdingové uskupení a také splnit požadavek EU na oddělení obchodní a distribuční části. ^[18]

K 1.10.2007 převzal ČEZ, a.s., jmění zaniklých regionálních společností stejně jako jejich práva a povinnosti. Díky unbundlingu distribuci v rámci Skupiny ČEZ zajišťuje od 1.10.2010 ČEZ Distribuce, a.s. ^[18]

Vzhledem k rozdílnému historickému vývoji v jednotlivých REAS, je DS v současnosti provozována na různých napěťových hladinách – 6, 10, 22 a 35 kV (dříve i 3 kV). Hlavním cílem unifikace je sjednocení napěťových hladin v různých lokalitách z důvodů popsanych dále.

3.1 Průběh unifikace

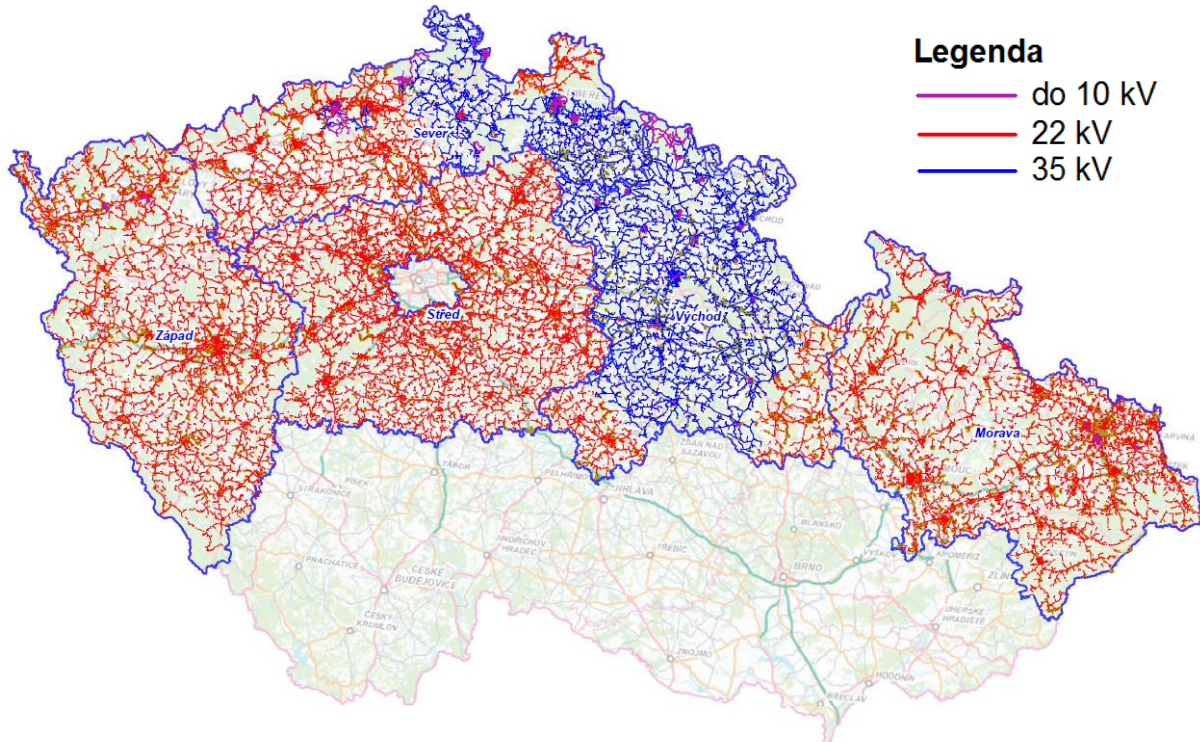
Unifikace probíhala v různé podobě už relativně dlouhou dobu, například ve Východních Čechách se přešlo na normalizované napětí 35 kV už během roku 1929, v jiných oblastech, kromě části Severních Čech, se zase unifikovalo na napěťovou hladinu 22 kV. Tato prvotní unifikace se týkala především venkovských oblastí, ve větších městech se udržely i jiné dnes už neperspektivní napěťové hladiny. Mimo města se 10 kV hladina udržela např. i v Krkonoších, kde se díky rozlehlosti zásobovaného území a zároveň nízkému využití VN zařízení nepočítá ani do budoucna s přechodem na jednotnou hladinu napětí. ^{[2][18]}

V současnosti probíhá na základě studie [2] na zásobovacím území ČEZ Distribuce, a.s., unifikace DS na dominantní napěťové hladiny v jednotlivých regionech, na převážné většině Východních Čech a části Severních Čech se tak unifikuje na hladinu 35 kV, jinde na 22 kV.

Vzhledem k vyšší ceně zařízení 35 kV je nicméně nutné pro každý konkrétní případ provést dílčí studii o skutečné výhodnosti této varianty.



Následující mapka ukazuje rozložení napěťových hladin na zásobovacím území ČEZ Distribuce, a.s. Na první pohled jsou vidět dominantní napěťové hladiny 22 a 35 kV v jednotlivých regionech.



Obr. 3-1 Rozložení napěťových hladin v ČEZd, Zdroj: ČEZ Distribuce, a.s.

3.2 Důvody a přínosy unifikace

Důvodů, proč unifikovat napěťové hladiny VN v rámci distribuční soustavy, je více.

Hlavní motivací probíhající unifikace je dosahování **úspor z rozsahu**. Pro zajištění spolehlivé dodávky elektrické energie je nutné mít neustále k dispozici v dostatečném množství náhradní zařízení pro případ poruchy a její rychlé odstranění. Takto musí být skladovány například transformátory pro každou používanou napěťovou hladinu a výkon. Eliminací neperspektivních napěťových hladin tak lze výrazně snížit množství na skladě fixovaných zařízení, zároveň dojde ke zjednodušení procesů souvisejících s uskladňováním a vyskladňováním všech zařízení. Další úspor bude dosaženo při školení technických pracovníků, kteří se budou specializovat jenom na jeden typ zařízení. V neposlední řadě bude díky většímu odebíranému množství jednoho typu zařízení možné vyjednat u dodavatelů výhodnější ceny. V případě Nové Páky lze nicméně jen těžko kvantifikovat příspěvek k těmto úsporám z rozsahu probíhající unifikace jako celku.



Důvodem unifikací je také samotná **cena VN zařízení**, např. VN rozvaděče pro hladinu 10 kV jsou v současnosti dražší než rozvaděče pro hladinu 22 kV. U kabelů VN je situace obdobná. Například cena kabelu AXEKVCE s průřezem 120 mm² a instalovaným napětím 10 kV je 248 Kč/m, kabel se stejným průřezem a instalovaným napětím 22 kV stojí 168 Kč/m. Transformátory s převodem 10/0.4 kV, resp. 22-10/0.4 kV, jsou také dražší než trať s převodem 22/0.4 kV nebo 35/0.4 kV. Vyšší cena zařízení 10 kV souvisí se stále klesající poptávkou po těchto zařízeních. ^[19]

Zrušení mezitransformací VN/VN díky unifikaci povede ke snížení ztrát v síti díky vyřazení jedné transformace. Dále odpadnou náklady na provoz transformoven, kde se provádí pouze mezitransformace VN/VN, které mohou dosahovat řádově až miliónů korun. Tyto budovy bude možné prodat, zbourat nebo nadále využívat třeba jako sklady.

Přechod na vyšší napěťovou hladinu se projeví i ve **zvýšení přenosové schopnosti** sítí při využití stejných průřezů vedení. V současnosti zatížení sítí sice obecně stagnuje, v tomto odvětví je ale potřeba počítat do budoucna s možným růstem zatížení spojeným hlavně s případným rozvojem elektromobility a zvýšením nároků na distribuční soustavu z důvodu rozšíření decentrálních výroben. Nárůst zatížení může být i skokový, pokud dojde například k výstavbě nových průmyslových podniků s významným odběrem.

V souvislosti se zrušením mezitransformací VN/VN dojde ke **zvýšení spolehlivosti** dodávky elektrické energie díky **snížení počtu prvků**, na kterých se může vyskytnout porucha. Kromě snížení počtu prvků v systému povede ke zvýšení spolehlivosti i možnost napájení města z okolní sítě, která je již delší dobu unifikována a v současnosti je tedy provozována na jiné napěťové hladině, tím pádem pro náhradní napájení nevyužitelná. Toto může hrát důležitou roli při výpadku celé rozvodny zásobující město například z důvodu požáru apod. Výhodou tedy bude i **větší flexibilita sítě**, která se uplatní jednak při nestandardních situacích, jednak při připojování nových zákazníků.

Velkým přínosem je také **snížení ztrát v sítích** dané jednak snížením počtu transformací díky zrušení mezitransformací VN/VN, jednak menšími proudy tekoucími vedením při přenášení stejného výkonu, což je přímý důsledek přechodu na vyšší napěťovou hladinu. V případech, kdy se nedá očekávat budoucí zvyšování zatížení, budu možné využít pro zásobování **vedení s menším průřezem**, dojde tak k úsporám použitého materiálu.

Distribuce na jedné napěťové hladině VN povede také ke **zvýšení bezpečnosti práce** při manipulaci se zařízeními VN, protože dojde ke standardizaci používaných zařízení a tím pádem i standardizaci postupu při opravách.

Zároveň dojde k celkovému **zjednodušení provozu soustavy VN a technické politiky** ČEZ Distribuce, a.s.

Unifikace je také vhodnou **příležitostí k optimalizaci zapojení** a celkové změně konfigurace sítě více odpovídající současným a budoucím požadavkům.



3.3 Nevýhody unifikace

Pro objektivnost je nutné uvést i stinné stránky unifikace.

Jedná se o velký zásah do sítě, který má za následek **přechodně sníženou spolehlivost dodávky** elektrické energie v průběhu její realizace díky provozu sítě v dané lokalitě na více napětíových hladinách, což znesnadňuje/znemožňuje zajištění náhradního napájení v případě poruchy. Pro zdárný průběh unifikace je tedy nutné zpracovat podrobný plán organizace výstavby včetně plánu vypínání a samotný přechod na novou napětíovou hladinu by měl být proveden v co nejkratším období.

Vzhledem k rozsáhlosti akce je celý projekt zatížen poměrně **velkou investiční náročností**. Zároveň je problematická samotná **koordinace všech činností** souvisejících s unifikací a **spolupráce s úřady**.

Unifikace také **negativně postihne cizí vlastníky a spoluvlastníky TS**, kteří budou muset na vlastní náklady přezbrojit stanici na jinou napětíovou hladinu. Cizí vlastníky zařízení VN je tak nutné předem upozornit na plánovanou změnu napětíové hladiny.

Celkově se však věří, a je to potvrzeno mnoha studiemi, že projekt unifikace bude mít v konečném důsledku kladný přínos díky svým převažujícím výhodám.



4 Stav distribuční sítě na území města

4.1 Historie elektrifikace Nové Paky

Významným milníkem v historii města bylo zprovoznění městské elektrárny dne 23. listopadu 1910 akciovou společností Kolben. K pohonu třífázového generátoru o napětí 3 150 V bylo využito dvou diesellových motorů o výkonu 60 kW. ^{[12][13]}

Roku 1915 však musela být pro nedostatek nafty postavena ještě jedna parní lokomobila k pohonu generátoru. Proud byl z elektrárny vyveden kabely do tří transformačních železných stanic, kde docházelo k transformaci na NN 220/125 V. ^{[12][13]}



Obr. 4-1 Bývalá městská elektrárna v Nové Pace [12]

Požadovaný výkon elektrárny byl zjištěn na základě soupisu elektrických spotřebičů budoucích odběratelů. „*Spořitelna požadovala připojit 2 žárovky, nemocnice 50, sirotčinec 20, pekař Tejchman 4, řezník Dejl 8, nožář Tejnor 2, Geislerova lékárna 8, městské osvětlení 92 žárovek, ...*“ ^[14]

V roce 1921 však již příkon elektrárny městu nedostačoval, a tak došlo k připojení na elektrárnu Poříčí u Trutnova pomocí dálkového 10 kV vedení a později i vodní elektrárny Les Království. Město se tak stalo členem Elektrárenského svazu v Hradci Králové. Technické vybavení elektrárny bylo prodáno do Prahy, kde sloužilo jako záložní zdroj pro osvětlení Hradu, a z bývalé budovy elektrárny se stala transformační stanice. ^{[12][14]}

Elektrárna v Nové Pace vyrobila mezi lety 1910 a 1921 celkem něco přes 2 GWh elektrické energie, přesné údaje však již nelze zjistit, protože po válce byl nedostatek elektroměrů. ^[12]

Následně dochází k připojování dalších linek VN a k výstavbě nových zděných transformačních stanic ve městě. Neustále se také zvyšovalo zatížení soustavy, proto byla roku 1955 zprovozněna nově postavená rozvodna ve Vrchovinské ulici s transformací 110/35/10 kV. Spotřeba se dále zvyšovala, v průměru o více než 2 % za rok. Od roku 1990 se zaváděly přímotopy, což vedlo k dalšímu nárůstu ve spotřebě. ^{[12][14]}

Roku 1998 část rozvodny 10 kV vyhořela, a město tak bylo 24 hodin bez elektřiny. ^[14]

V roce 2003 převzal ČEZ správu nad distribuční sítí od VČE. ^[14]



4.2 Technický popis stávajícího stavu

4.2.1 Transformovna

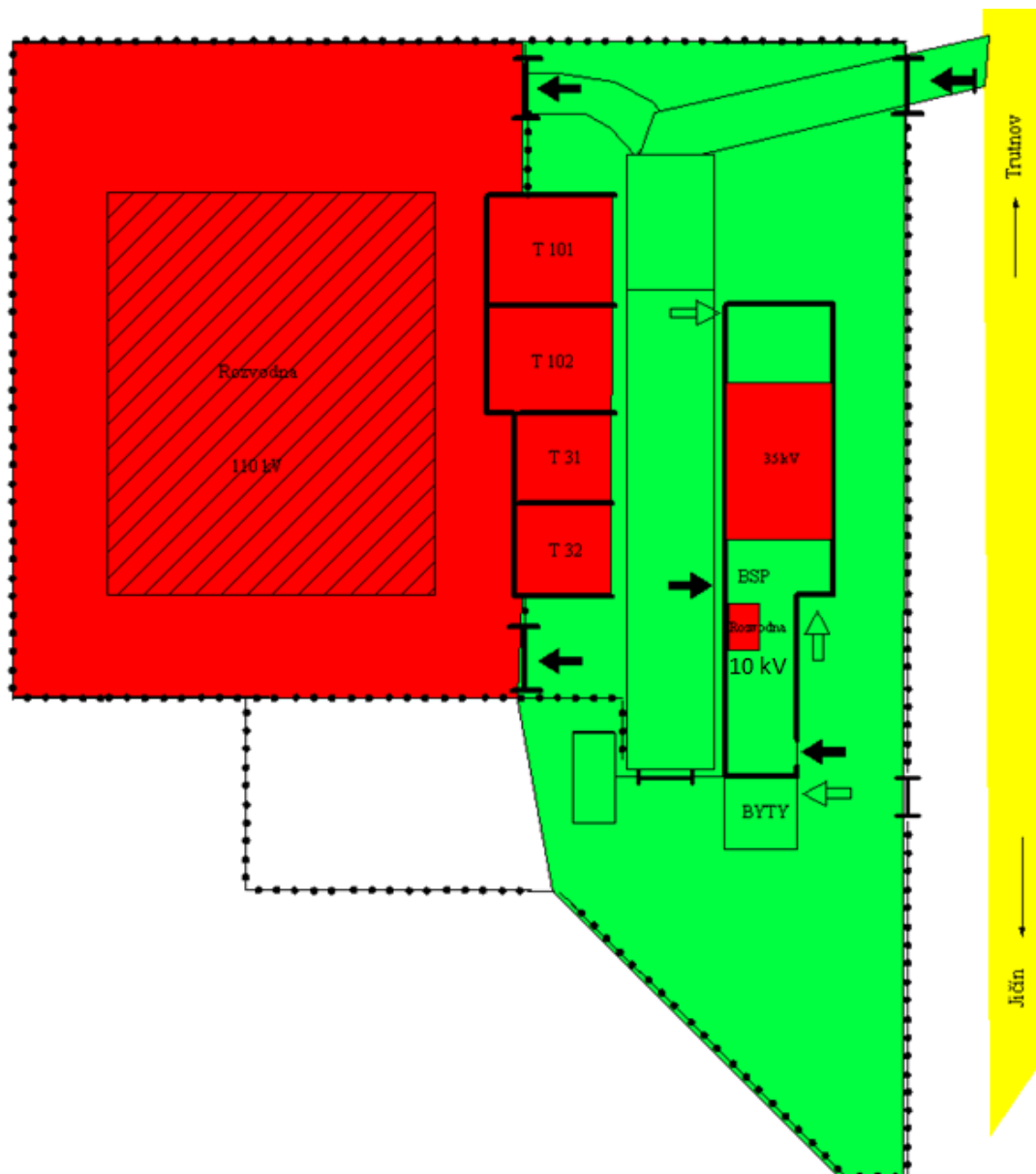
Transformovna 110/35/10 kV Nová Paka slouží jednak ke spínání vedení 110 kV, jednak k transformaci elektrické energie do distribučních sítí 35 a 10 kV zásobujících přilehlou oblast. TR byla zprovozněna roku 1955, leží na okraji městské části Nová Paka ve směru na další městskou část Vrchovina v ulici Krkonošská č. 401, v současnosti je napojena na tři venkovní vedení 110 kV: ze Semil, Vrchlabí a Neznášova, všechny v provedení 3x450/52 AIFe.



Obr. 4-2 Transformovna v Nové Pace, letecký pohled, Zdroj: Mapy.cz

Rozvodna 110 kV je venkovní, jednořadá, se dvěma systémy přípojníc W1 a W2 a s jednou příčnou spojkou přípojníc. Rozvodna je osazena třemi poli s vývody pro vrchní vedení, dvěma poli s vývody na transformátory T101 a T102 a polem příčné spojky přípojníc. Pomocí výkonových transformátorů se jmenovitým výkonem 40 MVA se napětí snižuje ze 110 kV na 35 kV. Běžně je v provozu pouze jeden z transformátorů, přítomnost druhého je nicméně nutná kvůli pravidlu N-1. Na napěťové hladině 35 kV jsou napájeny přilehlé menší obce, okrajová část města a průmyslové zóny. ^[11]

Rozvodna 35 kV je vnitřní kobková, jednořadá, se dvěma systémy přípojníc W1 a W2 propojených příčnou spojkou přípojníc. Rozvodna 35 kV má celkem dvacet kobek, z toho je sedm kobek vývodů do vrchního vedení, dvě kobky vývodů na transformátory 110/35 kV – T101 a T102, dvě kobky vývodů na transformátory 35/10 kV – T31 a T32, jedna kobka měření, jedna kobka spínače přípojníc, pět kobek rezervy a dvě kobky transformátorů vlastní spotřeby. Rozvodna 35 kV je umístěna v BSP (budova společných provozů) na 1. i 2. podlaží. ^[11]



Obr. 4-3 Plánek transformovny 110/35/10 v Nové Pace [11]

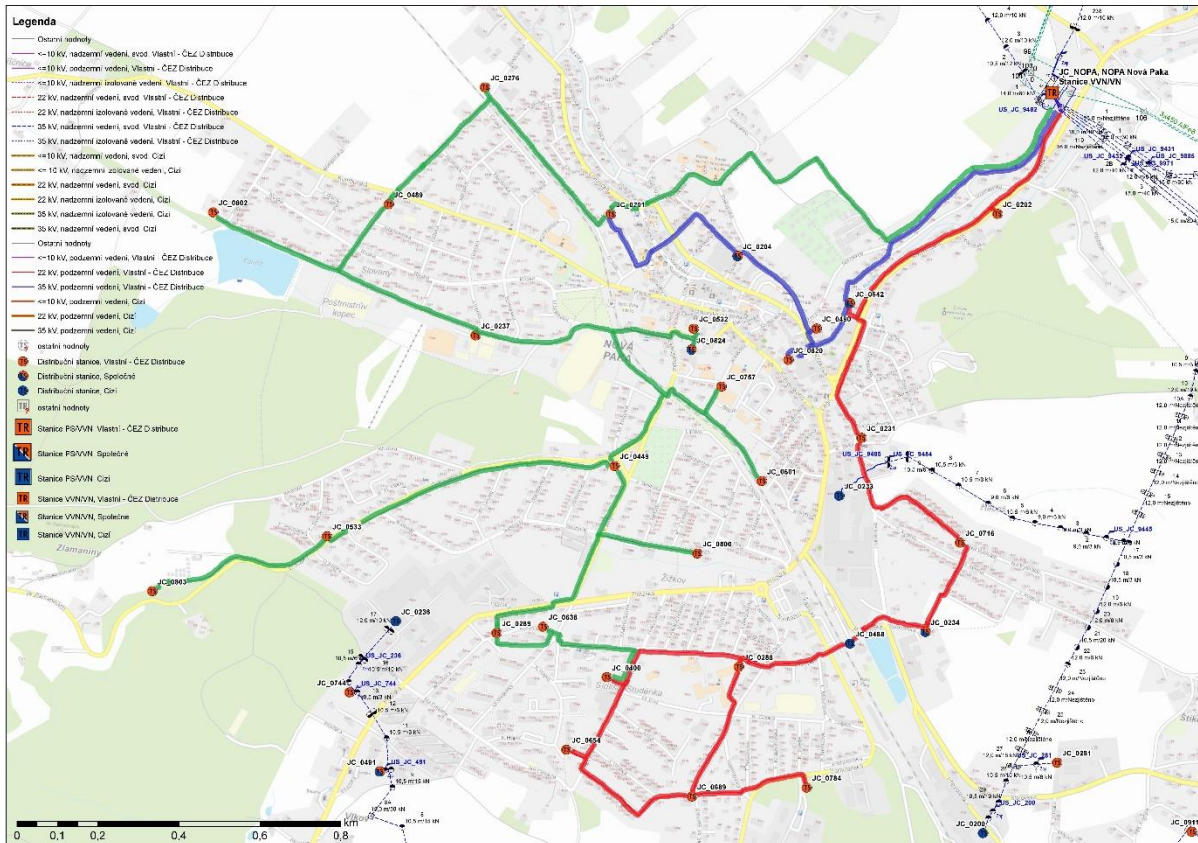
Pro napájení města je zatím nutné provést mezitransformaci 35/10 kV pomocí dvou transformátorů o jmenovitém výkonu 10 MV. V provozu je běžně opět pouze jeden transformátor, ale nutná je přítomnost obou kvůli pravidlu N-1. Rozvodna 10 kV je zapouzdřený rozvaděč izolovaný plynem SF₆, má jednu hlavní přípojnicí dělenou podélným spínačem přípojnic, která je sestavena ze sedmi polí, z toho jsou tři kabelové vývody zásobující město elektrickou energií, dvě pole transformátorů T31, T32 a dvě pole podélné spojky přípojnic. Rozvodna 10 kV je umístěna v samostatném prostoru spojovací části objektu BSP a bytových jednotek. ^[11]

Pro výkonové transformátory s převodem 110/35 kV (T 101, T 102) a 35/10 kV (T 31, T 32) je vyhrazena zvláštní budova se speciálně upravenou betonovou podlahou pro případný únik oleje z transformátorů. ^[11]



4.2.2 Vedení VN

Vnitřní město je napájeno zemním kabelovým vedením VN na hladině 10 kV. Schéma zapojení je v příloze. Z rozvodny vedou tři linky (K3891, K3892 a K3893), které jsou však různě dlouhé, a co je důležitější, nerovnoměrně zatěžované. Situaci znázorňuje následující obrázek:



Obr. 4-4 Stávající linky kabelového vedení VN: K3891 - zelená, K3892 - červená, K3893 – modrá

Na mapě je vidět, že kabelová trasa linky K3891 (zelená) je nejdelší a napájí zároveň největší počet trafostanic, což koreluje s největším instalovaným výkonem na lince. Délka kabelu na lince K3891 je však ještě větší, protože na několika místech vede kabel jednou trasou „tam a zpět“ díky smyčkovému zapojení. Naproti tomu linka K3893 je poměrně krátká s malým instalovaným výkonem. Následující tabulka podává souhrnné údaje o délkách kabelu, počtu napájených trafostanic a instalovaném výkonu na jednotlivých linkách.

Linka	Kabel	Počet TS	Instalovaný výkon TS	
	[km]	[-]	[kVA]	[-]
K3891	10 239	15	7 630	48.5 %
K3892	4 691	10	5 160	32.8 %
K3893	2 079	4	2 940	18.7 %
Celkem	17 010	29	15 730	100.0 %

Tab. 4-1 Souhrnné údaje k současným linkám VN v Nové Pace



Nerovnoměrně rozložený instalovaný výkon na linkách vede k nerovnoměrnému zatěžování linek, což má za následek celkově vyšší ztráty oproti případu s rovnoměrně zatíženými linkami. Nerovnoměrné zatěžování linek potvrzuje pravidelné zimní a letní měření na rozvodně R10kV. Sezónní měření se provádí každou 2. středu v lednu a 3. středu v červenci. Při měření se zaznamenávají hodinové hodnoty odebraného činného i jalového výkonu, odebrané proudy a napětí na přípojnicích. Z naměřených hodnot jsem vypočítal průměrné zatížení jednotlivých vývodů z rozvodny a určil maximální zatížení vývodů.

Zatížení vývodů v zimě [A]							
Průměrné	K3891	K3892	K3893	Maximální	K3891	K3892	K3893
2013	70.25	29.13	24.92	2013	91.98	51.84	35.28
2014	65.44	25.94	22.85	2014	86.04	46.80	31.14
2015	65.58	47.45	25.16	2015	87.66	59.22	34.92
2016	72.90	35.41	28.49	2016	100.44	63.36	38.88
2017	72.74	33.03	30.20	2017	95.94	61.92	39.78

Zatížení vývodů v létě [A]							
Průměrné	K3891	K3892	K3893	Maximální	K3891	K3892	K3893
2013	39.31	36.44	17.66	2013	49.50	55.08	27.18
2014	40.16	34.40	21.32	2014	49.86	52.38	34.74
2015	38.36	33.65	21.66	2015	51.12	57.96	33.12
2016	45.38	35.30	19.08	2016	61.20	53.64	29.70
2017	38.19	33.31	23.75	2017	49.50	57.96	35.10

Tab. 4-2 Průměrné a maximální zatížení jednotlivých vývodů z rozvodny

Kromě nerovnoměrného zatěžování linek vidím problém ve starší použité kabelů. Průměrné staří kabelů v rozvodu je 35 let (vztaženo k délce). Na starších kabelech jsou jednak vyšší ztráty díky postupné degradaci použitých materiálů, jednak je u nich pravděpodobnější vznik poruchy.

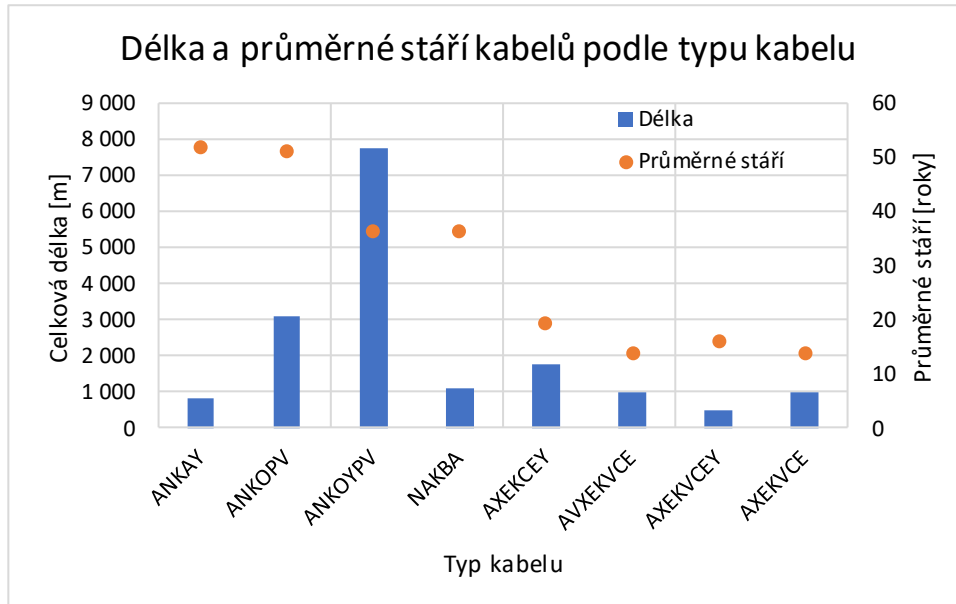
V současném zapojení je v rozvodu 10 kV celkem 33 dispečerských úseků, což znamená, že by v ideálním případě mělo být použito 33 ks kabelů. Celkem je ale použito 72 ks kabelů, v rozvodu se tedy nachází 39 spojek. Na jeden DU tak připadá v průměru více než jedna spojka. Ve dvou případech se v jednom DU nachází pět spojek! Spojky sice nijak výrazně nezhoršují parametry kabelu, nicméně dále zvyšují riziko vzniku poruchy, protože kabel většinou „bouchne“ právě v místě spojky.

Ve městě je elektrická energie rozváděna pomocí pestré škály vysokonapětových kabelů typu ANK (ANKAY, ANKOPV, ANKOYPV), NAKBA a AXEKCY (AXEKCEY, AVXEKVCE, AXEKVCEY, AXEKVCE) o průřezích 50, 70, 95, 120, 150 a 240 mm². Celková délka kabelů ve městě je 17 008 m. Pokud budeme uvažovat technickou životnost kabelů 45 let, zjistíme, že 3 731 m kabelů (17 ks) tuto dobu překračuje. Nejstarší je 62letý kabel typu ANKOP.

Kabely typu ANK obecně patří k nejstarším, zároveň ale i k nejrozšířenějším ve městě. Všechny jsou s hliníkovým jádrem a s izolací v podobě olejem napuštěného papíru. ANKAY má hliníkový plášť a zvláštní protikorozní ochranu (bezešvou). Ostatní kabely typu ANK mají olověný plášť, ANKOYPV i s měkčeným PVC, a jako ochranný plášť slouží pancíř z ocelových pásků s vlákninovým obalem. Kabel NAKBA má podobnou konfiguraci jako zmíněný ANKOYPV s tím rozdílem, že je trojžilový. ^[1]

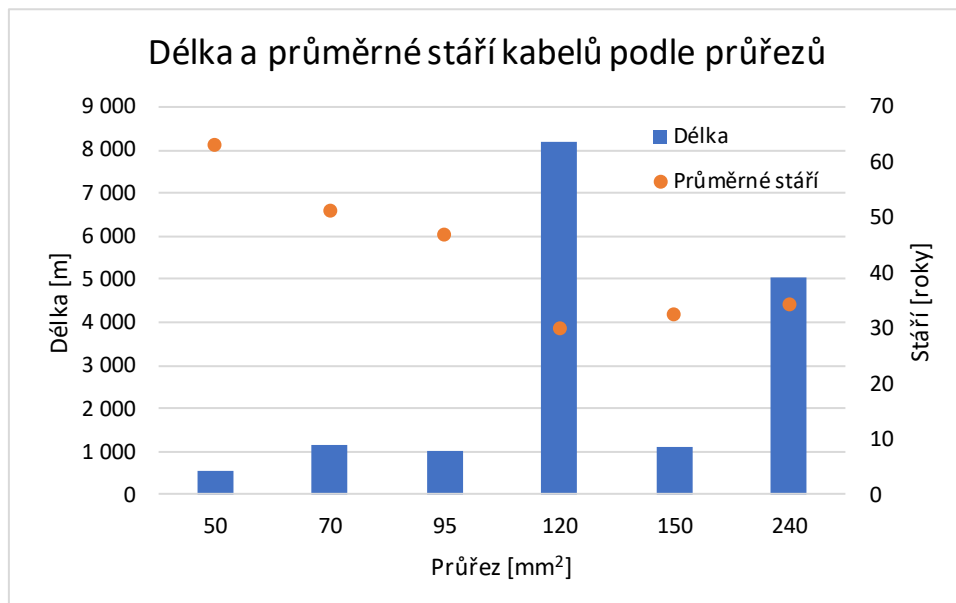


Plastové kabely typu AXEKCY patří v posledních 20ti letech k výlučně využívaným. Jedná se o jednožilové kabely s hliníkovým jádrem a izolací ze zasíťovaného polyetylénu a s pláštěm z PVC.



Graf 4-1 Délka a průměrné stáří kabelů podle typu kabelu v městském rozvodu 10 kV

Z předcházejícího grafu je zřejmé, že většina kabelů typu ANK a NAKBA je na hranici životnosti a v nedaleké budoucnosti je bude potřeba v každém případě vyměnit, aby byla zajištěna spolehlivost dodávek elektřiny.



Graf 4-2 Délka a průměrné stáří kabelů podle průřezu v rozvodu 10 kV



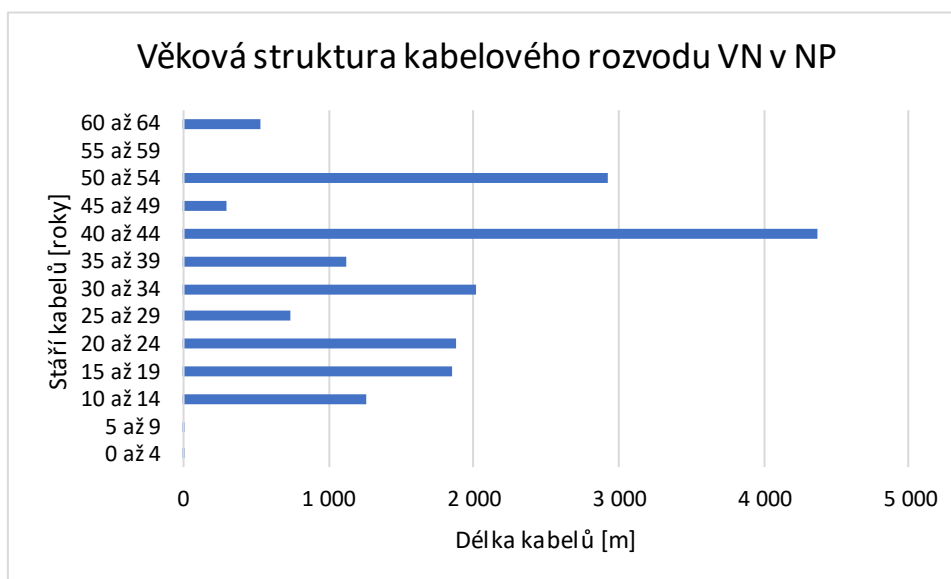
Předchozí graf ilustruje, že kabely s průřezem 120 a 240 mm² mají v soustavě nejvýznamnější zastoupení. Kabely s průřezem 240 mm² jsou použity v prvních úsecích všech linek, dále od rozvodny se průřezy postupně snižují. Na rozvodu 10 kV ve vnitřním městě je tedy krásně vidět, že se dříve při projektování rozvodu VN uplatňovala filosofie hospodárneho průřezu.

U starších kabelů dochází k poruchám, které jsou způsobeny převážně únavou materiálu. V letních měsících zase dochází v některých úsecích k překročení provozní teploty, díky teplotám okolí dlouhodobě převyšujícím 30 °C a vyšším ztrátám na starších kabelech. Nastávají tak situace, kdy je nutné zajistit náhradní napájení TS do doby výměny nevyhovujícího kabelu VN, v případě, že TS nelze napájet jiným kabelem. Pro náhradní napájení se používají mobilní TS, u kterých se výsledná cena pohybuje okolo 80 000 Kč/měsíc.

Z těchto důvodů, ale především kvůli ceně, se všechny staré kabely s průřezem menším než 120 mm² nahrazují kabely s průřezem 120 mm². V současných tržních podmínkách je totiž výhodnější nakoupit větší množství jednoho typu kabelu s daným průřezem než více kabelů s různými průřezy. Jinak řečeno, hospodárny průřez dnes nehraje takovou roli. V nynějším rozvodu 10 kV lze tak nalézt novější plastové kabely 120 mm², které jsou v několika úsecích naspojkovány na kabely s menším průřezem.

Nevyhovující kabely s instalovaným napětím 10 kV jsou nahrazovány kabely 22 kV, které jsou výrazně levnější. I v Nové Pace jsou tak použity dva kabely 22 AXEKVCE, se svojí délkou 8 m se však zatím v 17km rozvodu ztrácí.

Věkovou strukturu kabelů VN ve městě zobrazuje následující graf:



Graf 4-3 Věková struktura kabelového rozvodu VN v NP

V městském rozvodu je skoro polovina kabelů starší 40 let. To indikuje nutnost větší investiční akce a výměnu přestárých kabelů nebo rovnou celého kabelového rozvodu VN.



Kromě zemního kabelového vedení 10 kV se na okraji města nachází vedení 35 kV. Ve východní části města je pomocí zemního kabelového vedení 35 kV napájen jeden větší průmyslový komplex (cizí TS JC_0233), zemní vedení přechází mimo zastavěnou oblast ve venkovní vedení napájené přímo z rozvodny 35 kV. Stejná linka venkovního vedení dále napájí dvě trafostanice v jihovýchodní periférii města (vlastní TS JC_281, cizí TS JC_0200). Jiná linka venkovního vedení 35 kV napájí jihozápadní spíše průmyslovou část města pomocí třech trafostanic (cizí TS JC_0236, vlastní TS JC_744, společná TS JC_0491). Při unifikaci města na 35 kV se tak nabízí možnost připojení těchto stanic na kabelový rozvod, čímž by se zvýšila spolehlivost dodávky, protože funkčnost kabelů nijak neohrožují povětrnostní podmínky – pády větví, stromů, ...

Pro současný kabelový rozvod 10 kV jsem spočítal maximální činné ztráty ve výpočetním programu Bizon. Program vycházel jednak ze znalosti parametrů všech kabelů v rozvodu, jednak z dat naměřených při zimním měření 18. 1. 2017 v 16:00. Pro daný den a hodinu předpokládám maximální odběr, maximální činné ztráty na kabelech pak činí 19 019 W. Za předpokladu doby plných ztrát pro vedení VN 3 713 h jsem pak vypočítal roční ztráty na kabelech, vychází přibližně 71 MWh.

4.2.3 Trafostanice (TS)

V současnosti zemní kabelový rozvod VN napájí 29 TS s celkovým instalovaným výkonem 15 730 kVA, z toho je 24 TS ve vlastnictví ČEZ Distribuce, a.s., 4 TS ve společném vlastnictví (ČEZd + cizí subjekt) a 1 TS v cizím vlastnictví. Průměrné stáří všech stanic je 38 let.

Většinou se jedná o prostorné zděné stanice s dostatkem místa v okolí, celkem je zděných stanic 19. Jejich stav mi po zběžné obhlídce přijde celkově dobrý, po drobných úpravách je patrně bude možné využít v budoucím rozvodu VN. Další 2 TS jsou vestavěné, 2 vícepodlažní, 4 plastové a 2 betonové. Celkově v žádné stanici není problém s místem a nehrozí tak, že by se rozměrnější zařízení 35 kV do nějakého objektu nevešly při dodržení všech ochranných vzdáleností. Plastové stanice se nicméně budou muset nahradit jinými, protože podle současných předpisů nevyhovují na zkraty. U ostatních stanic bude potřeba posudek statika, zda vyhoví na zkraty, ale z předchozích zkušeností se u nich dá předpokládat, že vyhoví. U zděné stanice JC_0490 zase předpokládám její zbourání, protože je zapuštěná ve svahu a poměrně dost navlhlá, a její nahrazení novou betonovou stanicí. Zděná vícepodlažní stanice JC_0204 je zase v poměrně špatném stavu, zde předpokládám vyšší výdaje na nutnou rekonstrukci.

V každé stanici se nachází rozvaděče nízkého napětí (RNN), které jsou už také poměrně staré, a v novém rozvodu jich bude využitelných odhadem asi 12 díky postupující standardizaci. Kromě RNN bude pravděpodobně nutné provést ve většině stanic drobné nebo větší úpravy technologické části – nátěry, uzemnění, průchodky, přípojnice.

Rozvaděče VN jsou většinou v kobkovém provedení na 10 kV, pár jich je potom skříňových na 10 kV. Dále je v současném rozvodu využito 5 rozvaděčů s instalovaným napětím 25 kV ve skříňovém provedení, které jsou dnes levnější než rozvaděče s nižším instalovaným napětím.

Trafostanice napájené venkovním vedením 35 kV jsou buď stožárové sloupové, nebo umístěné někde v areálu velkoodběratelů.



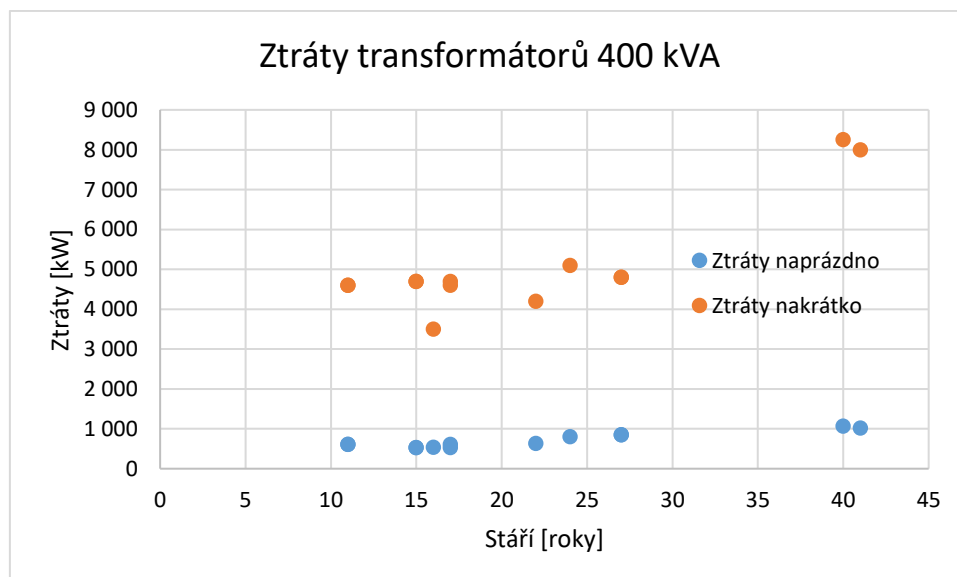
4.2.4 Distribuční transformátory (DTR)

V oblasti je celkem 33 distribučních dvouvinutových transformátorů 10/04 kV, z toho 27 vlastní ČEZ Distribuce, a.s., dalších 6 je v cizím vlastnictví. Především o transformátorech v cizím vlastnictví nejsou k dispozici vždy všechny údaje a měření, nicméně některé údaje se do seznamů zařízení podařilo doplnit po osobní návštěvě TS ve městě. Průměrné stáří všech transformátorů je 24 let, jenom vlastních 23 let. Nejstarší transformátor je v cizím vlastnictví a pochází z roku 1951, v provozu je tedy i po 67 letech od výroby. Z vlastních DTR přesahují hranici minimální technické životnosti (35 let) 4 transformátory staré více než 40 let. Přehled DTR v městském rozvodu 10 kV je uveden v následující tabulce:

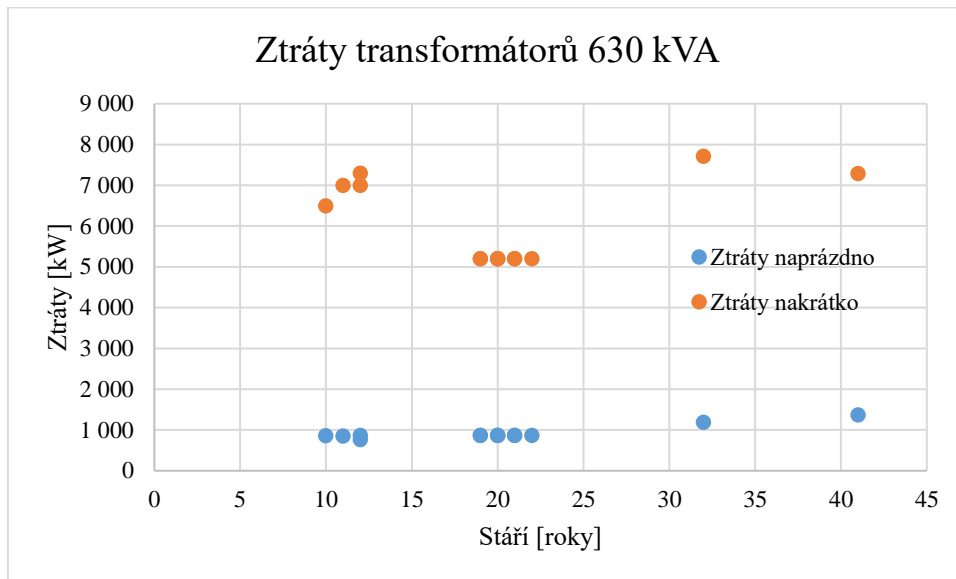
Výkon [kVA]	Počet vlastních [-]	Počet cizích [-]	Pr. stáří vlastních [roky]
160	1	0	19
250	1	2	43
400	13	3	23
630	12	1	23
Celkem	27	6	23

Tab. 4-3 Souhrn DTR v rozvodu 10 kV v Nové Pace

Jmenovitý výkon je u většiny transformátorů 400 nebo 630 kVA (15 a 14 ks), u třech transformátorů 250 kVA a u jednoho 160 kVA. Pro nejvíce zastoupené transformátory podle výkonu jsem provedl analýzu závislosti jmenovitých ztrát naprázdno a nakrátko na stáří transformátoru. Vstupem jsou štitkové hodnoty transformátorů, proto se dá předpokládat, že skutečné hodnoty ztrát budou s rostoucím věkem traf ještě vyšší.



Graf 4-4 Ztráty transformátorů 400 kVA



Graf 4-5 Ztráty transformátorů 630 kVA

Z grafů plyne, že novější transformátory v rozvodu 10 kV mají nižší ztráty naprázdno, novější trafo 400 kVA pak mají i výrazně nižší ztráty nakrátko. Z naměřených dat (10ti minutová maxima proudů) získaných osobní návštěvou TS jsem vypočítal roční ztráty transformací 10/0.4 kV na vlastních zařízeních. Protože v některých TS není na RNN umístěn měřák nebo je umístěn jenom na některém RNN, odhadl jsem maximální zatížení traf, ke kterým chyběla kompletní měření, jako průměr maximálního zatížení kompletně měřených traf v oblasti. Průměrné 10ti minutové maximální zatížení měřených traf ve městě je 41.5 %.

Pro výpočet ztrát jsem uvažoval s dobou plných ztrát pro transformátory 2 787 h a meziročním růstem ztrát 0.3 %. Celkové roční ztráty na vlastních DTR pak vycházejí okolo 286 MWh, z toho jsou to ze 71 % ztráty naprázdno a z 29 % ztráty nakrátko.

Dále jsem analyzoval maximální a střední zatížení DTR. Doporučená hranice maximálního zatížení 70 % je překročena ve dvou případech. V prvním případě se jedná o cizí transformátor, takže to je věc vlastníka, ve druhém jde o TS JC_0400, která stojí hned vedle teplárny s kogenerací. Kogenerace s maximálním výkonem 630 kW pracuje do NN a v případě nižšího odběru tak napájí trafo 630 kVA ze strany sekundáru. Protože se však vždy dá zároveň předpokládat významný odběr na straně NN, nemělo by nikdy dojít k přetížení trafo a na daném místě tedy doporučuji provozovat DTR o stejném výkonu jako doposud.

Ze získaných dat dále vyplývá, že většina DTR ve městě je poměrně málo zatěžovaná, maximální zatížení se v několika případech pohybuje pod 30 %, u JC_0803 je to dokonce jenom 18.2 %. Střední zatížení z dat naměřených v 1. únorovém týdnu je pak ještě výrazně nižší. Ve městě jsou nicméně na TS napojeni i větší odběratelé, kteří platí za rezervovaný příkon, který, ať už je využit nebo ne, musí být k dispozici. Proto bych výkon DTR ve městě neměnil. Výjimkou je nejméně zatěžovaná stanice JC_0803 Zlámaniny, která napájí dětský tábor a několik rekreačních objektů a pár trvale obydlených objektů, kde mi přijde reálné použití trafo s výkonem 250 kVA místo současných 400 kVA.



4.3 Charakteristika a možnosti rozvoje města Nová Paka

Město Nová Paka leží v Podkrkonoší v severovýchodní části okresu Jičín, v Královéhradeckém kraji. Spolu s městysem Pecka a obcemi Stará Paka, Úbislavice a Vidochov vytváří město dobrovolný svazek obcí Novopacko. Podle ČSÚ ve městě v roce 2016 žilo 9 165 obyvatel, přičemž v posledních 25ti letech se tento počet nijak výrazně nezměnil, i když je patrný určitý trend mírného poklesu počtu obyvatel díky převážně negativnímu přirozenému i migračnímu přírůstku obyvatelstva. Výrazněji se nicméně mění demografická struktura obyvatelstva; rychle přibývá lidí v poproduktivním věku na úkor lidí ve věku produktivním, počet lidí v předproduktivním věku se nijak výrazně nemění.

Dopravní obslužnost regionu je poměrně dobrá, městem prochází silnice I. třídy I/16 spojující Středočeský kraj s česko-polskou hranicí, dále pak železnice. Pro obyvatele jsou k dispozici tři MŠ, ZŠ i SŠ (všechny s dostatečnou kapacitou) a jedno gymnázium. Ve městě se také nachází několik zdravotnických zařízení. Město také poskytuje dostatek příležitostí k trávení volného času, najdeme zde mimo jiné kino, muzeum, klenotnici, tři galerie, pivovar, zimní i letní stadion, fotbalové hřiště, krytý bazén, či nově vybudovaný skiareál se sjezdovkou a běžeckými tratěmi. ^[5]

Novopacko leží v turisticky atraktivní krajině s hustou sítí turistických tras a cyklostezek. Městem také prochází hlavní silnice spojující oblasti Krkonoš a Českého ráje. Díky tomu, že je Novopacko součástí Globálního geoparku Český ráj, dostává možnost užívat logo UNESCO, a ještě více tak zvýšit svoji turistickou atraktivitu. ^[5]

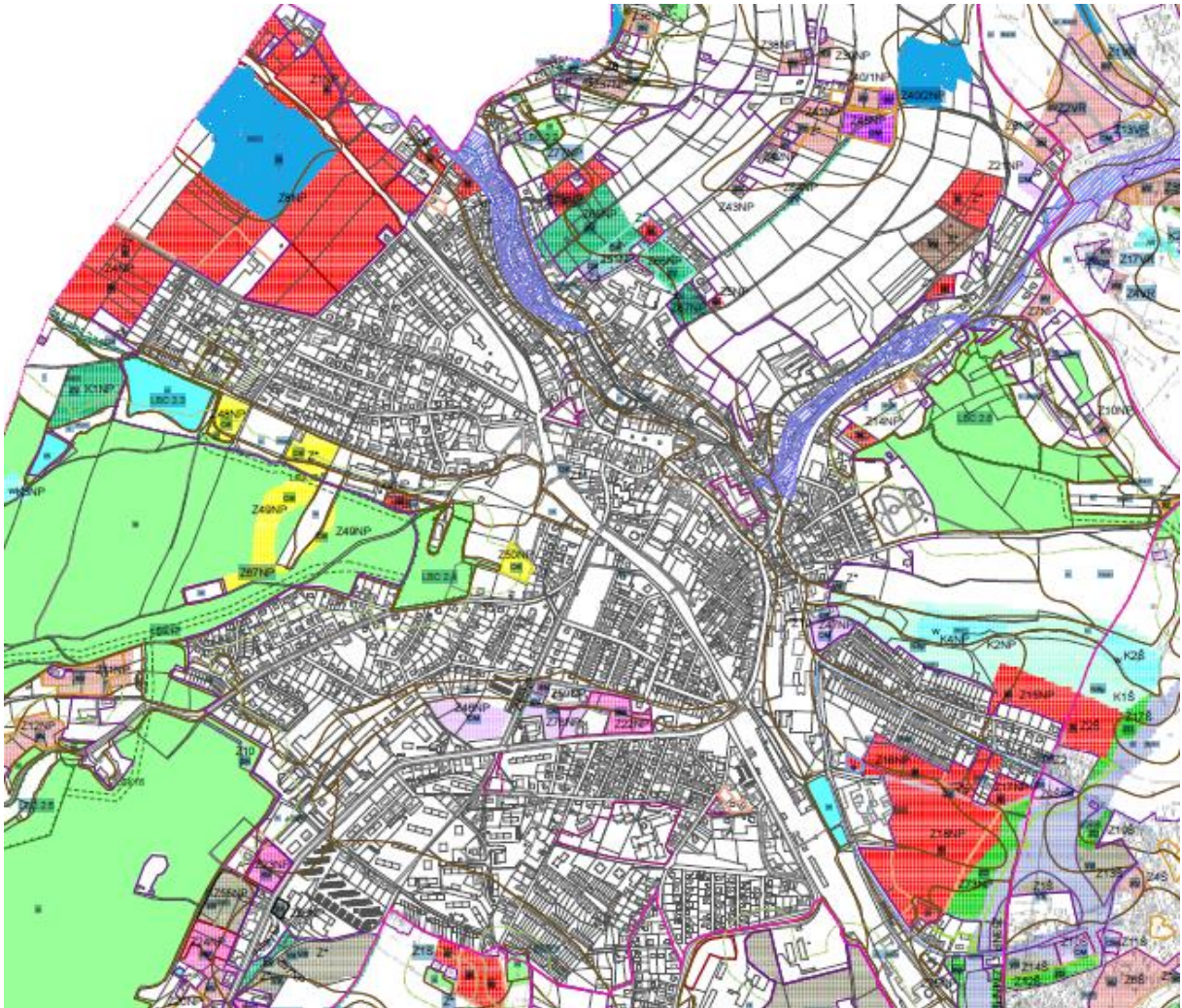
Nezaměstnanost ve městě se v roce 2015 pohybovala okolo 4 %. Zaměstnanost zvyšuje několik velkých perspektivních podniků, např. SQS Vlákno optika a.s. Na území města se nacházejí dvě významnější plochy s rozvojovým potenciálem pro podnikání o velikosti 8 a 6 ha, které jsou zatím z větší části nevyužité. Plocha o rozloze 6 ha ležící poblíž silnice I/16 ve směru na Jičín v městské části Vlkov je připravena k využití a v malé míře již využívána. Druhá plocha o rozloze 8 ha se nachází v místní části Heřmanice a zatím využita není. ^[5]

Obě tyto plochy se nicméně nachází na jižním okraji města, který je již v současnosti napájen pomocí venkovního vedení 35 kV, potenciální rozvoj těchto ploch tak nebude mít přímý vliv na kabelový rozvod v centru města, pokud nedojde k napojení současných a případně budoucích TS na kabelový rozvod ve variantě unifikace – tedy přechodu na napětíovou hladinu 35 kV ve městě.

Ve městě v roce 2011 stálo 1 852 rodinných domů (2 132 bytů), 147 bytových domů (1 309 bytů) a 52 ostatních budov (94 bytů). Z celkem 4 257 bytů jich bylo 3 791 obydlených a 466 neobydlených (241 bytů sloužilo k rekreaci, 22 jich bylo nezpůsobilých k bydlení a u 180 byl uveden jiný důvod). Ve městě Nová Paka je aktuálně dostupných 93 ha ploch pro bydlení, z toho poměrně velká část je určena k výstavbě nových rodinných i bytových domů. ^[5]



Plochy určené k výstavbě jsou zakresleny v územním plánu města, na následujícím obrázku jsou vyznačeny červeně.

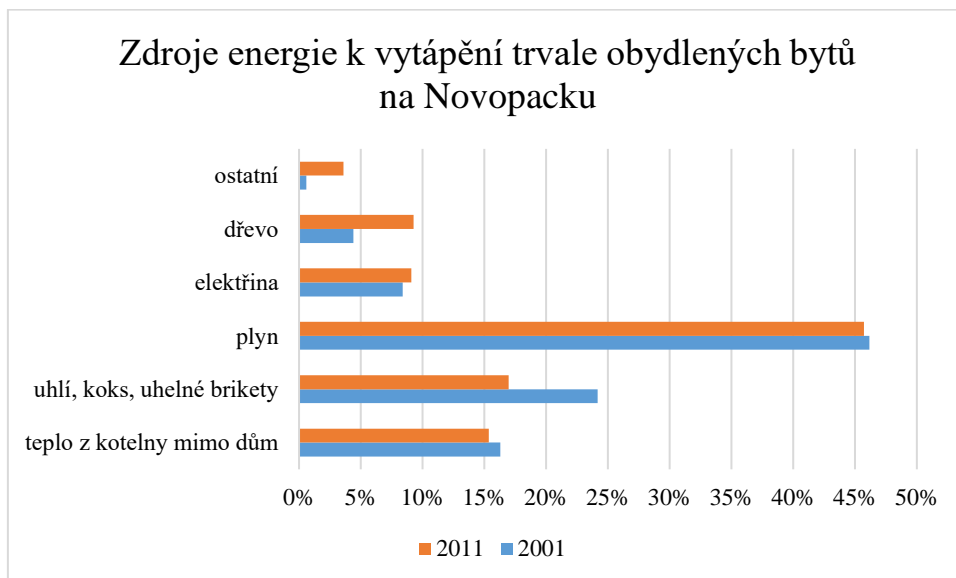


Obr. 4-5 Územní plán města Nová Paka – plochy určené k výstavbě červeně, Zdroj: [4]



Ohledně vytápění bytů jsou k dispozici informace z roku 2011, kdy proběhlo sčítání lidu, domů a bytů. V té době byl na Novopacku nejrozšířenějším zdrojem tepla pro vytápění plyn. Elektřinu využívalo k vytápění 9.1 % trvale obydlených bytů. Oproti roku 2001 je na následujícím grafu vidět mírný nárůst ve využívání elektřiny pro vytápění. Do budoucna věřím tomu, že tento trend bude pokračovat, protože elektrické vytápění je nejkomfortnější, nebude však pravděpodobně hrát významnější roli, protože v Nové Pace je dominantním zdrojem tepla zemní plyn. [5]

Ve městě se nachází i plynová teplárna poblíž sídliště hned vedle stanice JC_0400. Nutno dodat, že získaná data o způsobu vytápění se týkají celého Novopacku (asi 13 200 obyvatel), tedy i přilehlých obcí, které jsou již v současnosti napájeny z napěťové hladiny 35 kV a nejsou tak předmětem této práce. Data pro samotné město bohužel nejsou k dispozici. [5]



Graf 4-6 Způsoby vytápění trvale obydlených bytů na Novopacku, Zdroj: [5]

Z uvedeného vyplývá, že město Nová Paka má poměrně velký rozvojový potenciál, a to jak v počtu obyvatel, tak v oblasti průmyslové výstavby. Město leží v atraktivní krajině, nabízí velké množství volnočasových aktivit – sportovních i kulturních, školy ve městě, od mateřských po střední, mají dostatečnou kapacitu, dále jsou zde k dispozici potřebná zdravotní střediska a nezaměstnanost v regionu je poměrně nízká. Přesto však během posledního čtvrt století obyvatel spíše ubývalo. Těžko říct, jak se počet obyvatel města (a s tím související zatížení soustavy) bude vyvíjet v následujících letech, vzhledem k předešlému vývoji předpokládám spíše stagnaci počtu obyvatel.

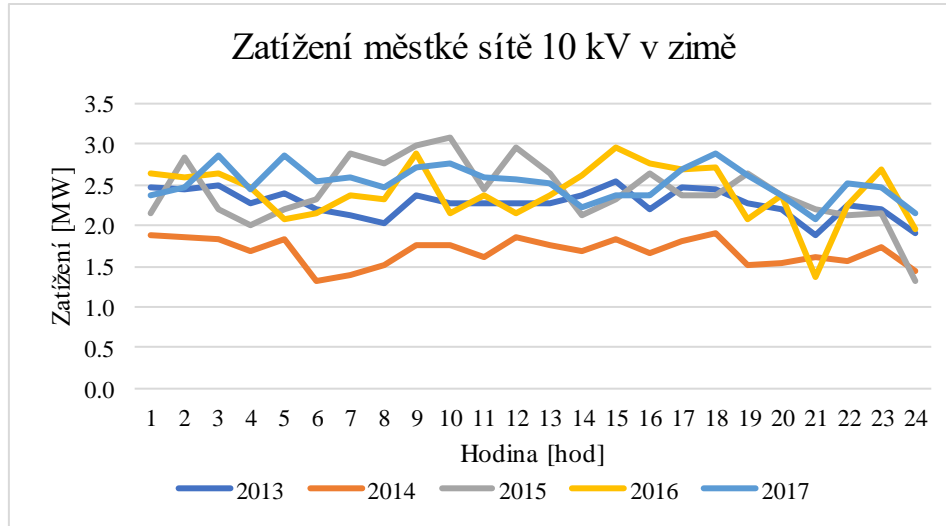
Otázkou je i budoucí využití volných průmyslových ploch v uvažované lokalitě, které bude hrát roli v případě, že ve variantě unifikace dojde k propojení TS v průmyslových zónách napájených nyní z venkovního vedení 35 kV s kabelovým rozvodem.



4.4 Zatížení současného rozvodu 10 kV

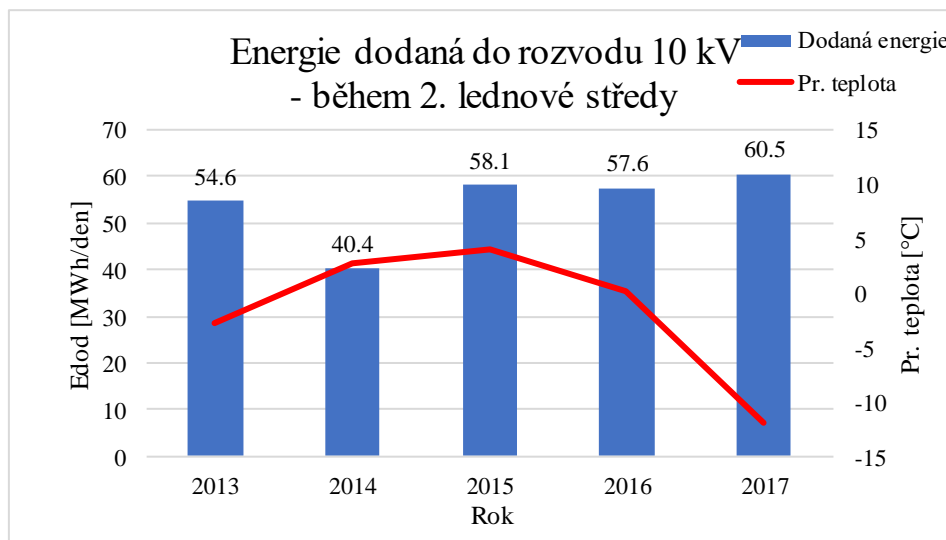
4.4.1 Analýza měření na rozvodně

Ohledně zatížení městské sítě VN a odebraného množství elektrické energie jsem dostal k dispozici data ze sezónních měření v transformovně TR NOPA. Data se sbírají každou 2. středu v lednu a každou 3. středu v červenci.

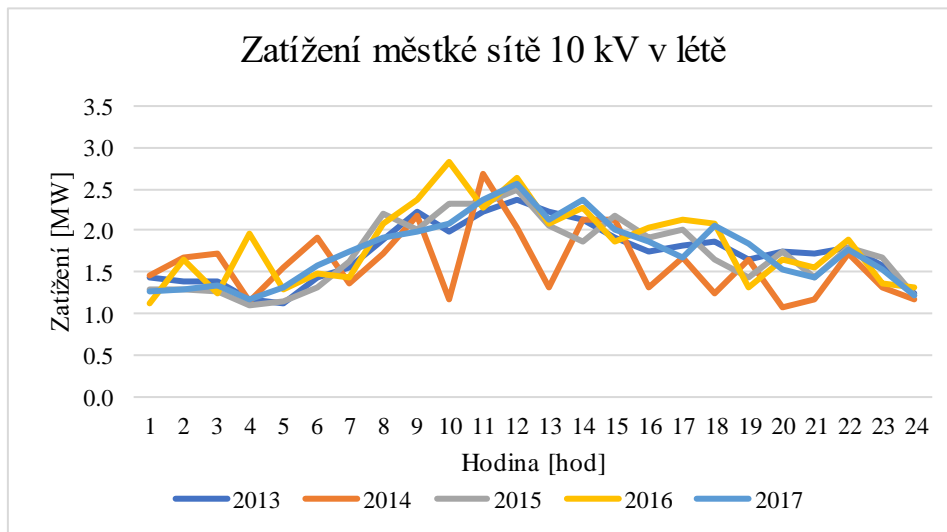


Graf 4-7 Zatížení městské sítě 10 kV v zimě, Zdroj: interní ČEZ distribuce, a.s.

Na grafu zatížení soustavy v zimě nejde identifikovat žádný výraznější „peak“, víceméně rovnoměrné zatížení je podle mě dáno spouštěním většího množství spotřebičů pomocí HDO, které kompenzují jinak typicky vyšší zatížení v poledních hodinách. V roce 2014 byla rozvodna 10 kV výrazně méně zatížená oproti jiným rokům, což bylo pravděpodobně způsobeno výpadkem.

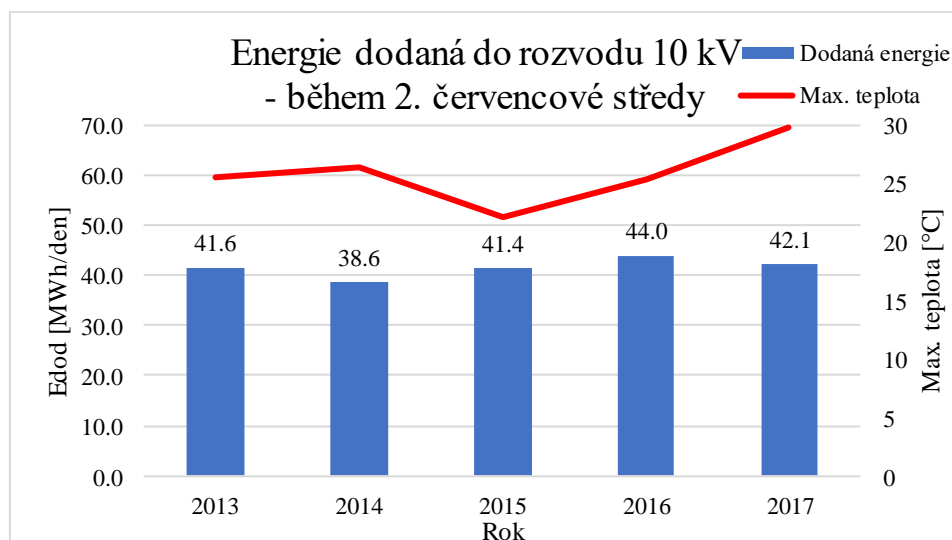


Graf 4-8 Dodaná energie do městské sítě 10 kV, Zdroj: interní ČEZ distribuce, a.s. + [15]



Graf 4-9 Zatížení městské sítě 10 kV v létě, Zdroj: interní ČEZ distribuce, a.s.

Na grafu zatížení soustavy v létě je zase vidět „peak“ přes den, kdy zatížení dosahuje skoro stejné úrovně jako v zimě, což si vysvětlují větší aktivitou lidí v průběhu dne a provozem klimatizací. V ranních a večerních hodinách je pak zatížení výrazně nižší, což je pravděpodobně dáno menším počtem spotřebičů ovládaných přes HDO oproti zimě.



Graf 4-10 Dodaná energie do městské sítě 10 kV, Zdroj: interní ČEZ distribuce, a.s. + [15]

Je otázka, jestli se dá vzhledem k malému množství získaných dat něco usuzovat o trendech v zatížení městské sítě VN a množství dodávané energie. Malé množství dat podle mě není takový problém, protože se ve městě nachází velký počet odběratelů, a tím pádem by data neměly být ovlivněny tím, že někdo odjel zrovna v den měření na dovolenou. Dále, dny, kdy probíhá měření, byly určeny jako typické na základě analýzy většího počtu měření. Proto předpokládám, že naměřené maximální zatížení v těchto dnech je i celkové maximální zatížení během roku.



Protože se dá předpokládat určitá závislost v odběru elektrické energie na aktuálním počasí, doplnil jsem grafy znázorňující množství odebrané energie o průměrné denní teploty v případě zimního měření, v případě letního měření potom o maximální denní teploty. Rozdílné ukazatele teploty jsem volil z důvodu rozdílného charakteru vytápění a provozu klimatizací. Ani v zimě, ani v létě jsem však korelaci mezi odebraným množstvím energie a teplotami během dne nepozoroval, pouze v roce 2017 předpokládám vyšší odběr díky extrémně nízkým teplotám.

Závěr je, že zatížení a odběr elektrické energie v létě v průběhu let stagnuje, v zimě je potom vidět mírný nárůst ve spotřebě i zatížení. Maximální zatížení soustavy se při všech měřeních, kromě roku 2014, kdy v zimě došlo k výpadku, pohybovalo okolo 3 MW, přičemž největší zatížení bylo změřeno v zimě 2015 a činilo 3.09 MW (3.14 MVA).

Do budoucna bych tedy uvažoval s průměrným 0-1% nárůstem zatížení za rok.

4.4.2 Stanovení soudobosti zatížení trafostanic

Abych mohl spočítat ztráty v nově navržených linkách VN ve městě, potřeboval jsem znát soudobé odběry jednotlivých TS. Přitom z osobní návštěvy TS jsem měl zjištěné pouze 10ti minutová maxima odebíraných proudů, ze kterých jsem spočítal poměrné zatížení jednotlivých TS, resp. jednotlivých DTR, a tam, kde chybělo měření, jsem předpokládal maximální zatížení rovné průměrnému maximálnímu zatížení z ostatních DTR (41.5 % pro vlastní transformátory).

Po stanovení maximálního zatížení jednotlivých TS jsem mohl určit maximální zatížení linek jako prostý součet zatížení TS na lince. Potom jsem z naměřených maxim odebíraných proudů na rozvodně určil skutečné maximální zatížení jednotlivých linek, které jsem potom korigoval na celkové maximální naměřené zatížení rozvodny. Následně jsem vypočítal soudobosti maximálního zatížení TS na každé lince zvlášť jako poměr skutečného (korigovaného) maximálního zatížení linky ku teoretickému maximu zatížení linky při soudobosti zatížení TS rovné jedné.

Soudobost max. zatížení TS [-]	
K3891	51 %
K3892	36 %
K3893	61 %
Vážený průměr	48 %

Tab. 4-4 Soudobost max. zatížení TS na linkách

Výsledný koeficient soudobosti maximálního zatížení TS jsem spočítal jako vážený průměr soudobostí na jednotlivých linkách, kde jsem jako váhy použil instalované výkony všech TS na daných linkách.



5 Možné varianty budoucí podoby městské sítě VN

5.1 Nulová varianta

Jako nulovou variantu jsem označil pokračování v distribuci na území města na stávající hladině 10 kV při omezení se jenom na výměny přestárých prvků v rozvodu.

Tutu variantu však již na začátku můžeme zavrhnout, a to hned z několika důvodů. V horizontu příštích několika let by bylo nutné podstatnou část kabelového vedení VN vyměnit, protože přibližně polovina kabelů bude překračovat dobu svojí technické životnosti. I tento poměrně velký zásah do rozvodu VN by však neumožnil přepojení současných linek, vývody z rozvodny by tak byly dál nerovnoměrně zatěžovány, což by znamenalo větší ztráty oproti rovnoměrnému zatížení linek. Další fatální nevýhodou je to, že tato varianta neumožňuje propojení stávajících TS pomocí optických kabelů, rozvod by tak nebylo možné řídit dálkově a prodlužovaly by se doby do vymanipulování poruchy.

Další nevýhodou je to, že by se staré transformátory 10/0.4 kV museli nahrazovat transformátory 22-10/0.4 kV, které jsou dražší než klasické transformátory 22/0.4 kV nebo dokonce 35/0.4 kV, protože nové transformátory 10/0.4 kV už prakticky nejsou k sehnání a jejich cena by případně s největší pravděpodobností byla ještě vyšší. U rozvaděčů VN a kabelů VN tento problém není, protože můžeme místo dražších zařízení pro 10 kV použít bez problémů zařízení pro 22 kV.

Další problém spočívá v doživající rozvodně 10 kV, kterou by bylo nutné nahradit rozvodnou 22 kV, protože zapouzdřené rozvaděče 10 kV už jsou považovány za nestandardní a tomu by odpovídala i jejich cena.

Ještě horší by to bylo s výkonovými transformátory 35/10 kV, které jsou dnes již nestandardní a nedají se nahradit transformátory se standardním převodem.

V neposlední řadě je nevýhodou této varianty časté rozkopávání částí města kvůli výměně zrovna dožitých kabelů. Pro města je nyní mnohem přijatelnější strpět jeden až dva roky trvající větší investiční akci, během které dojde k výměně všech kabelů, a tím pádem nebude v následujících 40 – 50ti letech potřeba do kabelových tras zasahovat.

Ztráty jsou v této variantě největší díky využití starších zařízení a provozu na nejnižší napěťové hladině.

Ztráty transformací VN/NN:	286	MWh/rok
Ztráty na kabelech VN:	71	MWh/rok
Ztráty mezitransformací VN/VN:	77	MWh/rok

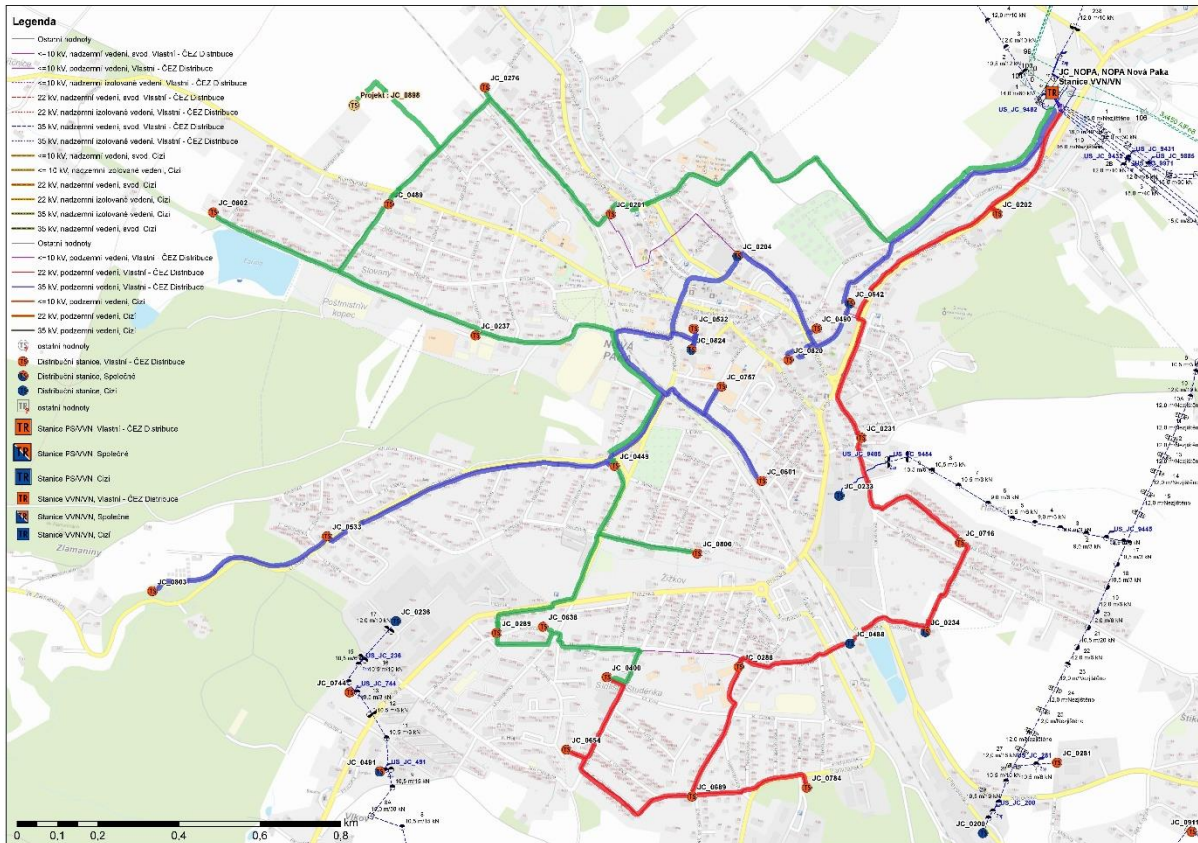
Ztráty se sice budou mírně snižovat s instalací nových prvků, ale ne nijak výrazně.

Z uvedeného je tedy zřejmé, že tato varianta je nerealizovatelná, protože výdaje za všechny nové prvky budou stejné nebo vyšší než při variantě 22 kV. Zároveň tato varianta znamená nejvyšší ztráty. Ze společenského hlediska je nepříjemné relativně časté zasahování do kabelových tras, což znamená rozkopané ulice. Také nebude možné instalovat prvky inteligentních sítí. Jedinou výhodou této varianty je odložení nutných investic na pozdější dobu, což v daném případě však hraje minimální roli.



5.2 Varianta č. 1: 10 kV

V 1. variantě počítám s provozem městského rozvodu VN na stejné hladině napětí jako doposud, tedy na 10 kV. V prvních dvou letech předpokládám rozsáhlejší investiční akci, kdy dojde k úpravě stávajících kabelových tras s cílem optimalizovat zatížení jednotlivých vývodů z rozvodny a položení nového kabelového rozvodu VN zároveň s optickými kabely. Na následujícím schématu navrhuji nové uspořádání linek VN:



Obr. 5-1 Nové uspořádání linek VN pro variantu 10 kV

	Instalovaný výkon traf na lince		Počet TS	Očekávaný max. proud
	[kVA]	[-]		
K3891	5 320	33.3 %	10	68.9
K3892	5 160	32.3 %	10	66.8
K3893	5 500	34.4 %	10	71.2
Celkem	15 980	100.0 %	30	206.8

Tab. 5-1 Shrnutí k nově navrženým linkám 10 kV

Jak ukazuje předcházející schéma a tabulka, podařilo se mi optimalizovat zatížení linek. Každá linka bude nyní napájet 10 TS a bude na ní přibližně stejný instalovaný výkon jako na ostatních.



Ze schématu je také vidět, že počítám s napojením nové TS (JC_0898) v oblasti, kde město plánuje výstavbu nových rodinných domků. Celková délka kabelů v novém uspořádání bude 17 111 m, což je o 100 m více než v současném rozvodu. Pokud ale odečteme 600 m na připojení nové stanice, zjistíme, že se tímto zapojením zkrátí délka kabelů o půl kilometru oproti současnému rozvodu. Zároveň dojde i ke zkrácení kabelové trasy ze současných 13 622 m na 13 159 m (kde je již zahrnuto 300 m na připojení nové stanice), což znamená přibližně 2 000 000 Kč ušetřené na výkopových pracích. Nové kabelové trasy jsem navrhoval buď ve stávajících trasách, nebo na pozemcích města Nová Paka, aby nebyl problém s majetkoprávním vypořádáním před realizací stavby.

Ve všech úsecích počítám s použitím kabelu 22 AXEKVCE 120 mm², protože je levnější než 10 AXEKVCE 120 mm². I přesto, že se v současnosti jedná o nejmenší používaný průřez pro kabelové vedení VN, v rozvodu nebude problém s maximální proudovou zatížitelností kabelu. I kdyby všechen maximální odebíraný výkon odváděla z rozvodny pouze jedna linka, bude kabelem v prvním úseku za rozvodnou procházet proud 168 A, což odpovídá 59 % maximálního dovoleného proudu při trojúhelníkovém uspořádání v zemi. Jednotlivé linky potom budou za normálního provozu zatíženy maximálně na 18, 24 a 20 %. Tzn., že i při trojnásobném navýšení maximálního zatížení nebude překročeno maximální doporučené zatížení.

Maximální úbytek napětí bude na lince K3891, 1.53% úbytek napětí nijak neovlivní kvalitu dodávané energie.

Před pokládkou kabelů ještě bude nutné opravit stávající TS a vyměnit nevyhovující rozvaděče VN i RNN. TS, které nevyhoví na zkratky nebo budou ve špatném stavu, budou nahrazeny novými betonovými.

Transformátory budou moci v rozvodu zůstat, počítám s postupnou výměnou transformátorů starších než 35 let. Nevýhodou je opět vyšší cena transformátorů 22-10/0.4 oproti variantám s vyšším napětím. Výhodou je potom odložení nutných investic.

Dožívající rozvodna 10 kV bude muset být nahrazena novou rozvodnou 22 kV. Problém bude s výkonovými transformátory 35/10 kV, které jsou dnes považovány za nestandardní a v běžných cenících tak nelze ani dohledat jejich cenu.

Pro navržený rozvod jsem spočítal maximální ztrátový výkon na kabelech ze znalosti/odhadu zatížení jednotlivých TS, vypočítané soudobosti zatížení TS a parametrů nových kabelů. Maximální ztrátový výkon v navrhovaném rozvodu VN činí 15 629 W.

Ztráty v městském rozvodu 10 kV pak v 1. roce provozu vypadají takto:

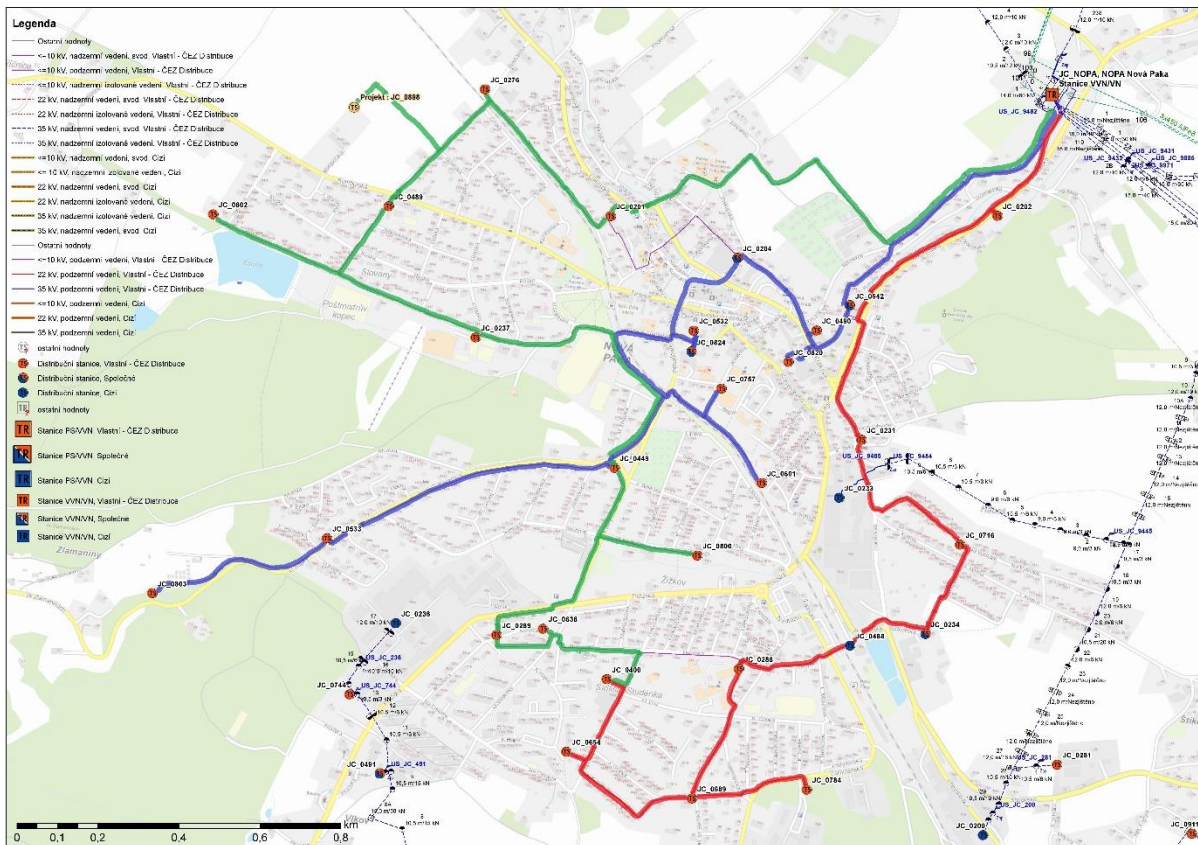
Ztráty transformací VN/NN:	258	MWh/rok
Ztráty na kabelech VN:	58	MWh/rok
Ztráty mezitransformací VN/VN:	77	MWh/rok

Tato varianta odstraňuje několik závažných nedostatků nulové varianty. Dojde k optimalizaci zatížení vývodů z rozvodny, a tím pádem i ke snížení ztrát na kabelech VN. Dále bude možné rozvod VN ovládat na dálku díky položení optických kabelů k novým VN kabelům. Výhodou je také to, že město bude rozkopané jenom jeden až dva roky, a pak dalších 40 až 50 let nebude potřeba do kabelových tras zasahovat. Problémem této varianty je provoz distribuce na nestandardní napěťové hladině, což se promítne negativně do ceny nových prvků, a dále pak vyšší ztráty oproti dalším variantám. Nižší napětí znamená také nižší přenosovou schopnost.



5.3 Varianta č. 2: 22 kV

Ve druhé variantě navrhuji provoz městské distribuce na hladině 22 kV. Varianta bude opět vyžadovat rozsáhlou investiční akci na začátku, kdy se opraví všechny TS, u kterých to bude potřeba, a to jak jejich stavební, tak i technologická část. Po úpravě TS se bude moci přikročit k úpravám kabelových tras a položení nových kabelů 22 AXEKVCE 120 mm² spolu s optickými kabely. Nové uspořádání linek VN navrhuji stejné jako v předchozí variantě.



Obr. 5-2 Nové uspořádání linek VN pro variantu 22 kV

	Instalovaný výkon traf na lince		Počet TS	Očekávaný max. proud
	[kVA]	[-]		
K3891	5 320	33.3 %	10	31.3
K3892	5 160	32.3 %	10	30.4
K3893	5 500	34.4 %	10	32.4
Celkem	15 980	100.0 %	30	94.0

Tab. 5-2 Shrnutí k nově navrženým linkám 22 kV



Díky stejnému uspořádání dojde opět ke zkrácení kabelových tras a úspoře významných částek za výkopové práce. Zároveň se zkrátí i délka kabelů, což znamená menší odpor, menší úbytky napětí, menší ztráty oproti současnému zapojení.

Zapojení bude sice stejné jako v 1. variantě (10 kV), ale linkami potečou výrazně nižší proudy díky vyšší hladině napětí. Zvýšením úrovně napětí z 10 kV na 22 kV se velikost přenášeného proudu zmenší 2.2x. Ztráty v kabelové síti VN se tím pádem sníží 2.2²x (4.84x).

Díky vyššímu napětí a použití stejného kabelu 22 AXEKVCE s průřezem 120 mm² opět nebude problém s maximální proudovou zatížitelností kabelů, v nejhorším případě, vyvedení veškerého výkonu z rozvodny jednou linkou VN, bude kabel zatížen přibližně na 29 %. Jednotlivé linky potom budou za normálního provozu zatíženy maximálně na 8, 11 a 9 %. Tzn., že i při sedminásobném navýšení maximálního zatížení nebude překročeno maximální doporučené zatížení.

Maximální úbytek napětí bude na lince K3891, úbytek 0.32 % je však zanedbatelný.

Při volbě této varianty nebude problém s nákupem kabelů VN, rozvaděčů VN ani transformátorů 22/0.4 kV, protože hladina 22 kV je považována za perspektivní, na většině zásobovacího území ČEZ distribuce, a.s., se provádějí unifikace právě na tuto napěťovou hladinu. Do budoucna se tedy dá předpokládat dostupnost zařízení s instalovaným napětím 22 kV za příznivé ceny.

Místo současné rozvodny 10 kV bude nutné instalovat nový zapouzdřený rozvaděč 22 kV se stejným uspořádáním.

Otázkou je, z jaké napěťové úrovně transformovat na hladinu 22 kV. Buď může transformovna zůstat u mezitransformace VN/VN a transformovat tak z 35 na 22 kV místo současných 10 kV, nebo je možná transformace přímo z VVN, tedy ze 110 kV. Mezitransformace tady naráží na problém, protože se opět jedná o nestandardní řešení. Naproti tomu transformátory s převodem 110/22 kV jsou sice standardní, ale přesto poměrně drahé, cena jednoho takového transformátoru se pohybuje okolo 15 mil. Kč.

Maximální ztrátový výkon v navrhovaném kabelovém rozvodu VN činí 3 229 W.

Pro variantu 22 kV vycházejí ztráty v 1. roce provozu následovně:

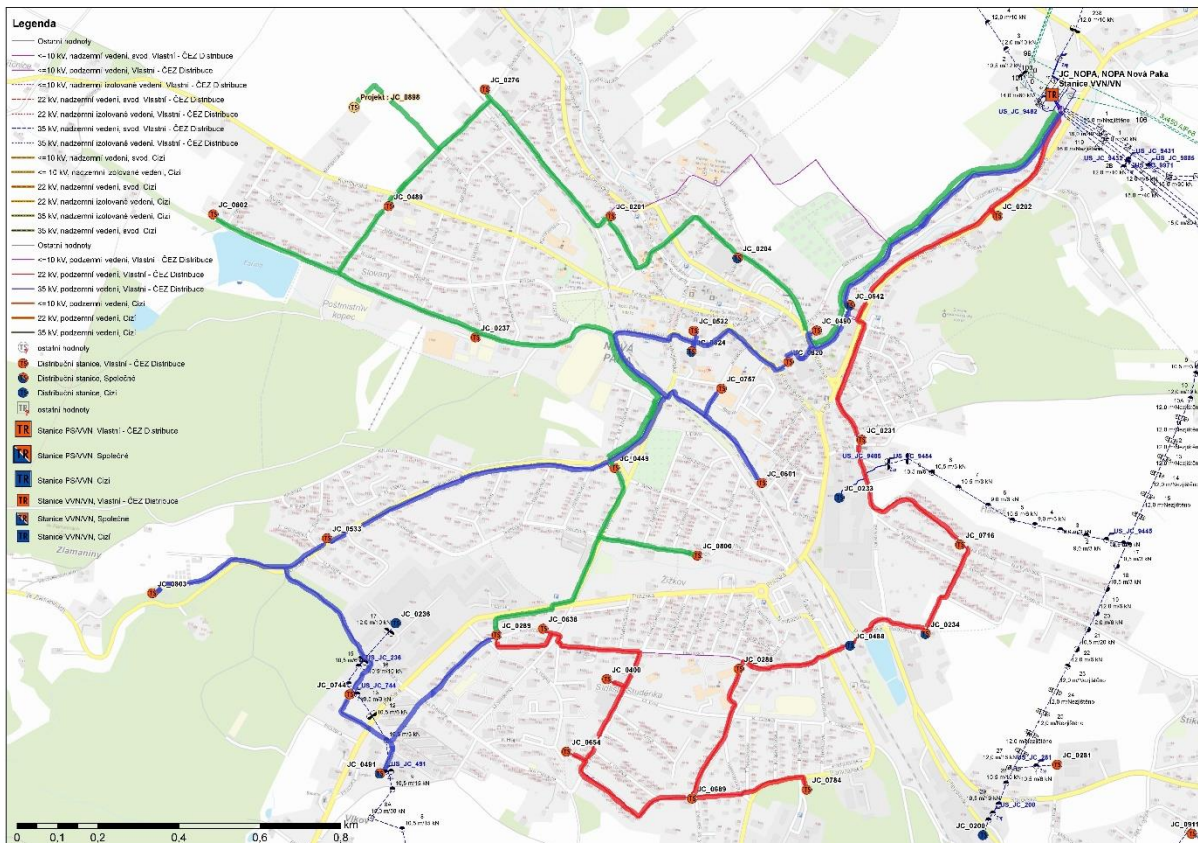
Ztráty transformací VN/NN:	191	MWh/rok
Ztráty na kabelech VN:	12	MWh/rok
Buď ztráty mezitransformací VN/VN:	72	MWh/rok
Nebo ztráty transformací VVN/VN	245	MWh/rok

Mezi hlavní výhody této varianty patří provoz na perspektivní napěťové hladině a nejnižší cena prvků VN. Dále výhody popsané v předchozí variantě, tedy výměna všech kabelů najednou a doplnění rozvodu o optické kabely. Nevýhodou je potom nutnost vybudování mezitransformace 35/22 kV nebo transformace 110/22 kV, což bude v obou případech dosti nákladné.



5.4 Varianta č. 3: Unifikace - 35 kV

Varianta unifikace znamená přechod na jednotné napětí 35 kV, které je v současnosti využito pro napájení okolních menších obcí a okrajových částí města. Realizace této varianty si zase vyžádá opravy stavební i technologické části TS. Následně budou položeny kabely 35 AXEKVCE 120 mm², což jsou nejnižší používané průřezy pro danou napěťovou hladinu. Spolu s VN kabely budou do země položeny i optické kabely. Oproti předchozím variantám zde navrhuji jiné uspořádání nových linek VN:



Obr. 5-3 Nové uspořádání linek VN pro variantu 35 kV

	Instalovaný výkon traf na lince		Počet TS	Očekávaný max. proud
	[kVA]	[-]		
K3891	5 720	34.1 %	10	21.2
K3892	5 560	33.1 %	11	20.6
K3893	5 500	32.8 %	11	20.3
Celkem	16 780	100.0 %	32	62.0

Tab. 5-3 Shrnutí k nově navrženým linkám 35 kV



Na rozdíl od ostatních variant přináší unifikace možnost propojit městský kabelový rozvod VN s venkovním vedením 35 kV napájecím okrajové části města. Toho jsem využil a navrhl připojení dalších dvou stanic na kabelový rozvod, což zvýší spolehlivost dodávky do těchto stanic, protože kabelový rozvod má obecně větší spolehlivost než venkovní vedení. Další výhodou propojení s venkovním vedením, je možnost využití venkovního vedení v případě nějaké havárie na transformovně k nouzovému napájení města, nikdy by tak nemělo dojít k dlouhodobému výpadku v celém městě, jak se stalo v roce 1998.

Propojení venkovního a kabelového vedení si vyžádá použití omezovačů přepětí v nejbližší TS, což je však zanedbatelná investice vzhledem k výhodám, jaké toto řešení přináší.

Při návrhu linek jsem opět primárně využil stávající kabelové trasy nebo pozemky města. Nové uspořádání linek zajistí rovnoměrné zatížení vývodů z rozvodny a výhody s tím související. Kromě TS současně napájených z kabelového rozvodu VN a nové stanic JC_0898 navrhuji připojení dalších dvou TS v současnosti napájených z venkovního vedení, jedná se o stanice JC_0744 a JC_0491 v jihozápadní části města. Připojení dalších TS v oblasti napájených z venkovního vedení nedoporučuji, protože se buď nacházejí ve větší vzdálenosti od současných kabelových tras a jejich připojení by bylo poměrně nákladné, nebo se jedná o TS v cizím vlastnictví, kde vyhovuje současný způsob napájení.

Linky jsem opět navrhl tak, aby byly rovnoměrně zatížené. Oproti předcházejícím variantám se mi podařilo zakončit všechny linky v jediné TS s označením JC_0289, což zjednoduší rozhodování při potřebě náhradního napájení, čímž se zkrátí časy do vymanipulování poruchy a zvýší se bezpečnost práce. Do budoucna unifikace umožňuje až 10ti násobný nárůst zatížení, úbytky napětí jsou při současném zatížení zanedbatelné.

Spolehlivost dodávky se dále zvýší díky nižšímu počtu prvků v rozvodu, přechodem na napětí 35 kV totiž odpadne nutnost mezitransformace VN/VN. V této variantě bude městská kabelová síť VN napojena přímo na rozvodnu 35 kV, z rozvodu se tak odstraní dva výkonové transformátory s převodem 35/10 kV a zároveň celá rozvodna 10 kV. Tím se nejen zvýší spolehlivost dodávky elektrické energie, ale zároveň dojde k úspoře provozních nákladů.

Přechod na napětí 35 kV bude dále znamenat nejvyšší přenosovou schopnost a flexibilitu sítě při použití kabelů o stejném průřezu. Okamžitá přenosová schopnost sítě je sice dána i instalovaným výkonem jednotlivých transformátorů, který je ve všech variantách stejný, transformátory ale nebude problém v případě nárůstu zatížení kdykoliv vyměnit. Proto přenosovou schopnost sítě z dlouhodobého hlediska limituje právě volba kabelů a napěťové hladiny.

Maximální ztrátový výkon v navrhovaném kabelovém rozvodu VN činí 1 435 W.

Pro variantu unifikace vycházejí ztráty v 1. roce provozu následovně:

Ztráty transformací VN/NN:	216	MWh/rok
Ztráty na kabelech VN:	5	MWh/rok
Ztráty mezitransformací VN/VN:	0	MWh/rok

Nevýhodou varianty 35 kV je vyšší cena všech zařízení (kabelů VN, rozvaděčů VN, transformátorů VN/NN i nových trafostanic) oproti variantě 22 kV. Vyšší cena je u kabelů dána použitím silnější izolace, rozvaděče a trať jsou rozměrnější, a stejně tak jsou větší i TS kvůli větším ochranným vzdálenostem.



5.5 Srovnání jednotlivých variant

V této části práce porovnávám varianty č. 1, 2 a 3, tedy provoz městského kabelového rozvodu na 10, 22 a 35 kV. Ve všech variantách počítám s výměnou všech kabelů, resp. úpravou kabelových tras. Nulovou variantu, provoz sítě dál na stávajících 10 kV s tím, že by se vyměňovaly jenom přestárlé prvky, jsem vyřadil z rozhodování již na začátku, kvůli mnoha výše uvedeným nevýhodám a omezením.

5.5.1 Trafostanice

Ve všech uvažovaných variantách předpokládám v prvním roce realizace projektu (2023) opravy jak stavební, tak technologické části TS, výměny rozvaděčů VN a NN v TS, kde nelze využít stávající. Následující tabulka udává přehled výdajů, které jsem uvažoval u jednotlivých TS:

Lehké opravy stav. č.	50 000 Kč
Větší opravy stav. č.	200 000 Kč
Opravy stav. č. vícepodlažních TS	individuálně
Opava technologické části TS	40 000 Kč
Opava technologické části TS + RNN	140 000 Kč
Demolice plastových TS	500 000 Kč
Demolice betonových TS	1 000 000 Kč
Nová TS	individuálně
Technologická část nových TS	120 000 Kč
Montáž technologické části TS	45 000 Kč

Tab. 5-4 Klíč k určení výdajů na stavební a technologickou část trafostanic

U každé stanice jsem dále určil, jaký rozvaděč VN bude v daném místě potřeba. Aktuální ceny rozvaděčů VN ukazuje následující tabulka. Pro rok 2023 jsem ceny rozvaděčů navýšil 2% inflací.

Pro variantu 10 a 22 kV

Typ (a počet)	KKT – 21x	KKTT – 4x	KKKT – 1x
Rozvaděč 25 kV (skříňový)	170 000	240 000	220 000 Kč
Komponenty	10 000	10 000	10 000 Kč
Pohon	25 000	25 000	25 000 Kč
Montáž	20 000	20 000	20 000 Kč
Celkem	225 000	295 000	275 000 Kč

Pro variantu 35 kV

Typ (a počet)	KKT – 27x	KKTT – 4x	KKKT – 1x
Rozvaděč 38.5 kV (skříňový)	260 000	330 000	320 000 Kč
Komponenty	10 000	10 000	10 000 Kč
Pohon	25 000	25 000	25 000 Kč
Montáž	20 000	20 000	20 000 Kč
Celkem	315 000	385 000	375 000 Kč

Tab. 5-5 Současné ceny rozvaděčů VN



Výsledné výdaje na opravy trafostanic v roce 2023 vycházejí následovně:

	Varianta 10 kV	Varianta 22 kV	Varianta 35 kV
Oprava – stavební část	3 600 000	3 600 000	3 600 000 Kč
Oprava – technologická část	2 220 000	2 220 000	2 220 000 Kč
Demolice	3 000 000	3 000 000	3 100 000 Kč
Nové stanice	3 900 000	3 900 000	5 920 000 Kč
Technologická část nových TS	990 000	990 000	1 320 000 Kč
Rozvaděče VN	6 823 219	6 823 219	11 504 522 Kč
	20 533 219	20 533 219	27 664 522 Kč

Tab. 5-6 Výsledné výdaje na trafostanice 2023

Výsledné výdaje jsou shodné pro variantu 10 a 22 kV, protože ve stanicích budou provedeny stejné úpravy a zároveň budou v obou případech využitelné stejné rozvaděče VN a NN. U varianty 35 kV jsou výdaje vyšší jednak proto, že nebude možné využít současné rozvaděče VN a nové rozvaděče budou dražší, jednak varianta počítá navíc s nahrazením dvou sloupových TS napájených nyní z venkovního vedení za nové betonové napájené primárně z kabelového rozvodu. Výdaje za opravy současných pochozích TS ve městě budou ve všech variantách stejné, protože stanice jsou poměrně prostorné a nikde tak nebude problém s instalací rozměrnějších zařízení 35 kV.

5.5.2 Kabelové trasy

Úpravu kabelových tras a výměnu kabelů předpokládám ve 2. roce realizace projektu (2024). Pro stanovení výsledných výdajů jednotlivých variant jsem vyšel z agregovaných cen pro rok 2018, viz následující tabulka, které jsem zvýšil o předpokládanou meziroční inflaci 2 %.

Demontáž starého kabelu	10 000 Kč/km
Výnosy z demontáže kabelu do 120 mm ²	20 000 Kč/km
1x 22 AXEKVCE do 120 mm ² – kabel včetně zemních prací bez zádlažby	1 970 000 Kč/km
2x 22 AXEKVCE do 120 mm ² – kabel včetně zemních prací bez zádlažby	3 000 000 Kč/km
3x 22 AXEKVCE do 120 mm ² – kabel včetně zemních prací bez zádlažby	2 860 000 Kč/km
Omezovače přepětí – vnitřní 22 kV	32 490 Kč/sada
1x 35 AXEKVCE do 120 mm ² – kabel včetně zemních prací bez zádlažby	2 210 000 Kč/km
2x 35 AXEKVCE do 120 mm ² – kabel včetně zemních prací bez zádlažby	3 480 000 Kč/km
3x 35 AXEKVCE do 120 mm ² – kabel včetně zemních prací bez zádlažby	3 560 000 Kč/km
Omezovače přepětí – vnitřní 35 kV	75 774 Kč/sada
Zádlažba, chodník pro 1x kabel VN, rozebrání a uvedení zádlažby do původního stavu	772 850 Kč/km
Zádlažba, chodník pro 2x kabel VN, rozebrání a uvedení zádlažby do původního stavu	958 375 Kč/km
Rozvodna VN – připojení na linky kabelem (cena za jedno vedení)	300 000 Kč/vedení
Projektová dokumentace	cca 16 % z ceny stavby
Geodetické vytyčení před zahájením stavby – min 3.400,-Kč.	34 000 Kč/km
Geodetické zaměření po dokončení stavby – min 4.500,-Kč.	31 500 Kč/km

Tab. 5-7 Agregované ceny pro kabelové trasy



Pro vyčíslení výsledných výdajů jsem nejprve musel určit délky kabelových tras s rozlišením, kolik kabelů danou trasou povede, a také, kde všude bude potřeba provést rozebrání a opětovné zadláždění chodníku. Tam, kde počítám s využitím stávajících kabelových tras, jsem vyšel ze známých délek dispečerských úseků, jinak jsem pro odhad vzdáleností využíval internetový portál *Mapy.cz*.

	Celkem	Zádlážby	3 kab./výkop	2 kab./výkop	1 kab./výkop
	[m]	[-]	[m]	[m]	[m]
Současný stav	13 622	30 %	60	3 268	10 294
10 kV	13 159	30 %	60	3 832	9 267
22 kV	13 159	30 %	60	3 832	9 267
35 kV	13 543	30 %	60	3 515	9 968

Tab. 5-8 Délky kabelových tras s rozlišením počtu kabelů na výkop, Zdroj: interní ČEZd + Mapy.cz

Výsledné výdaje na položení nových kabelů VN v roce 2024 jsou následující:

	Varianta 10 kV	Varianta 22 kV	Varianta 35 kV
3x AXEKVCE do 120 mm ²	272 306	272 306	320 956 Kč
2x AXEKVCE do 120 mm ² – centrum	12 946 363	12 946 363	13 775 444 Kč
1x AXEKVCE do 120 mm ² – centrum	20 559 926	20 559 926	24 808 940 Kč
Demontáž starých kabelů	185 926	185 926	182 548 Kč
Omezovače přepětí	0	0	85 334 Kč
Zádlážby	3 848 392	3 848 392	3 960 643 Kč
Připojení na rozvodnu	1 013 546	1 013 546	1 013 546 Kč
Projektová dokumentace	6 212 234	6 212 234	7 077 100 Kč
Geodetické vytyčení před zahájením stavby	503 864	503 864	518 561 Kč
Geodetické zaměření po dokončení stavby	466 815	466 815	480 432 Kč
	40 009 374	40 009 374	52 307 966 Kč

Tab. 5-9 Výsledné výdaje na kabelové trasy 2024

Výdaje variant 10 a 22 kV jsou opět shodné, protože jsem pro ně navrhl stejné kabelové trasy a zároveň počítám v obou variantách s pokládkou stejných kabelů s instalovaným napětím 22 kV. U varianty 35 kV jsou výdaje vyšší, protože jsou dražší kabely s instalovaným napětím 35 kV. Také navrhuji jiné zapojení s delší kabelovou trasou, výkopové práce a jiné tak budou dražší, varianta ale přinese výrazné zvýšení spolehlivosti dodávky elektrické energie do města. Při přechodu na 35 kV a propojení s venkovním vedením bude také nutné instalovat omezovač přepětí, který v předešlých variantách nutný není.

Příjmy z likvidace starých kabelů budou pro variantu 10 a 22 kV činit asi 372 tis. Kč, pro variantu 35 kV pak přibližně 365 tis. Kč. Částky se liší, protože navrhuji rozdílné kabelové trasy a v místech, kde nebudou využity stávající kabelové trasy, počítám s ponecháním starého kabelu v zemi.



5.5.3 Distribuční transformátory

Ve výdajích za nové DTR k roku 2024 se liší všechny varianty, protože se liší ceny využitelných transformátorů s převodem 22-10/0.4 kV, 22/0.4 kV a 35/0.4 kV. Varianta 10 kV navíc poskytuje výhodu odložených investic, protože i v novém rozvodu bude možné využít stávající DTR, pro porovnání s ostatními variantami jsem tak použil hodnotu odložených investic vztaženou k roku výměny DTR u ostatních variant (2024).

Počítal jsem s ceníkovými cenami traf pro různé napěťové hladiny a instalované výkony, 2% inflací a 5.5% reálným diskontem v případě varianty 10 kV. Výdaje za montáž/výměnu DTR, které nyní činí asi 12 300 Kč, jsem také navyšoval inflací.

Ve všech stanicích navrhuji využití distribučních transformátorů o stejném instalovaném výkonu jako doposud, kromě stanice JC_803 Zlámaniny, kde počítám se snížením výkonu trafo ze současných 400 kVA na 250 kVA.

	Varianta 10 kV	Varianta 22 kV	Varianta 35 kV
Pořízení + doprava	8 492 862	9 912 482	10 708 678 Kč
Montáž (výměna)	260 141	387 850	387 850 Kč
	8 753 003	10 300 332	11 096 529 Kč

Tab. 5-10 Celkové výdaje za nové distribuční transformátory 2024

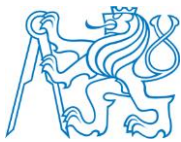
5.5.4 Transformovna

V případě **varianty 35 kV** dojde ke zrušení současné mezitransformace 35/10 kV včetně zbourání budov, kde se nachází transformátory T31 a T32, likvidaci betonového lože pro zachycení případného úniku oleje a zrušení rozvodny R 10 kV. V rozvodně R 35 kV se budou muset upravit minimálně 3 pole pro napojení nových linek, které budou zásobovat město. Hrubý odhad výdajů v této variantě činí **13 mil. Kč** pro rok 2024.

U **varianty 22 kV** jsou dvě možnosti transformace na 22 kV. V případě transformace přímo z VVN by se musela vyzbrojit dvě pole rozvodny R 110 kV (30 mil. Kč), instalovat dva transformátory 10 MVA s převodem 110/22 kV (30 mil. Kč), vybudovat novou rozvodnu R 22 kV (7 mil. Kč), což by dohromady s ostatními výdaji činilo pro rok 2024 přibližně 74 mil. Kč.

Druhou možností je mezitransformace 35/22 kV, která už vychází přijatelněji. V tomto případě by bylo nutné instalovat dva transformátory 10 MVA s převodem 35/22 kV (15 mil. Kč) a vybudovat novou rozvodnu R 22 kV (7 mil. Kč), což dává dohromady s ostatními výdaji pro rok 2024 zhruba **26 mil. Kč**.

Varianta 10 kV také vychází výhodněji se zachováním mezitransformace VN/VN než v případě VVN/VN. Zde je nicméně problém s neperspektivní napěťovou hladinou 10 kV. Starou rozvodnu R 10 kV by nahradil nový zapouzdřený rozvaděč 22 kV (7 mil. Kč), ale transformátory 35/10 kV by se musely pořídit nové. Protože převod 35/10 kV však už patří mezi nestandardní a běžně se tedy ani nedá zjistit cena těchto zařízení, odhaduji, že by transformátory s převodem 35/10 kV stály asi o 40 % více než běžněji dostupné transformátory s převodem 35/22 kV. Výdaje by pak při zachování napěťové hladiny 10 kV činily asi **30 mil. Kč**.



5.5.5 Ztráty v síti

Pro každou variantu jsem vypočítal ztráty v 1. roce provozu (2025):

	Varianta 10 kV	Varianta 22 kV	Varianta 35 kV
Ztráty transformací VN/NN	258	191	216 MWh
Ztráty na kabelech VN	58	12	5 MWh
Ztráty mezitransformací VN/VN	77	72	0 MWh
	393	275	221 MWh

Tab. 5-11 Ztráty v navrhovaných rozvodech VN

Ztráty na vedení rostou kvadraticky s přenášeným proudem, nejvyšší jsou tak ve variantě 10 kV, nejnižší při přechodu na 35 kV. Rozdílné zapojení linek VN zde hraje nepatrnou roli.

Ztráty transformací VN/VN jsou nejvyšší opět pro 10 kV, což souvisí jednak se stářím DTR, jejich horšími jmenovitými parametry oproti novým DTR, a také s vyššími ztrátami naprázdno i nakrátko u transformátorů s převodem 22-10/0.4 kV. Ve variantě 35 kV neuvažují ztráty transformací v nově připojených stanicích JC_0744 a JC_0491 napájených nyní z venkovního vedení, protože v těchto stanicích budou stejné ztráty ve všech variantách.

Ztráty mezitransformací VN/VN jsem vypočítal ze jmenovitých ztrát nakrátko a naprázdno výkonových transformátorů. Ve variantě 35 kV budou tyto ztráty nulové, protože dojde k odstranění mezitransformace.

5.6 Vybrané varianty pro důkladnější ekonomické posouzení

Celkové investiční výdaje na realizaci jednotlivých variant jsou následující:

Varianta č. 1: 10 kV	105 360 tis. Kč
Varianta č. 2: 22 kV	102 471 tis. Kč
Varianta č. 3: Unifikace - 35 kV	103 704 tis. Kč

Nyní můžeme z dalšího uvažování vyřadit variantu 10 kV, protože je dominována variantou 22 kV. Přechod městského rozvodu na 22 kV bude jednak levnější, jednak přinese menší ztráty a pravděpodobně i ostatní provozní náklady, protože napěťová hladina 10 kV je považována za neperspektivní, a tím pádem by se provoz sítě 10 kV musel řešit jako nestandardní.

Jedinou výhodou varianty 10 kV oproti jiným je možnost využít stávající distribuční transformátory. Proti této výhodě jde nicméně fakt, že transformátory s převodem 22-10/0.4 jsou znatelně dražší než trafo se standardním převodem 22/0.4 nebo 35/0.4 kV. Díky dražším transformátorům se tolik neprojeví výhoda odložených investic.

Unifikace na 35 kV bude sice dražší než přechod na 22 kV, ale přinese celkově nižší ztráty v síti hlavně díky zrušení mezitransformace VN/VN. Zrušení mezitransformace VN/VN také povede ke snížení provozních nákladů, protože dojde ke snížení počtu (poměrně drahých) prvků v rozvodu. Unifikace také výrazně zvýší spolehlivost dodávky elektrické energie do města.

Pro důkladnější posouzení v ekonomickém modelu tedy **vybírám pouze variantu 22 kV a variantu unifikace města na 35 kV.**



6 Ekonomické vyhodnocení navržených variant

Z předchozí kapitoly plyne, že přicházejí v úvahu dvě možnosti obnovy a rozvoje distribuční sítě VN ve městě Nová Paka. Zaprvé se jedná o variantu unifikace na 35 kV, která je sice investičně náročnější, ale do budoucna přináší výhody v podobě nižších ztrát, odpadlé mezipřeměny VN/VN a celkově vyšší spolehlivosti. Proti tomu stojí varianta, ve které dojde k přechodu na napětíovou hladinu 22 kV, čímž se sice zachová mezipřeměna VN/VN, celkově ale tato varianta nebude tak nákladná na realizaci.

Cílem této kapitoly je porovnat vybrané varianty v podrobnějším ekonomickém modelu a doporučit optimální variantu k realizaci.

6.1 Hodnotící kritérium

Díky tomu, že varianty mají stejný výrobní efekt, tzn., že v obou případech budou stejné tržby za prodanou elektrickou energii, rozhodl jsem se použít pro vyhodnocení variant nákladovou čistou současnou hodnotu:

$$NPV = \sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1+r_n)^t} \quad (6.1)$$

- kde NPV... čistá současná hodnota varianty [Kč]
t... kolikátý rok [-]
T... poslední rok hodnoceného období [-]
CF_t... tok hotovosti v t-tém roce – pouze investiční a provozní výdaje [Kč]
r_n... nominální diskont [-]

Nominální diskont jsem vypočítal ze vztahu:

$$r_n = r_r + \alpha * r_r + \alpha \quad (6.2)$$

- kde r_r... reálný diskont [-]
α... inflace [-]

Jako reálný diskont jsem použil hodnotu 5.5 %, která se pro podobné výpočty v ČEZ Distribuce, a.s., běžně používá. Inflaci očekávám 2%, protože takový je dlouhodobý inflační cíl ČNB. ^[20]

Po dosazení do rovnice uvedené výše vychází nominální diskont r_n = 7.61 %.



6.2 Přijaté předpoklady

6.2.1 Investiční výdaje

Pro stanovování dílčích investičních výdajů za nové distribuční transformátory, rozvaděče VN a trafostanice jsem vyšel z aktuálních ceníků ČEZ Distribuce, a.s., v případě kabelových tras jsem zase využil agregované ceny, které zahrnují průměrné náklady na kabel, zemní práce, spojky a koncovky.

Všechny ceny jsem navyšoval předpokládanou roční inflací 2 % do doby realizace.

Výdaje na opravy trafostanic, jak stavební, tak technologické části, jsem odhadl na základě konzultací s odborníky z ČEZ Distribuce, a.s., podle současného stavu a technologického vybavení každé TS. Zděné TS jsem rozřídil do skupin a použil průměrné výdaje, u ostatních TS jsem opravy ocenil individuálně. Demolice nevyhovujících stanic jsem ocenil individuálně také na základě konzultací. S opravami nebo výměnou trafostanic počítám v 1. roce realizace projektu, tedy v roce 2023.

Úpravu kabelových tras a stejně tak transformovny předpokládám ve 2. roce realizace projektu, tedy v roce 2024. Výdaje na nutné úpravy transformovny jsem pro obě varianty opět odhadl na základě konzultací. Musím zdůraznit, že se jedná o hrubý odhad a zároveň relativně vysoké částky.

6.2.2 Provozní výdaje

Provozní výdaje jsem rozdělil na stálé a proměnné. Uvažoval jsem jenom výdaje rozdílné pro obě varianty. Stálé provozní výdaje respektují výdaje na opravy a údržbu zařízení – transformátorů, kabelů VN a mezitransformace VN/VN. Proměnné provozní výdaje představují náklady na ztráty, které jsou závislé na zatížení.

Stálé provozní výdaje jsem odhadl pomocí poměrných stálých nákladů pro kabely VN a transformátory. U kabelů jsem uvažoval 0.5 % z investice s meziročním 1% růstem, u transformátorů potom 1 % z investice s meziročním 1.5% růstem. U mezitransformace 35/22 kV jsem odhadl stálé provozní výdaje na 150 tis. Kč s meziročním 2% růstem.

Pro ocenění ztrát jsem použil částku 1 206 Kč/MWh, která se v ČEZ Distribuce, a.s., pro podobné výpočty běžně používá. U ztrát na kabelech počítám s jejich meziročním růstem o 0.5 %, u ztrát na transformátorech potom s meziročním růstem 0.3 % při nezměněném zatížení. Při výpočtu ztrát na kabelech VN jsem uvažoval dobu plných ztrát 3 713 h, u transformátorů potom dobu plných ztrát 2 787 h.

Ve výpočtu NPV počítám se stagnujícím zatížením, na případný růst zatížení jsem provedl citlivostní analýzu.



6.2.3 Doba porovnání

Jako dobu porovnání jsem zvolil dobu od roku 2023, kdy se předběžně plánuje začít s modernizací městské kabelové sítě VN, do roku 2065, kdy předpokládám výměnu zemního kabelového vedení, protože uplyne doba minimální technické životnosti nových plastových kabelů VN, a tak bude vyšší poruchovost a ztráty v síti.

Celkem je tedy doba porovnání 42 let. Protože se liší doby technické životnosti jednotlivých prvků v rozvodu, bude v případě rozvaděčů VN nutné provést reinvestice po 30 letech provozu, u transformátorů a nových trafostanic jsem zase určil zůstatkové hodnoty v posledním roce porovnání, protože jejich minimální technická životnost je vyšší než doba porovnání, a tím pádem předpokládám i jejich delší využití.

Technické životnosti nových prvků v rozvodu VN ukazuje následující tabulka.

Minimální doby technické životnosti

Distribuční transformátory VN/NN	45 let
Výkonové transformátory VN/VN	40 let
Kabely VN	40 let
Rozvaděče VN	30 let
DTS	50 let
Rozvodna R 22 kV	40 let

Tab. 6-1 Minimální technické životnosti nových prvků v městském rozvodu, Zdroj: katalogové listy

Ve výpočtu čisté současné hodnoty předpokládám provoz všech prvků v mezích jejich technické životnosti, poté náhradu prvky novými. Zůstatkové hodnoty v posledním roce porovnávaného období jsem stanovil jako poměr zbývající doby, ve které se zařízení ještě bude používat, ku jejich technické životnosti vztážený k pořizovací ceně daného zařízení. Nicméně vzhledem k relativně vyšší době porovnání a vyššímu diskontu zůstatkové hodnoty výsledek moc neovlivní.



6.3 Výpočet čisté současné hodnoty

Varianta 22 kV

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2065
Ztráty [MWh]							
Ztráty transformací VN/NN			190,7	191,3	191,9	192,5	215,0
Ztráty mezitransformací VN/VN			72,1	72,3	72,6	72,8	81,3
Ztráty v kabelech VN			12,0	12,0	12,1	12,2	14,6

Investiční výdaje [tis. Kč]

Rekonstrukce TS	3 600						
Technická část TS	2 220						
Demolice TS	3 000						
Nové stanice	3 900						-624
Technická část nových TS	990						
Rozvaděče VN	6 823						-8 012
Pořízení + doprava transformátorů		9 912					-881
Montáž (výměna) transformátorů		388					
Kabelová trasa		45 637					0
Úprava transformovny		26 000					

Provozní výdaje [tis. Kč]

Stálé – kabely			228	230	233	235	340
Stálé – transformátory			99	101	102	104	180
Stálé - mezitransformace			150	153	156	159	331
Pr. - ztráty transformací VN/NN			230	231	231	232	259
Pr. - ztráty mezitransformací VN/VN			87	87	88	88	98
Pr. - ztráty v kabelech VN			14	15	15	15	18

CF	20 533	81 938	809	817	824	832	-8 291
Odúročitel	1,000	1,076	1,158	1,246	1,341	1,443	21,767
DCF	20 533	76 143	698	655	615	577	-381

Tab. 6-2 Výpočet NPV varianty 22 kV

Čistá současná hodnota (nákladová) varianty 22 kV je **108 593 tis. Kč**. Hodnota je vztažená k počátku roku 2023. Pro zjednodušení všechny výdaje uvažují vždy na začátku daného roku.



Varianta 35 kV

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2065
Ztráty [MWh]							
Ztráty transformací VN/NN			215,7	216,4	217,0	217,7	243,2
Ztráty mezitransformací VN/VN			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ztráty v kabelech VN			5,3	5,4	5,4	5,4	6,5

Investiční výdaje [tis. Kč]

Rekonstrukce TS	3 600						
Technická část TS	2 220						
Demolice TS	3 100						
Nové stanice	5 920						-947
Technická část nových TS	1 320						
Rozvaděče VN	11 505						-12 503
Pořízení + doprava transformátorů		10 709					-952
Montáž (výměna) transformátorů		388					
Kabelová trasa		51 943					0
Úprava transformovny		13 000					

Provozní výdaje [tis. Kč]

Stálé – kabely			260	262	265	268	387
Stálé – transformátory			107	109	110	112	194
Stálé – mezitransformace			0	0	0	0	0
Pr. - ztráty transformací VN/NN			260	261	262	262	293
Pr. - ztráty mezitransformací VN/VN			0	0	0	0	0
Pr. - ztráty v kabelech VN			6	6	6	7	8

CF [tis. Kč]	27 665	76 039	633	638	643	649	-13 520
Odúročitel [-]	1,000	1,076	1,158	1,246	1,341	1,443	21,767
DCF [tis. Kč]	27 665	70 662	547	512	480	449	-621

Tab. 6-3 Výpočet NPV varianty unifikace na 35 kV

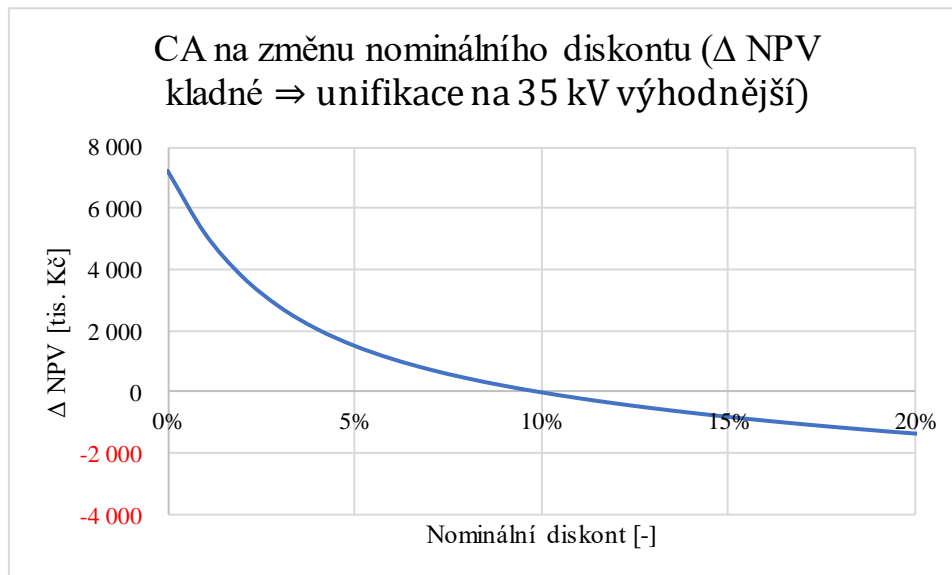
Čistá současná hodnota (nákladová) varianty unifikace na 35 kV je **108 035 tis. Kč**. Hodnota je vztažena k počátku roku 2023. Pro zjednodušení všechny výdaje uvažují vždy na začátku daného roku.

Porovnáním NPV zjistíme, že unifikace města na 35 kV vychází přibližně o 560 tis. Kč výhodněji než přechod na napětíovou hladinu 22 kV. Vzhledem k celkovým výdajům se však jedná o nepatrný rozdíl.



6.4 Citlivostní analýza

Protože se čisté současné hodnoty doporučených variant liší jenom nepatrně, resp. rozdíl jejich NPV je nižší než přesnost, s jakou jsem byl schopen odhadnout investiční výdaje (především na úpravu transformovny), rozhodl jsem se provést citlivostní analýzu na změnu klíčových parametrů výpočtu.

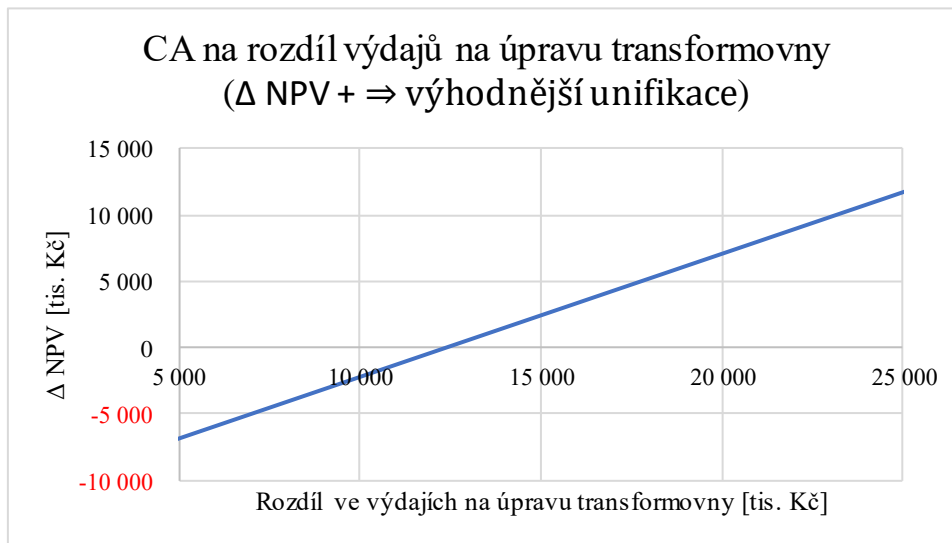


Graf 6-1 Citlivostní analýza na změnu nominálního diskontu

Jako první jsem zkoumal závislost NPV na zvoleném nominálním diskontu. V grafu výše je zobrazená závislost Δ NPV (Δ NPV = NPV 22 – NPV 35) na diskontu. Graf ukazuje, že pro diskont menší než **9.95 %** je výhodnější varianta unifikace města na 35 kV, při vyšším diskontu je pak výhodnější přechod na 22 kV, pokud zanedbáme všechny těžko ocenitelné přínosy unifikace.

Výsledek koresponduje s tím, že varianta unifikace má sice větší investiční výdaje, do budoucna ale přináší výhodu v podobě nižších provozních nákladů. Význam nižších provozních nákladů potom rychle klesá s rostoucím diskontem.

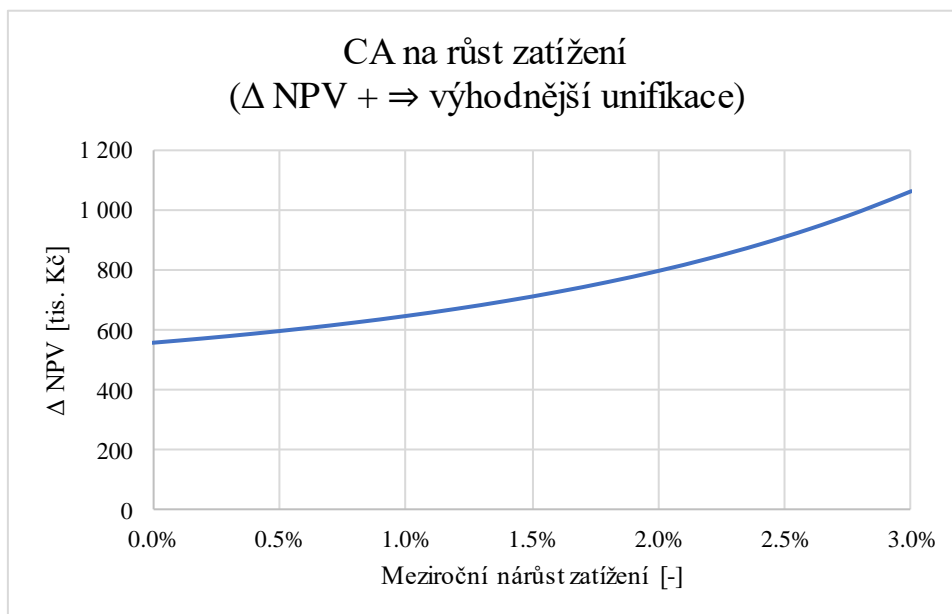
Protože na úpravu transformovny bude potřeba v obou případech vynaložit poměrně velké finanční prostředky, které se mi nicméně podařilo odhadnout jen zhruba, provedl jsem dále citlivostní analýzu na rozdíl výdajů na nutné úpravy transformovny. Viz graf na další stránce.



Graf 6-2 Citlivostní analýza na rozdíl výdajů na nutné úpravy transformovny

Závislost Δ NPV na rozdílu výdajů na úpravu transformovny ukazuje, že pokud budou investiční výdaje na úpravu transformovny v případě unifikace na 35 kV nižší o více než 12 400 tis. Kč oproti variantě 22 kV, pak se vyplatí unifikovat.

Jako poslední jsem zkoumal vliv očekávaného meziročního růstu zatížení na výhodnost doporučených variant. Výsledek není překvapivý, s rostoucím zatížením dojde ke zvýhodnění varianty unifikace, protože na vyšší napěťové hladině 35 kV budou nižší ztráty než na hladině 22 kV.



Graf 6-3 Citlivostní analýza na meziroční růst zatížení od roku 2017



7 Plán postupu unifikace městského kabelového rozvodu VN v Nové Pace na 35 kV

Protože z ekonomického vyhodnocení vyšly obě uvažované varianty podobně, doporučuji unifikovat městskou síť VN na 35 kV kvůli výhodám, které unifikace přináší a které nebyly zahrnuty do ekonomického modelu. Jedná se především o výrazné navýšení spolehlivosti dodávky elektrické energie do města, zjednodušení rozvodu a zvýšení flexibility sítě.

V poslední kapitole tedy navrhnu plán postupu unifikace 10 kV rozvodu města Nová Paka na jednotné napětí 35 kV.

7.1 1. etapa: TS – oprava stavební části, výměna technologie a nové stanice

V 1. etapě unifikace, která by měla probíhat během roku 2023, navrhuji provést nutné opravy trafostanic nebo jejich případné nahrazení novými betonovými stanicemi.

Trafostanice musí být opravené/vyměněné před položením nových kabelů, aby se tak zajistilo, že nebude nutné nastavovat nové kabely VN hned v 1. roce pomoci spojek, čímž by se zvýšila poruchovost rozvodu hned na začátku.

V lokalitě se nachází jedna trafostanice v cizím vlastnictví a čtyři ve společném vlastnictví. Majitelé těchto stanic je nutno dopředu seznámit s plánovaným přechodem na jinou napěťovou hladinu. Jedná se o stanice:

TS 488	ZNZP	cizí
TS 824	Domov důchodců	společná
TS 234	Pivovar	společná
TS 204	BONEX	společná
TS 642	Vrchovinská	společná

Díky smyčkovému zapojení rozvodu nebude problém s náhradním napájením linek přerušovaných kvůli opravám.

U každé stanice bude muset statik posoudit, zda nedojde k jejímu poškození v případě zkratu na rozvaděči VN. Z předchozích zkušeností je zřejmé, že plastové stanice nevyhoví a bude je nutné nahradit novými betonovými. Jedná se o stanice:

TS 532	Centrál	vlastní
TS 533	Ořechovka	vlastní
TS 601	Vinohrady	vlastní
TS 689	Heřmanická	vlastní

Ostatní zděné stanice by měly na zkraty vyhovět a budou tak stačit případné opravy, kromě stanice TS 490 OÚNZ, kterou je nutné nahradit novou stanicí Betonbau.

Dál bude nutné vybudovat nové stanice poblíž sloupových stanic v současnosti napájených z venkovního vedení 35 kV, které se budou připojovat na kabelový rozvod VN. Jedná se o stanice: TS 744 (SUS) a TS 491 (Autoservis).



Kromě stávajících stanic bude vybudována úplně nová stanice TS 898 v oblasti, kde se plánuje rozsáhlá výstavba rodinných domků.

Ve všech stanicích dojde k instalaci rozvaděče VN (38.5 kV), v případě potřeby k výměně rozvaděče NN a dalším úpravám technologické části. Ve stávajících stanicích se nachází celkem 11 novějších RNN, které bude možné využít v unifikovaném rozvodu.

Po této etapě budou všechny trafostanice vybaveny technologií pro napěťovou hladinu 35 kV, ale budou osazeny stávajícími transformátory 10/0.4 kV a stále provozovány na hladině 10 kV.

7.2 2. etapa: Výměna VN kabelů

Ve 2. etapě unifikace v roce 2024 dojde k položení nových kabelů VN s instalovaným napětím 35 kV současně s optickými kabely do nových kabelových tras.

Kabely se budou pokládat podle zásad uvedených ve 2. kapitole.

V místech, kde nově navržené kabelové trasy kopírují stávající, bude demontován starý kabel, jinde zůstane ponechán v zemi.

Kabelové trasy nových linek:

K3891			K3892			K3893		
OD TS	DO TS	Délka [m]	OD TS	DO TS	Délka [m]	OD TS	DO TS	Délka [m]
NOPA	204	1 254	NOPA	202	338	NOPA	642	793
204	201	529	202	231	814	642	490	220
201	276	495	231	716	461	490	820	179
276	898	476	716	234	276	820	824	325
898	489	500	234	488	238	824	532	62
489	802	553	488	288	314	532	757	679
802	237	731	288	784	677	757	601	309
237	449	792	784	689	326	601	533	1 378
449	800	452	689	654	420	533	803	482
800	289	669	654	400	307	803	744	789
			400	638	418	744	491	258
			638	289	208	491	289	457

Tab. 7-1 Plánované kabelové trasy nových linek VN

Před zahájením výkopových prací budou geodeticky vytyčeny nové kabelové trasy. Poté se provede uložení kabelů do pískového lože, jejich zakrytí betonovými či plastovými deskami a výkopkem. Před záhozem se ještě geodeticky zaměří kabelová trasa pro digitalizaci provozních map.



7.3 3. etapa: Úprava R 35 kV a přechod na jednotné napětí 35 kV

Třetí etapa bude probíhat také v roce 2024. Aby bylo možné přepojit nové linky na napětí 35 kV, budou se muset nově vyzbrojit 3 pole v rozvodně 35 kV.

Po nutných úpravách rozvodny 35 kV doporučuji začít přepojením vývodu linky K3893 z rozvodny 10 kV na rozvodnu 35 kV a postupnou výměnou starých distribučních transformátorů 10/04 kV na lince za nové DTR s převodem 35/0.4 kV spolu s nastavením rozvaděčů VN na 35 kV. Výměna DTR bude probíhat po lince směrem od rozvodny počínaje stanicí TS 642 (Vrchovinská) až do stanice TS 491 (Autoservis).

Během výměny transformátorů tak bude linka K3893 napájena z jedné strany 35 kV, z druhé strany 10 kV. Výměna tedy bude muset probíhat rychle, protože by v případě poruchy nešlo využít náhradní napájení z jiné napěťové hladiny. Díky tomu, že na stanicích bude už vše kromě transformátorů připraveno, měla by výměna proběhnout v řádu několika dní.

S linkou K3893 doporučuji začít z toho důvodu, že bude napájet stanice TS 744 (SUS) a TS 491 (Autoservis) poblíž venkovního vedení 35 kV, které bude možné využít pro náhradní napájení v případě poruchy během výměny transformátorů.

Následovat bude přepojení vývodu K3892 na rozvodnu 35 kV a výměna DTR na lince od TS 202 (Vodárna) až do stanice TS 289 (U ZPA). Ze stanice TS 289 (U ZPA) se bude pokračovat s výměnou transformátorů na lince K3891 směrem k rozvodně. Na poslední lince se s výměnou traf nesmí začít u rozvodny, protože by se tak odstříhla od napájení část linky s 10 kV technologií.

Po výměně všech DTR dojde k přepojení posledního vývodu na rozvodnu 35 kV a přechod na jednotné napětí 35 kV tak bude dokončen.

7.4 4. etapa: Demontáž R 10 kV a transformátorů T31 a T32

V poslední etapě unifikace dojde k demontáži nepotřebné rozvodny 10 kV a výkonových transformátorů T31 a T32 s převodem 35/10 kV.

Rozvodna 10 kV se nenachází v samostatné budově, odstraní se tak jenom samotný zapouzdřený rozvaděč a uvolněnou místnost pak bude možné využít jiným způsobem.

Transformátory T31 a T32 jsou umístěny v samostatných objektech, které už patrně alternativní využití nenajdou a bude je tak nutné zbourat.



Závěr

Ve svojí diplomové práci jsem zkoumal možnosti obnovy a rozvoje kabelového rozvodu VN města Nová Paka, které je v současnosti napájeno na hladině 10 kV.

Na základě studie [2] ČEZ Distribuce, a.s., plánuje v letech 2023 až 2024 provést unifikaci městského rozvodu VN na 35 kV, což je napětí, kterým je napájeno okolí města. Protože studie [2] je hodně obecná, bylo otázkou, jestli se v případě Nové Paky nenabízí nějaké alternativní výhodnější řešení.

Po zanalyzování současného stavu sítě VN ve městě jsem dospěl k závěru, že je opravdu zapotřebí provést rozsáhlejší investiční akci. Na rozvodu je totiž znát, že se už delší dobu počítá s jeho unifikací a že je určen k dožití. Trafostanice vyžadují větší či menší opravy, téměř polovina kabelů je starší než 40 let a na mnoha místech nastavována pomocí spojek, transformátory a rozvaděče VN i NN jsou také poměrně staré.

Starší prvky v rozvodu zvyšují poruchovost a zároveň jsou nekompatibilní s dálkovým ovládním. Také jsem zjistil, že jsou nerovnoměrně zatěžovány vývody z rozvodny. Proto jsem zavrhl nulovou variantu rozvoje městské sítě VN, která by spočívala v postupné náhradě dožívajících prvků a neumožňovala by tak propojení trafostanic pomocí optických kabelů, a stejně tak optimalizaci zatížení jednotlivých linek.

Do budoucna mi tak přišel reálný provoz kabelového rozvodu VN na současné hladině 10 kV, nebo na standardizovaných 22 a 35 kV s tím, že v každém případě dojde k úpravě kabelových tras a položení nových kabelů VN spolu s optickými kabely. Pro každou variantu jsem pak navrhl nové uspořádání linek VN tak, aby byly linky rovnoměrně zatěžované.

Po stanovení investičních výdajů jednotlivých variant jsem zjistil, že z dalšího rozhodování můžu vyřadit variantu, ve které by se městský rozvod VN provozoval dále na současných 10 kV. Při nezměněné hladině napětí by sice bylo možné využít některé ze stávajících distribučních transformátorů v novém rozvodu, ale díky tomu, že je hladina 10 kV považována za neperspektivní, by celkové investiční výdaje byly vyšší než při přechodu na napětí 22 kV. Při přechodu na 22 kV by zároveň byly v rozvodu nižší ztráty a pravděpodobně i jiné provozní náklady.

Dál jsem tedy podrobněji porovnával pouze variantu 22 kV s variantou unifikace na 35 kV. Z ekonomického vyhodnocení pomocí nákladového kritéria čisté současné hodnoty vychází unifikace městského kabelového rozvodu VN na 35 kV přibližně o 0.5 mil. Kč výhodněji než přechod na hladinu 22 kV. Vzhledem k investičním výdajům obou variant to je však nepatrný rozdíl, dokonce pod hranici přesnosti stanovení investičních výdajů. Proto jsem také provedl citlivostní analýzy na změnu klíčových parametrů ekonomického modelu.

Protože z ekonomického vyhodnocení vychází unifikace a přechod na hladinu 22 kV téměř shodně, doporučuji provést unifikaci města na 35 kV. Unifikace přinese kromě zrušení mezitransformace VN/VN a celkově nižších ztrát v rozvodu také výrazné navýšení spolehlivosti, flexibility a přenosové schopnosti sítě, což se nedalo nijak zohlednit v ekonomickém vyhodnocení. Stejně tak jsem jen těžko mohl kvantifikovat další výhody unifikace popsané ve třetí kapitole, které se projeví, až budou unifikována všechna města.

Celkově jsem přesvědčen o tom, že unifikace je správným krokem, i když moje práce naznačuje, že hlavně ve větších městech může jako ekonomicky výhodnější vyjít přechod na 22 kV se zachováním mezitransformace 35/22 kV.



Literatura

- [1] VÍTEK, Miroslav. *Ekonomika dopravních energetických systémů*. Vyd. 2. V Praze: České vysoké učení technické, 2008. ISBN 978-80-01-04181-9.
- [2] ČERNÝ, Radim a kol. *Jednotné napětí v distribuční soustavě VN ČEZ Distribuce*. Studie ČEZ Distribuce, a.s. Březen 2007
- [3] KISLINGEROVÁ, Eva. *Manažerské finance*. 3. vyd. V Praze: C.H. Beck, 2010. Beckova edice ekonomie. ISBN 978-80-7400-194-9.
- [4] KOUTOVÁ, Alena a kol. *Územní plán Nová Paka*. Zhotovitel: SURPMO, 2011.
- [5] *Rozvojový plán Novopacka*. Zpracovatel: NOVOPACKO, dobrovolný svazek obcí, 2016.
- [6] FENCL, František. *Elektrický rozvod a rozvodná zařízení*. Vyd. 4. V Praze: České vysoké učení technické, 2009. ISBN 978-80-01-04351-6.
- [7] ČEZ Distribuce, a.s. *Všeobecné zásady pro technické návrhy sítí vn a nn*. Interní dokument, 2016. Identifikační kód: DSO_ME_0083r06z2.
- [8] ČEZ Distribuce, a.s. *Koncepce kabelových zemních sítí VN*. Interní dokument, 2013. Identifikační kód: DSO_ME_0148r02_z1.
- [9] ČEZ Distribuce, a.s. *Koncepce transformačních stanic VN/NN*. Interní dokument, 2013. Identifikační kód: DSO_ME_0150r02.
- [10] ČEZ Distribuce, a.s. *Transformátory ČEZ Distribuce, a. s.* Interní dokument, 2014. Identifikační kód: DSO_ME_0073r05z4.
- [11] ČEZ Distribuce, a.s. *Místní provozní předpisy pro elektrickou stanici Transformovna 110/35/10 kV Nová Paka*, 2018
- [12] HLUBUČEK, Josef. Městská elektrárna by letos slavila stovku. *Jičínský deník* [online]. 2010 [cit. 2017-11-10]. Dostupné z: https://jicinsky.denik.cz/zpravy_region/jcpaka-mestska-elektrarna-historie20101122.html
- [13] HLUBUČEK, Josef. Na setkání si připomněli historii energetiky. *Jičínský deník* [online]. 2014 [cit. 2017-11-10]. Dostupné z: https://jicinsky.denik.cz/zpravy_region/na-setkani-si-pripomnelihistorii-energetiky-20141203.html
- [14] HLUBUČEK, Josef. Tradiční setkání bývalých energetiků v Nové Pace. *Jičínský deník* [online]. 2013 [cit. 2017-11-10]. Dostupné z: https://jicinsky.denik.cz/zpravy_region/tradicni-setkani-byvalych-energetiku-v-nove-pace-20131215.html
- [15] Archiv počasí, klima České republiky. *IN-POČASÍ* [online]. InMeteo [cit. 2018-01-06]. Dostupné z: <http://www.in-pocasi.cz/archiv/>



- [16] 4. přednáška: Úbytky napětí v ES. *PowerWiki: EN2* [online]. [cit. 2018-05-07]. Dostupné z: https://www.powerwiki.cz/attach/EN2/EN2_pr04_ubytiky.pdf
- [17] Kdo jsou distributoři elektřiny a plynu?. In: *VEMEX Energie* [online]. [cit. 2018-05-09]. Dostupné z: <https://www.vemexenergie.cz/poradna/technicke-informace/kdo-jsou-distributori-elektřiny-a-plynu-1/>
- [18] Východočeská energetika a.s. *ČEZ, a.s.* [online]. [cit. 2018-05-09]. Dostupné z: <https://www.cez.cz/cs/o-spolecnosti/skupina-cez/spolecnosti-skupiny-cez-v-cr/reas/vce.html>
- [19] Kabely a vodiče - vn - Al 11. *KAMAT* [online]. [cit. 2018-05-09]. Dostupné z: <http://obchod.kamat.cz/kategorie/kabely-a-vodice-vn-al-11>
- [20] Cílování inflace v ČR. *Česká národní banka* [online]. [cit. 2018-05-09]. Dostupné z: https://www.cnb.cz/cs/menova_politika/cilovani.html#c2



Seznam použitých obrázků

Obr. 1-1	Elementární čtyřpól znázorněný T-článkem, Zdroj: [1]	13
Obr. 2-1	Zásobovací území distributorů elektřiny v ČR, Zdroj: [16].....	17
Obr. 3-1	Rozložení napěťových hladin v ČEZd, Zdroj: ČEZ Distribuce, a.s.....	24
Obr. 4-1	Bývalá městská elektrárna v Nové Pace [12]	27
Obr. 4-2	Transformovna v Nové Pace, letecký pohled, Zdroj: Mapy.cz	28
Obr. 4-3	Plánek transformovny 110/35/10 v Nové Pace [11]	29
Obr. 4-4	Stávající linky kabelového vedení VN: K3891 - zelená, K3892 - červená, K3893 – modrá	30
Obr. 4-5	Územní plán města Nová Paka – plochy určené k výstavbě červeně, Zdroj: [4]	38
Obr. 5-1	Nové uspořádání linek VN pro variantu 10 kV	44
Obr. 5-2	Nové uspořádání linek VN pro variantu 22 kV	46
Obr. 5-3	Nové uspořádání linek VN pro variantu 35 kV	48

Seznam použitých grafů

Graf 4-1	Délka a průměrné stáří kabelů podle typu kabelu v městském rozvodu 10 kV.....	32
Graf 4-2	Délka a průměrné stáří kabelů podle průřezu v rozvodu 10 kV	32
Graf 4-3	Věková struktura kabelového rozvodu VN v NP.....	33
Graf 4-4	Ztráty transformátorů 400 kVA	35
Graf 4-5	Ztráty transformátorů 630 KVA.....	36
Graf 4-6	Způsoby vytápění trvale obydlených bytů na Novopacku, Zdroj: [5]	39
Graf 4-7	Zatížení městské sítě 10 kV v zimě, Zdroj: interní ČEZ distribuce, a.s.	40
Graf 4-8	Dodaná energie do městské sítě 10 kV, Zdroj: interní ČEZ distribuce, a.s. + [15]	40
Graf 4-9	Zatížení městské sítě 10 kV v létě, Zdroj: interní ČEZ distribuce, a.s.	41
Graf 4-10	Dodaná energie do městské sítě 10 kV, Zdroj: interní ČEZ distribuce, a.s. + [15]	41
Graf 6-1	Citlivostní analýza na změnu nominálního diskontu	60
Graf 6-2	Citlivostní analýza na rozdíl výdajů na nutné úpravy transformovny.....	61
Graf 6-3	Citlivostní analýza na meziroční růst zatížení od roku 2017	61



Seznam tabulek

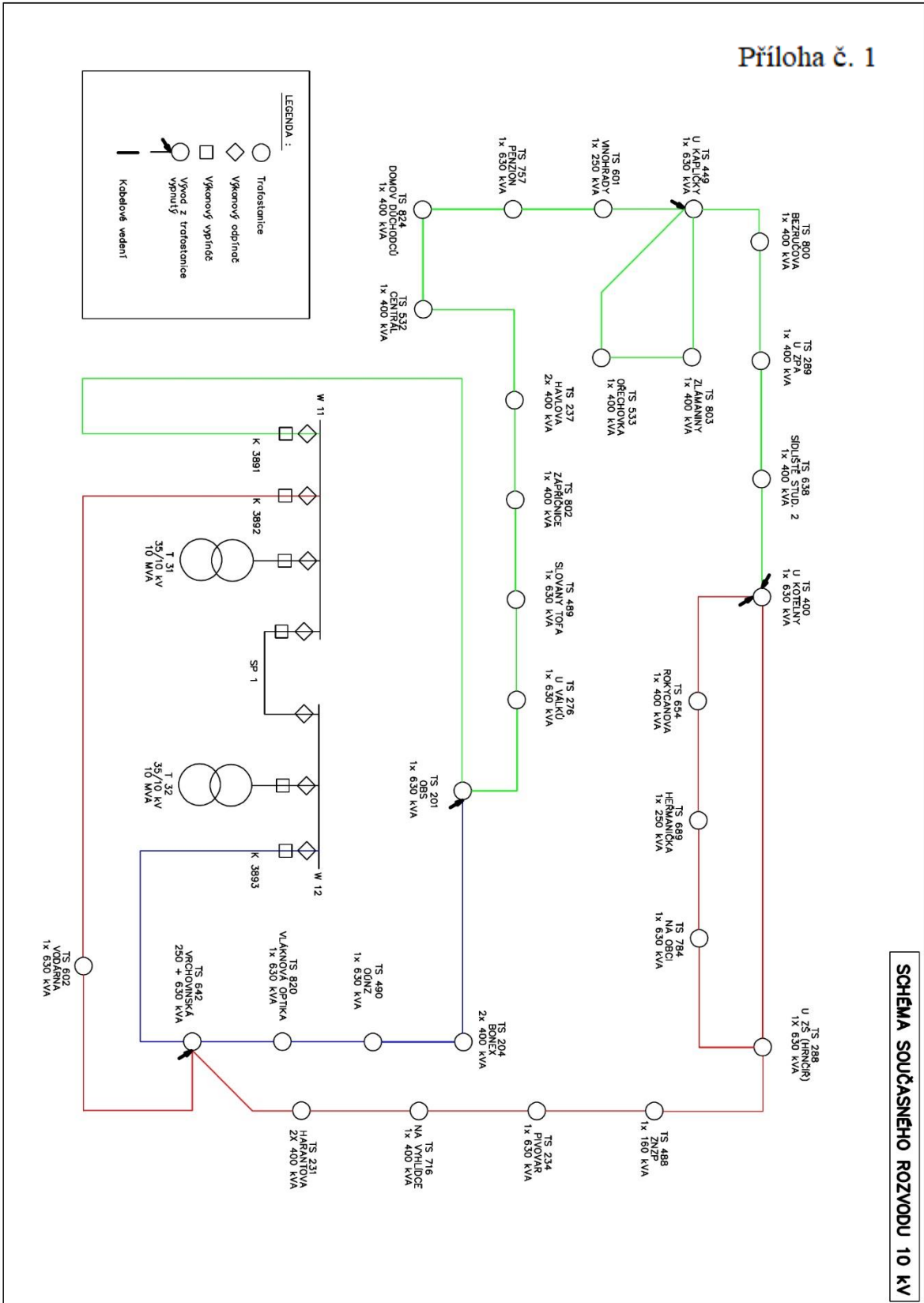
Tab. 4-1	Souhrnné údaje k současným linkám VN v Nové Pace	30
Tab. 4-2	Průměrné a maximální zatížení jednotlivých vývodů z rozvodny	31
Tab. 4-3	Souhrn DTR v rozvodu 10 kV v Nové Pace	35
Tab. 4-4	Soudobost max. zatížení TS na linkách	42
Tab. 5-1	Shrnutí k nově navrženým linkám 10 kV	44
Tab. 5-2	Shrnutí k nově navrženým linkám 22 kV	46
Tab. 5-3	Shrnutí k nově navrženým linkám 35 kV	48
Tab. 5-4	Klíč k určení výdajů na stavební a technologickou část trafostanic	50
Tab. 5-5	Současné ceny rozvaděčů VN.....	50
Tab. 5-6	Výsledné výdaje na trafostanice 2023	51
Tab. 5-7	Agregované ceny pro kabelové trasy.....	51
Tab. 5-8	Délky kabelových tras s rozlišením počtu kabelů na výkop, Zdroj: interní ČEZd + Mapy.cz....	52
Tab. 5-9	Výsledné výdaje na kabelové trasy 2024.....	52
Tab. 5-10	Celkové výdaje za nové distribuční transformátory 2024	53
Tab. 5-11	Ztráty v navrhovaných rozvodech VN.....	54
Tab. 6-1	Minimální technické životnosti nových prvků v městském rozvodu, Zdroj: katalogové listy	57
Tab. 6-2	Výpočet NPV varianty 22 kV	58
Tab. 6-3	Výpočet NPV varianty unifikace na 35 kV	59
Tab. 7-1	Plánované kabelové trasy nových linek VN.....	63

Seznam příloh a přílohy

Příloha č. 1	Schéma současného rozvodu 10 kV v Nové Pace
Příloha č. 2	Schéma nového rozvodu 10 a 22 kV
Příloha č. 3	Schéma nového rozvodu 35 kV

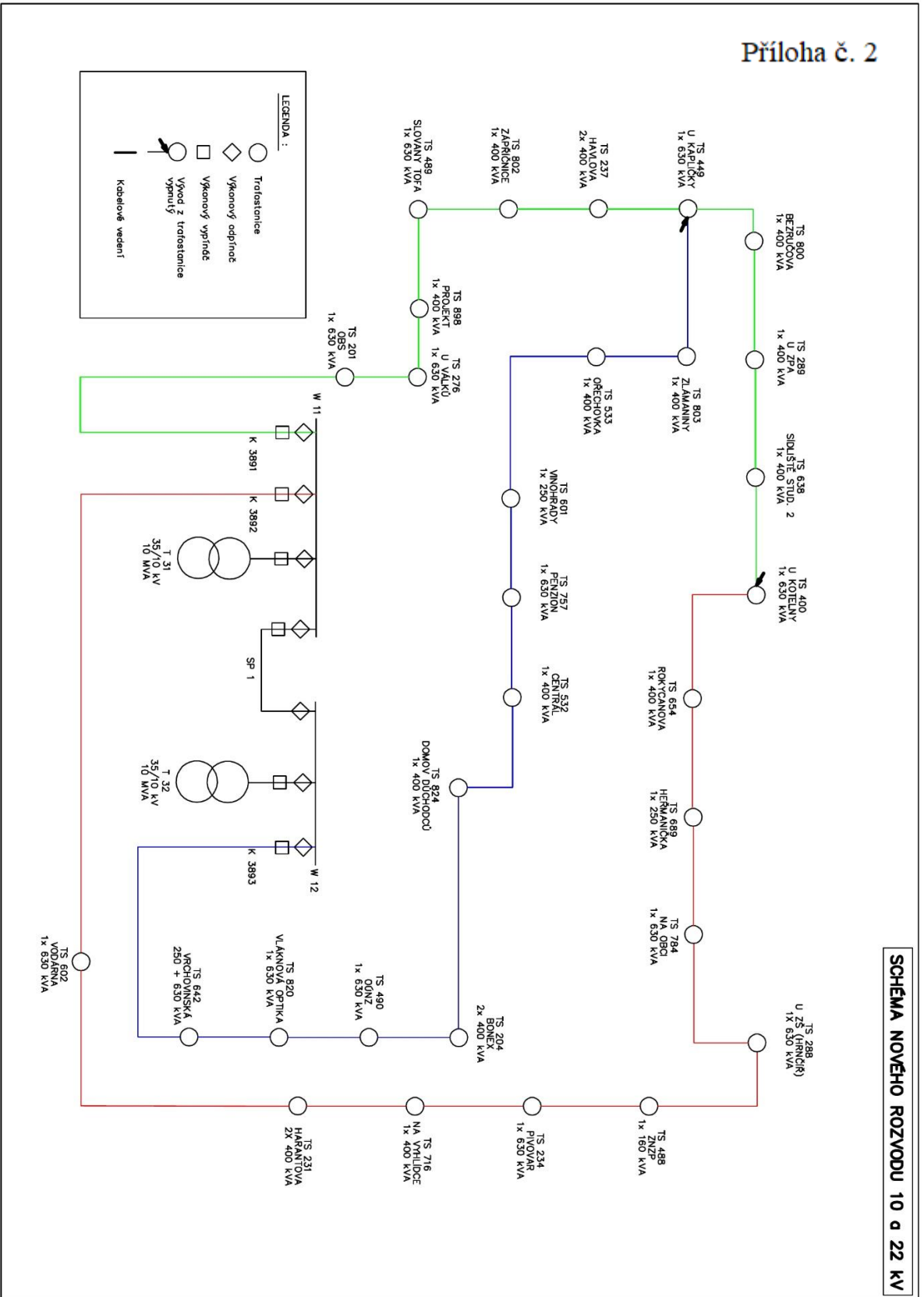


Příloha č. 1





Příloha č. 2





Příloha č. 3

