



VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

FAKULTA ELEKTROTECHNIKY A KOMUNIKAČNÍCH TECHNOLOGIÍ

FACULTY OF ELECTRICAL ENGINEERING AND COMMUNICATION

ÚSTAV ELEKTROENERGETIKY

DEPARTMENT OF ELECTRICAL POWER ENGINEERING

ANALÝZA SYSTÉMU MĚŘENÍ VÝKONŮ V LOKÁLNÍ DISTRIBUČNÍ SÍTI POD PALACKÉHO VRCHEM

ANALYSIS OF THE ELECTRICAL POWER MEASUREMENT SYSTEM IN THE LOCAL
DISTRIBUTION NETWORK POD PALACKÉHO VRCHEM

DIPLOMOVÁ PRÁCE

MASTER'S THESIS

AUTOR PRÁCE

AUTHOR

Bc. Barbora Hájková

VEDOUCÍ PRÁCE

SUPERVISOR

Ing. Viktor Jurák

BRNO 2022

Diplomová práce

magisterský navazující studijní program **Elektroenergetika**

Ústav elektroenergetiky

Studentka: Bc. Barbora Hájková

ID: 203558

Ročník: 2

Akademický rok: 2021/22

NÁZEV TÉMATU:

Analýza systému měření výkonů v lokální distribuční síti Pod Palackého vrchem

POKYNY PRO VYPRACOVÁNÍ:

1. Analýza současné koncepce měření v lokální distribuční síti VUT Pod Palackého vrchem
2. Zdroje/spotřebiče činného a jalového výkonu
3. Zhodnocení současné koncepce měření s ohledem na chyby měření výkonu
4. Realizace dočasného měření na distribučních trafostanicích
5. Vyhodnocení dat z dočasného měření a porovnání s daty z trvalého měření

DOPORUČENÁ LITERATURA:

podle pokynů vedoucího závěrečné práce

Termín zadání: 7.2.2022

Termín odevzdání: 24.5.2022

Vedoucí práce: Ing. Viktor Jurák

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

UPOZORNĚNÍ:

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

Abstrakt

Diplomová práce zahrnuje podrobnou analýzu lokální distribuční soustavy (LDS) Pod Palackého vrchem (PPV) v Brně, parametry jednotlivých transformátorů a kabelových tras mezi nimi. Zmiňuje prvky sítě, které mají vliv na bilanci jalového výkonu v síti, jeho zdroje a spotřebiče. Dále popisuje současnou koncepci dlouhodobého měření v LDS pomocí proudových a napěťových senzorů, věnuje se výpočtům výkonových ztrát v transformátorech a kabelovém vedení a nejistotám měření výkonů v energetice. Nedílnou součástí práce je popis realizace dočasného měření v LDS, zpracování dat, porovnání naměřených hodnot z dočasného měření s hodnotami z trvalého měření a stanovení systémové chyby měření.

Klíčová slova

jalový výkon, lokální distribuční soustava, areál VUT, výkonové ztráty, nejistoty měření, senzor proudu, senzor napětí, systémová chyba

Abstract

The diploma thesis introduces a detailed analysis of the local distribution system (LDS) Pod Palackého vrchem (PPV) in the Brno, parameters of power transformers and cable routes between them. The elements of the electrical network that are influencing the balance of reactive power are described along with its sources and appliances. In the next part is defined the present concept of long-term measurement in the LDS by using current and voltage sensors. This part deals with calculations of power losses in the power transformers and the cable lines together with uncertainties concerning power measurement in the field of energetics. The essential part of the thesis focuses on the analysis of the temporary measurement implementation in the LDS, data processing along with the comparison of measured values from temporary measurement with values from permanent measurement. In conclusion, the error of the system is determined.

Keywords

reactive power, local distribution system, campus BUT, power losses, measurement uncertainties, current sensor, voltage sensor, system error

Bibliografická citace

HÁJKOVÁ, B. *Analýza systému měření výkonů v lokální distribuční síti Pod Palackého vrchem*. Brno: Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, Ústav elektroenergetiky, 2022. 84 stran. Diplomová práce. Vedoucí práce: Ing. Viktor Jurák.

Prohlášení autora o původnosti díla

Jméno a příjmení studenta:	<i>Bc. Barbora Hájková</i>
VUT ID studenta:	<i>203558</i>
Typ práce:	<i>Diplomová práce</i>
Akademický rok:	<i>2021/22</i>
Téma závěrečné práce:	<i>Analýza systému měření výkonů v lokální distribuční síti Pod Palackého vrchem</i>

Prohlašuji, že svou závěrečnou práci jsem vypracovala samostatně pod vedením vedoucího závěrečné práce a s použitím odborné literatury a dalších informačních zdrojů, které jsou všechny citovány v práci a uvedeny v seznamu literatury na konci práce.

Jako autorka uvedené závěrečné práce dále prohlašuji, že v souvislosti s vytvořením této závěrečné práce jsem neporušila autorská práva třetích osob, zejména jsem nezasáhla nedovoleným způsobem do cizích autorských práv osobnostních a jsem si plně vědoma následků porušení ustanovení § 11 a následujících autorského zákona č. 121/2000 Sb., včetně možných trestněprávních důsledků vyplývajících z ustanovení části druhé, hlavy VI. díl 4 Trestního zákoníku č. 40/2009 Sb.

V Brně dne: 24. května 2022

podpis autora

Poděkování

Tímto bych ráda poděkovala svému vedoucímu diplomové práce Ing. Viktoru Jurákovi za ochotu, cenné rady, podporu a odbornou pomoc při zpracování mé diplomové práce. Dále děkuji Ing. Vojtěchu Wasserbauerovi za organizaci a pomoc při instalaci dočasného měření.

V Brně dne: 24. května 2022

podpis autora

Obsah

SEZNAM OBRÁZKŮ	8
SEZNAM TABULEK.....	10
1. ÚVOD.....	11
2. ELEKTRICKÝ VÝKON	12
3. ZDROJE A SPOTŘEBIČE JALOVÉHO VÝKONU	16
4. LOKÁLNÍ DISTRIBUČNÍ SOUSTAVA (LDS)	19
4.1 OBECNÝ POPIS	19
4.2 LDS POD PALACKÉHO VRCHEM	19
4.3 TRAFOSTANICE V LDS	20
4.4 VÝKONOVÉ ZTRÁTY PRVKŮ V LDS	23
4.4.1 Ztráty v kabelovém vedení.....	23
4.4.2 Ztráty v transformátorech	25
5. NEJISTOTY MĚŘENÍ.....	29
5.1 VYJADŘOVÁNÍ NEJISTOT.....	29
5.1.1 Chyba měření	29
5.1.2 Nejistoty měření	30
5.2 NEJISTOTY PŘÍMÝCH MĚŘENÍ.....	32
5.2.1 Příklady situací při neznámé standardní nejistotě	32
5.2.2 Výpočet kombinované standardní nejistoty.....	34
5.2.3 Výpočet rozšířené nejistoty a zaokrouhlování výsledků	35
5.2.4 Zápis výsledné hodnoty.....	35
5.3 NEJISTOTY MĚŘENÍ VÝKONU V ENERGETICE.....	35
6. PROUDOVÉ A NAPĚŤOVÉ SENZORY V LDS PPV	37
6.1 POPIS MĚŘICÍHO ŘETĚZCE.....	37
6.2 VÝPOČET CHYB A NEJISTOT	41
7. ZPRACOVÁNÍ DAT	44
7.1 TRANSFORMAČNÍ STANICE T14	44
7.1.1 Dočasné měření – 1 den.....	47
7.1.2 Dočasné měření – 1 týden.....	49
7.2 TRANSFORMAČNÍ STANICE ADMAS	66
ZÁVĚR	78
LITERATURA.....	79
SEZNAM SYMBOLŮ A ZKRATEK	81

SEZNAM OBRÁZKŮ

4.1	Rozmístění trafostanic v LDS Pod Palackého vrchem	21
4.2	Detail odhadované části kabelové trasy mezi 5, 6 a 7	22
4.3	Rozmístění trvalého měření v LDS PPV	22
5.1	Rozdělení pravděpodobnosti a koeficienty k – převzato [2]	34
5.2	Ohraničená oblast maximální velikosti chyb měření výkonu	36
6.1	Kombinovaná třída přesnosti 0,5/3P [14]	39
6.2	Kombinovaná třída přesnosti 0,5/5P630 [15]	39
6.3	Schéma měřicího řetězce	41
7.1	Schéma dočasného a trvalého měření – T14	44
7.2	Schéma zapojení transformátoru – proudové značení	45
7.3	Porovnání 3f činného výkonu dočasného (Prm_3P) a trvalého (P_trv_komb) měření	51
7.4	Detail 3f činného výkonu dočasného (Prm_3P) a trvalého (P_trv_komb) měření	51
7.5	Rozdíl 3f činného výkonu dočasného a trvalého měření s vyznačenou průměrnou hodnotou	52
7.6	3f činný výkon trvalého měření (P_trv_komb) s korekcí +17, 6 kW a dočasný (Prm_3P)	52
7.7	Rozdíl P pro 1. fázi dočasného a trvalého měření s vyznačenou průměrnou hodnotou	53
7.8	Rozdíl P pro 2. fázi dočasného a trvalého měření s vyznačenou průměrnou hodnotou	53
7.9	Rozdíl P pro 3. fázi dočasného a trvalého měření s vyznačenou průměrnou hodnotou	54
7.10	Porovnání 3f jalového výkonu dočasného (Prm_3Q) a trvalého (Q_trv_komb) měření	54
7.11	Rozdíl 3f jalového výkonu dočasného a trvalého měření s vyznačenou průměrnou hodnotou	55
7.12	Rozdíl Q pro 1. fázi dočasného a trvalého měření s vyznačenou průměrnou hodnotou	55
7.13	Rozdíl Q pro 2. fázi dočasného a trvalého měření s vyznačenou průměrnou hodnotou	56
7.14	Rozdíl Q pro 3. fázi dočasného a trvalého měření s vyznačenou průměrnou hodnotou	56
7.15	Porovnání 3f zdánlivého výkonu dočasného (Prm_3S) a trvalého (S_trv_komb) měření	57
7.16	Rozdíl 3f zdánlivého výkonu dočasného a trvalého měření s vyznačenou průměrnou hodnotou	57
7.17	Proud 1. fáze dočasného (Ih1_VN_f_abs) a trvalého (I1_trv_komb) měření	58
7.18	Proud 2. fáze dočasného (Ih2_VN_f_abs) a trvalého (I2_trv_komb) měření	58
7.19	Proud 3. fáze dočasného (Ih3_VN_f_abs) a trvalého (I3_trv_komb) měření	59
7.20	Průběh U_f 1. fáze trvalého měření na vstupu A1 (Uef_L1_10p) a výstupu A2 (Uef_L1_10p_2)	59
7.21	Rozdíl U_f 1. fáze vstupu A1 a výstupu A2 s vyznačenou průměrnou hodnotou	60
7.22	Průběh U_f 2. fáze trvalého měření na vstupu A1 (Uef_L2_10p) a výstupu A2 (Uef_L2_10p_2)	60
7.23	Rozdíl U_f 2. fáze vstupu A1 a výstupu A2 s vyznačenou průměrnou hodnotou	61
7.24	Průběh U_f 3. fáze trvalého měření na vstupu A1 (Uef_L3_10p) a výstupu A2 (Uef_L3_10p_2)	61
7.25	Rozdíl U_f 3. fáze vstupu A1 a výstupu A2 s vyznačenou průměrnou hodnotou	62
7.26	Porovnání 3f činného výkonu dočasného (3P_doc) a trvalého (3P_trv) měření	62
7.27	Rozdíl 3f činného výkonu dočasného a trvalého měření s vyznačenou průměrnou hodnotou	63
7.28	Porovnání 3f jalového výkonu dočasného (3Q_doc) a trvalého (3Q_trv) měření	63
7.29	Rozdíl 3f jalového výkonu dočasného a trvalého měření s vyznačenou průměrnou hodnotou	64
7.30	Proud 1. fáze dočasného (Ih1_VN_f) a trvalého (I1_VN_f_komb) měření	64
7.31	Proud 2. fáze dočasného (Ih2_VN_f) a trvalého (I2_VN_f_komb) měření	65
7.32	Proud 3. fáze dočasného (Ih3_VN_f) a trvalého (I3_VN_f_komb) měření	65
7.33	Schéma dočasného a trvalého měření – ADMAS	66
7.34	Porovnání 3f činného výkonu dočasného (3P_doc) a trvalého (3P_trv) měření	69
7.35	Rozdíl 3f činného výkonu dočasného a trvalého měření s vyznačenou průměrnou hodnotou	69
7.36	Porovnání 3f jalového výkonu dočasného (3Q_doc) a trvalého (3Q_trv) měření	70
7.37	Rozdíl 3f jalového výkonu dočasného a trvalého měření s vyznačenou průměrnou hodnotou	70
7.38	Porovnání 3f zdánlivého výkonu dočasného (3S_doc) a trvalého (3S_trv) měření	71

7.39	Rozdíl 3f zdánlivého výkonu dočasného a trvalého měření s vyznačenou průměrnou hodnotou	71
7.40	Proud 1. fáze dočasného (I1_doc) a trvalého (I1_trv_komb) měření	72
7.41	Proud 2. fáze dočasného (I2_doc) a trvalého (I2_trv_komb) měření	72
7.42	Proud 3. fáze dočasného (I3_doc) a trvalého (I3_trv_komb) měření	73
7.43	Rozdíl $U_f(V)$ 1. fáze vstupu A1 a výstupu A2 s vyznačenou průměrnou hodnotou.....	73
7.44	Rozdíl $U_f(V)$ 2. fáze vstupu A1 a výstupu A2 s vyznačenou průměrnou hodnotou.....	74
7.45	Rozdíl $U_f(V)$ 3. fáze vstupu A1 a výstupu A2 s vyznačenou průměrnou hodnotou.....	74
7.46	Proud 1. fáze dočasného (I1_doc) - vedlejší osa y a trvalého (I1_trv_komb) – hlavní osa y měření	75
7.47	Proud 2. fáze dočasného (I2_doc) - vedlejší osa y a trvalého (I2_trv_komb) – hlavní osa y měření	75
7.48	Proud 3. fáze dočasného (I3_doc) - vedlejší osa y a trvalého (I3_trv_komb) – hlavní osa y měření	76
7.49	Proud 1. fáze – vedlejší osa y (I1_doc) · (-1) a hlavní osa y (I1_trv_komb).....	76
7.50	Proud 2. fáze – vedlejší osa y (I2_doc) · (-1) a hlavní osa y (I2_trv_komb).....	77

SEZNAM TABULEK

3.1	Účinník elektrických spotřebičů [19]	18
4.1	Souhrn prvků v LDS PPV – kabelová vedení	27
4.2	Souhrn prvků v LDS PPV – transformační stanice	28
6.1	Jmenovité hodnoty napěťového senzoru ABB KEVA 24B21 dle [14]	37
6.2	Jmenovité hodnoty proudového senzoru ABB KECA 80D85 dle [15], [12]	38
6.3	Nejistoty jednotlivých prvků v měřicím řetězci dle [16], [17], [18].....	42
6.4	Celková max. chyba měřicího řetězce vzhledem k činnému výkonu.....	42
6.5	Celková max. chyba měřicího řetězce vzhledem k jalovému výkonu.....	43
7.1	Maximální chyba měřicího řetězce k jalovému a činnému výkonu	47
7.2	Systémová chyba T14-1 – proudy z Obr. 7.17, 7.18 a 7.19	49
7.3	Systémová chyba T14-2 – proudy z Obr. 7.30, 7.31 a 7.32	50
7.4	Systémová chyba ADMAS – proudy z Obr. 7.40, 7.41, 7.42, 7.49, 7.50	68

1. ÚVOD

V lokální distribuční soustavě Pod Palackého vrchem v Brně je umístěno dlouhodobé měření pomocí napěťových a proudových senzorů v šesti transformačních stanicích na primární straně transformátoru. V nedávné době bylo zjištěno, že měření není korektní. Je ovlivněno velkou systémovou chybou, kterou bude v dohledné době snaha odstranit, abychom měření mohli považovat za přesné, a tak s ním také dále nakládat.

Tématem této práce je Analýza systému měření výkonů v lokální distribuční soustavě Pod Palackého vrchem. Hlavním cílem práce je analyzovat současnou koncepci dlouhodobého měření, zpracovat data trvalého měření a za pomoci dat z dočasného měření pak stanovit onu systémovou chybu, která bude mimo maximální možnou přípustnou chybu. Tuto chybu bude následně možné odstranit nastavením nových korekčních faktorů na senzorech proudu, které je mají s velkou pravděpodobností momentálně špatně nastavené a způsobují tedy nepřesné měření.

Dalším cílem této práce je pomocí problematiky nejistot měření vyčíslit maximální nejistotu měření výkonu a také podrobně popsat místní lokální distribuční soustavu včetně soupisu parametrů kabelových vedení a transformátorů v síti a výpočtu jejich výkonových ztrát s ohledem na zatěžování sítě.

2. ELEKTRICKÝ VÝKON

Elektrický výkon vyjadřuje vykonanou elektrickou práci za jednotku času.

V následujícím textu je představeno rozlišení elektrického výkonu ve střídavých obvodech na činný P [W], jalový Q [VAR] a zdánlivý S [VA]. Pomocí výkonového trojúhelníku můžeme vztah mezi těmito výkony vyjádřit jako:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (\text{VA}) \quad (2.1)$$

Zdánlivý výkon

Zdánlivý výkon je definován součinem efektivní hodnoty napětí a proudu, které procházejí obvodem:

$$S = U \cdot I \quad (\text{VA}) \quad (2.2)$$

Představuje celkový výkon, který musíme ze zdroje dodat spotřebiči. Není skutečný, protože nezapočítává ztráty a neuvažuje při výpočtu vliv fázového posuvu mezi napětím a proudem.

Vyjádření komplexního výkonu:

$$S = U \cdot I^* = \frac{1}{2} \cdot U_m \cdot I_m^* = P + jQ \quad (\text{VA}) \quad (2.3)$$

Lineární zátěž

Pokud uvažujeme zdroj sinusového napětí pouze o základní harmonické, který napájí lineární RLC zátěž, pak bude okamžitá hodnota výkonu součinem okamžitých hodnot napětí a proudu. A jelikož střídavé měřicí přístroje měří efektivní hodnoty napětí a proudu, vyjdeme z efektivních hodnot:

$$s(t) = u(t) \cdot i(t) = \sqrt{2} \cdot U \cdot \sin(\omega t + \varphi) \cdot \sqrt{2} \cdot I \cdot \sin(\omega t) \quad (\text{VA}) \quad (2.4)$$

Kde U a I jsou efektivní hodnoty napětí a proudu, ω je úhlová rychlost, t je čas a φ je úhel mezi napětím a proudem. Po úpravě pak:

$$s(t) = U \cdot I \cdot ((1 - \cos(2\omega t)) \cdot \cos(\varphi) + \sin(2\omega t) \cdot \sin(\varphi)) \quad (\text{VA}) \quad (2.5)$$

Okamžitou hodnotu výkonu lze rozložit na okamžitou hodnotu činného výkonu a okamžitou hodnotu jalového výkonu:

$$s(t) = p(t) + q(t) = (U \cdot I \cdot \cos(\varphi) - U \cdot I \cdot \cos(2\omega t) \cdot \cos(\varphi)) + (U \cdot I \cdot \sin(2\omega t) \cdot \sin(\varphi)) \quad (\text{VA}) \quad (2.6)$$

Okamžitá hodnota činného výkonu:

$$p(t) = (U \cdot I \cdot \cos(\varphi) - U \cdot I \cdot \cos(2\omega t) \cdot \cos(\varphi)) \quad (\text{W}) \quad (2.7)$$

Okamžitá hodnota jalového výkonu:

$$q(t) = (U \cdot I \cdot \sin(2\omega t) \cdot \sin(\varphi)) \quad (\text{VAr}) \quad (2.8)$$

Nelineární zátěž

Pokud uvažujeme zdroj sinusového napětí, který napájí nelineární zátěž, pak budeme do okamžité hodnoty výkonu započítávat kromě základní harmonické (harmonické prvního řádu) i vyšší harmonické složky. Což jsou celistvé násobky základního síťového kmitočtu, jejichž zdrojem jsou například usměrňovače, plynové výbojky, žárovky nebo pulzní zdroje, ale také počítače, kopírky a mikrovlnné trouby. Výsledný průběh je pak dán součtem překrývajících se harmonických a jeho zkreslení se definuje podle normy [21] jako podíl součtu všech harmonických nacházejících se nad základní harmonickou k základní harmonické. Čím nižší je tato hodnota, tím věrnější je průběh. Celkové harmonické zkreslení značíme písmeny *THD* z anglického *Total harmonic distortion*. Pokud nás zajímá *THD* proudu pak:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{\infty} I_k^2}}{I_1} \quad (2.9)$$

Zanedbáme-li deformaci sinusového zdroje napětí, pak okamžitá hodnota výkonu bude dle [20]:

$$s(t) = u(t) \cdot i(t) = u_1(t) \cdot \sum_{k=0}^{\infty} i_k(t) = u_1(t) \cdot i_1(t) + u_1(t) \cdot \sum_{k \neq 1}^{\infty} i_k(t) \quad (\text{VA}) \quad (2.10)$$

Kde dolní index uvádí pořadí harmonické složky. Následně zdánlivý výkon upravíme do vztahu:

$$S = U \cdot I = U_1 \cdot \sqrt{\sum_{k=0}^{\infty} i_k^2} = \sqrt{(U_1 \cdot I_1)^2 + U_1^2 \cdot \sum_{k \neq 1}^{\infty} i_k^2} \quad (\text{VA}) \quad (2.11)$$

Po úpravě můžeme vztah rozdělit na činnou a jalovou část:

$$S = U \cdot I = U_1 \cdot \sqrt{\sum_{k=0}^{\infty} i_k^2} = \sqrt{(U_1 \cdot I_1 \cdot \cos(\varphi_1))^2 + (U_1 \cdot I_1 \cdot \sin(\varphi_1))^2 + U_1^2 \cdot \sum_{k \neq 1}^{\infty} i_k^2} \quad (\text{VA}) \quad (2.12)$$

V této situaci již neplatí vztah (2.1), nyní platí:

$$S^2 \geq P^2 + Q^2 \quad (2.13)$$

A proto zavádíme deformační výkon *D*, který vzniká obsahem vyšších harmonických a jehož výpočet vychází ze vztahu (2.12) jako zbytek po rozdělení zdánlivého výkonu na činnou a jalovou část:

$$S^2 = P^2 + Q^2 + D^2 \quad (2.14)$$

$$D = \sqrt{U_1^2 \cdot \sum_{\substack{k=0 \\ k \neq 1}}^{\infty} i_k^2} \quad (\text{VAd}) \quad (2.15)$$

Jednotka deformačního výkonu je voltampér deformační. Účinník u nelineární zátěže označujeme λ . Někdy se také označuje zkratkou PF a stejně jako u lineární zátěže je definován jako poměr činného a zdánlivého výkonu:

$$\lambda = \frac{P}{S} = \cos\varphi_{ekv} \quad (2.16)$$

Zdroji vyšších harmonických napětí jsou například alternátory nebo motory, a to především vlivem nesinusového rozložení magnetického toku. Zdrojem vyšších harmonických proudů jsou transformátory, usměrňovače, měniče a obloukové pece. U transformátorů ovlivňuje deformaci nelinearita magnetizační charakteristiky a chod naprázdno, kdy je magnetický tok v jádře největší. Nejvíce ovlivňují sinusový průběh deformací obloukové pece, které produkují liché i sudé vyšší harmonické, subharmonické a nesymetrii.

Šíření vyšších harmonických v elektrické síti porovnáváme s normou [21], která obsahuje procentní limity jejich výskytu v distribuční síti. Tyto limity nesmí být překročeny. Emise vyšších harmonických se snižují pomocí aktivních nebo pasivních filtrů.

Činný výkon

Činný výkon je část elektrické energie dodané zdrojem, kterou obvod nebo spotřebič nevratně přemění za jednotku času na jinou formu užitečné práce. Je definován vztahem:

$$P = U \cdot I \cdot \cos\varphi_{ekv} \quad (W) \quad (2.17)$$

Jalový výkon

Jalový výkon nekoná žádnou užitečnou práci (nevzniká teplo). Zařízení, která potřebují pro svůj chod vytvořit magnetické pole, by však bez něj nemohla být provozována, protože slouží k vytváření elektromagnetických polí.

U jalového výkonu je proud fázově posunutý oproti napětí. Vzniká vždy, když je mezi fázorem proudu a fázorem napětí úhel jiný než 0° nebo 180° . Kromě jeho směru rozeznáváme u jalového výkonu také jeho charakter. Při připojení zátěže induktivního charakteru je proud opožděn za napětím o 90° . Pokud připojíme ke zdroji zátěž kapacitního charakteru, platí totéž, jen s opačným znaménkem se napětí zpožďuje za proudem o 90° . Jalový výkon kmitá kolem své střední hodnoty, která je rovna nule. Může tedy nabývat hodnot kladných i záporných podle charakteru zátěže. Hodnoty jalového výkonu vždy odpovídají energii dodané do zátěže a vrácené zpět do zdroje

během jedné půlperiody. Je definován vztahem:

$$Q = U \cdot I \cdot \sin\varphi \quad (\text{VAr}) \quad (2.18)$$

Jalový výkon je dodáván zdrojem, stejně jako činný výkon. Spotřebič ale spotřebovává pouze činný výkon a jalový výkon se přelévá mezi zdrojem a spotřebičem, čímž zatěžuje vedení. Elektrická energie se v jedné části periody stává buď energií elektrostatickou (v kondenzátoru) nebo energií magnetickou (v cívce). Následně se v další části periody mění na energii proudu, která směřuje z obvodu zpět do zdroje.

Účinit

Účinit vyjadřuje poměr mezi činným a zdánlivým výkonem, tedy jak velkou část zdánlivého výkonu přemění obvod na činný výkon. Je označován $\cos\varphi$.

Pokud bychom měli ideální induktivní nebo kapacitní zátěž bez činného odporu, fázový posun mezi napětím a proudem $\varphi = +90^\circ$ induktivní ($\varphi = -90^\circ$ kapacitní), a tedy účinit $\cos\varphi = 0$, pak by stroj odebíral ze zdroje pouze jalový výkon a neodváděl by žádnou užitečnou práci, $Q = S$. Je-li u ideální odporové zátěže, tedy napětí a proud jsou ve fázi, úhel $\varphi = 0^\circ$ (účinit $\cos\varphi = 1$), pak takovýto spotřebič veškerou spotřebovanou energii přeměňuje na činný výkon, $P = S$. Hodnota účinitu se pohybuje v intervalu od 0 do 1. Čím nižší účinit, tím vyšší je podíl jalového výkonu, síť je více zatěžovaná a tím vyšší jsou ztráty energie.

Jalová složka výkonu se v rozvodné síti minimalizuje kompenzací, čímž se snižuje odběr induktivního jalového výkonu na předepsanou hodnotu. Činíme taková opatření, abychom požadovaný účinit drželi v rozmezí $\cos\varphi = 0,95 - 1$. Například správným návrhem přenosové soustavy jako je dimenzování transformátorů, využití synchronních generátorů, správná kompenzace nebo volba jmenovitých napětí.

3. ZDROJE A SPOTŘEBIČE JALOVÉHO VÝKONU

V této kapitole jsou zmíněny základní prvky sítě, které mají vliv na bilanci jalového výkonu. Některé prvky sítě jako třeba transformátory nebo venkovní a kabelová vedení jsou nezanedbatelnými zdroji jalového výkonu. Ve většině případů se jedná o jalový výkon induktivního charakteru. Jak je uvedeno v [20] u příčných prvků sítě závisí velikost generovaného jalového výkonu na napětí, tudíž je téměř konstantní. Naopak u podélných prvků sítě závisí velikost generovaného jalového výkonu na zatížení, které z velké většiny konstantní není.

Asynchronní motory

Asynchronní motory jsou spotřebiči jalového induktivního výkonu. Využívají jej nejen k vytvoření točivého magnetického pole statoru, ale také k pokrytí rozptylového magnetického toku. Odebíraný jalový výkon je závislý na zatížení motoru. Účinník uvedený na štítku motoru je dle [7] vztažen ke jmenovitému zatížení. Čím méně bude motor zatížen, tím vyšší bude odebírat jalový výkon a tím horší bude hodnota účinníku.

Transformátory

U transformátorů je příčná i podélná složka induktivního charakteru, tudíž spotřebovávají induktivní jalový výkon, který odpovídá přibližně dle [7] 1-3,5 % (pouze chod naprázdno) jmenovitého zdánlivého výkonu transformátoru. Celkový odebíraný jalový výkon je tvořen jalovým výkonem při chodu naprázdno a proměnným jalovým výkonem pro pokrytí rozptylového magnetického toku podle zatížení transformátoru (se zvyšujícím se zatížením transformátoru se zvyšuje s druhou mocninou). Průměrně jsou transformátory zatěžovány na 70 %, což odpovídá celkovému jalovému výkonu dle [7] 4-6 % z jmenovitého výkonu transformátoru.

Venkovní vedení

U venkovního vedení převládá podélná indukčnost nad příčnou kapacitou. Jak je uvedeno v [8], pokud je vedení plně zatíženo, tak spotřebovává poměrně malé množství induktivního jalového výkonu, tedy generuje kapacitní jalový výkon. Naopak pokud je velmi málo zatíženo, tak u něj převládá kapacitní složka a generuje induktivní jalový výkon dle. U vedení do 200 km je dle [7] kapacitní složka zanedbatelná, protože převládá složka induktivní. U venkovního i kabelového vedení jsou rozdílné charaktery příčných a podélných prvků a může tak vzniknout stav, kdy se jalový výkon generovaný příčným prvkem spotřebovává jeho podélným prvkem. Takový stav zatížení je nazýván přirozeným výkonem.

Kabelové vedení

U kabelového vedení je větší problém s odvodem tepla než u venkovního vedení,

tudíž je nutné kabelové vedení stejného průřezu jako venkovního vedení méně zatěžovat. Kabely jsou dle [20] zdroji kladného induktivního jalového výkonu, protože u nich naopak od venkovního vedení převládá vliv příčné kapacity nad podélnou indukčností, která má charakter induktivní. Podélná indukčnost kabelu částečně spotřebovává generovaný jalový výkon příčnou kapacitou, a to dle [8] především při větším zatížení kabelu. Čím větší je průřez kabelu, tím větší je kapacita. Kabelová vedení se provozují jako neúčinně uzemněná nebo přes uzlový odporník právě proto, že mají velkou kapacitu vůči zemi, a nemohou tak být provozována jako izolovaná soustava.

Obloukové pece, indukční pece

Tato zařízení odebírají výkony s nižším účínkem podle [7] ($\cos\varphi = 0,7-0,86$) a způsobují kolísání napětí v síti tím, že neodebírají konstantní výkon, ale naopak velmi proměnlivý jednofázový. Pro stabilní hoření oblouku je však tento jev nezbytný. Na svorky peci je připojena vhodná tlumivka a kondenzátor, aby společně tvořily třífázový spotřebič zapojený do trojúhelníku. Jedna taková indukční pec se nachází v areálu VUT na fakultě strojního inženýrství.

Ostatní prvky

Dalšími spotřebiči jalového výkonu jsou například řízené polovodičové usměrňovače, měniče frekvence, fázově řízené střídavé spínače, výbojky, zářivky, svařovací transformátory a lisy nebo reaktory omezující zkratové proudy.

Největší zastoupení mezi elektrickými spotřebiči mají elektrotepelná a světelná zařízení. V kancelářských budovách se jedná především o vytápění, ohřev vody a žárovková, zářivková, diodová a výbojková svítidla. V těchto budovách je při návrhu osvětlení pro projektanta důležitým vstupním údajem zdánlivý příkon světelných zdrojů, protože využívání LED svítidel a úsporných výbojek přináší problémy. Připojení většího množství úsporných svítidel do elektrické sítě může způsobit rušení u ostatních spotřebičů a v celé síti.

Žárovka má činný charakter odběru. Je pouze odporovým spotřebičem, a proto není zdrojem lichých harmonických proudů. Na štítku úsporných svítidel je také uveden pouze činný odběr, což ale odpovídá jen úsporným halogenovým žárovkám, protože ostatní moderní světelné zdroje odebírají kromě činného výkonu také jalový výkon kapacitního charakteru. U některých z nich odběr jalového výkonu dokonce převyšuje odběr činného. Jelikož výrobci na štítku svítidel hodnotu jalového příkonu neuvádí, není zcela možné určovat odebíraný efektivní proud a nutnou kompenzaci nebo dekompenzaci jalového výkonu. Pro dekompenzaci jalového výkonu kapacitního charakteru se využívají tlumivky, které mají vyšší činné ztráty než kondenzátory používané pro kompenzaci. Tlumivka je nelineárním prvkem, tudíž je zdrojem harmonických proudů, a to zejména 3., 5., a 7. harmonické. Harmonické zkreslení

ovlivňuje především již zmíněný odběr jalového výkonu. Čím vyšší je harmonické zkreslení, tím větší je rozdíl mezi odběrem jalového výkonu 1. harmonické a celkovým odběrem jalového výkonu všech harmonických v proudu. Pro optimální způsob eliminace zpětných vlivů vyšších harmonických proudu se provádí alespoň částečná analýza odebíraného proudu. Uvedený odstavec byl zpracován dle zdroje [5].

V Tab. 3.1 jsou uvedeny účinnosti některých nejčastějších elektronických zařízení vyskytujících se v administrativních budovách. Celkově je průměrný účinník kancelářských budov 0,8 – 0,9.

Tabulka 3.1 Účinník elektrických spotřebičů [19]

<i>Elektrické zařízení</i>	<i>Účinník $\cos\varphi$</i>
<i>Monitor</i>	<i>0,55</i>
<i>Starší monitor</i>	<i>0,64</i>
<i>Počítač bez korekce účinníku</i>	<i>0,7 - 0,75</i>
<i>Počítač s korekcí účinníku</i>	<i>0,95 - 0,99</i>
<i>Projektor</i>	<i>0,58 - 0,65</i>
<i>Mikrovlnná trouba</i>	<i>0,9</i>
<i>Klimatizace</i>	<i>0,9</i>
<i>Bílé LED svítidlo</i>	<i>0,7 - 0,9</i>
<i>Laserová tiskárna</i>	<i>0,5</i>
<i>Žárovka</i>	<i>1</i>
<i>Zářivka (nekompenzovaná)</i>	<i>0,5</i>
<i>Zářivka (kompenzovaná)</i>	<i>0,93</i>
<i>Výbojka</i>	<i>0,4 - 0,6</i>
<i>Kancelářské budovy</i>	<i>0,8-0,9</i>
<i>Strojírenská výroba</i>	<i>0,6 - 0,65</i>

4. LOKÁLNÍ DISTRIBUČNÍ SOUSTAVA (LDS)

V následující kapitole je obecný popis lokální distribuční soustavy a podrobný popis lokální distribuční soustavy Pod Palackého vrchem nacházející se v Brně v areálu VUT.

4.1 Obecný popis

LDS je soustava napojená na některou z hlavních distribučních soustav (ČEZ Distribuce, EG.D, PREdistribuce), která slouží pro připojení koncových odběratelů k elektrické síti a zajištění dodávky elektřiny pro jeho odběrné místo (objekt). LDS může vzniknout tam, kde je více odběratelů elektřiny připojeno na distribuční síť prostřednictvím jednoho připojovacího bodu. Takovými místy mohou být například bytové komplexy, obchodní centra nebo průmyslové zóny.

Přes transformační stanici je soustava připojena na rozvod nadřazené distribuční společnosti. Není přímo připojena k přenosové soustavě. Jak je uvedeno v [1], sám distributor investuje do výstavby LDS, nebo pronajme od stávajícího vlastníka současně vedenou síť. LDS mohou být provozovány pouze licencovanou distribuční společností, a ta zodpovídá v daném území za distribuci elektřiny a připojení nových zákazníků. Při dodržení všech pravidel volného trhu může do soustavy dodávat i vlastní elektřinu.

Energetický regulační úřad uděluje licence distribučním společnostem a vydává cenové rozhodnutí poplatků služby pro jednotlivá distribuční území České republiky podle velikosti rezervované hodnoty hlavního jističe. Koncový odběratel elektřiny platí dle [1] službu stejným způsobem jako ostatní odběratelé v regionální distribuční soustavě.

Pravidla stanovená energetickým zákonem o provozování přenosové soustavy jsou ve vyhlášce č. 401/2010 Sb., což je vyhláška obsahující mimo jiné pravidla provozování přenosové a distribuční soustavy.

4.2 LDS Pod Palackého vrchem

Rozvodná soustava VN je provozována jako třífázová AC, 50 Hz, 22kV, IT – uzel transformátoru v síti je spojen se zemí přes uzlový odporník, neživé části jsou připojeny k zemniči, ochrana před přímým dotykem je zajištěna izolací, kryty, přepážkami, polohou a zábranami. Zvýšená ochrana je zajištěna pospojováním na stejný potenciál. Rozvodná soustava NN je provozována jako 3PEN AC, 50 Hz, 400/230 V, TN-C – síť v jednom bodě uzemněna, neživé části spojeny přímo s uzemněným bodem sítě, sloučena funkce ochranného a nulového vodiče, ochrana před dotykem živých částí je zajištěna izolací, kryty, přepážkami, polohou a zábranou, ochrana před dotykem neživých částí je zajištěna ochranným uzemněním, ochranným pospojováním a automatickým odpojením od zdroje. Doplnkovou ochranu zajišťují proudové chrániče a pospojování na stejný potenciál. Transformátory v LDS jsou v zapojení Dyn1.

Napájení objektů areálu LDS Pod Palackého vrchem VUT v Brně – č. sítě 1044 je provedeno kabelovým vedením VN1280 od rozvodny hlavní DS EG.D, a. s. 110/22 kV Medlanky přes vývodové pole kobky 22 kV číslo 15. Odsud je napříč areálem VUT vedeno kabelové vedení 3x 22-AXEKVCEY 240 mm² částečně souběžně se sítěmi společnosti EG.D, a. s. až po DTS Purkyňovy koleje s číslem 647, kde je vedení VN1280 ukončeno. Kabelová trasa vedoucí areálem VUT je dlouhá necelých 5 km. Informace o síti PPV jsou čerpány z technických dokumentací a revizních zpráv majetku VUT.

4.3 Trafostanice v LDS

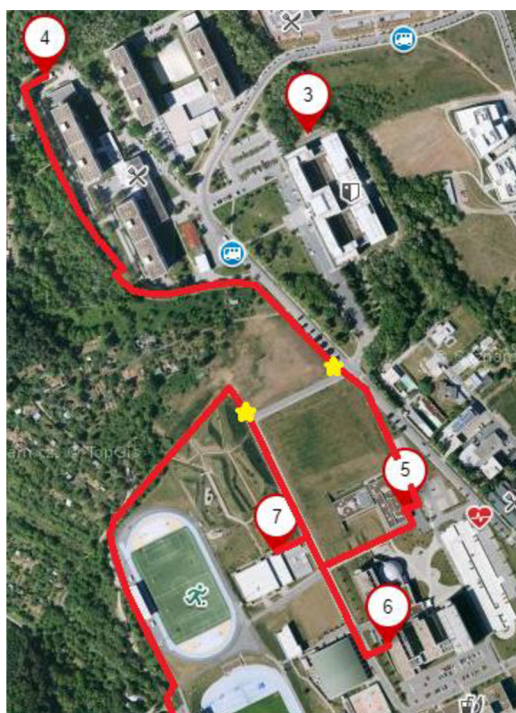
Na Obr. 4.1 je mapa areálu VUT Pod Palackého vrchem, v níž je znázorněno rozmístění trafostanic včetně rozvodny Medlanky (0). Některé informace o trafostanicích jsou čerpány z [9]. Seznam trafostanic a veškeré informace o transformátorech v nich umístěných jsou shrnuty v Tab. 4.2. Kabelové vzdálenosti mezi jednotlivými trafostanicemi byly naměřeny z technických dokumentací sítě a částečně z geoportálu provozovatele distribuční soustavy EG.D, a. s., když bylo v popisu řečeno, že vedou souběžně. V žádné dokumentaci není zakreslena část kabelové trasy mezi objekty 5, 6 a 7. Bylo tedy odhadnuto, kudy s co největší pravděpodobností kabely vedou. Tato odhadovaná část je vykreslena v detailu mapy na Obr. 4.2. Žluté body vyznačují hranici odhadovaného prostoru. Od žlutého značení je trasa zase souběžná s vedením provozovatele DS EG.D, a. s. Veškeré informace o kabelových trasách jsou uvedeny v souhrnné Tab. 4.1. Pro bližší představu je propojení mezi trafostanicemi znázorněno na Obr. 4.3, kde je také vyznačeno, v jakých objektech se nachází trvalé měření proudovými a napěťovými senzory. Dlouhodobé měření v LDS PPV je lépe popsáno v následujících kapitolách.



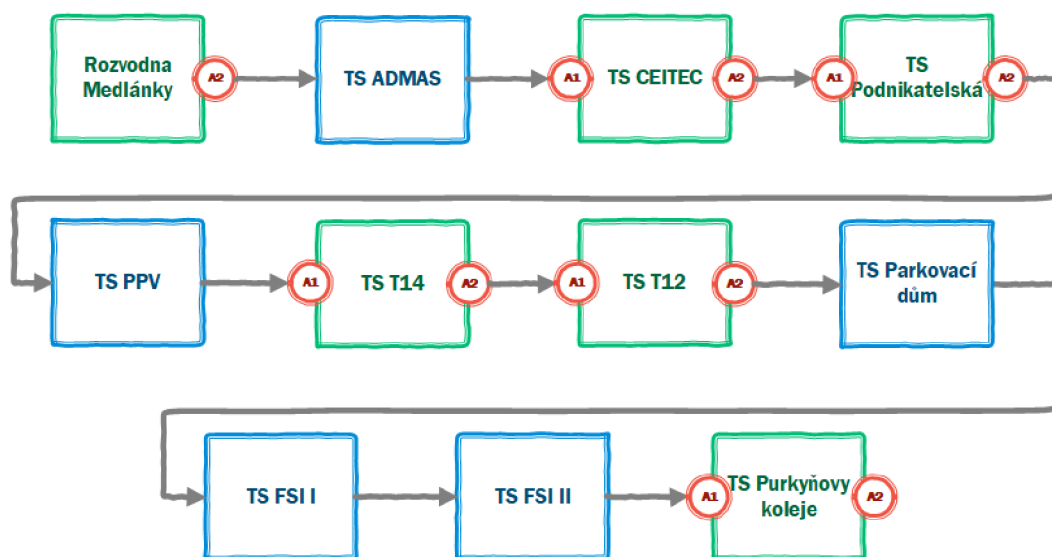
Obrázek 4.1 Rozmístění trafostanic v LDS Pod Palackého vrchem

Seznam DTS v LDS PPV podle umístění na mapě (Obr. 4.1)

- (0) Rozvodna Medlánky – 110/22 kV
- (1) TS ADMAS – 22/0,4 kV
- (2) TS CEITEC – 22/0,4 kV
- (3) TS Podnikatelská – 22/0,4 kV
- (4) TS PPV – 22/0,4 kV
- (5) TS Technická 14 – 22/0,4 kV
- (6) TS Technická 12 – 22/0,4 kV
- (7) TS Parkovací dům – 22/0,4 kV
- (8) TS FSI I – 22/0,4 kV
- (9) TS FSI II – 22/0,4 kV
- (10) Purkyňovy koleje – 22/0,4 kV



Obrázek 4.2 Detail odhadované části kabelové trasy mezi 5, 6 a 7



Obrázek 4.3 Rozmístění trvalého měření v LDS PPV

4.4 Výkonové ztráty prvků v LDS

V této kapitole budou rozebrány a vypočítány výkonové ztráty v kabelovém vedení a v transformátorech, které se nacházejí v LDS PPV.

4.4.1 Ztráty v kabelovém vedení

Obecný rozbor výkonových ztrát ve vodiči

Ohřev vodičů je nežádoucím jevem. Část přenášené energie je přeměněna na teplo, které ohřívá vodič a je částečně odváděno do okolí. Tato energie je v podstatě ztracena a odtud tedy vychází termín tepelné výkonové ztráty. Vztah pro výpočet energie přeměněné na teplo odváděné do okolí v jednotkách výkonu, který odpovídá energii za čas:

$$P = U \cdot I \quad (4.1)$$

P jsou výkonové ztráty, I je proud procházející vodičem a U je úbytek napětí na vedení. Odporový ohřev můžeme také (použitím Ohmova zákona) zapsat jako:

$$P = I^2 \cdot R \quad (4.2)$$

Ve většině případů se předpokládá napětí konstantní. Ohřev závisí na druhé mocnině proudu a je tedy mnohem citlivější na změny procházejícího proudu než na změny odporu. U vedení však na rozdíl od spotřebičů není procházející proud ovlivněn odporem vodiče (odpor vodiče je velmi malý), ale je dán zatížením vedení nebo spotřebou na konci vedení.

Ohmův zákon se vztahuje na úbytek napětí neboli napětí mezi dvěma konci. Úbytek na vedení se liší od napětí fáze proti zemi a napětí mezi fázemi. Obvykle je úbytek na vedení několik procent ze síťového napětí a není běžně znám. Tudíž se ztráty lépe počítají pomocí vztahu (4.2). Odpor vodiče je dán:

$$R = \rho \cdot \frac{l}{S} \quad (4.3)$$

Kde S je průřez vodiče, l je délka vodiče a ρ je rezistivita (převrácená hodnota vodivosti). Obecně se u vodičů indukčnost L považuje za podélný parametr (sériový) a kapacita za příčný parametr (paralelní). Vztah pro výpočet impedance vodiče:

$$Z = R + jX = R + j2\pi fL \quad (4.4)$$

$$Z = (R_k + jX_k) \cdot l \quad (4.5)$$

Kde f je frekvence, R_k je rezistence vedení na kilometr délky, X_k je reaktance vedení na kilometr délky a l je délka vodiče.

Určení impedance a admitance kabelového vedení v LDS Pod Palackého vrchem

Jednotlivé trafostanice v areálu Pod Palackého vrchem jsou propojené kabelovým vedením 3x 22-AXEKVCEY o průřezu 1x240 mm². Jádru vodiče je hliníkové. Rezistivita hliníku při teplotě 20°C je $\rho = 29,41 \Omega \cdot \text{mm}^2 \cdot \text{km}^{-1}$. Indukční reaktance vodiče $X_k = 0,113 \Omega \cdot \text{km}^{-1}$. Odpor vodiče na jeden kilometr délky je $R_k = 0,125 \Omega \cdot \text{km}^{-1}$, indukčnost vodiče je $L_k = 0,36 \text{ mH} \cdot \text{km}^{-1}$ a kapacitní susceptance vedení $B_k = 94,2 \mu\text{S} \cdot \text{km}^{-1}$. Hodnota svodu je u kabelových vedení velmi malá, lze ji považovat za prakticky nulovou, a proto svod neuvažujeme. Podélná impedance vedení na jeden kilometr délky bude:

$$\mathbf{Z}_k = R_k + jX_k = (0,125 + j0,113) \Omega/\text{km} \quad (4.6)$$

Příklad výpočtu podélné impedance pro první úsek kabelového vedení R Medlánky – TS ADMAS:

$$\mathbf{Z} = \mathbf{Z}_k \cdot l = (0,125 + j0,113) \cdot 0,507 = (63,38 + j57,29) \text{ m}\Omega \quad (4.7)$$

Impedance jednotlivých úseků kabelových tras je shrnuta v přehledové Tab. 4.1. Kapacitu vedení C_k určíme ze známé kapacitní susceptance vedení. Kapacitu vedení tvoří kapacita mezi jednotlivými fázovými vodiči a kapacita fázových vodičů vůči zemi a je přibližně 30x větší než kapacita venkovního vedení:

$$B_k = \omega \cdot C_k \quad (4.8)$$

$$C_k = \frac{B_k}{\omega} = \frac{94,2 \cdot 10^{-6}}{2 \cdot \pi \cdot f} = \frac{94,2 \cdot 10^{-6}}{2 \cdot \pi \cdot 50} = 299,8 \mu\text{F}/\text{km} \quad (4.9)$$

Kde ω je úhlová frekvence. Příklad výpočtu kapacity vedení pro první úsek kabelového vedení R Medlánky – TS ADMAS:

$$C = C_k \cdot l = 299,8 \cdot 10^{-6} \cdot 0,507 = 152 \mu\text{F} \quad (4.10)$$

Kapacita jednotlivých úseků kabelového vedení mezi DTS je taktéž uvedena v přehledové Tab. 4.1. Příčná admitance vedení na jeden kilometr délky bude:

$$\mathbf{Y}_k = G_k + jB_k = (0 + j94,2) \mu\text{S}/\text{km} \quad (4.11)$$

Příklad výpočtu příčné admitance pro první úsek kabelového vedení R Medlánky – TS ADMAS:

$$\mathbf{Y} = \mathbf{Y}_k \cdot l = (0 + j94,2 \cdot 10^{-6}) \cdot 0,507 = j47,76 \mu\text{S} \quad (4.12)$$

Výpočet výkonových ztrát v kabelovém vedení

Z dlouhodobého měření proudových toků v LDS PPV byly určeny průměrné hodnoty proudů tekoucích jednotlivými úseky kabelového vedení za jeden rok provozu. Tyto hodnoty jsou uvedeny v přehledové Tab. 4.1 pod sloupcem „I (A)“. Ve stejné tabulce

jsou také kabelové vzdálenosti mezi DTS pod sloupcem „Úsek (m)“. Výpočet Jouleových ztrát v kabelovém vedení ve třech fázích pro první úsek kabelového vedení R Medláanky – TS ADMAS:

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot R = 3 \cdot 50^2 \cdot 0,063 = 475,31 \text{ W} \quad (4.13)$$

Výkonové ztráty všech kabelových úseků jsou uvedeny v souhrnné Tab. 4.1. pod sloupcem „ ΔP (W)“. Protože kabelová vedení jsou významnými zdroji jalového výkonu, jsou v tabulce uvedeny také dva sloupce s vypočítaným generovaným jalovým výkonem. I když se teoreticky dopouštíme větší chyby, uvažujeme dle [20] zvlášť příčnou susceptanci a podélnou reaktanci kabelu, protože u příčných prvků je generovaný jalový výkon závislý na napětí a u podélných prvků na zatížení. Příčná složka je kapacitní povahy a generuje tedy kladný induktivní jalový výkon. Podélná složka je induktivní povahy a spotřebovává tedy induktivní jalový výkon (především ten, který generuje příčná složka). Příklad výpočtu jalového výkonu generovaného příčnou složkou kabelového vedení pro první úsek vedení R Medláanky – TS ADMAS:

$$\Delta Q_{př} = 3 \cdot U_f^2 \cdot B = 3 \cdot (13 \cdot 10^3)^2 \cdot 47,76 \cdot 10^{-6} = 24,21 \text{ kVAr} \quad (4.14)$$

Kde U_f je fázové napětí. Příklad výpočtu jalového výkonu generovaného podélnou složkou vedení pro stejný úsek vedení:

$$\Delta Q_{po} = 3 \cdot I^2 \cdot X = 3 \cdot 50^2 \cdot 57,29 \cdot 10^{-3} = 429,68 \text{ VAr} \quad (4.15)$$

Kde I je proudové zatížení vodiče. Výsledná bilance jalového výkonu generovaného a spotřebovaného na tomto úseku vedení:

$$\Delta Q = \Delta Q_{př} - \Delta Q_{po} = 24,21 \cdot 10^3 - 429,68 = 23,78 \text{ kVAr} \quad (4.16)$$

Výsledkem tedy je, že tento kabelový úsek generuje nadbytečný jalový výkon induktivního charakteru o velikosti 23,78 kVAr, protože je provozován pod přirozeným výkonem.

4.4.2 Ztráty v transformátorech

Veškeré parametry transformátorů a vypočítané ztráty jsou uvedené v přehledové Tab. 4.2. Proudová zatížení transformátorů jsou odečtena z dlouhodobého měření a jsou v tabulce pod sloupcem „ I (A)“. V šesti trafostanicích je umístěno trvalé měření pomocí senzorů proudu a napětí a u ostatních objektů je proudové zatížení dopočítáno z měření v okolních objektech. Nutno dodat, že ztráty v transformátorech jsou, řekněme, spíše odhadované, v práci jsou vypočítány pro orientační představu. Převážně jsou štítkové parametry transformátorů přímo z místních strojů, ale některé parametry jsou doplněny ze zdroje [6], protože jejich štítky nemá VUT k dispozici a za provozu transformátorů se nedají číst. Ztráty jsou v tabulce uvedeny vždy pro jeden transformátor.

Činné ztráty

Výpočet ztrát činného výkonu v transformátoru 22/0,4 kV nacházejícího se v TS ADMAS při určitém zatížení:

$$\Delta P = \Delta P_0 + \beta^2 \cdot \Delta P_k = 1750 + 0,081^2 \cdot 16000 = 1,86 \text{ kW} \quad (4.17)$$

Kde ΔP_0 jsou ztráty činného výkonu naprázdno, ΔP_k jsou ztráty činného výkonu

$$\beta = \frac{I_z}{I_n} = \frac{4,63}{56,82} = 0,081 \quad (4.18)$$

nakrátko a β je zatěžovatel.

Zde I_z je proudové zatížení transformátoru a I_n je jmenovitý proud transformátoru. Na první pohled je patrné, že ztráty v tomto transformátoru jsou tvořeny převážně ztrátami naprázdno, protože je transformátor velmi málo zatížen.

Jalové ztráty

Výpočet ztrát jalového výkonu v transformátoru 22/0,4 kV nacházejícího se v TS ADMAS při určitém zatížení:

$$\Delta Q = \Delta Q_0 + \beta^2 \cdot \Delta Q_k = 3,75 \cdot 10^3 + 0,081^2 \cdot 75 \cdot 10^3 = 4,248 \text{ kVAr} \quad (4.19)$$

Kde ΔQ_0 jsou ztráty jalového výkonu naprázdno a ΔQ_k jsou ztráty jalového výkonu

$$\Delta Q_0 = \frac{i_0}{100} \cdot S_n = \frac{0,3}{100} \cdot 1250 \cdot 10^3 = 3,75 \text{ kVAr} \quad (4.20)$$

$$\Delta Q_k = \frac{u_k}{100} \cdot S_n = \frac{6}{100} \cdot 1250 \cdot 10^3 = 75 \text{ kVAr} \quad (4.21)$$

nakrátko.

Zde u_k je procentní napětí nakrátko, i_0 je procentní proud naprázdno a S_n je jmenovitý výkon transformátoru.

Tabulka 4.1 Souhrn prvků v LDS PPV – kabelová vedení

Úsek	Úsek (m)	R (mΩ)	X (mΩ)	Z (mΩ)	B (μS)	C (μF)	Y (μS)	I (A)	ΔQ_{pf} (kVAR)	ΔQ_{po} (VAr)	ΔQ (kVAR)	ΔP (W)
0_1	507	63,38	57,29	63,38+j57,29	47,76	152,00	j47,76	50	24,21	429,68	23,78	475,313
1_2	568	71,00	64,18	71,00+j64,18	53,51	170,29	j53,51	45	27,13	389,92	26,74	431,325
2_3	338	42,25	38,19	42,25+j38,19	31,84	101,33	j31,84	32	16,14	117,33	16,03	129,792
3_4	410	51,25	46,33	51,25+j46,33	38,62	122,92	j38,62	27	19,58	101,32	19,48	112,084
4_5	738	92,25	83,39	92,25+j83,39	69,52	221,25	j69,52	23	35,25	132,35	35,11	146,401
5_6	236	29,50	26,67	29,50+j26,67	22,23	70,75	j22,23	23	11,27	42,32	11,23	46,817
6_7	197	24,63	22,26	24,63+j22,26	18,56	59,06	j18,56	18	9,41	21,64	9,39	23,936
7_8	1043	130,38	117,86	130,38+j117,86	98,25	312,69	j98,25	13	49,81	59,75	49,75	66,100
8_9	244	30,50	27,57	30,50+j27,57	22,98	73,15	j22,98	8	11,65	5,29	11,65	5,856
9_10	640	80,00	72,32	80,00+j72,32	60,29	191,87	j60,29	3	30,57	1,95	30,56	2,160
Celkem	4921	615,13	556,07	615,13+j556,07	463,56	1475,32	j463,56		235,02			

Tabulka 4.2 Souhrn prvků v LDS PPV – transformační stanice

Číslo	Název	Trvalé měření	Číslo TS	S_n (kVA)	ks traf v TS	Rok výroby	P_0 (kW)	P_k (kW)	u_k (%)	i_0 (%)	I_z (A)	In trafa (A)	ΔP (kW)	ΔQ (kVar)	poznámka
0	R Medláňky	Ano	702	40 000	1 (VUT)	2020	18	113,8	11,5	0,1	50,00	363,64	20,15	126,97	110/22, YNyn0+d
1	TS ADMAS	Ne	725	1250	1	2011	1,75	16	6	0,3	4,63	56,82	1,86	4,25	Obchod. měř. pro areál VUT, cen. deko. - 275 kVA (2017)
2	TS CEITEC	Ano		2500	2	2015	3,7	14,5	6	0,22	13,37	113,64	3,90	7,58	
3	TS Podnikatelská	Ano	691	630	2	2007, 2003	0,54	4,6	4	0,3	3,90	28,64	0,63	2,36	
4	TS PPV	Ne	649	630	2	2009, 2010	0,54	4,6	4	0,3	4,67	28,64	0,66	2,56	Kogenerační jednotka
5	TS T14	Ano		250	1	2012	0,27	2,35	4	0,3	0,03	11,36	0,27	0,75	
6	TS T12	Ano		1600	2	2012	1,08	12	6	0,28	5,00	72,73	1,14	4,93	
7	TS Parkovací dům	Ne		400	1	2012	0,387	3,25	4	0,3	5,03	18,18	0,64	2,42	
8	TS FSI I	Ne	650	1000	7	1973	0,693	7,6	6	0,3	5,03	45,45	0,79	3,73	
9	TS FSI II	Ne	651	1000	1		0,693	7,6	6	0,3	5,03	45,45	0,79	3,73	
10	TS Purkyňovy koleje	Ano	647	630	2	1986	0,54	4,6	4	0,3	2,20	28,64	0,57	2,04	Kogenerační jednotka

5. NEJISTOTY MĚŘENÍ

Kapitola je věnována způsobu zjišťování a vyjadřování nejistot měření a jeho uplatnění v praxi. Celá část kapitoly o obecném popisu nejistot měření je čerpána ze zdrojů [2], [3] a [4]. U technických měření se v současné době přechází k novým metodám vyjadřování odchylek. *Chyby měření* jsou v souladu s předpisy nahrazovány *nejistotami měření*. V roce 1990 byl vydán dokument Západoevropského kalibračního sdružení WECC č. 19, na jehož základě byly postupně přijímány další národní předpisy s cílem zajistit jednotné vyjadřování nejistot měření. V roce 1993 byla vydána mezinárodními metrologickými orgány Směrnice pod názvem GUM (*Guide to Expression of the Uncertainty of Measurement*), která je považována za vrcholový dokument o problematice vyjadřování nejistot.

5.1 Vyjadřování nejistot

Nejistota výsledku měření je kvantitativním ukazatelem jeho kvality. Posouzením složek nejistoty lze určit, kterým aspektům měření je třeba věnovat pozornost a které stávající postupy je třeba zlepšit.

V praxi není žádné měření absolutně přesné. V reálném měřicím procesu se vyskytují nejrůznější negativní vlivy projevující se odchylkou mezi naměřenou a skutečnou hodnotou. Nejistota měření vymezuje interval, v němž lze s určitou pravděpodobností předpokládat výskyt skutečné hodnoty měřené veličiny.

Dlouhá léta se pracovalo při vyhodnocování měření s chybami. Tuto koncepci nahradila nová koncepce nejistot. Nyní si tyto koncepce porovnáme.

5.1.1 Chyba měření

Chyby měření jsou způsobené chybami přístrojů (již při výrobě přístroje, montáži, opotřebením, stárnutím), chybou metody, chybami pozorování, chybami vyhodnocení (aplikace přibližných vztahů, zaokrouhlování, linearizace, interpolace).

Vyjadřují se v absolutních nebo relativních hodnotách a podle působení jsou rozdělovány na chyby systematické, náhodné a hrubé. Dále lze chyby rozdělit podle zdroje na chyby přístroje, metody, pozorování a vyhodnocení.

Vyjádření absolutní chyby Δx je rozdílem naměřené hodnoty a hodnoty skutečné. Pokud se absolutní chyba podělí skutečnou hodnotou, získáme chybu relativní δ_x . Platí tedy:

$$\Delta_x = x_m - x_s \quad (5.1)$$

$$\delta_x = \frac{\Delta_x}{x_s} = \frac{x_m - x_s}{x_s} \quad (5.2)$$

Systematické chyby jsou stálé při stálých podmínkách. Z velké části je lze určit a jejich vliv zmenšit pomocí korekce nebo kompenzace.

Náhodné chyby jsou těžko předvídatelné a nelze je nijak vyloučit. Při opakování měření se mění a jejich velikost se určuje pravděpodobnostním modelem nejčastěji normálním rozdělením (Gaussovo). Výsledek je pak aritmetickým průměrem \bar{x} ze získaných hodnot opakovaného měření. Nejčastěji náhodnou chybu zastupuje směrodatná odchylka s , kterou získáme ze vztahu:

$$s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \Delta_{xi}^2}{n-1}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n-1}} \quad (5.3)$$

Pokud se v měření objeví hrubá chyba, je celý experiment znehodnocen, protože se jedná o hodnoty tzv. vybočující z řady. Měření s hrubou chybou je vyřazeno před dalším zpracováním hodnot. Výskyt hrubých chyb lze omezit pouze dodržováním příslušných měřicích postupů, podmínek měření a pozorností obsluhy. Výsledná chyba měření je součtem systematické a náhodné chyby:

$$\Delta_x = e - \varepsilon \quad (5.4)$$

Maximální hodnota chyby měření lze odhadnout jako:

$$\Delta_{x,max} = (\bar{x} - x_s) + 2s \quad (5.5)$$

Kde systematická složka $e = \bar{x} - x_s$ a náhodná složka $\varepsilon = 2s$, kvůli pokrytí intervalu rozdělení, kdy 2 u Gaussova rozdělení přísluší 95% pravděpodobnosti.

5.1.2 Nejistoty měření

Nejistoty jsou veškeré jevy, které ovlivňují neurčitost jednoznačného stanovení výsledku měření tak, že naměřenou hodnotu vzdalují od skutečné hodnoty. Vliv na nejistoty má měřicí metoda (přímá, nepřímá) ale také typ měřicích přístrojů (analogový, číslicový) a všechny prostředky umístěné na trase přenosu měřicího signálu (filtry, vzorkovače atd.). Tudíž zdrojem nejistot jsou např.: nevhodný výběr měřicího přístroje, zjednodušování, zaokrouhlování, nevhodný postup měření, linearizace, aproximace nebo interpolace při vyhodnocení, nedodržení shodných podmínek při opakovaných měřeních, neznámé vlivy prostředí nebo nepřesnost etalonů.

Nejistota měření se skládá z několika dílčích složek. Ke stanovení jejich velikosti používáme dvě metody:

- Statistické zpracování naměřených údajů – metoda typu A
- Jiné než statistické zpracování naměřených údajů – metoda typu B

Součtem čtverců těchto základních typů nejistot (nejistota typu A a nejistota typu B) je určena výsledná kombinovaná nejistota.

Máme jednoduchou výstupní funkci několika vstupních parametrů

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_i, \dots, x_m) \quad (5.6)$$

Kde y je odhad výstupní veličiny, x_i zastupuje odhady veličin vstupních a f je známý funkční vztah. Pro nejistotu u_y odhadu y lze nejobecněji napsat vztah:

$$u_y = \sqrt{\sum_{i=1}^m A_i^2 \cdot u_{x_i}^2} \quad (5.7)$$

Kde u_{x_i} jsou jednotlivé složky nejistot, A_i je známý koeficient převodu (citlivosti) příslušného zdroje nejistoty. V případě, že koeficient A_i není známý, je určen jako parciální derivace funkce y podle příslušné vstupní veličiny x_i :

$$A_i = \frac{\partial y}{\partial x_i} = \frac{\partial f(x_1, x_2, \dots, x_i, \dots, x_m)}{\partial x_i} \quad (5.8)$$

Vyhodnocení metodou typu A

Tato metoda vychází ze statistické analýzy opakované série měření. Pokud máme $n > 1$ nezávislých stejně přesných měření, bude odhad výsledné hodnoty y reprezentován aritmetickým průměrem \bar{x} stejně jako u chyb. Nejistota, která přísluší odhadu y , je určena jako směrodatná odchylka s aritmetického průměru \bar{x} (5.3) a zpravidla je značena u_{Ay} . Za použití vztahu pro směrodatnou odchylku aritmetického průměru získáme:

$$u_{Ay} = s_{\bar{y}} = \frac{s_y}{\sqrt{n}} = \sqrt{\frac{1}{n(n-1)} \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2} \quad (5.9)$$

V případě malého počtu měření ($n < 10$) je hodnota určená vztahem (5.9) málo spolehlivá, protože tato nejistota je způsobena kolísáním naměřených hodnot. Pokud bychom měli jen ($n < 10$) měření, museli bychom odhadnout nejistotu metodou typu B na základě jiných informací než jsou současně naměřené hodnoty.

Vyhodnocení metodou typu B

Tato metoda je založena na jiných než statistických přístupech k analýze série pozorování. Opět se nabízí analogie se systematickými složkami chyb, ale nejde o jednoznačnou souvislost, protože metodou B lze odhadovat i vliv náhodných chyb. Standardní nejistota se odhaduje na základě všech dostupných informací pomocí racionálního úsudku. Nejčastěji používanými informacemi jsou:

- údaje od výrobce měřicí techniky,
- zkušenosti z předchozích sérií měření,
- zkušenosti s materiály a technikou,
- získané údaje při kalibraci,
- nejistoty referenčních údajů v příručkách.

Při určování nejistoty metodou typu B se vychází z dílčích nejistot jednotlivých zdrojů u_{Bzj} . Nejistota u_{Bzj} lze určit podle vztahu (5.10), pokud je známa maximální

odchylka j -tého zdroje nejistoty z_{jmax} , jako podíl této maximální odchylky a součinitele k , což je součinitel vycházející ze zákona rozdělení, kterým se daný zdroj nejistoty řídí. Součinitel k může nabývat různých hodnot. Pro normální rozdělení je $k = 2$ (3), pro rovnoměrné rozdělení je $k = 1,73$ atd.

$$u_{Bzj} = \frac{z_{jmax}}{k} \quad (5.10)$$

Někdy je hodnota standardní nejistoty u_{Bzj} již dopředu známa (např. z kalibračního certifikátu měřidla). Následně se může určit výsledná nejistota metodou B podobně jako v případě vztahu (5.7) pro p zdrojů:

$$u_{By} = \sqrt{\sum_{j=1}^p A_j^2 \cdot u_{Bzj}^2} \quad (5.11)$$

Kde u_{Bzj} jsou nejistoty jednotlivých zdrojů a A_j jsou jejich součinitele citlivosti.

Kombinované a rozšířené nejistoty

Reálně se téměř nikdy nepoužije jeden nebo druhý typ nejistoty samostatně. V praxi se stanovuje výsledná hodnota kombinací obou typů nejistot měření. Pro veličinu y se kombinovaná nejistota označuje u_{Cy} a určí se jako odmocnina ze součtu čtverců nejistot A a B:

$$u_{Cy} = \sqrt{u_{Ay}^2 + u_{By}^2} \quad (5.12)$$

Když standardní nejistota není dostačující, je nutné použít její rozšíření o koeficient rozšíření kr . Směrodatná odchylka, která byla původně stanovena, představuje interval určený s pravděpodobností asi 68 % (u nejčastěji používaného normálního rozdělení). Koeficient rozšíření zajistí vyšší interval pokrytí. Jeho význam je shodný s významem kvantilů u normálního Gaussova rozdělení, kde $kr = 2$ pro rozšíření na 95% pravděpodobnost (tzv. konfidenční) a $kr = 3$ pro rozšíření na 99,7% pravděpodobnost. Rozšířená nejistota U :

$$U = k_r \cdot u \quad (5.13)$$

Kde u je standardní nejistota.

5.2 Nejistoty přímých měření

Tato kapitola je zaměřena na určení výsledného odhadu včetně jeho nejistoty z jednoduchých opakovaných přímých měření.

5.2.1 Příklady situací při neznámé standardní nejistotě

Pokud není přímo známa standardní nejistota příslušného zdroje nejistot, mohou

nastat různé situace. V této podkapitole jsou některé z těchto situací uvedeny.

Známé rozpětí normálního rozdělení

Je-li známa délka intervalu $2U$ (rozpětí), ve kterém se může nacházet většina (např. 95 %, 99 %, 99,73 %) naměřených hodnot a při určování tohoto intervalu bylo uvažováno normální normované rozdělení, stanoví se standardní nejistota $u_B(Z_j)$ vlivem zdroje Z_j podle vztahu:

$$u_B(Z_j) = \frac{U}{k_p} \quad (5.14)$$

Kde k_p je koeficient rozšíření rovný kvantilu normálního rozdělení pro pravděpodobnost P (např. $k_p = 1,96$ pro $P = 95 \%$, $k_p = 2,58$ pro $P = 99 \%$).

Známé hranice vlivu zdroje

V této situaci se postupuje tak, že se nejprve odhadnou hodnoty odchylek $\pm Z_{jmax}$ od jmenovité hodnoty měřené veličiny příslušející zdroji Z_j . Meze jsou odhadnuty tak, aby pravděpodobnost jejich překročení byla téměř nulová. Následuje aproximace intervalu odchylek a standardní nejistota $u_B(Z_j)$ se vypočítá ze vztahu

$$u_B(Z_j) = \frac{Z_{jmax}}{k} \quad (5.15)$$

Kde se k určuje podle příslušné aproximace rozdělení pravděpodobnosti. Použití pravděpodobnostních modelů pro stanovení nejistot podle příslušného zákona přibližuje Obr. 5.1

Rozdělení	Z_{\max}	k	Rozdělení	Z_{\max}	k
<p>normální (Gaussovo)</p>	a	3	<p>rovnoměrné - pravouhlé</p>	a	$\sqrt{3}$ 1,73
<p>trojúhelníkové (Simpsonovo)</p>	a	$\sqrt{6}$ 2,45	<p>bimodální (trojúhelníkové)</p>	a	$\sqrt{2}$ 1,41
<p>lichoběžníkové</p>	a	2,32 při $b = \frac{a}{3}$	<p>bimodální (Diracovo)</p>	a	1
	a	2,19 při $b = \frac{a}{2}$			
	a	2,04 při $b = \frac{2a}{3}$			

Obrázek 5.1 Rozdělení pravděpodobnosti a koeficienty k – převzato [2]

Pokud se často vyskytují malé odchylky od jmenovitých hodnot a čím vyšší odchylky jsou, tím méně jsou pravděpodobné, pak je použita aproximace normálním rozdělením, která je v praxi nejpoužívanější. Model trojúhelníkového rozdělení je velmi podobný jako normálního rozdělení. Rovnoměrné rozdělení je použito, pokud se všechny odchylky v intervalu mohou vyskytnout se stejnou pravděpodobností. Toto rozdělení použijeme vždy, když nejsou k dispozici informace o rozdělení pravděpodobnosti výskytu odchylek. Dalšími druhy jsou bimodální a lichoběžníkové rozdělení, které se tak často nepoužívají.

5.2.2 Výpočet kombinované standardní nejistoty

Obvykle je nutné vyjádřit nejistotu typu A ($u_{(A)}$) a nejistotu typu B ($u_{(B)}$) jedním číslem. Celková nejistota u_C , nazývaná kombinovaná, se určí dle vztahu (5.12):

$$u_C(x) = \sqrt{u_A^2(x) + u_B^2(x)} \quad (5.16)$$

5.2.3 Výpočet rozšířené nejistoty a zaokrouhlování výsledků

Jak již bylo řečeno v předchozí kapitole, skutečná výsledná hodnota měřené veličiny ve tvaru $y \pm u_C$ je stanovena s poměrně malou pravděpodobností, přibližně 68 %. Aby se hodnota nacházela v intervalu blízcímu se 100 %, zavede se do výpočtu koeficient rozšíření a pomocí něho se následně stanoví rozšířená nejistota U dle (5.13).

Získané výsledky je třeba také správně zaokrouhlovat. Pomocí výpočetní techniky se dají získat dlouhé řetězce číslic, které nemají z technického hlediska smysl, proto je potřeba věnovat zaokrouhlování pozornost. Zejména když zaokrouhlujeme opakovaně několikrát po sobě, může dojít ke značnému zkreslení výsledku a tím i nárůstu chyby.

5.2.4 Zápis výsledné hodnoty

Názorným příkladem zápisu výsledku je určování hmotnosti závaží s nominální hodnotou $m = 100$ g, při kombinované nejistotě $u_C = 0,35$ mg. Standardní kombinovanou nejistotu zapíšeme jedním z těchto způsobů:

$$m = 100,021\,47\text{ g s } u_C = 0,35\text{ mg};$$

$$m = 100,021\,47\,(35)\text{ g};$$

$$m = 100,021\,47\,(0,000\,35)\text{ g};$$

$$m = (100,021\,47 \pm 0,00035)\text{ g}.$$

Poslední zápis se používá spíše při zápisu výsledku měření s rozšířenou nejistotou.

5.3 Nejistoty měření výkonu v energetice

Kapitola o nejistotách měření výkonů v energetice je zpracována dle [10]. Měření výkonů v jednofázové i třífázové síti představuje velký problém především kvůli nepřesnosti určování nejistot. Přesnost a preciznost měření je důležitá jak pro výrobce, tak pro spotřebitele. Ačkoliv je na téma měření v energetice velké množství publikací, tak stále neexistuje dokonalý postup, jak se dopracovat k přesným hodnotám. Zároveň ale každý vědecký výzkum vede ke zlepšení těchto cenných metrologických postupů.

K měření jsou používány elektroměry a přístrojové transformátory proudu (PTP) a napětí (PTN). Každý z měřicích přístrojů má vlastní deklarovanou přesnost měření podle kalibrace přístroje. Oba přístrojové transformátory podléhají chybě amplitudy i fáze. V této kapitole je uvedeno vyjádření maximální chyby jako funkce kolísavého zátěžného proudu (nebo různých provozních režimů). Jejichž výsledkem je pak vyjádření celkové nejistoty měření pomocí limitních mezí.

Obecným problémem je určení nejistoty již při výrobě energie v jednotlivých elektrárnách a následné distribuci zákazníkům. Je zřejmé, že měření by mělo probíhat na každém výstupu z elektrárny. Pro tyto účely využíváme již zmíněné PTP a PTN,

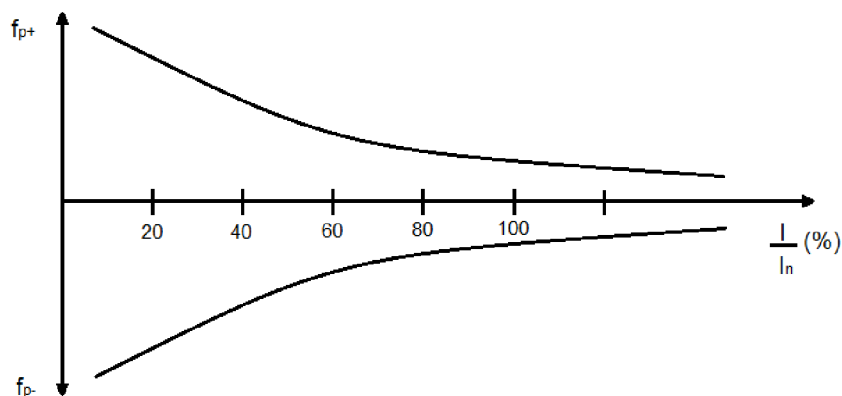
kteře podléhají chybám amplitudy a fázovým chybám. Chybu amplitudy u PTN značíme f_u a je to procentní rozdíl mezi naměřenou a skutečnou hodnotou. Chybu fáze u PTN značíme δ_u a definujeme ji jako chybu rozdílu úhlu mezi vektory (fázory) primárního a sekundárního napětí. Pokud bychom uvažovali ideální transformátor, tak by byla tato chyba nulová. Stejně tak u PTP značíme chybu amplitudy f_i a jedná se o procentní rozdíl mezi naměřenou a skutečnou hodnotou a chybu fáze δ_i , která vyjadřuje chybu rozdílu mezi úhly fázorů primárního a sekundárního proudu. Rozdíl úhlů je nulový, pokud je transformátor ideální. Chyby amplitudy i fáze závisí na velikosti zatížení, na účinníku a na rozsahu vstupních hodnot napětí do PTN (proudů do PTP). Maximální chyba vzhledem k činnému výkonu f_p , která může vzniknout, je definována vztahem:

$$f_p = \frac{(1+f_u) \cdot (1+f_i) \cdot \cos(\varphi - \delta_u - \delta_i)}{\cos\varphi} - 1 \quad (5.17)$$

Stejně tak pro maximální chybu vzhledem k jalovému výkonu f_q platí:

$$f_q = \frac{(1-f_u) \cdot (1-f_i) \cdot \sin(\varphi + \delta_u + \delta_i)}{\sin\varphi} - 1 \quad (5.18)$$

Kde $\cos\varphi$ je účinník zátěže. Všechny chyby jsou dosazovány v absolutní hodnotě. Dohromady tyto chyby vytyčují oblast 95% pravděpodobnosti existence skutečné chyby měření výkonu. Grafické znázornění této oblasti jako funkce zátěžného proudu je na Obr. 5.2. Pokud jsou k dispozici parametry transformátorů (grafická znázornění), lze chyby považovat za systematické.



Obrázek 5.2 Ohraničená oblast maximální velikosti chyb měření výkonu

Kde I je zátěžný proud a I_n je jmenovitý proud.

6. PROUDOVÉ A NAPĚŤOVÉ SENZORY V LDS PPV

Senzory jsou moderním způsobem měření. Byly vyvinuty jako pokračování klasických měřicích transformátorů. Jejich velkou výhodou jsou malé rozměry a větší bezpečnost. Také mají širší rozsah parametrů a nejsou ovlivňovány ferorezonancí dle zdroje [13].

6.1 Popis měřicího řetězce

Proudové a napěťové senzory ABB jsou umístěny v šesti trafostanicích (TS) areálu Pod Palackého vrchem (PPV), a to v rozvodně Medlánky 22 kV, v TS CEITEC, TS Podnikatelská, TS T14, TS T12 a v TS Purkyňovy koleje. Ve všech TS jsou senzory umístěny na vstupu a na výstupu z objektu, kromě rozvodny Medlánky, kde jsou senzory umístěny pouze na výstupu. Na vstupu i na výstupu je vždy jeden napěťový senzor na fázi a jeden proudový senzor na fázi.

Napěťové senzory pracují na principu odporového děliče. Nemají problémy s nasycením jádra a jsou v celém měřicím rozsahu lineární (vysoce přesné). Proudové senzory jsou založené na principu Rogovského cívky. Proudový senzor se skládá z cívky navinuté na nemagnetickém jádře, takže jádro není feromagnetické, cívka je odolná vůči nasycení a v celém měřicím rozsahu je lineární. Typy senzorů KECA 80 D85 a KEVA 24B21, použité v LDS PPV, jsou dle [13] určeny k měření proudů a napětí ve vzduchem izolovaných rozváděčích. Parametry senzorů jsou uvedeny v Tab. 6.1 a Tab. 6.2.

Tabulka 6.1 Jmenovité hodnoty napěťového senzoru ABB KEVA 24B21 dle [14]

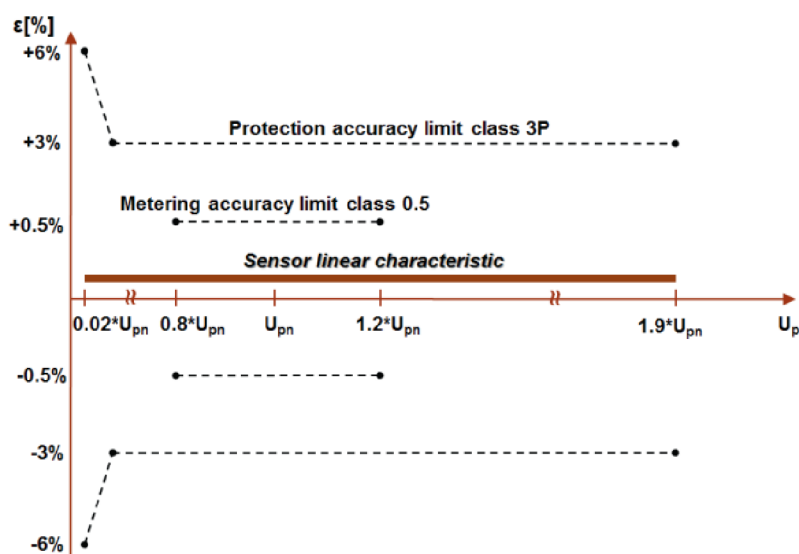
<i>Jmenovité primární napětí</i>	U_{pn}	kV	22/√3
<i>Nejvyšší napětí pro zařízení</i>	U_m	kV	24
<i>Jmenovité krátkodobé střídavé výdržné napětí</i>	U_c	kV	50
<i>Jmenovité výdržné napětí při atmosférickém impulzu</i>	U_{ci}	kV	125
<i>Jmenovitý převod pro napěťové měření</i>	K_n/K_r	-	10 000 : 1
<i>Třída přesnosti</i>	T_p	-	0,5/3P

Tabulka 6.2 Jmenovité hodnoty proudového senzoru ABB KECA 80D85 dle [15], [12]

<i>Jmenovitý primární proud</i>	I_{pr}	A	80
<i>Nejvyšší napětí pro zařízení</i>	U_m	kV	0,72
<i>Jmenovité krátkodobé střídavé výdržné napětí</i>	U_c	kV	3
<i>Jmenovitý trvalý tepelný proud</i>	I_{cth}	A	4 000
<i>Jmenovitý transformační poměr pro proudové měření</i>	K_{rd}/K_r	-	80 A/150 mV (při 50 Hz) 80 A/180 mV (při 60 Hz)
<i>Třída přesnosti</i>	T_p	-	0,5/5P630

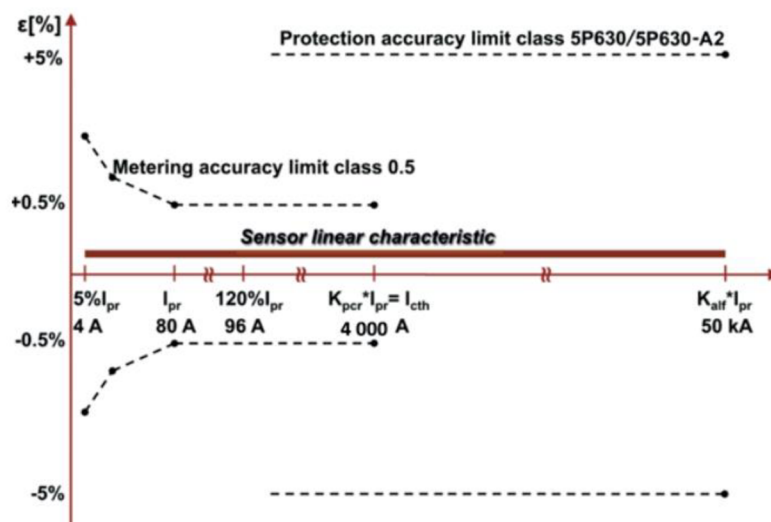
Výstupním signálem z proudového senzoru je napětí, které je přímo úměrné první derivaci proudu. K digitální integraci dochází přímo v ochraně, ze které jsou hodnoty proudů získávány. U napěťových senzorů je výstupním signálem napětí, které je přímo úměrné napětí na primární straně, jak je uvedeno ve [13]. Dle [12] jsou výstupní data ze senzorů přenášena pomocí optické sítě, která je vedena napříč areálem, ve formátu SV do počítače v laboratoři ochran na UEEN v budově FEKT VUT v Brně. Zde jsou následně naměřená data ukládána a zpracovávána.

Vzhledem k absenci feromagnetického jádra má senzor napětí lineární odezvu ve velmi širokém rozsahu. Na Obr. 6.1 je uvedena charakteristika meze přesnosti pro přístroj o třídě přesnosti 0,5/3P. Hodnoty korekčních faktorů jak pro chybu amplitudy, tak pro chybu fáze, jsou uvedeny přímo na štítku senzoru. Dle [14] se nahrávají do ochranných a řídicích inteligentních elektronických zařízení před uvedením snímačů do provozu. Do ochranných zařízení jsou přenášeny informace ze snímačů, které mimo jiné zajišťují funkce tradičních relé. Tyto moderní digitální přístroje umožňují kombinaci funkce ochrany a funkce měření. Mají kombinované označení třídy přesnosti (0,5/3P).



Obrázek 6.1 Kombinovaná třída přesnosti 0,5/3P [14]

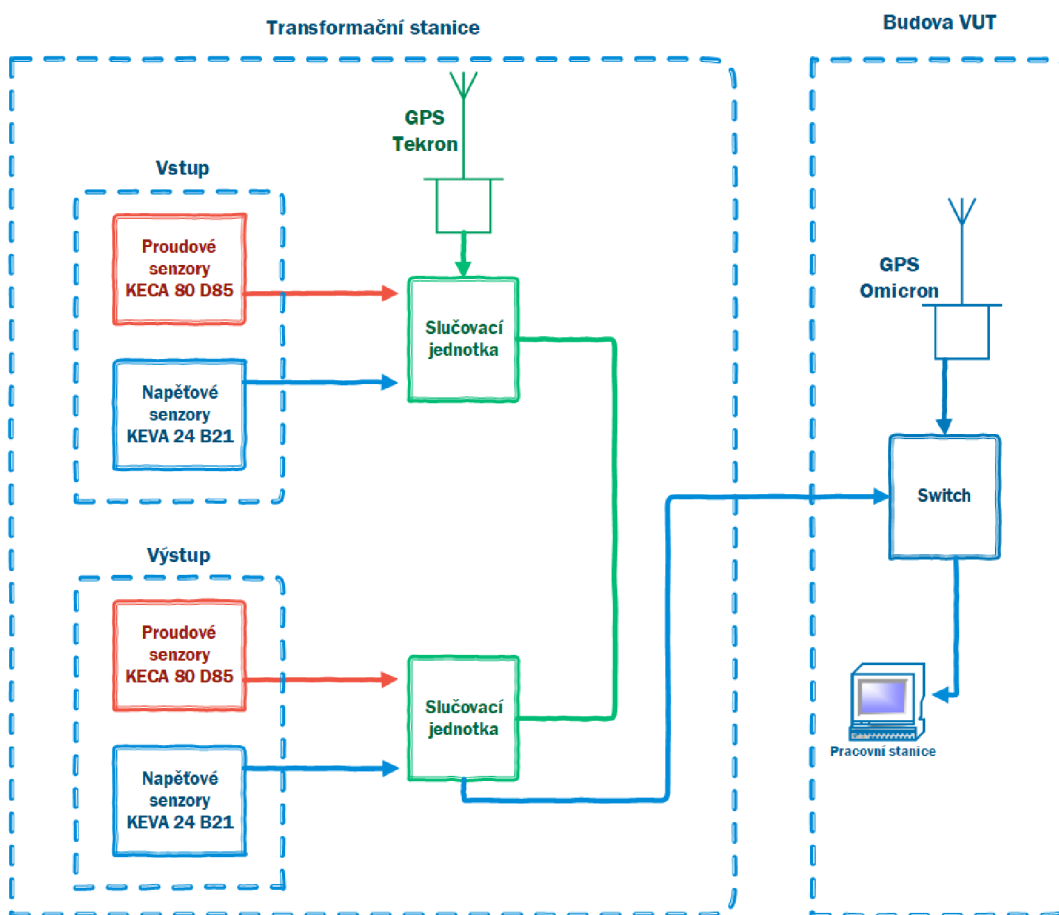
Proudový senzor KECA 80 D85 má také kombinovanou třídu přesnosti s označením 0,5/5P630. Třída přesnosti měření je 0,5 a splňuje požadavky na třídu ochrany 5P až do hodnoty 50 kA. Je to typ senzoru s děleným jádrem, což umožňuje dodatečnou montáž na již používanou síť. Charakteristika na Obr. 6.2 ze zdroje [15] popisuje mezní hodnoty přesnosti pro přístroj KECA 80 D85. Amplitudová a fázová chyba senzoru proudu je v praxi nezávislá na primárním proudu, takže je konstantní a lze snadno korigovat pomocí korekčních faktorů uvedených na štítku senzoru. Korekční faktor je uložen v ochranném a řídicím zařízení před uvedením senzoru do provozu.



Obrázek 6.2 Kombinovaná třída přesnosti 0,5/5P630 [15]

Pomocí sekundárního kabelu je senzor připojen k ochranné řídicí jednotce. Třída přesnosti senzoru zahrnuje i jeho sekundární kabel s konektorem. Zde je výstupní signál ze senzorů digitalizován a dále přenášen z jednotlivých DTS napřímo s frekvencí 80 vzorků za jednu periodu (4000 vzorků za sekundu) po optické trase dlouhé 16 km do laboratoře ochran na UEEN v budově FEKT VUT v Brně, kde je instalován Ethernetový Switch 24G, na který jsou připojené dva počítače, v nichž jsou naměřená data ukládána a zpracovávána. Napřímo po optické trase je přenášen výstupní signál pouze z R Medlanky a DTS T12 a T14. Z ostatních DTS je výstupní signál přenášen přes síť CVIS prostřednictvím technologie VLAN. U přenosu přes síť CVIS je v každé DTS umístěna GPS. U DTS, kde je signál veden napřímo po optické trase, GPS není, ale jsou synchronizovány přes GPS v laboratoři UEEN. Ze vzorkovaných hodnot jsou vypočítány agregované hodnoty pro intervaly 200 ms a následně pro intervaly 60 s. V budově FEKT T12 je anténa, která umožňuje synchronizaci dat pomocí GPS.

Vzhledem k vyhodnocení nejistot měření je nutné vzít v potaz vliv jednotlivých prvků měřicího systému. Schéma měřicího řetězce je blokově popsáno na Obr. 6.3. Ze senzorů jde analogový signál do slučovacích jednotek, které jej digitalizují a posílají po ethernetu do síťového přepínače. Dále je pomocí optické trasy tento síťový přepínač v rozvodně propojen se síťovým přepínačem v laboratoři UEEN v budově VUT v Brně. Do síťového přepínače v budově FEKT je připojena GPS pro časovou synchronizaci mezi budovou rozvodny a budovou VUT. V laboratoři je počítač připojený k síťovému přepínači, ve kterém je spuštěn program Sampled Value Analyzer a ten dekóduje data a ukládá. Celou trasu měření pomocí senzorů je nutné zahrnout do výpočtů při analýze nejistot.



Obrázek 6.3 Schéma měřicího řetězce

6.2 Výpočet chyb a nejistot

Chyby senzorů jsou převzaty z norem [17] a [18], týkajících se elektronických transformátorů proudu a napětí. U proudových senzorů s třídou přesnosti 0,5 jsou chyby rozděleny podle primárního proudového zatížení transformátoru. Pro napěťové senzory s třídou přesnosti 0,5 je v normě uvedena pouze jedna chyba amplitudy a jedna chyba úhlu. Chyby slučovací jednotky REF615 se předpokládají stejné jako u slučovací jednotky SMU615, protože mají totožné parametry. Jsou převzaty z manuálu pro slučovací jednotku SMU615 [16]. Maximální chyby jsou vždy brány jako efektivní hodnoty amplitudy a absolutní chyby úhlů. V Tab. 6.3 jsou jednotlivé chyby prvků shrnuty a následně je vyčíslena celková nejistota a chyba trasy měření.

Tabulka 6.3 Nejistoty jednotlivých prvků v měřicím řetězci dle [16], [17], [18]

Měřená veličina		Senzory		REF615	Nejistota měření	Maximální chyba
Proud	chyba amplitudy f_i	do 5 % zatížení	1,50 %	$\pm 1 \%$	2,08 %	2,50 %
		do 20 % zatížení	0,75 %		1,44 %	1,75 %
		do 120 % zatížení	0,50 %		1,29 %	1,50 %
	chyba fáze δ_i	do 5 % zatížení	1,5°	$\pm 2^\circ$	2,89°	3,50°
		do 20 % zatížení	0,75°		2,47°	2,75°
		do 120 % zatížení	0,5°		2,38°	2,50°
Napětí	chyba amplitudy f_U	0,50 %		$\pm 0,5 \%$	0,82 %	1 %
	chyba fáze δ_U	0,3°		$\pm 1^\circ$	1,21°	1,30°

Příklad výpočtu nejistoty měření typu B za využití vztahů (5.10), (5.11) a (5.13). Výsledná rozšířená standardní nejistota bude:

$$U = k_r \cdot \sqrt{\left(\frac{\varepsilon_s}{k}\right)^2 + \left(\frac{\varepsilon_{REF}}{k}\right)^2} \quad (6.1)$$

Kde k_r je koeficient rozšíření standardní nejistoty. Dle Gaussova rozdělení $k_r = 2$ pro 95% pravděpodobnost pokrytí intervalu. ε_s je maximální chyba senzoru, ε_{REF} je maximální chyba slučovací jednotky a součinitel k je daný pravděpodobnostním rozdělením. Pro rovnoměrné rozdělení je $k = \sqrt{3}$. Výpočet pro první řádek Tab. 6.3:

$$U = 2 \cdot \sqrt{\left(\frac{1,5}{\sqrt{3}}\right)^2 + \left(\frac{1}{\sqrt{3}}\right)^2} = 2,082 \% \quad (6.2)$$

Příklad výpočtu maximální chyby celé trasy měření je dán součtem chyb jednotlivých prvků:

$$\varepsilon_{\max} = \varepsilon_s + \varepsilon_{REF} \quad (6.3)$$

Výpočet pro první řádek Tab. 6.3

$$\varepsilon_{\max} = 1,5 + 1 = 2,5 \% \quad (6.4)$$

Tabulka 6.4 Celková max. chyba měřicího řetězce vzhledem k činnému výkonu

Maximální chyba fází a amplitud proudu a napětí při různém zatížení					Maximální celková chyba měřicího řetězce při různém účinníku zátěže vzhledem k P			
Zatížení	f_i (%)	δ_i (°)	f_U (%)	δ_U (°)	$\cos\varphi = 0,95$ ($\varphi = 18,195^\circ$)	$\cos\varphi = 0,98$ ($\varphi = 11,478^\circ$)	$\cos\varphi = 0,90$ ($\varphi = 25,842^\circ$)	$\cos\varphi = 0,99$ ($\varphi = 8,110^\circ$)
do 5 %	2,5	3,5	1	1,3	6,168 %	6,094 %	6,260 %	6,059 %
do 20 %	1,75	2,75	1	1,3	4,614 %	4,565 %	4,674 %	4,542 %
do 120 %	1,5	2,5	1	1,3	4,098 %	4,056 %	4,150 %	4,036 %

Výpočet celkové maximální chyby celé trasy jako součet všech maximálních chyb fází a amplitud trasy pro první řádek Tab. 6.4, dle vztahu (5.17), při uvažování účinníku zátěže $\cos\varphi = 0,95$:

$$f_p = \frac{(1+f_u) \cdot (1+f_i) \cdot \cos(\varphi - \delta_u - \delta_i)}{\cos\varphi} - 1 = \frac{(1+1) \cdot (1+2,5) \cdot \cos(18,195 - 1,3 - 3,5)}{0,95} - 1 = 6,168 \% \quad (6.5)$$

Tabulka 6.5 Celková max. chyba měřicího řetězce vzhledem k jalovému výkonu

Maximální chyba fází a amplitud proudu a napětí při různém zatížení					Maximální celková chyba měřicího řetězce při různém účinníku zátěže vzhledem k Q			
Zatížení	f_i (%)	δ_i (°)	f_u (%)	δ_u (°)	$\cos\varphi = 0,95$ ($\varphi = 18,195^\circ$)	$\cos\varphi = 0,98$ ($\varphi = 11,478^\circ$)	$\cos\varphi = 0,90$ ($\varphi = 25,842^\circ$)	$\cos\varphi = 0,99$ ($\varphi = 8,110^\circ$)
do 5 %	2,5	3,5	1	1,3	4,193 %	3,091 %	4,766 %	1,865 %
do 20 %	1,75	2,75	1	1,3	3,304 %	2,573 %	3,684 %	1,760 %
do 120 %	1,5	2,5	1	1,3	2,981 %	2,357 %	3,305 %	1,663 %

Výpočet celkové maximální chyby celé trasy jako součet všech maximálních chyb fází a amplitud trasy pro první řádek Tab. 6.5, dle vztahu (5.18), při uvažování účinníku zátěže $\cos\varphi = 0,95$:

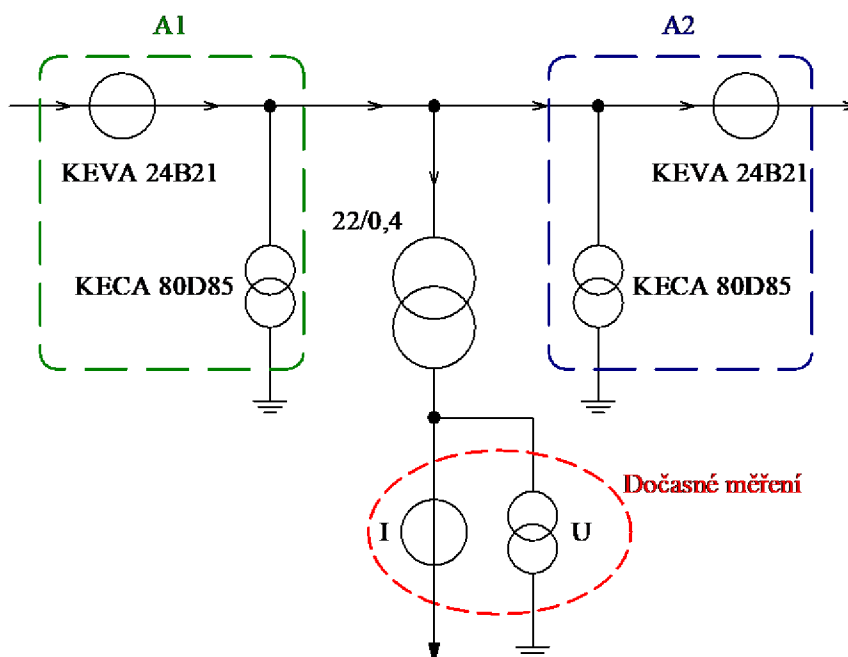
$$f_{q+} = \frac{(1+f_u) \cdot (1+f_i) \cdot \sin(\varphi - \delta_u - \delta_i)}{\sin\varphi} - 1 = \frac{(1+1) \cdot (1+2,5) \cdot \sin(18,195 - 1,3 - 3,5)}{\sin(18,195)} - 1 = 4,193 \% \quad (6.6)$$

7. ZPRACOVÁNÍ DAT

Jak již bylo dříve zmíněno, v lokální distribuční síti Pod Palackého vrchem je v šesti trafostanicích umístěno měření pomocí senzorů napětí a proudu. V rámci analýzy toků výkonů, detekce a korekce chyby měření byla do dvou DTS navíc umístěna dočasná měření. Dvě měření se uskutečnila v transformační stanici Technická 14 (T14) a jedno v transformační stanici ADMAS. Veškeré úpravy měřených dat a jejich zpracování bylo provedeno v programu FlexPro Developer Suite 2019 verze 12.0.6 – 64 bit s licenci pro VUT Brno.

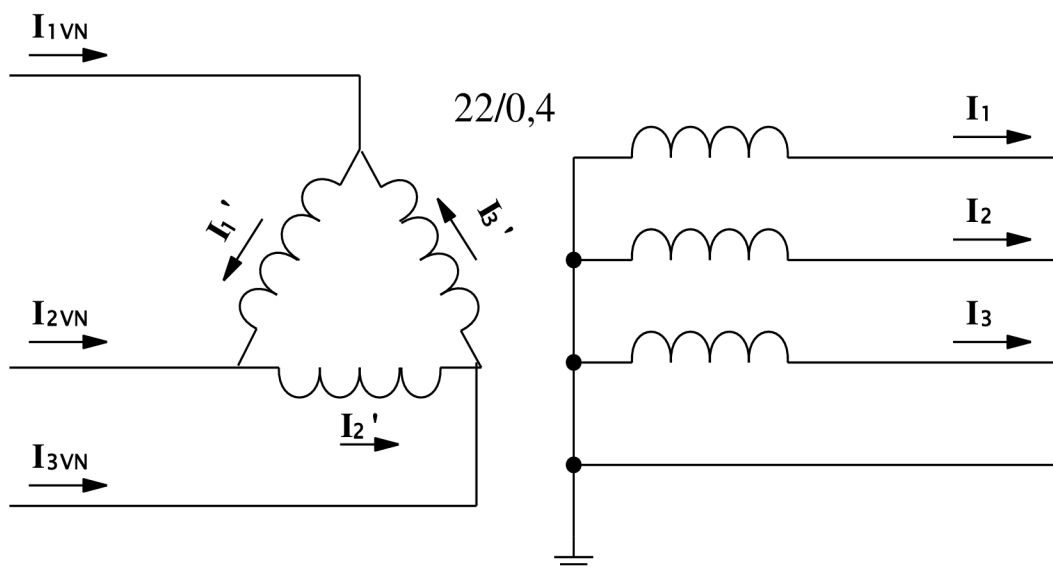
7.1 Transformační stanice T14

V transformační stanici T14 se nachází trvalé měření proudu a napětí pomocí senzorů na primární straně transformátoru, a to na vstupu do objektu i na výstupu z objektu. Je zde také umístěno dočasné měření na sekundární straně transformátoru, z důvodu porovnávání hodnot a analýzy chybovosti trvalého měření. Schéma měření v transformační stanici je znázorněno na Obr. 7.1.



Obrázek 7.1 Schéma dočasného a trvalého měření – T14

Aby bylo možné porovnávat naměřené hodnoty z dočasného měření s hodnotami z trvalého měření, je nezbytné hodnoty z dočasného měření převést na primární stranu transformátoru. Na Obr. 7.2 je znázorněno zapojení transformátoru Dyn1. Naměřené hodnoty proudu jsou převedeny přes převod transformátoru a následně na straně vysokého napětí přepočteny na fázové hodnoty, které je již možné porovnávat s hodnotami z trvalého měření.



Obrázek 7.2 Schéma zapojení transformátoru – proudové značení

Schéma na Obr. 7.2 popisuje postup přepočtu proudů z dočasného měření na sekundární straně na primární stranu transformátoru. Pro přehlednost je uveden postup přepočtu. Naměřené fázorové hodnoty dočasným měřením (I_1, I_2, I_3) převedeme přes převod transformátoru k_T na proudy (I_1', I_2', I_3'):

$$k_T = \frac{U_{1s}}{U_{2f}} = \frac{22\,000}{230} = 95,65 \quad (7.1)$$

$$I_1' = \frac{I_1}{k_T}; \quad I_2' = \frac{I_2}{k_T}; \quad I_3' = \frac{I_3}{k_T} \quad (7.2)$$

Dále hodnoty přepočítáme na ($I_{1VN}, I_{2VN}, I_{3VN}$) za využití 1. Kirchhoffova zákona o proudech:

$$I_{1VN} = I_1' - I_3'; \quad I_{2VN} = I_2' - I_1'; \quad I_{3VN} = I_3' - I_2' \quad (7.3)$$

Poslední úpravou je absolutní hodnota, abychom předešli nesrovnalostem mezi úhly trvalého a dočasného měření:

$$I_{1VN} = I_{1VN,real} + jI_{1VN,imag} \quad (7.4)$$

$$I_{1VN} = \sqrt{I_{1VN,real}^2 + I_{1VN,imag}^2} \quad (7.5)$$

Naměřené hodnoty z trvalého měření je potřeba také částečně zpracovat, než je budeme moci porovnávat. Obě měření je nutné dostat pomocí přepočtů na stejnou úroveň. Hodnoty z dočasného měření jsou momentálně na primární straně transformátoru. Trvalé měření je měřeno na vstupu a výstupu z objektu, tudíž hodnot

proudů na primární straně transformátoru dosáhneme součtem těchto hodnot přepočítaných na efektivní hodnoty. Součtem proto, že měření je nastavené tak, aby vždy A1 měřilo s kladným znaménkem a A2 se záporným znaménkem. Víme, že úhly proudů měřených na A1 a A2 v jednom okamžiku jsou záměrně nastavené tak, aby šly proti sobě (o 180°). Například na A1 je naměřená okamžitá hodnota proudu (21∠0°) A a na A2 ve stejný moment (20∠-180°) A. Tudíž se nedopouštíme chyby, když z fázorů naměřených okamžitých hodnot uděláme efektivní hodnoty, hodnotám A2 přiřadíme záporné znaménko a poté je sečteme. Postup zpracování hodnot z trvalého měření:

Naměřené hodnoty:

$$\mathbf{I}_{A1} = I_{A1,real} + jI_{A1,imag} \quad (7.6)$$

$$\mathbf{I}_{A2} = I_{A2,real} + jI_{A2,imag} \quad (7.7)$$

Efektivní hodnoty:

$$|\mathbf{I}_{A1}| = \sqrt{I_{A1,real}^2 + I_{A1,imag}^2} \quad (7.8)$$

$$|\mathbf{I}_{A2}| = \sqrt{I_{A2,real}^2 + I_{A2,imag}^2} \quad (7.9)$$

Absolutní hodnotou jsme odstranili znaménko mínus od hodnot naměřených na A2, protože víme, že hodnoty jdou přesně proti sobě, tak jej zpět přiřadíme:

$$|\mathbf{I}_{A2-}| = |\mathbf{I}_{A2}| \cdot (-1) \quad (7.10)$$

Efektivní hodnota proudu, který je na stejné úrovni jako proud z dočasného měření:

$$I_{1VN} = |\mathbf{I}_{A1}| + |\mathbf{I}_{A2-}| \quad (7.11)$$

Z exportovaných naměřených hodnot proudu trvalého měření v trafostanici T14 za časový úsek jeden rok jsme vypočítali průměrné zatížení senzorů. Průměrně přes proudové senzory na vstupu i výstupu protéká 23 A. Jmenovitý primární proud u senzorů je 80 A. Z toho vyplývá, že průměrně jsou senzory zatěžovány na necelých 30 %. Vycházejme tedy z Tabulky 6.4 a Tabulky 6.5. Norma udává hodnoty chyb senzorů proudu pro zatížení 20 % a 120 % jmenovitého primárního proudu. Uvažujeme-li přímou úměrnost mezi růstem procentního zatížení a velikostí chyby, pak vypočítáme maximální chybu měřicího řetězce k jalovému a činnému výkonu pro zatížení 30 %.

Účinník uvažujeme dle jeho průměrné hodnoty pro kancelářské budovy $\cos\varphi = 0,9$.

Tabulka 7.1 Maximální chyba měřicího řetězce k jalovému a činnému výkonu

<i>Maximální chyba fází a amplitud proudu a napětí při 30% zatížení</i>					<i>Maximální celková chyba měřicího řetězce</i>
<i>Vzhledem k výkonu</i>	<i>chyba f_i</i>	<i>chyba δ_i</i>	<i>chyba f_u</i>	<i>chyba δ_u</i>	<i>$\cos\varphi = 0,9$ ($\varphi = 25,842^\circ$)</i>
<i>činnému</i>	1,725	2,725	1	1,3	4,622 %
<i>jalovému</i>	1,725	2,725	1	1,3	3,647 %

Stejný výpočet dle vztahů (5.17) a (5.18) jako u Tab. 6.4 a Tab. 6.5 jen pro známé procentní zatížení 30 % a známý účinník zátěže $\cos\varphi = 0,9$. Maximální chyba vzhledem k činnému výkonu:

$$f_{q+} = \frac{(1+f_u) \cdot (1+f_i) \cdot \cos(\varphi - \delta_u - \delta_i)}{\cos\varphi} - 1 = \frac{(1+1) \cdot (1+1,725) \cdot \cos(25,842 - 1,3 - 2,725)}{\cos(25,842)} - 1 = 4,622 \% \quad (7.12)$$

V současné době je potřeba pracovat místo chyb měření s nejistotami měření. Tudiž z maximálních chyb vypočítáme rozšířenou nejistotu měření typu B zvlášť pro činný a jalový výkon:

$$U_p = k_r \cdot \sqrt{\left(\frac{\varepsilon_p}{k}\right)^2} \quad (7.13)$$

Kde k_r je, jak již bylo zmíněno koeficient rozšíření standardní nejistoty. Dle Gaussova rozdělení $k_r = 2$ pro 95% pravděpodobnost pokrytí intervalu, ε_p je maximální chyba měřicího řetězce vzhledem k činnému výkonu a součinitel k je daný pravděpodobnostním rozdělením pro rovnoměrné rozdělení $k = \sqrt{3}$. Nejistota měření pro činný výkon:

$$U_p = 2 \cdot \sqrt{\left(\frac{4,622}{\sqrt{3}}\right)^2} = 2 \cdot \frac{4,622}{\sqrt{3}} = 5,337 \% \quad (7.14)$$

Pro jalový výkon:

$$U_q = 2 \cdot \sqrt{\left(\frac{3,647}{\sqrt{3}}\right)^2} = 2 \cdot \frac{3,647}{\sqrt{3}} = 4,211 \% \quad (7.15)$$

7.1.1 Dočasné měření – 1 den

Prvními zpracovanými hodnotami byly 200 ms hodnoty z dočasného měření na T14. Hodnot bylo necelých 320 000, což je v přepočtu 1066 minut (necelých 18 h dat). Data trvalého měření tomu byla přizpůsobena. Je jich víc než dat z dočasného měření, ale jsou po celém společném rozsahu 320 000 vzájemně synchronní. To jen pro vysvětlení, z jakého důvodu je osa x až do hodnoty 360 000. Na ose x je tedy vždy 360 000 hodnot (360 000 x 200 ms), protože data musela být vkládána do programu bez známých

souřadnic osy x.

Po zpracování dat bylo zjištěno, že naměřená data z dočasného měření jsou opravdu velmi odlišná od naměřených dat z trvalého měření. Nejlépe je rozdíl patrný při porovnání trojfázového výkonu. Trojfázový výkon naměřený trvalým měřením na primární straně transformátoru by se měl rovnat trojfázovému výkonu naměřenému dočasným měřením na sekundární straně transformátoru. Na Obr. 7.3 je patrné, že činné výkony se nepřekrývají, ale jsou vzájemně posunuty. Abychom zjistili, zda je rozdíl jen v posunu po svislé ose a vodorovná osa (časová) je synchronizována, je na Obr. 7.4 detail větší změny v průběhu, a ten za použití kurzorů dokazuje, že jsou měření časově v podstatě synchronní. Je potřeba zmínit, že data mohou být nesynchronní třeba jen o 1 ms, ale toto ověření je pro naše účely analýzy dostačující.

Při grafickém zobrazení rozdílu trojfázového činného výkonu trvalého a dočasného měření byla zjištěna průměrná hodnota tohoto rozdílu 17,6 W (viz Obr. 7.5). Když tuto hodnotu přičteme k trvalému měření, zjistíme, že průběhy jsou téměř totožné (viz Obr. 7.6). Data z trvalého měření jsou tedy posunuta o 17,6 kW od měření dočasného. Porovnáním výkonů jednotlivých fází na Obr. 7.7, 7.8 a 7.9 vidíme, že každá fáze má jiný posun hodnot (systémovou chybu) průměrného rozdílu. Podíváme se tedy stejným způsobem na porovnání trojfázového jalového výkonu (Obr. 7.10) rozdíl dočasného a trvalého měření (Obr. 7.11) s vyznačenou průměrnou hodnotou a poté jednotlivých fází jalového výkonu (Obr. 7.12, 7.13 a 7.14). U trojfázového jalového výkonu jsou hodnoty trvalého měření posunuty od hodnot z dočasného měření o průměrně 13,12 kVAR stejným směrem po svislé ose jako u činného výkonu. Samostatně je každá fáze posunuta o jinou hodnotu, jako to bylo u činného výkonu. Dalším průběhem na Obr. 7.15 je poslední porovnání výkonů, tentokrát trojfázového zdánlivého výkonu a Obr. 7.16 je jejich rozdíl s vyznačenou průměrnou hodnotou.

Na průbězích Obr. 7.17, 7.18 a 7.19 je porovnání proudů jednotlivých fází. Každá fáze má stejně jako u porovnání fázových výkonů jinou offsetovou hodnotu průměrného rozdílu mezi dočasným a trvalým měřením. Toto porovnání je nejpřínosnější pro následnou kalkulaci korekčních faktorů, které se budou s největší pravděpodobností nastavovat na jednotlivých měřicích senzorech, aby byla měřena co nejpřesnější data oproti těm, která jsou měřena teď. Senzory mají korekční faktory nastavené, ale evidentně dochází k velké nepřesnosti měření. Byla zjištěna systémová chyba, která posouvá hodnoty po svislé ose, a tím způsobuje nepřesnost měření. Nastavení nových korekčních faktorů na senzorech by mělo vést k posunu hodnot trvalého měření na hodnoty, pokud si můžeme dovolit je tak nazvat, správné, jako jsou měřeny dočasným měřením. V jednofázových průbězích proudu jsou vyznačeny aritmetické průměry vždy pro dočasné a trvalé měření, které jsou shrnuty v Tab. 7.2. V tabulce vidíme vzájemné znaménkové postavení proudů. Systémová chyba je v tomto případě vždy pro oba senzory proudu (A1 a A2). Je tedy otázkou, zda bude do budoucna přenastaven korekční faktor jen u jednoho ze senzorů, nebo bude systémová chyba

rovnoměrně rozdělena mezi oba senzory.

Tabulka 7.2 Systémová chyba T14-1 – proudy z Obr. 7.17, 7.18 a 7.19

Fáze	Aritmetický průměr (A)		Rozdíl (A)	Podíl Dočasné ku Trvalé
	Dočasné měření	Trvalé měření	Dočasné - Trvalé	
1.	0,1151	0,0196	0,0955	5,8691
2.	0,0700	-0,1603	0,2303	-0,4368
3.	0,0638	-0,0791	0,1428	-0,8067

Při analýze dat byla zjištěna také značná chyba měření napětí. Dle elektrotechnických pravidel by měly senzory trvalého měření na vstupu do objektu teoreticky měřit stejné velikosti fázových hodnot napětí jako senzory na výstupu z objektu. Na Obr. 7.20, 7.22 a 7.24 je ukázáno, že tomu tak není. Jedná se o rozdíl velikosti několika voltů v každé fázi (viz Obr. 7.21, 7.23 a 7.25), ale pokud bychom měli senzory zatíženy jmenovitým primárním proudem 80 A, pak by chyba měření způsobená pouze naměřeným rozdílným napětím na vstupu a výstupu u jedné fáze dosahovala 1 kW, což už není zanedbatelná hodnota. Navíc není rozdíl mezi A1 a A2 ve všech fázích se stejným znaménkem. V první fázi jsou měřené hodnoty A1 o několik voltů vyšší než A2 a u druhé a třetí fáze je naopak vyšší o několik voltů A2 než A1. Největší měřená chyba napětí je u druhé fáze, a to skoro 14 V.

Dalším důvodem rozdílnosti hodnot trvalého a dočasného měření může být fakt, že máme sice synchronní měření na primární straně s měřením na sekundární straně, ale ne z hlediska úhlů. Známe všechny úhly proudů a napětí na jednotlivých stranách transformátoru, ale neznáme úhly mezi primární a sekundární stranou, tedy neznáme úhel mezi napětím na primární straně a na sekundární straně, a to stejné platí pro proudy.

7.1.2 Dočasné měření – 1 týden

V DTS T14 bylo provedeno ještě jedno dočasné měření. Tentokrát se jednalo o minutové hodnoty za časový úsek necelých 8 dní. Toto delší měření bylo uskutečněno z důvodu potvrzení systémových chyb trvalého měření. Trojfázové činné výkony na Obr. 7.26 a vykreslení rozdílu výkonů na Obr. 7.27 potvrzují posun hodnot po svislé ose o 17,16 kW, u předchozího jednodenního měření byl posun 17,6 kW. Posun se samozřejmě může mírně lišit, především kvůli tomu, že druhé měření zahrnuje větší množství odlišných typů dnů včetně víkendu, kdy jsou toky výkonů v LDS úplně jiné, než ve všední den. Stejně tak na Obr. 7.28 jsou zobrazeny trojfázové jalové výkony dočasného a trvalého měření a na Obr. 7.29 jejich rozdíl s vyznačenou průměrnou hodnotou. Tentokrát byl vyčíslen průměrný posun po svislé ose o 11,89 kVAr. Při minulém dočasném měření byl vyčíslen na 13,12 kVAr. Tudíž bude do budoucna

dobré udělat ještě několik měření a z nich poté vyčíslit korekční faktory. Už z těchto měření je však hodnota systémové chyby velmi přiblížena systémové chybě skutečné.

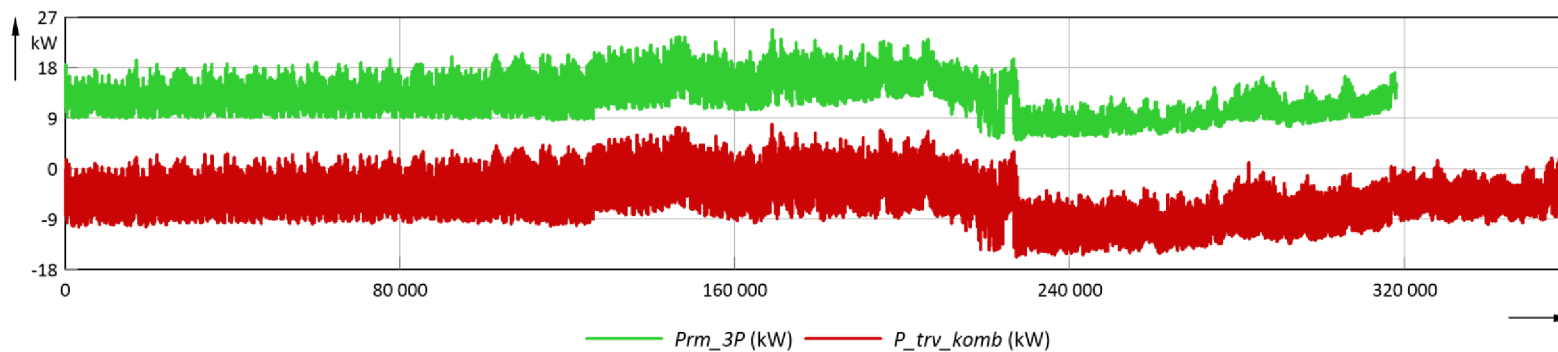
Při porovnání proudů (viz Obr. 7.30, 7.31 a 7.32) už nejsme tak blízko hodnotám naměřeným při prvním dočasném měření, avšak zůstává stejná znaménková orientace proudů z dočasného a trvalého měření vůči sobě. Proudů na primární straně transformátoru jsou, jak již bylo řečeno, velmi malé a jelikož je při zpracovávání několikrát převádíme, tak je částečně deformujeme od jejich skutečné hodnoty. Aritmetické průměry proudů z druhého měření jsou shrnuty v Tab. 7.3.

Tabulka 7.3 Systémová chyba T14-2 – proudy z Obr. 7.30, 7.31 a 7.32

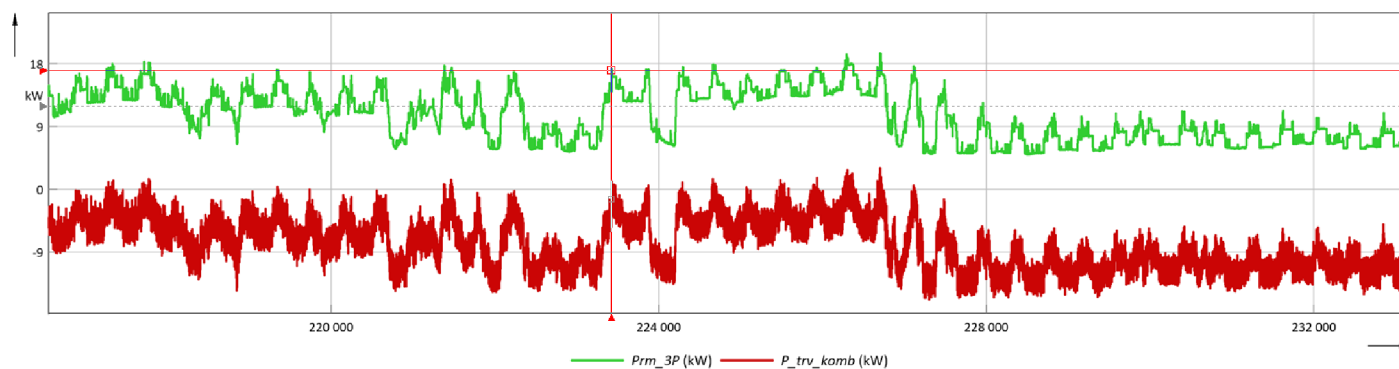
Fáze	Aritmetický průměr (A)		Rozdíl (A) Dočasné - Trvalé	Podíl Dočasné ku Trvalé
	Dočasné měření	Trvalé měření		
1.	0,1054	0,0568	0,0486	1,8556
2.	0,0615	-0,0043	0,0658	-14,3023
3.	0,1096	-0,0418	0,1514	-2,6220

Maximální nejistota, která mohla vzniknout příčinou měřicího řetězce, je u činného výkonu 4,622 %. Průměrná hodnota naměřeného trojfázového výkonu trvalým měřením byla -1,97 kW a dočasným měřením 15,19 kW. Nejistota tedy činí maximálně $\pm 91,05$ W. Rozdíl těchto hodnot je 17,16 kW a odečteme-li maximální nejistotu způsobenou měřicím řetězcem, pak je systémová chyba 17,07 kW. Ani s uvažováním maximální chyby měřicího řetězce se, jak jsme předpokládali, téměř neposuneme směrem k hodnotě naměřené dočasným měřením.

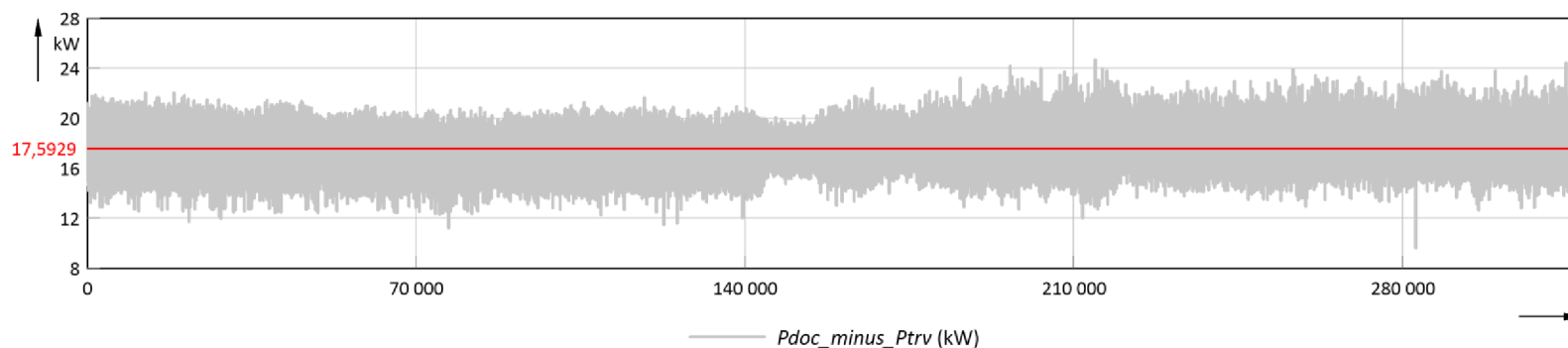
Podobně je tomu i u jalového výkonu, kde může vzniknout maximální nejistota 3,647 %. Průměrná naměřená hodnota trojfázového jalového výkonu trvalým měřením byla -16,12 kVAr a dočasného měření -4,23 kVAr. Rozdíl těchto hodnot je 11,89 kVAr a odečteme-li maximální nejistotu měřicího řetězce $\pm 681,9$ VAr, pak je systémová chyba 11,21 kVAr. Můžeme tedy konstatovat, že je důležité s nejistotou měřicího řetězce počítat při stanovování nových korekčních faktorů, ale oproti naměřeným hodnotám je nejistota měřicího řetězce stále menší než například chyba měření napětí.



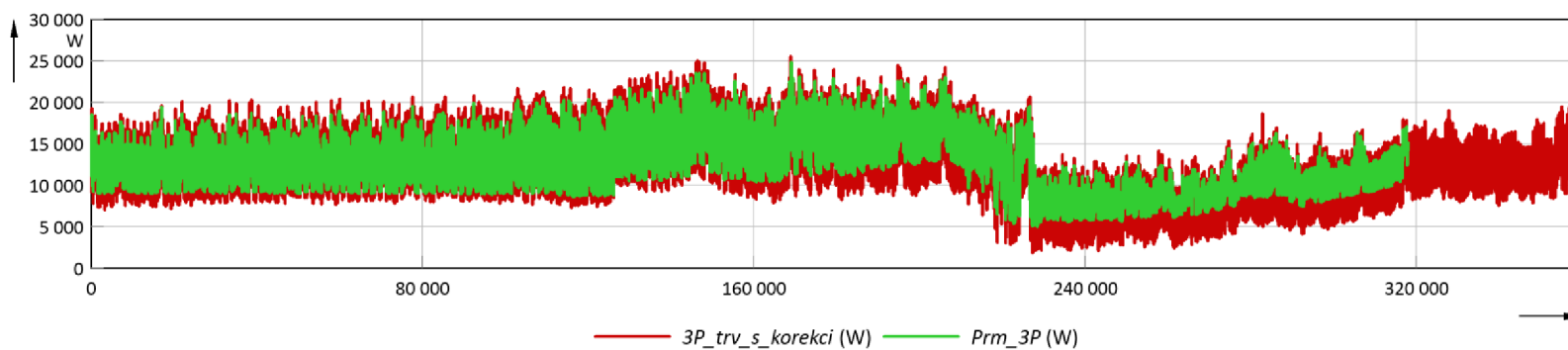
Obrázek 7.3 Porovnání 3f činného výkonu dočasného (Prm_{3P}) a trvalého (P_{trv_komb}) měření



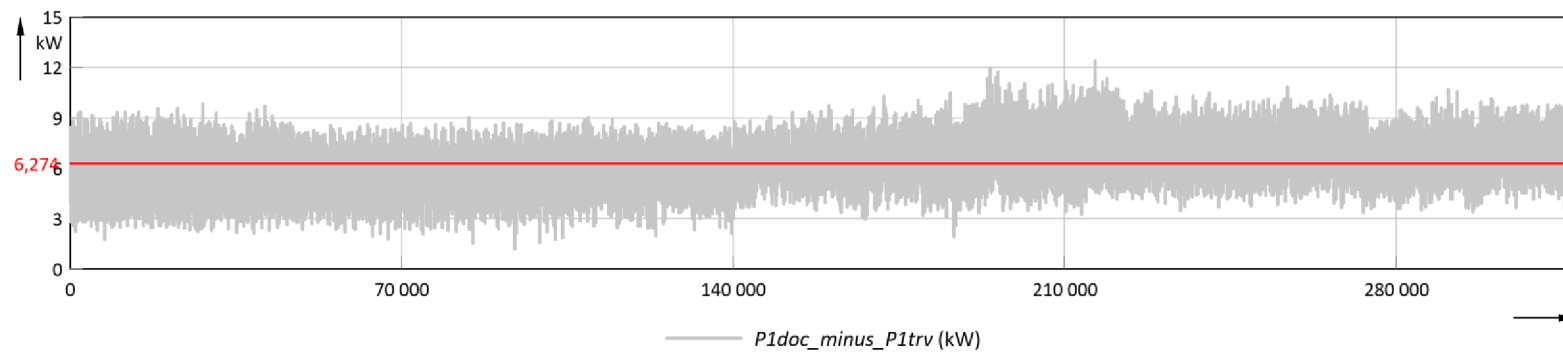
Obrázek 7.4 Detail 3f činného výkonu dočasného (Prm_{3P}) a trvalého (P_{trv_komb}) měření



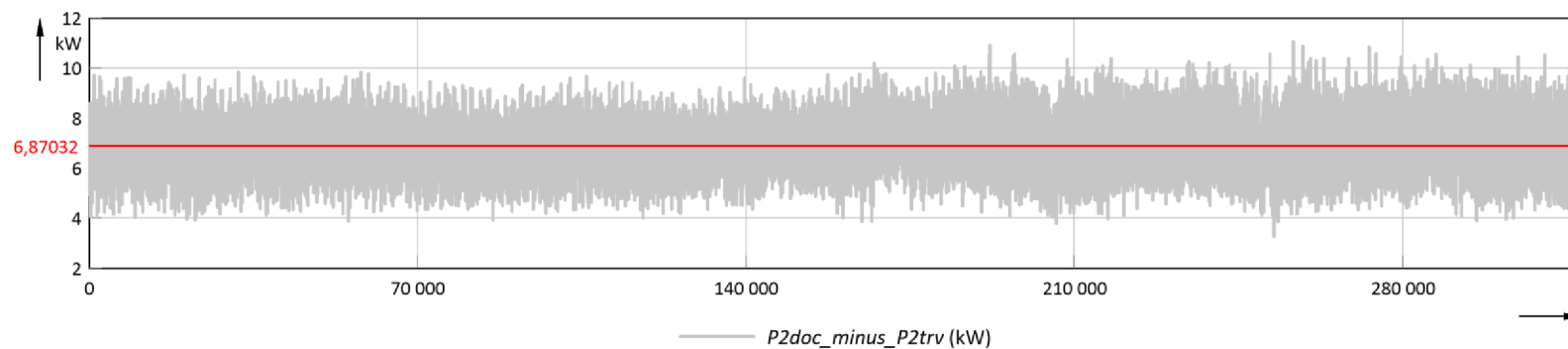
Obrázek 7.5 Rozdíl 3f činného výkonu dočasného a trvalého měření s vyznačenou průměrnou hodnotou



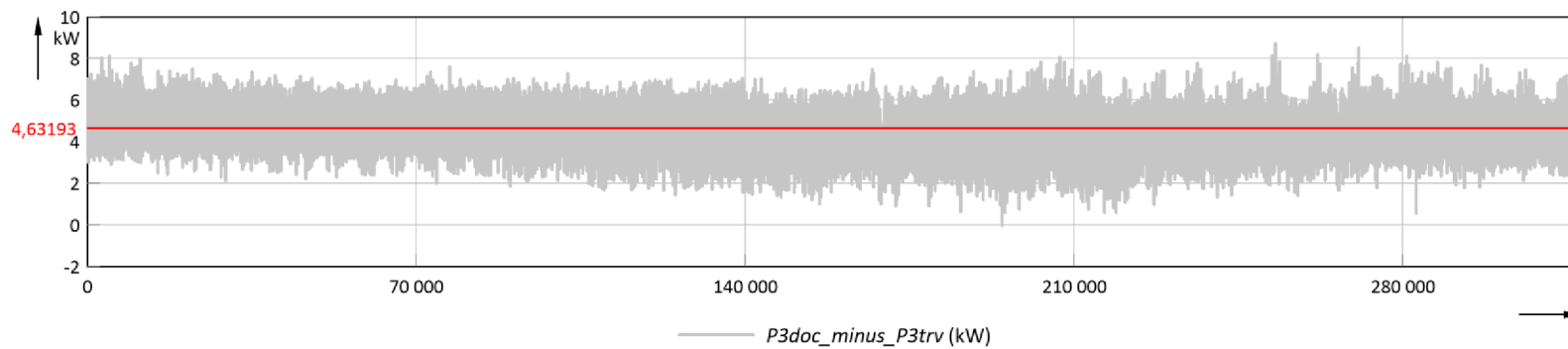
Obrázek 7.6 3f činný výkon trvalého měření (P_{trv_komb}) s korekcí +17,6 kW a dočasný (Prm_{3P})



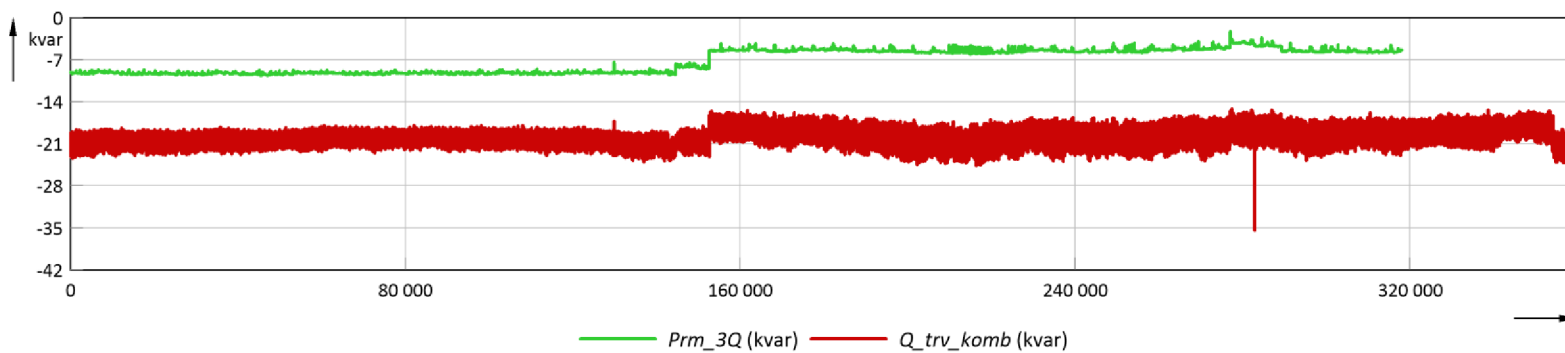
Obrázek 7.7 Rozdíl P pro 1. fázi dočasného a trvalého měření s vyznačenou průměrnou hodnotou



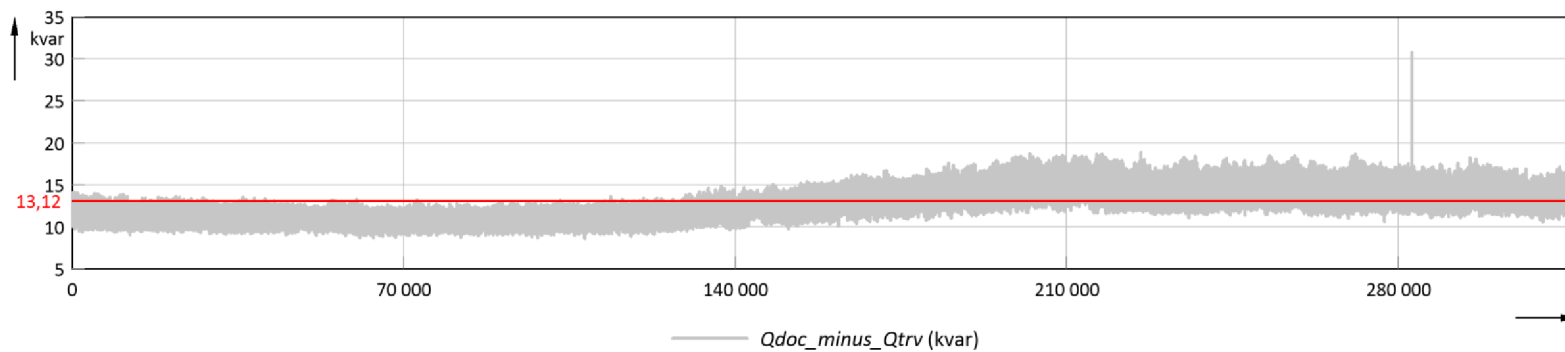
Obrázek 7.8 Rozdíl P pro 2. fázi dočasného a trvalého měření s vyznačenou průměrnou hodnotou



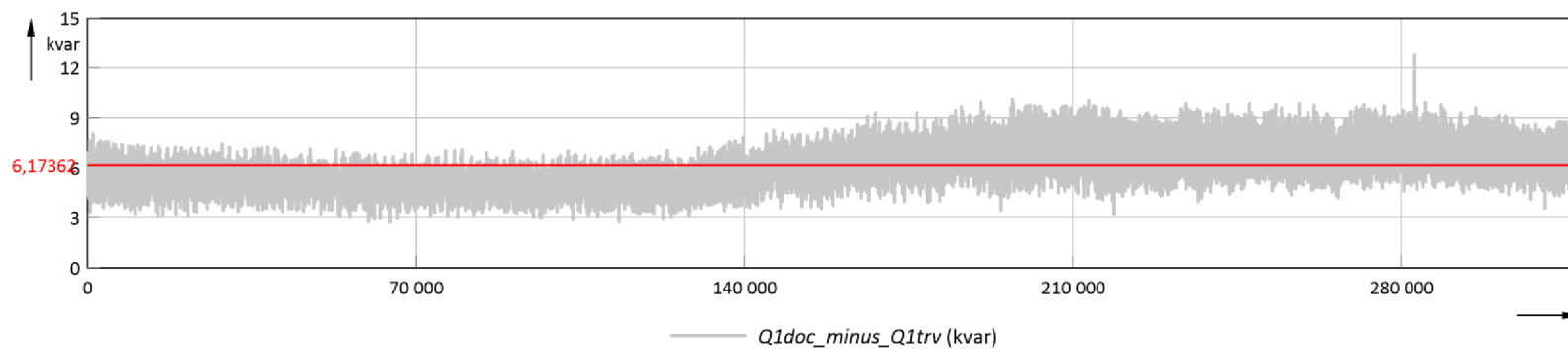
Obrázek 7.9 Rozdíl P pro 3. fázi dočasného a trvalého měření s vyznačenou průměrnou hodnotou



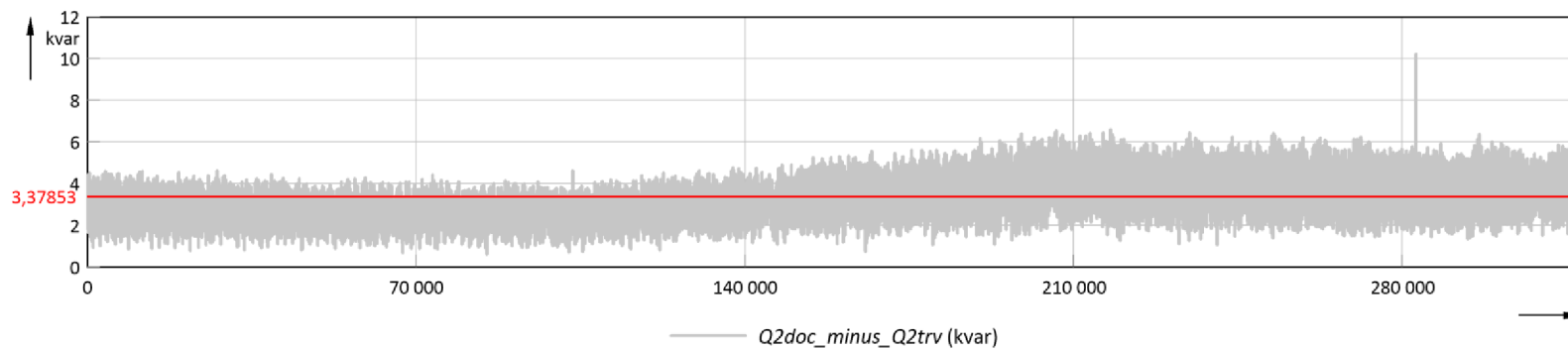
Obrázek 7.10 Porovnání 3f jalového výkonu dočasného (Prm_3Q) a trvalého (Q_trv_komb) měření



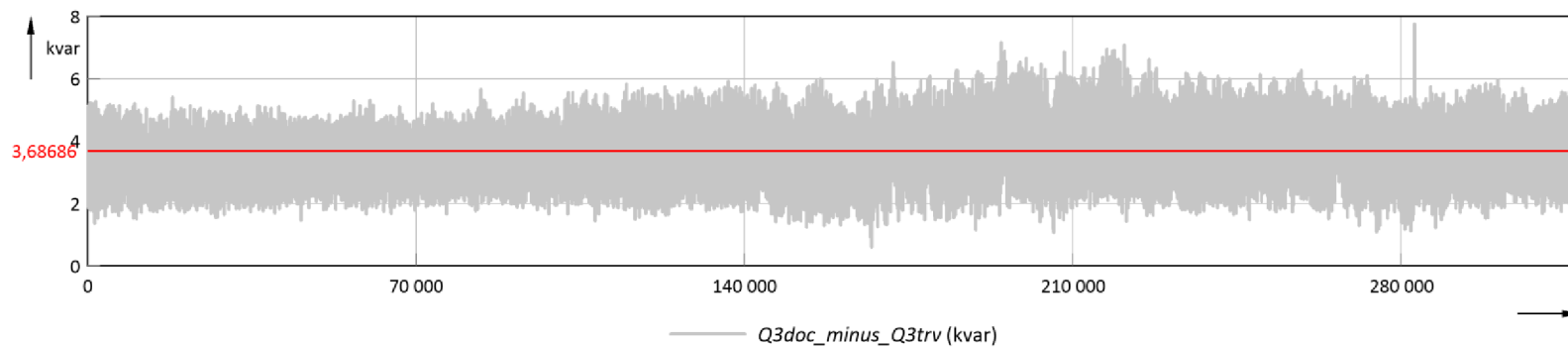
Obrázek 7.11 Rozdíl 3f jalového výkonu dočasného a trvalého měření s vyznačenou průměrnou hodnotou



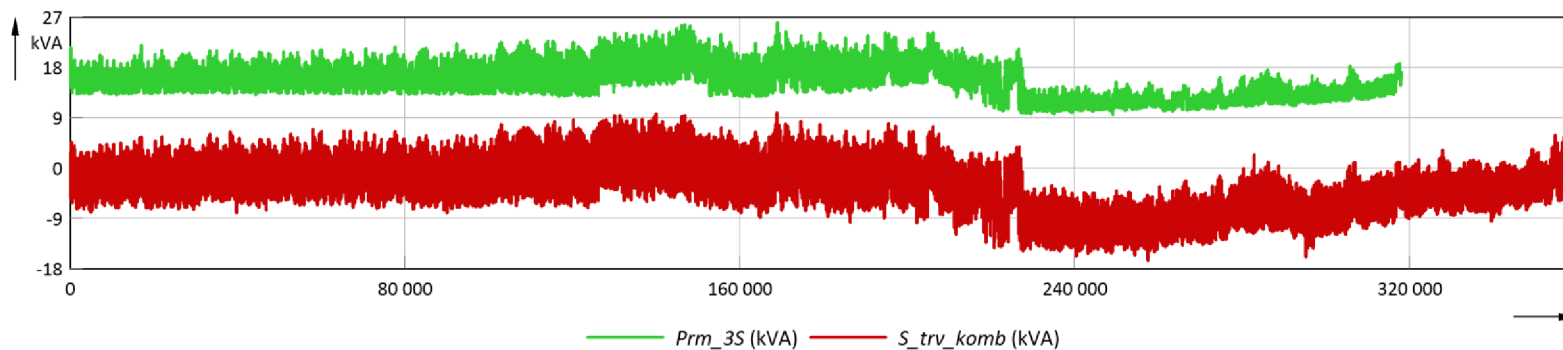
Obrázek 7.12 Rozdíl Q pro 1. fázi dočasného a trvalého měření s vyznačenou průměrnou hodnotou



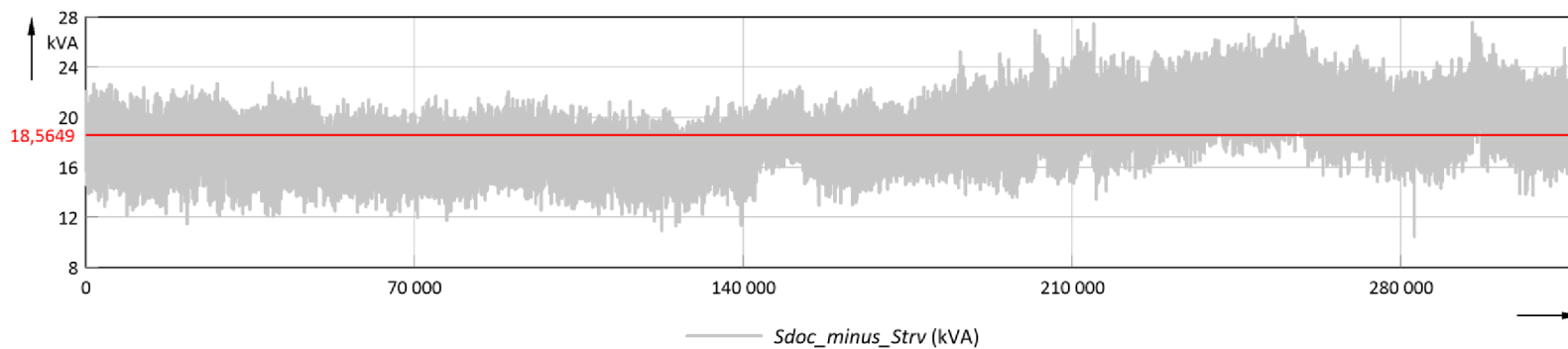
Obrázek 7.13 Rozdíl Q pro 2. fázi dočasného a trvalého měření s vyznačenou průměrnou hodnotou



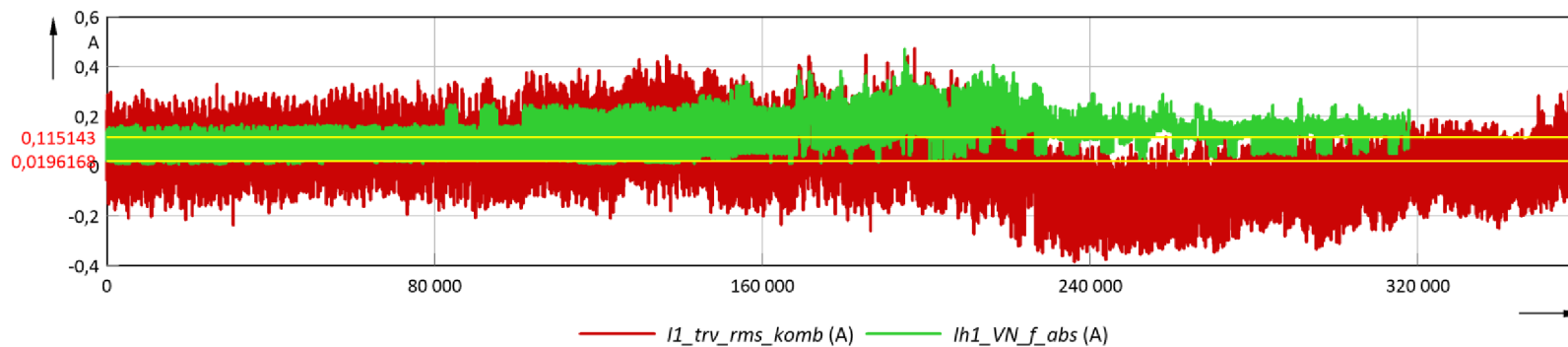
Obrázek 7.14 Rozdíl Q pro 3. fázi dočasného a trvalého měření s vyznačenou průměrnou hodnotou



Obrázek 7.15 Porovnání 3f zdánlivého výkonu dočasného (Prm_3S) a trvalého (S_trv_komb) měření



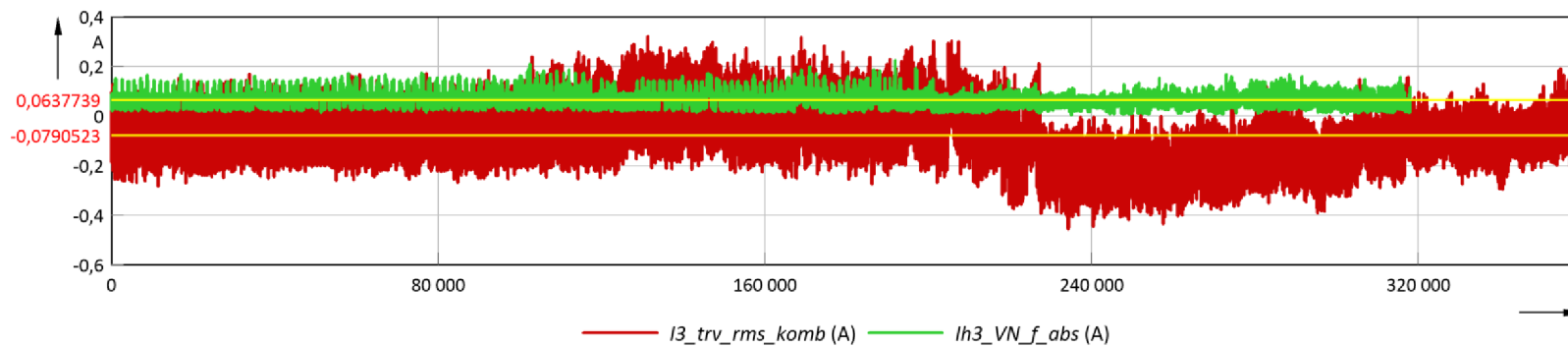
Obrázek 7.16 Rozdíl 3f zdánlivého výkonu dočasného a trvalého měření s vyznačenou průměrnou hodnotou



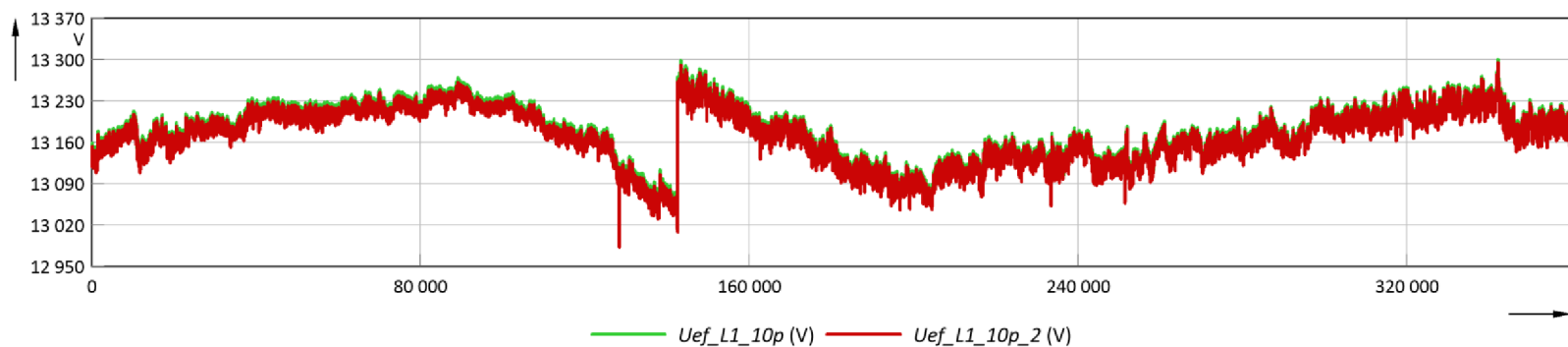
Obrázek 7.17 Proud 1. fáze dočasného ($Ih1_VN_f_abs$) a trvalého ($I1_trv_komb$) měření



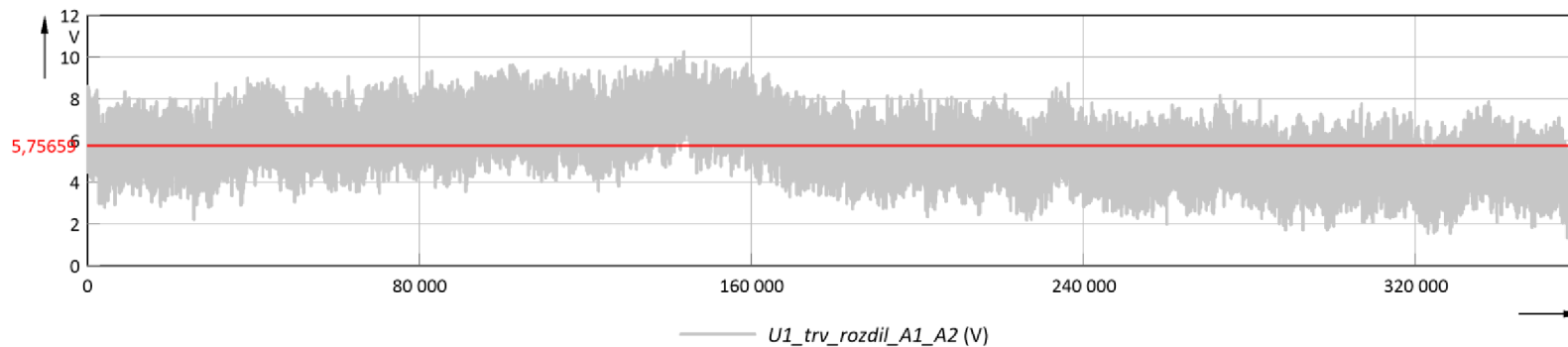
Obrázek 7.18 Proud 2. fáze dočasného ($Ih2_VN_f_abs$) a trvalého ($I2_trv_komb$) měření



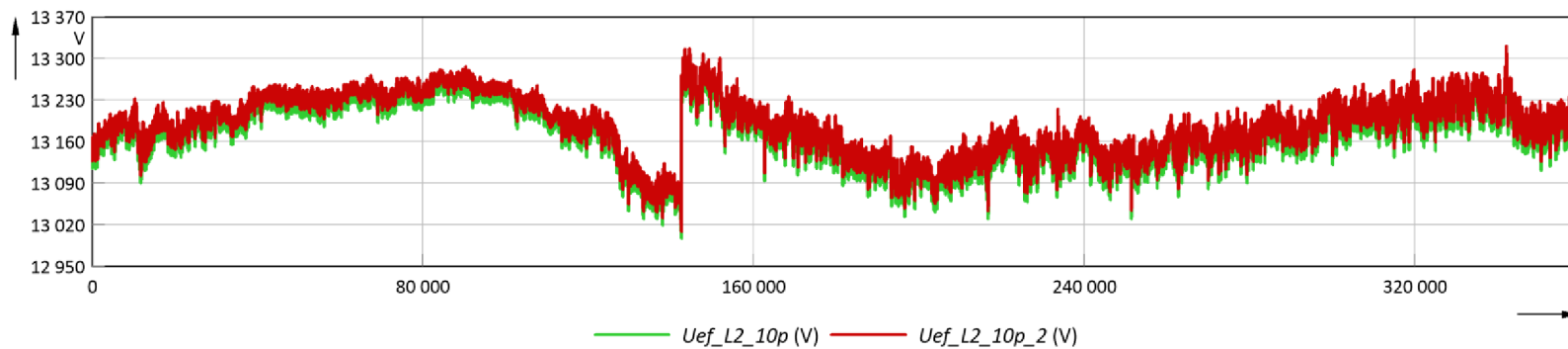
Obrázek 7.19 Proud 3. fáze dočasného ($Ih3_VN_f_abs$) a trvalého ($I3_trv_komb$) měření



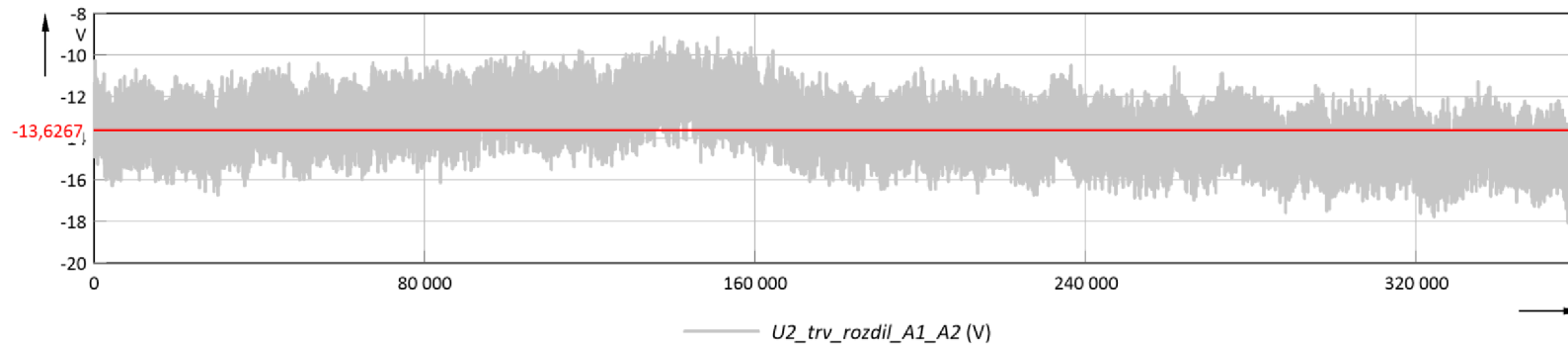
Obrázek 7.20 Průběh U_f 1. fáze trvalého měření na vstupu A1 (Uef_L1_10p) a výstupu A2 ($Uef_L1_10p_2$)



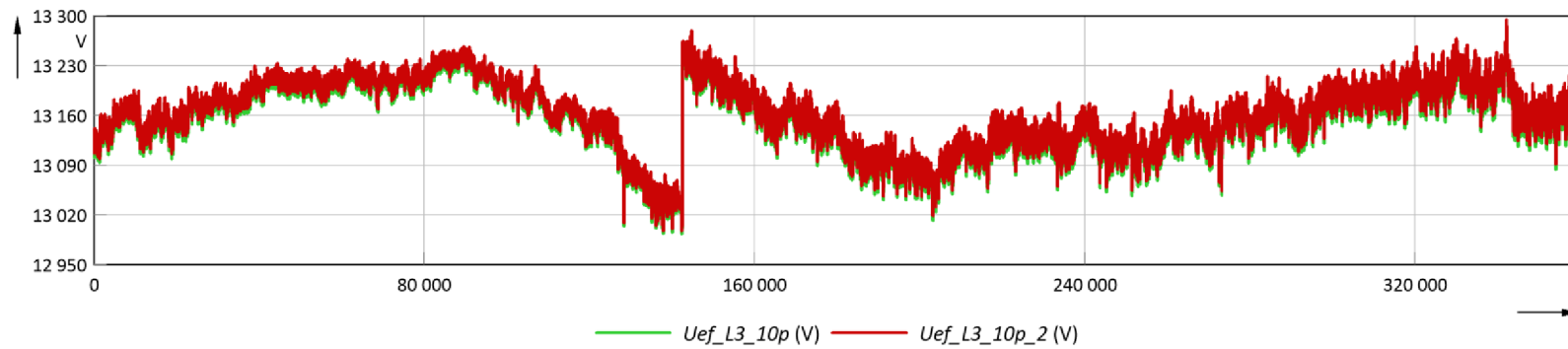
Obrázek 7.21 Rozdíl U_f 1. fáze vstupu A1 a výstupu A2 s vyznačenou průměrnou hodnotou



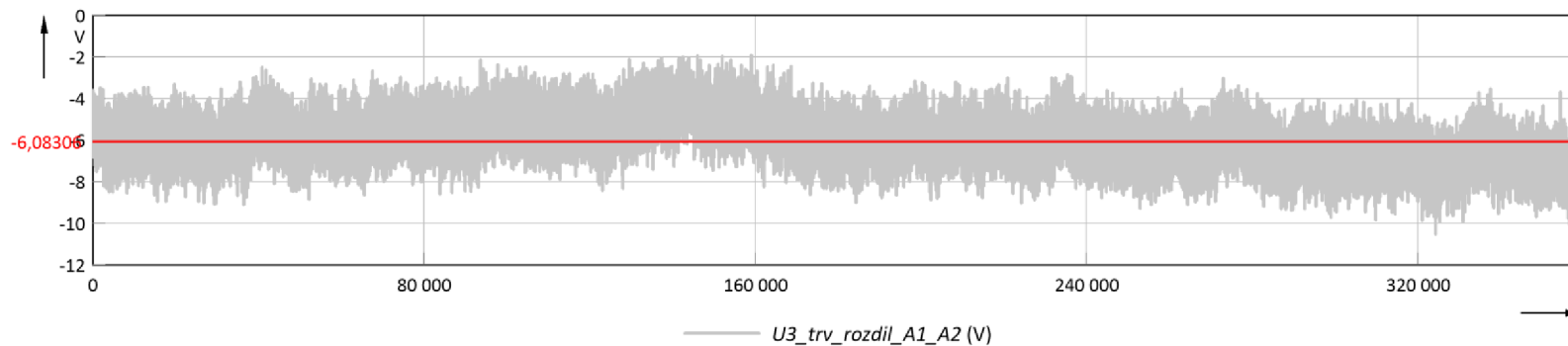
Obrázek 7.22 Průběh U_f 2. fáze trvalého měření na vstupu A1 ($U_{ef_L2_10p}$) a výstupu A2 ($U_{ef_L2_10p_2}$)



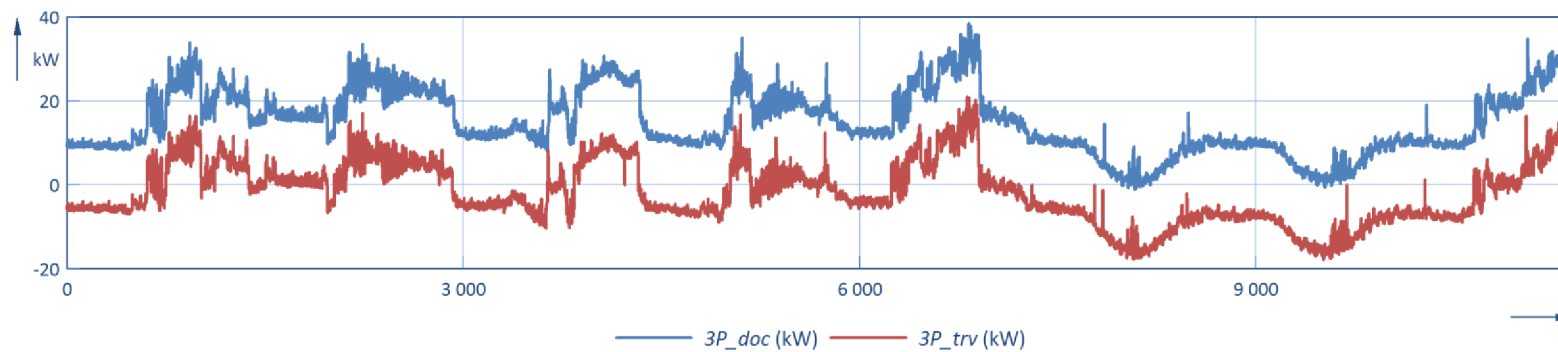
Obrázek 7.23 Rozdíl U_f 2. fáze vstupu A1 a výstupu A2 s vyznačenou průměrnou hodnotou



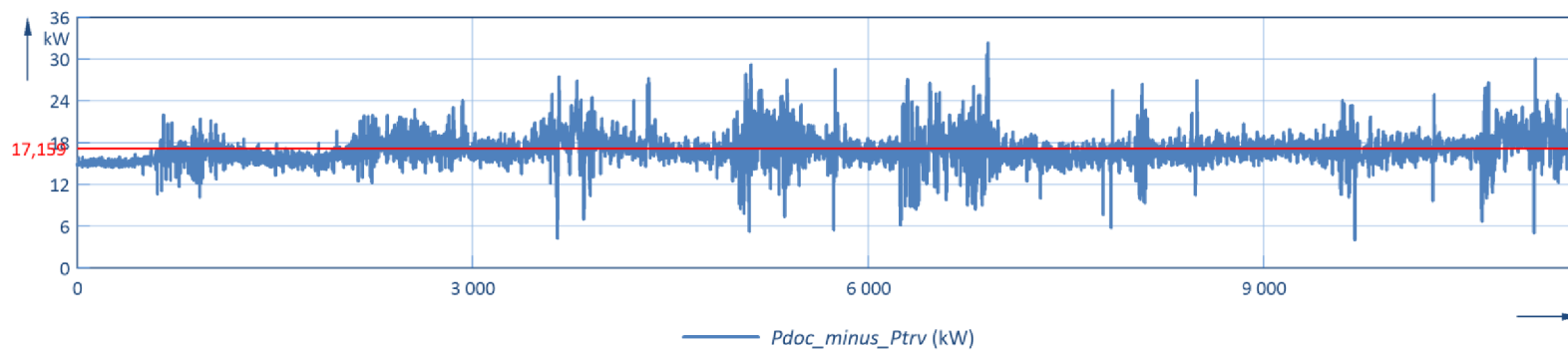
Obrázek 7.24 Průběh U_f 3. fáze trvalého měření na vstupu A1 ($U_{ef_L3_10p}$) a výstupu A2 ($U_{ef_L3_10p_2}$)



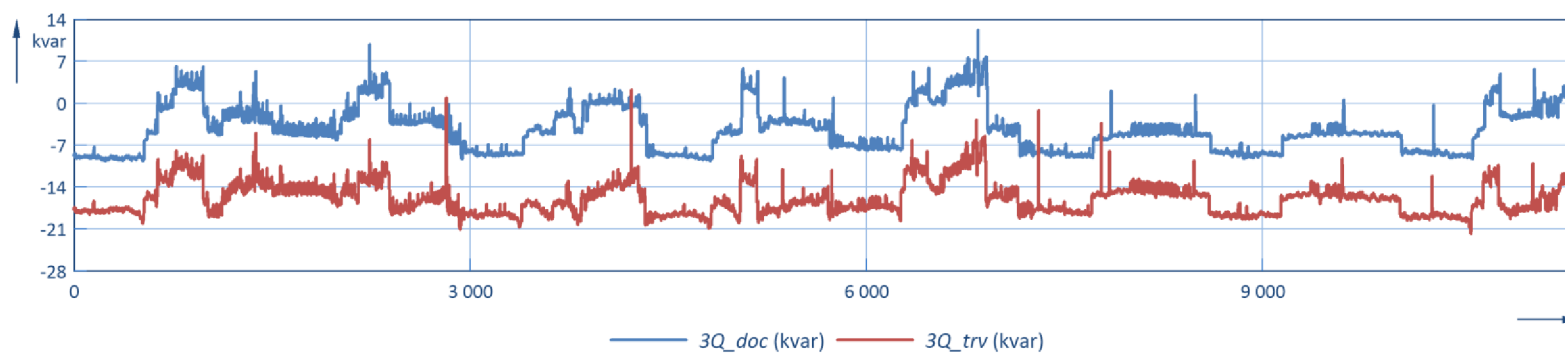
Obrázek 7.25 Rozdíl U_f 3. fáze vstupu A1 a výstupu A2 s vyznačenou průměrnou hodnotou



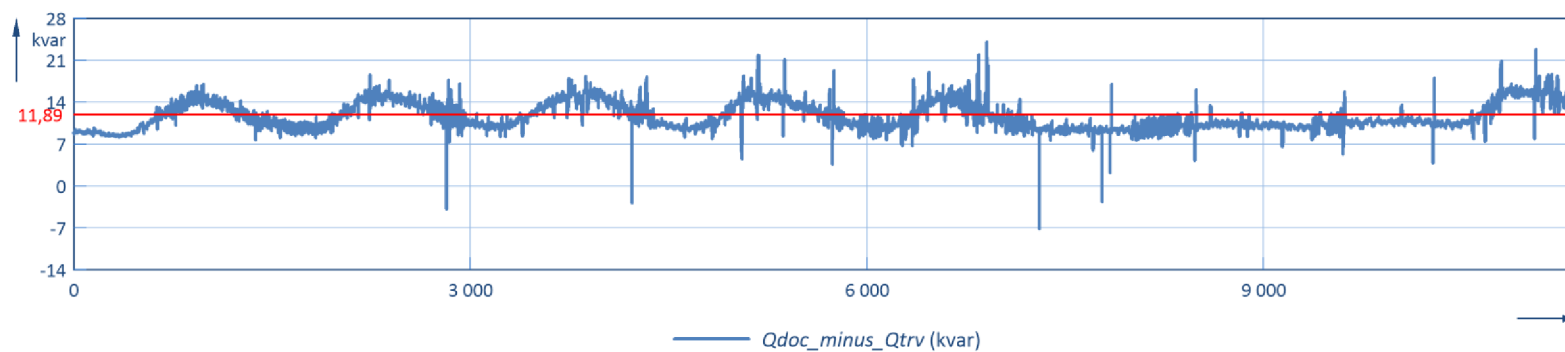
Obrázek 7.26 Porovnání 3f činného výkonu dočasného ($3P_doc$) a trvalého ($3P_trv$) měření



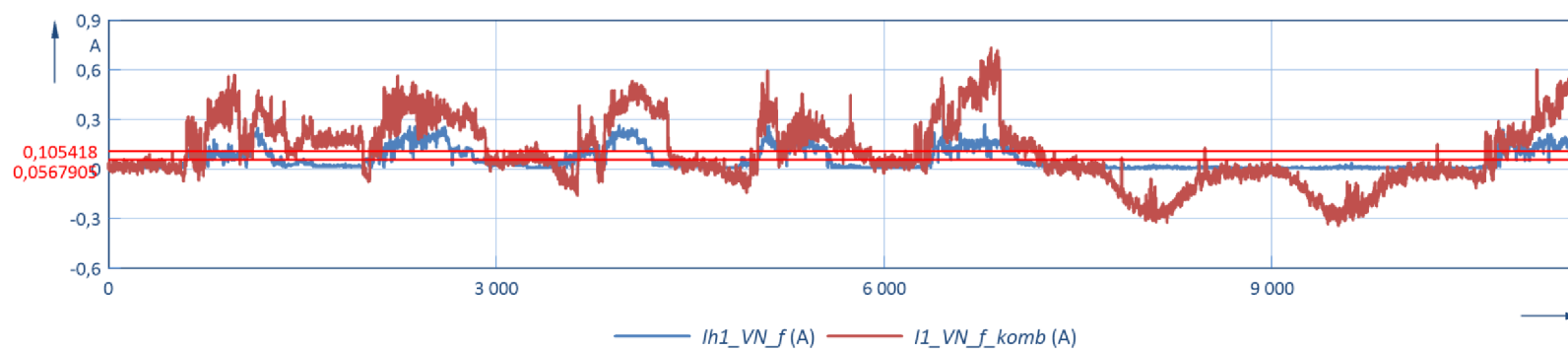
Obrázek 7.27 Rozdíl 3f činného výkonu dočasného a trvalého měření s vyznačenou průměrnou hodnotou



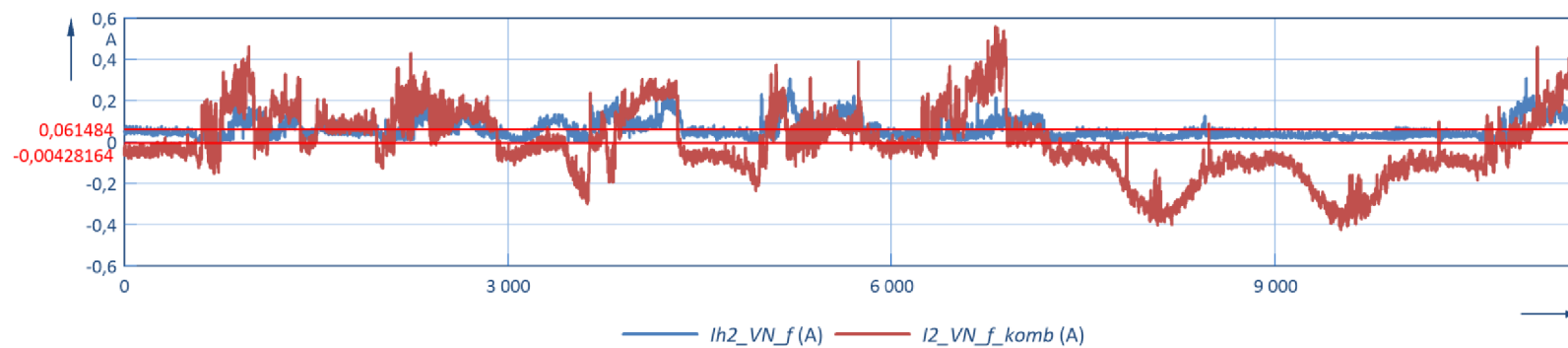
Obrázek 7.28 Porovnání 3f jalového výkonu dočasného ($3Q_{doc}$) a trvalého ($3Q_{trv}$) měření



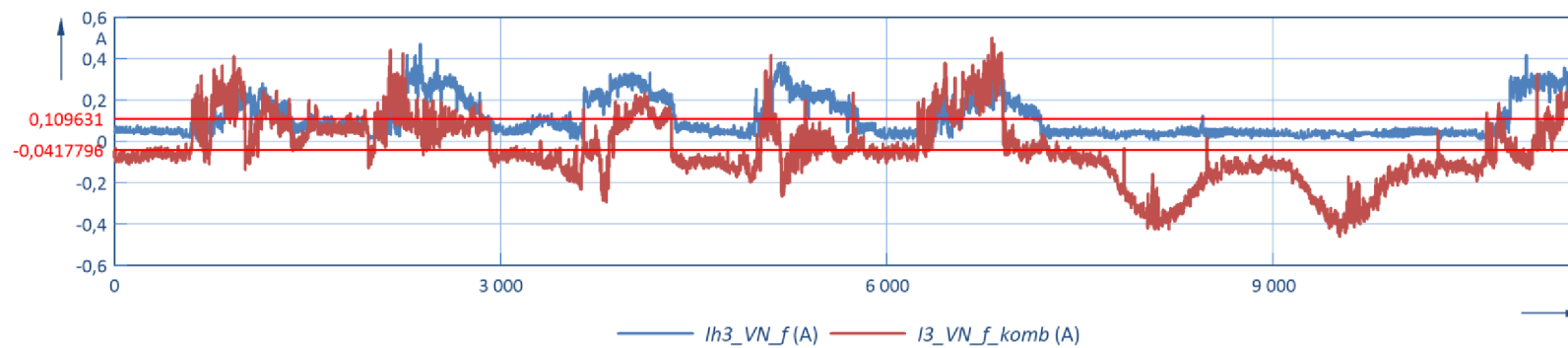
Obrázek 7.29 Rozdíl 3f jalového výkonu dočasného a trvalého měření s vyznačenou průměrnou hodnotou



Obrázek 7.30 Proud 1. fáze dočasného (Ih1_VN_f) a trvalého (I1_VN_f_komb) měření



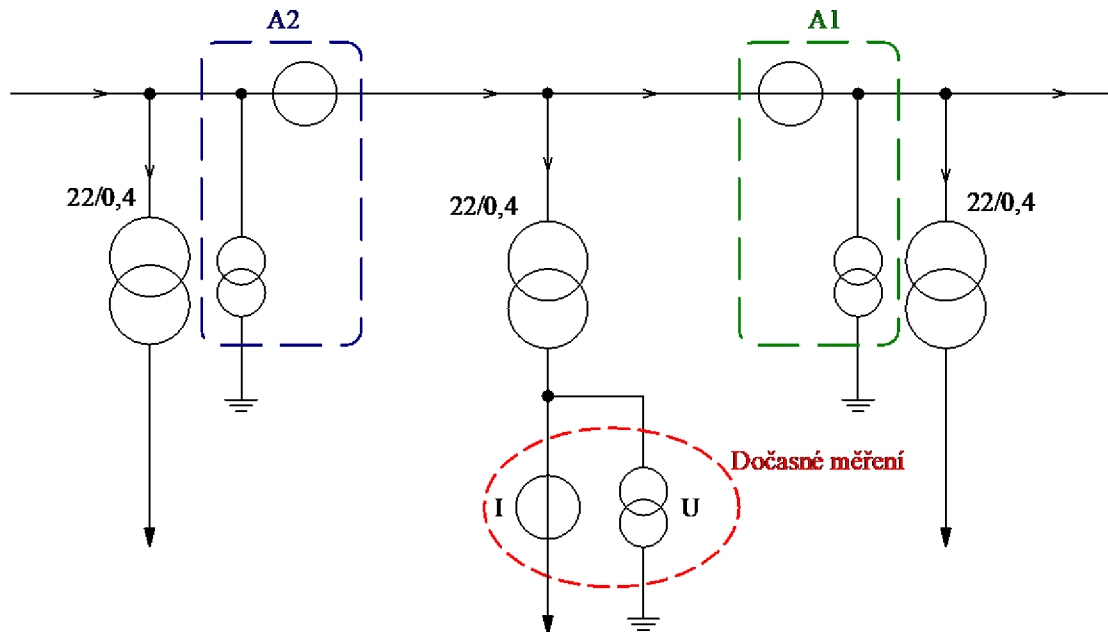
Obrázek 7.31 Proud 2. fáze dočasného ($I_{h2_VN_f}$) a trvalého ($I_{2_VN_f_komb}$) měření



Obrázek 7.32 Proud 3. fáze dočasného ($I_{h3_VN_f}$) a trvalého ($I_{3_VN_f_komb}$) měření

7.2 Transformační stanice ADMAS

V transformační stanici ADMAS se nenachází trvalé měření na primární straně transformátoru, ale je dopočítáváno z trvalého měření v okolních DTS, tedy z rozvodny Medláanky a z DTS CEITEC. Bylo zde umístěno na sekundární stranu transformátoru po dobu sedmi dnů dočasné měření multimetrem METREL MI 2892. Schéma měření v DTS ADMAS je na Obr. 7.33.



Obrázek 7.33 Schéma dočasného a trvalého měření – ADMAS

V tomto případě bylo s daty zacházeno stejně jako s měřenými daty na T14, jen s tím rozdílem, že zde byla zpracována data za časový úsek necelých 8 dnů s periodou měření každou 1 min. Máme tedy 14 000 minutových hodnot, které jsou zaznamenány bez úhlů, protože v tak velkém časovém úseku se úhel mnohokrát změní, tudíž nemůže být k minutové hodnotě přiřazen jeden úhel pro každé napětí a jeden úhel pro každý proud, jako tomu bylo u měřených dat s 200 ms intervalem na T14. Nebylo možné použít stejný měřicí přístroj jako v DTS T14, abychom také měřili hodnoty po 200 ms, protože na sekundární straně transformátoru v DTS ADMAS tečou mnohem větší proudy než na sekundární straně v DTS T14 (přes 300 A), což už je mimo rozsah měřicího přístroje použitého na T14. Stejně dobře můžeme provádět porovnání přímo zaznamenaných efektivních hodnot. Data byla do programu FlexPro Developer suite nahrávána bez známé souřadnice osy x z důvodu příznivějšího porovnávání měřených dat.

Na Obr. 7.34 je průběh trojfázového činného výkonu trvalého a dočasného měření. Hned na první pohled si můžeme všimnout, že zde je oproti T14 průběh trvalého měření nad dočasným měřením. Rozdíl trvalého a dočasného měření je u trojfázového činného výkonu 19,24 kW (viz Obr. 7.35). Nutno dodat, že v této DTS měříme mnohem vyšší

výkony než v DTS T14, což je zřetelné i na průbězích. Průběh jalového výkonu je porovnán na Obr. 7.36. Rozdíl trvalého a dočasného měření pro trojfázový jalový výkon je 36,4 kVAr (viz Obr. 7.37). Následuje na Obr. 7.38 průběh zdánlivého výkonu, kde rozdíl trvalého a dočasného měření činí průměrně 40,36 kVA (viz Obr. 7.39). Už od pohledu je znatelně větší rozdíl mezi dočasným a trvalým měřením jalového výkonu než činného výkonu. U této transformační stanice se dopouštíme velké chyby především tím, že výsledné napětí a proudy pro tento objekt dopočítáváme z měření v okolních objektech. Není mi zcela známo, jak jsou systémově dopočítávány výkony v objektech, kde není umístěno dlouhodobé měření, ale nejpravděpodobněji jsou zanedbány činné ztráty v kabelovém vedení a jejich produkce jalového výkonu induktivního charakteru, které jsou sice minimální oproti tomu, jaké měříme výkony, ale částečně způsobuje chybovost měření. V tomto případě například kabelový úsek R Medlanky – TS ADMAS generuje nadbytečný jalový výkon induktivního charakteru o velikosti 23,78 kVAr, což už je skoro velikost rozdílu jalového výkonu trvalého a dočasného měření (36,4 kVAr). Toto může způsobovat systémovou chybu, kterou bude v dohledné době nutné odstranit nastavením korekčních faktorů na senzorech. To bude kapitola sama o sobě, protože bude zapotřebí korekci rozdělit vždy minimálně mezi dva senzory v objektu, čímž se mohou rozhodit měření v následujícím objektu, kde je měření umístěno.

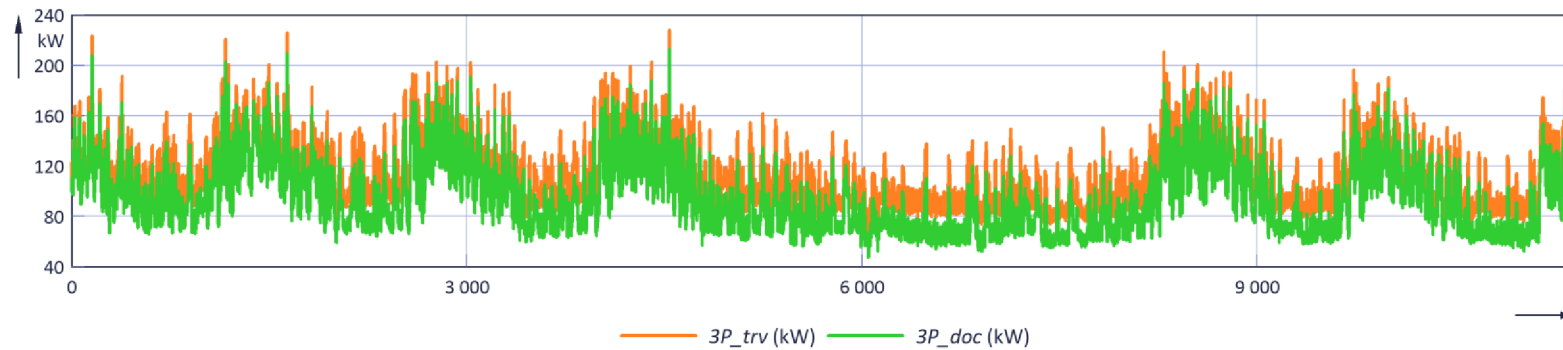
Při zobrazení průběhů fázových napětí měřených trvalým měřením (viz Obr. 7.43, 7.44 a 7.45) vidíme, že rozdíly mezi A1 a A2 jsou obrovské, především z důvodů výše zmíněných. Ve třetí fázi jde o průměrný rozdíl 58 V, což je při uvažování jmenovitého proudu senzorů 80 A, 4,6 kVA. Pokud by v každé fázi vznikla stejně velká chyba, jednalo by se dohromady o 13,8 kVA způsobených pouze chybou odhadů velikosti napětí mezi objekty, kde není umístěno měření, bez uvažování ztrát.

Na Obr. 7.40, 7.41 a 7.42 jsou průběhy proudů s vyznačenými aritmetickými průměry. Efektivní hodnoty proudů dočasného měření byly přepočítány stejně jako v případě měření na T14 přes převod transformátoru a pomocí 1. Kirchhoffova zákona na fázové hodnoty primární strany transformátoru. Jelikož jsou vstupními daty efektivní hodnoty, tak zde byl poslední krok (5.5) vynechán. Data z trvalého měření nebylo v tomto případě potřeba nijak upravovat. Jediným krokem byl součet vstupního A1 a výstupního A2 měření, abychom se s daty dostali na stejnou pozici primární strany transformátoru, jako s daty z dočasného měření. Z logického pohledu jsou efektivní hodnoty proudů trvalého měření velmi orientační, protože proudy na primární straně transformátoru jsou velmi malé a měření není přímo v objektu, nýbrž v okolních objektech, ale přesně takto je potřeba data porovnávat, aby byly výsledky důvěryhodné a bylo podle nich možné nastavit korekční faktory. Stejně jako u DTS T14 následuje souhrnná Tab. 7.4 obsahující systémovou chybu měření proudů a znaménkové postavení proudů v jednotlivých fázích trvalého měření vůči dočasnému měření.

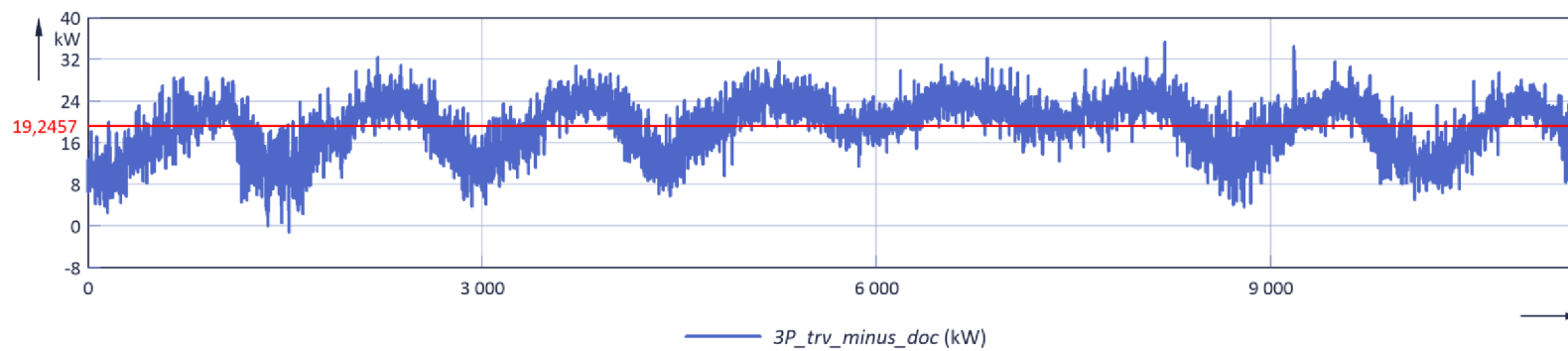
Tabulka 7.4 Systémová chyba ADMAS – proudy z Obr. 7.40, 7.41, 7.42, 7.49, 7.50

Fáze	Aritmetický průměr (A)			Rozdíl (A) Dočasné (správný směr) - Trvalé	Podíl Dočasné (správný směr) ku Trvalé
	Dočasné měření	Dočasné (správný směr)	Trvalé měření		
1.	-0,1201	0,1201	-2,9933	3,1134	-0,0401
2.	0,1289	-0,1289	-3,0139	2,8850	0,0428
3.	-0,0088	-0,0088	-2,6154	2,6066	0,0034

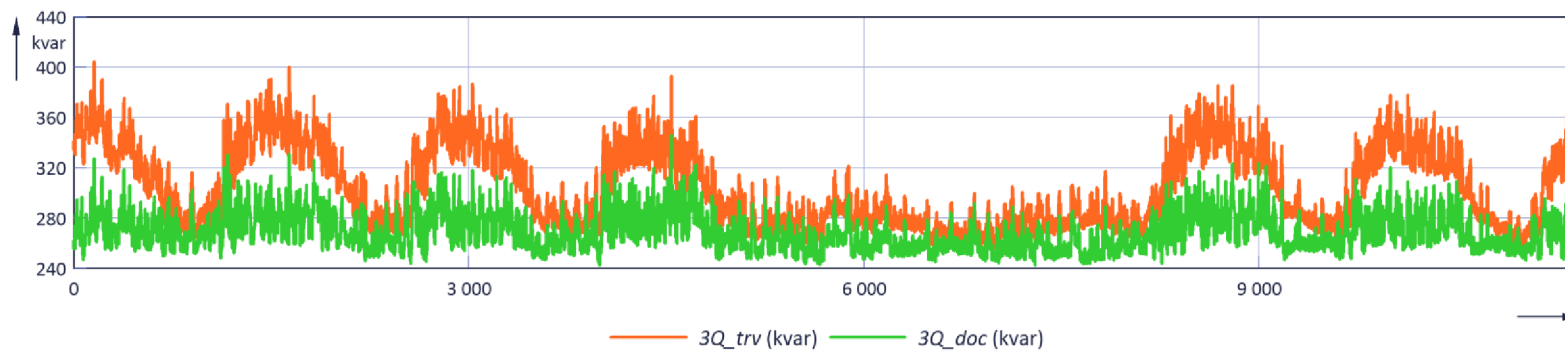
Kvůli nastavení stejné svislé osy pro oba průběhy proudu (dočasného i trvalého měření) není na první pohled patrné, že průběhy proudu dočasného měření u první a druhé fáze jdou obráceně oproti průběhům proudu trvalého měření. Průběh proudu třetí fáze je otočen stejným směrem jako u trvalého měření. Tato skutečnost je zřejmá až z průběhů na Obr. 7.46, 7.47 a 7.48, kde je nastavena vedlejší osa y pro průběhy proudu z dočasného měření. Je to způsobeno tím, že u tohoto měření nebyly zaznamenávány úhly, ale pouze efektivní hodnoty. Uvažujeme-li za správný směr hodnoty naměřené trvalým měřením, které by měly být vůči sobě úhlově naprosto synchronní, pak jsme se u dočasného měření dopustili chybného zapojení dvou fází a měřili jsme tak hodnoty znaménkově obrácené. Otočení hodnot o 180° provedeme přiřazením znaménka mínus u proudů první a druhé fáze dočasného měření, poté nám již průběhy směrově a tvarově korespondují, jak je dokázáno na Obr. 7.49 a 7.50. Aritmetický průměr průběhu proudů první a druhé fáze jen změnil znaménko. V Tab. 7.4 jsou uvedeny obě hodnoty, ale výpočet rozdílu a podílu je pouze pro opravené hodnoty se správným směrem.



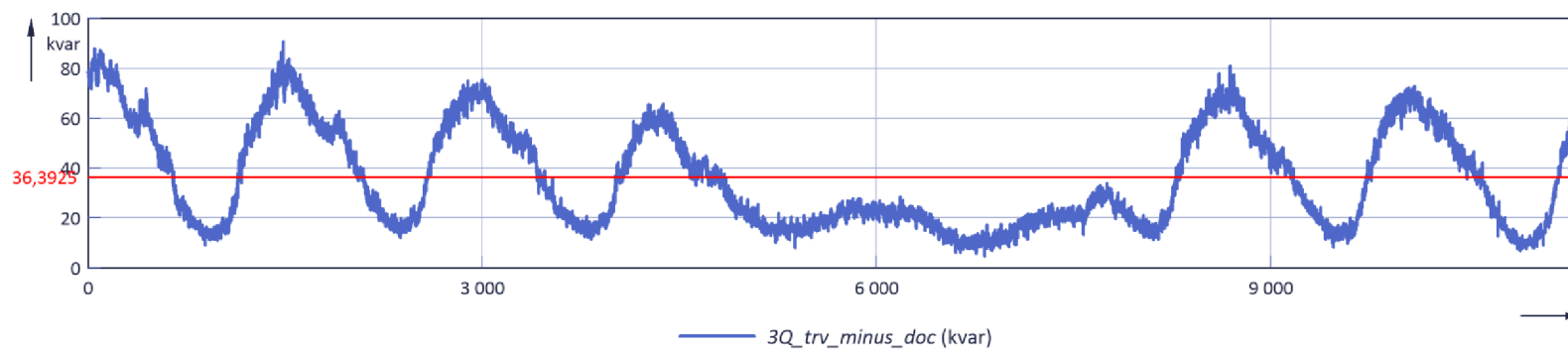
Obrázek 7.34 Porovnání 3f činného výkonu dočasného (3P_doc) a trvalého (3P_trv) měření



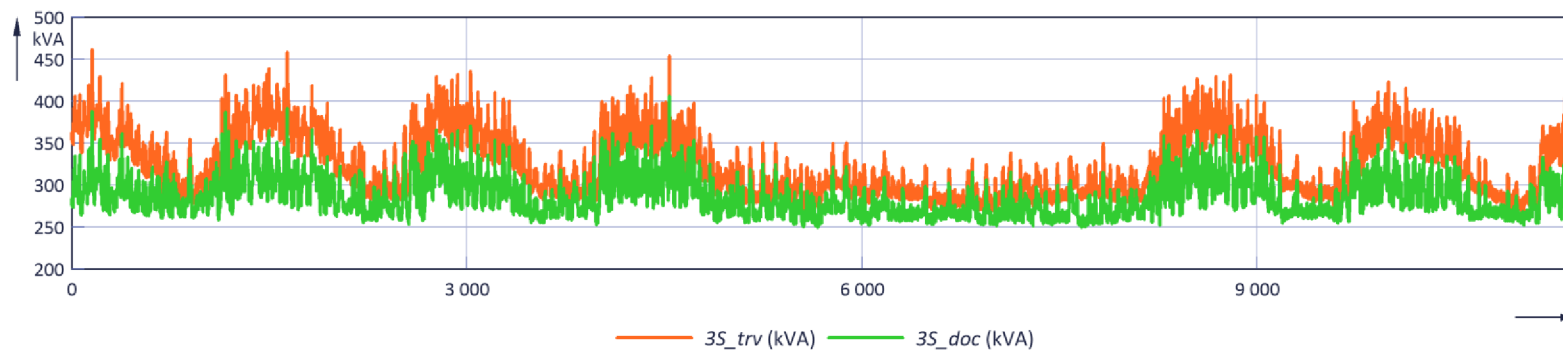
Obrázek 7.35 Rozdíl 3f činného výkonu dočasného a trvalého měření s vyznačenou průměrnou hodnotou



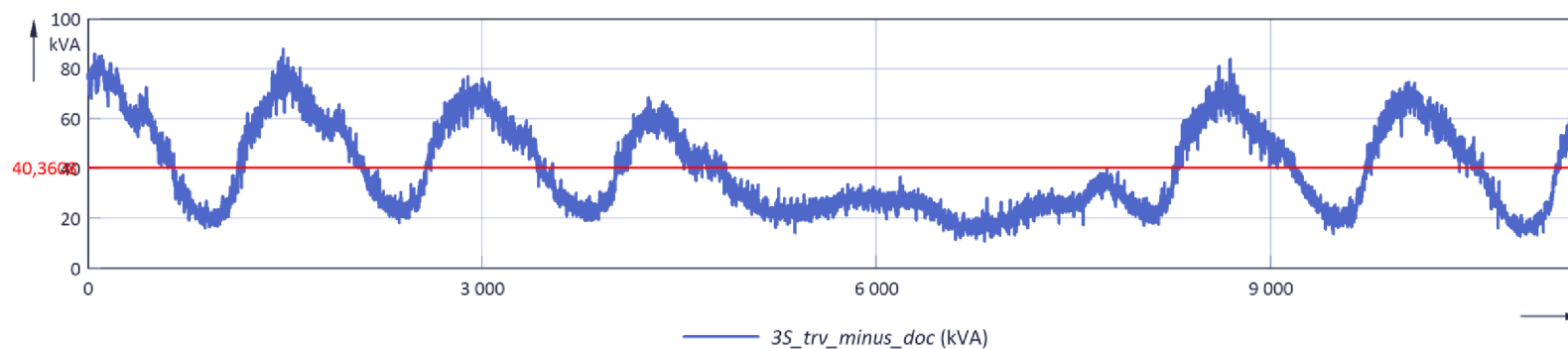
Obrázek 7.36 Porovnání 3f jalového výkonu dočasného (3Q_doc) a trvalého (3Q_trv) měření



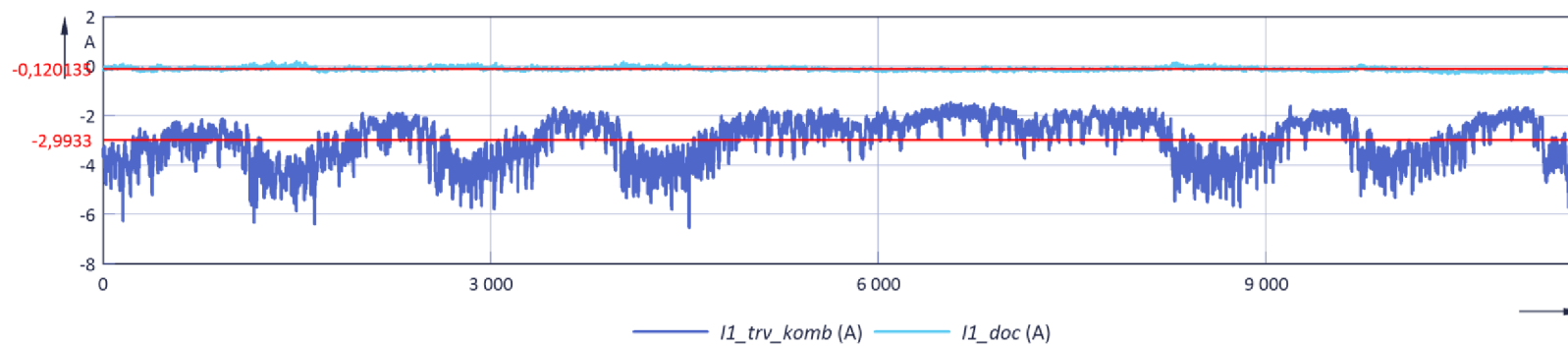
Obrázek 7.37 Rozdíl 3f jalového výkonu dočasného a trvalého měření s vyznačenou průměrnou hodnotou



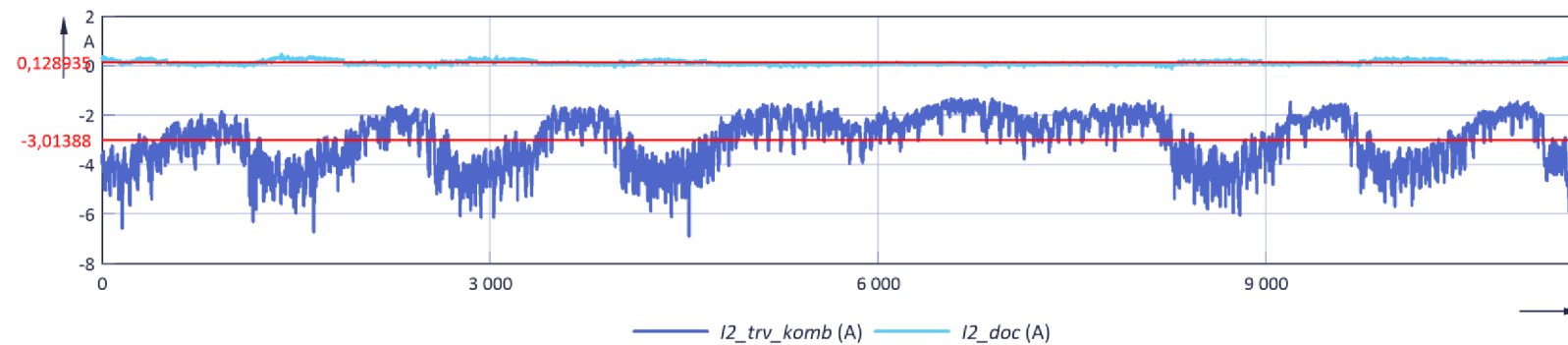
Obrázek 7.38 Porovnání 3f zdánlivého výkonu dočasného (3S_doc) a trvalého (3S_trv) měření



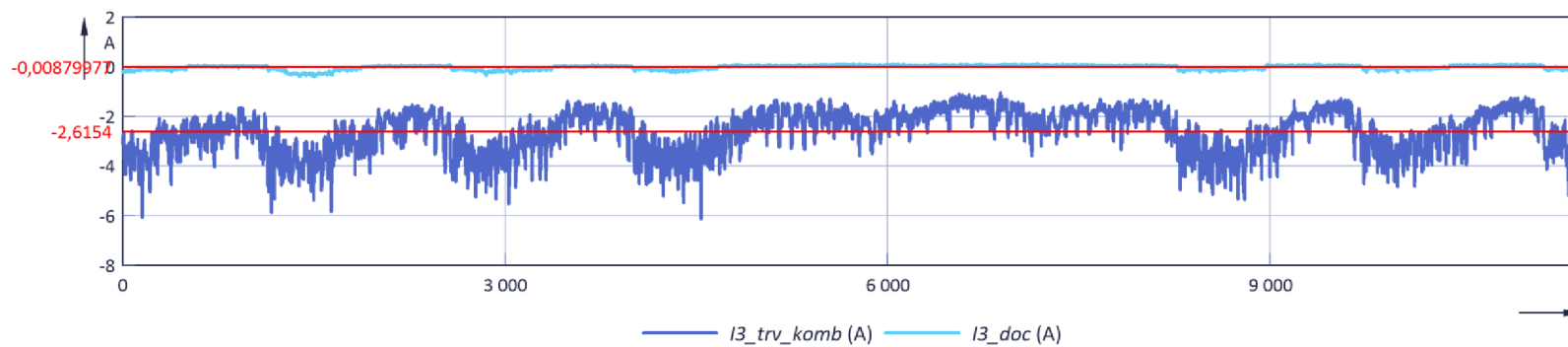
Obrázek 7.39 Rozdíl 3f zdánlivého výkonu dočasného a trvalého měření s vyznačenou průměrnou hodnotou



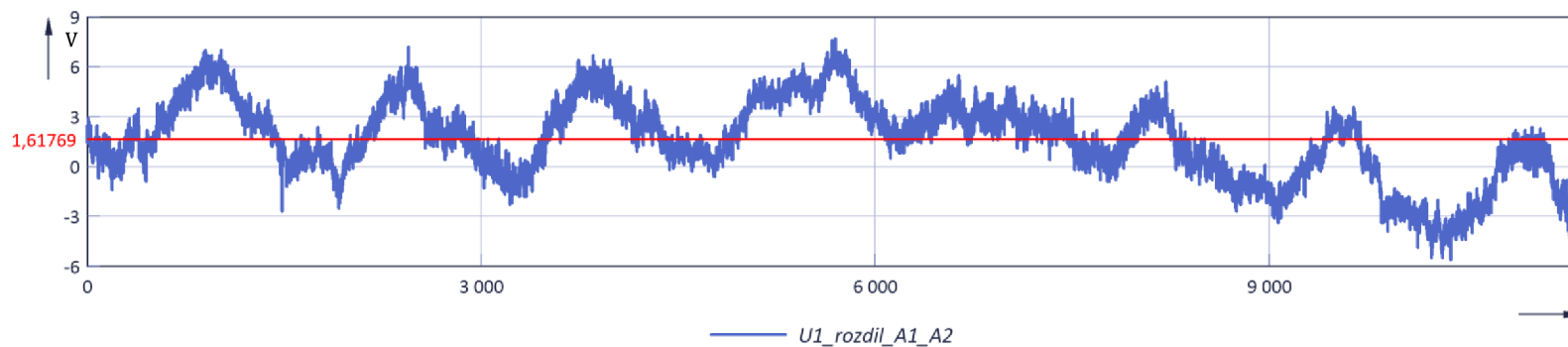
Obrázek 7.40 Proud 1. fáze dočasného ($I1_doc$) a trvalého ($I1_trv_komb$) měření



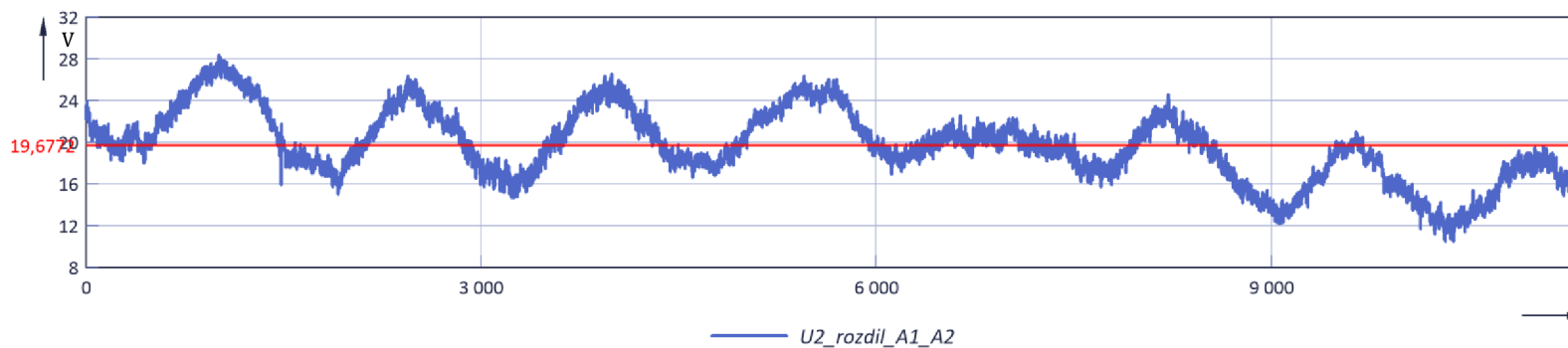
Obrázek 7.41 Proud 2. fáze dočasného ($I2_doc$) a trvalého ($I2_trv_komb$) měření



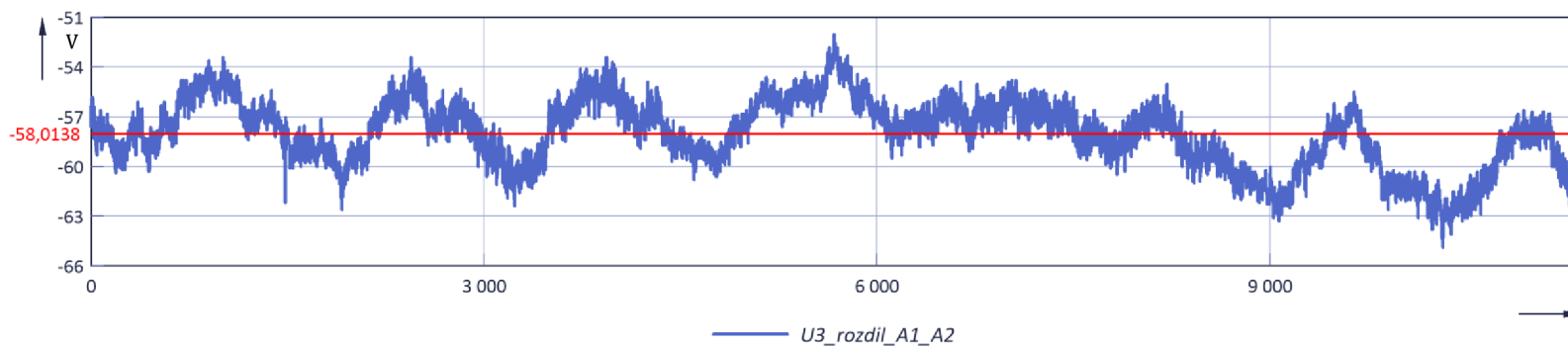
Obrázek 7.42 Proud 3. fáze dočasného (I_{3_doc}) a trvalého ($I_{3_trv_komb}$) měření



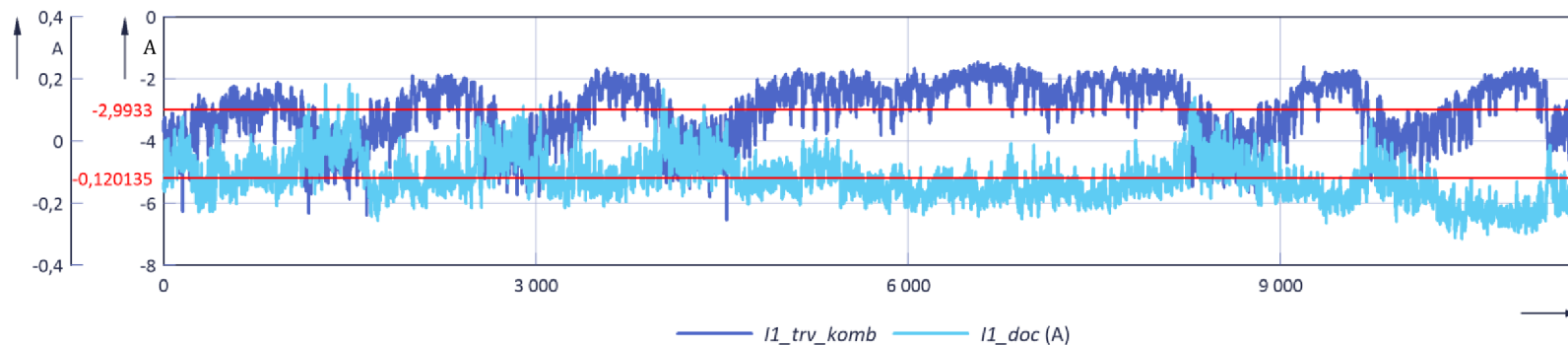
Obrázek 7.43 Rozdíl U_f (V) 1. fáze vstupu A1 a výstupu A2 s vyznačenou průměrnou hodnotou



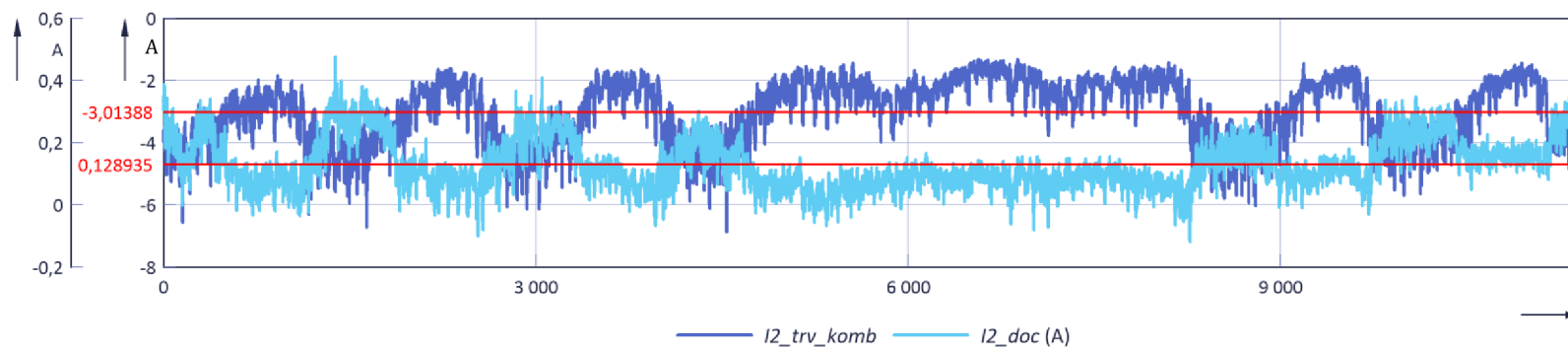
Obrázek 7.44 Rozdíl U_f (V) 2. fáze vstupu A1 a výstupu A2 s vyznačenou průměrnou hodnotou



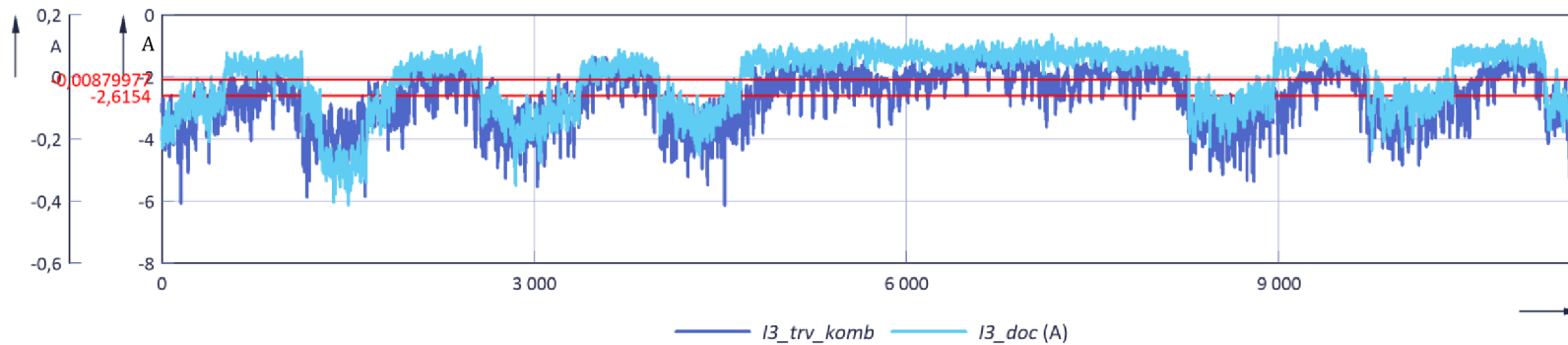
Obrázek 7.45 Rozdíl U_f (V) 3. fáze vstupu A1 a výstupu A2 s vyznačenou průměrnou hodnotou



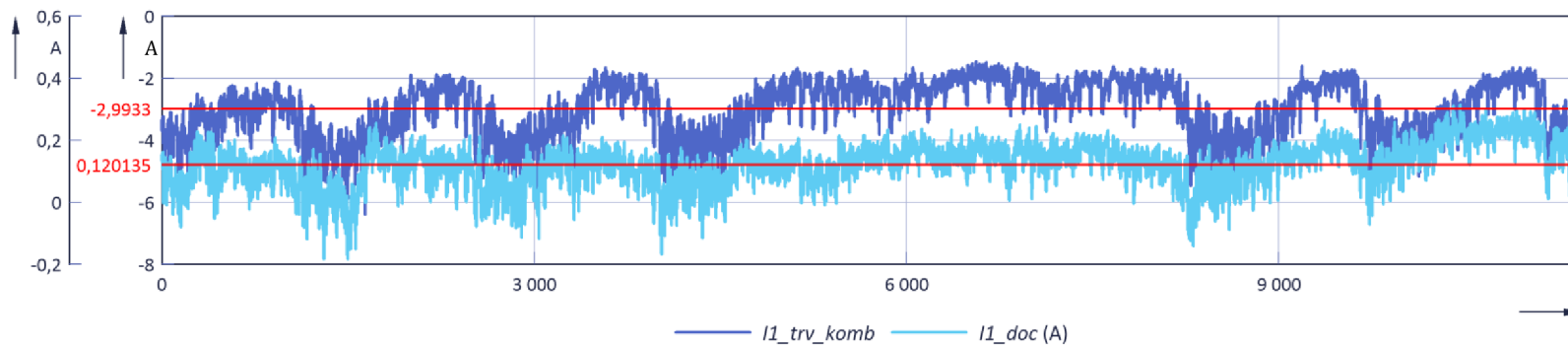
Obrázek 7.46 Proud 1. fáze dočasného (I_{1_doc}) - vedlejší osa y a trvalého ($I_{1_trv_komb}$) – hlavní osa y měření



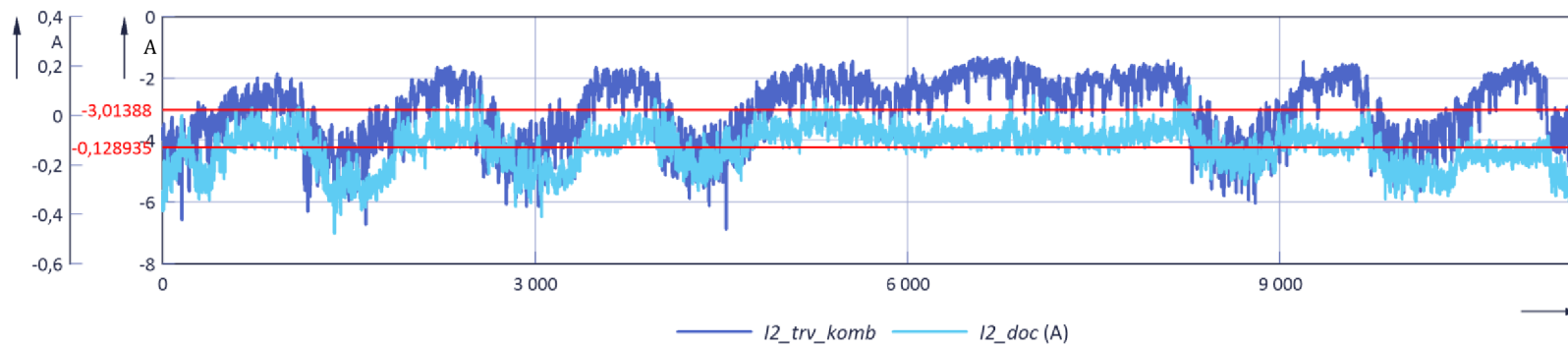
Obrázek 7.47 Proud 2. fáze dočasného (I_{2_doc}) - vedlejší osa y a trvalého ($I_{2_trv_komb}$) – hlavní osa y měření



Obrázek 7.48 Proud 3. fáze dočasného (I_{3_doc}) - vedlejší osa y a trvalého ($I_{3_trv_komb}$) – hlavní osa y měření



Obrázek 7.49 Proud 1. fáze – vedlejší osa y (I_{1_doc}) $\cdot (-1)$ a hlavní osa y ($I_{1_trv_komb}$)



Obrázek 7.50 Proud 2. fáze – vedlejší osa y ($I2_doc$) $\cdot (-1)$ a hlavní osa y ($I2_trv_komb$)

ZÁVĚR

V rámci diplomové práce byla podrobně zanalyzována koncepce lokální distribuční soustavy Pod Palackého vrchem v Brně, popsány jednotlivé DTS a kabelové trasy mezi nimi včetně vytvoření souhrnných přehledných tabulek s veškerými parametry prvků v síti. Dále byla popsána současná koncepce dlouhodobého měření v LDS PPV pomocí proudových a napěťových senzorů. Také byly vypočítány Jouleovy ztráty v kabelovém vedení jednotlivých úseků LDS PPV, produkce a spotřeba jalového výkonu příčnou a podélnou složkou kabelového vedení, podélná impedance, kapacita a příčná admitance jednotlivých úseků a orientační činné a jalové ztráty v transformátorech. To vše v rámci působení prvků v síti s ohledem na průměrné zatěžování sítě.

Dalším bodem byl rozbor zdrojů a spotřebičů jalového výkonu s ohledem na elektrické spotřebiče nacházející se v areálu PPV, které mají vliv na bilanci jalového výkonu, tedy především kabelová vedení, transformátory a kancelářské vybavení.

Pomocí problematiky nejistot měření v energetice byla vyčíslena maximální nejistota měřicího řetězce zvláště vůči činnému a jalovému výkonu. Maximální nejistota způsobená cestou měřicího řetězce, při průměrném zatížení senzorů 30 % s uvažováním účinníku zátěže 0,9, kterou můžeme očekávat vzhledem k měření činného výkonu, je 4,622 % a vzhledem k jalovému výkonu 3,647 %.

Bylo realizováno dočasné měření proudu a napětí ve dvou DTS na sekundární straně transformátoru. V DTS T14 byla provedena dvě měření z důvodu potvrzení systémových chyb, s jakými aktuálně měří dlouhodobé měření na primární straně transformátoru. Zpracováním naměřených dat byl u všech průběhů vyčíslen posun dat dočasného měření po svislé ose vůči trvalému měření o systémové chyby. Průběh trojfázového výkonu naměřený na sekundární straně transformátoru by se měl rovnat průběhu měřenému na primární straně. Průměrná hodnota jejich posunu byla 17,6 kW (ADMAS 19,24 kW). U trojfázového jalového výkonu byl průměrný posun hodnot o 13,12 kVar (ADMAS 36,4 Var). Přičtením offsetové hodnoty k datům z trvalého měření se průběhy téměř překrývají. Jednotlivě mají každá fáze jinou offsetovou hodnotu. Druhým měřením na DTS T14 byl posun potvrzen s minimálními rozdíly. Pro budoucí kalkulaci korekčních faktorů bylo provedeno porovnání proudů. Jelikož dochází k velké nepřesnosti měření způsobené systémovou chybou, bude nutné přenastavit korekční faktory na jednotlivých proudových senzorech a tím systémovou chybu odstranit. Chyba, která vzniká, může být způsobena nejen vyčíslenou nejistotou měřicího řetězce, ale také chybou měření napětí (ADMAS až 58 V na fázi), nesynchronností měřených úhlů primární strany se sekundární, přepočítáváním proudů při zpracovávání hodnot, dopočítáváním výkonů pro objekty bez dlouhodobého měření, kde nejsou zahrnuty činné ztráty kabelového vedení a jejich produkce jalového výkonu induktivního charakteru, která je závislá na jejich zatížení.

LITERATURA

- [1] Amper savings, a.s.: Lokální distribuční soustava, Dostupné z: <https://www.ampersavings.cz/lokalni-distribucni-soustava>
- [2] Palenčár, R. - Vdoleček, F. - Halaj, M.: Nejistoty v měření I: vyjadřování nejistot. Automa, 7, 2001
- [3] Palenčár, R. - Vdoleček, F. - Halaj, M.: Nejistoty v měření II: nejistoty přímých měření. Automa, 7, 2001
- [4] Palenčár, R. - Vdoleček, F. - Halaj, M.: Nejistoty v měření III: nejistoty nepřímých měření. Automa, 7, 2001
- [5] Žák, F.: Vliv používání moderních světelných zdrojů na síť, Světlo-časopis pro světlo a osvětlování, FCC PUBLIC, 2013, Dostupné z: <http://www.odbornecasopisy.cz/svetlo/clanek/vliv-pouzivani-modernich-svetelných-zdroju-na-sit--604>
- [6] BEZ Transformátory, a.s., Technical catalogue, cast resin dry-type transformers, 2020, Dostupné z: <https://bez-transformers.com>
- [7] Molnár, M.: Zlepšení účinnosti v energetice a návrh vhodných kompenzačních prostředků. EMCOS s.r.o., Teplice, Dostupné z: http://www.emcos.cz/files/files/1478173666_zlepseni-uciniku-mm-2001.pdf
- [8] ENGINEERING: Reactive power and its sources, 4/2014, Dostupné z: <https://top10electrical.blogspot.com/2014/04/reactive-power-and-its-sources.html>
- [9] Technické zprávy trafostanic areálu VUT, generální projektant, Brno, 2015
- [10] Manov, E., Kolev, N., Uncertainty in measurements of power and energy on power networks, Bulgaria, Department of Measurement and Instrumentation, Technical University – Sofia, 2003, Dostupné z: <https://www.icrepq.com/pdfs/MANOV380.pdf>
- [11] ZERA: Software description SSM 3000, Germany, 2011, Dostupné z: <http://www.ampronth.com/SSM3000.pdf>
- [12] Ředitelský kolektiv VUT v Brně FEKT UEEN: Porovnání konvenčních PTP a PTN s proudovými a napěťovými senzory, Brno, 2019
- [13] ABB s.r.o.: Přístrojové transformátory a senzory pro vnitřní použití, Přehled výrobků, 2018, Dostupné z: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1VLC000574&LanguageCode=cs&DocumentPartId=&Action=Launch>
- [14] ABB s.r.o.: Medium voltage product, KEVA B, Indoor voltage sensor, 2021, Dostupné z: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1VLC000714&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>
- [15] ABB s.r.o.: Medium voltage product, KECA 80 D85, Indoor current sensor (split core type), 2019, Dostupné z: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1VLC000722&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>

- [16] ABB: Substation Merging Unit SMU615: Technical Manual, 2019, Dostupné z: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1MRS758407&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>
- [17] ČSN EN 60044-8, Přístrojové transformátory – Část 8: Elektronické transformátory proudu, červenec 2004
- [18] ČSN EN 60044-7, Přístrojové transformátory – Část 7: Elektronické transformátory napětí, prosinec 2001
- [19] Calculators conversion: The power factor values for the most common equipment and appliances, 2014, Dostupné z: <https://www.calculatorsconversion.com/en/electrical-power-factor-typical-common/>
- [20] JURÁK, V. Kompenzace přetoků jalového výkonu do VN soustavy. Diplomová práce. Brno: Ústav elektroenergetiky FEKT VUT v Brně, 2019
- [21] ČSN EN 50160 ed. 3, Charakteristiky napětí elektrické energie dodávané z veřejných distribučních sítí, vydána únor 2011, změna vydána březen 2020
- [22] BEZ Transformátory, a.s., Technical catalogue, cast resin dry-type transformers, 2020, Dostupné z: <https://bez-transformers.com>

SEZNAM SYMBOLŮ A ZKRATEK

Zkratky:

FEKT	Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií
VUT	Vysoké učení technické v Brně
LDS	Lokální distribuční soustava
DTS	Distribuční transformační stanice
DS	Distribuční stanice
PPV	Pod Palackého vrchem
EG.D, a. s.	Electricity and Gas Distribution – distribuce elektřiny a plynu
ČEZ distribuce	České energetické závody
PRE distribuce	Pražská energetika
TS	Transformační stanice
FSI	Fakulta strojního inženýrství
WECC	Západoevropské kalibrační sdružení
GUM	Guide to Expression of the Uncertainty od Measurement
RLC	Zapojení rezistor, cívka, kondenzátor“
THD	Total harmonic distortion – celkové harmonické zkreslení
LED	Light emitting diode – svítivá dioda
VN	Vysoké napětí
NN	Nízké napětí
AC	Alternating current – střídavý proud
PTN	Přístrojový transformátor napětí
PTP	Přístrojový transformátor proudu
UEEN	Ústav elektroenergetiky
SV	Vzorkované hodnoty 80 vzorků/periodu
GPS	Global positioning systém – globální polohový systém
PF	Power factor – účinník
CVIS	Centrum výpočetních a informačních služeb VUT
VLAN	Virtual Local Area Network – virtuální lokální síť

Symboly:

U	efektivní hodnota napětí	(V)
I	efektivní hodnota proudu	(A)
R	odpor	(Ω)
X	reaktance	(Ω)
Z	impedance	(Ω)
R_k	rezistence na kilometr vedení	(Ω/km)

X_k	reaktance na kilometr vedení	(Ω/km)
B_k	kapacitní susceptance na kilometr	(S/km)
Z_k	podélná impedance na kilometr	(Ω/km)
C_k	kapacita vedení na kilometr	(F/km)
f	frekvence	(Hz)
G_k	svod na kilometr	(S/km)
Y_k	příčná admitance na kilometr	(S/km)
L_k	indukčnost vodiče na kilometr	(H/km)
L	indukčnost	(H)
$ Z $	absolutní hodnota impedance	(Ω)
ρ	rezistivita	($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$)
S	průřez vodiče	(mm^2)
l	délka vodiče	(km)
P	činný výkon	(W)
Q	jalový výkon	(VAr)
S	zdánlivý výkon	(VA)
I^*	komplexně sdružený proud	(A)
U_m	max. hodnota napětí	(V)
I_m^*	max. hodnota proudu komplexně sdružená	(A)
$s(t)$	okamžitá hodnota výkonu	(VA)
$u(t)$	okamžitá hodnota napětí	(V)
$i(a)$	okamžitá hodnota proudu	(A)
$p(t)$	okamžitá hodnota činného výkonu	(W)
$q(t)$	okamžitá hodnota jalového výkonu	(Var)
ω	úhlová rychlost	(rad/s)
t	čas	(s)
φ	úhel mezi napětím a proudem	($^\circ$)
D	deformační výkon	(VAd)
λ	účinník nelineární zátěže	(-)
$\cos\varphi_{ekv}$	účinník nelineární zátěže	(-)
$\cos\varphi$	účinník lineární zátěže	(-)
ΔP	ztráty činného výkonu	(W)
ΔP_0	činné ztráty naprázdno	(W)
ΔP_k	činné ztráty nakrátko	(W)
ΔQ	ztráty jalového výkonu	(W)
ΔQ_0	jalové ztráty naprázdno	(W)
ΔQ_k	jalové ztráty nakrátko	(W)
i_0	procentní proud naprázdno	(%)
u_k	procentní napětí nakrátko	(%)
β	zatěžovatel	(-)

I_z	proudové zatížení	(A)
I_n	jmenovitý proud	(A)
S_n	jmenovitý výkon	(VA)
Δx	absolutní chyba	(-)
δ_x	relativní chyba	(-)
x_m	naměřená hodnota	(-)
x_s	skutečná hodnota	(-)
s	směrodatná odchylka	(-)
n	počet měření	(-)
ε	náhodná chyba	(-)
e	systematická chyba	(-)
$\Delta x, max$	maximální chyba měření	(-)
y	odhad výstupní veličiny	(-)
x	vstupní veličiny (1-m)	(-)
u_y	nejistota odhadu y	(-)
u_{xi}	složky nejistot	(-)
A_i	koeficient citlivosti	(-)
u_{Bzj}	nejistoty jednotlivých zdrojů	(-)
z_{jmax}	max. odchylka j-tého zdroje nejistoty	(-)
k	součinitel pravděpodobnostního rozdělení	(-)
u_{by}	nejistoty metodou B	(-)
u_{ay}	nejistota metodou A	(-)
u_{cy}	kombinovaná nejistota A a B	(-)
U	rozšířená nejistota	(%)
u	standardní nejistota	(%)
k_r	koeficient rozšíření	(-)
\bar{x}	odhadovaná hodnota	(-)
f_u	chyba amplitudy PTN	(%)
f_i	chyba amplitudy PTP	(%)
δ_u	chyba fáze PTN	(°)
δ_i	chyba fáze PTP	(°)
T	doba trvání měření	(s)
C_{pz}	četnost impulsů	(-)
N_r	reálná hodnota impulsů	(-)
δ	odhadovaná nejistota	(-)
δ_{pc}	korekce zobrazení číslic	(-)
ε_s	maximální chyba senzoru	(%)
ε_{REF}	maximální chyba slučovací jednotky	(%)
ε_{max}	maximální chyba měření	(%)
I_l	proud	(A)

I_1'	proud	(A)
k_T	převod transformátoru	(-)
I_{IVN}	proud	(A)
$I_{IVN,real}$	reálná složka proudu	(A)
$I_{IVN,imag}$	imaginární složka proudu	(A)
I_{A1}	proud	(A)
$I_{A1,real}$	reálná složka proudu	(A)
$I_{A1,imag}$	imaginární složka proudu	(A)
U_p	rozšířená nejistota měření pro P	(%)
U_q	rozšířená nejistota měření pro Q	(%)
ε_p	max. chyba měřicího řetězce vzhledem k P	(%)
ε_q	max. chyba měřicího řetězce vzhledem k Q	(%)