

VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY



FAKULTA ELEKTROTECHNIKY A KOMUNIKAČNÍCH TECHNOLOGIÍ ÚSTAV ELEKTROENERGETIKY

FACULTY OF ELECTRICAL ENGINEERING AND COMMUNICATION DEPARTMENT OF ELECTRICAL POWER ENGINEERING

MĚŘENÍ ELEKTRICKÝCH VELIČIN V DISTRIBUČNÍCH SÍTÍCH 22 KV A 0,4 KV S DISPERZNÍMI ZDROJI

MONITORING IN MIDDLE- AND LOW-VOLTAGE DISTRIBUTION SYSTEMS PENETRATED BY DISTRIBUTED GENERATION

DIPLOMOVÁ PRÁCE MASTER'S THESIS

AUTOR PRÁCE AUTHOR Bc. TOMÁŠ KOLACIA

VEDOUCÍ PRÁCE SUPERVISOR doc. Ing. JIŘÍ DRÁPELA, Ph.D.

BRNO 2015



VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií

Ústav elektroenergetiky

Diplomová práce

magisterský navazující studijní obor Elektroenergetika

Student:	Bc. Tomáš Kolacia
Ročník:	2

ID: 136538 *Akademický rok:* 2014/2015

NÁZEV TÉMATU:

Měření elektrických veličin v distribučních sítích 22 kV a 0,4 kV s disperzními zdroji

POKYNY PRO VYPRACOVÁNÍ:

- 1. Vliv distribuované výroby (OZE) na provoz DS
- 2. Přínosy a možnosti monitorování elektrických veličin v DS
- 3. Specifikace technických vlastností měřících systémů
- 4. Metodika výběru měřících míst
- 5. Porovnání výsledků měření z pilotního projektu s estimací stavů vypočítaných programem DAISY

DOPORUČENÁ LITERATURA:

podle pokynů vedoucího práce

Termín zadání: 9.2.2015

Termín odevzdání: 22.5.2015

Vedoucí práce: doc. Ing. Jiří Drápela, Ph.D. Konzultanti diplomové práce:

doc. Ing. Petr Toman, Ph.D. Předseda oborové rady

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.

Bibliografická citace práce:

KOLACIA T. *Měření elektrických veličin v distribučních sítích 22 kV a 0,4 kV s disperzními zdroji*. Brno: Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, 2015, 80 s. Vedoucí diplomové práce doc. Ing. Jiří Drápela, Ph.D..

Jako autor uvedené diplomové práce dále prohlašuji, že v souvislosti s vytvořením této diplomové práce jsem neporušil autorská práva třetích osob, zejména jsem nezasáhl nedovoleným způsobem do cizích autorských práv osobnostních a jsem si 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.

Zároveň bych zde chtěl vyjádřit poděkování vedoucímu diplomové práce doc. Ing. Jiřímu Drápelovi, Ph.D., dále pak Ing. Vladimíru Kolářovi a Ing. Zbyškovi Hrubému za cenné rady a připomínky k diplomové práci. V neposlední řadě bych chtěl poděkovat rodičům za vytrvalou podporu během dlouhých let mého studia.

.....

ABSTRAKT

Tato diplomová práce se zabývá monitorováním sítí VN a NN s přítomnou distribuovanou výrobou. Monitorováním je myšleno měření napětí a výkonových toků s následným přeposíláním příslušných dat do řídicího systému. První část práce popisuje distribuční soustavu a rozdílné vlastnosti síti různých napěťových hladin. Následující kapitola se věnuje důsledkům vysokého podílu obnovitelných zdrojů v distribučních sítích. Většinu nežádoucích vlivů lze částečně utlumit připojovacími podmínkami, které diktují technické požadavky na nové zdroje. Problémy s regulací napětí a přetoky výkonů ovšem připojovací podmínky ovlivnit nedokáží a vzniká tak požadavek na měření v těchto sítích. V rámci kapitoly jsou dále popsány možné přínosy monitorování. Čtvrtá kapitola je věnována proudovým a napěťovým měničům s popsáním výhod a nevýhod konkrétně použitelných typů. Zároveň je proveden výběr nejvhodnějších přístrojů. Důležité je zmínit, že samotné měniče jsou jen částí měřicího systému. Analogové signály z proudových a napěťových transformátorů je nutné převést na digitální signál, dále zpracovat a teprve poté je možno požadované veličiny přeposlat. Vlastnosti těchto navazujících zařízení jsou popsány v páté kapitole. Následující část práce definuje metodiku, podle které mají být volena místa osazovaná měřením. V poslední části práce je provedeno porovnání skutečně naměřených hodnot napětí a toků výkonů v pilotním projektu v síti 22 kV s hodnotami vypočítanými ve výpočetním programu pro ustálený chod sítí PAS DAISY Bizon.

KLÍČOVÁ SLOVA:

disperzní zdroje; distribuční soustava; provozovatel distribuční soustavy; měření elektrických veličin; vysoké napětí; venkovní vedení; úsekový odpínač; dispečerské monitorování

ABSTRACT

This thesis concerns monitoring in Middle- and Low-Voltage distribution systems penetrated by distributed generation. Monitoring itself means measuring voltages and power flows and sending relevant data to the supervisory system. The first part of the thesis describes distribution systems with differences between individual voltage levels. The following chapter is focused on consequences of high share of renewable energy sources in distribution systems. Most of the problems are partially resolved by technical conditions for connection of the new power sources. However, difficulties with voltage regulation and uncontrolled power flows to higher voltage levels remain. These are the reasons for measuring voltages and currents in medium voltage networks. Second to last subhead of this chapter is dedicated to possible benefits of monitoring. The fourth part of the thesis deals with voltage and current sensors with their advantages and disadvantages. The best suitable devices are chosen in the end of the chapter. It is crucial to mention that sensors are only part of measuring system. Analog outputs from current or voltage transformers need to be converted to digital signal and further processed. After that required quantities are finally sent. Properties of these circuit cards are described in the sixth chapter. Following part aims to define a certain key that will determine the suitable locations for installation of the measurement. The final part of the thesis compares measured voltages and power flows from real 22 kV network with calculated values from computer program PAS DAISY Bizon.

KEY WORDS:

distributed generation; distribution system; distribution system operator; measurement of electrical quantities; medium voltage; overhead lines; section switch disconnector; remote monitoring

OBSAH

SEZNAM OBRÁZKŮ	8
SEZNAM TABULEK	9
SEZNAM FYZIKÁLNÍCH VELIČIN	10
SEZNAM SYMBOLŮ A ZKRATEK	11
1 ÚVOD	13
2 CHARAKTERISTIKA SOUČASNÉHO STAVU	15
2.1 Elektrizační soustava	15
2.2 SÍTĚ E.ON DISTRIBUCE, A.S.	17
3 PROBLEMATIKA OBNOVITELNÝCH ZDROJŮ V DISTRIBUČNÍCH SÍTÍCH	20
3.1 P řipojovací podmínky pro zdroje pracující paralelně s DS	21
3.1.1 Studie připojitelnosti výrobny	21
3.1.2 PŘIPOJENÍ K SÍTI A DÁLKOVÉ ŘÍZENÍ	22
3.1.3 RIZENI JALOVEHO VYKONU	23
3.1.4 ZPEINE VLIVY NA NAPAJECI SII	24
3.2 PRETOKY CINNEHO VYKONU.	20 20
3.3 DOPADY NA REGULACI NAPETI	20 £2
3.4 PRINOSY MONITOROVANI SIII	
3.5 CHYTRE SITE	
3.5.1 PRINCIP CHY IRYCH SIII	
4 MĚŘICÍ PŘEVODNÍKY	34
4.1 Převodníky proudu	34
4.1.1 Přístrojové transformátory proudu	
4.1.2 Rogowského cívky	35
4.1.3 Optické snímače proudu	37
4.1.4 Převodníky na principu Hallova jevu	38
4.2 PŘEVODNÍKY NAPĚTÍ	40
4.2.1 Přístrojové transformátory napětí	40
4.2.2 PŘEVODNÍKY NA PRINCIPU DĚLIČE NAPĚTÍ	40
4.2.3 Optické snímače napětí	42
4.3 SHRNUTÍ	42
4.3.1 PŘEVODNÍKY PROUDU	43
4.3.2 PŘEVODNÍKY NAPĚTÍ	44
5 POŽADAVKY NA MĚŘÍCÍ SYSTÉMY	45
5.1 MĚŘICÍ SYSTÉMY V SÍTÍCH NN	45
5.1.1 Smart Metering	46
5.1.2 Monitorování DTS	46

5.2 MĚŘÍCÍ SYSTÉMY V SÍTÍCH VN	48
5.2.1 Měřící převodníky VN	
5.2.2 VYBAVENÍ SKŘÍNĚ MONITOROVANÉHO MÍSTA	49
5.2.3 RTU	51
6 METODIKA ROZMÍSTĚNÍ MĚŘENÍ NA HLADINĚ VN	56
6.1 Výběr monitorovaných míst	56
6.1.1 Transformovny 110/22 kV	
6.1.2 Spínací stanice 22 kV	
6.1.3 Zdroje s instalovaným výkonem nad 250 kW	
6.1.4 TRANSFORMÁTORY VN/NN	
6.1.5 DÁLKOVĚ OVLÁDANÉ ÚSEKOVÉ ODPÍNAČE	
6.1.6 Reclosery	
6.1.7 KABELOVÉ SMYČKY	
6.1.8 DALŠÍ MÍSTA	
7 SROVNÁNÍ NAMĚŘENÝCH A VYPOČÍTANÝCH HODNOT V PILOTN	ÍM PROJEKTU60
7.1 Zpracování měřených hodnot	61
7.2 VÝPOČETNÍ PROGRAM PAS DAISY BIZON	62
7.2.1 Uzly	62
7.2.2 VĚTVE	63
7.2.3 Kmenové linky	63
7.3 VÝSLEDKY	64
7.3.1 SROVNÁNÍ NAPĚTÍ	65
7.3.2 Srovnání toků výkonů	66
7.3.3 DÁLKOVĚ OVLÁDANÝ ÚSEKOVÝ ODPÍNAČ V127US457	67
8 ZÁVĚR	70
POUŽITÁ LITERATURA	73
PŘÍLOHA A: MAXIMÁLNÍ VÝKON VTE	77
PŘÍLOHA B: MINIMÁLNÍ VÝKON OZE	
PŘÍLOHA C: MAXIMÁLNÍ VÝKON FVE	
	79

SEZNAM OBRÁZKŮ

Obr. 2-1 Schéma elektrizační soustavy – upraveno autorem [1]	15
Obr. 2-2 Schéma sítí E.ON Distribuce, a.s. oblast západ [14]	18
Obr. 2-3 Schéma sítí E.ON Distribuce, a.s. oblast východ [14]	19
Obr. 3-1 Uzly elektrizační soustavy s predikovanými problémy [16]	27
Obr. 3-2 Rozptyl napětí v DS s OZE, zanedbány úbytky napětí na transformátorech - upro autorem [8]	лveno 29
Obr. 4-1 Náhradní schéma přístrojového transformátoru proudu – upraveno autorem [22]	35
Obr. 4-2 Schéma senzoru proudu [25]	36
Obr. 4-3 Schéma MOCT – upraveno autorem [28]	37
Obr. 4-4 Teoretické schéma Hallova jevu – upraveno [42]	38
Obr. 4-5 Schéma proudového převodníku na principu Hallova jevu – upraveno [42]	39
Obr. 4-6 Schéma PTN a) induktivního b) kapacitního – upraveno autorem [22]	40
Obr. 4-7 Schéma odporového snímače napětí – upraveno autorem [25]	41
Obr. 4-8 Schéma kapacitního snímače napětí – upraveno autorem [25]	41
Obr. 4-9 Kapacitní snímač napětí VSO 25 [43]	42
Obr. 5-1 Zjednodušené blokové schéma měřícího systému VN	45
Obr. 5-2 Dálkově ovládaný úsečník	48
Obr. 5-3 Instalace měřících převodníků	49
Obr. 5-4 Vybavení skříně monitorovaného DOÚS	50
Obr. 5-5 Modulární RTU	51
Obr. 7-1 Výřez uzlové oblasti Konice z geoportálu E.ON	60
Obr. 7-2 Uzlová oblast Konice z DŘS RIS (světle zeleně)	64
Obr. 7-3 Umístění DOÚS V127US457 v DŘS	67
Obr. 7-4 Napěťové poměry v blízkosti DOÚS V127US457	68
Obr. 7-5 Rozptyl napětí monitorovaných bodů v blízkosti DOÚS V127US457	69

SEZNAM TABULEK

Tab. 2-1 Délky vedení 110 kV v rámci DS v ČR[3]	16
Tab. 2-2 Délky vedení soustav VN v ČR [3]	17
Tab. 2-3 Transformace v sítích E.ON Distribuce, a.s. [3]	18
Tab. 3-1 Maximální jmenovité výkony výroben bez povinnosti posouzení vlivu na HDO [17]	26
Tab. 3-2 Počet jednotlivých disperzních zdrojů v sítích E.ON a jejich výkony [33]	27
Tab. 7-1 Zdroje v uzlové oblasti Konice s výkonem nad 250 kW	61
Tab. 7-2 Změřené a vypočítané velikosti činného výkonu s relativní chybou výpočtu	67
Tab. A-1 Vývody v transformovně Konice (maximální výkon VTE)	77
Tab. A-2 Naměřené a vypočítané hodnoty zdrojů (maximální výkon VTE)	77
Tab. A-3 Naměřené a vypočítané hodnoty měřených bodu (maximální výkon VTE)	77
Tab. B-1 Vývody v transformovně Konice (minimální výkon OZE)	78
Tab. B-2 Naměřené a vypočítané hodnoty zdrojů (minimální výkon OZE)	78
Tab. B-3 Naměřené a vypočítané hodnoty měřených bodu (minimální výkon OZE)	78
Tab. C-1 Vývody v transformovně Konice (maximální výkon FVE)	79
Tab. C-2 Naměřené a vypočítané hodnoty zdrojů (maximální výkon FVE)	79
Tab. C-3 Naměřené a vypočítané hodnoty měřených bodu (maximální výkon FVE)	79
Tab. D-1 Vývody v transformovně Konice (maximální výkon OZE)	80
Tab. D-2 Naměřené a vypočítané hodnoty zdrojů (maximální výkon OZE)	80
Tab. D-3 Naměřené a vypočítané hodnoty měřených bodu (maximální výkon OZE)	80

SEZNAM FYZIKÁLNÍCH VELIČIN

Značka	Veličina	Značka jednotky
В	magnetická indukce	[T]
F	síla	[N]
Ι	elektrický proud	[A]
Ν	počet závitů	[1]
Р	činný výkon	[W]
Q	jalový výkon	[VAr]
S	zdánlivý výkon	[VA]
U	elektrické napětí	[V]
$\cos \varphi$	účiník	[1]
е	elektrický náboj	[C]
f	frekvence	[Hz]
l	délka	[m]
θ	teplota	[°C]

SEZNAM SYMBOLŮ A ZKRATEK

BPE	bioplynové stanice
ČR	Česká republika
DI	Digital Input (digitální vstup)
DO	Digital Output (digitální výstup)
DOÚS	dálkově ovládaný úsekový odpínač
DŘS	distribuční řídicí systém
DS	distribuční soustava
DTS	distribuční transformační stanice
ES	elektrizační soustava
FVE	fotovoltaické elektrárny
GPRS	General Packet Radio Service
GSM	Global System for Mobile Communications
HDO	hromadné dálkové ovládání
HW	Hardware
JTP	jistící transformátory proudu
МОСТ	Magnetic Optical Current Transformer (magneticko-optický proudový transformátor)
MTP	měřící transformátory proudu
NN	nízké napětí
OLTC	On Load Tap Changer (přepínač odboček pod zatížením)
ОМ	odběrná místa
OZ	opětovné zapnutí
OZE	obnovitelné zdroje energie
PDS	provozovatel distribuční soustavy
PLC	Power Line Communication (přenos dat po silové elektrické síti)
PPDS	pravidla provozování distribuční soustavy
PpS	podpůrné služby
PS	přenosová soustava
PTN	přístrojové transformátory napětí
PTP	přístrojové transformátory proudu
RTU	Remote Terminal Unit
VN	vysoké napětí

VTE	větrné elektrárny
VVN	velmi vysoké napětí
ZVN	zvlášť vysoké napětí

1 Úvod

První dekáda 21. století byla z pohledu elektroenergetiky i obecně energetiky plná významných změn a přechodů, ať už se jedná o liberalizaci elektroenergetiky či snahu o zmenšení ekologického dopadu na životní prostředí podporou obnovitelných zdrojů.

Změna orientace palivové základny na obnovitelné zdroje je především politická změna. Je tomu tak proto, že elektroenergetika je klíčový sektor národního hospodářství, přičemž investice do rozvoje elektroenergetiky jsou v porovnání s ostatními segmenty průmyslu řádově vyšší s dlouhou dobou návratnosti. Z toho vyplývají vlastnosti v podobě určité setrvačnosti odvětví a konzervatismus ke změnám. Je nutné připomenout, že právě tento sektor byl a v řadě zemí stále je v rukou státu. Environmentální tlaky Evropské unie na snížení emisí skleníkových plynů se projevily snahou změnit zdrojovou základnu členských zemí ve prospěch obnovitelných zdrojů, které mají postupně zaujmout pozici stárnoucích fosilních zdrojů.

Obnovitelné zdroje jako takové mají nízkou dobu využití instalovaného výkonu, v nedávné době byla navíc cena za jednotku jejich výkonu vysoká. Tyto nevýhodné faktory odrazovaly investory od záměrů výstavby a tím i zabraňovaly přirozenému přechodu k ekologické výrobě elektrické energie. Z tohoto důvodů byl v roce 2005 vydán zákon č. 180/2005 Sb., který měl obnovitelné zdroje podporovat přednostním výkupem a dotacemi na vyráběnou kilowatthodinu. Zásadní chybou zákona byla nízká povolená meziroční změna dotací, a to pouhých 5 %. V roce 2008 došlo k významnému poklesu investičních nákladů na fotovoltaické panely, což vedlo ke snížení finanční návratnosti. Dotace totiž byly počítány k původním vysokým pořizovacím cenám s pevně definovaným maximálním ročním poklesem.

Špatně nastavené podmínky dotační politiky v České republice pak vedly k prudkému rozvoji fotovoltaických zdrojů. V současné době u nich nelze přesně predikovat, jaké množství elektrické energie v konkrétní hodinu vyrobí, což pak způsobuje problémy v elektrizační soustavě. Při bližším zaměření pouze na distribuční sítě vyjde najevo, že s instalací velkého množství rozptýlené výroby dochází k narušení koncepce, s jakou byly distribuční sítě navrhovány, tedy se směrem toků výkonů z nadřazené soustavy ke spotřebitelům. Z ekonomického hlediska platí, že stále klesající cena za jednotku výkonu obnovitelných zdrojů není dosud schopna jejich nevýhody vyvážit. Na trhu s elektrickou energií tak zatím nejsou bez dotací konkurenceschopné v porovnání s klasickými zdroji, a proto se výstavba velkých již nedotovaných instalací značně utlumila.

V práci je věnována značná pozornost nežádoucím vlivům, které se při vysoké penetraci obnovitelných zdrojů objevují v distribučních sítích. Většinu z nich je možné alespoň částečně omezit připojovacími podmínkami, které jsou součástí Pravidel provozování distribučních soustav. Některé z vlivů přesto redukovat nelze a je třeba s nimi při provozu sítí počítat. Jedná se především o narušení původní koncepce regulace napětí a přetoky výkonů.

Možností, jak obecně zvládnout velké zapojení obnovitelných zdrojů do elektrizační soustavy, jsou tzv. chytré sítě, které představují evoluci současných distribučních sítí. Prezentují se velkým počtem výhod, nicméně s sebou přináší i celou řadu problémů, včetně vysokých počátečních investic. Pokud ponecháme stranou sítě 110 kV ve správě provozovatelů distribučních soustav a soustředíme se především na sítě vysokého napětí, zjistíme, že informace o jejich chodu nejsou úplné. Sítě nízkého napětí pak nejsou dokonce monitorovány vůbec. Pro naplnění filozofie chytrých sítí, a tím efektivního začlenění disperzních zdrojů, je třeba tuto skutečnosti změnit.

Aby bylo možné správně regulovat napětí v sítích s disperzními zdroji, respektive aby dispečink sítí vysokého napětí získal přehled o skutečných tocích v jednotlivých linkách, je třeba tyto elektrické veličiny měřit. K tomu, aby byly následně měřené veličiny zakomponovány do řídicího systému, je třeba mít dostatečně dimenzované měřicí systémy. Ty se skládají z převodníků, které se přirozeně liší pro sítě nízkého a vysokého napětí, a dále pak ze zařízení, které signálové výstupy dále upravují, vypočítávají z nich odvozené veličiny a přenáší je na dispečink, případně tyto úkony zabezpečují z hlediska napájení. Důležité je také definovat místa, kde bude vlastní měření umístěno.

2 CHARAKTERISTIKA SOUČASNÉHO STAVU

2.1 Elektrizační soustava

Elektrizační soustava (ES) je definována jako propojený soubor zařízení, který zahrnuje [2]:

- výrobny
- přenos, transformaci a distribuci elektrické energie
- systémy měřicí, ochranné, řídicí, zabezpečovací, informační a telekomunikační techniky
- spotřebiče

V rámci práce bude pozornost věnována právě druhému bodu z výše uvedeného seznamu, tedy elektrickým sítím ve spojení se systémy měřicí a řídicí techniky. Z hlediska zkoumané problematiky pak bude důležitý subsystém elektrizační soustavy - distribuční sítě (DS).



Obr. 2-1 Schéma elektrizační soustavy – upraveno autorem [1]

Přenosová soustava (PS), která tvoří v podstatě páteř celé elektrizační soustavy, zahrnuje sítě s napětím 400 kV, 220 kV a vybraná vedení s napětím 110 kV. Často bývá také označována za nadřazenou soustavu. Je do ní vyveden výkon velkých systémových elektráren, který je pak předáván do DS transformační vazbou na napěťovou hladinu 110 kV. Přenosové sítě také zajišťují propojení s elektrizačními soustavami sousedících států. Výhradním provozovatelem PS v České republice je společnost ČEPS a.s., která spravuje vedení o celkové délce 5503 km [3]. Díky tomu, že je to hodnota relativně nízká (v porovnání s délkou vedení připadajících do DS) a faktu, že je PS z hlediska topologie provozována okružním rozvodem, a také díky dalším provozním, technickým a bezpečnostním důvodům, je PS velmi dobře monitorována a až na dvě výjimky jsou všechny rozvodny v ČR dálkově ovládány z centrálního dispečinku v Praze [1][4].

Distribuční soustavy, jak už z názvu vyplývá, zajišťují distribuci elektrické energie z uzlových transformoven ZVN/110 kV, případně VVN/110 kV, k odběratelům na všech napěťových hladinách. Z historického hlediska jsou tedy navrženy k tokům elektrické energie z PS směrem do sítí s nižším napětím. Vzhledem ke skutečnosti, že jsou odběrná místa (OM) rozložená po celém území daného provozovatele distribuční soustavy, jsou jednotlivé napěťové hladiny provozovány odlišně, ať už z pohledu uzemnění uzlu transformátoru, topologie sítě nebo chránění [1].

Soustavy 110 kV tvoří základ distribučních sítí a jsou provozovány odděleně. To znamená, že jeden systém přísluší jednotlivým transformátorům 400/110 kV nebo 220/110 kV, ze kterých jsou tyto soustavy především napájeny. Elektrická energie je do nich dodávána i ze zdrojů s výkonem řádově desítek megawattů. Na jejich výstupu jsou pak rozvodny 110 kV/VN. Sítě 110 kV jsou provozovány s přímo uzemněnými středy transformátorů, zpravidla jsou zapojeny do kruhu (nebo mají tu možnost) a při chránění se primárně využívají distanční ochrany. Z těchto atributů vyplývá, že jsou velmi podobné PS a jsou i srovnatelně spolehlivé [1].

délka kabelových vedení [km]			délka venkovních vedení [km]		
ČEZ Distribuce	E.ON Distribuce	PREdistribuce	ČEZ Distribuce	E.ON Distribuce	PREdistribuce
23	10	62	9759	3897	301

Tab. 2-1 Délky vedení 110 kV v rámci DS v ČR[3]

Na soustavy 110 kV navazují sítě VN, které jsou zastoupeny širokou škálou napěťových hladin, nejčastěji se jedná o 22 kV, respektive 35 kV v severních a západních Čechách. Distribuční sítě se jmenovitými napětími 3, 6 a 10 kV jsou v poslední době unifikovány právě na výše zmíněné hladiny. Soustavy VN se od ostatních sítí liší zejména způsobem spojení nulového bodu napájecího transformátoru se zemnící soustavou. Pokud uzel vinutí se zemí nespojíme, hovoříme o izolovaných sítích. Další možností je uzemnit nulový bod přes uzlový odporník (kabelové sítě) nebo pomocí zhášecí tlumivky (kompenzované soustavy), které jsou typické pro sítě s venkovním vedením. Důvodem, proč se liší uzemnění od ostatních sítí, je požadavek na spolehlivost a bezpečnost. Vzhledem k velké rozloze a členitosti (porovnání tabulek 2-1 a 2-2) jsou soustavy vystaveny nepříznivým vlivům a jejich údržba, popřípadě výseky bezpečnostních pásem okolo linek mohou být problematické. Kompenzované soustavy je možné provozovat i při vodivém spojení jedné fáze se zemí (zemní spojení), aniž odběratel pocítí dopad na chod spotřebičů. Tím dochází ke zvýšení spolehlivosti dodávek elektrické energie. Omezení proudu při zemním spojení, které je nejběžnější poruchou, ulehčuje jeho zhášení a také destruktivní

účinky na zařízení distribuční soustavy. Kompenzované sítě jsou také výhodné z hlediska ochrany před úrazem elektrickým proudem. Pro sítě VN je typická paprsková topologie, mohou být také zapojeny v průběžném rozvodu. Důležitá vedení v blízkosti měst jsou provedena v dvojpaprskové formě, případně jsou zapojena nebo alespoň umožňují spojení do kruhu. Chránění je u nich typicky provedeno nadproudovými ochranami zajištujícími časovou, respektive proudovou selektivitu. Spolu s hladinou NN jsou sítě VN v současnosti nejčastěji pasivní, změny zapojení se až na výjimky uskutečňují ručně [1][5].

Napěťová	délka kabelových vedení [km]		délka venkovních vedení [km]			
hladina [kV]	ČEZ Distribuce	E.ON Distribuce	PREdistribuce	ČEZ Distribuce	E.ON Distribuce	PREdistribuce
35	1115	0	0	9773	0	0
22	7289	3522	3758	30335	18609	132
10	1597	0	0	140	0	0
6	202	0	6	0	0	0
5	28	0	0	0	0	0
3	3	0	0	1	0	0
suma	10233	3522	3758	40249	18609	132

Tab. 2-2 Délky vedení soustav VN v ČR [3]

Nejnižší úrovní distribučních soustav jsou sítě NN. Provozně se jedná o sítě s přímo uzemněnými uzly vinutí napájecích transformátorů VN/0,4 kV. Mají různou topologii, která závisí na napájené oblasti – paprskový, průběžný rozvod, ve městech pak mřížová síť. V rámci délek vedení se jedná o jednoznačně nejrozsáhlejší sítě s celkovou délkou přes 148 tisíc kilometrů [3].

2.2 Sítě E.ON Distribuce, a.s.

Obsah práce je zaměřen na distribuční sítě ve správě společnosti E.ON Česká Republika, s.r.o. Společnost E.ON Distribuce, a.s. je jednou z dílčích společností Skupiny E.ON, přičemž je zodpovědná za správu distribučních soustav v oblasti jižních Čech (bývalá Jihočeská energetika, a.s.) a jižní Moravy (bývalá Jihomoravská energetika, a.s.) [13].

E.ON Distribuce, a.s. provozuje distribuční sítě VVN se jmenovitým napětím 110 kV, dále pak sítě VN na hladině 22 kV a samozřejmě sítě 0,4 kV. Hodnoty délek vedení jsou uvedeny v tabulce 2-1 pro sítě 110 kV, v tabulce 2-2 pro sítě 22 kV. Celková délka venkovních vedení NN je 16 526 km, kabelová vedení NN mají celkovou vzdálenost 23 075 km. Z hlediska počtu odběratelů je E.ON Distribuce, a.s. druhým největším distributorem s 1 532 993 odběrných míst. Více než 99 % z nich je připojeno na napěťovou úroveň NN. Údaje o transformačních výkonech jsou uvedeny v tabulce 2-3 [3].

Napěťová hladina	Transformační	Počet transformátorů
[kV]	výkon [MVA]	[-]
110/22	5534	165
22/0,4	5759	19032
Celkem	11293	19197

Tab. 2-3 Transformace v sítich E.ON Distribuce, a.s. [3]

V souladu s teorií zmíněnou v části 2.1 jsou tyto DS z části napájeny z distribuovaných zdrojů, většina výkonů je ale dodávána z nadřazené přenosové soustavy společnosti ČEPS, a.s. v uzlech s transformátory (transformovny jsou v majetku ČEPS, a.s.) [3][14]:

•	Čebín	400/110 kV	2 x 350 MVA, 1 x 250 MVA
•	Dasný	400/110 kV	1 x 350 MVA, 1 x 250 MVA
•	Kočín	400/110 kV	2 x 250 MVA
•	Mírovka	400/110 kV	1 x 350 MVA, 1 x 250 MVA
			(každý napájí jinou oblast)
•	Otrokovice	400/110 kV	3 x 350 MVA
•	Slavětice	400/110 kV	1 x 350 MVA, 1 x 250 MVA
•	Sokolnice	400/220/110 kV	1 x 500 MVA (400/220 kV)
			1 x 350 MVA (400/110 kV)
			2 x 200 MVA (220/110 kV)
•	Tábor	220/110 kV	1 x 200 MVA

Území spravované společností E.ON Distribuce, a.s. se dělí na dvě základní oblasti – východ a západ (podle hranic původních společností JME a JČE).



Obr. 2-2 Schéma sítí E.ON Distribuce, a.s. oblast západ [14]



Obr. 2-3 Schéma sítí E.ON Distribuce, a.s. oblast východ [14]

Distribuční soustava 110 kV v oblasti západ je z větší části napájena transformátory 400/110 kV zapojenými paralelně. Oblast východ je provozována v devíti (v zimě v jedenácti) oddělených systémech, které přísluší jednotlivým transformacím 400/110 kV, respektive 220/110 kV s co nejvíce možným zkruhováním síťových celků. Rozpojovací body jsou umístěny tak, že z pohledu ztrát se provoz sítí 110 kV blíží paralelními chodu [15].

Sítě 22 kV jsou provozovány v naprosté většině paprskově, pouze ve výjimečných případech z důvodu zvýšení spolehlivosti nebo snížení úbytků napětí jsou provozovány paralelně. Topologie sítí 0,4 kV je dána stavem a typem napájené aglomerace. Oblasti s nízkou a střední hodnotou zatížení jsou zapojeny paprskově, oblasti s vysokou hustotou zatížení jsou pak provozovány jako polomřížové nebo mřížové [14].

3 PROBLEMATIKA OBNOVITELNÝCH ZDROJŮ V DISTRIBUČNÍCH SÍTÍCH

Distribuční sítě byly původně navrhovány jako pasivní – bez zdrojů, tedy se směrem toku výkonů z přenosové soustavy. V době masivní elektrizace zahrnovala přenosová soustava i sítě 110 kV, s pozdějším rozvojem sítí 220 a 400 kV došlo k jejich přeřazení do správy distribučních společností. Část spotřeby v DS pak tedy byla kryta ze zdrojů zapojených právě do sítí 110 kV a v omezené míře ze zdrojů pracujících do sítí VN, typicky se jednalo o malé vodní elektrárny. Na základě těchto předpokladů byly úbytky napětí v sítích VN uvažovány od napájecí rozvodny podél vedení. S těmito fakty pak bylo navrhováno chránění a regulace napětí.

Prudký rozvoj výroby elektrické energie z obnovitelných zdrojů (OZE) je důsledek politických tlaků Evropské unie na omezení ekologické zátěže na životní prostředí. Jedním z prostředků jsou pak dotace na vyráběnou elektrickou energii. Dotace mají usnadnit uplatnění OZE na trhu s elektřinou. V ČR byly tyto dotace v počátcích nastaveny nepružně, kdy meziroční změna výše dotací byla zákonem č. 180/2005 Sb. limitována na úroveň 5 %. Při poklesu investičních nákladů na jednotku výkonu fotovoltaických panelů v roce 2008 nedošlo vlivem prostojů tehdejší vlády ke změně příslušného zákona. Návratnost takových investic se významně zkrátila, což vedlo k zvýšení počtu fotovoltaických elektráren (FVE) bez ohledu na technické dopady, které jsou velmi výrazné při velkých instalovaných výkonech.

Mezi projevy zvýšeného nasazení OZE v distribučních sítích se řadí následující nežádoucí vlivy, některé z nich jsou pak dále rozvedeny [6]:

- přetoky činného a jalového výkonu do nadřazených soustav
- odchylky napětí od dovolených hodnot, kolísání napětí
- emise vyšších harmonických
- příspěvky k úrovni flikru (hlavně na úrovni NN)
- napěťová nesymetrie (úroveň NN)
- vliv na ztráty

Snahou provozovatelů distribučních soustav je nežádoucí dopady OZE na chod sítí co nejvíce omezit. Jako legislativní opora k tomuto účelu slouží *Pravidla provozování distribučních soustav*, zejména pak jejich 4. příloha (viz kap. 3.1), která definuje připojovací podmínky nových zdrojů. Je nutné zdůraznit, že PPDS nejsou schopny omezit veškeré vzniklé problémy. Trvající nežádoucí vlivy jsou především přetoky výkonů a odchylky napětí od dovolených hodnot, které jsou v práci blíže rozvedeny.

V současné době se připojovaní nových velkých instalací řídí podle platných pravidel provozovatele distribuční soustavy, které již umožňují jistou regulaci výroby (podrobně rozvedeno v kapitole 3.1 a v [7]), zásadní jsou ovšem snížené, respektive žádné dotace (platí pro FVE) na vyráběnou kilowatthodinu. V budoucnu nelze nicméně vyloučit další nárůst instalovaného výkonu FVE (vlivem snižujících se cen panelů). Impulsem může být novela energetického zákona, které má značně zjednodušit připojovaní FVE instalací s malým výkonem (do 10 kW). Další problém pro DS pak může nastat s nárůstem počtu elektromobilů mezi obyvatelstvem. Je třeba počítat se zvýšením zatížení vlivem nabíjení akumulátorů právě v době, kdy se u FVE snižuje výkon (typicky odpoledne a večer po návratu majitelů elektromobilů ze zaměstnání).

3.1 Připojovací podmínky pro zdroje pracující paralelně s DS

Dokument *Pravidla provozování distribučních soustav* stanovuje minimální technické, plánovací, provozní a informační požadavky na připojení odběratelů a dodavatelů k distribuční soustavě a její využívání. PPDS jsou psané tak, aby všechny relevantní informace byly pohromadě bez nutnosti dohledávání souvisejících právních, technických a dalších podkladů. Jako celek PPDS podléhá schválení Energetickému regulačnímu úřadu [7].

PPDS má celkem sedm příloh, připojovací podmínky pro paralelní práci zdrojů s DS jsou uvedeny příloze 4: *Pravidla pro paralelní provoz zdrojů se sítí nízkého nebo vysokého napětí provozovatele distribuční soustavy*. Jsou v nich shrnuta hlavní hlediska, která nelze opomenout při připojování výroben elektrické energie do sítí NN, VN nebo 110 kV ve správě PDS. Takovými výrobnami mohou být [17]:

- vodní elektrárny
- větrné elektrárny
- generátory poháněné tepelnými stroji (blokové teplárny, kogenerační jednotky, spalování bioplynu a biomasy,...)
- fotočlánková zařízení
- geotermální zdroje elektrické energie

Stanovení, do které sítě bude výrobna zapojena, záleží na druhu a způsobu provozu zdroje, stejně tak i na síťových poměrech v daném místě. FVE připojované na úroveň NN jsou limitovány při jednofázovém připojení výkonem 3,7 kVA z důvodu zachování symetrie napětí. Nesymetrie u fázových vodičů nesmí v běžném provozním stavu překročit právě 3,7 kVA [17].

První fází připojení nového zdroje do soustavy je žádost o připojení zařízení do DS (včetně nezbytných podkladů [17]). PDS na tuto žádost musí v předem stanoveném čase reagovat a rozhodnout, jestli je připojení možné s ohledem na rezervovaný výkon předávacího místa PS/DS a na volnou distribuční kapacitu v příslušné uzlové oblasti 110 kV/VN. Tím se rozumí kapacita transformační stanice, která závisí na počtu a výkonu jednotlivých transformátorů, a kapacita jednotlivých vedení VN. Pravomocí PDS je požadovat po žadateli vypracování studie připojitelnosti. Pokud je studie schválena, případně není požadována (typicky u výroben s instalovaným výkonem do 30 kW s napojením do sítí NN, u kterých provádí posouzení sám PDS), je vystaven návrh smlouvy [17].

3.1.1 Studie připojitelnosti výrobny

Studie připojitelnosti výrobny je hrazena z prostředků žadatele a má pojednávat o technickém posouzení možného připojení výrobny s důrazem na [17]:

- napěťové poměry ve všech posuzovaných uzlech sítě
- zatížitelnost jednotlivých prvků sítě
- dodržení parametrů zpětných vlivů na DS (viz další podkapitoly)

Studie vychází z podkladů, které poskytne PDS. Například se jedná o [17]:

- zkratový výkon VVN nebo VN v napájecí rozvodně nebo místě, od kterého se bude vliv počítat
- související zdroje připojené v daném segmentu DS
- parametry nadřazených transformátorů
- parametry vedení do místa plánovaného zapojení posuzovaného zdroje

• mapové podklady

Pokud existují pochybnosti o správnosti a úplnosti studie, je v kompetenci PDS požadovat doplnění, případně má možnost ji i úplně zamítnout [17].

3.1.2 Připojení k síti a dálkové řízení

Zdroje nově připojované do sítě musí být připraveny na instalaci dálkového ovládání a mít ovládání odpojení od sítě vždy přístupné personálu DS. U zdrojů s výkonem do 3,7 kVA jednofázově, respektive trojfázových do výkonu 30 kVA je požadavek na přístupné spínací místo splněn, jestliže jsou vybaveny zařízením pro sledování stavu sítě s přiřazeným spínacím prvkem. Výrobny s instalovaným výkonem větším než 30 kVA, ale menším než 100 kVA, musí být vybaveny odpínačem s dálkovým ovládáním (typicky HDO), který umožňuje základní regulaci – zapnuto/vypnuto. Zdroje s instalovaným výkonem 100 kVA a více musí mít spínací prvek také dálkově ovládán, a to včetně schopnosti regulovat činný výkon v definovaných stupních vztažených na instalovaný výkon [17].

Je nutné zdůraznit, že činný výkon je ze strany PDS ovládán pouze v mezích stanovených energetickým zákonem (§25, odst. (3), d)). Jedná se zejména o [34]:

- bezprostřední ohrožení života, zdraví nebo majetku osob a při likvidaci těchto stavů
- stav nouze a předcházení stavu nouze
- neoprávněnou distribuci elektřiny
- neoprávněný odběr elektřiny
- neumožnění přístupu k měřícímu zařízení
- plánované práce na zařízení distribuční soustavy nebo v jeho ochranném pásmu (opravy, rekonstrukce, údržba a revize)
- vznik a odstraňování poruch na zařízeních distribuční soustavy nebo přenosové soustavy
- dodávku elektřiny zařízeními, která ohrožují život, zdraví nebo majetek osob
- dodávku elektřiny zařízeními, která ovlivňují kvalitu elektřiny v neprospěch ostatních účastníků trhu s elektřinou, a výrobce nevybavil tato zařízení dostupnými technickými prostředky k omezení těchto vlivů

V sítích ve správě E. ON Distribuce, a.s. mají OZE s instalovaným výkonem v rozmezí 100 až 250 kW regulaci činného výkonu ve 4 stupních. Například u FVE a VTE mají jednotlivé regulační úrovně 0 %, 30 %, 60 % a 100 % jmenovitého výkonu [18].

Zdroje s výkonem od 250 kW do transformačního výkonu 630 kVA musí mít navíc přípravu pro regulaci jalového výkonu. Řízení jalového výkonu je vázáno na účiník, přičemž jednotlivé stupně se liší u konkrétních typů zdrojů, a to v pěti úrovních (dva induktivní účiníky, dva kapacitní účiníky a základní provozní stav při účiníku rovném jedné). V rámci dispečerského řízení jsou odesílány hodnoty činného a jalového výkonu, dále pak velikost sdruženého napětí mezi fázemi L1 a L2 a základní poruchové a ostatní signalizace [17][19].

Výrobny, které jsou připojeny transformačním výkonem větším než 630 kVA, mají navíc v porovnání se zdroji v nižší výkonové kategorii za povinnost signalizovat stavy všech dostupných prvků vývodů do sítě (zapnuto/vypnuto). Musí také signalizovat působení ochran [20].

Nezbytnou součástí nové výrobny jsou měřicí zařízení a řídicí přístroje. Jejich umístění musí být schváleno PDS. Elektroměry jsou vybírány a montovány na náklady PDS. Přístrojové měřící transformátory musí být schváleného typu, splňovat požadované technické parametry a být úředně ověřeny (více v Příloze 5 PPDS: *Obchodní měření*). Majitel výrobny musí vytvořit podmínky pro umožnění přenosu dalších údajů, pokud to příslušný dispečink uzná za vhodné. Vlastní způsob použitého obchodního měření pak závisí na napěťové hladině a výkonu zdroje [17].

- NN přímé měření (do 80 A) nebo polopřímé
- VN polopřímé měření (na straně NN u transformátorů do 630 kVA včetně) nepřímé měření (na straně VN u transformátoru nad 630 kVA)
- 110 kV nepřímé měření na straně 110 kV

Ochrany včetně jejich požadovaných nastavení jsou detailně popsány v referenci [17].

3.1.3 Řízení jalového výkonu

Způsob řízení jalového výkonu výrobny závisí na konkrétním místě distribuční soustavy a je dán požadavky PDS po konzultaci s majitelem výrobny [17].

3.1.3.1 Zdroje připojované do sítí NN

U zdrojů připojovaných do sítí NN s velikostí proudu do 16 A/fáze včetně musí být při ustálených provozních podmínkách při dovoleném rozsahu napětí účiník mezi 0,90 kapacitní a 0,90 induktivní. Toto platí při dodávaných činných výkonech, které jsou větší než 20 % jmenovitého činného výkonu výrobny. Při činném výkonu nižším nesmí být odběr/dodávka jalového výkonu větší než 10 % jeho jmenovitého výkonu. U FVE s výkonem do 3,7 kVA/fázi se nepožaduje kompenzace účiníku. U ostatních zdrojů připojených do sítí NN, které se řadí do výrobců první kategorie, platí stejné podmínky [17].

Výrobci druhé kategorie jsou výrobci, jejichž celková dodávka elektrické energie do přenosové nebo distribuční soustavy je minimálně 80 % z celkově vyrobené elektrické energie snížené o vlastní spotřebu. Dále se do této skupiny řadí poskytovatelé PpS. Na hladině NN musí tito výrobci dodržovat dodávku činného výkonu s účiníkem mezi 0,95 kapacitní a 0,95 induktivní při dovolených hodnotách napětí a činném výkonu nad 20 % jmenovitého proudu (transformátoru proudu) předávacího místa. Konkrétní hodnota je pak určena PDS [17].

3.1.3.2 Zdroje připojované do sítí VN a 110 kV

Za normálních ustálených provozních podmínek v dovolených mezích jmenovitého napětí musí být účiník mezi 0,90 kapacitní a 0,90 induktivní při činném výkonu větším než 10 % jmenovitého výkonu zdroje [17].

U výrobců druhé kategorie se dovolené hodnoty účiníku v předávacím místě pohybují v rozmezí 0,95 kapacitní až 0,95 induktivní za předpokladu, že činná složka výkonu je nad 10 % jmenovitého proudu (transformátoru proudu) předávacího místa [17].

3.1.3.3 Způsoby řízení jalového výkonu

Jalový výkon výrobny musí být dle 4. přílohy PPDS řiditelný od hodnoty instalovaného výkonu 100 kVA. Dohodnutý rozsah má být využitelný v průběhu několika minut a libovolně často [17].

Při dodávce činného výkonu do sítě je nastavení jalového výkonu zdroje zadáváno PDS pevnou hodnotou nebo v případě požadavků sítě nastavitelnou žádanou hodnotou [17].

Žádaná hodnota může být [17]:

- pevná hodnota jalového výkonu
- hodnota jalového výkonu závislá na napětí
- hodnota jalového výkonu závislá na činném výkonu
- pevná hodnota účiníku (běžná v sítích E.ON Distribuce)
- hodnota účiníku závislá na napětí
- hodnota účiníku závislá na činném výkonu
- zadaná hodnota napětí

Platí, že vybraný způsob řízení i požadované hodnoty závisí na potřebách provozu sítě a definuje je PDS pro každou výrobnu. Zadání může být dohodnuté na konkrétní hodnotu, případně podle definovaného harmonogramu nebo on-line zadáváním (nový pracovní bod jalového výkonu musí být dosažen do 1 minuty) [17].

U zdrojů, jejichž výkon silně kolísá v důsledku použitého pohonu (některé typy VTE), musí být kompenzace jalového výkonu regulována automaticky a dostatečně rychle [17].

Dále platí, že kompenzační kondenzátory se nesmí připínat k síti před zapnutím vlastního generátoru. Při vypínání pak musí dojít k jejich současnému odpojení [17].

3.1.4 Zpětné vlivy na napájecí síť

Nově připojované zdroje nesmí způsobit rušení odběratelů připojených do distribučních sítí a současně ani zařízení PDS. Musí tedy dojít k posouzení zpětných vlivů výrobny. Výjimka nastává u zdrojů, jejichž poměr zkratového výkonu sítě k jmenovitému výkonu zařízení je větší než 500, a posouzení není vyžadováno [17].

3.1.4.1 Změna napětí a flikr

Změna napětí způsobená provozem připojených zdrojů nesmí v sítích NN přesáhnout 3 %, respektive u sítí VN a 110 kV 2 % a je vztažená na skutečné napětí v daném místě před připojením nové výrobny.

Kolísání napětí je původcem flikru, který se projevuje rušivým vnímáním osvětlovaných scén. Výrobny elektrické energie musí v napájecím bodě NN a VN dodržet podmínku dlouhodobého flikru [17]:

$$P_{lt} \le 0,46$$
 (-; -). (3.1)

Ve společném napájecím bodě 110 kV je podmínka přísnější [17]:

$$P_{lt} \le 0.37$$
 (-; -). (3.2)

3.1.4.2 Proudy vyšších harmonických

Nežádoucí proudy s frekvencí násobků základního kmitočtu vznikají především u zdrojů připojených přes střídače nebo měniče frekvence. Úroveň emitování je deklarována výrobcem. Měření harmonických a meziharmonických proudů se musí provádět podle normy ČSN EN 61000-4-7 ed. 2. Podrobně jsou limitní hodnoty jednotlivých harmonických pro dané napěťové hladiny uvedeny v tabulkách ve zdroji [17].

3.1.4.3 Ovlivnění zařízení HDO

Hromadné dálkové ovládání je obvykle využíváno na kmitočtech 183,33 Hz, 216,66 Hz nebo 283,33 Hz. Konkrétní frekvenci v místě připojení nového zdroje je třeba zjistit u provozovatele distribuční soustavy. Vysílací úroveň je obvykle mezi 1,6 % a 2,5 % jmenovitého napětí sítě [17].

Zařízení HDO bývají ovlivňována především výrobnami a zařízeními pro kompenzaci účiníku. Nežádoucí vliv plyne ze zvýšeného zatížení vysílače HDO, které je dáno jednak vlastním provozem výrobny a také zvýšeným zatížením sítě, které je zpravidla připojeno jako důsledek instalace nového zdroje do dané sítě. Žádost o připojení nové výrobny musí v souvislosti s HDO zahrnovat [17]:

- výpočet vlivu na vysílač, respektive na signál HDO
- výsledky týdenního měření signálu v přípojném bodě
- úrovně rušivých napětí emitovaných do sítě s kmitočtem HDO, případně na blízkých frekvencích

Posouzení vlivu nové výrobny na zatížení příslušného vysílače HDO se provádí na základě informací o jeho stávajícím vytížení, kterou poskytuje PDS. V případě, že je vysílač využíván blízko maxima jeho výkonu, je připojení bez opatření nepřípustné. V opačném případě se ověřuje, zda zvýšení zatížení nebude vyšší než [17]:

- 5 A vysílače pracující do sítí 110 kV
- 2 A vysílače pracující do sítí VN

Výrobny a kompenzační zařízení připojované na přípojnice, do kterých se signál HDO nevysílá, mají dovoleno snížit úroveň signálu maximálně o 5 %. Zároveň musí být dodržena minimální přípustná úroveň signálu HDO, která se kontroluje týdenním měřením. Tato podmínka musí být splněna i při mimořádných zapojeních sítě. Pro nejčastěji používané frekvence (zmíněné výše) je minimální úroveň signálu HDO v sítích NN 150 % náběhového napětí přijímače (U_f). U sítí VN je to hodnota 190 % U_f , u sítí 110 kV pak 200 % U_f . Pro velikost náběhového napětí platí zhruba vztah [17]:

$$U_f \cong 0.8 - 0.9 \% U_n$$
 (V; V). (2.3)

Nepřístupné změny úrovně signálu HDO je třeba omezit odpovídajícími technickými opatřeními, zpravidla hradícími členy. Jejich technické parametry musí být schváleny PDS [17].

Signál HDO bývá také ovlivňován rušivými napětími, jejichž frekvence jsou blízké signálu HDO. Připojované výrobny musí splňovat následující podmínky [17]:

- rušivá napětí s frekvencí stejnou, respektive blízkou k použitému kmitočtu HDO nesmí překročit 0,1 % U_n
- rušivá napětí s frekvencí ± 100 Hz od použitého kmitočtu HDO nesmí v přípojném bodě přesáhnout 0,3 % U_n

Uvedené podmínky platí v případě, že v síti NN nejsou přítomny více než dvě výrobny. V opačném případě je nutné použít zvláštních výpočtů (dle normy PNE 33 3430-6). Pokud výrobna požadavky nesplňuje, je nutné zjednat nápravu, a to i v případě, že je rušení zjištěno dodatečně (u již připojené výrobny) [17].

Napěťová hladina [kV]	Celkový výkon výrobních zařízení			
	V přípojném bodu	V síťové oblasti		
0,4	5 kVA	10 kVA		
22; 35	500 kVA	2 MVA		
110	20 MVA	30 MVA		

Tab. 3-1 Maximální jmenovité výkony výroben bez povinnosti posouzení vlivu na HDO [17]

Posouzení vlivu výrobny na signál HDO není třeba vypracovat v případě, že je splněna podmínka minimální úrovně signálu HDO a přípustného zatížení vysílače a současně výkon zdroje v přípojném bodu a výkon v celé síťové oblasti nepřesáhne určitou hodnotu, jak je vidět v tabulce 3-1. Výkon výroben v síťové oblasti se bere jako výkon v uzlové oblasti 110 kV, VN, respektive NN. V případě překročení dovolených výkonů v tabulce 3-1 jsou u výroben s rotačními stroji potřebná opatření, která se dohodnou s PDS [17].

3.2 Přetoky činného výkonu

Vlivem obtížně předvídatelné výroby, zejména ve slunečných dnech, může docházet k přebytku činného výkonu v sítích NN či VN, a tím k jeho nežádoucímu přetoku do nadřazených napěťových hladin. Mění se tak původní pasivní koncepce DS. V některých případech může dokonce dojít k tokům činného výkonu až do přenosové soustavy a s následnými problémy se pak potýká i její provozovatel. Nadměrná dodávka výkonu, jehož velikost se vlivem počasí velmi rychle mění, vyžaduje dostatek regulačního výkonu v podobě podpůrných služeb (PpS) pro udržení plánované bilance, respektive salda se sousedními PPS. Vzniká tak požadavek na navýšení objemu PpS, případně jejich přetěžování. Možností, jak tomuto problému čelit, je také výstavba a používání zdrojů s vysokou dynamikou nebo velkou akumulační schopností. Další způsob řešení spočívá v omezování zdrojů, které vlastní problém způsobují. Principem je snaha provozovatelů distribučních soustav získat nad nežádoucími toky kontrolu v podobě možnosti regulace výkonů zdrojů, případně je i v krizových stavech úplně odpojit od soustavy [35].

Problematika přetoků výkonu do nadřazené soustavy je markantnější v regionech s menší koncentrací průmyslové výroby a velkým množstvím instalovaných obnovitelných zdrojů, zejména FVE. Dle reference [15], která popisuje stav na Slovensku v jednom z uzlů 400/110 kV, dochází při nečinnosti FVE k odběru zhruba 110 MW z PS. V době výroby elektrické energie v FVE naopak došlo k dodávce téměř 60 MW do přenosové soustavy.

V České republice má nejvhodnější podmínky pro instalaci fotovoltaických zdrojů Jihomoravský kraj, který spadá právě do správy E.ON Distribuce, a.s. (oblast východ). V tabulce 3-2 jsou pro ilustraci uvedeny počty daných typů disperzních zdrojů v jednotlivých oblastech E.ONu s uvedením jejich souhrnného instalovaného výkonu. Údaje jsou poskytnuty z dispečerského řídicího systému k datu 25. 1. 2013. Všechny uváděné zdroje jsou napojeny do sítí VN a VVN [33].

Z tabulky je zřejmé, že do sítí E.ON byla k danému dni zapojena decentrální výroba s celkovým výkonem 1681 MW. FVE tvořily z celkového výkonu zhruba polovinu, tedy 842 MW. Spolu s instalacemi na úrovni NN pak instalovaný výkon FVE překračuje 1000 MW. Ze zprávy Energetického regulačního úřadu [3] byly ke konci roku 2012 připojeny do ES FVE

s celkovým instalovaným výkonem 2086 MW (zahrnuty i výrobny na úrovni NN), z čehož vyplývá, že zhruba polovina výkonu z fotovoltaických zdrojů je přípojena do sítí E.ON Distribuce, a.s.

			E.ON oblast východ	E.ON oblast západ	E.ON celkem
FVE	počet	(-)	437	133	570
	$P_{inst., \Sigma}$	(MW)	635	207	842
BPE	počet	(-)	59	42	101
	$P_{inst., \Sigma}$	(MW)	42	39	81
VTE, MVE a ostatní	počet	(-)	84	40	124
	$P_{inst., \Sigma}$	(MW)	585	174	759
OZE celkově	počet	(-)	580	215	795
	$P_{inst., \Sigma}$	(MW)	1262	420	1681

Tab. 3-2 Počet jednotlivých disperzních zdrojů v sítích E.ON a jejich výkony [33]

Predikce společnosti OTE, a.s. naznačují, že s dalším rozvojem instalací FVE by mohly nastat problémy s přetoky výkonů do přenosové soustavy zejména v uzlech Sokolnice a Slavětice. Problémy jsou také předpovídány v oblasti jižních Čech, a to v uzlech Kočín, Dasný a Přeštice, jak je vidět na obrázku 3-1 [16].



Obr. 3-1 Uzly elektrizační soustavy s predikovanými problémy [16]

S oboustrannými toky výkonů souvisí také odchylka napětí od dovolených intervalů v uzlech sítě, případně kolísání napětí.

3.3 Dopady na regulaci napětí

Regulace napětí v distribučních sítích probíhá za účelem udržení charakteristik napětí v mezích definovaných normou ČSN EN 50160 *Charakteristiky napětí dodávaného z veřejné distribuční sítě*. Váže se na veřejné distribuční sítě NN, VN a 110 kV a z hlediska provozovatele je třeba požadavky normy plnit ve všech předávacích místech. Sledované parametry a jejich dovolené rozmezí jsou uvedeny v referenci [36].

Základním sledovaným ukazatelem je velikost napětí. Provozovatel distribuční soustavy má několik možností, jak tuto hodnotu ve všech místech dodržet v požadovaných mezích. Jedná se o [1]:

- automatická regulace napětí u transformátorů 110 kV/VN
- regulace přepínání odboček na distribučních transformátorech VN/NN
- regulace jalového výkonu u VN výroben
- kompenzace parametrů vedení
- kompenzace jalového výkonu
- zařazení regulačního transformátoru nebo autotransformátoru
- rekonstrukce elektrického vedení
- zvýšení počtu napájecích míst

Z výše uvedených možností se z pohledu distributora provozně uplatňují především první tři zmíněné. Možné regulace napětí transformátory jsou odlišného typu. Odbočky na transformátoru 110 kV/VN lze přepínat pod zatížením, typicky v rozsahu 110 kV \pm 8x2 %/VN. Na VN straně je požadované napětí udržováno hladinovým regulátorem napětí (HRT), který využívá proudové kompaundace k eliminaci úbytků napětí na vlastním transformátoru i v síti VN. Aby nedošlo k příliš častým přepínáním, má HRT určité pásmo necitlivosti. Distribuční transformátory VN/NN mají naopak schopnost přepínání odboček pouze bez zatížení, tedy v beznapěťovém stavu. Typický rozsah je VN \pm 2x2,5 %/NN. Nelze tedy pružně reagovat na okamžitý stav napětí v síti. V současné době vznikají pilotní projekty nasazení distribučních transformátorů, které přepínání pod zatížením umožňují. Jsou ale řádově dražší než běžné transformátory a pro korektní funkci vyžadují informace o skutečném napětí v síti NN. Trvalé řešení v místech, která se potýkají s napěťovými problémy, je pak rekonstrukce vedení, případně výstavba posilovací linky [1].

V čistě pasivních DS mohou nastat problémy s překročením dovolených hodnot flickeru a s poklesem napětí pod dovolenou mez na konci vývodů NN. Z pohledu regulace napětí bývá na transformátoru 110 kV/VN nejčastěji nastaveno napětí 105 % U_n , což číselně odpovídá 23,1 kV sdruženě. Dále je třeba počítat s necitlivostí kompaundace, obvykle ± 300 V. Úbytky napětí v sítích VN se pohybují v rozmezí 1 % U_n pro minimální zátěž až po 4 % U_n při maximálním zatížení. Rozptyl je tedy 3%. Úbytky v sítích NN závisí na jejich typu, u kabelových je to obvykle 5 % U_n , u venkovních pak 10 % U_n . Při přepočtu napětí na jednu vztažnou hladinu a součtu maximálních úbytků může být velikost napětí na konci vývodů NN menší, než dovoluje norma ČSN EN 50160. V závislosti na skutečném napětí na koncích vývodů je tedy třeba nastavit převod distribučního transformátoru VN/NN [37].

Instalace zdrojů v sítích VN a NN s sebou nese lokální zvýšení napětí, které souvisí s dodávkou činného a jalového výkonu. Při injektáži výkonu do DS musí výrobna navýšit napětí v přípojném bodě o hodnotu, která kompenzuje úbytek napětí mezi místem připojení zdroje a uzly odběrů. Velikost navýšení je tedy určena spojovací impedancí a velikostí proudu (výkonu). Z toho vyplývá, že každý zdroj dodávkou činného a jalového výkonu lokálně zvyšuje napětí v síti [35].

V distribučních sítích NN a VN s větším množstvím instalovaných OZE se mohou objevit odchylky napětí od dovolených limitů, zejména pak ve slunečných dnech. Podle PPDS je možné do sítí VN připojit výrobny, které svým chodem způsobí zvýšení napětí maximálně o 2 % napětí, které bylo v daném místě před připojením. Pro výrobny na hladině NN platí limit 3% změny napětí v porovnání se stavem před připojením. Zmíněné změny jsou vztaženy k připojení jednoho zdroje.

Vyhodnocení připojitelnosti navíc probíhá nezávisle na jiné napěťové hladině, tedy posouzení v síti VN je nezávislé na NN a naopak. K vlastnímu ovlivnění napětí nicméně přesto dojde, viz obrázek 3-2, který ilustruje problematiku regulace napětí v DS s příspěvky OZE. Je vidět, že při nastavení střední odbočky na transformátoru 22/0,4 kV vzniká na konci vedení NN podpětí. V případě, kdy OZE skutečně elektrickou energii vyrábí, může navýšení napětí kumulativně dosáhnout až 5 % U_n (3 % + 2 %). Pokud by se přepojil transformátor 22/0,4 kV na odbočku -2,5 %, došlo by k potlačení přepětí, ovšem napětí na konci vedení by při malé nebo žádné výrobě a větším zatížení pokleslo pod dovolenou úroveň [8].



Obr. 3-2 Rozptyl napětí v DS s OZE, zanedbány úbytky napětí na transformátorech - upraveno autorem [8]

3.4 Přínosy monitorování sítí

Rostoucí instalovaný výkon obnovitelných zdrojů tedy přináší do distribučních sítí problémy. Některé z nich jsou dostatečně tlumeny připojovacími podmínkami, které jsou součásti PPDS. Ostatní nežádoucí vlivy, jako jsou přetoky výkonů do nadřazených napěťových hladin či odchylky napětí od dovolených hodnot, nejdou PPDS omezit.

Z těchto důvodů je pro dispečerské řízení sítí žádoucí, aby měl provozovatel distribuční soustavy přehled o skutečném dění v síti. Toho lze dosáhnout monitorováním vybraných uzlů DS s následným přeposíláním dat na dispečerské pracoviště a jejich implementací do řídicího systému. Cílenou napěťovou hladinou jsou především sítě VN. Sítě NN totiž v současné době dispečersky řízeny vůbec nejsou. Naopak soustavy 110 kV jsou monitorovány mnohem lépe díky omezenému množství transformoven a zároveň běžnému okružnímu propojení uzlů.

Pro začlenění napěťových a proudových údajů, respektive směrů a velikostí činných a jalových výkonů do řídicího systému je důležité, aby byl jejich přenos prováděn v reálném čase (s co nejmenším časovým zpožděním). V současné době se tímto způsobem monitorují napájecí rozvodny 110 kV/VN. Dispečeři tedy mají přehled o velikosti napětí na přípojnicích a většinou i o tocích činných a jalových výkonů v jednotlivých vývodech. V sítích E.ON Distribuce, a.s. je dispečerské odečítání napětí a výkonů provedeno u všech disperzních zdrojů s instalovaným výkonem větším než 250 kW. Téměř všechny zásadní vstupy do sítí VN jsou tedy měřením osazeny. V ideálním stavu by měly být v reálném čase monitorovány i výstupy, tedy distribuční trafostanice VN/NN, případně transformace u odběratelů na hladině VN. V reálných sítích je ovšem toto provedeno jen u zlomku DTS. U odběratelů z úrovně VN je pak provedeno pouze fakturační měření.

Problémem je, že přestože by všechny vstupy a výstupy sítě byly monitorovány a data byla odesílána na dispečink provozovatele distribuční soustavy v reálném čase, měli by sítoví operátoři pouze částečný přehled o skutečném dění v síti. Napěťové poměry by sice byly monitorovány víceméně dostatečně, nicméně pro směr a velikost toků výkonu je třeba měřit i větvové proudy. Tím pádem je nutné umístit měření přímo na linky VN. Současně je třeba uvážit finanční náročnost měření jednotlivých míst (tvořená investičními náklady, náklady na přenos naměřených dat a náklady na revize) a počet DTS (tabulka 2-3) v sítích E.ON Distribuce, a.s. Z toho vyplývá, že pro začátek je jednodušší a méně nákladný přístup měřit přímo v síti VN, než začít implementovat měření na DTS.

Přínos v oblasti dispečerského řízení spočívá ve zvýšení přehledu o skutečném napětí v měřených bodech sítě spolu s informací o směru a velikosti toků výkonů. Tyto údaje by také mohly vést ke zpřesnění výpočtů ustáleného chodu sítě. Pokud by řídicí systém disponoval takovým modulem výpočtu ustáleného chodu s přesným modelem sítě a veškeré měřené údaje by do něj byly automaticky přiřazovány bez nutnosti je manuálně zadávat z databáze, bylo by možné pružně ověřovat nová zapojení sítě. Došlo by tak ke zvýšení počtu možných rekonfigurací sítě při poruchách s okamžitou kontrolou dovolených hodnot napětí a proudů. Zvýšila by se tak spolehlivost dodávek elektrické energie odběratelům. Stejné výhody by bylo možné čerpat i při plánovaných odstávkách z důvodu údržby zařízení.

Údaje o napětích v jednotlivých uzlech, ať už se jedná o úsekové či hraniční odpínače, případně další monitorované body, by bylo možné využít i při stabilizaci napěťových poměrů v sítích VN. Myšlenkou je sledovat velikosti napětí s rozlišením jednotlivých vývodů (linek) a při překročení dovolené odchylky od jmenovitého napětí (například 5 %) by algoritmus

implementovaný do dispečerského řídicího systému vyhodnotil postižený vývod. Následně by došlo k ověření, zda je na dané lince přítomen zdroj, který umožňuje dálkovou regulaci jalového výkonu a zároveň v dané době dodává činný výkon do sítě. V případě, že je takových zdrojů více, reguluje se ten, který je elektricky nejblíže k místu s napětím mimo dovolený limit. Dle potřeby tak dodávkou/odběrem jalového výkonu lokálně zvýší/sníží napětí postiženého uzlu. Při vyčerpání regulační schopnosti se stejným postupem vybere další zdroj schopný dálkové regulace. V případě, že je napětí mimo rozsah ve více linkách, z nichž pouze některé obsahují zdroje s regulovaným jalovým výkonem, postupuje se obdobně. Regulace napětí postižených vývodů totiž může ovlivnit napětí napájecího uzlu a tím i napětí v linkách bez řízených zdrojů. V případě, že zlepšení poměrů nenastane, či jsou postiženy vývody pouze bez takových zdrojů, dojde k ověření vhodnosti přípustnosti změny odbočky napájecího transformátoru 110/22 kV. V případě kladného výsledku je tato regulace doporučena. Regulace odboček tedy není algoritmem přímo ovladatelná [50].

Měření poměrů v sítích VN by mohlo vést i k využití v podobě efektivnějšího rozvoje sítí, jak při posouzení nově připojovaných zdrojů, tak při výstavbě nových, případně rekonstrukci stávajících linek VN. Mohlo by dojít k přepracování současné metodiky, kdy se data z diagramu zatížení určená průběžným fakturačním měřením, případně zatížení vypočítaná přes různé koeficienty aplikované na rezervovaný příkon odběratelů, vloží do matematického modelu sítě. Případně se postupuje metodou kmenových linek a rozpočítáním celkového zatížení vývodu z rozvodny na všechny DTS úměrně jejich výkonu. Tato metoda je podrobně popsána v kapitole 7. Následný výpočet nicméně není směrodatný v obou případech právě kvůli neurčitosti vstupních údajů a nepřesnosti vlastního výpočetního modelu [29].

Monitoring napěťových a proudových poměrů v sítích VN je možné využít i při odstraňování zemních spojení v kompenzovaných sítích. Současně používané metody na základě měření netočivého napětí na zhášecí tlumivce vyhodnotí přítomnost zemního spojení a pomocí statických či dynamických metod je následně určen postižený vývod. Běžně se používá statická metoda detekce činné složky netočivého proudu (zemní směrová ochrana). Určení, kde skutečně k zemnímu spojení došlo, je problematický a technicky náročný úkol. Možným způsobem je postupné odpínání jednotlivých úseků s kontrolou, zda porucha vymizí, čímž dojde k přesnějšímu vymezení místa. Dochází tak ovšem k přerušení dodávek elektrické energie, za které je pak PDS penalizován. Další možností je spojení postiženého vývodu do kruhu s vývodem nepostiženým (ze stejné přípojnice) s následným měřením přerozdělení netočivé složky proudu. V praxi ovšem není běžně možné tuto operaci vlivem topologie sítí provést. V případě rozšíření měření napětí a proudů v sítích by bylo možné do RTU nainstalovat karty s algoritmy pro detekci směru poruchy. Do řídicího systému by byl přenášen pouze binární stav, a to přítomnost poruchy s jednoduchou barevnou signalizací. Následně by bylo možné do postiženého úseku poslat pohotovostní četu se značnou úsporou času [1].

3.5 Chytré sítě

3.5.1 Princip chytrých sítí

Bezproblémového začlenění disperzních zdrojů do distribučních sítí by měly být schopny takzvané chytré sítě. Často používaný je i originální anglický termín "Smart Grids". Lze je definovat jako evoluci současných sítí, které obohacují o obousměrnou komunikaci mezi provozovatelem distribučních sítí a odběratelem, respektive uzly sítě. Zároveň má dojít k použití celé řady autonomních zařízení, které na základě výměny dat dokáží vyhodnotit stav sítě a

provést příslušné kroky k zefektivnění chodu soustavy bez zásahu dispečera. Jedná se například o automatickou rekonfiguraci zapojení v případě poruch, přechod části soustavy do ostrovního režimu při vzniku zásadnějších poruch a zpětné přifázování k ES a mnoho dalších funkcí. Předpokládá se tedy mimo jiné použití velkého počtu recloserů, inteligentních úsekových odpínačů, transformátorů VN/NN s možností přepínání odboček pod zatížením (OLTC). Důraz je kladen především na decentralizaci elektroenergetiky.

Protože tyto vlastnosti umožňují širokou implementaci OZE při zachování kvalitativních požadavků na dodávku elektrické energie, jedná se v poslední době o velmi skloňované téma. V České republice je možné se s chytrými sítěmi setkat v podobě pilotní projektů, ať již komplexně jako v případě Smart Regionu Vrchlabí (ČEZ Distribuce a.s.) nebo ve formě testování dílčích technologií, jako to v současné době realizuje společnost E.ON Distribuce a.s. nebo PRE Distribuce, a.s.

3.5.2 Sítě NN

Chytré sítě na napěťové úrovni NN se více zaměřují na chování odběratelů. Snahou je odstranit extrémy v odběrovém diagramu pomocí časového posunu části spotřeby do oblasti nižšího zatížení soustavy. Motivací má být nižší cena elektřiny v době jejího přebytku a naopak. Existuje tak podobnost s nízkým a vysokým tarifem, které jsou ale nastaveny pevně na určité časové intervaly během dne. Motivující je také předpoklad, že vlivem častější fakturace a online monitorování spotřeby odběratelem dojde k celkovému snížení spotřeby. Této teorii ovšem odporují dosavadní zkušenosti z pilotních projektů v České republice. Více informací je uvedeno v referenci [12]. Častější fakturace elektrické energie s sebou může nést i riziko neschopnosti splácet u nízkopříjmové části obyvatelstva v měsících s obecně vyšší spotřebou. Naopak výhodou pro spotřebitele by byla jednodušší kontrola kvality dodávané elektrické energie.

Monitorování sítí NN by mělo být realizováno měřením napětí a proudů v OM pomocí elektroměrů s následným přeposíláním hodnot do datových center a jejich dalším zpracováním. To může být provedeno přímo pomocí přenosu dat mobilními operátory, případně jinými technologiemi (WiMAX, atd.) nebo nepřímo přes datové koncentrátory umístěné nejčastěji v distribučních trafostanicích (DTS). Komunikace mezi nimi a elektroměry v tomto případě probíhá přímo po silovém vedení (Power Line Communication - PLC). Nutno podotknout, že oba způsoby komunikace se potýkají s problémy se spolehlivostí.

Ze zkušeností z pilotních projektů se jako perspektivnější varianta jeví použití širokopásmové PLC komunikace a datových koncentrátorů v DTS [12]. V případě použití tohoto způsobu přenosu dat se objevuje příležitost začlenit do datových koncentrátorů filtraci přeposílaných dat tak, aby informace o celkovém toku výkonů z DTS byla přepočítána na stranu vyššího napětí a prioritně zasílána a řazena do dispečerského systému řízení sítí 22 kV.

Výše popsaná funkcionalita spadá pod chytré sítě, nicméně je možné ji využívat i samostatně (Smart Metering) s jistým omezením funkčnosti. Přínosy jsou v podobě řízení spotřeby (diskutabilní pokud se v dané sítí využívá HDO a s uvážením spolehlivosti komunikace), redukce černých odběrů, sledování spotřeby pro potřeby odběratelů, monitorování kvality elektrické energie, apod. V Evropě je Smart Metering (případně AMM – Advanced Metering Management) relativně rozšířen, případně se plánuje široké nasazení, více v referencích [9] a [10]. V ČR bylo v roce 2012 Ministerstvem průmyslu a obchodu vyhodnoceno posouzení přínosů inteligentních měřících systémů jako nedostatečné, další studie má proběhnout v roce 2017, více informací k tématu je uvedeno v referenci [11].

V červenci 2014 byl zveřejněn investiční plán pro Evropu, ve kterém je Evropská komise ochotna investovat do reálné ekonomiky částku až 300 miliard eur [38]. V rámci České republiky by bylo možné získat do projektu implementace Smart Meteringu celkově částku v rozmezí 0,7 až 1,4 miliardy eur [39]. Investice by zahrnovala elektroměry včetně nezbytné podpůrné a IT infrastruktury. Pro zajímavost je možné uvést, že v roce 2012 studie Ministerstva průmyslu a obchodu odhadla celkovou cenu nasazení Smart Meteringu na zhruba 24 miliard korun [11].

4 Měřicí převodníky

Měření elektrických veličin na hladině VN a výše se provádí nepřímo, díky napěťové odolnosti měřících přístrojů a ochraně před úrazem elektrickým proudem. Nejčastěji využívané jsou klasické přístrojové transformátory s železným jádrem, alternativou je pak využití tzv. senzorů. Důvody užívání nepřímého měření lze shrnout do následujících bodů [21]:

- převod proudu a napětí z obecně vysoké hodnoty na snáze zpracovatelnou velikost
- galvanické oddělení citlivých zařízení od silových obvodů
- možnost využití standardizovaných zařízení díky jednotným výstupům z měřících přístrojů (u přístrojových transformátorů proudu je to 1 nebo 5 A, atd.)

4.1 Převodníky proudu

4.1.1 Přístrojové transformátory proudu

Přístrojové transformátory proudu (PTP) jsou v mnoha ohledech odlišné od klasických transformátorů. Primární vinutí je tvořeno vodičem či kabelem sítě, jejíž proud se měří. Vzhledem k nízkým hodnotám reaktance PTP nedojde k ovlivnění jejích parametrů. Průchod proudu primárním vinutím vybudí magnetický tok, který přes magnetické jádro indukuje proud v sekundárním vinutí. Tento proud má typicky jmenovitou hodnotu 1 A, případně 5 A. Pokud by se jednalo o ideální transformátor, byl by sekundární proud (I_2) přímo úměrný proudu primárnímu (I_1) a platil by vztah 4.1 [21][22].

$$I_2 = \frac{N_1}{N_2} \cdot I_1$$
 (A; -, -, A). (4.1)

kde

 N_1 je počet závitů primárního vinutí

 N_2 je počet závitů sekundárního vinutí

U reálných přístrojů ovšem nelze zanedbat nelinearitu magnetického jádra a zátěž na sekundární straně. Lze uvažovat, že proud primárního vinutí se po transformaci rozdělí na magnetizační proud jádra a proud tekoucí do zátěže (ochrana, elektroměr, atd.). Pro velikost sekundárního proudu platí vztah 4.2.

$$I_2 = \frac{N_1}{N_2} \cdot I_1 - I_{mag}$$
 (A; -, -, A, A). (4.2)

Pokud zanedbáme impedanci primárního vinutí, bude náhradní schéma vypadat dle obrázku 4-1 (impedance \mathbf{Z}_b představuje zátěž).

Ze schématu vyplývá, že s rostoucím proudem zátěže se zvětšuje napětí na magnetizační větvi, které pak zvedá magnetizační proud. V oblastech pracovních proudů je vliv zanedbatelný a zjednodušeně platí rovnice 4.1. U vysokých proudů ovšem velikost proudu I_2 neodpovídá velikosti proudu primárnímu (rovnice 4.2). Zároveň se projevuje i fázové posunutí fázorů proudů.



Obr. 4-1 Náhradní schéma přístrojového transformátoru proudu – upraveno autorem [22]

Přístrojové transformátory proudu lze rozdělit do dvou skupin – jistící a měřící. Jistící transformátory proudu (JTP) slouží jako zdroje informací pro ochrany. Jejich jádro je tedy zkonstruované tak, že v případě nadproudu nebo zkratu je zachována relativní přesnost měření (nedojde k přesycení jádra) pro činnost ochran. Kromě jmenovitých proudů primárního a sekundárního vinutí, které definují převod, jsou důležité katalogové hodnoty jistících transformátorů: jmenovité napětí, třída přesnosti, jmenovitá zátěž a maximální nadproudové číslo. Třída přesnosti se u JTP udává jako 5P nebo 10P. Písmeno "P" definuje jistící jádro, číslo pak přesnost v procentech. Jmenovitá zátěž definuje vztažné zatížení. Poslední údaj - maximální nadproudové číslo, určuje, při jak velkém poměrném proudu (k jmenovitému) ještě není překročena jmenovitá třída přesnosti.

Druhou skupinou jsou měřící transformátory proudu (MTP). Jejich magnetické jádro je navrženo tak, aby v případě poruchového proudu v primárním obvodu došlo k jeho přesycení, a tím pádem k omezení proudu tekoucího sekundárním vinutím do elektroměrů, případně dalších citlivých zařízení. V katalozích lze opět nalézt jmenovité hodnoty jako je třída přesnosti (typicky řada 0,1; 0,2; 0,5; 1; 3 nebo 5), respektive jmenovité zátěže (většinou do 30 VA) [23]. Důležitou hodnotou je jmenovité nadproudové číslo, které udává násobek jmenovitého proudu primárního vinutí, při kterém dojde k přesycení jádra (běžně 5 až 20). Tato hodnota se označuje anglicky "Instrument Security Factor", proto mají MTP zkratku "FS" [21]. Ve srovnání s JTP jsou tedy přesnější a mají nižší saturační napětí.

Přístrojové transformátory proudu mohou mít různou konstrukci. Podpěrné a tyčové mají vlastní primární vinutí, u násuvných a průchodkových transformátorů proudu je primární vinutí tvořeno přímo silovým vodičem (kabel, přípojnice). Zároveň může mít jeden transformátor více jader [23].

4.1.2 Rogowského cívky

Nejčastěji průmyslově využívané elektronické transformátory proudu pracují na principu Rogowského cívky. V některé literatuře pak bývají označovány pod pojmem senzory. Princip Rogowského cívky jako takový je znám již dlouhou dobu (objeven 1912), nicméně k jejich praktickému využití došlo až s rozvojem digitálních přístrojů, které jsou schopny využít jejich signálový výstup lépe, než výstupy z klasických přístrojových transformátorů. Jako výhodné se jeví jejich využití v sítích VN [23][24].

Rogowského cívka je toroidně vinutá cívka bez železného jádra, umístěná tak, že obepíná vodič, jehož proud měří. Na rozdíl od PTP je výstupem napětí (řádově stovky mV při

jmenovitém proudu). Pokud se uvažuje jádro s konstantní průřezem a závity jsou navinuty rovnoměrně a kolmo k průřezu, bude pro okamžitou hodnotu výstupní napětí platit rovnost 4.3 [23][25].

$$u_2(t) = M \cdot \frac{di_1(t)}{dt} \qquad (V; H, A). \qquad (4.3)$$

kde M je vzájemná indukčnost, i_1 je okamžitá hodnota primárního proudu (v měřeném vodiči) a u_2 je výstupní napětí senzoru, což koresponduje s obrázkem 4-2.



Obr. 4-2 Schéma senzoru proudu [25]

Výstupní napětí je díky derivaci proudu fázově posunuto vůči proudu ve vodiči. Pro vyjádření proudu, jak vyplývá z rovnice 4-3, je nutné napětí integrovat. Zařízení připojené na sekundární svorky tedy musí obsahovat integrátor [25].

Díky absenci magnetického jádra se u převodníku na bázi Rogowského cívky nevyskytuje problém se sycením. Jeho chování je čistě lineární v celém spektru měřitelných primárních proudů, přičemž je zachována značná přesnost měření. Výrobce ABB u jednoho typu senzoru s třídou přesnosti 0,5 udává, že je schopen měřit od 5 % jmenovitého proudu až do 40násobku *I*_{1n}, fakticky je omezen pouze jmenovitým trvalým tepelným proudem cívky. Pro ochrany je možné použít senzor, jehož vlastnosti odpovídají klasickému PTP s parametry 5P 630, což znamená přesnost až do 630násobku jmenovitého proudu. Přesnost těchto proudových převodníků není navíc ovlivněna vyššími harmonickými ani stejnosměrnou složkou, čehož u klasických PTP při nasycení jádra nelze dosáhnout [24][25].

Přestože jsou senzory přesné v celé škále měřitelných proudů, je nutné počítat s chybami, které jsou stejně jako u PTP amplitudové i fázové. Díky lineárnosti převodu je však možné je jednoduše korigovat. Konkrétní Rogowského cívka podstupuje při výrobě výstupní zkoušku a zjištěné korekce jsou pak uvedeny na štítku převodníku. Tyto hodnoty se pak zadávají přímo do měřících zařízení před uvedením senzoru do provozu. K přesné korekci přispívá i vývodní kabel, který je k převodníku pevně připevněn a tudíž jsou jeho elektrické parametry respektovány [25].

K výhodám patří i kompaktní rozměry. K měření a jištění totiž stačí jeden senzor, ovšem hlavním důvodem je opět absence železného jádra, které značně ovlivňuje rozměry klasických přístrojových transformátorů. Při použití senzorů, které měří přesně v širokém spektru proudu, není třeba definovat parametry jako zátěž či jmenovité nadproudové číslo. Pro správnou funkci
stačí zadat jmenovitý proud a jmenovitý převod do měřícího zařízení. K dalším výhodám patří nízké ztráty, nízká časová konstanta (dokáže účinně měřit i rychlé děje), nízká cena, snadná korekce teploty a nehrozí zde nebezpečí přepětí při rozpojení sekundárního vinutí, typické pro PTP [24][26].

4.1.3 Optické snímače proudu

Optické snímače proudu jsou pasivní senzory využívající světlo k přesnému měření proudu. Existuje několik typů optických snímačů, nejčastěji používaný funguje na principu Faradayova jevu. Tyto senzory využívají účinků magnetického pole vytvořeného měřeným proudem na lineárně polarizované světlo, a tento vliv převádí na informaci o velikosti měřeného proudu [28].

Polarizace je vlastnost světelného vlnění spočívající v jednotné orientaci oscilací. Protože se nejedná o přirozenou vlastnost světla, musí MOCT (Magnetic Optical Current Transformer) obsahovat polarizátor. Kromě toho obsahuje světelný zdroj, optický kabel, modulátor a příslušné elektronické vybavení [28].



Obr. 4-3 Schéma MOCT – upraveno autorem [28]

Jak je vidět na obrázku 4-3, MOCT se skládá z elektroniky a optických částí. Světlo ze zdroje se polarizuje a rozdělí tak, že vzniknou dva kolmo polarizované svazky. Světlo pak vstupuje do měřící hlavy, kde se rozdělí na levotočivé a pravotočivé kruhově polarizované vlny. Obě vlny se pohybují rozdílnou rychlostí podél snímacího vlákna. Rozdíl rychlostí je úměrný velikosti magnetického pole. Obě vlny se pak odrazí od zrcadla, kruhová polarizace se obrátí a vlny se šíří v opačném směru magnetického pole až do kruhového polarizátoru, kde dojde k opětovné lineární polarizaci. Optický signál je pak zpracován a vyhodnocen. MOCT nabízejí tři rozdílné výstupní signály [28][40]:

- digitální
- nízkoenergetický analogový (jmenovité napětí 4 V pro měřící účely, 200 mV pro jistící účely; závisí na nastavení, fyzicky se MOCT neliší)
- vysokoenergetický analogový (jmenovitý výstupní proud 5 A, případně 1 A)

Magneticko-optické proudové snímače jsou navrženy tak, aby mohly spolupracovat s moderními měřícími zařízeními či ochranami. K výhodám se řadí vysoká odolnost vůči elektromagnetickému rušení. Díky nepřítomnosti magnetického jádra nedochází k problémům se saturací či ferorezonancí. Jako výhodu je možné dále uvést široké spektrum měřených proudů, a to jak amplitudou, tak i frekvencí, dokáže měřit i stejnosměrnou složku proudu. Velmi dobrá je

také přesnost měření. Snadnější je také izolace silových obvodů, protože měřící hlava je tvořena optickými vlákny, nikoliv metalickým vodičem. Naopak nevýhodou je náchylnost ke změnám teplot a mechanickému namáhání. Tyto vlivy je nutné složitě kompenzovat, druhou možností je použití speciálních optických kabelů. Mezi další významné nevýhody patří vysoké náklady jak na pořízení, tak na údržbu [28][30][40].

4.1.4 Převodníky na principu Hallova jevu

Převodník pracující na principu Hallova jevu reaguje na přítomnost magnetického pole vytvořením napětí na svém výstupu. Hallův jev jako takový byl objeven E. H. Hallem v roce 1879. Během prvních experimentů bylo použito kovových materiálů, ovšem Hallův jev se výrazně projevuje především v polovodičích [41].

Pokud bude do polovodičové destičky přiveden proud plošnými elektrodami (obrázek 4-4) a v okolí destičky nebude magnetické pole, bude napětí v příčném směru destičky rovno nule. Proudová hustota je tak rovnoměrně rozdělena po průřezu polovodiče [41].





Pokud přiložíme magnetické pole s indukcí *B*, jehož směr je kolmý k protékanému proudu (směr osy y), do blízkosti takovéto destičky, dojde k interakci s nosičem náboje a vzniklá Lorentzova síla vychýlí nosič (v tomto případě elektron) k jedné straně destičky (v záporném směru souřadnicové osy z) [42].

$$\vec{F} = -e \cdot \vec{v} \times \vec{B} \qquad (N; C, m.s^{-1}, T), \qquad (4.4)$$

kde:Bje velikost magnetické indukce kolmé na směr proudu(T)eje náboj elektronu(C)vje rychlost elektronu(m.s⁻¹)

Na jedné straně tedy dojde k hromadění elektronů, tím vznikne na opačné straně nevykompenzovaný kladný náboj, který se projeví elektrickým polem. Toto elektrické pole se projeví elektrickou sílou, která působí proti Lorentzově síle. Po ustálení rovnováhy mezi těmito silami vzniká mezi oběma stranami destičky napětí $U_{\rm H}$. To se označuje jako Hallovo napětí a pro jeho velikosti platí [42]:

		$U_{H} = K \cdot \frac{i \cdot B}{d}$	$(V; m^3.A^{-1}.s^{-1}, A, T, m),$ (4.5)
kde:	K	je Hallova konstanta převodníku	$(m^3.A^{-1}.s^{-1})$
	d	je tloušťka polovodičové destičky	(m)
	i	je velikost proudu, který protéká destičkou	u (A)

Citlivost převodníků na principu Hallova jevu lze navýšit zesílením magnetického pole, a tedy magnetické indukce *B*. Toho se dosahuje umístěním převodníku do vzduchové mezery magnetického jádra, kterým teče magnetický tok vytvořený měřeným proudem, jak je vidět na obrázku 4-5. Proud *I* je proud měřený, proud *i* je proud referenční. Šedě je znázorněno magnetické jádro, světle zeleně pak polovodičová destička [42].



Obr. 4-5 Schéma proudového převodníku na principu Hallova jevu – upraveno [42]

Odezva těchto převodníků není přesně přímo úměrná magnetické indukci vlivem tří faktorů [42]:

- offset napětí
- nelinearita magnetického jádra
- teplota

Tyto vlivy je třeba kompenzovat v navazujících obvodech, které výstupní signál zpracovávají. Z hlediska frekvenčního spektra je možné měřit širokou škálu kmitočtů od stejnosměrných proudů až do desítek kHz. Konkrétní rozsah záleží na konstrukci převodníku. Nevýhodou je citlivost na vnější magnetická pole, přítomnost další vodičů, jejichž magnetická pole ovlivňují magnetické pole měřeného vodiče. Stejně jako u přístrojových transformátorů proudu se u Hallových senzorů projevuje vliv sycení magnetického jádra. Zároveň je třeba zmínit nutnost udržovat trvalý proud polovodičovou destičkou [42].

4.2 Převodníky napětí

4.2.1 Přístrojové transformátory napětí

Provoz přístrojových transformátorů napětí (PTN) není spojen s problémy v podobě sycení magnetického jádra, napětí se totiž v běžných stavech pohybuje v rámci dovolených hodnot a u zkratů dochází k jeho poklesu či úplné ztrátě. Pokud se zanedbá úbytek napětí na sekundárním vinutí, platí vzorec 4.6 (induktivní PTN). Jmenovité napětí sekundárních stran je $100/\sqrt{3}$ V, případně $110/\sqrt{3}$ V. Podobně jako PTP je lze rozdělit do dvou skupin, a to jistící a měřící [22].

$$U_2 = \frac{N_2}{N_1} \cdot U_1$$
 (V; -, -, V). (4.6)

Z hlediska konstrukce se PTN dělí na induktivní a kapacitní. Ekonomické využití induktivních transformátorů napětí je v sítích do 110 kV včetně, naopak kapacitní transformátory napětí jsou výhodné při vyšších napěťových hladinách. Kapacitní PTN je také navíc možné využít jako vazební kondenzátor při PLC komunikaci přes metalická vedení, což zvýhodní jejich nasazení i na nižších napěťových hladinách. Schéma obou typů je na obrázku 4-6, typické je spojení jedné svorky se zemí, tedy měření fázových napětí [21].



Obr. 4-6 Schéma PTN a) induktivního b) kapacitního – upraveno autorem [22]

Důležité katalogové hodnoty jsou:

- napěťová odolnost
- jmenovitá napětí primárního a sekundárního vinutí
- třída přesnosti
- jmenovitá zátěž, atd.

4.2.2 Převodníky na principu děliče napětí

Snímače napětí na principu napěťového děliče je možné klasifikovat do dvou skupin. První z nich je založena principu odporového děliče, druhá pak na principu kapacitního děliče. V obou případech odpovídá sekundární napětí aktuálnímu průběhu okamžité hodnoty napětí na měřeném primárním vodiči [25].

Provozní vlastnosti těchto typů senzorů napětí jsou podobné snímačům proudu na bázi Rogowského cívky. Nabízí kompaktní rozměry, přesné a spolehlivé měření. Výstupní napětí je například v případě snímače [27] rovno 120 V. Běžně se v závislosti na konkrétním typu přístroje pohybuje v rozmezí 0-230 V. Provádění korekce chyb měření je stejné jako u senzorů proudů, výrobce tedy uvádí amplitudový a fázový korekční faktor, který je zadáván do měřících zařízení. Je třeba zmínit, že existují i kombinované senzory, které měří jak napětí, tak proudy.

4.2.2.1 Odporový snímač napětí

Zjednodušené schéma snímače napětí založeného na principu odporového děliče je znázorněno na obrázku 4-7.



Obr. 4-7 Schéma odporového snímače napětí – upraveno autorem [25]

Okamžitá hodnota výstupního napětí je dána vztahem 4.7:

$$u_2(t) = \frac{R_2}{R_1 + R_2} \cdot u_1(t) \qquad (V; \Omega, \Omega, \Omega, V). \quad (4.7)$$

4.2.2.2 Kapacitní snímač napětí

Schéma senzoru založeného na kapacitní děliči napětí je uvedeno na obrázku 4-8 a pro výsledné napětí $u_2(t)$ platí vztah daný rovnicí 4.8:

$$u_{2}(t) = \frac{C_{1}}{C_{1} + C_{2}} \cdot u_{1}(t) \qquad (V; F, F, F, V). \qquad (4.8)$$



Obr. 4-8 Schéma kapacitního snímače napětí – upraveno autorem [25]

Skutečný vzhled kapacitního snímače napětí VSO 25 pro napěťovou hladinu 22 kV je znázorněn na obrázku 4-9. Co se týče rozměrů, je zhruba stejně velký jako podpěrný izolátor a váží 6,5 kg. MTN pro napětí 22 kV stejného výrobce váží 49 kg [43].



Obr. 4-9 Kapacitní snímač napětí VSO 25 [43]

4.2.3 Optické snímače napětí

Optické snímače napětí fungují na základě Pockelsova jevu. S velikostí měřeného elektrického pole se úměrně mění index lomu speciálního krystalu [31]. Jejich vlastnosti jsou podobné optickým proudovým senzorům. Nutnost odstínění vnějších elektromagnetických polí se projevuje ve vysoké pořizovací ceně. V současnosti se tak vyplatí uvažovat o jejich použití pouze u soustav s napětím 110 kV a výše, kde jejich vysoké investiční náklady mohou být vyváženy nízkou cenou jejich instalace (v porovnání s konvenčními PTN) [32].

4.3 Shrnutí

Požadavky na měřicí převodníky v sítích VN jsou dány jednak vlastním místem umístění (vnějším prostředím) a rovněž i podmínkami, které se můžou objevit v měřených obvodech a které musí převodníky bez poškození vydržet. Nezanedbatelným kritériem je také spolehlivost a cena převodníku. Při výběru je nutné zvážit i požadavky na další části měřicích systémů, které jsou ovlivněny typem zvoleného převodníku.

V kapitole 2 bylo zmíněno rozdělení VN sítí na kabelové a venkovní včetně uvedení délek jednotlivých typů vedení. Jasně převažují vedení venkovní, zároveň je nutné si uvědomit, že kabelová vedení se využívají především ve městech, kde nejsou ve větší míře zastoupeny disperzní zdroje. Lze tedy předpokládat, že měření budou umístěna právě na venkovních linkách. Převodníky tedy nesmí být náchylné na extrémní klimatické podmínky, jako jsou nízká teplota, námraza, déšť či naopak vysoká teplota. Rozmezí požadovaných pracovních teplot je zhruba -45 °C až +55 °C. V těchto mezích nesmí dojít k ovlivnění jejich stanovené přesnosti, mimo toto rozmezí pak nesmí dojít k trvalému ovlivnění jejich funkce.

Z pohledu vnitřních vlivů, které se mohou nežádoucím způsobem projevit na funkci převodníků, jsou význačné především nadproudy a zkraty. Napětí je během poruch typu zkrat menší či nulové (v závislosti na vzdálenosti místa od poruchy) což neovlivňuje trvalou funkci převodníků. Přepětí trvalého charakteru nejsou v amplitudě příliš veliká a nezpůsobují velké problémy. Odolnost vůči impulsnímu přepětí lze navýšit použitím svodičů přepětí. Nadproudy a zkraty představují větší nebezpečí a převodníky musí odolat jejich tepelným a mechanickým

účinkům. Při zkratech může velikost proudu dosáhnout v sítích 22 kV až 16 kA (odpovídá dimenzování rozvodných zařízení 22 kV na 600 MVA). Tento proud se přenese na výstup převodníku (při předpokladu zachování lineárnosti převodu, která neplatí zejména u MTP). Nelze opomenout také rezonanční jevy, které se objevují v síti vlivem parazitních elektrických vlastnosti převodníků.

4.3.1 Převodníky proudu

Přístrojové transformátory proudu jsou stejně jako přístrojové transformátory napětí levné, spolehlivé a odolné. Používají se běžně, jsou tedy i osvědčené. Zpracování měřených údajů je vzhledem k proudovému výstupu bezproblémové. Jsou pasivní – vlastní transformátor není třeba nijak napájet. Nelinearitu magnetického jádra, která se projeví jeho přesycením při definovaném nadproudu, je možné využít pro "ochranu" připojených citlivých zařízení pro zpracování měřených dat a komunikaci (platí pro MTP). Přesnost měření záleží na jeho konstrukci a tedy požadavkům PDS. Vyšší přesnost se pak projeví ve větším magnetickém jádře a vyšší hmotnosti. Chyba úhlu bývá zpravidla velmi malá. PTP z principu funkce nedokáží měřit stejnosměrné proudy.

Převodníky na principu Rogowského cívky mají rovněž jednoduchý princip funkce, jsou levné a taktéž pasivní. Díky absenci magnetického jádra jsou lineární v celém svém rozsahu. Jsou schopny měřit v širokém frekvenčním spektru (kromě stejnosměrného signálu). Díky tomu, že měřený proud v podstatě derivují, je nutné pro rekonstrukci původního signálu použít integrátor. Pro korektní výpočet integrálu je nutné znát i konstantu (stejnosměrnou složku), kterou ovšem Rogowského cívka nezměří (výstupní napětí je pro stejnosměrný signál nula). Je nutné použít filtr typu horní propust s mezní frekvencí zhruba 10 Hz. Dále je třeba počítat s paralelními rezonancemi parazitních kapacit a indukčností senzoru (izolace, namotání vzduchové cívky, apod.). Při integraci signálu by docházelo ke značné chybě a je tedy třeba signál opět filtrovat, tentokrát přes filtr typu dolní propust. Díky lineárnosti převodu je rovněž nutné respektovat přepětí, které se objevuje na výstupu senzoru při zkratech (jmenovité výstupní napětí je 150 mV) a vstupní obvody do měřících přístrojů vybavit přepěťovou ochranou či jinak omezit napětí, aby nedošlo k poškození citlivých zařízení.

Převodníky založené na Hallově jevu mají díky magnetické jádru podobné vlastnosti jako PTP. Dokáží ovšem navíc měřit i stejnosměrnou složku proudu. Frekvenční rozsah se pohybuje do desítek kHz. Problémy se objevují s remanencí magnetického jádra, kdy je nutné kompenzovat offset. To se provádí uzavřenou smyčkou. Jádro snímače obsahuje kompenzační vinutí, které svou polaritou vyrovnává magnetický tok vytvářený primárním vodičem. Při jejich rovnosti je proud kompenzačním vinutím vázán na primární proud počtem závitů tohoto vinutí [47]. Přesnost měření je u takovýchto senzorů velmi dobrá, nicméně investiční náklady jsou vysoké. Nevýhodou je nutnost stálého napájení polovodičové destičky. Zpracování výstupního signálu ze senzoru je vhodné provést blízko převodníku z důvodu náchylnosti na rušení.

Optické snímače proudu je možné v současnosti vyloučit díky jejich vysoké pořizovací ceně i následným nákladům na údržbu.

Při výběru vhodného snímače proudu je možné kromě optických snímačů dále vyloučit i snímače založené na principu Hallova jevu z důvodu větší složitosti a omezené přidané hodnoty při jejich nasazení. Použití Rogowského cívek má smysl především v případě využívání monitoringu při měření širšího frekvenčního spektra proudu, ovšem při jejich nasazení je třeba respektovat všechny podmínky, které jsou na zpracování jejich výstupu kladené. Vyřazovací

metodou se jako ideální volba jeví klasické přístrojové transformátory s nízkou cenou, spolehlivostí, odolností, jednoduchostí použití a osvědčeností. Tyto klady totiž převáží jejich nevýhody.

4.3.2 Převodníky napětí

Přístrojové transformátory napětí jsou levné a spolehlivé. Vliv magnetického jádra u nich není tak výrazný jako u PTP. Zpracování signálu je bezproblémové, často bývají využity jako zdroj napětí pro celý navazující systém (zařízení na zpracování a přeposílání dat). Třída přesnosti je volitelná dle požadavků použití, chyba úhlu se výrazněji neprojevuje. Nevýhodou jsou větší rozměry a hmotnost. U přístrojových transformátorů napětí je nutné zabránit ferorezonanci, kdy vzniká sériový rezonanční obvod mezi primárním vinutím transformátoru a jeho parazitní kapacitou. Spouštěčem bývá především spínací přepěťový impuls. Vzniku ferorezance se zabraňuje utlumením obvodu speciálním antiferorezonanční obvodem.

Převodníky na principu napěťových děličů mají menší rozměry a hmotnost. Vzhledem k jednoduchému principu funkce nevznikají dodatečné požadavky na navazující zařízení pro zpracování měřených hodnot. V případě, že jsou kalibrovány, podávají dostatečnou přesnost měření. Zde je nutné zmínit důležitost dodržení jmenovité zátěže. V opačném případě může docházet vlivem parazitních vlastností k ovlivnění měřeného úhlu napětí v řádu jednotek stupňů, což do značné míry může ovlivnit pozdější výpočet činných a jalových výkonů.

Optické snímače napětí můžou disponovat řadou výhod, nicméně jejich složitost a především v současné době vysoká cena vylučují jejich možné nasazení při monitorování VN sítí.

Při výběru snímačů napětí tedy zůstává volba otevřená, v případě dostatečné kalibrace se jeví jako lepší volba spíše lehčí a jednodušší napěťové děliče.

5 POŽADAVKY NA MĚŘÍCÍ SYSTÉMY

Měřením elektrický veličin se rozumí odečet napětí a proudů z primárního systému, což je v probíraném kontextu elektrizační soustava, respektive její subsystém – distribuční soustava.

K vlastnímu měření slouží měřicí převodníky, které v případě nejčastěji využívaných typů, kterými jsou přístrojové transformátory proudu a napětí, poskytují informaci o velikosti primárního proudu a napětí v podobě výstupního signálu na sekundárních svorkách. Tyto informace jsou ovšem bezcenné bez znalosti a zohlednění převodu měřicích převodníků, respektive srovnání výstupů s referenční hodnotou převodníku. Pouhá informace o napětích a proudech navíc nedává kompletní přehled o dění v síti a je třeba z těchto hodnot určit velikosti činného výkonu, jalového výkonu, účiníku, frekvence, atd.

Z toho vyplývá, že veškerá data naměřená převodníky je nutné zpracovat a tím v podstatě rekonstruovat skutečnou velikost měřené veličiny. Zde je potřeba si uvědomit, že převodníky mají určitou chybu měření, a to jak velikostní, tak fázovou. Až poté je z nich možné vypočítat ostatní elektrické veličiny. Celé zpracování signálů a výpočty se provádí v takzvaných RTU (Remote Terminal Unit). RTU také uskutečňují jejich přeposílání na dispečerské pracoviště, kde je nutné je zakomponovat do řídicího systému a tím data efektivní využít. Měření tedy není otázkou pouze převodníků, ale jedná se o celý propojený systém, ve kterém je třeba zajistit i záložní napájení.



Obr. 5-1 Zjednodušené blokové schéma měřícího systému VN

5.1 Měřicí systémy v sítích NN

Monitorování na hladinách NN lze rozdělit do dvou skupin:

- Smart Metering
- monitorování transformátorů VN/NN pro účely PDS

5.1.1 Smart Metering

První z uvažovaných monitorování sítí NN je tzv. Smart Metering, který je soustředěný plošně na všechna odběrná místa s pravidelným odesíláním naměřených dat a jejich využitím nejen pro účely PDS, ale i pro účely odběratelů, jak bylo zmíněno v podkapitole 3.5.2.

Z hlediska měřených uzlů má Smart Metering své specifikum v podobě hustého rozmístění odběrných míst v rámci dílčích sítí, které v podstatě definují místa, kde se má monitorování uskutečňovat. K vlastnímu měření elektrických veličin, jejich zpracování, vyhodnocení a přeposlání dat pak mají sloužit elektroměry, případně existuje možnost, že se bude komunikační modul k elektroměrům připojovat zvlášť.

Požadavky na umístění z hlediska teploty a vlhkosti lze očekávat identické se současnými podmínkami, které musí splňovat statické elektroměry. Podobně to platí i pro ostatní požadavky týkající se vlastního měření. Velmi důležitá je pak elektromagnetická kompatibilita. Zejména se pak jedná o odolnost elektroměrů vůči středofrekvenčnímu rušení, které by mohlo výrazně ovlivnit přesnost měření.

Předpokladem je, že do roku 2020 bude rozhodnuto o rozšíření Smart Meteringu, čímž by se sítě 0,4 kV staly monitorované. Vzhledem k finanční náročnosti a diskutabilnímu přínosu se jedná především o politické rozhodnutí.

S případným nasazením Smart Meteringu by došlo také k monitorování transformátorů VN/NN. Pokud by došlo k využití PLC jako způsobu komunikace, bude v jejich rozvaděčové skříni či kiosku umístěn datový koncentrátor, který má sloužit ke sbírání dat z elektroměrů a jejich přeposílání v definovaných intervalech do nadřazeného systému. V tomto případě by stačilo jen osadit měření na přípojnice transformátoru a měřená data přenášet do řídicího systému sítí VN.

5.1.2 Monitorování DTS

Monitorování distribučních transformátorů VN/NN je zpravidla prováděno na straně nízkého napětí, kde je měření jednodušší. Naměřené hodnoty napětí a proudů jsou pak přepočítávány na stranu VN přes převod transformátoru, přičemž se uvažuje i napěťový úbytek daný jeho zatížením. Pro přesnost přepočtu je klíčová znalost převodu, respektive odbočky daného transformátoru. Dochází také k výpočtu činných a jalových výkonů. Dále je díky monitorování možné dálkově ovládat stanice, signalizovat stav digitálních vstupů (stav silových spínačů, ovládání jističů, atd.) a signalizovat zkraty a nadproudy včetně časových záznamů [46]. Podle požadavků jsou pak data zasílána do řídicího systému sítě VN, typicky pomocí datových přenosů mobilních operátoru s rychlostí danou poskytovatelem těchto služeb.

Měření napětí a proudů na distribučních transformátorech s ukládáním maxim odebíraného výkonu, apod. je v sítích E.ON Distribuce a.s. běžně využíváno. Není u nich ovšem použit komunikační modul a odečítání tak probíhá manuálně při kontrolách, zpravidla dvakrát do roka. Monitorování DTS s okamžitým odesíláním hodnot není v oblasti východ příliš rozšířené. Dispečerským měřením je osazen pouze zlomek transformátorů, a to především v hustých aglomeracích. Motivací je tedy především signalizace případné poruchy se snahou ji co nejrychleji odstranit, aby nedošlo k přetížení ostatních transformačních stanic a akumulaci jejich výpadků. Cílem je minimalizace omezení dodávek elektrické energie u velkého množství odběratelů. Měření na DTS je osazeno také v případě přítomnosti velkých FVE zdrojů (bez vlastních transformátorů).

Druhou skupinou jsou velkoodběratelé, kteří vlastní více transformátorů VN/NN a dobrovolně poskytují data z měření provozovateli distribuční soustavy, který pak zpravidla i řídí rozvodné zařízení daného zákazníka. Snahou je dosáhnout co největší spolehlivosti z důvodu zachování výroby. Technických důvodů, které odůvodňují vlastní monitorování, je více. Příkladem může být podnik připojený dvěma linkami VN, z nichž jedna je brána jako záložní a je odpojená. Vlivem například pádu stromu na hlavní napájecí linku dojde ke ztrátě napětí na transformátorech a k okamžité signalizaci poruchy na dispečerské pracoviště. Dálkovým řízením lze rekonfigurovat síť a převést výkon na záložní linku.

Při instalaci měření za primárním účelem přenosu dat do nadřazeného řídicího systému se objevují i další možnosti, které by zvýšily přínos měření. Například se jedná o ukládání čtvrthodinových maxim napětí, proudů a odebírané elektrické energie. Objevuje se také možnost měřit kvalitu napětí.

Stanoviště transformátorů je ovlivněno především typem transformátoru a jeho výkonem, případně okolními zařízeními. Suché transformátory se silikonovou izolací se umisťují do kioskových stanic. Olejové transformátory je možné umístit na stožáry nebo do kiosků. Jejich provedení ovlivňuje požadavky kladené na měřicí systémy.

5.1.2.1 Kioskové DTS

Transformační stanice v podobě kiosků mají z hlediska požadavků na měření značné výhody. Celý měřicí systém lze v tomto případě umístit do NN rozvaděče. Díky přítomnému nízkému napětí je vlastní měření relativně bezproblémové. Pokud je navíc rozvaděč dostatečně velký, je umístění RTU a komunikačního modulu snadné. Výhodou je také trvalá nepřístupnost nepovolaným osobám. Na druhou stranu se ovšem můžou vyskytnout problémy s nedostatečně silným signálem mobilních operátorů pro uskutečnění přenosu dat. V mezním případě je možné použít externí anténu (hrozí nebezpečí krádeže).

Napájení měřicího systému je možné realizovat zásuvkou 230 V umístěnou přímo v rozvaděči, či přes spínaný zdroj s požadovaným napěťovým výstupem. Zároveň je třeba zajistit i záložní napájení, typicky olověnými bateriemi, které jsou dimenzovány na minimálně 8 hodin napájení, prakticky je výdrž vzhledem k malé spotřebě zařízení mnohem delší.

Vzhledem k přítomnosti vlastního transformátoru, který se při chodu zahřívá, není třeba očekávat extrémně nízkou teplotu uvnitř rozvaděče. Přesto je běžné temperování rozvaděče od +5 do +30 °C. V létě se pak rozvaděč větrá žaluziemi.

5.1.2.2 DTS na sloupech

Umístění transformátoru VN/NN na sloupy je běžné v méně husté zástavbě, kde je dostatek prostoru. Napájení je provedeno venkovním vedením. Na rozdíl od kioskových DTS mají použité skříně SVS rozvaděčů NN menší rozměry, v některých případech je tedy nutná výměna za větší typ. Nevýhodou je snadnější přístup a tím vyšší riziko krádeže měřících zařízení. Stupeň krytí musí být alespoň IP43. Skříně rozvaděče NN jsou u této varianty více náchylné na teplotu. Ve skříni je nutné mít topný článek, který se spíná při poklesu teploty uvnitř skříně pod +5 °C.

Konkrétní požadavky na měřící systémy, které jsou kromě měřících převodníků velmi podobné měření přímo na napěťové hladině VN, jsou podrobněji uvedeny v kapitole 5.2.

5.2 Měřící systémy v sítích VN

Pokud nebudeme uvažovat monitorování v napájecích rozvodnách 110/22 kV, nejsou v naprosté většině sítě dále monitorovány. Výjimkou je omezený počet distribučních transformačních stanic a v současné době 25 dálkově ovládaných úsekový odpínač (DOÚS) v sítích E.ON Distribuce, a.s. oblast východ. U recloserů je nyní provedeno pouze zasílání stavových signálů, jako například signalizace poruchy apod.



Obr. 5-2 Dálkově ovládaný úsečník

Na obrázku 5-2 je znázorněn dálkově ovládaný úsekový odpínač s kompletním monitorováním elektrických veličin. Takto je vybaveno 17 DOÚS. Zbytek, tedy 8 kusů, měří pouze sdružené napětí U_{12} . Takovéto DOÚS jsou především hraniční (jiná uzlová oblast či jiný PDS) a důvodem je zejména bezpečnost provozu při poruchových stavech a revizích, kdy je třeba zajistit záložní napájení právě z vedlejší uzlové oblasti či ze sítě sousedního PDS. Pro ilustraci je na obrázku 5-3 znázorněno umístění převodníků.

5.2.1 Měřící převodníky VN

Přístrojový transformátor napětí je v sítích E.ON Distribuce, a.s. vždy umístěn mezi fázemi L1 a L2. Kromě poskytování údajů o velikosti sdruženého napětí slouží také jako primární zdroj pro napájení celého měřícího systému, včetně topného článku. Při zvýšeném odběru proudu, zejména při sepnutém topení, dochází k úbytkům napětí na kabelu mezi transformátorem a skříní, a tím k méně přesnému měření. Je tedy vhodné vyvést z transformátoru napájení a měření odděleně.

Přístrojový transformátor napětí na obrázku 5-3 je také použitý ve všech monitorovaných místech pilotního projektu v oblasti Konice (viz kapitola 7). Jedná se o transformátor typu VPT 25, se jmenovitým sekundárním napětím 100 V a třídou přesnosti 1. Jmenovitá zátěž činí 500

VA, přičemž reálná zátěž měřícího systému je řádově nižší. Provozní teplota se pohybuje v mezích -45 °C až +55 °C [44]. Pro ochranu před účinky přepětí je vybaven dvojicí svodičů přepětí se jmenovitým výbojovým proudem 10 kA.

Kompletně monitorované DOÚS jsou vybaveny kapacitními snímači napětí a proudovými transformátory, které měří fázové napětí, respektive proud každé fáze. Měřené údaje o jejich velikostech pak vstupují do výpočtu činného a jalového výkonu.



Obr. 5-3 Instalace měřících převodníků

Pro měření proudu se používají proudové transformátory CSO 25 se jmenovitým primárním proudem 200 A. Jmenovitý sekundární proud je 1 A. Tyto převodníky mají nadproudové číslo 5 a měří s třídou přesnosti 2 %. Slouží tedy víceméně pouze k indikaci proudu. Jmenovitá zátěž transformátoru je 2 VA. Vyznačuje se kompaktními rozměry a nízkou hmotností (8,5 kg). Stejně jako transformátor napětí má provozní teplotu mezi -45 °C a +55 °C [45].

K měření fázových napětí jsou použity kapacitní snímače VSO 25, viz obrázek 5-3. Jejich jmenovité sekundární napětí je 130 V. Zásadním nedostatkem je značná nejistota měření, která se pro zátěž 1 M Ω pohybuje v rozmezí ±15 % [43]. Tuto nevýhodu by bylo možné zredukovat kalibrací snímače a upravením příslušných konstant v RTU. Nicméně pro současné využití dat z měření není samotná přesnost určení výkonů příliš důležitá. Vypovídající hodnotu má především směr toku výkonů.

Zde je třeba zvážit, jestli dále osazovat měřená místa investičně méně nákladnými převodníky. Jejich nejistota měření je ale značná, a je třeba se spokojit pouze s orientační velikostí toků výkonů. Druhou možností je instalovat přesnější převodníky a naměřené hodnoty dále využít pro plánování mimořádných zapojení sítí či pro údržbu a rozvoj sítí.

5.2.2 Vybavení skříně monitorovaného místa

Názorná ukázka skříně monitorovaného místa je uvedena na obrázku 5-4. Jedná se o ocelovou pozinkovanou AXY skříň s rozměry 1000 x 505 x 260 mm, která je umístěna ve výšce

umožňující přístup obsluhy ze země. Výhodou je snadnější údržba zařízení, na druhou stranu je v tomto případě větší nebezpečí vykradení či mechanického poškození skříně při neopatrné manipulaci zejména zemědělských strojů v případě, že je měřené místo na poli. Stupeň krytí musí být alespoň IP 43. Skříň má mít minimální množství technologických otvorů, otvory větrací (odvodňovací) mají být umístěny ve dně skříně pro zajištění požadovaného krytí.

Základní vybavení skříně DOÚS, které definuje jeho vlastní označení, tvoří pohon odpínače a jeho regulátor. Dále se do skříní instalují topné články pro temperování teploty. Spínání je nastavené na pokles teploty ve skříni na úroveň +3 °C a povel odpadá při teplotě +5 °C. Nezbytnou součástí jsou přístroje na jištění použitých zařízení a vnitřní osvětlení se spínáním přes dveřní kontakt.

Pro případ výpadku primárního zdroje napájení, kterým je přístrojový transformátor napětí, respektive linka VN, bývají dálkově ovládané úsekové odpínače vybaveny záložním napájením. Typicky se jedná o olověné akumulátory. Na obrázku 5-4 jsou použity dvě baterie spojené sériově na napětí 24 V s celkovou kapacitou 56 Ah. Tím je zajištěna možnost manipulace s "úsečníkem", kdy kapacita akumulátorů je dostatečná na několik úkonů zapnout/vypnout. Chod RTU je energeticky podstatně méně náročný, jeho spotřeba závisí na množství použitých karet, řádově se jedná o jednotky wattů. Náhradní napájení bez manipulace s odpínačem je tak umožněno na několik dnů. Zároveň je zajištěno blokování topení při chodu na baterie.

Součástí skříně jsou i jednotky RTU, protože se ale jedná o komplexní problematiku, jsou jednotlivé moduly popsány zvlášť v následující podkapitole.



Obr. 5-4 Vybavení skříně monitorovaného DOÚS

5.2.3 RTU

Jednotky RTU neboli Remote Terminal Unit jsou inteligentní měřicí a komunikační body, které jsou schopny několika různými způsoby komunikovat s nadřazenými systémy, monitorovanými zařízeními i mezi sebou navzájem. Pokud v sobě zahrnují vstupy pro přímé měření napětí a proudů (třífázově), jsou schopné fungovat i jako ochrany a automatiky opětovného zapnutí (OZ) [46].

RTU lze rozdělit do dvou skupin – kompaktní a modulární RTU. V rámci možných budoucích rozšíření, dále pak z hlediska možných poruch, většího výběru napájecích modulů a prakticky neomezeného počtu konfigurací včetně modulů pro speciální čidla (osvit, teplota, vítr apod.) se jako lepší volba jeví použití modulární koncepce RTU [46].

Pro modulární RTU je typické použití tzv. přímých a nepřímých karet. Přímé karty jsou signálově přímo napojeny na hlavní procesor jednotky, což se projeví v rychlosti zpracování dat. Počet těchto karet je ovšem limitován počtem vstupů CPU. Nepřímé karty mají vlastní procesor a komunikace se systémem probíhá přes vnitřní sériovou sběrnici. Rychlost komunikace je nižší, nicméně je možné využít větší počet karet. Limitem je pouze výkon zdroje, respektive prostor v šasi [46].



Obr. 5-5 Modulární RTU

Na obrázku 5-5 jsou vyznačeny jednotlivé moduly tvořící RTU7M. Obecně lze modulární RTU rozdělit na [46]:

- řídicí procesorová jednotka (šasi, sběrnice, CPU)
- napájecí zdroj
- komunikační jednotka
- digitální vstupy a výstupy
- analogové vstupy
- signalizační panel

Technické parametry z hlediska vnějšího prostředí jsou pro všechny moduly stejné. Rozsah pracovních teplot je -20 °C až +55 °C, požadovaná relativní vlhkost okolí je v rozmezí 30 % až 95 % (nekondenzující). Stupeň krytí je IP 20 [46].

5.2.3.1 Řídicí procesorová jednotka

Základem jednotky jsou spolehlivé jednočipové mikrokontroléry o dostatečném výkonu a zároveň nízké spotřebě. Pro maximální bezpečnost ovládání je spínání výstupních relé kontrolováno pomocným procesorem a k vlastnímu sepnutí dojde až při souhlasném vyhodnocení povelu s hlavním CPU. U vstupujících signálů lze zpracovávat jejich hodnoty, dopočítávat odvozené veličiny, provádět záznamy a podle nastavených mezí i signál filtrovat. Pokud je přítomen modul pro měření napětí a proudů, jsou k dispozici veškeré ochranné funkce a automatiky. Dle specifických požadavků ochran je možné počítat hodnoty z celého měřeného spektra nebo jen z první harmonické. Vlastní signálový procesor má 16 bitů [46].

Řídicí procesorová jednotka zahrnuje kromě vlastního CPU i šasi a sběrnice, do kterých se zapojují další jednotky (karty). Základní varianty mají 2, 5, 8, 10 či 18 slotů, přičemž modul CPU neubírá žádný slot pro zasunutí karty. Jednotlivé sloty i karty mají klíčované konektory, což slouží jako ochrana proti zasunutí nevhodné karty do slotu. Specifikace, kam jakou kartu umístit, je dána výrobcem. Pro monitorování DOÚS je vhodné použití šasi s pěti sloty, jak je vidět na obrázku 5-5 [46].

5.2.3.2 Napájecí zdroj

Napájecí karta je zdrojem pro všechny moduly a podřízené jednotky ve sběrnici. V rámci měření v sítích VN se používají galvanicky oddělené karty, na jejichž vstup je možné přivést jak střídavé, tak stejnosměrné napětí [46].

Požadavkem je zálohování napájení při výpadku primárního zdroje, karty tedy musí mít možnost připojení záložního akumulátoru. Samotné přepnutí musí být automatické. Při chodu na baterie je nutné zabránit jejich úplnému vybití a tudíž provádět monitorování jejich napětí. Požadavkem je také signalizace stavu akumulátoru do nadřazeného systému [46].

Součástí napájecí karty jednotky RTU7M je integrovaná nabíječka s výstupním proudem 9 A (pro 24 V akumulátor). Nabíjení je řízeno procesorem v závislosti na teplotě. Periodicky probíhá měření kapacity baterií a příslušnou informaci je možné přenášet do nadřazeného systému. Karta dále obsahuje pomocný kontakt, který odpojuje záložní akumulátor od jednotky a všech obvodů v rozvaděči v okamžiku jeho vybití (pokles na 22 V) [46].

Na kartě je přítomen konektor RJ-12, na který se připojují externí signalizace a externí teplotní čidlo pro měření teploty akumulátoru, případně teploty ve skříni. Vstupní efektivní hodnota střídavého napětí z PTN je měřena v celém napájecím rozsahu, v návaznosti na použité

převodníky se jedná o interval 50 – 140 V při frekvenci 47 – 63 Hz. Výstupní napětí je +5 V a maximálním proudu 4 A. Na obrázku 5-5 je použita karta PWRI-57 BAT24/10 [46].

5.2.3.3 Komunikační jednotka

Komunikační karta slouží k zajištění komunikace jednotky RTU s nadřazeným systémem a s podřízenými jednotkami. Způsobů, jak komunikaci uskutečnit, je několik, ať drátových či bezdrátových, např. Ethernet, GSM/UMTS, RS-232, RS-485, optické kabely, atd. [46].

Obousměrnost komunikace umožňuje kromě odesílání naměřených dat i vzdálenou diagnostiku zařízení, update firmwaru, vzdálenou parametrizaci, apod. Komunikační karty s vestavěným PC umožňují i šifrování posílaných dat [46].

V sítích E.ON Distribuce, a.s. se pro komunikaci mezi DOÚS a nadřazeným systémem používaly radiové sítě nebo sítě mobilních operátorů (GPRS). V dnešní době se přechází čistě na GPRS či rychlejší technologie.

V rámci jednotky RTU7M se pro monitorování DOÚS používá komunikační karta typu COMIO-PC GSM-232, viz obrázek 5-5. Má vestavěné PC s operačním systémem na bázi Linuxu a disponuje čtyřmi komunikačními rozhraními. První z nich je výměnné, používá se typ GSM/GPRS. Druhé rozhraní je typu RS-232, třetí je RS-485, poslední rozhraní je Ethernet. Funkce karty je závislá na použitém softwaru. Karta je využívána především jako komunikační převodník a koncentrátor, který umožňuje převod komunikačních protokolů mezi různými fyzickými rozhraními. Konkrétně používaný protokol je IEC 60870-5-104. Karta má spotřebu 3 W, modul GSM/GPRS pak 1 - 4 W.

Základní dálkově přenášené informace z DOÚS lze rozdělit na signalizace, povely a měření, přičemž záleží, zda se jedná o místo s měřením pouze sdruženého napětí nebo i činného a jalového výkonu (příslušné údaje signalizované navíc jsou označeny kurzívou). Kromě vypsaných měřených veličin je možné přenášet i veličiny další (frekvence, účiník, apod. dle požadavků dispečinku).

- signalizace
 - o stav odpínače (zapnuto/vypnuto)
 - o stav přepínače místního ovládání
 - stav dveří od skříně (otevřeny/zavřeny)
 - o stav baterie
 - o ztráta napětí (z napájecího PTN)
 - o ztráta ovládacího napětí
 - o zemní spojení (směrová) v případě ochrany
 - *zkratový proud v případě ochrany*
 - o porucha ochrany v případě ochrany
- povely
 - zapnout/vypnout odpínač
- měření
 - \circ U_{12} z napájecího PTN
 - o 3f měření činného a jalového výkonu
 - o fázové hodnoty napětí každé fáze, příslušné proudy

Přenášení signalizací a povelů nastává při změně dané proměnné. Odesílání naměřených hodnot pak probíhá při každé změně, která je větší než nastavená necitlivost. Při malých změnách tedy nejsou hodnoty zasílány a v řídicím systému PDS se objevuje naposledy přijatá hodnota dané veličiny. Tento způsob je aplikován z důvodu omezení objemu přenášených dat. Platí, že měření sdruženého napětí U_{12} z napájecího PTN je zasíláno samostatně. U monitorování výkonů je pro každou veličinu vstupující do výpočtu opět stanovena určitá necitlivost, ovšem při překročení kterékoliv z nich dojde k odeslání celé skupiny hodnot, tedy *P*, *Q* a příslušných fázových napětí a proudů.

Pro zvýšení spolehlivosti přenosu dat probíhá každých 5 minut synchronizace s nadřazeným systémem. Pokud procesorová jednotka po definovanou dobu tento signál neobdrží, dojde k jejímu automatickému restartu a v okamžiku obnovení komunikace se přeposílá chybový protokol.

5.2.3.4 Digitální vstupy a výstupy

Pro realizaci digitálních vstupů a výstupů jednotek RTU7M lze použít karty určené přímo na digitální vstupy (DI), respektive digitální výstupy (DO) nebo karty kombinující obojí.

Digitální vstupy se dělí na přímé a nepřímé. Dělení souvisí se způsobem spojení HW karty s hlavním procesorem jednotky. U přímých DI zpracovává signál přímo hlavní CPU, nepřímé DI mají vlastní procesor. Obě varianty lze dále rozdělit na aktivní a pasivní DI. Aktivní DI mají vlastní galvanicky oddělený zdroj napětí. K vybuzení vstupu dojde po připnutí příslušné vstupní svorky vnějším kontaktem ke společné svorce. Pasivní DI naopak nemají budící zdroj napětí a jsou aktivovány přivedením vnějšího napětí příslušné velikosti dle typu karty [46].

Zpracování vstupních digitálních signálů se provádí vzorkováním s periodou 5 ms (lze snížit až na 1 ms). Dále dochází k filtraci změn signálu. Pokud změna trvá definovanou dobu, je tato logická úroveň prohlášena za stálou a je podle nastavení přeposlána do nadřazeného systému. Provádí se také kontrola překročení maximálního počtu změn za minutu kvůli zamezení přenosu kmitajících hodnot [46].

Digitální výstupy se dělí na přímé a nepřímé, podobně jako digitální vstupy. Zabezpečení před náhodnými sepnutími je řešeno dvoufázovým řízením sepnutí relé (jsou nutné dva shodné povely) a řízením relé dvěma budiči (sepnutí při aktivaci obou budičů) [46].

Ve skříních DOÚS (viz obrázek 5-5) je použita kombinovaná karta DI10-DAL DO05-D. Disponuje deseti přímými aktivními vstupy a pěti přímými reléovými výstupy se čtyřmi spínacími a jedním přepínacím kontaktem. Vstupy slouží k signalizaci stavu odpínače, přepínače místně/dálkově, ztráty ovládacího napětí a otevření dveří. Výstupy ovládají odpínač a topení. Signalizace ztráty napájecího napětí, vybité baterie a ochrany je vyhodnocována přes software. Spotřeba karty je maximálně 3,5 W.

5.2.3.5 Analogové vstupy

Analogové vstupy je podobně jako digitální vstupy možné rozdělit na přímé a nepřímé. Běžně se využívají především přímé karty. Slouží k úpravě měřeného signálu na vnitřní napěťový signál, který se zpracovává hlavním procesorem jednotky. Dochází také ke galvanickému oddělení analogických vstupů. Zároveň je zajištěna i přepěťová ochrana [46].

Nepřímé analogové moduly se využívají jako indikátory zkratů, nadproudů a zemních spojení. Při třífázovém měření je počítána efektivní hodnota fázových proudů, nulové složky

proudu a stejnosměrná složka proudu. Porovnáním s nastavenými mezemi je vyhodnocována přítomnost poruch, která je pak signalizována do nadřazeného systému [46].

Karta AI-UA/2-I používaná v monitorovaných DOÚS slouží k měření střídavých fázových napětí. Použité převodníky jsou kapacitní snímače napětí, vlastní zpracování signálů probíhá v 10bitovém A/D převodníku. Přesnost měření karty je ±0,5 %. Spotřeba je maximálně 1 W [46].

Modul použitý pro měření proudů jednotlivých fázi při monitorování DOÚS je AI-MTI/1. Jmenovitý vstupní proud je 1 A, po dobu jedné minuty je možné vstup zatížit 4 A, krátkodobě (po dobu 1 s) dokonce 100 A. Signály jsou zpracovány v 10bitové A/D převodníku. Přesnost ve jmenovitém rozsahu je ± 0.5 %, při přetížení ± 1.5 %. Spotřeba karty je 0.1 W [46].

5.2.3.6 Signalizační panel

Signalizační panel používaný u monitorovaných DOÚS slouží k ovládání odpínače a k přepínání mezi lokálním a vzdáleným ovládáním. Obsahuje i několik indikačních LED diod k signalizaci stavu odpínače, poruchových stavů na vedení, stavů komunikace a záložního akumulátoru [46].

Na obrázku 5-5 je použitý panel SIG-D-EXT, který je k jednotce RTU7M připojen linkou RS-485. Napájení je také řešeno přes tuto komunikační sběrnici. Spotřeba je 1 W [46].

6 METODIKA ROZMÍSTĚNÍ MĚŘENÍ NA HLADINĚ VN

V předešlých kapitolách byla popsána měřicí místa z hlediska použité technologie a požadované odolnosti vůči povětrnostním vlivům a poruchovým stavům uvnitř distribuční soustavy. Zároveň je také nezbytně nutné vybrat uzly, ve kterých by mělo být vlastní měření prováděno. Je třeba zmínit, že pro monitorování není vhodné používat obchodní měření.

Určení ideálního počtu bodů a jejich rozmístění je poměrně komplikovaná optimalizační záležitost. V ideálním případě je snahou definovat určitou pravidelnost umístění měřících zařízení tak, aby byla zaručena možnost aplikace na vícero podobných sítí při získání maximální funkčnosti za minimálních investičních a provozních nákladů. Určení finančních přínosů monitorování je velmi těžký úkol. Problém představuje i jedinečnost každé sítě, respektive každé linky s různě rozmístěnými zdroji a spotřebou, které se liší i ve velikostech instalovaného výkonu. Projevuje se také nehomogenita jednotlivých úseků vedení s možnými kabelovými přeložkami. Každá další úprava sítě, jako například její rozšíření vlivem nově připojovaných odměrných míst, rekonstrukce vedení s použitím vodičů s větším průřezem, nově budované kabelové smyčky či nově připojované zdroje, navíc ovlivní ideální rozmístění měření již jednou dané optimalizační úlohou. Pravděpodobně výhodnějším postupem je tak stanovit rozmístění měření dle určité metodiky, která umožňuje větší pružnost, ale je méně přesná z hlediska skutečných přínosů.

Z hlediska financí platí, že vlastní pořízení měřicích zařízení a jejich údržba netvoří konečnou cenu za monitorování. Náklady vznikají i na komunikaci mezi měřeným místem a distribučním řídicím systémem. V případě, že se jedná o rozvodny 110/22 kV, je komunikace zajištěna optickými kabely. U ostatních míst se od rádiové komunikace v sítích E.ON oblast východ upouští i přes nespornou výhodu v podobě vlastnictví příslušné infrastruktury právě provozovatelem distribuční soustavy. Nově monitorovaná místa by tak stejně jako dispečersky monitorované zdroje využívala pro přenos dat sítě mobilních operátorů. V tomto případě se součástí měřicího systému stává cizí subjekt. Také je nutné počítat s negarantovanou rychlostí přenosu, která závisí na použité technologii vysílačů, jejich okamžitém zatížení a samotným signálem v místě umístění RTU. Běžné je použití jedné sim karty s datovým paušálem, kdy nezáleží na množství přenesených dat. Cena se u nich dá očekávat v řádech stovek korun na měsíc. S větším rozšířením měřených míst pak lze očekávat nižší cenu.

6.1 Výběr monitorovaných míst

Z pohledu rozšiřování OZE se v současné době distribuční sítě nachází v určitém mezidobí. Přítomnost disperzních zdrojů je značná, nicméně vlivem zastavených dotací na FVE se jejich počet příliš nezvyšuje. V nejbližších letech lze vlivem novely energetického zákona očekávat opět nárůst počtu těchto zdrojů. Důležitým dokumentem pro další rozšiřování distribuované výroby je také státní energetická koncepce. Nelze vynechat také případný vliv velkého rozšíření elektromobility. Všechny tyto faktory spolu s přirozeným rozšiřováním sítě a rekonstrukcemi vedou k neustálým změnám a distribuční soustavy lze tak v podstatě přirovnat k živému organismu, což posléze ovlivňuje výběr konkrétních uzlů pro měření.

Místa, vhodná pro instalaci monitorovaných míst lze tedy obecně rozdělit do dvou skupin. První z nich zahrnuje konkrétní místa daná napájením či územním rozdělením uzlových oblastí atd. Druhou skupinu pak tvoří místa, která nejsou z pohledu členění DS význačná a pro jejich monitorování tak vedou jiné, spíše provozní důvody. Obě dvě skupiny lze shrnout do následujících bodů:

- transformovny 110/22 kV
- spínací stanice 22 kV
- zdroje s instalovaným výkonem nad 250 kW
- transformátory VN/NN
- dálkově ovládané úsekové odpínače
- reclosery
- kabelové smyčky
- další vytipovaná a impedančně slabá místa

6.1.1 Transformovny 110/22 kV

Volba napájecích transformoven 110/22 kV jako míst pro monitorování je logická a samozřejmá volba, jelikož se jedná o vstupy do soustavy 22 kV. Důvod, proč jsou zde vůbec uvedeny, je ten, že měření napětí na přípojnicích a proudů ve vývodech s přenosem do DŘS není instalované ve všech transformovnách (ve všech je přítomné monitorování strany 110 kV a vlastních transformátorů). V sítích E.ON Distribuce, a.s. oblast východ nejsou kompletně dispečersky monitorovány především starší transformovny, které čeká v nejbližších letech rekonstrukce v podobě nových automatik, ochran a dálkového řízení rozvodných zařízení. Protože by samostatné zavedení měření bylo finančně náročnější, bude tento úkon proveden jako součást rekonstrukčních prací.

6.1.2 Spínací stanice 22 kV

Spínací stanice na napěťové hladině 22 kV slouží k rekonfiguraci zapojení sítě a tím navýšení operativnosti provozu. Z hlediska monitorování je opět žádoucí měřit napěťové a proudové poměry s následným výpočtem velikosti a směru toku činných a jalových výkonů. Stejně jako u transformoven 110/22 kV se u v současné době nemonitorovaných spínacích stanic vyplatí počkat až na jejich rekonstrukci.

6.1.3 Zdroje s instalovaným výkonem nad 250 kW

Požadavek na dispečerské monitorování u výroben s instalovaným výkonem nad 250 kW je dán připojovacími podmínkami. Konkrétní požadavky jsou popsány v kapitole 3.1. Ve většině případů jsou takové zdroje již monitorovány. Jsou zde zmíněny pro přehlednost kapitoly.

6.1.4 Transformátory VN/NN

Transformátory VN/NN tvoří výstupní body sítí VN, jsou tedy vhodnými místy pro monitorování napětí a toků výkonů. Hlediska umístění v závislosti na typu DTS již byla zmíněna v kapitole 5.1.2. Pro začlenění informací do distribučního systému je nutné přepočítávat měřené hodnoty na stranu VN, což s sebou nese nutnost znát skutečný převod transformátoru. Při znalosti skutečných odběrů by pak došlo ke značnému zpřesnění výpočtových síťových modelů.

S pravděpodobně nevyhnutelným nasazením Smart Meteringu dojde i k monitorování DTS. Kromě výjimečných případů, jako je například velký instalovaný výkon disperzních zdrojů v síti NN či špatné napěťové poměry na straně VN transformátoru, nemá smysl do dispečerského odečítání měřených hodnot investovat.

6.1.5 Dálkově ovládané úsekové odpínače

Dálkově ovládané úsekové odpínače představují místa, kde lze monitorování implementovat velmi jednoduše. Na každém DOÚS je totiž přítomen PTN, který ze sdruženého napětí mezi fázemi L1 a L2 napájí pohon odpínače a příslušné RTU, které pohon ovládají a dále zajišťují komunikaci s distribučním řídicím systémem, spínaní akumulátoru, atd. (viz kapitola 5.2). Komunikace je zajištěna sim kartou bez datového limitu a zajištění dispečerského monitorování je tak jednoduché. V tomto případě by DOÚS sloužily dispečinku jako zdroj informací o napěťových poměrech v linkách nebo jako kontrolní bod pro algoritmus regulace napětí řízením jalového výkonu disperzních zdrojů.

V případě doplnění proudových měničů do všech fází spolu s měřením fázových napětí by pak byly monitorovány i toky činných a jalových výkonů. Prioritou je takto měřit hraniční DOÚS s umístěním měničů na straně E.ONu (hraniční ve smyslu se sousedním PDS). Dalšími místy jsou pak hranice uzlových oblastí uvnitř sítí E.ON, respektive spojky umožňující spojení vývodů z jedné transformovny či vývodů ze dvou nezávislých transformoven. U nich je nepodstatné, na jaké straně odpínače měření instalovat.

Vzhledem k požadavkům na bezporuchový a spolehlivý chod distribuční soustavy dochází ke každoročnímu nárůstu počtu dálkově ovládaných úsekových odpínačů (výměnou za manuálně ovládané). V případě vyčerpání míst jako jsou již zmíněné hraniční úsečníky a spojky či úsečníky zhruba v polovině linek, se pro další volbu dálkově ovládaných odpínačů mohou použít různé váhové algoritmy, jeden je popsán například v referenci [51]. Takto vybraná místa je pak možné také zahrnout do dispečerského monitorování.

6.1.6 Reclosery

Recloser je v podstatě vypínač umístěný na vedení VN s funkcí automatického vypnutí na popud přítomné ochrany. Při zkratech tedy reaguje na poruchové proudy s menším časovým zpožděním než nadproudové ochrany na vývodech v transformovně a rozepne své kontakty vypínače. Následně dojde k odpojení pouze části linky, zbytek zůstává pod napětím. Běžně obsahují i automatiku opětovného zapnutí (OZ). Dále je možné jejich funkci spárovat s tzv. inteligentními úsečníky řazenými za reclosery ve směru od transformovny. Každý takový úsečník pak reaguje vždy na definovaný počet cyklů OZ a v následné beznapěťové pauze rozepne linku. V případě, že porucha vymizí, byla vypnuta nejmenší poškozená část linky. V opačném případě při dalším OZ reaguje úsečník blíže recloseru a postup se opakuje. Vzhledem k požadavkům na spolehlivost dodávek elektrické energie je prioritou provozovatele distribuční soustavy rozšiřovat počty těchto inteligentních prvků sítě. Zároveň je automatizace sítí VN jedním z klíčových prvků budoucích chytrých sítí.

Díky těmto faktům jsou reclosery další místa, ve kterých by bylo použití monitoringu vhodné. Proudové měniče pro účely ochrany, respektive napěťový transformátor pro napájení zařízení jsou přítomné. Možná je i přítomnost měření fázových napětí pro směrový člen nadproudové ochrany, či pro zemní směrové ochrany. Použité proudové transformátory jsou ovšem vlivem účelu recloseru jistící a mají tak menší přesnost. Důležitá je také přítomnost komunikace s řídicím systémem. V současné době se ovšem využívá pouze pro signalizace, nikoliv pro skutečné měření.

Některé disperzní zdroje na hladině VN bylo třeba při jejich výstavbě připojit zasmyčkováním původního kabelového vedení. V současné době je takto připojeno necelých 10 % výroben. Zhruba třetina je již monitorována. Při rozšiřování monitorování kabelových smyček je možné přihlížet k blízkosti jiných monitorovaných uzlů, například DOÚS či spínacích stanic a v těchto případech měření do smyček nainstalovat. Získané informace jsou pak převážně používány plánovači dispečerského řízení pro případy nestandardních konfigurací sítě při plánovaných odstávkách či poruchách.

6.1.8 Další místa

Kromě již zmíněných charakteristických uzlů sítí VN je v odůvodněných případech žádoucí monitorování i dalších míst. Jedná se především o místa s velmi nerovnoměrně zatíženou linkou. Typicky v blízkosti velkých odběrů, jejichž odběrový diagram se během dne výrazně mění. Další možné body jsou v oblastech značné koncentrace OZE, či většího počtu odboček z kmenové linky.

7 Srovnání naměřených a vypočítaných hodnot v pilotním projektu

Poslední část práce se zabývá srovnáním hodnot naměřených v monitorovaných bodech v uzlové oblasti Konice s výpočtem provedeným v programu PAS DAISY Bizon, který využívá útvar rozvoje VN a NN sítí E.ON Distribuce, a.s. Cílem je zjistit velikost rozdílů veličin mezi skutečným stavem a simulací, a vyhodnotit, zda monitorováním míst je možné reálně dosáhnout i dalších použitelných přínosů kromě zvýšení operačního přehledu pracovníků na dispečinku VN.



Obr. 7-1 Výřez uzlové oblasti Konice z geoportálu E.ON

Město Konice leží v Olomouckém kraji asi 18 kilometrů severozápadně od Prostějova. Část sítě je znázorněna na obrázku 7-1. Tato uzlová oblast byla pro nasazení monitoringu vybrána ze dvou důvodů. Prvním důvodem je, že transformovna 110/22 kV je napájena paprskově vedením V55944 z transformovny 400/110 kV Otrokovice. V případě její revize či výpadku je nutné oblast napájet z vedlejších uzlových oblastí přes linky VN v rámci E.ON Distribuce, a.s. (Boskovice a Prostějov) i z uzlové oblasti Olomouc ve správě ČEZ Distribuce. Pro minimalizaci omezení dodávek elektrické energie v případě poruchy na vedení V55944 jsou hraniční úsekové odpínače dálkově ovládány a je tak umožněno operativně řešit záložní napájení oblasti. Na většinu těchto míst bylo umístěno monitorování sdruženého napětí mezi fázemi L1 a L2. Další měření napětí mezi těmito fázemi bylo umístěno ve spojkách, které umožňují částečné záložní napájení vývodů při revizích či poruchách na příslušných vypínačích. Důvodem je jednak bezpečnost provozu a také kontrola napěťových poměrů při záložním chodu s následnou možností regulace napětí disperzních zdrojů v této oblasti.

Druhým důvodem je přítomnost velkých disperzních zdrojů. Konkrétně se jedná o fotovoltaické a větrné elektrárny. Do uzlové oblasti je připojeno i několik bioplynových stanic. Pro zjištění směru toků výkonů v blízkosti vybraných zdrojů na dlouhých vývodech byly tři DOÚS osazeny kromě měření sdruženého napětí i monitorováním činných a jalových výkonů. Měření je použito i u jedné DTS v blízkosti FVE s instalovaným výkonem 6,5 MW. Velikosti napětí je stejně jako u hraničních úsekových odpínačů možno použít pro regulaci účiníku disperzních zdrojů (které řízení dle PPDS umožňují).

Vývod/Linka	Typ zdroje	Název zdroje	Instalovaný výkon [kW]		
V46	VTE	Brodek	1200		
V46	FVE	Vícov	1600		
V46	BPE	Ptení ⁽¹⁾	526		
V46	BPE	Vícov ⁽¹⁾	600		
V79	FVE	Jesenec	1481		
V95	FVE	Ochoz	3505		
V148	FVE	Bohuslavice	630		
V148	FVE	Raková	6500		
V780/V127	VTE	Protivanov	3000		
V780/V127	VTE	Drahany	2000		
V780/V127	BPE	Benešov Skály ⁽²⁾	526		

Tab. 7-1 Zdroje v uzlové oblasti Konice s výkonem nad 250 kW

⁽¹⁾ výrobna není dispečersky monitorována

⁽²⁾ výrobna je v jiné uzlové oblasti, při jednom časovém řezu připojena k uzlové oblasti Konice

Transformovna Konice je vybavena dvojicí transformátorů 110/22 kV o výkonu 25 MVA. Transformátor T101 má zhášecí tlumivku s výkonem 1250 kVAr, T102 má tlumivku o výkonu 4000 kVAr. Pracuje vždy jen jeden z nich, druhý je pak vyčleněn jako záložní, při revizích se jejich status vymění. Transformátory jsou vyvedeny na dvojité přípojnice s podélným dělením včetně příčného spínače přípojnic. Rozvodna má i vlastní vysílač HDO. Z transformovny je vyvedeno 7 vývodů. Dva z nich (V147 a V271) zásobují elektrickou energií přímo město Konice. Nejsou na nich žádné zdroje či monitorované DOÚS, proto nebyly v rámci programu PAS DAISY Bizon počítány.

7.1 Zpracování měřených hodnot

Naměřené hodnoty lze podle charakteru místa měření rozdělit do tří skupin. První skupinou je napájecí transformovna, respektive jednotlivé vývody, kde bylo třeba zjistit hodnoty napětí, činného a jalového výkonu. Druhá skupina zahrnuje disperzní zdroje (s výkonem nad 250 kW) s údaji o napětí a dodávaných výkonech. Třetí skupinu pak tvoří vlastní monitorovaná místa, reprezentovaná DOÚS a jednou DTS.

Snímače napětí a proudů osazené v DOÚS již byly z hlediska přesnosti definovány v podkapitole 5.2.1. Pro úplnost je třeba uvést požadavky na přesnost měničů pro dispečerské řízení u zdrojů s instalovaným výkonem nad 250 kW. MTP mají být typu 0,5 FS 10 o výkonu 10 VA, přístrojové transformátory napětí pak třídy přesnost 0,5 s výkonem také 10 VA [19]. Třída přesnosti měničů v napájecích transformovnách je rovněž 0,5.

Naměřená data jsou z DOÚS a disperzních zdrojů přenášena přes sítě mobilních operátorů v okamžiku změny jejich velikosti větší než je nastavená necitlivost. Integrační filtr je nastaven zhruba na 10 %, u napětí pak na 5 % se vzorkováním po 1 s (binární stavy se posílají spontánně při jejich změně). Zvlášť se vyhodnocuje sdružené napětí mezi fázemi L1 a L2. Hodnoty činného a jalového výkonu jsou přenášeny skupinově včetně dílčích hodnot, ze kterých se provádí výpočet při překročení alespoň jedné nastavené necitlivosti. V dispečerském řídicím systému nejsou nicméně uvedeny všechny hodnoty, výběr je ovlivněn charakterem místa. U zdrojů se zpravidla uvádí pouze napětí U_{12} a P a Q. U DOÚS s měřením výkonů jsou uvedena i fázová

Data naměřená v transformovně 110/22 kV jsou vyvedena přes ochrany a dále optickými kabely do místního řídicího systému. Do dispečerského řídicího systému jsou pak údaje zasílány opět optikou se zálohou v pohodě přenosu GPRS.

V sítích E.ON oblast východ se pro řízení napěťové hladiny 22 kV používá dispečerský řídicí systém RIS firmy Elektrosystem, a.s. Výřez ze systému s uzlovou oblastí Konice je uveden na obrázku 7-2. Použití barev slouží pro větší přehled o sousedních uzlových oblastech. Přijatá data jsou v rámci tříminutových časových řezů zprůměrována a následně archivována minimálně 5 let. Archivované hodnoty lze během této doby kdykoliv zpětně načíst a vyexportovat pro další zpracování. Skutečně přenesená data, ze kterých se počítají průměry, netvoří řadu s pevným časovým intervalem, protože k přenosu dochází pouze při překročení nastavených velikostí změn. Nejsou tedy příliš vhodná pro analýzy rychlých událostí, navíc jsou tato data objemově náročná, a proto jsou po několika týdnech smazána (pokud nedojde k včasnému zálohování z důvodu řešení určitého děje) [48].

7.2 Výpočetní program PAS DAISY Bizon

PAS DAISY Bizon je program, který slouží k výpočtu ustáleného chodu, zkratových poměrů a zabezpečenosti sítě. Pro účely práce je využito jen modulu pro výpočet ustáleného chodu sítě [49].

Tento výpočet slouží k poskytnutí přehledu o současném stavu sítě a k ověření přípustnosti plánovaných zásahů do provozu sítě. Vlastní výpočet probíhá modifikovanou Newtonovou iterační metodou, která zaručuje rychlou konvergenci výpočtu (v závislosti na přesnosti výpočtu a rozsáhlosti sítě obvykle 3 až 6 iterací). Při studii s více uzlovými oblastmi probíhá výpočet pro každou oblast zvlášť. Přesnost výpočtů P a Q v každé iteraci lze nastavit, konkrétně byla ponechána přesnost 0,25 kW pro činný výkon a 0,35 kVAr pro jalový výkon [49].

7.2.1 Uzly

napětí.

Uzly jsou základní objekty elektrické sítě, přes které lze dodávat, případně odebírat výkon. Uzly jsou i místa na vedení, kde dochází k jejich větvení. V programu se klasicky rozlišují napájecí a odběrové uzly [49].

Odběrové uzly mají odběry činného a jalového výkonu. Tyto údaje se během výpočtu nemění, cílem je dopočítat napětí U a jeho úhel δ . Při výpočtech na hladině VN jsou odběrové uzly reprezentovány distribučními transformačními stanicemi. Pokud nejsou osazeny měřením, které by umožnilo v daný časový řez přesně určit jejich skutečné zatížení, jsou do programu zadány pouze jejich zdánlivé výkony transformátorů [49].

Pomocné uzly jsou v podstatě odběrové uzly s nulovým odběrem. Slouží k propojení větví mezi sebou, např. odbočky, změny průřezu vedení atd. V použité studii byly tyto uzly použity pro určení toků výkonů v monitorovaných DOÚS (samotný uzel typu úsekový odpínač zobrazuje pouze napětí, nikoliv velikost a směr toků výkonů). Tyto pomocné uzly byly namodelovány v těsné blízkosti (1 m) od skutečných úsečníků [49].

Jako bilanční (napájecí, vztažný) uzel (U, δ) je definována napájecí rozvodna. V ní je pevně zadáno napětí určené měřením v daném časovém řezu. Úhel napětí je typicky ponechán nulový. Výpočtem ustáleného chodu je velikost činného a jalového výkonu dodávaného do příslušného vývodu pro vyrovnání bilance [49].

Speciálními uzly jsou úsekové odpínače, které slouží pro rozpojení vedení. Nemají možnost dodávky ani odběru výkonů. Není umožněno síť v tomto uzlu větvit, a tedy připojit na něj více než dvě vedení [49].

7.2.2 Větve

Větve jsou základními objekty elektrické sítě a elektricky spojují buď dva sousední uzly (např. vedení, kabel, transformátor) nebo uzel se zemí (injekce). Místo, ve kterém je větev napojena na uzel, je označováno jako vývod. V následujících odstavcích budou rozebrány pouze použité typy větví [49].

Venkovní vedení a kabely jsou reprezentovány náhradními parametry, a to podélnou impedancí a příčnou susceptancí. Výběr typu se provádí z implementovaných typových tabulek vedení, které zahrnují i maximální dovolený proud vedením [49].

Dodávky elektrické energie z disperzních zdrojů jsou v tomto programu zadávány jako injekce – větve zapojené mezi uzel a zem, které odpovídají dodávce výkonu $P\pm Q$ v uzlu. Změřené hodnoty činných a jalových výkonů v daných časových řezech jsou dosazeny jako neměnné hodnoty a výsledkem výpočtu je velikost napětí a jeho úhel [49].

7.2.3 Kmenové linky

Jak bylo zmíněno v kapitole 7.2.1, skutečné odběry distribučních transformačních stanic v okamžiku časového řezu nejsou běžně známé. Dostupné jsou pouze informace o výkonu transformátorů. Aby bylo možné výpočet ustáleného chodu provést, je třeba všem DTS přiřadit určitý odebíraný výkon. Dochází k definici kmenových linek, což jsou vyčleněné části sítě napájené z jednoho uzlu, respektive z jednoho vývodu. Kmenová linka pak zahrnuje všechny energetické objekty propojené se zdrojem v okamžiku definice právě přes konkrétní vývod [49].

Pro každou takto definovanou kmenovou linku se pak provádí rozpočty odebíraných výkonů do jednotlivých uzlů (DTS). Princip je založen na sečtení výkonů dodávaných napájecí rozvodnou do kmenové linky (příslušným vývodem) s dodávanými výkony disperzních zdrojů, u kterých jsou tyto hodnoty známé. Při zanedbání ztrát a příspěvků menších zdrojů, které nejsou dispečersky monitorovány, představuje tento součet celkovou spotřebu v kmenové lince. Tato suma je pak rovnoměrně rozdělena mezi všechny transformátory v příslušné kmenové lince v závislosti na jejich zdánlivém výkonu (poměru velikostí).

V případě, že je hodnota odběru u některé stanice známa, je možné ji pevně zadat a tento uzel pak není při rozpočtu využit.

7.3 Výsledky

Pro srovnání naměřených a vypočítaných hodnot byly v období od 1. 2. 2014 do 1. 2. 2015 vytipovány čtyři tříminutové časové řezy, které jsou charakterizované extrémy z hlediska provozu připojených disperzních zdrojů. V rámci dispečerského řídicího systému jsou pro větší přehlednost uváděny celkové dodávané činné výkony z OZE v jednotlivých vývodech, respektive pro celou oblast u příslušného napájecího transformátoru 110/22 kV. V uzlové oblasti Konice je navíc tímto způsobem uváděna i suma dodávaného činného výkonu z VTE. Určením extrémů byl vytipován řez s maximální výrobou z VTE (11. 1. 2015; 13:15), řez s maximální výrobou z FVE (18. 6. 2014; 12:30), řez s maximální celkovou výrobou z OZE (9. 4. 2014; 14:30) a také naopak řez s minimální výrobou z OZE, u které byl kladen důraz na vyhnutí se minimu odebírané elektrické energie (2. 10. 2014; 16:00).



Obr. 7-2 Uzlová oblast Konice z DŘS RIS (světle zeleně)

Ve všech vybraných časových řezech bylo třeba zjistit konkrétní zapojení sítě. To bylo provedeno v dispečerském řídicím systému, který automaticky ukládá stav všech dálkově ovládaných úsekových odpínačů. Stav manuálně ovládaných úsekových odpínačů je do systému zaváděn přímo pracovníky dispečinku. Byly tak zkontrolovány všechny hraniční odpínače, včetně pomocných spojek uvnitř sítě. Kromě menších operací, jako například posun rozdělení spojky mezi dvěma kmenovými linkami, nastala jen jedna zásadnější změna zapojení. V době maximální výroby z FVE byla na linku V780 připojena větev z uzlové oblasti Boskovice, včetně bioplynové stanice Benešov Skály, což je zmíněno v tabulce 7-1 a respektováno v příslušném modelu.

Bioplynové stanice Ptení a Vícov na lince V46 představovaly značný problém, protože navzdory připojovacím podmínkám E.ONu, které diktují dispečerské monitorování zdrojů nad 250 kW, nebyly odečtem dat vybaveny. Vzhledem k tomu, že součet jejich instalovaných výkonů přesahuje 1 MW, nešlo jejich příspěvky zanedbat. Pro účely výpočtu tak byly přiřazeny BPE Ptení stejné příspěvky činného a jalového výkonu, jako dodávala ve stejný časový řez BPE Benešov Skály (se stejným instalovaným výkonem). Dodávaný výkon BPE Vícov byl pak určen poměrným navýšením příspěvku BPE Ptení (přes instalované výkony). Vzhledem k absenci měřených napěťových hodnot nebylo možné výsledky výpočtů u těchto výroben porovnat.

Přesnost výpočtu je ovlivněna přesností měření vstupních veličin (převodníky s třídou přesnosti 0,5 a jednotky RTU typicky s chybou 0,5 %). Dále se projevuje vliv zprůměrování měřených hodnot, které tak nerespektují setrvačnost celého energetického systému. Zásadní zdroj nejistoty je pak v určení odběrů jednotlivých DTS. Nelze opomenout také přesnost modelu sítě, kdy se zanedbává svod. Kapacitní susceptance venkovních vedení je navíc ovlivňována blízkostí cizích objektů, případně země. Výsledek je tedy zatížen značnou nejistotou. Cílem srovnání je tak především posouzení možností reálně používaného softwaru s měřenými údaji.

Výsledky výpočtu pro 4 vybrané časové řezy jsou uvedeny v přílohách. Pro každý řez jsou zpracovány 3 tabulky. Tabulky A-1, B-1, C-1 a D-1 popisují stav na vývodech z rozvoden, konkrétně je uváděno změřené napětí dosazované do výpočtu za bilanční uzel. Dále pak změřené a vypočítané hodnoty proudů, činného a jalového výkonu. V tabulkách A-2, B-2, C-2 a D-2 jsou uvedeny dodávané výkony dosazované do příslušných injekcí. Dalšími položkami jsou změřená a vypočítaná napětí. Tabulky A-3, B-3, C-3 a D-3 obsahují změřená a vypočítaná napětí v monitorovaných bodech. U třech z nich jsou pak uvedeny i měřené a vypočítané toky výkonů. Pro přehlednost jsou jednotlivé vývody ve všech tabulkách respektovány stejným podbarvením buňky.

7.3.1 Srovnání napětí

Naměřené hodnoty napětí jsou porovnávány s napětími vypočítanými programem PAS DAISY Bizon. Příslušné hodnoty jsou uvedeny v přílohách a konkrétně pak v tabulkách zdrojů a měřených míst. Pro přehlednost byly vypočítány relativní chyby, kdy za přesnou hodnotu byly uvažovány změřené napětí U.

$$\delta_U = \frac{U_{vyp} - U}{U} \cdot 100 \qquad (\%; \mathbf{V}, \mathbf{V}, \mathbf{V}). \tag{7.1}$$

Pro tabulku zdrojů je pro porovnání klíčová samotná přesnost měření napětí, která je celkově 1 %, jak bylo zmíněno dříve. Navíc je třeba zanedbat vliv necitlivosti při odesílání hodnot do DŘS. Chyby napětí se spolu s chybami měřeného proudu promítnou do vlastního výpočtu přímo, prostřednictvím dodávaných výkonů dosazovaných jako injekce. Relativní chyby by tak měly být v porovnání s chybami u měřených míst menší. Tyto velikosti jsou přehledně uvedeny v tabulkách A-2, B-2, C-2 a D-2. K největší odchylce od změřené hodnoty došlo při výpočtu řezu s maximem výkonů z VTE (11. 1. 2015; 13:15) v uzlu, přes který je do sítě připojena větrná elektrárna Protivanov (linka V127/V780). Odchylka byla v tomto případě +1,040 %. Nejmenší odchylka nastala při minimálním výkonu OZE (2. 10. 2014; 16:00) v uzlu fotovoltaického zdroje Vícov (V46), a to -0,030 %. Pokud by byly vzaty aritmetické průměry absolutních hodnot relativních chyb, došlo by k potvrzení logického předpokladu, kdy největší přesnosti výpočtu lze dosáhnout při stavu s minimální distribuovanou výrobou. Naopak největší průměrná odchylka se objevovala při maximální výrobě z VTE, což je ovlivněno jejich velkým instalovaným výkonem ve dvou linkách.

Srovnání napětí monitorovaných míst s příslušnými vypočítanými hodnotami jsou uvedena v tabulkách A-3, B-3, C-3 a D-3. Přesnost měření napětí v těchto bodech je maximálně 1,5 % (1 % přístroje a 0,5 % zpracování signálů) a nijak se neprojevuje do vstupů výpočtu. Největší relativní chyba byla v maximu výroby z VTE na DOÚS V46US6 Okluky, a to -1,643 %, což představuje číselný rozdíl 378 V. Stejně jako u tabulky zdrojů měl tento časový řez největší průměrnou relativní chybu (0,755 %). Vzhledem k přesnosti měření jsou to odchylky malé a lze říci, že výpočet je pro kontrolu napěťových poměrů dostačující i přes neurčitost odebíraných výkonů v jednotlivých DTS. Vzhledem k neprovázanosti DŘS a programu PAS DAISY Bizon ovšem nelze tuto vlastnost využít pro online řízení či regulaci napětí.

7.3.2 Srovnání toků výkonů

Činný a jalový výkon, který teče jednotlivými vývody z transformovny, je uveden v tabulkách vývodů (A-1, B-1, C-1 a D-1). V tabulkách jsou rovněž uvedeny výkony vypočítané pro srovnání korektnosti výpočtu. Předpokladem je větší činný výkon zjištěný výpočtem než měřením, což koresponduje s postupem výpočtu, kdy změřený odebíraný výkon je spolu s dodávaným výkonem ze zdrojů rozdělen mezi DTS. Při výpočtu by se pak měl změřený (a rozdělený) výkon navýšit vlivem činných ztrát v síti. Vliv různé kombinace chyb jednotlivých převodníků v definovaných mezích a skutečného rozdělení zatížení (například značný odběr na konci linky, případně naopak) může ovlivnit zmíněnou úvahu.

Toky výkonů v monitorovaných bodech jsou srovnány s vypočtenými hodnotami v tabulkách A-3, B-3, C-3 a D-3. Měření výkonů bylo umístěno pouze na čtyřech bodech, z nichž jeden je transformační stanice Rakůvka, která je modelována jako odběrné místo, a tudíž lze srovnávat pouze hodnoty napětí. Zbylé tři body jsou dálkově ovládané úsekové odpínače. Jeden z nich byl nicméně v polovině případů rozepnutý a navíc se nachází v blízkosti bioplynových stanic, které neposílají údaje do dispečerského řídicího systému. Ze zbylých dvou DOÚS je jeden umístěn uprostřed linky a v blízkosti není žádný disperzní zdroj. Naopak poslední monitorovaný bod je umístěn mezi dvěma velkými VTE zdroji.

Jak bylo popsáno v kapitole 5, chyba měření při monitorování toků je do značné míry ovlivněna použitými snímači napětí. Definovaná přesnost měření se u nich pohybuje v rozmezích ± 15 %. Použité přístrojové transformátory proudu mají třídu přesnosti 2. Pro výpočet toků je třeba oba výstupy ze snímačů vynásobit, což ztěžuje určení celkové nejistoty měření. Při jejím výpočtu je třeba respektovat i přesnosti měření elektrického úhlu veličin. Existují tak 4 veličiny, které výslednou nejistotu ovlivňují. Podle nich se pak vztah pro elektrický výkon parciálně derivuje a dál upravuje. Ve výsledku je celková nejistota vždy větší než nejistoty měření jednotlivých veličin. Rozmezí ± 15 % při měření napětí tedy výrazně znehodnocuje výsledek

změřeného výkonu. V současné podobě je tak toto měření pouze informativní a slouží spíše jen pro určení směru toků než pro určení jejich velikostí.

Přesto lze z tabulek vyčíst, že až na pár výjimek je směr toků určený výpočtem shodný s naměřenými toky. Jejich velikosti jsou ale výrazně odlišné, viz tabulka 7-2. Nejpřesnější výpočet má od změřeného činného výkonu odchylku téměř 63 %. Kromě nepřesných převodníků výpočet velmi výrazně ovlivňuje právě způsob určení odběrů DTS. Z pohledu rozvoje sítí jsou informace přesnější, než by bylo možné získat z výpočtů, ovšem přesto je nejistota měření značná a využití těchto dat pro plánování posilování vedení, rekonstrukce, atd. omezené.

označení	maximum z VTE		minimum z OZE		maximum z FVE			maximum z OZE				
místa	Р	P _{vyp}	δ_P	Р	P _{vyp}	δ_P	Р	P _{vyp}	δ_P	Р	P _{vyp}	δ_P
	[MW]	[MW]	[%]	[MW]	[MW]	[%]	[MW]	[MW]	[%]	[MW]	[MW]	[%]
V127US457	0,369	0,779	110,993	-0,193	-0,648	235,200	-0,246	-0,715	191,036	0,010	0,877	8973,355
V46US185	-0,143	-0,233	62,919	-2,244	-0,325	-85,521	-2,090	-0,203	-90,296	-1,317	0,104	-107,875
V46US6	-0,209	0,378	-281,168	-0,186	-1,153	520,898	-	-	-	-	-	-

Tab. 7-2 Změřené a vypočítané velikosti činného výkonu s relativní chybou výpočtu

7.3.3 Dálkově ovládaný úsekový odpínač V127US457

Na obrázku 7-3 je znázorněno umístění DOÚS s označením V127US457 tak, jak ho vidí dispečeři v řídicím systému. Skutečné měřené hodnoty v daném místě se zobrazí po kliknutí na žlutý rámeček s číslem odpínače. Jeho umístění mezi dvěma monitorovanými zdroji je výhodné pro bližší rozbor napěťový poměrů a rozbor toků výkonů. Rozbor je proveden pro časový řez v maximu dodávaného výkonu z VTE (11. 1. 2015; 13:15).



Obr. 7-3 Umístění DOÚS V127US457 v DŘS

Monitorované místo je umístěno na lince V127 (směrem k transformovně přechází na V780), a jak lze vyčíst z tabulky A-1, převážila v ní výroba nad spotřebu a činný výkon o velikosti 3,194 MW tekl do transformovny 110/22 kV. VTE Drahany dodávala do sítě 1,986 MW, činný výkon se v místě připojení na kmen linky rozděluje, část teče na jeho konec (směr na odpínač 378), část (0,369 MW) pak teče směrem k napájecí transformovně přes V127US457. Stejným směrem teče i činný výkon VTE Protivanov (3,392 MW).

Při kontrole měřených napěťových poměrů je možné objevit vliv chyb měničů napětí, jak je vidět na obrázku 7-4, který zjednodušeně znázorňuje blízké okolí sledovaného úsekového odpínače V127US457. Velikosti činných výkonů jsou uvedeny v předchozím odstavci, oba zdroje pracují v blízkosti účiníku 1 (tabulka A-2). Šipky určují směr toku činného výkonu. V tomto případě by největší napětí mělo být na zdroji Drahany, o něco nižší napětí pak na DOÚS a nejnižší napětí na svorkách zdroje Protivanov, čemuž měřené údaje neodpovídají.



Obr. 7-4 Napěťové poměry v blízkosti DOÚS V127US457

Důvodem, proč fyzikální předpoklad neplatí, je především třída přesnosti měničů, částečně pak i necitlivost RTU při odesílání napěťových údajů (tento vliv zanedbáme). PTN umístěné na zdrojích mají mít dle PPDS třídu přesnosti 0,5. Další 0,5 % je pak chyba v RTU. Skutečné napětí se tak může pohybovat maximálně v mezích ± 1 % od měřeného údaje. Konkrétní meze jsou pro obě výrobny uvedeny na obrázku 7-5. Podobně je tomu i u DOÚS V127US457, který má větší rozptyl díky PTN s třídou přesnosti 1. Je vidět, že sousední intervaly mají nenulový průnik a měření je tak korektní.



Obr. 7-5 Rozptyl napětí monitorovaných bodů v blízkosti DOÚS V127US457

8 ZÁVĚR

Tato práce se zabývá dopady vzrůstu počtu disperzních zdrojů na elektrizační soustavu, který nastal zejména v rozmezí let 2009 až 2012. V horizontu několika let je pak možné očekávat další nárůst instalovaného výkonu těchto zdrojů. Pro adresování problémů bylo třeba v první části práce popsat dělení elektrizační soustavy, protože většina nežádoucích projevů se objevuje v jejím subsystému - distribučních soustavách. Dále platí, že se jednotlivé napěťové úrovně spadající do distribučních sítí výrazně liší v topologii, podmínkách provozu a monitorování. Naprostá většina distribuovaných zdrojů se díky menšímu instalovanému výkonu připojuje do síti VN, případně NN, které jsou v současné době monitorovány a řízeny v omezené míře či v případě sítí NN vůbec.

Distribuovaná výroba je tvořena především OZE, které se při velkých zastoupeních v sítích projevují nepříznivými vlivy. Zejména u fotovoltaických a větrných elektráren se jedná o vlastnost v podobě obtížně predikovatelné výroby elektrické energie. Dalšími faktory jsou i technologie použité na zdrojích, například měniče u FVE apod. Všechny nežádoucí projevy OZE jsou zmíněny na začátku třetí kapitoly práce. Část z nich je schopen provozovatel distribuční soustavy omezit legislativní oporou v podobě 4. přílohy PPDS, která diktuje připojovací podmínky zdrojů. Například od instalovaného výkonu 250 kW musí být zdroje dispečersky monitorované s regulací jalového výkonu atd. PDS má i možnost vyžádat si vypracování studie připojitelnosti výrobny pro ověření zpětných vlivů na soustavu, jako je například změna napětí v daném uzlu po připojení zdroje, flikr, proudy vyšších harmonických či ovlivnění signálů HDO.

Připojovací podmínky nejsou schopny omezit všechny nežádoucí vlivy OZE, konkrétně se jedná o přetoky činného výkonu do sítí s vyšším jmenovitým napětím a problémy s regulací napětí. Přetoky výkonů do nadřazených sítí lze omezit pouze regulací činného výkonu zdrojů. Energetický zákon tento úkon povoluje pouze ve vybraných případech. PDS tedy musí sítě přetokům přizpůsobit (přenastavení směrových ochran atd.), případně získat o směrech toku konkrétní informace měřením v sítích VN. Co se týče regulace napětí, posledním bodem schopným pod zatížením měnit napěťový profil v síti VN a NN je transformátor 110 kV/VN. V omezené míře lze lokálně měnit napětí pomocí zdrojů, které umožňují dálkovou regulaci jalového výkonu. Učinnější regulaci brání neznalost napětí dále v síti (známé je napětí na přípojnici v transformovně a napětí na daném zdroji, případně zdrojích nad 250 kW v okolí). Rozšířením měřených míst by tak dispečink sítí 22 kV získal přehled o tocích výkonů. Mohl by účinněji regulovat jalový výkon větších zdrojů podle skutečných napětí v soustavě v součinnosti s přepínáním odboček na transformátoru 110/22 kV. V případě monitorování transformátorů VN/NN by bylo možné účinněji počítat ustálený chod sítí VN. Následně by bylo možné vypočítané hodnoty napětí uzlů použít pro již zmíněnou regulaci napětí. Další pravděpodobné využití by mohlo nastat při řešení nestandardních stavů, jako jsou poruchy a náhradní provozy při odstávkách a revizích zařízení. Dispečink by mohl s ohledem na skutečné či v nejbližších hodinách očekávané zatížení vypočítat ustálený chod sítě a ověřit si novou konfiguraci pro zajištění spolehlivosti dodávek. Samotné měření výkonů na linkách VN by bylo možné využít také při posuzování nově připojovaných zdrojů, posuzování výstavby posilových vedení, zdvojení současných linek či jejich rekonstrukci s větším průřezem vodičů. Faktem, který přispěje k monitorování sítě, je rovněž pravděpodobné nasazení Smart Meteringu, čímž by se zajistily údaje z transformací VN/NN (kromě dat z elektroměrů na NN). Okrajově je možné zmínit, že v tzv. chytrých sítích, na jejichž "úroveň" budou s největší pravděpodobností současné distribuční sítě vylepšeny, je monitoring jednou z klíčových částí.

Vlastní měření na hladině VN se skládá z několika částí, které tvoří souhrnný měřicí systém. Jeho první částí jsou měřicí převodníky, kterým je věnována čtvrtá kapitola. Slouží jako zdroje informací pro navazující části systému v případě, že je měřené místo přímo na lince (úsekový odpínač), slouží napěťový měnič pro napájení celého systému i pohonu odpínače. Základní dělení je jednoduché, a to podle měřené elektrické veličiny. Pro měření proudů je možné použít klasických přístrojových transformátorů či senzorů založených na principu Rogowského cívky. Ostatní popsané typy, tedy optické snímače proudu a snímače na principu Hallova jevu, jsou ve srovnání s předešlými dvěma typy dražší a nepřináší žádné přidané hodnoty, které by jejich vyšší cenu odůvodnily. V přímém srovnání PTP a Rogowského cívek vychází jako lepší volba ověřené a levné PTP. Podobné možnosti se naskýtají při měření napětí. Je možné využít přístrojové transformátory napětí, převodníky na principu jednoduchých děličů napětí, respektive optické snímače jsou investičně náročné, proto je možné je ihned z výběru vyloučit. Zbývající dva typy jsou víceméně rovnocenné.

Na proudové a napěťové měniče navazují další části měřicího systému. V případě monitorování v sítích NN, což bývá označováno jako Smart Metering, jsou požadavky na elektroměry v podstatě identické jako u klasických statických elektroměrů. Zásadní rozdíl je v možnosti komunikace s datovými koncentrátory, která musí být rychlá a spolehlivá. Ponechány stranou jsou další funkcionality, jako je například možnost odpojení OM od soustavy atd. Druhá možnost měření na hladině NN spočívá v monitorování distribučních transformátorů s následným přepočítáváním údajů na hladinu VN přes převod transformátoru s uvažováním jeho ztrát. Požadavky na RTU se mírně liší díky odlišným typům DTS (kioskové, stožárové). Pro monitoring v sítích VN jsou požadavky na měřicí systém z celkového pohledu velmi podobné kioskovým DTS. V kapitole 5.2 jsou na příkladu dálkově ovládaných úsekových odpínačů blíže popsány vlastnosti RTU. Analogový signál z měničů je nutné převést na digitální, dopočítat odvozené veličiny a vybrané veličiny přeposlat do distribučního řídicího systému. K tomu se používá přenos dat pomocí GPRS. Je třeba také zajistit záložní napájení, vytápění skříně atd. Vzhledem k pozdějšímu využití dat z DOÚS jsou v příslušné části práce popsány i konkrétně použité typy měřicích zařízení včetně jejich vlastností.

Důležitou částí měření je kromě výběru zařízení měřících elektrické veličiny i výběr konkrétních umístění měření. Základními monitorovanými uzly jsou především napájecí transformovny 110/22 kV, respektive napětí přípojnic a proudy příslušných vývodů. Dále pak spínací stanice 22 kV a výrobny s instalovaným výkonem nad 250 kW, což diktuje 4. příloha PPDS. Transformátory VN/NN, které jsou v podstatě výstupy sítí VN, je také vhodné monitorovat. DOUS jsou díky přítomnosti PTN pro účely napájení pohonu odpínače schopny měřit sdružené napětí mezi fázemi L1 a L2. Zároveň je u nich přítomen i komunikační modul. Při jejich dovybavení by bylo možné měřit i toky činných a jalových výkonů. Současným trendem v DS je zvyšování jejich počtů, čímž se DOÚS jeví jako ideální místa pro monitorování. Výběr, kam dálkové ovládání nainstalovat, se řídí počtem manipulací, respektive se nejprve osazují hraniční úsečníky, poté i úsečníky zhruba uprostřed linek, dále pak často spínané úsekové odpínače, případně je pro jejich definici možné využít váhový algoritmus, který zohledňuje například i zatížení linky či počet poruch za rok. Podobnou úvahu lze aplikovat i na reclosery. Kabelové smyčky, přes které jsou připojené distribuované zdroje, patří rovněž k preferovaným místům pro monitoring. Kromě zmíněných uzlů se dále uvažuje o monitorování dalších vytipovaných míst, například v blízkosti více zdrojů nebo u důležitých odboček z hlavního vedení. Při jejich efektivnějším výběru by měli mít rozhodující slovo dispečeři, případně technici

rozvoje sítí. Konkrétní metodika je v současné době vytvářena dle požadavků kompetentních pracovníků E.ONu.

Poslední částí práce je porovnání naměřených hodnot napětí a toků výkonů z pilotního projektu v uzlové oblasti Konice s hodnotami vypočítanými výpočetním programem PAS DAISY Bizon. Srovnání bylo provedeno ve 4 význačných řezech, tzn. v době maximální výroby z VTE, FVE a jejich kombinací. Poslední časový řez byl vybrán v době minimální výroby se snahou vyhnout se času s minimálním odběrem. Pro korektní výpočet bylo nutné zjistit skutečné zapojení sítě, což bylo třeba provést v DŘS dohledáváním stavu jednotlivých hraničních, respektive dalších význačných úsekových odpínačů. Následně byl podle toho upraven model sítě v příslušných datech. Postup výpočtu s vysvětlením rozpočtu výkonů na jednotlivé DTS je uveden v části 7.2. Výsledky jsou pak uvedeny v příloze zařazené na konci práce.

V první řadě bylo možné porovnat napěťové hodnoty, to bylo provedeno výpočtem relativních chyb, kdy správné hodnoty byly přiřazeny měřeným údajům. Takto byla porovnána napětí měřená na zdrojích, DOÚS a DTS Rakůvce. Napětí na zdrojích byla přesnější, největší relativní chyba byla +1,040 %. U zbývajících monitorovaných bodů se výpočet napětí od hodnoty změřené lišil maximálně o -1,643 %. Výpočet je i přes způsob stanovení odběrů jednotlivých DTS relativně přesný. V případě, že by DŘS obsahoval výpočetní modul s modelem soustavy, bylo by s určitým zpožděním možné dopočítat napěťové poměry v uzlech, které měřeny nejsou. Hodnoty by tak posléze bylo možno použít pro regulaci napětí jalovým výkonem výroben.

Podobným způsobem bylo provedeno porovnání velikostí činných výkonů. Srovnání bylo možné provést pouze u tří DOÚS, z nichž jeden byl navíc v polovině případů rozepnutý. Konkrétní údaje jsou shrnuty v tabulce 7-2. Nejpřesnější výpočet se lišil od změřeného činného výkonu o zhruba +63 %. Důvodem je hlavně způsob rozpočtu výkonů na jednotlivé DTS, který se u výpočtů výkonu projevuje výrazněji než u napětí. Je nutné uvést, že samotná přesnost měření není vlivem použitých kapacitních snímačů fázových napětí ideální. Měří s přesností pouhých 15 %. Celková chyba měření je pak vlivem násobení údaji o proudu (třída přesnosti 2) a chybou A/D převodníků ještě větší (nejistota typu B). Takové údaje poté mohou sloužit víceméně pouze pro operační přehled dispečerů. Aby bylo možné data z měření smysluplně využít, existují dvě možnosti úprav. První z nich je levnější, kdy by při dalším osazování DOÚS či jiných bodů byl použit pouze jeden PTP. Napěťový vstup pro výpočet výkonů by byl brán z napájecího PTN. Do výpočtu by byla sice vnesena chyba nesymetrie zatížení, ovšem přesto by byla nejistota významně nižší, než je tomu v současném stavu. Nevýhodou tohoto řešení je nemožnost využití monitoringu pro účely zemní směrové ochrany. Pro její chod je nutné měřit proudy ve všech fázích. Druhou možností, jak zlepšit přesnost měření toků, by bylo použití PTN do každé fáze, případně měničů s lepší přesností.
POUŽITÁ LITERATURA

- [1] TOMAN, Petr, Jiří DRÁPELA, Stanislav MIŠÁK, Jaroslava ORSÁGOVÁ, Martin PAAR a David TOPOLÁNEK. *Provoz distribučních soustav*. Vyd. 1. Praha: České vysoké učení technické v Praze, 2011, 263 s. ISBN 978-80-01-04935-8.
- [2] BLAŽEK, Vladimír a Petr SKALA. *Distribuce elektrické energie*. Skriptum FEKT, VUT v Brně. [intranet]. 2003 [cit. 2014-11-01].
- [3] ENERGETICKÝ REGULAČNÍ ÚŘAD. *Roční zpráva o provozu ES ČR 2013*. Praha, 2014
 [cit. 2014-11-01]. Dostupné z: http://www.eru.cz/documents/10540/462820/Rocni_zprava_provoz_ES_2013.pdf/20c3f58
 7-a658-49f7-ace9-56be8a66b7b9
- [4] ŠILHÁN, Pavel. ČEPS A.S. *Řídící systémy elektrických stanic PS*. Praha, 2014.
- [5] MÜLLER, Miroslav, Zdeněk MÜLLER, Jan ŠVEC, Josef TLUSTÝ a Petr DENEMARK. Dopady nových trendů na distribuční sítě. In: *Konference ČK CIRED 2013* [CD-Rom]. 2013 [cit. 2014-11-08].
- [6] KYSNAR, František, Karel PROCHÁZKA, Radim DUŠEK, Filip BROŽ a Josef HROUDA. Vliv OZE na poměry v sítích NN a VN. In: *Konference ČK CIRED 2013* [CD-Rom]. [cit. 2014-11-08].
- [7] Pravidla provozování distribuční soustavy E.ON Distribuce, a.s. [online]. 2011 [cit. 8.11.2014]. Dostupné z: http://www.eon-distribuce.cz/file/cs/electricity/regulations/PPDS_2011.pdf
- [8] KAŠPÍREK, Martin, Jan JIŘIČKA a Daniel KOUBA. Hodnocení provozu OZE v distribuční síti E.ON Distribuce, a.s. In: *Konference ČK CIRED 2013* [CD-Rom]. 2013 [cit. 2014-11-09].
- [9] AUSTRIAN ENERGY AGENCY. European Smart Metering Landscape Report 2012. In: Austrian Energy Agency [online]. 2012 [cit. 2014-11-10]. Dostupné z: http://www.energyagency.at/fileadmin/dam/pdf/projekte/klimapolitik/SmartRegionsLandsc apeReport2012.pdf
- [10] PROCHÁZKA, Karel. Jsou splněny všechny předpoklady pro efektivní a spolehlivé AMM v ČR?. In: ČK CIRED 2012 [CD-Rom]. 2012 [cit. 2014-11-10]. ISBN 978-80-905014-1-6.
- [11] MINISTERSTVO PRŮMYSLU A OBCHODU. Ekonomické posouzení všech dlouhodobých přínosů a nákladů pro trh a jednotlivé zákazníky při zavedení inteligentních měřících systémů v elektroenergetice ČR [online]. 2012 [cit. 2014-11-11]. Dostupné z: download.mpo.cz/get/46789/52808/592041/priloha002.docx
- [12] KOLACIA, Tomáš. Analýza Smart Grid zařízení [online]. Brno, 2013 [cit. 2014-11-24].
 62 l. Dostupné z: https://www.vutbr.cz/www_base/zav_prace_soubor_verejne.php?file_id=68560. Bakalářská práce. Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií. Vedoucí práce Ing. Lukáš Radil.
- [13] O společnosti. *E.ON Distribuce, a.s.* [online]. 2008 [cit. 2014-11-25]. Dostupné z: http://www.eon-distribuce.cz/cs/o-spolecnosti/profil/eon-distribuce.shtml
- [14] Technické informace. *E.ON Distribuce, a.s.* [online]. 2008 [cit. 2014-11-25]. Dostupné z: http://www.eon-distribuce.cz/cs/distribuce-elektriny/distribucni-soustava/technicke-informace.shtml

- [15] DUBOVSKÝ, Miroslav. Analýza toku výkonov medzi hladinami VN, VVN a prenosovou sústavou pri prevádzkovaní fotovoltaických elektrární pripojených na hladinu VN. In: ČK *CIRED 2013* [CD-Rom]. 2013 [cit. 2014-11-26].
- [16] Elektrické sítě. *OTE, a.s.* [online]. 2010 [cit. 2014-11-26]. Dostupné z: https://www.otecr.cz/statistika/dlouhodoba-rovnovaha/elektricke-site
- [17] Příloha 4 k PPDS 2014 Pravidla pro paralelní provoz zdrojů [online]. 2014 [cit. 2015-02-28]. Dostupné z: http://www.eon-distribuce.cz/file/cs/electricity/regulations/PPDS_Dodatek_4_2014.pdf
- [18] Požadavky na umístění, provedení a zapojení měřících souprav u zákazníků a malých výroben s připojovaným výkonem do 250 kW připojených k elektrické síti nízkého napětí. *E.ON Distribuce, a.s.* [online]. 2013 [cit. 2014-12-01]. Dostupné z: http://www.eondistribuce.cz/file/cs/electricity/technical_information/EON-zapojeni-mericich-souprav.pdf
- [19] Připojování decentrálních zdrojů do distribučních sítí E.ON Česká republika. E.ON Distribuce, a.s. [online]. 2012 [cit. 2014-12-01]. Dostupné z: http://www.eondistribuce.cz/file/cs/electricity/technical_information/EON-podklady-pro-pripojeni-zdrojudo-630kva-v201211.pdf
- [20] Připojování decentrálních zdrojů do distribučních sítí E.ON Česká republika. E.ON Distribuce [online]. 2012 [cit. 2014-12-02]. Dostupné z: http://www.eondistribuce.cz/file/cs/electricity/technical_information/EON-podklady-pro-pripojeni-zdrojunad-630kva-v201211.pdf
- [21] Instrument transformers: application guide. ABB [online]. 2009 [cit. 2014-12-02]. Dostupné z: http://www05.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/325464c670793546c125765b 0038faa1/\$file/1hsm%209543%2040-00en%20it%20application%20guide%20ed3.pdf
- [22] ORSÁGOVÁ, Jaroslava. *Rozvodná zařízení: 2. část*. Skriptum FEKT, VUT v Brně. [intranet]. [cit. 2014-12-02].
- [23] POPEK, Jiří. Porovnání vlastností přístrojových transformátorů proudu a proudových senzorů [online]. Brno, 2010 [cit. 3.12.2014]. 62 l. Dostupné z: https://www.vutbr.cz/www_base/zav_prace_soubor_verejne.php?file_id=26561. Bakalářská práce. Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií. Vedoucí práce Ing. David Topolánek.
- [24] KECA 80 C104; KECA 80 C165: Indoor current sensor. ABB [online]. 2013 [cit. 2014-12-06]. Dostupné z: http://www05.abb.com/global/scot/scot235.nsf/veritydisplay/45a77813ab272f3ec1257c3c0 03e645d/\$file/KECA%2080%20C104_C165_1VLC000715%20Rev%20-%20en%202013%2010.pdf
- [25] PROKOP, Václav. VN senzory a zemní ochrany. In: *Konference ČK CIRED 2012* [CD-Rom]. 2012 [cit. 2014-12-06]. ISBN 978-80-905014-1-6.
- [26] Rogowski coil. In: Wikipedia: the free encyclopedia [online]. San Francisco (CA): Wikimedia Foundation, 2001- [cit. 2014-12-06]. Dostupné z: http://en.wikipedia.org/wiki/Rogowski_coil

- [27] DistribuSense current and voltage sensors: VLS-150 25 kV voltage sensor. ABB [online].
 2014 [cit. 2014-12-07]. Dostupné z: http://www05.abb.com/global/scot/scot235.nsf/veritydisplay/8761aaa35ed372ea85257d4d
 0073e439/\$file/1VAP500005-DB_VLS-150.pdf
- [28] Optical Current Transformer. *Slideshare* [online]. 2014 [cit. 2014-12-07]. Dostupné z: http://www.slideshare.net/asertseminar/optical-current-transformer-oct
- [29] PARKER, D. M. a N. D. MCCOLLOUGH. Medium-voltage sensors for the smart grid: Lessons learned. 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting [online]. IEEE, 2011, s. 1-7 [cit. 2014-12-24]. DOI: 10.1109/PES.2011.6039775. Dostupné z: http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6039775
- [30] WERNECK, M.M. a A.C.S. ABRANTES. Fiber-Optic-Based Current and Voltage Measuring System for High-Voltage Distribution Lines. *IEEE Transactions on Power Delivery* [online]. 2004, vol. 19, issue 3, s. 947-951 [cit. 2014-12-29]. DOI: 10.1109/TPWRD.2004.829916. Dostupné z: http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=1308312
- [31] PARKER, Don, Yossi HARLEV a Debora PRESOTTO. Optical mv current & voltage sensors as a new generation instrument transformer for distribution automation. 2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) [online]. IEEE, 2012, s. 1-3 [cit. 2014-12-29]. DOI: 10.1109/ISGT.2012.6175699. Dostupné z: http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6175699
- [32] MARS-ENERGO. *Magneto-optical instrument current transducer and electro-optical instrument voltage transducer* [online]. 2014 [cit. 2014-12-30]. Dostupné z: http://www.mars-energo.com/files/content/news/Optical_transformers.pdf
- [33] FOLTÝN, Daniel. Decentrální zdroje v DS 22 kV E.ON ve vztahu k systému automatického frekvenčního odlehčování. In: *Konference ČK CIRED 2013* [CD-Rom]. 2013 [cit. 2015-02-21].
- [34] Zákon č. 458/2000 Sb. In: TZB-INFO [online]. [cit. 2015-02-22]. Dostupné z: http://www.tzb-info.cz/pravni-predpisy/zakon-c-458-2000-sb-o-podminkach-podnikani-ao-vykonu-statni-spravy-v-energetickych-odvetvich-a-o-zmene-nekterych-zakonuenergeticky-zakon
- [35] Dopad rozptýlené výroby na napěťové poměry v sítích NN [online]. Plzeň, 2012 [cit. 2015-02-22]. Dostupné z:
 https://otik.uk.zcu.cz/bitstream/handle/11025/3948/Diplomova_prace_Ondrej_Nosek.pdf?s
 equence=1. Diplomová práce. Západočeská univerzita v Plzni, Fakulta elektrotechnická.
 Vedoucí práce Doc. Ing. Miloslava Tesařová, Ph.D.
- [36] ČSN EN 50160 ed.3. *Charakteristiky napětí elektrické energie dodávané z veřejných distribučních sítí*. 2011.
- [37] KAŠPÍREK, Martin. Porovnání parametrů kvality napětí v distribučních NN sítích s nasazenými a bez nasazených FVE NN. In: *Konference ČK CIRED 2012* [CD-Rom]. 2012 [cit. 2015-02-23].
- [38] SDĚLENÍ KOMISE EVROPSKÉMU PARLAMENTU, RADĚ, EVROPSKÉ CENTRÁLNÍ BANCE, EVROPSKÉMU HOSPODÁŘSKÉMU A SOCIÁLNÍMU VÝBORU, VÝBORU REGIONŮ A EVROPSKÉ INVESTIČNÍ BANCE: Investiční plán pro Evropu. *EUR-Lex* [online]. 2014 [cit. 2015-03-01]. Dostupné z: http://eurlex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/HTML/?uri=CELEX:52014DC0903&from=EN

- [39] ANNEX 2 Project lists from Member States and the Commission: Part 1 [online]. 2014 [cit. 2015-03-01]. Dostupné z: http://ec.europa.eu/priorities/jobs-growthinvestment/plan/docs/project-list_part-1_en.pdf
- [40] KUCUKSARI, Sadik a George G. KARADY. Experimental Comparison of Conventional and Optical Current Transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery* [online]. 2010, vol. 25, issue 4, s. 2455-2463 [cit. 2015-03-06]. DOI: 10.1109/TPWRD.2010.2050010.
 Dostupné z: http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5556040
- [41] FERRAZZIN, D., G. DI DOMIZIO, F. SALSEDO, C.A. AVIZZANO, F. TECCHIA a M. BERGAMASCO. Hall effect sensor-based linear transducer. *8th IEEE International Workshop on Robot and Human Interaction. RO-MAN '99 (Cat. No.99TH8483)* [online]. IEEE, 1999, s. 219-224 [cit. 2015-03-06]. DOI: 10.1109/ROMAN.1999.900343. Dostupné z: http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=900343
- [42] TEYSSANDIER, Christian. From Current Transformers to Hybrid Sensors in HV. 1995 [cit. 2015-03-06]. Dostupné z: http://www2.schneider-electric.com/documents/technicalpublications/en/shared/electrical-engineering/breaking-techniques-switchgear/generalknowledge/ect170.pdf
- [43] Kapacitní snímač napětí VSO 25. *KPB Intra: Instrument Transformers* [online]. 2013 [cit. 2015-03-13]. Dostupné z: http://www.kpbintra.cz/produkty/vso-25
- [44] Přístrojový transformátor napětí VPT 25. *KPB Intra: Instrument Transformers* [online]. 2013 [cit. 2015-03-21]. Dostupné z: http://www.kpbintra.cz/produkty/vpt-25
- [45] Snímač proudu CSO 25. *KPB Intra: Instrument Transformers* [online]. 2013 [cit. 2015-03-23]. Dostupné z: http://www.kpbintra.cz/produkty/cso-25
- [46] RTU a speciální elektronika. *RTU ELVAC* [online]. [cit. 2015-03-27]. Dostupné z: http://www.elvac.eu/ipc/download/ELVAC-IPC-RTU.pdf
- [47] Hallova sonda. *PE & ED* [online]. 2010 [cit. 2015-04-04]. Dostupné z: http://www.peed.cz/clanky/hallova-sonda
- [48] VACULÍK, Petr. Chování obnovitelných zdrojů při poruchách v síti VVN z pohledu dispečerského řízení DS. In: *Konference ČK CIRED 2012* [CD-Rom]. 2012 [cit. 2015-04-06].
- [49] Uživatelská příručka: PAS DAISY Off-Line ver. 4.4x Bizon. Praha, 2010.
- [50] HROUDA, Josef, František KYSNAR a Michal BALOUN. 2013. Stabilizace napěťových poměrů v sítích VN s velkým podílem OZE v transformační oblasti Konice.
- [51] KOUBA, Daniel, Martin HROUDNÝ a Libor KOLÁŘ. Algoritmus pro návrh umístění dálkově ovládaných úsečníků. In: *Konference ČK CIRED 2013* [CD-Rom]. 2013 [cit. 2015-05-07].

PŘÍLOHA A: MAXIMÁLNÍ VÝKON VTE

) "/word	1	Р	Q	U	cos φ	I _{vyp}	P _{vyp}	Q _{vyp}
vyvod	[A]	[MW]	[MVAr]	[kV]	[-]	[A]	[MW]	[MVAr]
V780	83,544	3,194	-1,331	22,955	0,92	83,681	3,026	-1,383
V79	32,821	-1,380	-0,078	22,955	1,00	34,834	-1,385	0,012
V46	45,502	-1,627	-0,806	22,955	0,90	44,320	-1,646	-0,628
V95	50,723	-2,004	-0,148	22,955	1,00	50,853	-2,021	-0,073
V148	8,205	0,091	0,297	22,955	0,29	8,120	0,091	0,310

Tab. A-1 Vývody v transformovně Konice (maximální výkon VTE)

Tab. A-2 Naměřené a vypočítané hodnoty zdrojů (maximální výkon VTE)

typ zdroje	název zdroje	vývod	<i>Р</i> [MW]	Q [MVAr]	cos φ [-]	<i>U</i> [kV]	U _{vyp} [kV]	δ _υ [%]
VTE	Protivanov	V127/V780	3,392	-0,725	0,98	23,169	23,410	1,040
VTE	Drahany	V127/V780	1,986	-0,162	1,00	23,328	23,463	0,578
FVE	Jesenec	V79	0,044	0,037	0,77	22,995	22,886	-0,475
VTE	Brodek	V46	1,237	-0,057	1,00	22,979	22,846	-0,582
FVE	Vícov	V46	0,162	0,056	0,94	22,742	22,619	-0,541
FVE	Ochoz	V95	0,348	0,113	0,95	22,916	22,934	0,079
FVE	Bohuslavice	V148	0,051	0,001	1,00	22,873	22,983	0,479
FVE	Raková	V148	0,648	0,226	0,94	23,090	23,002	-0,382
BPE	Vícov	V46	0,550	-0,039	-	-	-	-
BPE	Ptení	V46	0,482	-0,034	-	-	-	-

Tab. A-3 Naměřené a vypočítané hodnoty měřených bodu (maximální výkon VTE)

označení	dodatečný	U	U _{vyp}	δ_{U}	Р	Q	P _{vyp}	Q _{vyp}
místa	název	[kV]	[kV]	[%]	[MW]	[MVAr]	[MW]	[MVAr]
V95US1	Krakovec	22,861	22,690	-0,750	-	-	-	-
V79US85	-	23,001	22,885	-0,505	-	-	-	-
V79US108	Hartinkov	22,963	22,829	-0,583	-	-	-	-
V22US105	Alojzov	22,746	22,567	-0,790	-	-	-	-
V127US261	-	23,383	23,360	-0,095	-	-	-	-
V127US457	-	23,392	23,411	0,084	0,369	-0,058	0,779	-0,335
V46US185	-	22,807	22,647	-0,702	-0,143	-0,269	-0,233	-0,179
V46US6	Okluky	23,002	22,624	-1,643	-0,209	-0,004	0,378	0,043
TS 300580	Rakůvka	22,617	22,989	1,642	-0,028	-0,041	-	-

PŘÍLOHA B: MINIMÁLNÍ VÝKON OZE

Tab. B-1 Vývody v transformovně Konice (minimální výkon OZE)

v nín co d	1	Р	Q	U	cos φ	I _{vyp}	P _{vyp}	Q _{vyp}
vyvou	[A]	[MW]	[MVAr]	[kV]	[-]	[A]	[MW]	[MVAr]
V780	35,805	-1,208	-0,395	22,898	0,95	31,587	-1,228	-0,249
V79	15,665	-0,655	-0,032	22,898	1,00	16,616	-0,656	0,063
V46	98,462	-3,738	-1,384	22,898	0,94	101,287	-3,805	-1,287
V95	29,091	-1,124	-0,227	22,898	0,98	28,747	-1,131	-0,140
V148	8,951	0,144	0,314	22,898	0,42	7,904	0,143	0,279

Tab. B-2 Naměřené a vypočítané hodnoty zdrojů (minimální výkon OZE)

typ zdroje	název zdroje	vývod	<i>Р</i> [MW]	Q [MVAr]	cos φ [-]	U [kV]	U _{vyp} [kV]	$oldsymbol{\delta}_{U}$ [%]
VTE	Protivanov	V127/V780	0,166	-0,131	0,78	22,473	22,462	-0,049
VTE	Drahany	V127/V780	0,121	-0,020	0,99	22,504	22,412	-0,409
FVE	Jesenec	V79	0,119	0,044	0,94	22,979	22,873	-0,461
VTE	Brodek	V46	0,017	-0,033	0,46	22,457	22,392	-0,289
FVE	Vícov	V46	0,085	0,049	0,87	22,187	22,181	-0,030
FVE	Ochoz	V95	0,449	0,146	0,95	22,916	22,885	-0,136
FVE	Bohuslavice	V148	0,027	0,003	0,99	22,774	22,926	0,670
FVE	Raková	V148	0,542	0,216	0,93	22,995	22,943	-0,229
BPE	Vícov	V46	0,581	-0,049	-	-	-	-
BPE	Ptení	V46	0,509	-0,043	-	-	-	-

Tab. B-3 Naměřené a vypočítané hodnoty měřených bodu (minimální výkon OZE)

označení místa	dodatečný název	U [kV]	U _{vyp} [kV]	δυ [%]	P [MW]	Q [MVAr]	P _{vyp} [MW]	Q _{vyp} [MVAr]
V95US1	Krakovec	22,795	22,702	-0,409	-	-	-	-
V79US85	-	22,973	22,866	-0,466	-	-	-	-
V79US108	Hartinkov	22,935	22,839	-0,419	-	-	-	-
V22US105	Alojzov	22,203	22,109	-0,426	-	-	-	-
V127US261	-	22,650	22,368	-1,246	-	-	-	-
V127US457	-	22,612	22,446	-0,737	-0,193	-0,041	-0,648	-0,077
V46US185	-	22,174	22,246	0,323	-2,244	-1,309	-0,325	-0,076
V46US6	Okluky	22,454	22,190	-1,174	-0,186	-0,002	-1,153	-0,576
TS 300580	Rakůvka	22,845	22,931	0,378	-0,031	-0,041	-	-

PŘÍLOHA C: MAXIMÁLNÍ VÝKON FVE

Tab. C-1 Vývody v transformovně Konice (maximální výkon FVE)

w/word	1	Р	Q	U	cos φ	I _{vyp}	P _{vyp}	Q _{vyp}
vyvou	[A]	[MW]	[MVAr]	[kV]	[-]	[A]	[MW]	[MVAr]
V780	59,674	-2,268	-0,712	23,073	0,95	59,495	-2,335	-0,448
V79	5,222	0,077	-0,200	23,073	0,36	3,187	0,074	-0,104
V46	108,905	-4,082	-2,148	23,044	0,88	114,472	-4,070	-2,090
V95	41,026	1,563	-0,532	23,014	0,95	40,425	1,553	-0,447
V148	160,374	6,279	-0,095	23,073	1,00	153,830	6,147	-0,065

Tab. C-2 Naměřené a vypočítané hodnoty zdrojů (maximální výkon FVE)

typ zdroje	název zdroje	vývod	P [MW]	Q [MVAr]	cos φ [-]	U [kV]	U _{vyp} [kV]	δυ [%]
VTE	Protivanov	V127/V780	0,000	0,009	0,00	22,346	22,287	-0,261
VTE	Drahany	V127/V780	0,000	-0,018	0,00	22,377	22,226	-0,676
FVE	Jesenec	V79	1,230	0,020	1,00	23,169	23,116	-0,231
VTE	Brodek	V46	0,000	-0,008	0,00	22,473	22,449	-0,104
FVE	Vícov	V46	1,645	0,011	1,00	22,346	22,356	0,044
FVE	Ochoz	V95	3,295	-0,002	1,00	23,074	23,086	0,049
FVE	Bohuslavice	V148	0,379	-0,030	1,00	23,407	23,488	0,344
FVE	Raková	V148	6,282	-0,024	1,00	23,724	23,563	-0,675
BPE	Vícov	V46	0,521	-0,049	-	-	-	-
BPE	Ptení	V46	0,457	-0,043	-	-	-	-
BPE	Benešov Skály	V127/V780	0,457	-0,043	1,00	22,320	22,299	-0,092

Tab. C-3 Naměřené a vypočítané hodnoty měřených bodu (maximální výkon FVE)

označení místa	dodatečný název	U [kV]	U _{vyp} [kV]	δυ [%]	P [MW]	Q [MVAr]	P _{vyp} [MW]	Q _{vyp} [MVAr]
V95US1	Krakovec	22,9315	22,870	-0,267	-	-	-	-
V79US85	-	23,120	23,051	-0,299	-	-	-	-
V79US108	Hartinkov	23,1184	23,028	-0,392	-	-	-	-
V22US105	Alojzov	22,269	22,242	-0,124	-	-	-	-
V127US261	-	22,513	22,184	-1,461	-	-	-	-
V127US457	-	22,537	22,269	-1,188	-0,246	-0,060	-0,715	-0,123
V46US185	-	22,328	22,356	0,126	-2,090	-1,603	-0,203	-0,920
V46US6	Okluky	22,351	22,356	0,021	0,000	0,000	-	-
TS 300580	Rakůvka	23,390	23,480	0,384	-0,030	-0,040	-	-

PŘÍLOHA D: MAXIMÁLNÍ VÝKON OZE

Tab. D-1 Vývody v transformovně Konice (maximální výkon OZE)

wined	1	Р	Q	U	cos φ	I _{vyp}	P _{vyp}	Q _{vyp}
vyvou	[A]	[MW]	[MVAr]	[kV]	[-]	[A]	[MW]	[MVAr]
V780	81,306	3,036	-1,255	22,986	0,92	79,153	2,891	-1,254
V79	14,919	0,512	-0,106	22,986	0,98	12,788	0,509	-0,011
V46	76,085	-2,669	-1,794	22,986	0,83	79,912	-2,710	-1,666
V95	45,502	1,795	-0,397	<mark>22,986</mark>	0,98	45,582	1,789	-0,307
V148	139,455	5,106	-1,983	22,986	0,93	140,861	4,989	-2,560

Tab. D-2 Naměřené a vypočítané hodnoty zdrojů (maximální výkon OZE)

typ zdroje	název zdroje	vývod	P [NANA]	Q [NAV/Ar]	cos φ	U [[4]/]	U_{vyp}	δ_{U}
zuroje		-		[IVIVAI]	[-]	[KV]	[KV]	[/0]
VTE	Protivanov	V127/V780	3,007	-0,707	0,97	23,233	23,427	0,838
VTE	Drahany	V127/V780	1,571	-0,037	1,00	23,328	23,493	0,710
FVE	Jesenec	V79	1,278	-0,018	1,00	23,074	23,058	-0,072
VTE	Brodek	V46	0,616	-0,049	1,00	22,710	22,592	-0,520
FVE	Vícov	V46	1,645	-0,011	1,00	22,583	22,506	-0,343
FVE	Ochoz	V95	3,098	-0,026	1,00	22,948	23,002	0,235
FVE	Bohuslavice	V148	0,563	-0,042	1,00	23,208	23,167	-0,176
FVE	Raková	V148	5,581	-2,251	0,93	23,328	23,212	-0,497
BPE	Vícov	V46	0,556	-0,026	-	-	-	-
BPE	Ptení	V46	0,514	-0,023	-	-	-	-

T 1	D	λ (7 ~~ /		v, ,	1	1 /	~~ /	1	1 1	/ . /1 /	11	OTE
lan	11-1		lamerene	a	vvnocitane	nc	anotv	merenvc	n	nodu	(maximalni	vvkon	() Z E)
1000	~ ~	1	conver enve	~~	ypoentente		currery	mer en ye		00000	(1100000110000100	,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,	

označení	dodatečný	U	U _{vyp}	$\delta_{\scriptscriptstyle U}$	Р	Q	P _{vyp}	Q _{vyp}
místa	název	[kV]	[kV]	[%]	[MW]	[MVAr]	[MW]	[MVAr]
V95US1	Krakovec	22,971	22,845	-0 <i>,</i> 547	-	-	-	-
V79US85	-	23,078	22,990	-0,383	-	-	-	-
V79US108	Hartinkov	23,021	22,986	-0,151	-	-	-	-
V22US105	Alojzov	22,417	22,406	-0,046	-	-	-	-
V127US261	-	23,357	23,422	0,279	-	-	-	-
V127US457	-	23,425	23,435	0,041	0,010	-0,044	0,877	-0,192
V46US185	-	22,140	22,487	1,567	-1,317	-1,336	0,104	-0,719
V46US6	Okluky	22,641	22,505	-0,605	0,000	0,000	-	-
TS 300580	Rakůvka	23,008	23,162	0,671	-0,036	-0,043	-	-