



VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

FAKULTA ELEKTROTECHNIKY

A KOMUNIKAČNÍCH TECHNOLOGIÍ

FACULTY OF ELECTRICAL ENGINEERING AND COMMUNICATION

ÚSTAV ELEKTROENERGETIKY

DEPARTMENT OF ELECTRICAL POWER ENGINEERING

DETEKCE OSTROVNÍHO PROVOZU

ISLANDING DETECTION

BAKALÁŘSKÁ PRÁCE

BACHELOR'S THESIS

AUTOR PRÁCE

AUTHOR

Jan Bárta

VEDOUCÍ PRÁCE

SUPERVISOR

Ing. Marek Kopička

BRNO 2017

Bakalářská práce

bakalářský studijní obor Silnoproudá elektrotechnika a elektroenergetika
Ústav elektroenergetiky

Student: Jan Bárta

Ročník: 3

ID: 155137

Akademický rok: 2016/17

NÁZEV TÉMATU:

Detekce ostrovního provozu

POKYNY PRO VYPRACOVÁNÍ:

1. Technický a legislativní rámec problematiky ostrovního provozu
2. Základní rozdělení a rešerše metod detekce ostrovního provozu
3. Porovnání a vyhodnocení jednotlivých metod
4. Simulace vybraných funkcionalit

DOPORUČENÁ LITERATURA:

podle pokynů vedoucího práce

Termín zadání: 6.2.2017

Termín odevzdání: 5.6.2017

Vedoucí práce: Ing. Marek Kopička

Konzultant:

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

UPOZORNĚNÍ:

Autor bakalářské práce nesmí při vytváření bakalářské 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 vyplyvajících z ustanovení části druhé, hlavy VI. díl 4 Trestního zákoníku č.40/2009 Sb.

Abstrakt

Bakalářská práce se zabývá ostrovními provozy v elektrizační soustavě a metodami jejich detekce. Obsahuje porovnání vybraných metod/způsobů detekce ostrovního provozu, které navazuje na výčet a popis legislativních předpisů vztahujících se k problematice ostrovních provozů. Praktická část obsahuje popis a výsledky simulací vybraných metod ve virtuálním prostředí programu PSCAD a je uvedeno zhodnocení dosažených výsledků.

Klíčová slova

Detekce ostrovního provozu, Ostrovní provoz, Frekvenční plán, Ochrana proti přechodu do ostrovního provozu, Chytré sítě.

Abstract

The bachelor thesis discusses islanding in electric power system and various methods for its detection. The thesis contains a list and description of legislation concerned with islanding, description of few selected islanding detection methods, and their comparison. The practical part of the thesis consists of simulations of several detection methods performed in the virtual environment of PSCAD and their evaluation.

Keywords

Islanding detection, Islanding, Frequency plan, Islanding prevention, Smart grids.

Bibliografická citace:

Bárta, J. *Detekce ostrovního provozu*. Brno: Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, 2017. 51 s. Vedoucí bakalářské práce: Ing. Marek Kopička.

Prohlášení

„Prohlašuji, že svou závěrečnou práci na téma Detekce ostrovního provozu jsem vypracoval samostatně pod vedením vedoucího bakalářské práce a s použitím odborné literatury a dalších informačních zdrojů, které jsou všechny citovány v práci a uvedeny v seznamu literatury na konci práce.

Jako autor uvedené závěrečné práce dále prohlašuji, že v souvislosti s vytvořením této závěrečné 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.

V Brně dne **5. června 2016**

.....
podpis autora

Poděkování

Děkuji vedoucímu bakalářské práce Ing. Marku Kopičkovi za účinnou metodickou, pedagogickou a odbornou pomoc a další cenné rady při zpracování mé bakalářské práce. Také děkuji rodině a mým nejbližším za podporu při studiu.

V Brně dne **5. června 2016**

.....
podpis autora

Obsah

1 Úvod.....	1
2 Schopnost ostrovního provozu	2
2.1 Ostrovní provoz	2
2.1.1 Popis vzniku, provozu a ukončení OP	2
2.1.2 Výpis technologických prvků pro OP	4
2.1.3 Požadavky na schopnosti bloku pro přechod do OP.....	5
2.1.4 Požadavky na schopnosti bloku v OP.....	7
2.1.5 Požadavky na schopnosti bloku pro opětovné připojení ostrova k soustavě.....	7
2.2 Řízený ostrovní provoz.....	7
2.3 Neřízený ostrovní provoz	8
2.3.1 Řešení stavu nouze.....	9
2.3.2 Vypínací plán	10
2.3.3 Frekvenční plán	11
3 Cíle práce	13
4 Metody detekce ostrovního provozu	13
4.1 Hlavní rozdělení.....	13
4.2 Výpis nejpoužívanějších MDOP	14
4.2.1 Aktivní.....	14
4.2.2 Pasivní.....	16
4.2.3 Komunikační.....	18
5 Popis simulace vybraných funkcionalit	22
5.1 Popis modelu vytvořeného pro simulaci	25
5.2 Výsledky simulací.....	29
5.2.1 Výsledky měření pro konfiguraci 1.....	29
5.2.2 Výsledky měření pro konfiguraci 2.....	31
5.2.3 Výsledky měření pro konfiguraci 3.....	32
5.2.4 Výsledky měření pro konfiguraci 4.....	33
5.2.5 Výsledky měření pro konfiguraci 5.....	34
5.2.6 Výsledky měření pro konfiguraci 6.....	35
6 Závěr	36
Literatura	38
Seznam symbolů, veličin a zkratk.....	42

Seznam obrázků

Obrázek 1: Základní schéma principu funkce OP [2]	3
Obrázek 2: Vymezení frekvence v HZ pro pásma provozu [9]	12
Obrázek 3: obecné schéma fotovoltaického systému ukazující toky výkonů [21] ..	16
Obrázek 4: Obecné schéma komunikačních metod [17].....	19
Obrázek 5: Systém využívající PLCC signál včetně vysílače a přijímače [20]	20
Obrázek 6: Schéma modelu napěťového zdroje s PI regulátory.....	23
Obrázek 7: Zjednodušené schéma modelu rozvodu elektrické energie vytvořené v programu PSCAD.....	25
Obrázek 8: Uspořádání vodičů.....	26
Obrázek 9: Demonstrace Průběhu frekvence při přechodu sítě do jiného stavu, konkrétně pro 4. řádek Tabulka 14.....	29

Seznam tabulek

Tabulka 1: Nastavené parametry transformátorů pro všechna konfigurační nastavení	26
Tabulka 2: Nastavené parametry pro všechna vedení	26
Tabulka 3: Nastavené hodnoty délek vedení pro všechna konfigurační nastavení K1 až K6	27
Tabulka 4: Nastavené parametry odběrů pro konfiguraci K1, K4, K5, K6	27
Tabulka 5: Nastavené parametry odběrů pro konfiguraci K2	27
Tabulka 6: Nastavené parametry odběrů pro konfiguraci K3	27
Tabulka 7: Nastavené parametry zdrojů pro konfiguraci K1, K2, K3, K6	27
Tabulka 8: Nastavené parametry zdrojů pro konfiguraci K4, K5	27
Tabulka 9: Nastavené parametry napájecí sítě 110Kv pro konfiguraci K1 až K6	27
Tabulka 10: Nastavené parametry PI regulátorů pro konfiguraci K1 až K4	28
Tabulka 11: Nastavené parametry PI regulátorů pro konfiguraci K5	28
Tabulka 12: Nastavené parametry PI regulátorů pro konfiguraci K6	28
Tabulka 13: Přehled poloh odpínačů v různých stavech modelu vedení	28
Tabulka 14: Naměřené hodnoty frekvencí zdrojů a výkonů ze sítě 110kV při konfiguraci K1	30
Tabulka 15: Naměřené hodnoty frekvencí zdrojů a výkonů ze sítě 110kV při konfiguraci K2	31
Tabulka 16: Naměřené hodnoty frekvencí zdrojů a výkonů ze sítě 110kV při konfiguraci K3	32
Tabulka 17: Naměřené hodnoty frekvencí zdrojů a výkonů ze sítě 110kV při konfiguraci K4	33
Tabulka 18: Naměřené hodnoty frekvencí zdrojů a výkonů ze sítě 110kV při konfiguraci K5	34
Tabulka 19: Naměřené hodnoty frekvencí zdrojů a výkonů ze sítě 110kV při konfiguraci	35

1 ÚVOD

Elektrická energie je v současnosti základní a nenahraditelný druh energie. Civilizace je na ní stále více závislá. Je nepostradatelná i pro zajištění dodávek ostatních nezbytných výrobků a služeb. Základní podmínkou jejího využívání je zajištění úměry výroby a spotřeby. Jelikož zatím není znám způsob jak efektivně elektrickou energii skladovat ve velkém množství je nutné pro zajištění pravidelných dodávek elektrické energie využívat propojení všech zdrojů i spotřebičů prostřednictvím nadzemních a podzemních elektrických vedení, transformoven a dalších přenosových a distribučních zařízení. Což není úplně spolehlivé a dochází k výpadkům v zásobení elektrickou energií, které obnáší velká rizika. Pro udržení dodávky elektrické energie je potřeba se věnovat několika systémům, které by byly schopny zamezit vzniku škod nebo následnému snížení následků.

- Zajištění fyzické bezpečnosti zařízení před úmyslným (člověk) nebo neúmyslným (přírodní kalamita) poškozením (což je nereálné)
- Nalezení způsobu efektivního skladování elektrické energie (EE) v dostatečném množství (zatím stále ve fázi vývoje)
- Zajištění schopnosti elektrizační soustavy pracovat v menších nezávislých systémech, tj. ostrovních provozech, na které je tato práce zaměřena

Druhá kapitola je rozdělena do tří tematicky ucelených bloků. V prvním je rozebrána schopnost ostrovního provozu (vznik, průběh, ukončení), jsou zde popsány technologické prvky pro fungování ostrovního provozu. Druhý je vyhrazen pro popsání výhod ostrovního provozu a poslední blok je vyčleněn pro popsání řešení krizové situace.

Cíle práce a její význam jsou obsaženy v kapitole třetí.

Kapitola číslo čtyři se zabývá metodami detekce ostrovního provozu. Jsou zde popsány funkce jednotlivých metod (zejména těch, které využívají inventory) včetně jejich rozdělení. Z důvodu malého zastoupení odborných textů v českém jazyce s touto problematikou je čerpáno z cizojazyčných technických publikací, studií a mnohých tiskových zpráv, na jejichž základě je vše popisováno a rozděleno.

V páté kapitole je obsažena praktická část založená na simulaci změny frekvence na různých konfiguracích modelu elektrické sítě. Tímto byl dokazován princip funkce metody ROCOF, bez využití točivých zdrojů. Pro úplnost jsou popsány technické parametry elektrických a dalších prvků použité v modelu sítě. Samotný model je vypracován ve virtuálním prostředí programu PSCAD.

2 SCHOPNOST OSTROVNÍHO PROVOZU

Jedná se o schopnost provozu výroby do vyčleněné části vnější sítě, tzv. ostrova.

Druhá kapitola je rozdělena do tří tematicky ucelených bloků. V prvním je rozebrána schopnost ostrovního provozu (vznik, průběh, ukončení). Jsou zde popsány technologické prvky pro fungování ostrovního provozu. Druhý je vyhrazen pro popsání výhod ostrovního provozu a poslední blok je vyhrazen pro popsání řešení krizové situace.

2.1 Ostrovní provoz

Část soustavy výroby, rozvodu a využití elektrické energie, která není napojena na distribuční (rozvodnou) síť a je napájena z lokálního zdroje elektrické energie. Tento systém musí umět zajistit:

- Výkonovou rovnováhu pomocí regulace frekvence
- Odpovídající napětí pomocí regulace jalového výkonu
- Fungování frekvenčního odlehčování v rámci ostrova

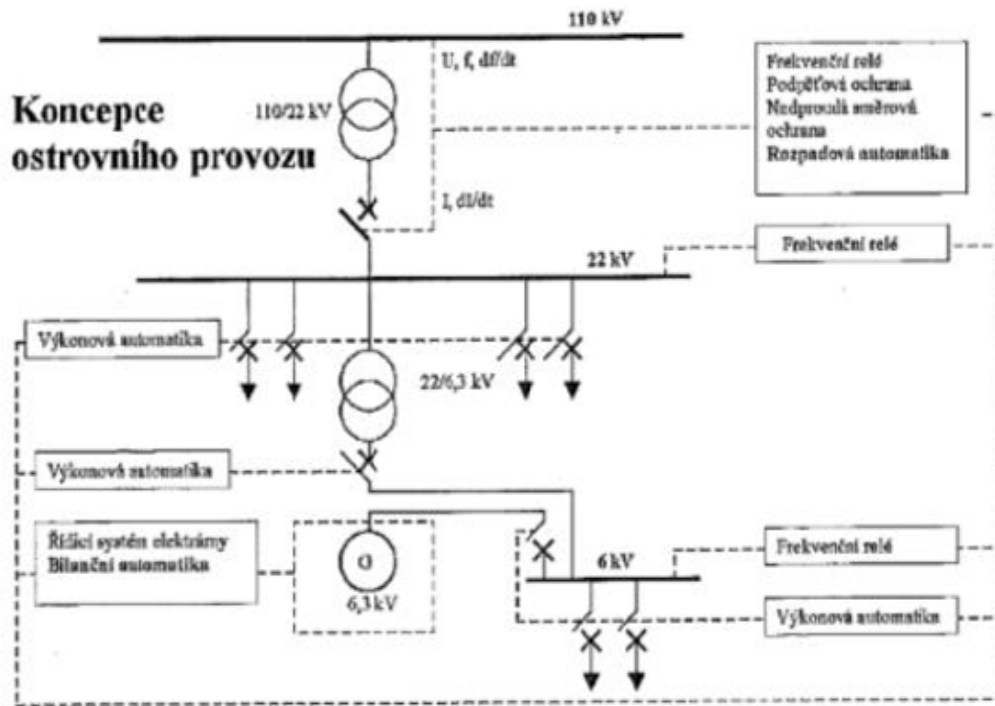
Schopnost bloku přejít do ostrovního provozu (OP) je nezbytná pro předcházení a řešení stavu nouze a je legislativně podložena vyhláškou č. 219/2001. Po přechodu bloku do OP dochází ke změnám systémových veličin (frekvence a napětí), což je úzce spjato s faktem, že blok pracuje do izolované části soustavy. Po změně frekvence mimo pracovní meze (při poklesu pod 49,8 Hz a při vzrůstu nad 50,2 Hz) automaticky přechází elektrárenský blok do regulačního režimu OP, kde dochází k regulaci vyvolaných změn napětí a frekvence. Změny zatížení ostrova představují velké nároky na regulaci činného výkonu bloku.

2.1.1 Popis vzniku, provozu a ukončení OP

Vyčlenění oblasti distribuční soustavy (DS) je postaveno na několika důležitých technologických komponentech. U vzniku OP v předpokládané oblasti jsou snímány elektrické parametry vnější napájecí sítě a uvnitř předpokládaného ostrova. Bilanční a rozpadová automatika má za úkol vyhodnotit parametry a dále reagovat na případnou změnu. Pro správné vyhodnocení vzniku OP je důležité správné nastavení ochrany.

Nastane-li porucha ve vnější síti a elektrické veličiny dosáhnou kritických nastavených hodnot, ochrana zareaguje, vybaví vypnutí vypínače a informaci předá rozpadové automatice, která má za úkol odpojit poškozenou část od nepoškozené. Tuto reakci zaznamenají zbylé ochrany v distribučních

trafostanicích a ve zbývajících rozpadových místech. Vyčleněná část sítě se automaticky odpojuje od DS a je napájena v novém režimu napájení z místních zdrojů, které jsou na tento provoz vhodně koncipovány. Při přechodu do režimu OP musí všechny ochrany změnit svoji nastavenou parametrizační sadu. [1]



Obrázek 1: Základní schéma principu funkce OP [2]

Pro naplánování vzniku OP tak, aby byl připravený a funkční, je nezbytné zajištění rozepnutí a vybavení všech dělících míst rozpadovou automatikou. Nejdůležitější podmínka pro udržení OP v oblasti je rychlá komunikace mezi bezpečnostními prvky. Hlavně v prvních okamžicích vzniku OP je kladen největší důraz na rychlost komunikace mezi prvky. Použité technologie umožňují reakce na poruchové stavy mezi 100 - 200 ms. Jako další nezbytné funkce pro vznik funkčního OP je kvalitní měření elektrických veličin a spolehlivý tok informací na dálku mezi jednotlivými uzly bilanční a rozpadové automatiky. Data musí být průběžně vyhodnocována a prostřednictvím regulačních schopností generátorů a říditelné zátěže udržovány vybilancované výkonové ostrovní proozy.

Při chodu OP je nutné dodržet podmínky pro dynamickou stabilitu generátorů. Mezi kritéria působení patří změna frekvence, napětí a změna toku výkonu. [3]

Výkonové poměry v ostrovu jsou kontrolovány bilančním automatem, který řídí výkonovou bilanci v oblasti. Při plánování je důležitá i sumarizace výkonu zdrojů vyčleněné oblasti a sumarizace výkonů na straně spotřeby. Má-li oblast OP

více než jeden zdroj, musíme pro každý z nich určit pracovní režim regulace (otáčkovou nebo výkonovou). Standardní postup je nastavení otáčkové regulace pro jeden zdroj, nejlépe pro ten s největším výkonem a pro další zdroje nastavit výkonovou regulaci. Bilanční rovnice pro vyčleněný ostrov je:

$$\Sigma PG = \Sigma PS + \Sigma PZ$$

kde:

- ΣPG symbolizuje sumární činný výkon dodávaný generátory
- ΣPS značí sumární činné zatížení ostrova (včetně vlastní spotřeby elektráren)
- ΣPZ jsou celkové ztráty v sítích

Ke změně sumárních členů v rovnici dochází především vlivem náhodných fluktuací zatížení, poruchových výpadků bloků a neregulovatelné dodávky. Nastane-li přechod do ostrovního režimu, bilanční nerovnováhu ΔP (rozdíl výroby, spotřeby a ztrát v ostrově ještě před jeho vznikem) převezmou generátory v ostrově. [4] K zániku OP dochází po odstranění příčiny vzniku. Řízeně ukončit se může dvěma způsoby:

- Ukončí se OP a daná oblast zůstane bez napájení
- Dojde k přifázování a opětovnému připojení ostrova v místě rozpadu k napájecí síti

2.1.2 Výpis technologických prvků pro OP

Mezi nejdůležitější technologické prvky pro OP patří rozpadová automatika, frekvenční relé, bilanční automatika, výkonová automatika, měřicí automatika a převodníky elektrických veličin, přenosové sdělovací cesty a komunikační jednoty, koncentrátoři, frekvenční regulátory, otáčkoměr generátoru, registr mimořádných kmitočtů generátoru atp.

Pro vznik ostrova se nejdříve musí oblast vyčlenit, tedy izolovat od vnější sítě. Toho se docílí rozpojením v dělicím místě. Takové místo je osazeno výkonovým spínacím prvkem standardně na sekundární straně distribučního transformátoru. Dále je vybaveno rozpadovou automatikou, kterou tvoří několik ochran se selektivním nastavením různých kritérií. Při jejich splnění vzniká či zaniká ostrovní režim, a to v co nejkratším čase. Nachází se zde také fázovací souprava, která slouží k zpětnému přifázování k síti při zániku ostrova.

Důležitým prvkem při realizaci OP je bilanční automatika, která neustále hlídá sumarizaci výkonové bilance OP. Míni se tím okamžitý výkon zdrojů a jednotlivých zátěží selektivně připravených k odlehčení. Bilanční automatika dopočítá výkon k odlehčení a určí pořadí vývodů pro centrální odlehčení. Když dojde ke vzniku OP, určí dle výpočtů vývody k vypnutí. V ostrovním režimu taktěž

dopočítává výkon k odlehčení. Kritériem je měřená frekvence v oblasti ostrova. Samotné výkony pak měří čidla a převádí převodníky elektrických veličin.

Nezbytnou součástí provozu ostrova je výkonová automatika. Ta slouží v případě vzniku ostrova mezi několika vzdálenými rozvodnami. Jednotlivé rozvodny přeberou část vypočítaného deficitu a při spuštění ostrovního režimu se v příslušných rozvodnách dle předem připravených priorit vypínají vývody pro odlehčení. [16]

V dnešní době se již využívají technologická řešení, která některé z těchto prvků integrují do jednoho a mají výhodu v dálkovém ovládní.

Ve fázi vývoje jsou tzv. inteligentní elektroměry. Jejich základní funkcí je regulace a parametrizace spotřeby zákazníka na dálku. Další funkce je udržování ostrovní oblasti v provozu nebo předcházení rozpadu sítě díky snižování nebo zvyšování celkové spotřeby oblasti, např. povolení připojení akumulčních a přímotopných spotřebičů. Tato zařízení jsou schopna detekovat i hrozící riziko rozpadu sítě a odběratele na něj připravit a rovněž tak dokáží autonomně reagovat i v případě ztráty kontaktu s nadřízenou centrálou. U inteligentních elektroměrů je ovšem problém s rychlostí přenosu, jistého objemu dat na určité vzdálenosti do datových koncentrátorů. [1]

Nedílnou součástí jsou ochranné a jistící prvky. Ochranné terminály slouží k rychlému vypínání zátěže v případě výrazného nedostatku výkonu při přechodu do režimu OP a během jeho chodu. Jističe zaručují měření hodnot základních elektrických veličin jako proud, napětí či jalový výkon a předávání těchto hodnot prostřednictvím terminálů k těmto účelům vytvořených do řídicího systému. Je nutné pro všechny druhy ochran při vzniku OP nastavit nové parametry.

2.1.3 Požadavky na schopnosti bloku pro přechod do OP

Přechod do OP bloku je způsoben nejčastěji změnou frekvence a vznikem bilanční nerovnováhy činného, popřípadě jalového výkonu. Při přechodu je nutné okamžitě zajistit:

1. změnu režimu regulace bloku na proporcionální regulaci otáček
2. odpojení dálkové regulace výkonu (vypojení bloku ze sekundární regulace f a P)
3. odpojení sekundární regulace napětí (ASRU) ze systému terciární regulace napětí
4. pokud možno aperiodický a stabilní přechod otáček na novou hodnotu, která je dána frekvencí v ostrovu a nastavenými parametry regulace otáček. Výkon turbíny se v mezním případě může změnit z hodnoty jmenovitého výkonu až k hodnotám vlastní spotřeby

5. odepnutí bloku od vnější sítě do provozu na vlastní spotřebu (i ze jmenovitého zatížení), pokud kmitočet vybočí z mezí dle frekvenčního plánu. Přechod na otáčky při napájení vlastní spotřeby musí být stabilní

6. přepnutí potřebných regulací bloku do režimu vhodného pro ostrovní provoz

2.1.4 Požadavky na schopnosti bloku v OP

Blokové regulace a technologické zařízení bloku musí zajistit:

1. stabilní paralelní spolupráci s ostatními bloky zapojenými v ostrovu
2. adekvátní odezvu dodávaného činného a jalového výkonu na změny frekvence a napětí, a to i při práci s nenominálními parametry napětí a frekvence. Adekvátní odezvou rozumíme tzv. idealizovanou závislost výkonu turbíny na stacionární odchylce frekvence
3. dle pokynů dispečera přenosové soustavy (PS) měnit dostatečně plynule a jemně otáčky (výkon) soustrojí Optimalizace provozu ES 37

2.1.5 Požadavky na schopnosti bloku pro opětovné připojení ostrova k soustavě

Blok musí být schopen:

1. pracovat v režimu ostrovního provozu po dobu minimálně 2 hodin
2. dle pokynů dispečera PS regulovat frekvenci ostrova dostatečně plynule a jemně tak, aby mohlo dojít v daném místě k opětovnému přifázování ostrova k propojené soustavě
3. blok musí být schopen připojení k vnější síti při kmitočtu a svorkovém napětí $(92 < u < 108) \% U_n$
4. v případě, že se blok fází v rozvodně PS, musí být blok schopen přivést napětí po blokovém vedení do této rozvodny [5]

Ostrovní provoz v ES může být žádoucí, tj. řízený, nebo nežádoucí, a tedy neřízený. Řízený OP se dá vyložit jako oblast s vyrovnanou bilancí spotřeby a výroby elektrické energie, která umožní napájení soustavy elektrickou energií v případě výpadku přenosové sítě. Neřízený OP vzniká při předcházení a řešení stavu nouze spojeného s nevyrovnanou výkonovou bilancí v ES a současnou změnou kmitočtu soustavy a je třeba pomocí ochran tento provoz detekovat.

2.2 Řízený ostrovní provoz

Důvody pro plánování řízeného ostrovního provozu:

- Předcházení ekonomickým ztrátám z důvodu nedodávání elektrické energie (např. ostrovní provoz průmyslových výroben)
- Ochrana technologie a úspory nákladů při opětovném najíždění výroby (např. teplárny)
- Zajištění dodávky elektrické energie kritické infrastruktury a populace v krizových situacích (např. při teroristickém útoku)

Řízený ostrovní provoz je zatím nejlepším řešením pro zmírnění dopadů blackoutu (výpadku dodávky elektrické energie). Řízený ostrovní provoz je využíván tam, kde není možné odebírat elektrickou energii z distribuční sítě, nebo v místech kde by vybudování nové elektrické přípojky bylo nákladné (např. pro vzdálené obydlí) nebo jako záložní systém v případě blackoutu (např. v nemocnicích, velkých firmách). Jako další mohou být ostrovní systémy instalovány a využívány pro možnost výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů, zpravidla pro nižší náklady na provoz takové soustavy (např. fotovoltaický panel využíván pro ohřevy vody). Schopnost přejít do ostrovního provozu mají také strategické elektrárny a teplárny, které jsou schopny pokrýt svou vlastní spotřebu.

Dnes již existují a dále se klade důraz na rozvoj veřejných ostrovních provozů sloužících k zásobování přilehlých oblastí různých veřejných zdrojů (např. teplárny v menších městech) a k ozkoušení nových technologií. Tyto provozování mají za úkol zachovat v provozu části distribučních soustav místních zdrojů do doby, než dojde k obnově přenosové soustavy a tím zajistit nepřerušovanou dodávku elektrické energie.

2.3 Neřízený ostrovní provoz

Neřízenému ostrovnímu provozu je třeba se vyhnout z následujících důvodů:

- Provozovatel veřejné elektrizační soustavy nemůže kontrolovat napětí a frekvenci v ostrovu, může dojít k poškození na zařízení odběratele, za což by byl zodpovědný provozovatel, spolu s partnerem generování. K poškození může dojít za předpokladu, že dojde k odchylkám na napětí nebo frekvenci mimo povolené rozsahy
- Ostrovní provoz může zasahovat do obnovení normálního provozu veřejné soustavy
- Změny v uzemnění sítě VN (nebezpečí přechodu od kompenzované sítě k síti s izolovaným uzlem)
- Způsobují nízký zkratový výkon a poruchový proud pro spolehlivé působení ochrany
- Může dojít k přepětí ve zdravých fázích sítě vlivem jedнопólových zemních spojení
- Ostrovní provoz může vytvořit nebezpečí pro pracovníky na elektrizační soustavě. Vedení soustavy může díky OP zůstat pod napětím, i když se předpokládá, že je odpojeno od všech zdrojů energie

- Opětovné připojení do ostrova může způsobit opětovné vypínání vedení nebo poškození zařízení rozptýlených zdrojů nebo jiných připojených zařízení, protože se jedná o připojení s rozdílným fázovým posunem

Vzniku neřízeného OP se dá ve většině případů vyhnout monitorováním napětí a frekvence veřejné elektrizační soustavy a umožněním provozu invertoru, ale pouze za předpokladu, že jsou tyto parametry v přijatelných mezích. Může nastat situace, kdy dodávaná energie odpovídá zatížení tak těsně, že meze napětí a frekvence by nemusely být překročeny, i když došlo k OP.

Nejsou-li do systému začleněny jiné prostředky, může systém pracovat tak dlouho, dokud je spotřeba relativně úměrná výrobě. Přestože nastání této situace je nepravděpodobné, problém zůstává. Řeší se přidáním další kontroly ke zjišťování podmínek neřízeného OP a odpojení menších zdrojů (fotovoltaický systém) od obvodu, dokud není obnoven normální provoz veřejné elektrizační soustavy.

Jako řešení tohoto problému bylo navrženo zúžení oken napětí a frekvence, což vedlo jen ke snížení pravděpodobnosti výskytu nežádoucího vypínání. Lepším řešením se ukázalo použití invertoru, který obsahuje specifické nastavení pro prevenci OP, jež zahrnuje měření ostatních parametrů nebo postupů destabilizujících síť při absenci řízení pomocí nadřazené sítě. [31]

2.3.1 Řešení stavu nouze

Vyhláška č. 80/2010 Sb. popisuje řešení v případě předcházení stavu nouze a jeho řešení, jako např. vznik neřízeného OP.

Při vzniku stavů nouze nebo jejich předcházení je nutné výkon odebíraný nebo dodávaný do elektrizační soustavy omezit nebo měnit. Můžeme tak udělat:

1. změnou hodnoty výkonu dodávaného výrobcem elektřiny do elektrizační soustavy podle pokynů pocházejících z technického dispečinku provozovatele DS nebo PS,

2. snížením hodnoty výkonu odebíraného z ES podle plánu omezování spotřeby, tzv. regulačního plánu (jednotlivé stupně regulačního plánu jsou uvedeny v příloze Vyhlášky 80/2000 Sb.),

3. dle pokynů provozovatele DS nebo PS dojde k absolutnímu přerušení dodávky elektrické energie odpojením odběrných elektrických zařízení jednotlivých zákazníků či k operativnímu vypnutí částí zařízení pro přenos či distribuci elektrické energie nezbytnému pro vyrovnaní výkonové bilance dotčené části ES.

Dochází k tomu podle:

a) vypínacího plánu, který obsahuje postup vypínání a hodnoty vypínaných výkonů při likvidaci závažných systémových či lokálních poruch v ES.

b) frekvenčního plánu, jehož cílem je omezení vzniku velkých systémových poruch, návrat a udržení kmitočtu ES po vzniku poruchy v rozmezí hodnot frekvence $f = 49,8 - 50,2$ Hz a v případě vyčerpání veškerých možných opatření na straně výrobce i zákazníka je jeho cílem zachovat rozhodující bloky výroben elektřiny v provozu pro vlastní potřebu, a tím rychle obnovit klasický provoz elektrizační soustavy. [6]

Díky negativním dopadům neřízeného ostrovního provozu na kvalitu elektrické energie a stavu elektrických sítí a jejich komponent je nutné tento provoz včas detekovat a tím pomoci k odstranění možných nebezpečí. Pro detekování OP využíváme vhodných ochranných opatření, které musí být rychlé, citlivé a spolehlivé. V další části práce budou představeny metody detekce ostrovního provozu.

2.3.2 Vypínací plán

Příloha č.2 vyhlášky č. 80/2010 Sb. obsahuje znění vypínacího plánu stanoveného ministerstvem průmyslu a obchodu. V této kapitole je přiblíženo znění vypínacího plánu.

Použití vypínacího plánu:

- Vypnutí zařízení zákazníků podle vypínacího plánu a jeho opětivé zapnutí provádí technický dispečink příslušného provozovatele soustavy v souladu se zásadami dispečerského řízení
- Vypínání se uskutečňuje po vyhlášení vypínacích stupňů č. 21 až 30
- V jednotlivých vypínacích stupních je stanovena procentní velikost vypínaného výkonu vztažená k hodnotě ročního maxima zatížení distribuční soustavy za období posledních 12 měsíců

Vypínací stupně:

- Při vyhlášení vypínacího stupně č. 21 jsou vypínány vybrané vývody v zařízeních přenosové soustavy nebo distribučních soustav v takovém rozsahu, aby omezení spotřeby nepřekročilo 2,5 % ročního maxima zatížení příslušné distribuční soustavy. Každý vyšší vypínací stupeň do vypínacího stupně č. 25 včetně zahrnuje hodnotu výkonu vypnutých zařízení zákazníků v předchozím vypínacím stupni zvýšenou o 2,5 % ročního maxima zatížení příslušné distribuční soustavy (celkem 12,5 %)

- Při vyhlášení vypínacího stupně č. 26 jsou vypínány vybrané vývody v zařízeních přenosové soustavy nebo distribučních soustav v takovém rozsahu, aby omezení spotřeby elektřiny nepřekročilo 17,5 % ročního maxima zatížení příslušné distribuční soustavy. Každý vyšší vypínací stupeň do vypínacího stupně č. 30 včetně zahrnuje hodnotu výkonu vypnutých zařízení zákazníků v předchozím vypínacím stupni zvýšenou o 5 % ročního maxima zatížení příslušné distribuční soustavy (celkem 37,5 %)
- Výkonové náplně jednotlivých vypínacích stupňů jsou vzájemně odsouhlaseny mezi technickými dispečinkou provozovatele přenosové soustavy a technickými dispečinkou provozovatelů distribučních soustav
- Při vyhlásování vypínacích stupňů se uvede oblast, na kterou se vypnutí vztahuje, a upřesní se doba trvání omezení výkonu. V případech, kdy není možné současně při vydání příkazu k vypnutí zařízení určit dobu omezení, bude tato doba určena dodatečně, nejpozději však do dvou hodin od vydání příkazu k vypnutí zařízení zákazníků
- Vypínací stupně č. 21 až 30 nelze vyhlášovat současně [7]

2.3.3 Frekvenční plán

Frekvenční plán (FP) jsou činnosti, které při překročení povolených mezí frekvence mají za cíl:

- Zamezit pádu kmitočtu do hodnot kdy působí systémové automatické frekvenční odlehčování
- Klesá-li dále kmitočet, tak působením systémového a lokálního automatického odlehčování zamezit poklesu kmitočtu do nebezpečných hodnot pro energetická zařízení a udržet části ES v ostrovním provozu
- Zamezit vzrůstu kmitočtu do nebezpečných hodnot pro energetická zařízení a udržet části ES v ostrovním provozu
- Nejsou-li předchozí opatření úspěšná, pak zajistit včasné odpojení elektráren do provozu na vlastní spotřebu a tím umožnit rychlou obnovu provozu ES

FP určuje příslušná provozní instrukce ČEPS. Opatření se týkají jak bloků elektráren vyvedených do PS a DS, tak uživatelů. FP je popsán v dokumentu Kodex V. – Bezpečnost provozu a kvalita na úrovni PS [8]

FP vychází z pásma provozu bloků vztažených ke změnám frekvence:

Typ elektrárny Provoz	Uhelné	JE		VE	PVE		Paro- plynové	OZE
		EDU	ETE		turbína	čerpání		
Normální <i>zbez omezení</i>	48.5-50.5	48.5-50.5		48.5-50.5	48.5-50.5	49.5-50.5	48.5-51.5	49-51
Časové omezení	46-48.5 50.5-53	47.5-48.5 50.5-52.5	47.9-48.5 50.5-51.5	46-48.5 50.5-53	46-48.5 50.5-53	49-49.5 50.5-52(53)	48-48.5 51.5-52	47.5-49 51.-51.5
Nepřípustný	f > 53 f < 46	f > 52.5 f < 47.5	f > 51.5 f < 47.9	f > 53 f < 46	f > 53 f < 46	f > 52(53) f < 49	f > 52 f < 48	f > 51.5 f < 47.5
Automatické odpojení od ES	f > 53 f < 47.5	f > 52.5 f < 47.9	f > 51.5 f < 47.9	f > 50.2(51.5) f < 47.5	f > 50.2(51.5) f < 47.5	f > 52(53) f < 49.8-49.2	f > 52 f < 48	f > 51.5 f < 47.5

Obrázek 2:Vymezení frekvence v HZ pro pásma provozu [9]

Při překročení mezí frekvence 49,8 – 50,2 Hz je vyslán signál „snížený nebo zvýšený kmitočet“ a dochází k automatickému přepnutí bloků do otáčkové proporcionalní regulace a dojde k jejich odpojení od centrálního regulátoru. Dále bude odpojen systém automatické sekundární regulace napětí a jalových výkonů ze systému terciární regulace napětí. Vybrané bloky jsou schopny se (na žádost dispečinku ČEPS) zapojit do dálkového řízení v ostrovním provozu, kdy centrální regulátor vysílá na terminál elektrárny korekci zadané hodnoty otáček.

Při poklesu frekvence:

- 49,8 – 49,2 Hz dochází k automatickému, postupnému odpojování jednotek PVE z čerpadlového provozu a najíždění jednotek do generátorového provozu
- 49,0 – 48,1 Hz nastane systémové automatické frekvenční odepínání spotřeby
- 48,0 – 47,5 Hz – postupné odpojování PPE, JE, UE od sítě na provoz na vlastní spotřebu

Při nárůstu frekvence

- 50,0 – 50,2 Hz dochází k odpojení bloků od centrálního regulátoru, přepnutí do otáčkové regulace a odpojení sekundární regulace od automatické regulace napětí
- 50,2 – 51,5 Hz se automaticky odpojují od ES na vlastní spotřebu vybrané bloky VE a PVE v turbínovém režimu. Výběr bloků je stanoven dohodou mezi ČEPS a provozovatelem bloku
- 51,5 – 53,0 Hz – postupné odpojování PVE, PPE, JE a UE na provoz na vlastní spotřebu

Zbývající elektrárenské bloky se vypínají při poklesu frekvence na 46 Hz s případným přechodem na vlastní spotřebu. Vypínání bloků se provádí

se zpožděním, které může maximálně dosáhnout hodnoty jedné sekundy, případně zohledňujícím přechodné děje podle dohody s ČEPS. [9], [10]

3 CÍLE PRÁCE

Hlavním cílem teoretické části bakalářské práce je zpracování dokumentu obsahující technický a legislativní rámec problematiky ostrovního provozu, dále základní rozdělení a rešerši metod detekce ostrovního provozu, zejména pak těch, které využívají inventory. Většina užívaných metod detekce OP byla vytvořena právě díky rozvoji invertorů, které usnadňují obsluhu a ovládání daných částí elektrických sítí.

Jako další cíl je zvoleno porovnání vybraných metod, co se týče efektivnosti a finanční náročnosti na provoz a instalaci.

Praktická část bakalářské práce má za úkol představit simulaci vybraných funkcionalit. Byla vybrána závislost mezi změnou frekvence a změnou topologie sítě, zatížení, výkonů zdrojů a parametrů PI regulátorů. Simulace byly provedeny ve virtuálním prostředí programu PSCAD.

Pro naplnění cílů je v práci využito základních výzkumných metod a to: vědecký popis, indukce, syntéza (využité hlavně v teoretické části práce), experiment (Provedení simulace vybraných metod v praktické části). Kombinace metod v této práci zajistí dosažení expanze (širší záběr studie).

4 METODY DETEKCE OSTROVNÍHO PROVOZU

Metody detekce ostrovního provozu (MDOP) slouží ke včasnému detekování nebo prevenci před ostrovním provozem.

V této kapitole je uveden výpis, rozdělení a popis nejpoužívanějších metod. Podrobněji jsou popsány metody komunikační, protože se v dnešní době klade větší důraz na jejich vývoj a rozvoj. Všechny informace vztažené k této problematice jsou přebrány z odborné literatury, vědeckých článků a jiných zdrojů, které jsou uvedeny v kapitole Literatura.

4.1 Hlavní rozdělení

Dle odborné literatury, vědeckých článků a dokumentů je možné MDOP rozdělit do tří hlavních skupin, a to aktivní, pasivní a komunikační metody.

- **Aktivní**

Aktivní metody pracují na principu vzniku malých změn v napájecí stanici a sledování reakce systému. Naměřené informace jsou využívány k vyhodnocení,

zda systém přešel do OP nebo je v síťovém režimu (napájení z nadřazené sítě). Aktivní metody bývají zavedeny v aplikaci invertoru, který je schopen malých změn (např. v průběhu fáze proudu při napájení sítě). [11]

- **Pasivní:**

Pasivní metody pracují na principu monitorování měnících se parametrů sítě přes daný algoritmus, který je součástí řídicího modulu nebo za ním určeném zařízení. Změny hlavních parametrů sítě jako jsou změny napětí, frekvence, fázové, a i harmonické nebo celkový činitel harmonických zkreslení. V případě, kdy algoritmus zjistí velké nebo náhlé změny v místě spojení s nadřazenou sítí, dojde k odepnutí invertoru. [11]

- **Komunikační**

Základem komunikačních metod je komunikace mezi distribuovanou výrobou a nadřazenou sítí. Tyto metody nebyly v minulosti využívány z důvodů vyšších nároků na obě strany a z vyšších finančních nároků. V současnosti se využívají čím dál víc, je to dáno rozvojem chytrých sítí, díky kterým se tyto metody stávají výhodnými. [11]

4.2 Výpis nejpoužívanějších MDOP

4.2.1 Aktivní

Nejčastěji se aktivní metody vyznačují injektováním malého rušení do nadřazené sítě a z odezvy této sítě vyhodnotí, zda došlo nebo nedošlo ke vzniku OP. V případě připojeného podsystemu s nadřazenou sítí se stabilita sítě vyhodnotí pomocí změny amplitudy, frekvence nebo změnou fáze. Naopak když je podsystem v OP, tak k vyhodnocování dochází pomocí změny napětí, proudu nebo frekvence, kterými je napájena zátěž. [28], [30]

- **Detekce impedance o specifické frekvenci**

Tato metoda záměrně injektuje harmonickou složku proudu o specifické frekvenci v místě připojení prostřednictvím invertoru. Pokud je připojena rozvodná síť a její impedance je menší než impedance zátěže o harmonické frekvenci, tak harmonická složka proudu jde do sítě a není detekováno žádné abnormální napětí. S odpojenou rozvodnou sítí může harmonická proudit do zátěže. Zátěž poté produkuje specifické harmonické napětí, které lze detekovat. [14], [20], [26]

Hlavní nevýhodou je, že amplituda harmonického napětí závisí na zatížení s důsledkem snížení kvality elektrické energie. Navíc více invertorů injektujících stejné harmonické složky mohou způsobit chybnou detekci a následné vypnutí.

- **Měření změny výkonové bilance**

Metoda je založena na měření výkonové bilance. Dle odborného článku, kde tuto metodu popisují [11], se předpokládá, že zátěž spotřebovává konstantní činný a jalový výkon. Když výkon proudí přímo do zátěže, ovlivňuje proud a napětí invertoru v bodě připojení a díky závislosti mezi frekvencí a jalovým výkonem dojde k vyvolání změny ve výkonové bilanci, na základě, které dojde k vyhodnocení.

Při vytvoření ostrova je největší problém nárůst frekvence, která může způsobit vypnutí měniče. Pokud je zapojeno více měničů paralelně, lze očekávat problémy se stabilitou rozvodné sítě.

- **Metoda měření impedance**

Metoda využívá závislosti impedance na třech výstupních parametrech: amplitudě, frekvenci a fázi. Nejčastěji na amplitudě. Vyhodnocují se změny napětí. Když je systém připojen do nadřazené sítě, závisí velikost změny napětí, při změně amplitudy proudu nebo výkonu, na velikosti odporu a výkonu nadřazené sítě. Při překročení povolených hodnot dojde k odpojení od nadřazené sítě. Tato metoda disponuje malým pásmem NDZ. [20], [27]

- **Metoda frekvenčního skoku**

Je modifikací metod založených na měření frekvence a je velice podobná metodě měření impedance. V tomto případě jsou mrtvé zóny vkládány do průběhu výstupního proudu, ale ne do každé periody. Místo toho je frekvence upravována podle předem daného vzoru. Např. mrtvé zóny mohou být vloženy jen do každé třetí periody. V některých případech může být vzor změny frekvence velmi složitý.

Když je připojena distribuční síť, frekvenční skok zobrazí v modifikovaném invertoru proud, u kterého dochází k občasnému zkreslení, ale distribuční síťi dominuje průběh napětí.

V případě odpojené distribuční sítě metoda frekvenčního skoku zabraňuje vzniku OP buď vynucením odchylky frekvence nebo umožněním invertoru detekovat změnu frekvence ve společném uzlu, která se shoduje s navrženým vzorem používaným invertorem.

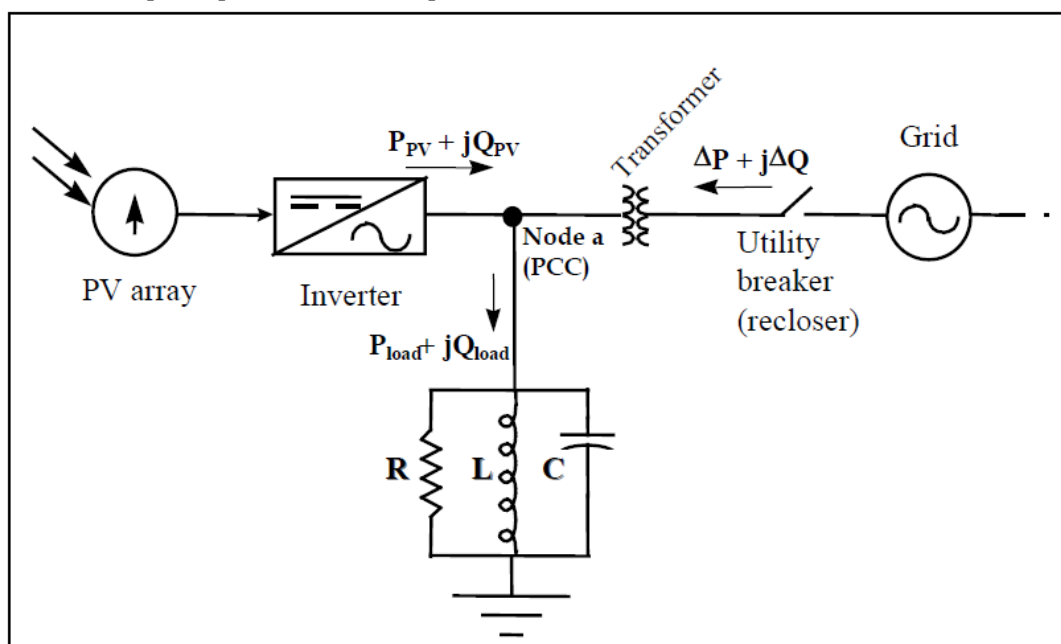
Hlavní nevýhodou této metody je, že při použití více invertorů může dojít k synchronizaci frekvence (nevznikne změna). Pokud se tak nestane, odchylky způsobené několika invertory se mohou vzájemně vyrušit, což může vést k chybné detekci a následnému vypínání. [20], [25]

4.2.2 Pasivní

Pasivní metody jsou založeny na monitorování hlavních parametrů sítě, které vyhodnocují. Většina pasivních metod je založena na detekci abnormálních změn frekvence, napětí, fázového úhlu a také pomocí zkreslení sinusového signálu. Dojde-li k detekci velkých či náhlých změn v místě připojení k distribuční síti, dojde k vybavení ochran a najíždí se na plán pro řešení stavu nouze (viz kapitola 2.3.1). Výhoda pasivních metod spočívá v jednoduchosti, snadné aplikaci a nezasahují do vlastního provozu sítě. Nevýhodou jsou tzv. non detective zone (oblasti sítě, kde nedojde k detekci), které lze z nesouladu jalového a činného výkonu. Vzhledem k vysoké pravděpodobnosti vzniku NDZ jsou tyto metody považovány za nedostatečné při detekování OP a je vhodné je podpořit jinými metodami.

- **Metoda pod/přepětová, pod/nad frekvenční**

Jedna ze základních ochran, která je používána pro detekci. Všechny inventory zapojené do sítě musí mít pod/přepětovou (UVP/OVP) a pod/nad frekvenční (UFP/OFP) ochranu. Tyto ochrany jsou nezbytné. Když se frekvence nebo napětí dostane mimo povolené hodnoty (limity napětí pro detekci ostrovního provozu jsou 0.9-1.1 pu (per-unit) a u frekvence 49 Hz - 51 Hz), pak je potřeba, aby inventory nedodávaly energii do sítě a byly odpojeny. Metody jsou obvykle implementovány softwarově, tedy nutně nepotřebují fyzický odpínač. Chrání spotřebitele před poruchami na spotřebičích.



Obrázek 3: obecné schéma fotovoltaického systému ukazující toky výkonů [21]

Společný uzel je označen jako bod "a" (node a). Když je vypínač (utility breaker) sepnut a nadřazená síť je připojena, činný a jalový výkon ($P_{PV} + Q_{PV}$) jde z invertoru do společného uzlu "a" a výkon ($P_{load} + Q_{load}$) jde z uzlu "a" do zátěže. Z toho vychází výkonové rovnice:

$$\Delta Q = Q_{Load} - Q_{PV}$$

$$\Delta P = P_{Load} - P_{PV}$$

ΔP a ΔQ představují výkony jdoucí do společného uzlu "a" z nadřazené sítě. Pokud invertor pracuje se stejným účinníkem (tj. výstupní proud invertoru je ve fázi s napětím v uzlu "a"), pak platí $Q_{PV} = 0$ a $\Delta Q = Q_{Load}$.

Chování systému při odpojení od sítě bude záležet na velikosti ΔP a ΔQ v momentě před odpojením a vzniknutím OP. Když je ΔP různá od nuly, amplituda napětí v uzlu "a" se změní a tuto změnu může detekovat UVP/OVP, odepnout fotovoltaiku a tím zamezit vzniku OP. V dalším případě, kdy je ΔQ nenulová, dochází k fázovému posunu napětí na zátěži, ovladače invertoru způsobí, že se změní frekvence výstupního proudu a napětí na invertoru a mění se, dokud nebude velikost ΔQ rovna nule. Tuto změnu detekuje UFP/OFP.

Tato metoda tedy detekuje dva případy, při kterých za správné funkčnosti metody nedojde ke vzniku OP: Činný výkon na zátěži a PV systému se neshodují a změnu frekvence.

Vzhledem k množství ruchů a kolísání napětí je nutné, aby ochranný systém správně zareagoval, je třeba rušivé vlivy potlačit nebo systém doplnit další ochranou. Další nevýhodou je relativně velký výskyt NDZ (zkratka za anglického non detection zone, což v překladu znamená zóny bez detekce). Doba reakce, kterou tyto metody potřebují pro zareagování je nepředvídatelná.

Navzdory nevýhodám jsou tyto metody hodně využívány, zejména pro svou jednoduchost, nenáročnost a nízké náklady na instalaci a provoz. [11], [21], [29]

- **Metoda stanovení harmonických**

Tato metoda využívá pro detekci OP monitorování tvaru harmonických napětí a při překročení nastavené hodnoty dochází k vypnutí invertoru pomocí řídicího modulu invertoru. Při vzniku OP tečou vyšší harmonické proudy do zátěže přes mnohem vyšší impedanci, než má nadřazená síť. Proudů harmonických budou generovat vyšší harmonické i v bodě síťového napájení, díky čemuž lze vyhodnotit, že invertor napájí ostrovní režim. Je možné vyhodnocovat všechny harmonické kmity napětí pomocí celkového harmonického zkreslení nebo vyhodnocovat pouze hlavní harmonické: třetí, pátá, sedmá. [11], [12]

- **Metoda monitorování fáze**

Základním principem je sledování fázového úhlu mezi výstupním napětím invertoru a jeho proudem. Napětí nadřazené soustavy je obvykle synchronizované s výstupním proudem invertoru. Při disbilanci výkonu a vypnutí zdroje od nadřazené soustavy dochází u napětí invertoru k fázovému posunu (skoková změna fáze napětí, liší se od skokových změn fáze při zkratu).

Ochrany, které mají za úkol měření změny fáze, vyhodnocují dobu trvání půlperrody signálu napětí. Při vzniku a přechodu do OP je doba trvání periody kratší vzhledem k předchozí, což je důsledek výkonové disbilance. Pokud dojde k překročení hodnoty nastaveného fázového úhlu v ochraně, dojde k jejímu působení. [12]

- **Metoda měřící velikost změny fázového úhlu**

Pro tuto metodu je třeba naměřit hodnoty napětí a proudu sítě za podmínek ostrovního a normálního provozu. Je vytvořen algoritmus pro porovnávání fázového úhlu pomocí synchronní transformace. Z informace o změně fázovém úhlu napětí a proudu daného signálu je pomocí této metody vyhodnocen OP. [11]

- **Měření velikosti změny frekvence (ROCOF)**

Jedna z nejpoužívanějších metod pro detekci. Stává se neefektivní pokud dochází jen k malým nebo zanedbatelným změnám činného výkonu.

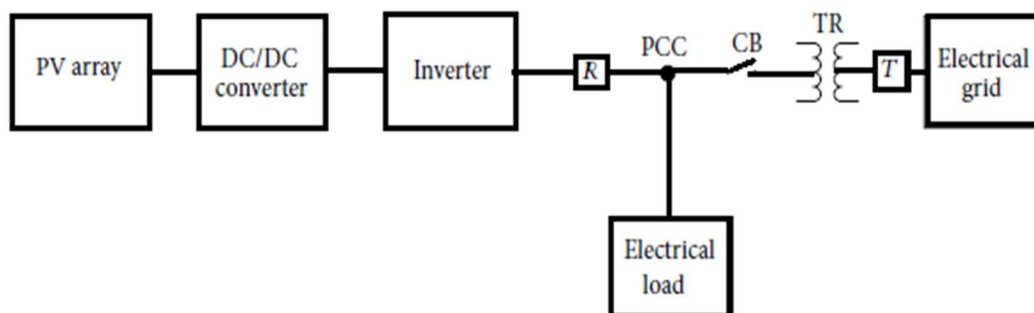
Měří stabilitu frekvence (např. vyhodnocuje zrychlení otáček generátoru, které je způsobeno náhlou změnou v jeho zatížení, což se předpokládá v momentě, kdy dochází k odpojení od soustavy). Změna frekvence je závislá na čase a potřebuje určitý počet period napětí pro vyhodnocení, porovnání frekvencí s referenční hodnotou a s přednastaveným limitem pro odpojení. Případně je možné nastavit časové zpoždění před tím, než ochrana vyšle signál pro odpojení.

Pro správnou funkci je nutné nastavit několik parametrů, pomocí kterých je dosaženo vhodné reakce ochrany, jejichž hodnoty se liší vždy pro konkrétní konfiguraci systému. Tím je dosaženo správné meze citlivosti a stability chování ochrany. [15]

4.2.3 Komunikační

Komunikační metody mají lepší funkční parametry v porovnání s pasivními nebo aktivními metodami, protože jsou zde všechny vypínače monitorovány dispečinkem. Instalování senzorů a telekomunikačních zařízení do systému činí tyto metody finančně a technicky náročnějšími. Proto jsou komunikační metody

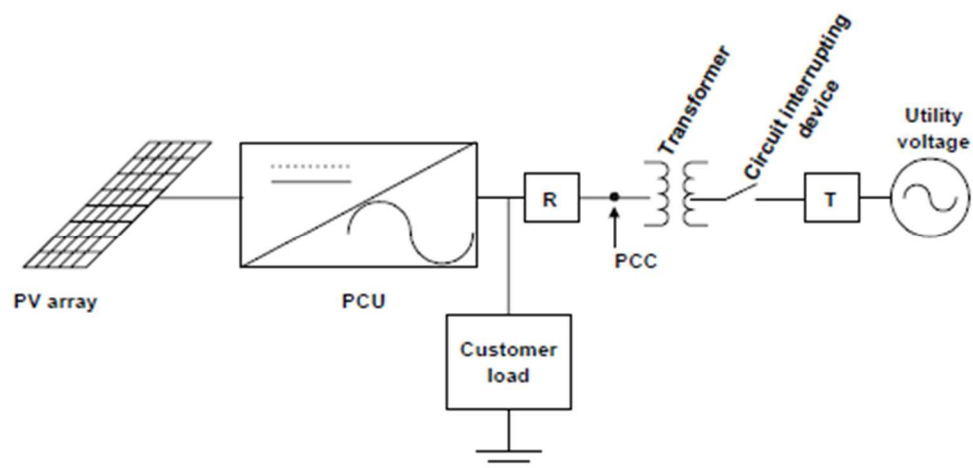
využívány hlavně ve vysokonapěťových systémech mající kritické zátěže, kde se nemění kvalita napájení a systém je stabilní. Je výhodné do těchto metod investovat a věnovat se jejich dalšímu vývoji, právě pro jejich možnost zlepšování elektrických parametrů sítě. [17]



Obrázek 4: Obecné schéma komunikačních metod [17]

- **Použití vodiče (proudového vedení) pro přenos komunikace**

Dle technických dokumentů a článků je možné tvrdit, že tato metoda nabízí řešení mnoha problémů spojených s detekcí OP pomocí invertoru. PLCC (zkratka z anglického názvu této metody Power line carrier communications) systém vyše nízkoenergetický komunikační signál po proudovodné dráze. Protože je proudovodná dráha použita jako komunikační kanál, je možné k detekci jejího přerušení využít signál generovaný PLCC. Po vyslání signálu po proudovodné dráze by mělo dojít k jeho detekci na straně spotřeby, pokud k tomu nedojde, je indikováno přerušení proudovodné dráhy a inverter provede příslušnou operaci dle nastavení pro řešení problému dané situace. [17], [18], [19]



Obrázek 5: Systém využívající PLCC signál včetně vysílače a přijímače [20]

Signál je vyslán pomocí vysílače (T = transmitter) a přijímán pomocí přijímače (R = receiver), který je na straně spotřeby. Přijímač může být vybaven PCU (zkratka z anglického názvu Performance control unit, což v překladu do českého jazyka znamená výkonová řídicí jednotka) nebo může být samostatný a s PCU komunikovat vzdáleně nebo může obsahovat vlastní odpojovač a s PCU nemít žádné spojení.

V případě, kdy nedojde k přenosu signálu a je indikováno přerušení proudovodné dráhy, přijímač úkoluje inverter k provedení operací. Za určitých podmínek může přijímač sám odpojit zátěž od PCC a nevyužít PV inverter.

Metody detekce ostrovního provozu založené na PLCC také podporují použití PV invertoru jako záložního zdroje. Což je umožněno tím, že přijímač může odpojit zátěž (spotřebitele) od sítě samostatným signálem, aniž by muselo dojít k vypnutí invertoru. Tato možnost zlepšuje napětí, proud a ostatní elektrické vlastnosti sítě ve prospěch spotřebitele. [20], [23]

K detekci OP je možné použít již existujícího PLCC signálu, aniž by došlo k jeho ovlivnění či dekódování přenášené informace. PLCC metody jsou využívány v částečném odpojování vedoucí k udržení bilance výroba = spotřeba. Používají se v oblastech vysoké zátěže a industrializace. [23]

- **Signál vygenerovaný odpojením**

Podobně jako předchozí metoda, je i tato založena na komunikaci mezi invertory a dispečinkem nadřazené sítě pro detekci ostrovního provozu. Na rozdíl od předešlé metody, kde byl využíván signál vysílaný po proudovodné dráze se v této metodě používá dálkově ovládaný venkovní vypínač vybaven malým vysílačem, který posílá signál distribuovanému zdroji (např. fotovoltaický systém nebo jiné menší síťové zdroje). Když je vypínač otevřen může být tento signál vysílán pomocí bezdrátové komunikace nebo telefonního spojení. Je výhodnější vysílat signál kontinuálně. V momentě kdy dojde k rozepnutí vypínače se přestane

daný signál vysílat a dispečink se tak dozví, že došlo k rozpojení a zareaguje na danou situaci. Tento způsob minimalizuje vliv poruchy vysílače, přijímače nebo komunikační dráhy. [21]

Výhodou metody generování signálu odpojením je možnost vylepšení kontroly distribuovaného zdroje (fotovoltaika) pomocí nadřazené sítě. To vede ke zlepšení koordinace mezi distribuovanými zdroji a dispečinkem nadřazené sítě. V případě startu ze tmy po velkém výpadku je to obzvláště výhodné, protože inventory mohou být využity jako pomoc při znovu najetí menších oblastí (malé obce, části obcí, chatové oblasti atd.) a zlepšují elektrické parametry při znovu připojení do nadřazené sítě.

Jak již bylo nastíněno výše, tato metoda vyžaduje vybavení zdrojů telefonními linkami pro komunikaci, čemuž je možné se vyhnout použitím bezdrátové komunikace, která potřebuje licenci a volné frekvenční pásmo pro využívání bezdrátové komunikace. V případě bezdrátové komunikace je nutné zaručit přenos signálu, což vyžaduje použití zesilovačů a opakováčů. [21]

- **SCADA – dispečerské řízení a sběr da**

Obvykle se pojem SCADA používá pro software, který z centrálního pracoviště monitoruje průmyslová a jiná technická zařízení a procesy a umožňuje jejich ovládání. Zahrnutí inverterů do SCADA systému je vhodné pro detekci ostrovního provozu. Systémy kontroly nadřazené sítě již využívají rozšířenou komunikační a vyhodnocovací síť pro kontrolu vlastních systémů. To jim umožňuje rychle zareagovat na nepředvídatelné situace (poruchy). SCADA systémy pokrývají velkou část sítě, od vysokonapěťové úrovně až po nízkonapěťovou distribuční soustavu včetně komponent. Využití SCADA systémů znamená pokrok a možnost dalšího vývoje v prevenci OP. Jestliže je systém vybaven potřebnými zařízeními a všechny komunikační linky jsou dostupné, tato metoda eliminuje OP a poskytuje výhody částečné nebo úplné kontroly distribuované výroby dispečinkem nadřazené sítě.

Když je využit inverter, je nutné mít nainstalované napěťové senzory v lokálních oblastech dané sítě. Pokud tyto senzory detekují napětí v čase, kdy je odpojen zdroj od sítě, tak je spuštěn alarm a následně vykonáno bezpečnostní opatření.

V případě, kdy je využito více inverterů, náklady na pořízení a údržbu jsou vyšší, protože je třeba všechny vybavit zařízeními a linkami určených pro komunikaci. Další problém je, že tato metoda vyžaduje velkou pozornost, angažovanost dispečinku v instalaci inverteru a povolování procesů. Může způsobovat problémy pro menší systémy a může znehodnotit parametry nadřazené sítě. Navíc je důležité, že SCADA systémy často nezasahují do rozvodných sítí. [22], [24]

5 POPIS SIMULACE VYBRANÝCH FUNKCIONALIT

V této kapitole jsou představeny výsledky simulací vybraných zákonitostí využívaných pro detekci ostrovního provozu. Simulace byly zrealizovány ve virtuálním prostředí programu PSCAD. Vybranými funkcionalitami rozumíme závislost změny frekvence na změně:

- Topologie sítě
- Zatížení vedení
- Výkonů zdrojů dodávajících energii do vedení
- Parametry regulátorů zdrojů

Pro upřesnění: simulace byly provedeny na modelu části distribuční soustavy, uzlové oblasti 110kV. Odběrová místa se nachází na hladině nízkého napětí (vesnice, malá města, chatářské oblasti, průmyslové objekty atd.).

Jako zdroje distribuované výroby byly zvoleny dva napěťové zdroje, kdy velikost dodávaného výkonu byla regulována pomocí jednoduché zpětné vazby z měření činného a jalového výkonu. Odchylka požadovaného jalového a činného výkonu od skutečné, naměřené hodnoty, byla vstupy regulátorů. Výstupní veličiny PI regulátorů jsou vstupy pro model napěťového zdroje (znázorněno níže v Obrázek 6: Schéma modelu napěťového zdroje s PI regulátory). Bylo využito vazby mezi činným výkonem a velikostí napětí modelu zdroje, resp. mezi jalovým výkonem a fázovým posunem napětí.

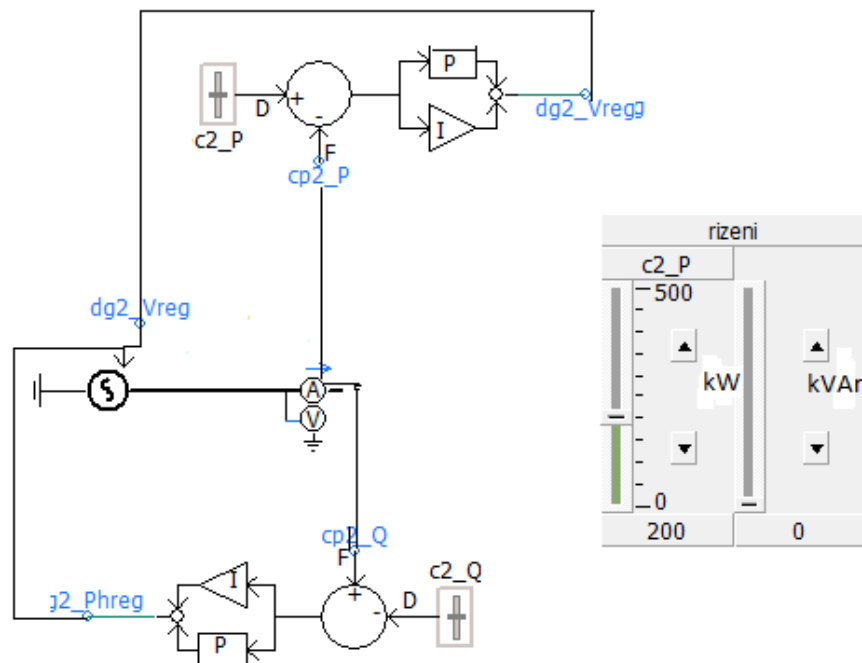
Měření bylo provedeno na šesti konfiguracích modelu sítě, kdy se každá konfigurace lišila v nastavení jednotlivých prvků využitých v modelu sítě (viz kap. 5.1) a ve využití vybraných změn na modelu sítě. A byly vždy zaznamenávány hodnoty frekvencí zdrojů po ustálení stavu po přechodu do dalšího stavu modelu vedení. A hodnoty výkonů dodávané z nadřazené sítě 110kV před přechodem modelu vedení do jiného stavu.

Na základě porovnání teoretických znalostí (získaných z odborného textu) a naměřených hodnot ze simulace na modelu sítě se dospělo k závěru, že je potřeba změnit meze frekvence pro detekování OP a vybavení ochran. Dle popisu metody ROCOF (kde je řečeno: Pro správnou funkci je nutné nastavit několik parametrů, pomocí kterých je dosaženo vhodné reakce ochrany, jejichž hodnoty se liší vždy pro konkrétní konfiguraci systému. Tím je dosaženo správné meze citlivosti a stability chování ochrany.) bylo rozhodnuto o stanovení nových mezích frekvence, a to na hodnoty:

$$f_{\min}=49,6 \text{ Hz}$$

$$f_{\max}=50,4 \text{ Hz}$$

Stanovení nových hodnot bylo nutné pro dodržení zákonitostí pro změny topologie sítě, pro správnost detekce OP a pro správnost vyhodnocení a vybavení ochran.



Obrázek 6: Schéma modelu napěťového zdroje s PI regulátory

Měření změny frekvence v závislosti na změně topologie sítě

Pro toto měření je důležitá Tabulka 13. Tato tabulka udává vztah mezi stavem modelu vedení a polohou odpínače. Spínání a odpínání odpínačů charakterizuje změnu topologie sítě.

- S1 až S11 rozumíme stav 1 až stav 11
- Z: odpínač je v sepnuté poloze
- O: odpínač je v rozepnuté poloze

Byly zvoleny různé kombinace stavů, při kterých použité zdroje dodávají nebo naopak nedodávají elektrickou energii do OP. Tyto změny topologie se využívaly pro všechna další měření. Nakonec bylo provedeno vyhodnocení.

Měření změny frekvence v závislosti na změně zatížení vedení

Bylo provedeno měření pro tři změny zatížení vedení viz Tabulka 4, Tabulka 5, Tabulka 6. Naměřené hodnoty jsou uvedeny v Tabulka 14, Tabulka 15, Tabulka 16. Následně bylo provedeno vyhodnocení.

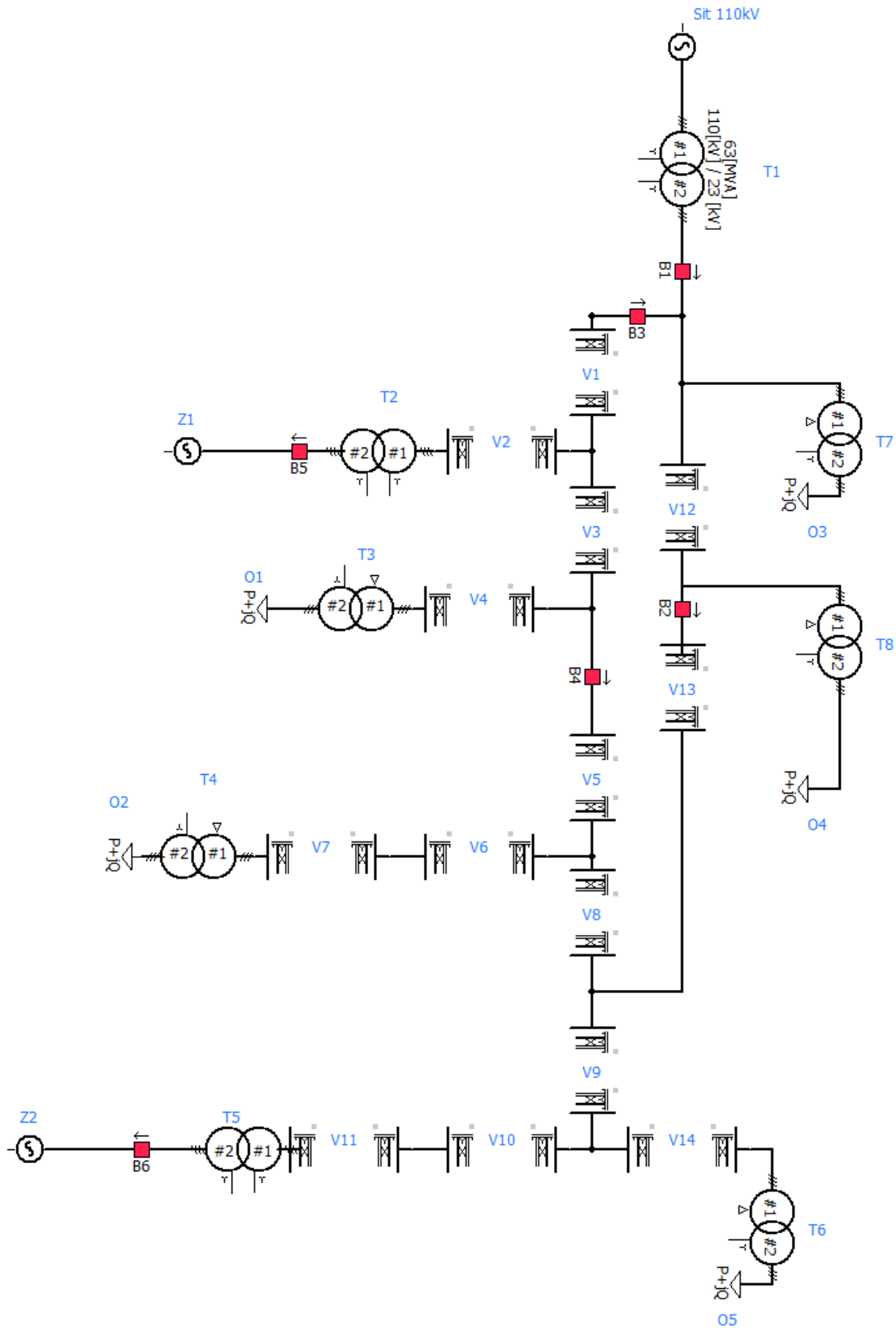
Měření změny frekvence v závislosti na změně výkonů zdrojů dodávajících elektrickou energii do modelu vedení

Pro toto měření byly využity dvě sady parametrů výkonů zdrojů viz Tabulka 7, Tabulka 8. Naměřené hodnoty byly zaznamenány do Tabulka 17, Tabulka 19. Následně bylo provedeno vyhodnocení.

Měření změny frekvence v závislosti na změně hodnot PI regulátorů

K tomuto měření byly použity tři sady parametrů PI regulátorů viz Tabulka 10, Tabulka 11, Tabulka 12. Naměřené hodnoty byly zaznamenány do Tabulka 18 a Tabulka 19. Následně bylo provedeno vyhodnocení.

5.1 Popis modelu vytvořeného pro simulaci



Obrázek 7: Zjednodušené schéma modelu rozvodu elektrické energie vytvořeného v programu PSCAD

Výpis použitých prvků, jejich parametrů a použitých zkratk pro jejich označení:

Transformátory:

Označení T1 až T7

Parametry:

Tabulka 1: Nastavené parametry transformátorů pro všechna konfigurační nastavení

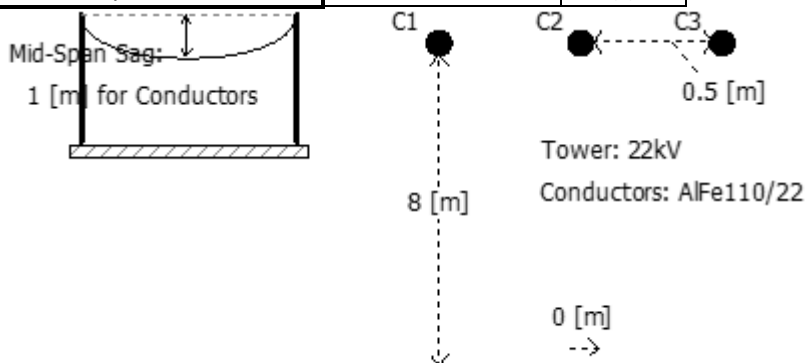
Transformátory	S (MVA)	U1 (kV)	U2 (kV)	Zapojení vinutí
T1	65	110	23	Y/Y
T2,3,5,6,8	0,63	23	0,4	D/Y
T4,7	0,63	23	0,4	Y/Y

Vedení:

Označení: V1 až V14

Tabulka 2: Nastavené parametry pro všechna vedení

Typ Vedení	AlFe110/22	
Rozestup vodičů	0,5	(m)
Konduktance	1.5E-10	(S/m)
Výška	8,0	(m)
Vnější poloměr	7,5	(mm)
Rezistance	0.244787	(Ω/km)
Maximální průhyb	1,0	(m)
Relativní permeabilita	1,0	(-)



Obrázek 8: Uspořádání vodičů

Tabulka 3: Nastavené hodnoty délek vedení pro všechna konfigurační nastavení K1 až K6

Vedení	V1	V2	V3,4,5,9	V6	V7	V8	V10	V11,12,13	V14
l (km)	4,0	3,0	0,5	1,0	6,0	2,0	5,0	15,0	8,0

Odběry:

Označení: O1 až O5

Tabulka 4: Nastavené parametry odběrů pro konfiguraci K1, K4, K5, K6

Odběry	P (kW)	Q (kVAr)	f (Hz)	U (kV)
O1,2,3,4,5	60	20	50	400

Tabulka 5 Nastavené parametry odběrů pro konfiguraci K2

Odběry	P (kW)	Q (kVAr)	f (Hz)	U (kV)
O1,2,3,4,5	180	60	50	400

Tabulka 6 Nastavené parametry odběrů pro konfiguraci K3

Odběry	P (kW)	Q (kVAr)	f (Hz)	U (kV)
O1,2,3,4,5	20	10	50	400

Zdroje:

Označení: Z1, Z2,

Tabulka 7: Nastavené parametry zdrojů pro konfiguraci K1, K2, K3, K6

Zdroje	Un (kV)	S (MVA)
Z1	0,4	200+j*0
Z2	0,4	100+j*20

Tabulka 8: Nastavené parametry zdrojů pro konfiguraci K4, K5

Zdroje	Un (kV)	S (MVA)
Z1	0,4	100+j*20
Z2	0,4	50+j*10

Síť 110kV

Tabulka 9: Nastavené parametry napájecí sítě 110Kv pro konfiguraci K1 až K6

Zdroje	Un (kV)	S (MVA)	Z (Ω)
Síť	110	300	0,4+j*4

PI regulátory:

Tabulka 10: Nastavené parametry PI regulátorů pro konfiguraci K1 až K4

P		Q	
Pg	Ti	Pg	Ti
1,000	0,100	1,000	0,110

Tabulka 11: Nastavené parametry PI regulátorů pro konfiguraci K5

P		Q	
Pg	Ti	Pg	Ti
0,500	0,050	0,500	0,055

Tabulka 12: Nastavené parametry PI regulátorů pro konfiguraci K6

P		Q	
Pg	Ti	Pg	Ti
1,300	0,300	1,300	0,330

Odpínače:

Označení ve schématu: B1 až B6

Tabulka 13: Přehled poloh odpínačů v různých stavech modelu vedení

stav	B1	B2	B3	B4	B5	B6	pozn.
1	Z	Z	Z	Z	Z	Z	
2	Z	O	Z	Z	Z	Z	
3	Z	Z	O	Z	Z	Z	
4	Z	Z	Z	O	Z	Z	
5	O	Z	Z	Z	Z	Z	OP pro Z1, Z2
6	Z	O	O	Z	Z	Z	OP pro Z1, Z2
7	Z	O	Z	O	Z	Z	OP pro Z2
8	Z	Z	O	O	Z	Z	OP pro Z1
9	O	O	Z	Z	Z	Z	OP pro Z1, Z2
10	O	Z	O	Z	Z	Z	OP pro Z1, Z2
11	O	Z	Z	O	Z	Z	OP pro Z1, Z2

5.2 Výsledky simulací

5.2.1 Výsledky měření pro konfiguraci 1

Konfigurací K1 rozumíme změny frekvence při změně topologie sítě (přepínání odpínačů beze změny zatížení, výkonů zdrojů a hodnot PI regulátorů.

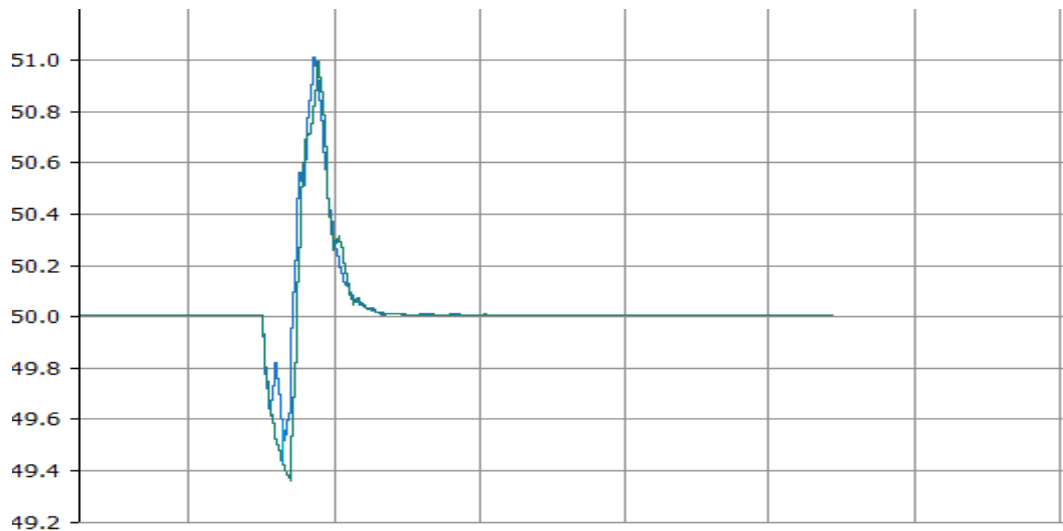
Přepínání odpínačů je znázorněno v Tabulka 13: Přehled poloh odpínačů v různých stavech modelu vedení.

S1 až S11 rozumíme stav 1 až stav11.

Z rozumíme, že odpínač je v sepnuté poloze

O rozumíme, že odpínač je v rozepnuté poloze

Teoretické předpoklady: v momentě odepnutí odpínače by mělo dojít ke změně frekvence. Podle velikosti změny frekvence dojde k vyhodnocení, zda se jedná o vznik OP či nikoliv a zda by ochrana bezpečně odpojila zdroj od sítě.



Obrázek 9: Demonstrace Průběhu frekvence při přechodu sítě do jiného stavu, konkrétně pro 4. řádek Tabulka 14

Tabulka 14: Naměřené hodnoty frekvencí zdrojů a výkonů ze sítě 110kV při konfiguraci K1

K1	f Z1 (Hz)	f Z2 (Hz)	P110	Q110
S1->S2	50,000	50,000	800,300	142,900
S1->S3	49,964	49,968	800,200	142,900
S1->S4	50,014	49,961	800,300	142,900
S1->S5	49,434	49,359	800,300	142,900
S1->S6	49,664	49,597	800,300	142,900
S1->S7	49,992	49,390	800,300	142,900
S1->S8	50,492	49,969	800,300	142,900
S2->S6	49,781	49,712	797,000	175,000
S2->S7	50,024	49,359	797,000	175,000
S3->S6	49,653	49,631	797,300	181,800
S3->S8	50,539	49,995	797,300	181,800
S4->S7	49,992	49,393	799,000	190,000
S4->S8	50,487	49,999	799,000	190,000
S2->S9	49,503	49,381	797,000	175,000
S3->S10	49,546	49,396	797,300	181,800
S4->S11	49,531	49,404	799,000	190,000

Zhodnocení výsledků pro měření na modelu sítě za konfigurace K1:

Dle Obrázek 9 , který byl vytvořen pro demonstraci změn frekvence na různých nastaveních modelu sítě, je patrné, že opravdu dojde ke změně velikosti frekvence. Na základě velikosti této změny byl vyhodnocen OP pro dané zdroje (v tabulkách vyznačen tučnými znaky) a také byla vyhodnocena správnost zareagování ochrany při daném nastavení frekvenčních mezí (zeleně zbarvená pole značí správnost reakce, červeně vyznačená pole značí naopak chybnou reakci), tzn. zda by ochrana odpojila zdroj od modelu sítě či nikoliv.

Ve většině případů by došlo ke správnosti detekce a k odpojení zdrojů od modelu sítě. V případech chybné detekce by musela být síť vybavena dalšími ochranami pro detekci OP, které by zamezily vzniku chyb a tím zajistily bezpečnost provozu sítě.

5.2.2 Výsledky měření pro konfiguraci 2

Konfigurací K2 rozumíme závislost změny frekvence na změně topologie sítě a zatížení (dle Tabulka 5 Nastavené parametry odběrů pro konfiguraci K2).

Teoretické předpoklady: bylo očekáváno, že se zvyšujícím se zatížením dojde k větší změně frekvence při přechodu dané části sítě do OP. Pro tuto konfiguraci bylo zatížení zvýšeno na trojnásobnou hodnotu oproti K1. Očekávalo se, že v určitých přechodech do jiného stavu sítě bude změna frekvence větší.

Tabulka 15: Naměřené hodnoty frekvencí zdrojů a výkonů ze sítě 110kV při konfiguraci K2

K2	f Z1 (Hz)	f Z2 (Hz)	P110	Q110
S1->S2	49,999	49,997	2550,000	900,500
S1->S3	49,890	49,874	2550,000	900,500
S1->S4	50,037	49,912	2550,000	900,500
S1->S5	49,496	49,419	2550,000	900,500
S1->S6	49,632	49,457	2550,000	900,500
S1->S7	50,077	49,418	2550,000	900,500
S1->S8	49,787	49,925	2550,000	900,500
S2->S6	49,595	49,450	2549,000	909,000
S2->S7	49,956	49,422	2549,000	909,000
S3->S6	49,698	49,537	2495,000	905,000
S3->S8	49,742	49,961	2495,000	905,000
S4->S7	50,020	49,498	2497,000	947,900
S4->S8	49,752	49,996	2497,000	947,900
S2->S9	49,516	49,423	2549,000	909,000
S3->S10	49,595	49,514	2495,000	905,000
S4->S11	49,515	49,496	2497,000	947,900

Zhodnocení výsledků pro měření na modelu sítě za konfigurace K2:

Z naměřených hodnot je patrné, že teoretické předpoklady ve většině případů nenabývaly platnosti. Po porovnání naměřených hodnot z K1 a K2 se došlo k závěru, že po zvýšení zatížení a následnému odpojování odpínačů se změna frekvence nepatrně snížila.

5.2.3 Výsledky měření pro konfiguraci 3

Konfigurací K3 rozumíme závislost změny frekvence na změně topologie sítě a zatížení (dle Tabulka 6).

Teoretické předpoklady: snížením zatížení bylo očekáváno, že dojde ke snížení změny frekvence.

Tabulka 16: Naměřené hodnoty frekvencí zdrojů a výkonů ze sítě 110kV při konfiguraci K3

K3	f Z1 (Hz)	f Z2 (Hz)	P110	Q110
S1->S2	50,001	50,002	184,500	6,500
S1->S3	50,001	50,001	184,500	6,500
S1->S4	49,996	49,984	184,500	6,500
S1->S5	49,598	49,553	184,500	6,500
S1->S6	49,342	49,370	184,500	6,500
S1->S7	50,007	49,362	184,500	6,500
S1->S8	50,493	49,982	178,700	6,500
S2->S6	49,358	49,384	177,000	6,000
S2->S7	49,997	49,362	177,000	6,000
S3->S6	49,329	49,351	180,100	7,900
S3->S8	50,493	49,997	180,100	7,900
S4->S7	49,999	49,372	181,200	7,500
S4->S8	50,492	49,995	181,200	7,500
S2->S9	49,558	49,524	177,000	6,000
S3->S10	49,602	49,560	180,100	7,900
S4->S11	49,607	49,558	181,200	7,500

Zhodnocení výsledků pro měření na modelu sítě za konfigurace K3:

Tato konfigurace se projevila jako spolehlivá pro správné vyhodnocení OP a vybavení ochran. Po srovnání K1 a K3 se ukázalo, že se změna frekvence při sníženém zatížení nepatrně zvýší.

5.2.4 Výsledky měření pro konfiguraci 4

Konfigurací K4 rozumíme závislost změny frekvence na změně topologie sítě a výkonů zdrojů dodávajících elektrickou energii do sítě oproti K1

Tabulka 17: Naměřené hodnoty frekvencí zdrojů a výkonů ze sítě 110kV při konfiguraci K4

K4	f Z1 (Hz)	f Z2 (Hz)	P110	Q110
S1->S2	50,000	49,999	947,400	163,700
S1->S3	49,942	49,952	947,400	163,700
S1->S4	50,013	49,956	947,400	163,700
S1->S5	49,360	49,396	947,400	163,700
S1->S6	49,407	49,422	947,400	163,700
S1->S7	50,004	49,397	947,400	163,700
S1->S8	49,703	49,959	947,400	163,700
S2->S6	49,452	49,398	957,600	168,800
S2->S7	50,006	49,397	957,600	168,800
S3->S6	49,443	49,441	953,400	164,400
S3->S8	49,753	49,995	953,400	164,400
S4->S7	49,993	49,432	944,000	167,000
S4->S8	49,755	49,999	944,000	167,000
S2->S9	49,369	49,397	957,600	168,800
S3->S10	49,414	49,539	953,400	164,400
S4->S11	49,354	49,431	944,000	167,000

Zhodnocení výsledků pro měření na modelu sítě za konfigurace

V této konfiguraci byly výkony zdrojů sníženy. Byly vyhodnoceny provoz do OP a vybavení ochran.

5.2.5 Výsledky měření pro konfiguraci 5

Konfigurací K5 rozumíme Závislost změny frekvence na změně topologie sítě a parametrů regulátorů oproti K4.

Tabulka 18: Naměřené hodnoty frekvencí zdrojů a výkonů ze sítě 110kV při konfiguraci K5

K5	f Z1 (Hz)	f Z2 (Hz)	P110	Q110
S1->S2	49,999	49,999	946,500	172,200
S1->S3	49,944	49,956	946,500	172,200
S1->S4	50,006	49,965	946,500	172,200
S1->S5	49,360	49,397	946,500	172,200
S1->S6	49,396	49,430	946,500	172,200
S1->S7	49,995	49,396	946,500	172,200
S1->S8	49,688	49,967	946,500	172,200
S2->S6	49,417	49,398	945,500	169,900
S2->S7	49,996	49,397	945,500	169,900
S3->S6	49,464	49,436	959,400	169,800
S3->S8	49,746	49,996	959,400	169,800
S4->S7	49,997	49,432	949,800	159,500
S4->S8	49,736	49,999	949,800	159,500
S2->S9	49,360	49,398	945,500	169,900
S3->S10	49,413	49,438	959,400	169,800
S4->S11	49,354	49,431	949,800	159,500

Zhodnocení výsledků pro měření na modelu sítě za konfigurace:

Byly sníženy parametry regulátorů na polovinu oproti K4. Při porovnání výsledků z K5 a K4 bylo zjištěno, že by došlo k chybnému vybavení ochran ve stejných přechodových stavech, a to vždy při přechodu sítě do S8. Z čehož je usuzováno, že konkrétní provedená změna parametrů regulátorů nemá velký vliv na změnu frekvence sítě.

5.2.6 Výsledky měření pro konfiguraci 6

Konfigurací K6 rozumíme Závislost změny frekvence na změně topologie sítě a parametrů regulátorů oproti K1.

Tabulka 19: Naměřené hodnoty frekvencí zdrojů a výkonů ze sítě 110kV při konfiguraci

K6	f Z1 (Hz)	f Z2 (Hz)	P110	Q110
S1->S2	50,000	50,000	806,500	170,400
S1->S3	49,946	49,964	806,500	170,400
S1->S4	50,020	49,953	806,500	170,400
S1->S5	49,535	49,368	806,500	170,400
S1->S6	49,757	49,708	806,500	170,400
S1->S7	49,989	49,392	806,500	170,400
S1->S8	50,501	49,953	806,500	170,400
S2->S6	49,776	49,722	799,000	178,300
S2->S7	50,026	49,396	799,000	178,300
S3->S6	49,832	49,725	793,400	179,500
S3->S8	50,436	49,996	793,400	179,500
S4->S7	49,993	49,362	796,400	179,100
S4->S8	50,501	49,998	796,400	179,100
S2->S9	49,621	49,396	799,000	178,300
S3->S10	49,641	49,423	793,400	179,500
S4->S11	49,552	49,501	796,400	179,100

Zhodnocení výsledků pro měření na modelu sítě za konfigurace:

Byly zvýšeny parametry regulátorů oproti K1. Po porovnání K6 a K1 se ukázalo, že navýšením parametrů dochází k chybné detekci OP a vybavení ochran při rozdílných přechodových stavech. V k1 došlo k pěti případům chybné detekce, kdežto v K6 došlo k šesti.

6 ZÁVĚR

V první teoretické části bakalářské práce je definován ostrovní provoz z legislativního hlediska a z hlediska technického řešení. Také jsou zde uvedeny požadavky na schopnosti elektrárenského bloku pro přechod do OP, provozu v OP a požadavky na schopnosti bloku pro opětovné připojení ostrova k nadřazené síti.

Dále je vypracováno rozdělení OP s důrazem na neřízený ostrovní provoz, jeho prevenci a detekci. Pro prevenci a detekci OP se využívají různé metody založené na různých principech. Je také uveden a definován stav nouze (nechtěné odpojení části sítě od nadřazené, blackout, nesprávnost funkce soustavy). Dle legislativního nastavení v ČR je popsáno samotné řešení stavu nouze, které zahrnuje interpretaci vypínacího a frekvenčního plánu. Tyto plány obsahují podmínky pro povolené meze parametrů sítě za daných situací a popis postupu obsluhy elektrické soustavy při vzniku stavu nouze.

V následující části práce jsou popsány cíle, kterých bylo sepsáním tohoto dokumentu dosaženo. Dílčí cíle byly stanoveny se zaměřením na získání nových znalostí o již zaběhnutém systému pro OP a přiblížení této problematiky běžným občanům.

V další části je uvedena rešerše metod pro detekci OP. Informace byly čerpány z odborných článků, učebních textů, akademických prací a dalších. Metody se dají rozdělit na tři základní skupiny a to: aktivní, pasivní a komunikační. V minulosti byly využívány hlavně pasivní, aktivní metody a jejich kombinace. Byly levnější a technicky nenáročné, ale jejich spolehlivost nebyla dostačující. S postupem techniky a začínajícím využíváním chytrých sítí se dostaly do popředí komunikační metody, na které se v dnešní době klade největší důraz. Jsou založené na komunikaci sítě s dispečinkem pomocí různých komunikačních drah. Díky tomu jsou snadněji ovladatelné, spolehlivé (oproti pasivním a aktivním) a mají menší počet bez detekčních zón. Jejich nevýhodou jsou technické požadavky na provoz a finanční nároky na pořízení a instalaci.

Postupně se stále vyvíjejí a zdokonalují nové metody, především díky vývoji a rozšiřujícímu se využití invertorů, tudíž není možné je všechny vyjmenovat a uvést v jedné práci. Podrobněji jsou popsány metody komunikační, a metoda pod/přepěťová a pod/nad frekvenční. Tyto metody byly vybrány, protože patří mezi jedny z nejspolehlivějších.

V praktické části je popsán průběh simulace vybraných funkcionalit v programu PSCAD. Tato simulace byla nastavena pro specifickou (fiktivní) síť pro demonstraci funkce pod/nad frekvenční metody a metody ROCOF. Byla vytvořena

jen pro informativní a teoretické účely. Byla dokazována závislost změny frekvence na změnách topologie sítě, zatížení, výkonů zdrojů a parametrů regulátorů. Naměřené změny frekvence nebyly dostačující pro nastavení mezních hodnot frekvence sítě pro přechod do OP, které se používají v reálných sítích. Proto byly zvoleny nové meze, pro které následně proběhly simulace dle daných konfigurací modelu sítě a byla vyhodnocována správnost vybavení ochran pracujících s pod/nad frekvenční metodou a metodou ROCOF.

Jak již bylo řečeno, OP je podstatný při řízení a zejména pro napájení kritické infrastruktury. Ve vývoji jsou tzv. chytré sítě, které slibují velký pokrok v dodávce elektrické energie. Jedná se o plně zautomatizovanou síť, která je schopná regulovat výrobu a spotřebu v reálném čase. V ČR je několik projektů, které se zabývají i OP. Slouží mimo jiné i k ozkoušení nových technologií. Problematikou OP se budeme muset zabývat do té doby, než se najde alternativa elektrické energie nebo nepokročí výzkum dlouhodobého uchování elektrické energie.

LITERATURA

- [1] CIESLAR, Ing. Stanislav. Ostrovní provoz - řečení budoucnosti. All for Power [online]. 2012, 2 [cit. 2017-06-01]. Dostupné z: http://www.allforpower.cz/UserFiles/files/2011/ostrovní_provoz.pdf
- [2] Podmínky pro realizaci ostrovních provozů. In: Sborník konference ČK CIREĐ 2007. Tábor: CK CIREĐ, 2007. Sekce č. 3/16 <http://www.ckcired.cz/>
- [3] MEJTA, František, Omezená distribuce elektřiny při dlouhodobém výpadku napájení distribuční soustavy z přenosové soustavy, volně dostupná prezentace, Dostupné z: <http://docplayer.cz/4250163-Omezena-distribuce-elektřiny-pri-dlouhodobem-vypadku-napajeni-distribucni-soustavy-z-prenosove-soustavy-cr.html>
- [4] Regulace frekvence bilance činných výkonů v ostrovním provozu, Volně dostupný výukový materiál, Dostupné z: <http://docplayer.cz/15369188-Regulace-frekvence-bilance-cinnych-vykonu-v-ostrovnim-provozu-op-prednaska-k-predmetu-rizeni-es-1-uvod.html>
- [5] Optimalizace provozu elektrárenských a teplárenských bloků v ES. Brno, 2011. Bakalářská práce. Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií. Vedoucí práce Doc. Ing. Petr Mastný, Ph.d.
- [6] Vyhláška č. 80/2010 Sb. [online]. Topinfo s.r.o. [vid. 2013-10-27] Dostupné z: <http://www.tzb-info.cz/pravni-predpisy/vyhlaska-c-80-2010-sb-o-stavu-nouze-velektroenergetice-a-o-obsahovych-nalezitostech-havarijního-planu>
- [7] Vyhláška č. 80/2010 Sb. [online]. Topinfo s.r.o. [vid. 2013-10-27] Dostupné z: <http://www.tzb-info.cz/pravni-predpisy/vyhlaska-c-80-2010-sb-o-stavu-nouze-velektroenergetice-a-o-obsahovych-nalezitostech-havarijního-planu>
- [8] Kodex PS, ČEPS, 2012 [cit. 2017-06-01]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/CZE/Data/Legislativa/Kodex/Stranky/default.aspx>
- [9] Kodex PS, ČEPS, 2012 [cit. 2017-06-01]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/CZE/Data/Legislativa/Kodex/Stranky/default.aspx>
- [10] Regulace frekvence v krizových situacích [online]. pilsfree, 2010 [cit. 2017-06-01]. Dostupné z: https://home.pilsfree.net/fantom/FEL/MR/_pred_web/7_MRpr7_RegulaceFrekvenceKrizoveSituace.pdf
- [11] Pardeep a Anil KUMAR. Overview of Islanding Detection Methods [online]. IJSR, 2016, , 5 [cit. 2017-06-01]. Dostupné z: <https://www.ijsr.net/archive/v5i7/ART2016345.pdf>

- [12] Podmínky pro realizaci ostrovních provozů. In: Sborník conference ČK CIREC 2007. Tábor: CK CIREC, 2007. Sekce č. 3/16 <http://www.ckcired.cz/>
- [13] TIMBUS, Adrian, Alexandre OUDALOV a Carl N.M. HO. Islanding detection in smart grids. In: 2010 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition [online]. IEEE, 2010, s. 3631-3637 [cit. 2017-06-01]. DOI: 10.1109/ECCE.2010.5618306. ISBN 978-1-4244-5286-6. Dostupné z: <http://ieeexplore.ieee.org/document/5618306/>
- [14] BOWER, Ward a Michael ROPP. Evaluation of Islanding Detection Methods for Utility-Interactive Inverters in Photovoltaic Systems [online]. Sandia National Laboratories, 2002, , 60 [cit. 2017-06-01]. Dostupné z: <https://pdfs.semanticscholar.org/2a29/ad6772ffef963d7dfdaece6a9db374e5e3b6.pdf>
- [15] Ecconnect, assessment of islanded operation of distribution networks and measures for protection, studijní material, 2001, Dostupné z: <http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+http://www.berr.gov.uk/files/file15099.pdf>
- [16] Územní energetická koncepce hlavního města Prahy. Příloha č.9 Spolehlivost zásobování, energetická bezpečnost [online]. 43 [cit. 2017-06-02]. Dostupné z: http://envis.praha-mesto.cz/UEK_2013/data/pdf/AUEKhlmPhy-2013-Priloha9.pdf
- [17] ROPP, M.E., K. AAKER, J. HAIGH a N. SABBAAH. Using power line carrier communications to prevent islanding [of PV power systems]. In: Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 2000 (Cat. No.00CH37036) [online]. IEEE, 2000, s. 1675-1678 [cit. 2017-06-01]. DOI: 10.1109/PVSC.2000.916224. ISBN 0-7803-5772-8. Dostupné z: <http://ieeexplore.ieee.org/document/916224/>
- [18] RILEY, C.M., B.K. LIN, T.G. HABETLER a G.B. KLIMAN. Stator current harmonics and their causal vibrations: a preliminary investigation of sensorless vibration monitoring applications. IEEE Transactions on Industry Applications [online]. 35(1), 94-99 [cit. 2017-06-01]. DOI: 10.1109/28.740850. ISSN 00939994. Dostupné z: <http://ieeexplore.ieee.org/document/740850/>
- [19] Toggweiler, P., "Summary and Conclusions," Proceedings of the IEA-PVPS Task V Workshop "Grid Connected Photovoltaic System," Sep 15-16, 1997, p. 15-17
- [20] A Review of Anti-islanding Protection Methods for Renewable Distributed Generation Systems - Scientific Figure on ResearchGate. Dostupné z: https://www.researchgate.net/299915912_fig1_Fig1-System-configuration-including-a-PLCC-Transmitter-T-and-Receiver-R [cit.1 Jun, 2017]
- [21] BOWER, Ward a Dr. Michael ROPP. EVALUATION OF ISLANDING DETECTION METHODS FOR PHOTOVOLTAIC UTILITYINTERACTIVE POWER SYSTEMS [online].

- In: . IEA-PVPS, 2002, s. 59 [cit. 2017-06-01]. Dostupné z:
<http://apache.solar.ch/pdfinter/solar/pdf/PVPSTask509.pdf>
- [22] CARRUS, A., E. CINIEMI a F.M. GATTA. Improving the security of subtransmission systems by use of temporary insertion of series and shunt reactances. In: 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings [online]. IEEE, 2003, s. 1102-1107 [cit. 2017-04-28]. DOI: 10.1109/PTC.2003.1304528. ISBN 0-7803-7967-5. Dostupné z: <http://ieeexplore.ieee.org/document/1304528/>
- [23] ROPP, M.E., K. AAKER, J. HAIGH a N. SABBAH. Using power line carrier communications to prevent islanding [of PV power systems]. In: Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 2000 (Cat. No.00CH37036) [online]. IEEE, 2000, s. 1675-1678 [cit. 2017-04-28]. DOI: 10.1109/PVSC.2000.916224. ISBN 0-7803-5772-8. Dostupné z: <http://ieeexplore.ieee.org/document/916224/>
- [24] M. Geberslassie and B. Bitzer, "Future SCADA systems for decentralized distribution systems," *45th International Universities Power Engineering Conference UPEC2010*, Cardiff, Wales, 2010, s. 1-4 [cit. 2017-04-28]. Dostupné z: <http://ieeexplore.ieee.org/xpls/icp.jsp?arnumber=5654400>
- [25] MENON, Vivek a M. Hashem NEHRIR. A Hybrid Islanding Detection Technique Using Voltage Unbalance and Frequency Set Point. IEEE Transactions on Power Systems [online]. 2007, 22(1), 442-448 [cit. 2017-04-29]. DOI: 10.1109/TPWRS.2006.887892. ISSN 0885-8950. Dostupné z: <http://ieeexplore.ieee.org/document/4077127/>
- [26] CHUNJIANG, Zhang, Liu WEI, San GUOCHENG a Wu WEIYANG. A Novel Active Islanding Detection Method of Grid-connected Photovoltaic Inverters Based on Current-Disturbing. In: 2006 CES/IEEE 5th International Power Electronics and Motion Control Conference [online]. IEEE, 2006, s. 1-4 [cit. 2017-04-29]. DOI: 10.1109/IPEMC.2006.4778243. ISBN 1-4244-0448-7. Dostupné z: <http://ieeexplore.ieee.org/document/4778243/>
- [27] CIOBOTARU, Mihai, Remus TEODORESCU, Pedro RODRIGUEZ, Adrian TIMBUS a Frede BLAABJERG. Online grid impedance estimation for single-phase grid-connected systems using PQ variations. In: 2007 IEEE Power Electronics Specialists Conference [online]. IEEE, 2007, s. 2306-2312 [cit. 2017-04-29]. DOI: 10.1109/PESC.2007.4342370. ISBN 978-1-4244-0654-8. Dostupné z: <http://ieeexplore.ieee.org/document/4342370/>
- [28] JANG, S.-I. a K.-H. KIM. An Islanding Detection Method for Distributed Generations Using Voltage Unbalance and Total Harmonic Distortion of Current. IEEE Transactions on Power Delivery [online]. 2004, 19(2), 745-752 [cit. 2017-04-29]. DOI: 10.1109/TPWRD.2003.822964. ISSN 0885-8977. Dostupné z: <http://ieeexplore.ieee.org/document/1278435/>

- [29] DESHBHRATAR, Prajakta, Rahul SOMALWAR a S. G. KADWANE. Comparative analysis of islanding detection methods for multiple DG based system. In: 2016 International Conference on Electrical, Electronics, and Optimization Techniques (ICEEOT) [online]. IEEE, 2016, s. 1525-1530 [cit. 2017-04-30]. DOI: 10.1109/ICEEOT.2016.7754939. ISBN 978-1-4673-9939-5. Dostupné z: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7754939/>
- [30] SULE, Vaibhav a Alexis KWASINSKI. Active anti-islanding method based on harmonic content detection from overmodulating inverters. In: 2011 Twenty-Sixth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC) [online]. IEEE, 2011, s. 637-644 [cit. 2017-04-30]. DOI: 10.1109/APEC.2011.5744663. ISBN 978-1-4244-8084-5. Dostupné z: <http://ieeexplore.ieee.org/document/5744663/>
- [31] EN 62116. Fotovoltaické střídače připojené do elektrizační soustavy: Postup zkoušky opatření zabraňujících ostrovnímu provozu. Ed. 2. Brno: Úřad pro technickou normalizaci, metrologii a státní zkušebnictví, 2014.

SEZNAM SYMBOLŮ, VELIČIN A ZKRATEK

FEKT	-	Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií
VUT	-	Vysoké učení technické v Brně
atp.	-	a tak podobně
atd.	-	a tak dále
ASRU	-	automatická sekundární regulace napětí
Cit.	-	citováno
č.	-	číslo
ČEPS	-	Česká energetická přenosová soustava
ČR	-	Česká republika
DS	-	distribuční soustava
EE	-	elektrická energie
ES	-	elektrizační soustava
f	-	frekvence
FP	-	frekvenční plán
Hz	-	hertz
Ing.	-	Inženýr
JE	-	jaderná elektrárna
kV	-	kilovolt
MDOP	-	metody detekce ostrovního provozu
ms	-	milisekunda
např.	-	například
NDZ	-	non detection zone
NN	-	nízké napětí
OP	-	ostrovní provoz
P	-	Činný výkon
Σ PG	-	sumární činný výkon dodávaný generátory
PLCC	-	power line carrier communications
Σ PS	-	sumární činné zatížení ostrova (včetně vlastní spotřeby elektráren)
Pu	-	per unit (za jednotku)
PV	-	photovoltaic
Σ PZ	-	celkové ztráty v sítích.
Δ P	-	rozdíl výroby, spotřeby a ztrát
PPE	-	paroplynová elektrárna
PVE	-	přečerpávací vodní elektrárna
PS	-	přenosová soustava
Q	-	Jalový výkon

ROCOF-	Rate of change of frequency (velikost změny frekvence)
Sb. -	Sbírka
Tzv. -	Takzvané
Un -	jmenovité napětí
UE -	uhelná elektrárna
VE -	vodní elektrárna
VN -	vysoké napětí