

ZÁPADOČESKÁ UNIVERZITA V PLZNI

Fakulta elektrotechnická
Katedra elektroenergetiky

DIPLOMOVÁ PRÁCE

Ostrovní provozy obnovitelných zdrojů elektrické energie

Autor práce: **Bc. Zdeněk Szmitěk**
Vedoucí práce: **doc. Ing. Karel Noháč, Ph.D.**
Konzultant práce: **Ing. Roman Vaněk, Ph.D.**

2023

ZÁPADOČESKÁ UNIVERZITA V PLZNI

Fakulta elektrotechnická
Akademický rok: 2022/2023

ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

(projektu, uměleckého díla, uměleckého výkonu)

Jméno a příjmení: **Bc. Zdeněk SZMITEK**
Osobní číslo: **E21N0057P**
Studijní program: **N0713A060013 Výkonové systémy a elektroenergetika**
Specializace: **Elektroenergetika**
Téma práce: **Ostrovní provozy obnovitelných zdrojů elektrické energie**
Zadávací katedra: **Katedra elektroenergetiky**

Zásady pro vypracování

Analyzujte vznik a podmínky udržení ostrovních provozů obnovitelných zdrojů elektrické energie (OZE) v následujících pracovních bodech:

1. Popište vlivy OZE na distribuční soustavu (DS), způsoby řízení činného a jalového elektrického výkonu (P a Q) v případě OZE, tedy řízení frekvence a velikosti napětí.
2. Popište principy práce pod napětím na zařízení vysokého napětí (vn) a opatření související se zřízením zvláštního režimu provozu (ZRP) pro provádění prací pod napětím (PPN).
3. Vytvořte softwarový výpočetní model elektrické sítě zahrnující venkovní vedení hladiny vn, odběrovou trafostanici (DTS), malou vodní elektrárnu (MVE) vybavenou asynchronním generátorem a konečně fotovoltaickou elektrárnu (FVE).
4. Simulujte výpadky vedení při PPN způsobené zemním spojením, přičemž uvažujte variabilní vliv výkonu MVE a FVE a vliv poměru výroby i spotřeby na daném vedení. Analyzujte dobu setrvání zdrojů v provozu po výpadku vedení vn na rozvodně.
5. Vyhodnoťte získané výsledky pro jednotlivé případy konfigurací provozu MVE a FVE.

Rozsah diplomové práce: **40 – 60**
Rozsah grafických prací:
Forma zpracování diplomové práce: **elektronická**

Seznam doporučené literatury:

1. Pravidla provozování distribuční soustavy (PPDS), příloha číslo 4, dostupné z <https://www.cezdistribuce.cz/>.
2. Pravidla pro provádění prací pod napětím (PPN), dostupné z <https://www.energetikainfo.cz/>.
3. Trojánek Z., Hájek J., Kvasnica P.: Přechodné jevy v elektrizačních soustavách, SNTL/ALFA 1987.

Vedoucí diplomové práce: **Doc. Ing. Karel Noháč, Ph.D.**
Katedra elektroenergetiky

Datum zadání diplomové práce: **7. října 2022**
Termín odevzdání diplomové práce: **26. května 2023**





Prof. Ing. Zdeněk Peroutka, Ph.D.
děkan



Doc. Ing. Karel Noháč, Ph.D.
vedoucí katedry

V Plzni dne 7. října 2022

Abstrakt

Diplomová práce se zabývá tématem ostrovních provozů obnovitelných zdrojů elektrické energie. Úvodní část práce je věnována přehledu obnovitelných zdrojů, které jsou využívány na našem území. Na tuto část navazuje kapitola, která se věnuje zpětným vlivům OZE na napájecí síť a zároveň tato kapitola řeší otázku, jakým způsobem se OZE podílejí na autonomní podpoře sítě. Dále je v diplomové práci nastíněna problematika práce pod napětím, která souvisí s ostrovním provozem OZE, neboť se předpokládá, že ostrovní provoz vznikne právě při provádění PPN, kdy je zřízen zvláštní režim provozu (ZRP). Praktická část diplomové práce je věnována simulaci výpadku vedení při PPN, způsobeného zemním spojením s připojenými zdroji MVE a FVE. Tyto připojené zdroje budou prodlužovat dobu poruchy, v závislosti na tom, jaká bude aktuální bilance výroby a spotřeby v distribuční síti. Simulace této úlohy je prováděna v programu EMTP-ATP, který se zaměřuje na simulaci přechodných elektromagnetických dějů v elektroenergetice.

Klíčová slova

Obnovitelné zdroje, malá vodní elektrárna, fotovoltaická elektrárna, práce pod napětím, zemní spojení, zvláštní režim provozu, ostrovní provoz, EMTP-ATP, ATPDraw, simulace

Abstract

The thesis deals with the topic of island operations of renewable energy sources. The introductory part of the thesis is devoted to an overview of renewable energy sources that are used in our territory. This is followed by a chapter that focuses on the impact of renewable energy sources on the power grid and also addresses how renewable energy sources contribute to autonomous grid support. The thesis further outlines the issues of live-line working, which is related to island operations of renewable energy sources, as it is assumed that island operation will occur during live-line working when a special operating mode is established. The practical part of the thesis is devoted to the simulation of a line outage during a live-line working caused by a ground connection with the connected sources of the small hydropower plant and photovoltaic power plant. These connected sources will prolong the fault time, depending on the current balance of generation power and consumption power in the distribution network. The simulation of this problem is carried out in the EMTP-ATP program, which focuses on the simulation of transient electromagnetic events in the power system.

Keywords

Renewable sources, small hydropower plant, photovoltaic power plant, live-line working, ground fault, special operating mode, island operation, EMTP-ATP, ATPDraw, simulation

Poděkování

Tímto bych rád poděkoval vedoucímu diplomové práce doc. Ing. Karlu Noháčovi, Ph.D. a konzultantovi Ing. Romanu Vaňkovi, Ph.D. z ČEZ Distribuce, a. s. za jejich přístup, metodické pokyny a cenné profesionální rady, které vedly k vypracování této práce.

Prohlášení

Tímto prohlašuji, že jsem diplomovou práci vypracoval samostatně, s použitím odborné literatury a pramenů uvedených v seznamu použité literatury, který je součástí této diplomové práce. Dále prohlašuji, že veškerý software, který byl využit při řešení této diplomové práce je legální.

V Plzni dne 26. května 2023

Bc. Zdeněk Szmitěk

Obsah

Seznam použitých symbolů a zkratk	vii
Seznam obrázků	x
Seznam tabulek	xii
Úvod	1
1 Obnovitelné zdroje el. energie	2
1.1 Pohled české legislativy na obnovitelné zdroje energie	2
1.2 Vývoj výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů	3
1.3 Elektrárny využívající OZE	4
1.3.1 Elektrárny využívající biomasu a bioplyn	4
1.3.2 Vodní elektrárny	6
1.3.3 Fotovoltaické elektrárny	8
1.3.4 Větrné elektrárny	11
2 Zpětné vlivy OZE na napájecí síť	13
2.1 Legislativa zabývající se připojením výroben	13
2.2 Posouzení zpětných vlivů výroben na napájecí síť	15
2.2.1 Změna napětí při připojení zdroje (trvalý provoz)	15
2.2.2 Flikr	16
2.2.3 Harmonické proudy	18
2.2.4 Ovlivnění zařízení HDO	20
2.3 Zásady podpory sítě	21
2.3.1 Statické řízení napětí pomocí jalového výkonu výroben	21
2.3.2 Řízení činného výkonu výroben	26
3 Práce pod napětím (PPN)	28
3.1 Normy zabývající se problematikou PPN	28
3.2 Rozdělení prací na elektrických zařízeních	28
3.3 Vybrané práce pod napětím (metody PPN)	30
3.3.1 Metoda práce na vzdálenost	31
3.3.2 Metoda práce s izolačními rukavicemi	32
3.3.3 Metoda práce v přímém dotyku	32
3.4 Účel zavádění PPN	33
3.5 Zvláštní režim provozu při PPN	35

3.5.1	ZRP v sítích kompenzovaných Petersenovou tlumivkou	35
3.5.2	ZRP v sítích uzemněných přes odporník	36
3.6	Vliv obnovitelných zdrojů na práci pod napětím	37
3.6.1	Nechtěný ostrovní provoz FVE 5,1 MW Kameničná	38
4	Výpočetní model s MVE	40
4.1	EMTP-ATP	40
4.2	Model distribuční VN sítě s MVE v prostředí ATPDraw	40
4.3	Použité prvky v síti a jejich konfigurace	41
4.3.1	Linka 110 kV	41
4.3.2	Transformátory	42
4.3.3	Vedení VN	42
4.3.4	Zhášecí tlumivka	43
4.3.5	Zátěž	43
4.3.6	MVE	44
4.4	Simulace nechtěného ostrovního provozu s MVE	45
4.4.1	Simulace I. nechtěného ostrovního provozu s MVE	46
4.4.2	Simulace II. nechtěného ostrovního provozu s MVE	48
4.4.3	Simulace III. nechtěného ostrovního provozu s MVE	51
4.4.4	Shrnutí simulací nechtěného ostrovního provozu s MVE	53
5	Výpočetní model s FVE	54
5.1	Model distribuční VN sítě s FVE v prostředí ATPDraw	54
5.2	Konfigurace prvků ve výpočetním modelu	55
5.2.1	FV panely	55
5.2.2	Střídač	55
5.3	Simulace nechtěného ostrovního provozu s FVE	56
5.3.1	Simulace nechtěného ostrovního provozu s FVE při vyrávané výkonové bilanci	56
5.3.2	Simulace nechtěného ostrovního FVE se zátěží 1,4 MW	59
5.3.3	Simulace nechtěného ostrovního provozu FVE se zátěží 1,9 MW	59
5.3.4	Shrnutí simulací nechtěného ostrovního provozu s FVE	60
5.4	Možná opatření proti nechtěným ostrovním provozům	60
5.4.1	Změna nastavení střídače	61
5.4.2	Detekce ostrovního režimu	61
5.4.3	Dispečerské řízení	61
5.4.4	Vypínání zdrojů při PPN	62
	Zhodnocení a závěr	63
	Seznam použité literatury	67

Seznam použitých symbolů a zkratek

Značka	Popis	Jednotka
A	Plocha vytyčená větrnou turbínou	m^2
ASRU	Automatická sekundární regulace napětí	-
BOZP	Bezpečnost a ochrana zdraví při práci	-
BRKO	Biologicky rozložitelný komunální odpad	-
c	Činitel flikru zařízení	-
CAIDI	Průměrná doba trvání jednoho přerušení dodávky el. energie (Customer Average Interruption Duration Index)	min/přerušení
$\cos \varphi$	Účinník	-
c_p	Součinitel výkonnosti větrné turbíny	%
C_p	Provozní kapacita vedení	F/km
ČSN	České technické normy	-
DTS	Distribuční transformátorová stanice	-
P_{in}	Příkon v podobě dopadajícího světelného záření	W
ΔP_k	Ztráty transformátoru nakrátko	W
ΔP_0	Ztráty transformátoru naprázdno	W
ΔU	Úbytek sdruženého napětí	V
ΔU_f	Úbytek fázového napětí	V
d	Relativní změna napětí vyvolána změnou proudu ΔI	%
d_{lim}	Relativní změna napětí podle křivky mezního flikru	%
DECE	Decentralizovaná výroba elektrické energie	-
D_L	Hranici ochranného prostoru	mm
DOÚ	Dálkově ovládaný úsečník	-
DS	Distribuční soustava	-
DV	Vnější hranice zóny přiblížení	mm
η	Účinnost	%
EN	Evropské normy	-
ENTSO-E	Evropská síť provozovatelů přenosových soustav elektřiny (European Network of Transmission System Operators for Electricity)	-
ES	Elektrizační soustava	-
ERÚ	Energetický regulační úřad	-
f	Frekvence sítě	Hz
FRT	Překlenutí poklesu napětí (Fault Ride Through)	-
FVE	Fotovoltaická elektrárna	-
g	Tíhové zrychlení	$m \cdot s^{-2}$
H	Spád	m
HDO	Hromadné dálkové ovládání	-
I_{1f}	Proud procházející jednou fází zátěže	A

Značka	Popis	Jednotka
I_L	Proud procházející zhášecí tlumivkou	A
I_{Mpp}	Proud odpovídající bodu M_{pp} na V-A charakteristice FV článku	A
I_{SC}	Proud změřený při chodu FV článku nakrátko	A
i_0	Proud transformátoru při chodu naprázdno	%
I_{vNN}	Velikosti emise harmonických proudů na hladině NN	A
J	Moment setrvačnosti	$\text{kg} \cdot \text{m}^2$
l	Délka vedení	m
L	Indukčnost zhášecí tlumivky	H
L_{1f}	Indukčnost jedné fáze zátěže	H
MVE	Malá vodní elektrárna	-
M_k/M_n	Poměr záběrného a jmenovitého momentu	-
M_n	Jmenovitý moment	Nm
NC RfG	Kodex sítě pro požadavky na připojení výroben k elektrizační soustavě (Network Code on Requirements for Generators)	-
N_{par}	Počet paralelních stringů	-
N_n	Jmenovité otáčky	min^{-1}
NN	Hladina nízkého napětí	-
N_{ser}	Počet FV panelů v jednom stringu	-
Ω_{SM}	Synchronní rychlost	$\text{rad} \cdot \text{s}^{-1}$
OLTC	Transformátor se změnou odboček pod zatížením (On-load tap changer)	-
OZ	Opětovné zapnutí	-
OZE	Obnovitelné zdroje elektrické energie	-
PCC	Společný napájecí bod (Point of Common Coupling)	-
P(f)	Regulace frekvence v závislosti na činném výkonu	-
P_{lt}	Míru vjemu dlouhodobého flikru	-
P_n	Jmenovitý výkon	W
P_{st}	Míru vjemu krátkodobého flikru	-
P(U)	Regulace napětí snižováním činného výkonu P	-
PNE	Podnikové normy	-
PPN	Práce pod napětí	-
PPDS	Pravidla provozování distribučních soustav	-
PTN	Přístrojový transformátor napětí	-
PWM	Pulzně šířková modulace (Pulse Width Modulation)	-
Q(U)	Regulace napětí změnou toku jalového výkonu Q	-
R-C	Rankinův–Clausiusův cyklus	-
R_{1f}	Činný odpor jedné fáze zátěže	Ω
R_{2f}	Činný odpor fáze rotoru asynchronního generátoru	Ω
R_p	Odpor vedení na km délky	Ω/km
R_{por}	Přechodný odpor poruchy při zemním spojení	Ω
s	Skluž	%
S	Průřez vodiče	mm^2

Značka	Popis	Jednotka
SAIDI	Průměrná doba trvání přerušení dodávky el. energie (System Average Interruption Duration Index)	min/rok
SAIFI	Průměrná četnost přerušení dodávky el. energie (System Average Interruption Frequency Index)	přerušení/rok
S_{3f}	Zdánlivý výkon třífázové zátěže	VA
$\sin_{\psi_{kV}}$	sinus úhlu impedance v bodě PCC	-
S_{kV}	Zkratový výkon v bodě PCC	VA
S_n	Jmenovitý zdánlivý výkon	VA
S_{nE}	Jmenovitý zdánlivý výkon výrobního modulu	VA
T_M	Doba doběhu generátoru	s
THD_i	Celkové harmonické zkreslení (Total Harmonic Distortion)	-
TUV	Teplá užitková voda	-
U_0	Napětí uzlu transformátoru proti zemi	V
U_{0C}	Napětí změřené při chodu FV článku naprázdno	V
u_k	Napětí transformátoru nakrátko	%
U_n	Jmenovité sdružené napětí	V
U_{nf}	Jmenovité fázové napětí	V
U_{fMAX}	Maximální hodnota fázového napětí	V
v	Rychlost větru	$m \cdot s^{-1}$
VE	Vodní elektrárna	-
VN	Hladina vysokého napětí	-
VTE	Větrná elektrárna	-
VVN	Hladina velmi vysokého napětí	-
ρ	Hustota látky	$kg \cdot m^{-3}$
X_p	Provozní reaktance vedení	Ω/km
X_{L1f}	Reaktance jedné fáze zátěže	Ω
$ Z_{1f} $	Absolutní hodnota impedance jedné fáze zátěže	Ω
Z_{kV}	Impedance sítě	Ω
ZRP	Zvláštní režim provozu při provádění PPN	-

Seznam obrázků

1	Graf vývoje elektřiny brutto z OZE a její podíl na brutto spotřebě ČR. Podle dat z [5]	3
2	Náhradní schéma FV článku. Převzato a upraveno z [7]	9
3	VA charakteristika FV článku. Převzato a upraveno z [7]	9
4	Zapojení FV elektrárny v režimu On-grid. Převzato a upraveno z [7]	10
5	Schéma zapojení větrné elektrárny Vestas. Převzato a upraveno z [13]	12
6	Schéma zapojení větrné elektrárny Enercon. Převzato a upraveno z [14]	12
7	Napěťový profil bez vlivu a s vlivem výroby	16
8	Charakteristika funkce $Q=f(U)$. Převzato a upraveno z [17]	22
9	Regulační rozsah VM A1, A2 do 100 kW v síti NN. Převzato a upraveno z [17]	23
10	Regulační rozsah VM A2, B1, B2 a C nad 100 kW. Převzato a upraveno z [17]	24
11	Týdenní měření FVE Dubčany bez U/Q regulace [23]	25
12	Týdenní měření FVE Dubčany s U/Q regulací [23]	25
13	Odezva činného výkonu na nadfrekvenci. Převzato a upraveno z [17]	26
14	Odezva činného výkonu na podfrekvenci. Převzato a upraveno z [17]	27
15	Regulační charakteristika funkce $P(U)$. Převzato a upraveno z [17]	27
16	Vymezení vzdušných vzdáleností pro pracovní postupy. Převzato a upraveno z [24]	29
17	Metoda práce na vzdálenost	31
18	Metoda práce s izolačními rukavicemi	32
19	Metoda práce v přímém dotyku	33
20	Linka VN 660 napájená z rozvodny Žamberk. Převzato a upraveno z [31]	38
21	Vyrovnaná výkonová bilance na lince VN 660 [31]	39
22	Situace na lince VN 660 v grafu [31]	39
23	Model distribuční VN sítě s připojenou MVE 1 MW	41
24	Výsledky simulace I. nechtěného ostrovního provozu s MVE a přechodným odporem poruchy $R_{por} 10 \Omega$	46
25	Výsledky simulace I. nechtěného ostrovního provozu s MVE a přechodným odporem poruchy $R_{por} 100 \Omega$	47
26	Výsledky simulace I. nechtěného ostrovního provozu s MVE a přechodným odporem poruchy $R_{por} 1000 \Omega$	48
27	Výsledky simulace II. nechtěného ostrovního provozu s MVE a přechodným odporem poruchy $R_{por} 10 \Omega$	49

28	Výsledky simulace II. nechtěného ostrovního provozu s MVE a přechodným odporem poruchy $R_{\text{por}} 100 \Omega$	49
29	Výsledky simulace II. nechtěného ostrovního provozu s MVE a přechodným odporem poruchy $R_{\text{por}} 1000 \Omega$	50
30	Výsledky simulace III. nechtěného ostrovního provozu s MVE a přechodným odporem poruchy $R_{\text{por}} 10 \Omega$	51
31	Výsledky simulace III. nechtěného ostrovního provozu s MVE a přechodným odporem poruchy $R_{\text{por}} 100 \Omega$	52
32	Výsledky simulace III. nechtěného ostrovního provozu s MVE a přechodným odporem poruchy $R_{\text{por}} 1000 \Omega$	52
33	Model distribuční VN sítě s připojenou FVE 1 MW	54
34	Model střídače s IGBT tranzistory	55
35	Výsledky simulace nechtěného ostrovního provozu s FVE při vyrovnané výkonové bilanci s přechodným odporem poruchy $R_{\text{por}} 1000 \Omega$	57
36	Vyhodnocení frekvence na základě rozdílů času vrcholů sinusového průběhu proudu před a po odpojení linky VN	58
37	Výsledky simulace nechtěného ostrovního provozu FVE se zátěží 1,4 MW a přechodným odporem poruchy $R_{\text{por}} 1000 \Omega$	59
38	Výsledky simulace nechtěného ostrovního provozu FVE se zátěží 1,9 MW a přechodným odporem poruchy $R_{\text{por}} 1000 \Omega$	60

Seznam tabulek

1	Rozdělení výrobních modulů podle instalovaného výkonu [16]	13
2	Rozdělení výrobních modulů do podkategorií [17]	14
3	Doporučené minimální vzdálenosti D_L a D_V pro různé napěťové hladiny [25] . . .	30
4	Provozní frekvenční rozsah výrobních modulů [17]	37
5	Štítkové hodnoty použitých transformátorů	42
6	Provozní parametry venkovního a kabelového vedení	42
7	Štítkové hodnoty asynchronního generátoru. Převzato z datasheetu výrobce [33]	44
8	Poměr výroby a spotřeby na vedení VN	45

Úvod

V dnešní době jsou obnovitelné zdroje energie stále více využívány jako alternativa k tradičním systémovým zdrojům elektrické energie. S narůstajícím počtem instalovaných obnovitelných zdrojů do distribuční soustavy se tak zvyšuje riziko vzniku tzv. nechtěného ostrovního provozu, o kterém diplomová práce pojednává. Téma diplomové práce je postaveno na reálném případě, který se v distribuční síti odehrál v době, kdy na vedení VN byla prováděna činnost pod napětím (PPN), při které byl zřízen zvláštní režim provozu (ZRP). Toto téma se stalo aktuálním pro provozovatele distribučních soustav, protože s rozšiřující se decentralizovanou výrobou roste i šance výskytu těchto jevů, které mohou nepříznivě ovlivnit bezpečnost a spolehlivost provozu distribuční soustavy.

Cílem diplomové práce je popsat, jaké mohou být nepříznivé vlivy obnovitelných zdrojů na distribuční soustavu, dále popsat princip práce pod napětím, která souvisí právě s výskytem nechtěného ostrovního provozu, a nakonec vytvořit model distribuční sítě s připojeným výrobním modulem typu malá vodní elektrárna a fotovoltaická elektrárna. Na modelu distribuční sítě s připojeným výrobním modulem bude zkoumána možnost vzniku nechtěného ostrovního provozu, v souvislosti s tím, jaká bude platit bilance výroby a spotřeby v distribuční síti. Z provedených simulací, by měly vyvstat odpovědi na tyto základní otázky. Jaké jsou ideální podmínky pro vznik nechtěného ostrovního provozu v distribuční soustavě? A jakým způsobem lze těmto jevům předcházet? Odpovědi na tyto otázky by měly vést k pochopení problematiky, která je spojená s výskytem nechtěných ostrovních provozů v distribučních sítích a měly by také přispět k vytvoření opatření pro jejich minimalizaci.

Diplomová práce je strukturovaná do pěti kapitol. První kapitola se zabývá základními principy obnovitelných zdrojů el. energie, legislativou, která se s nimi pojí, a také hodnotí možnosti jednotlivých zdrojů podílet se na autonomní podpoře sítě. Druhá kapitola hodnotí zpětné vlivy obnovitelných zdrojů na napájecí síť s možnostmi jejich omezování. Kapitola dále pojednává o zásadách podpory sítě, na které se výrobní moduly musejí podílet. Třetí kapitola je věnována popisu práce pod napětím (PPN), které provádějí vyškolené čety v distribučních sítích, při zřízeném zvláštním režimu provozu (ZRP). Čtvrtá kapitola diplomové práce je věnována praktické části simulace nechtěného ostrovního provozu v distribuční síti s připojenou malou vodní elektrárnou. Nechtěný ostrovní provoz byl vyvolán výpadkem linky VN při zemním spojení, kdy na vedení probíhala činnost PPN se zřízeným ZRP. Simulace je prováděna v programu EMTP-ATP. Finální pátá kapitola se opět věnuje simulaci nechtěného ostrovního provozu, ale namísto malé vodní elektrárny je do distribuční sítě připojena fotovoltaická elektrárna.

1 Obnovitelné zdroje el. energie

V následující kapitole jsou popsány základní principy obnovitelných zdrojů elektrické energie (OZE), které jsou v České republice využívány. Kapitola se též zabývá legislativou spojenou s OZE a hodnotí vývoj výroby elektrické energie z OZE.

1.1 Pohled české legislativy na obnovitelné zdroje energie

Definice obnovitelného přírodního zdroje je v české legislativě vymezena zákonem o životním prostředí č. 17/1992 Sb. Zákon hovoří o obnovitelném přírodním zdroji dle § 7 takto: „*Obnovitelné přírodní zdroje mají schopnost se při postupném spotřebovávání částečně nebo úplně obnovovat, a to samy nebo za přispění člověka. Neobnovitelné přírodní zdroje spotřebováváním zanikají.*“ [1]

Obnovitelné zdroje definuje také zákon č. 165/2012 Sb. o podporovaných zdrojích energie a změnách některých zákonů. Dle hlavy I, § 2, odst. 1 písm. a) zákona č. 165/2012, se pro účely tohoto zákona rozumí: „*Obnovitelnými zdroji obnovitelné nefosilní zdroje energie, jimiž jsou energie větru, energie slunečního záření (termální a fotovoltaická), geotermální energie, energie okolního prostředí, energie z přílivu nebo vln a jiná energie z oceánů, energie vody, energie biomasy a paliv z ní vyráběných, energie skládkového plynu, energie kalového plynu z čistíren odpadních vod a energie bioplynu.*“ [2]

Tento zákon vychází z příslušné směrnice a nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) č. 2009/28/ES ze dne 23. dubna 2009, o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů. Touto směrnicí si Evropská unie jako celek stanovila za cíl, pokrýt 20 % spotřeby energie EU z obnovitelných zdrojů do roku 2020. Směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů byla v roce 2018 novelizována a stanovilo se, že v roce 2030 musí 32 % z celkové spotřeby EU pocházet z obnovitelných zdrojů. [3]

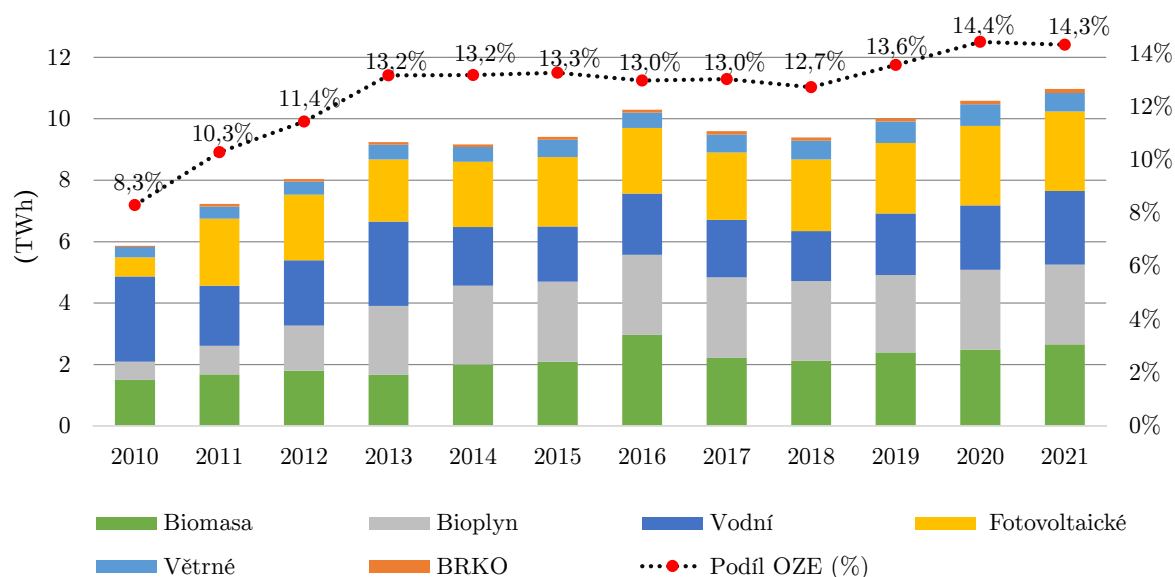
Energii z obnovitelných zdrojů (dále OZE), využíváme primárně v těchto odvětvích: výroba elektřiny, vytápění (chlazení) a v neposlední řadě také výroba biopaliv pro dopravu. Při využívání energie z OZE k výrobě elektřiny, klasifikujeme elektrárny podle původu energie, která do systému vstupuje. Elektrárny dělíme na solární, větrné, vodní, bioplynové a tak podobně. I přesto, že se způsoby přeměny vstupující energie na energii elektrickou liší pro jednotlivé elektrárny, tak výroba elektřiny z OZE je definována pro všechny výrobní stejně. Dle hlavy III, § 4, odst. 1 zákona č. 165/2012 je elektřina získaná z OZE formulována takto: „*Za elektřinu z obnovitelných zdrojů se považuje elektřina vyrobená využitím obnovitelných zdrojů naměřená v předávacím místě výrobní elektřiny a distribuční soustavy nebo přenosové soustavy, nebo naměřená na svorkách generátoru a snížená o technologickou vlastní spotřebu elektřiny.*“ [2]

1.2 Vývoj výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů

V roce 2006 byl Parlamentem České republiky přijat zákon č. 180/2005 Sb. vycházejícího ze směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) č. 2001/77/ES o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů. Tento zákon kladl důraz na využívání obnovitelných zdrojů, s zřetelem na zlepšení životního prostředí a zároveň měl do budoucna zajistit navýšení podílu vyrobené elektřiny z obnovitelných zdrojů. Konkrétní cíl byl zákonem stanoven na pokrytí 8 % brutto spotřeby elektřiny ČR z obnovitelných zdrojů do roku 2010. [4]

Vzhledem k vysokým pořizovacím nákladům na výrobní OZE a dlouhé návratnosti této investice, byl zákon podpořen nastavením vysokých výkupních cen, které stanovil ERÚ. Výše výkupní ceny měla být vyplácena po dobu 20 let od výstavby elektrárny. Kromě nastavení vysokých výkupních cen za elektřinu z OZE, byl zákonem také stanoven limit meziročního poklesu výkupní ceny. [4]

V roce 2009 a 2010 dochází ke snižování výrobních nákladů fotovoltaických panelů, převážně vlivem velkého exportu z Číny. Vlivem této skutečnosti a zároveň díky špatně nastavené dotační politice státu, která znemožnila reakci na snižující se náklady na pořízení fotovoltaických panelů, dochází k rapidnímu nárůstu nově nainstalovaných FVE na území ČR. Od roku 2008 do roku 2010 se navýšil instalovaný výkon FVE ze 40 MW na 1959 MW. Teprve v roce 2011 přichází novelizace zákona č. 180/2005 Sb., přičemž hlavním cílem novelizace bylo především omezit podporu velkým FVE a zaměřit se na elektrárny, které by byly instalovány na střechách a stěnách objektů s maximálním instalovaným výkonem do 30 kW. [4]



Obrázek 1: Graf vývoje elektřiny brutto z OZE a její podíl na brutto spotřebě ČR. Podle dat z [5]

Graf na obrázku 1 zachycuje vývoj výroby elektřiny brutto od roku 2010, kdy odstartoval takzvaný „solární boom“ do roku 2021. Na první pohled je zřejmý skokový nárůst výroby elektřiny brutto z FVE, během let 2010 a 2011, kdy výroba vzrostla přibližně z 0,6 TWh na 2 TWh.

U ostatních výroben OZE docházelo k postupnému navyšování výroby. Obrázek 1 dále zachycuje vývoj prostého podílu výroby elektřiny brutto z OZE a brutto spotřeby elektřiny ČR udávaného v procentech. Tento ukazatel je pro nás důležitý z hlediska výše zmíněných zákonů, které stanovily kolika procenty se výrobní OZE musí podílet na celkové brutto spotřebě ČR. V roce 2010 měl být splněn cíl 8 %, po novelizaci zákona se výrobní OZE měly podílet 13 % do roku 2020. Tento cíl byl však dosažen o sedm let dříve v roce 2013, kdy podíl brutto výroby elektřiny z OZE a brutto spotřeby elektřiny ČR dosáhl 13,2 %.

Do budoucna, lze očekávat že se instalovaný výkon z výroben OZE bude neustále navyšovat a je potřeba, aby tento nápor ustála i distribuční soustava. Velkou zkoušku obstála už v roce 2010 kdy bylo připojeno velké množství výroben převážně FVE. Na určitých uzlových místech DS došlo k vyčerpání kapacity pro připojení nových výroben, docházelo k ovlivňování napěťových poměrů viz norma ČSN EN 50160, též docházelo k přetokům do přenosové soustavy. Provozovatelé DS byli nuceni pozastavit připojování nových výroben FVE a VTE, protože se obávali o bezpečnost provozu sítí, kde byl vysoký podíl instalovaných výroben OZE.

Aktuálně v roce 2022 byla vládou ČR schválena novela zákona č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání v energetických odvětvích a zákona č. 183/2006 Sb., o územním plánování. Novela zákona má za cíl reagovat na vysoké ceny energií a zároveň by měla snížit závislost na dovozu paliv z Ruské federace. Nově bude možnost provozovat fotovoltaické elektrárny do 50 kWp bez nutnosti vlastnění licence na výrobu elektřiny, kterou uděluje ERÚ. Zjednoduší se také administrativa spojená se stavebním zákonem. Pro malé výrobní OZE do 50 kW už nebude potřeba stavební, územní povolení ani ohlášení stavby. [6]

1.3 Elektrárny využívající OZE

V následující podpodkapitolách jsou blíže představeny jednotlivé elektrárny využívající obnovitelné zdroje energie na našem území. Elektrárny jsou seřazeny podle výroby elektřiny brutto za rok 2021, dle roční zprávy o provozu elektrizační soustavy ČR, vydané Energetickým regulačním úřadem. Pořadí podle výroby elektřiny brutto za rok 2021 je dáno následovně:

- Elektrárny využívající biomasu a bioplyn (5 256,7 MWh)
- Vodní elektrárny (2 592,1 MWh)
- Fotovoltaické elektrárny (2 153,3 MWh)
- Větrné elektrárny (601,5 MWh)

1.3.1 Elektrárny využívající biomasu a bioplyn

Za biomasu můžeme označit veškerou hmotu, která je organického původu. Energeticky nejvýznamnějším zástupcem jsou rostliny, které zachycují sluneční energii a za pomoci fotosyntézy ji

přeměňují na energii chemickou, kterou v sobě akumulují. Kromě rostlin se do energeticky významné biomasy řadí také organické odpady vznikající při živočišné výrobě, průmyslové výrobě a v neposlední řadě také odpady vznikající činností fyzických osob (komunální odpad). [7]

Jedním z klíčových parametrů, které hodnotíme u biomasy je vlhkost, respektive kolik sušiny je obsaženo v biomase. Z hlediska obsahu sušiny pak rozdělujeme procesy získávání energie z biomasy na dvě skupiny:

- Suché procesy (obsah sušiny je menší než 50 %). Při těchto procesech se energie z biomasy uvolňuje termochemickou přeměnou, např. spalováním, zplyňováním nebo pyrolýzou.
- Mokré procesy (obsah sušiny je větší než 50 %). Při těchto procesech se energie z biomasy uvolňuje biochemickou přeměnou, např. anaerobní vyhníváním – proces při kterém vzniká bioplyn (plyn složený převážně z metanu CH_4 a oxidu uhličitého CO_2). [7]

Elektrárny na biomasu

Nejčastěji používaným druhem paliva je dřevo, které bylo buď záměrně vypěstované pro tyto účely (rychlerostoucí dřeviny), nebo se jedná o dřevní odpad vznikající zejména při těžbě. Dřevo je upravováno do různých forem např. pelety, štěpky, brikety, v závislosti na technických požadavcích kotle, ale také pro lepší manipulaci a transport. Biomasa je spalována ve fluidních nebo roštových kotlech. Princip výroby elektřiny z biomasy je obdobný jako u všech tepelných elektráren využívajících parní Rankin-Clausiusův cyklus. [7]

Biomasa nemusí sloužit jen jako palivo pro elektrárny využívající čistě biomasu, ale může být využívána i v uhelných elektrárnách, které mají upravené kotle pro společné spalování uhlí a biomasy. Část fosilního paliva je nahrazena ekologičtější biomasou, díky tomu vzniká úspora fosilního paliva a zároveň dochází k poklesu produkce znečišťujících látek při spalování. Biomasa má své specifikum v tom, že ji považujeme za neutrální vzhledem k produkci CO_2 , protože v průběhu svého růstu pohltila tolik CO_2 , kolik následně vyprodukuje při spálení. [7]

Bioplynová stanice

Biomasa využívaná v bioplynových stanicích může mít několik podob. Může se jednat o organické látky vznikající v živočišné výrobě jako je kejda a hnůj, ze zemědělské produkce to dále mohou být různé energetické plodiny např. kukuřice. Další formou biomasy mohou být různé odpady z čistíren odpadních vod, případně odpady z potravinářské a živočišné výroby. Z hlediska druhu biomasy, která se v bioplynových stanicích používá rozlišujeme tři základní typy bioplynových stanic a to zemědělské, komunální a průmyslové. [7]

Bioplyn je získáván řízenou anaerobní fermentací. Biomasa je uložena ve fermentorech, které zajišťují anaerobní prostředí. Ve fermentorech musí být dále nastaveny správné procesní podmínky, jako optimální pH a stálá teplota. Za působení anaerobní bakterií se z biomasy uvolňuje plyn s vysokým obsahem metanu a oxidu uhličitého. Vedlejším

produktem fermentace je teplo, respektive teplá voda, tu lze následně využít jako nízkopotenciální zdroj pro kogenerační jednotky, které pracují s organickým R-C cyklem. [8]

Získaný bioplyn následně projde procesem vysoušení a čištění, kde se odstraní nežádoucí příměsi. Bioplyn nejčastěji slouží jako palivo pro kogenerační jednotku, která se zpravidla nachází v lokalitě bioplynové stanice. Kogenerace probíhá s plynovými motory, přičemž plyn je spalován v motoru, který otáčí rotorem generátoru. Vzniklé teplo jednak z teplých částí motoru, a také z jeho spalin je pomocí tepelného výměníku odebíráno a následně transportováno do fermentoru, dále do technologických celků v místě bioplynové stanice, např. zemědělské dílny, stáje, kravíny atd. Zbylé teplo může být distribuováno odběratelům v okolí bioplynové stanice. [8]

Bioplynové stanice fungují jako velice stabilní a dobře regulovatelný zdroj el. energie, na rozdíl od jiných elektráren na OZE, které do sítě nedodávají konstantní výkon, protože jejich výroba je silně ovlivněna stochastickými jevy. Bioplynové stanice bývají nejčastěji připojovány do distribuční sítě 22 kV, pokud jsou navíc vybavené synchronními generátory mohou se bioplynové stanice podílet na regulaci napětí $U(Q)$ a tím zlepšovat napěťové poměry v distribuční síti. [7]

1.3.2 Vodní elektrárny

Vodní elektrárny (VE) transformují potenciální, tlakovou a kinetickou energii vody na rotační pohyb vodní turbíny, která je mechanicky spojena s rotorem el. generátoru, vyrábějícího elektřinu. Teoretický jmenovitý výkon vodní elektrárny je dán vztahem:

$$P = H \cdot Q \cdot \rho \cdot g, \quad (1)$$

kde H je spád (m), Q je průtok ($m^3 \cdot s^{-1}$), ρ je hustota vody ($kg \cdot m^{-3}$), a g je tíhové zrychlení ($m \cdot s^{-2}$). [7]

Vodní elektrárny lze klasifikovat na základě různých hledisek, např. dle instalovaného výkonu, využívaného spádu, podle systému soustředění energie, případně dle charakteru provozu. Dle instalovaného výkonu můžeme VE rozdělit na:

- Malé (MVE) – instalovaný výkon do 10 MW
- Střední – instalovaný výkon do 100 MW
- Velké – instalovaný výkon nad 100 MW

Dále podle charakteru provozu dělíme VE na:

- Průtočné – využívají přirozeného říčního proudu, bez možnosti jeho regulace, proto

pracují v základním pásu diagramu zatížení.

- Akumulační – zadržují vodu pomocí vybudované přehradní hráze. Akumulační VE obvykle pracují v pološpičkové a špičkové oblasti diagramu zatížení.
- Přečerpávací – elektrická energie se akumuluje prostřednictvím potenciální energie vody, která je čerpána do horní nádrže, v případě požadavku na výkon se voda vypouští z horní nádrže přes turbínu do spodní nádrže. [7]

V současnosti je hydroenergetický potenciál České republiky poměrně omezen, přibližně 2/3 českých řek je již využito k energetickým účelům a ve zbývajících třetině se jedná o případy, kde by instalace vodní elektrárny byla technicky nebo ekonomicky nevýhodná. Do budoucna se tady setkáme spíše s budováním malých vodních elektráren (MVE), případně mikroelektráren, využívající mikroturbíny, které jsou schopné zpracovávat nízké spády a průtoky. [9]

Malé vodní elektrárny (MVE)

Malé vodní elektrárny jsou nejčastěji připojovány paralelně k rozvodné síti. Elektrárny nejmenších výkonů jsou připojovány do distribuční sítě NN, přičemž elektrárna slouží nejčastěji k výrobě elektrické energie k pokrytí vlastní spotřeby nějakého objektu a případné přebytky výkonu jsou dodány do místní distribuční sítě. Podle instalovaného výkonu jsou výrobní zařazeny do tzv. kategorie výrobního modulu, kterou specifikují pravidla provozování distribučních sítí a podle těchto pravidel jsou výrobní připojeny buď do distribuční sítě NN nebo VN. [7]

U MVE vyšších výkonů se nejčastěji využívá Francisova nebo Kaplanova turbína, u vyšších spádů pak Peltonova turbína. MVE nižších výkonů bývají osazovány Bánkiho turbínou. U mikroelektráren bývají používané různé druhy mikroturbín, např. vírová turbína, turbína SETUR, Bánkiho turbína nebo Archimédova šneková turbína. [9]

Volba typu elektrického generátoru pro MVE se odvíjí od požadavků provozovatele distribuční sítě a zároveň se hledí na skladbu elektrického systému MVE. Z tohoto důvodu lze MVE osadit dvěma typy střídavých generátorů a to asynchronním nebo synchronním. [7]

MVE pracující s asynchronním generátorem

Stator asynchronního generátoru je tvořený statorovým trojfázovým vinutím, rotor generátoru je buď vinutý nebo s kotvou nakrátko. V případě, že asynchronní stroj pracuje s kladným skluzem chová se jako motor. Pokud je rotor urychlen vnější silou nad synchronní otáčky magnetického pole statoru, asynchronní stroj se začne chovat jako generátor a začne do sítě dodávat činný výkon P . Ovšem pro svou magnetizaci, začne asynchronní stroj ze sítě odebírat jalový výkon Q , čímž navyšuje proud procházející sítí. Z pohledu čtyř kvadrantového fázoměru má asynchronní generátor účinník ve II. kvadrantu, což je mimo povolený rozsah. Aby byl dodržen účinník a zároveň aby došlo ke snížení odběru

jalového výkonu ze sítě, je potřeba ke generátoru připojit paralelně kompenzační kondenzátorovou baterii, která dodá generátoru potřebný jalový výkon pro vytvoření mag. pole. Kompenzační baterie s sebou navíc přináší různá rizika. Může docházet k rezonancím, mezi kompenzační baterií a motorem, protože tato kombinace tvoří paralelní L–C obvod. V případě, že dojde k odlehčení vedení (kapacitní charakter) na svorkách generátoru se objeví zvýšené napětí, které nejde regulovat tím, že by se generátor odbudil. Pokud při návrhu dojde k předimenzování kapacity kompenzační baterie, může se stát, že generátor bude pracovat ve III. kvadrantu fázoměru, to znamená že bude dodávat jak činný, tak jalový výkon do sítě. [7]

Z dnešního pohledu připojovacích podmínek, které jsou kladeny na nově připojované výrobní, je povinnost zdroje využívat autonomní funkce regulace – $Q(U)$, $P(U)$, FRT, $P(f)$. V takovém případě by asynchronní generátor musel být doplněn o polovodičový měnič, který by řídil výstupní úhel mezi napětím a proudem, přičemž by docházelo k dodávce nebo odběru jalového výkonu a systém by se podílel na regulaci $Q(U)$. Celý systém by se však velmi prodražil, z tohoto důvodu se pro autonomní regulaci využívají synchronní generátory.

MVE pracující se synchronním generátorem

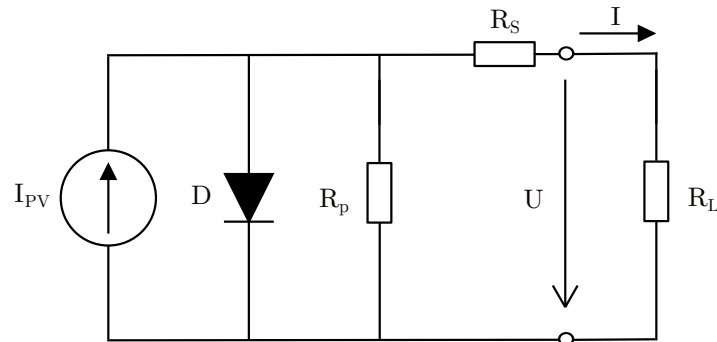
Stator hydroalternátoru je tvořený trojfázovým vinutím, stejně jako tomu bylo u asynchronního generátoru, rotor hydroalternátoru bývá s vyniklými póly, obvykle ve vícepólovém provedení. Alternátor je schopný dodávat do sítě činný i jalový výkon. Činný výkon určuje mechanický výkon vodní turbíny a zátěžný úhel alternátoru. Jalový výkon je dán velikostí budícího proudu. V přebuzeném stavu alternátor dodává jalový výkon do sítě, v podbuzeném stavu alternátor jalový výkon ze sítě odebírá. Pokud je jalový výkon do sítě dodáván, tak dochází ke zvyšování napětí v místě připojení, v opačném případě, pokud alternátor odebírá jalový výkon ze sítě, tak snižuje napětí v místě připojení. Synchronní generátor je schopný podílet se na podpoře sítě regulací $Q(U)$, která zajistí udržování napětí ve stanovených mezích při dodávání činného výkonu do distribuční sítě. [7]

1.3.3 Fotovoltaické elektrárny

Fotovoltaické elektrárny (FVE) mají nejvyšší instalovaný výkon ze všech obnovitelných zdrojů v české energetice. V roce 2021, podle roční zprávy ERÚ, dosáhla hodnota instalovaného výkonu z FVE 2083,4 MWp. S uvažováním našich slunečních podmínek je využití instalovaného výkonu FVE mnohem nižší než u jiných států, zejména v jižní Evropě. Vzhledem k investičním nákladům na výstavbu FVE se jedná o energetický zdroj, který je mezi investory nejvíce poptávaný. [10]

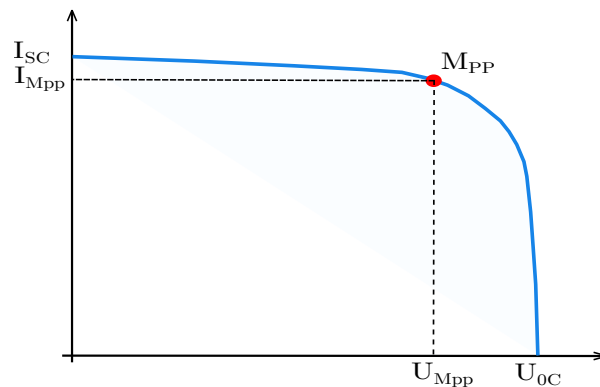
Fotovoltaické panely se skládají z polovodičových článků, pracujících na principu fotoelektrického jevu. Fotovoltaický článek lze ve zjednodušené formě interpretovat jako velkoplošnou diodu tvořenou jedním PN přechodem. Fotony, které dopadají na PN přechod,

předávají elektronům kinetickou energii a ty pak následně excitují do vyššího vodivostního pásu. Tím vzniká pár elektron – díra. Elektrony a díry jsou separovány vnitřním el. polem PN přechodu, aby se znovu nespojily. Oddělené náboje jsou pak pomocí elektrod vedeny ke spotřebiči. Zjednodušené náhradní schéma FV článku tvořené proudovým zdrojem, diodou a rezistory reprezentující nedokonalost FV článku je znázorněno na obrázku 2. [7]



Obrázek 2: Náhradní schéma FV článku. Převzato a upraveno z [7]

Proud I_{PV} je generován ozářenou plochou PN přechodu, část proudu se uzavírá zpět přes diodu a část proudu teče do zátěže R_L . Paralelní odpor R_p respektuje nedokonalosti PN přechodu dané výrobní technologií (mikrosovody). Sériový odpor R_s reprezentuje odpor elektrod a pájených spojů. [7]



Obrázek 3: VA charakteristika FV článku. Převzato a upraveno z [7]

Na obrázku 3 je znázorněna voltampérová charakteristika FV článku. Proud I_{SC} (short current) je maximální proud, změřený při chodu nakrátko. Napětí U_{OC} (zero current), je napětí změřené při chodu naprázdno. Bod M_{PP} představuje špičkový výkon (W_p) FV článku a je dán součinem I_{Mpp} a U_{Mpp} . Všechny měřené parametry FV článku jsou udávány při STC (Standard Test Conditions). [7]

Účinnost fotovoltaického článku určuje následující vztah:

$$\eta = \frac{U_{Mpp} \cdot I_{Mpp}}{P_{in}}, \quad (2)$$

kde součin U_{Mpp} a I_{Mpp} představuje špičkový výkon FV článku a P_{in} představuje příkon v podobě dopadajícího záření. Účinnost FV článku je ovlivněna intenzitou slunečního záření, teplotou, velikostí sériového a paralelního odporu. I když se účinnost FV článků neustále zvyšuje, tak fyzikálně maximálně možná účinnost pro křemíkový FV článek s jedním PN přechodem je 30 %. Tuto hodnotu určuje Shockleyův–Queisserův limit. Jelikož jsou výstupní parametry jednoho FV článku nízké, využívá se tzv. stringování. Jednotlivé články jsou zapojovány do větších celků sériově, paralelně, případně sério-paralelně. Takto pospojované články pak tvoří solární panel, který je schopný dodávat výkon při určité úrovni napětí. [7]

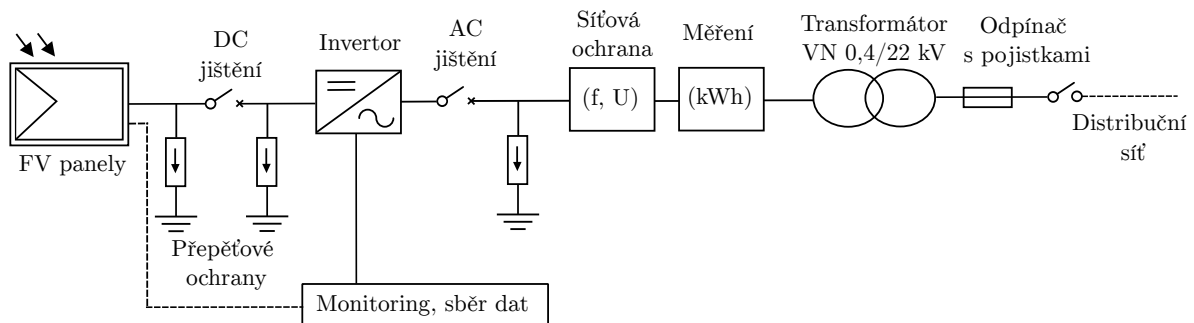
Z hlediska zapojení fotovoltaického systému do el. sítě rozlišujeme tři základní režimy: Off-grid, On-grid a hybridní systém. [11]

Off-grid (Autonomní systém)

Fotovoltaický systém není spojen s rozvodnou sítí. Používá se většinou v místech, kde není rozvodná síť k dispozici. Možnosti využití systému jsou např. napájení parkovacích automatů, dopravních radarů, měřicí techniky v terénu. Případně se můžeme setkat s ostrovními systémy pro karavany, jachty, chaty. Základní prvky Off-grid systému jsou: FV panely, akumulátorová baterie a solární regulátor, který snižuje úroveň napětí FV panelů na úroveň akumulátorové baterie a chrání ji před vybitím nebo naopak přebitím. [11]

On-grid

Jedná se o systém, který pracuje paralelně s distribuční sítí. Vyrobená energie je buď spotřebována v rámci objektu, kde je FVE instalována, nebo je dodávána do nejbližší distribuční sítě viz obrázek 4. U tohoto systému se již neinstaluje akumulární prvek, protože veškerá vyrobená energie je zpracována. Pro oba případy zapojení On-grid systému je potřeba splnit požadavky bezpečného provozu a zajistit kvalitu vyráběné el. energie, kterou definují normy a předpisy pro provozování distribuční soustavy (PPDS). [11]



Obrázek 4: Zapojení FV elektrárny v režimu On-grid. Převezato a upraveno z [7]

Hybridní systém

Hybridní systém kombinuje výhody obou předchozích systémů. Vyrobená energie z FV panelů je dodávána přes hybridní měnič spotřebičům během dne. Pokud spotřebiče přestanou odebírat vyrobenou energii, hybridní měnič ji začne ukládat do bateriového systému.

Pokud je baterie plně nabitá a v objektu už nelze energii dále využít např. pro ohřev TUV, dodá měnič přebytečnou energii do distribuční sítě. V opačném případě, pokud hybridní systém nebude schopen pokrýt spotřebu objektu, je možné dodat energii z distribuční sítě. [11]

FV elektrárny patří mezi zdroje, které jsou charakteristické velmi dynamickými změnami výroby energie, což je dáno řadou deterministických a stochastických faktorů. Dynamické změny výkonu se nejvíce projeví u velkých FV elektráren s instalovaným výkonem v řádech MWp. Fluktuující výkon FV elektráren může v síti způsobovat kolísání napětí, může také docházet k přetokům energie do vyšší napěťové hladiny, pokud zrovna není dodržena bilance výroby a spotřeby el. energie. Nově připojované zdroje již musí plnit požadavky autonomní regulace – $Q(U)$, $P(U)$, FRT , $P(f)$. Provozovatelé starších výroben nad 1 MW, které se na autonomní regulaci nepodílejí, jsou zpětně oslovovány distributorem, aby přešli z regulace účinníku na regulaci napětí $Q(U)$. Tato změna je výhodná jak pro provozovatele FVE, kterému jsou odpuštěny penalizace za nedodržení účinníku, tak pro distributora, protože v FVE v místě připojení stabilizuje napětí.

1.3.4 Větrné elektrárny

Princip fungování větrné elektrárny (VTE) je založený na přeměně kinetické energie masy větru na mechanickou energii větrné turbíny. Větrná turbína je hřídelí spojena s rotorem el. generátoru, který mění mechanickou energii na elektrickou. [7]

Teoretický dosažitelný výkon VTE je dán vztahem:

$$P_v = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 \cdot A \cdot c_p, \quad (3)$$

kde ρ je hustota vzduchu ($kg \cdot m^{-3}$), v je rychlost větru ($m \cdot s^{-1}$), A je plocha kterou vytyčuje větrná turbína (m^2), c_p je součinitel výkonnosti, který respektuje maximální účinnost větrného stroje 59,3 %. [7]

Podle využívaného aerodynamického principu dělíme větrné turbíny na:

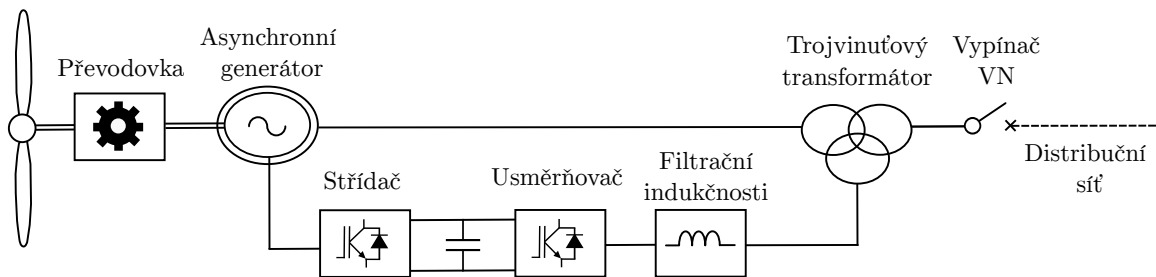
- Odporové – nejstarší typy větrných turbín (větrné mlýny), jednoduchá konstrukce. Princip je založený na velké ploše lopatek, které směřují proti směru větru, tím se navyšuje jejich aerodynamický odpor. Vlivem aerodynamického odporu působí na lopatky mechanická síla, která se následně přemění na rotační pohyb.
- Vztlakové – v současnosti nejpoužívanější typ větrných turbín. Konstrukce rotorových listů připomíná tzv. asymetrické těleso, které je obtékáno vzduchem. Na jedné straně listu, té s delší dráhou bude rychlost obtékání větší, než na straně druhé s kratší stranou. Na straně s vyšší rychlostí proudění bude vyšší dynamický a nižší statický tlak. Touto nerovnováhou tlaků vznikne tzv. aerodynamická vztlaková síla,

kteřá způsobí otáčení rotorových listů. [7]

Mezi nejvýznamnější výrobce VTE, které jsou instalovány na našem území patří společnosti Vestas a Enercon. Elektrárny od společnosti Vestas mají dohromady 131 MW instalovaného výkonu a elektrárny od společnosti Enercon 81,9 MW instalovaného výkonu. Celkový instalovaný výkon VTE v roce 2021 činil 339,4 MW. [12]

Větrné elektrárny Vestas

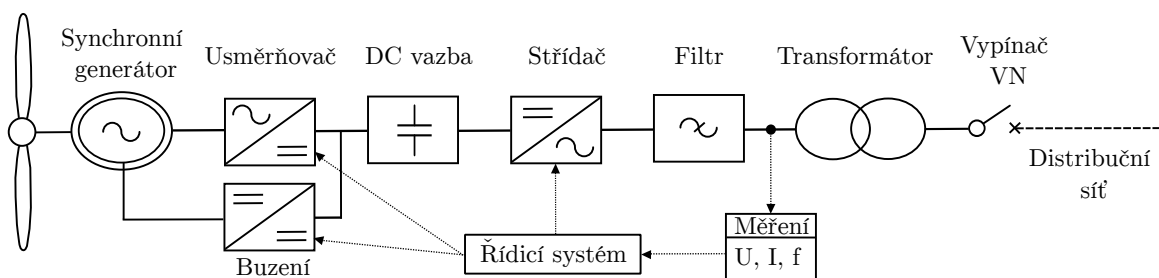
Větrné elektrárny Vestas využívají asynchronní stroj s vinutým rotorem a převodovkou, která rotor generátoru urychluje nad synchronní otáčky magnetického pole statoru. Rotor asynchronního generátoru je buzen z terciárního vinutí transformátoru skrze napěťový střídač, který umožňuje řízení toku jalového výkonu. Větrná elektrárna Vestas je schopna podílet se na řízení napětí $Q(U)$, stejně jako elektrárna Enercon. Znevýhodňujícím prvkem elektrárny Vestas je převodovka, která vyžaduje náročnější údržbu. [13]



Obrázek 5: Schéma zapojení větrné elektrárny Vestas. Převzato a upraveno z [13]

Větrné elektrárna Enercon

Větrné elektrárny Enercon využívají vícepólové synchronní stroje bez převodovky. Frekvence generovaného napětí synchronním generátorem je úměrná síle větru. Aby bylo dosaženo frekvence 50 Hz, je výstupní napětí z generátoru nejprve usměrněno, a poté přes napěťový střídač rozstředáno na frekvenci 50 Hz. Větrné elektrárny Enercon jsou vhodné k regulaci $Q(U)$, protože napěťový střídač je schopný řídit úhel mezi výstupním napětím a proudem a tím řídit dodání nebo odběr jalové energie ze sítě. Elektrárny Enercon je navíc možné instalovat v konfiguraci se statickým kompenzátorem (STATCOM), který umožňuje řídit tok jalového výkonu v síti bez ohledu na to, jestli elektrárna zrovna dodává činný výkon. [14]



Obrázek 6: Schéma zapojení větrné elektrárny Enercon. Převzato a upraveno z [14]

2 Zpětné vlivy OZE na napájecí síť

V této kapitole je řešena problematika spojená s legislativou týkající se OZE. Kapitola se opírá o kodex RfG NC a jeho implementaci od přílohy č. 4 PPDS. Tato kapitola řeší též zpětné vlivy výroben na napájecí síť z hlediska přílohy č. 4 PPDS a v neposlední řadě jsou v kapitole zmíněny autonomní funkce řízení napětí a frekvence definovaných kodexem RfG NC.

2.1 Legislativa zabývající se připojením výroben

Aby bylo možné v rámci Evropy dodržet vysoký standard zabezpečení a kvality dodávky el. energie, platní na území EU síťové kodexy (network codes), kterými jsou sjednoceny podmínky a postupy pro všechny nové výrobce, kteří chtějí být do el. soustavy připojeni. Zmíněné síťové kodexy týkající se připojení výrobců do sítě jsou v legislativě EU zakotveny v souvislosti s kodexem ENTSO-E Network Code on Requirements for Generators, z angličtiny přeloženo jako kodex s požadavky na připojení výrobců k el. síti, zkráceně se využívá označení RfG NC. Síťový kodex s požadavky na připojení výrobců k el. síti vstoupil v platnost 14. dubna 2016 Nařízením komise (EU), vydaného Evropskou unií. [15] [16]

Nově zdefinované požadavky v kodexu RfG NC rozdělují kontinentální Evropské výroby do čtyř výrobních modulů rozdělených podle instalovaného výkonu viz tabulka 1.

Tabulka 1: Rozdělení výrobních modulů podle instalovaného výkonu [16]

Výrobní modul	Instalovaný výkon
A	800 W
B	1 MW
C	50 MW
D	75 MW

Výrobní moduly (VM) se dále dělí na:

- Synchronní – tyto VM dodávají energii do sítě prostřednictvím synchronního generátoru, který je přifázovaný k síti, tudíž rychlost otáčení generátoru je přímo spřažena s frekvencí v síti.
- Nesynchronní – tyto VM dodávají energii do sítě prostřednictvím zdrojů, které jsou k síti připojeny nesynchronně, typickým příkladem jsou asynchronní generátory a výkonové měniče.

Podle toho, do které kategorie výrobního modulu je výrobní zařazena musí splňovat různé technické požadavky, týkající se odolnosti vůči dynamickým změnám v soustavě, výrobní zároveň musí plnit funkci podpory sítě. [16]

Kodex RfG NC definuje následující funkce podpory sítě:

- Podpora napětí – funkce $Q(U)$, funkce $P(U)$, funkce překlenutí poklesu napětí (FRT).
- Podpora frekvence – funkce $P(f)$.
- Dálkové řízení – provozovatel DS má možnost zadávat $\cos \varphi$, případně krátkodobě omezit činný výkon P . [16]

Tyto nově nastavené požadavky v kodexu RfG NC zajišťují lepší stabilitu sítě, zdroje se nově podílejí na autonomní podpoře napětí a frekvence. Výrobní moduly jsou schopné řídit dodávaný nebo odebíraný jalový výkon Q a tím řídit napětí U . V případě, že není dodržena bilance mezi výrobou a spotřebou výrobní modul je schopen snížit dodávaný činný výkon P do el. sítě a tím omezit přetoky do vyšších napěťových hladin. Přičemž v době „solárního boomu“ popisovaného v kapitole 1.2 tyto funkce ještě využívány nebyly. Díky těmto pokročilým funkcím je navíc možné do el. soustavy zapojit více nových výroben.

Nařízení komise EU 2016/631 (RfG NC) je implementované do Pravidel provozování distribučních soustav, konkrétně do přílohy č. 4. Některé části přílohy č. 4 PPDS jsou naopak rozšířené oproti kodexu RfG NC, příloha č. 4 např. definuje podkategorie výrobních modulů A1, A2 a B1, B2 viz tabulka 2, pro které navíc definuje požadavky RfG. [17]

Tabulka 2: Rozdělení výrobních modulů do podkategorií [17]

Podkategorie VM	Interval instalovaného výkonu	Napěťová hladina
A1	$800 \text{ W} \leq P_{inst} \leq 11 \text{ kW}$	NN
A2	$11 \text{ W} < P_{inst} < 100 \text{ kW}$	NN, VN
B1	$100 \text{ kW} \leq P_{inst} < 1 \text{ MW}$	VN, NN
B2	$1 \text{ MW} \leq P_{inst} < 30 \text{ MW}$	VN
C	$30 \text{ MW} \leq P_{inst} < 75 \text{ MW}$	VN
D	$P_{inst} \geq 75 \text{ MW}$	110 kV

Provozovatel distribuční soustavy vyhodnocuje podané žádosti o připojení nových výroben na základě:

- Energetického zákona č. 458/2000 Sb., který stanovuje podmínky podnikání v energetickém odvětví.
- Vyhlášky č. 16/2016 Sb., která stanovuje podmínky připojení výroben k DS.

- Přílohy č. 4 PPDS, která definuje pravidla pro paralelní provoz výroben a akumulčních zařízení se sítí provozovatele distribuční soustavy. Příloha č. 4 slouží zároveň jako metodika pro posuzování zpětných vlivů výroben na napájecí síť.
- Případně podle dalších technických směrnic obsažených v ČSN a PNE.

2.2 Posouzení zpětných vlivů výroben na napájecí síť

Při posuzování standardní žádosti o připojení mikrozdrojů s instalovaným výkonem do 10 kW připojených do sítě NN, které se instalují za účelem snížení vlastní spotřeby objektu, může distributor ověřit kvalitu el. energie a chod sítě pomocí výpočetního softwaru např. E-vlivy. Další možností, kterou distributor může ověřit kvalitu el. energie je nainstalování kontrolního měření do místa připojení. Kontrolní měření zpravidla vyhodnocuje kvalitu el. energie, měřenou v týdenním intervalu dle normy ČSN EN 50160. [18]

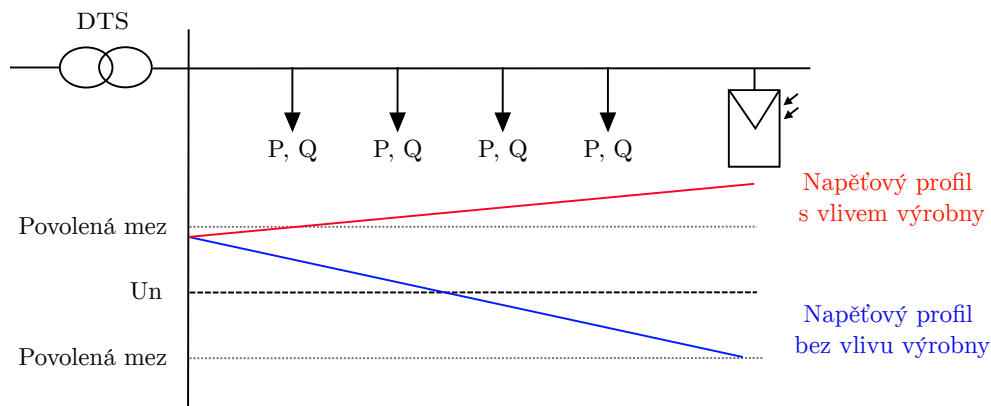
V případě posuzování žádosti o připojení výroby s instalovaným výkonem do 100 kW, připojené do sítě NN s licencí vydané ERÚ, postupuje distributor obdobně jako u předchozího případu, to znamená, že ověřuje zpětný vliv výroby na napájecí síť pomocí výpočetního softwaru nebo nainstalováním kontrolního měření do místa připojení výroby. [18]

Při posuzování žádosti o připojení výroby s instalovaným výkonem vyšším než 100 kW, připojené do sítě VN či VVN s licencí vydané ERÚ, má distributor možnost posoudit zpětný vliv výroby na napájecí síť opět pomocí výpočetního softwaru, kontrolním měřením, případně pokud si to situace vyžaduje, je distributor oprávněn požádat žadatele k vypracování a předložení studie o připojitelnosti. Studie se zaměřuje na vyhodnocení zpětných vlivů uvedených v příloze č. 4 PPDS. Jedná se o zhodnocení dovolené změny napětí ΔU při provozu výroby, dále je sledován flickr, hodnotí se spektrum harmonických proudů generovaných výrobou a v neposlední řadě se zkoumá ovlivňování zařízení HDO výrobou. Mimo posouzení zpětných vlivů výroby na napájecí síť, může studie dále obsahovat výpočet zkratových poměrů za účelem ověření dostatečného dimenzování sítě, jelikož připojením výroby narůstá zkratový výkon. Studie se také zabývá tím, jakým způsobem se výroba bude podílet na podpoře sítě, z hlediska autonomních funkcí definovaných kodexem RfG NC. [17] [18]

2.2.1 Změna napětí při připojení zdroje (trvalý provoz)

Dovolená změna napětí ΔU pro společný napájecí bod PCC (Point of common coupling) v síti NN při trvalém provozu výroby musí být menší nebo rovna 3 % U_n . [17]

Dovolená změna napětí ΔU pro společný napájecí bod PCC v síti VN a 110 kV při trvalém provozu výroby musí být menší nebo rovna 2 % U_n . [17]



Obrázek 7: Napěťový profil bez vlivu a s vlivem výroby

Na obrázku 7 je znázorněna distribuční síť s připojenou výrobnou OZE. Modrý napěťový profil reprezentuje úbytek napětí na vedení bez připojené výroby. Z obrázku 7 je patrné, že modrý napěťový profil přirozeně klesá úměrně se vzdáleností od distribuční trafostanice. V případě červeného napěťového profilu je do distribuční sítě připojena výroba, která bude do sítě dodávat vyšší výkon, než bude výkon odebíraný. Tím dojde k otočení směru toku výkonu po vedení, zároveň dojde k otočení směru úbytku napětí, protože napětí v místě připojení výroby bude vyšší, než napětí na sekundární straně distribučního transformátoru. Takto se chovají výroby, které neregulují napětí a jsou řízeny s účinníkem $\cos \varphi = 1$. Aby byla dodržena dovolená mez změny napětí, tak se výroby podílejí na autonomní regulaci napětí podle funkcí $Q(U)$ a $P(U)$. To znamená, že výroba může ovlivnit napětí v bodě PCC regulací jalového výkonu Q , pokud jalový výkon výroba odebírá napětí v bodě PCC klesá, naopak pokud výroba začne dodávat jalový výkon Q napětí v bodě PCC vzroste. V případě, že regulace $Q(U)$ je již na mezi svých regulačních schopností, zasáhne regulace $P(U)$, která při dosažení určité hranice napětí začne snižovat činný výkon P dodávaný výrobnou do napájecí sítě.

Jinou možností, jak omezit změnu napěťových poměrů podél vedení vlivem připojeného zdroje na konci vedení je použít OLTC transformátor jako DTS VN/NN v problematických částech sítě. Standardně se přepínání odboček u DTS provádí bez zatížení. OLTC (On-Load Tap Changer) transformátor je schopný provádět změnu odboček i při zatížení, díky tomu udržuje konstantní napětí na sekundární straně transformátoru, nedochází tak k fluktuaci napětí a je omezen přetok do vyšších napěťových hladin.

2.2.2 Flicker

Flicker je jedním z nejvýznamnějších faktorů, které mají negativní dopad na kvalitu napětí v distribučních sítích. Při rychlých změnách napětí se mění efektivní hodnota napětí v rozmezí $\pm 10\% U_n$, což je rozmezí odchylek napětí dané normou ČSN EN 50160. Důsledkem takto kolísajícího napětí je flicker, z angličtiny flicker přeloženo jako blikání. Rychle měnící se efektivní hodnoty napětí se u pozorovaného světelného zdroje (např. žárovky)

projeví jako změna jasu měnící se v čase. Flicker má nepříznivý vliv nejen na člověka, ale ovlivňuje i elektronická zařízení. Zdrojem flickru jsou převážně VTE a FVE díky proměnlivé dodávce výkonu do el. sítě. Mimo výrobní OZE jsou typickým zdrojem flickru také tepelná čerpadla, rámové pily (katr), svářeční zdroje a obloukové pece. [19]

Parametr, podle kterého flicker hodnotíme se nazývá míra vjemu flickru s označením P . Míru vjemu flickru dělíme podle nastaveného měřeného intervalu na míru vjemu krátkodobého flickru P_{st} (short term) a míru vjemu dlouhodobého flickru P_{lt} (long term). [19]

Míra vjemu krátkodobého flickru P_{st} měřeného v časovém intervalu 10 minut je dána vztahem:

$$P_{st} = \frac{d}{d_{lim}}, \quad (4)$$

kde d je relativní změna napětí, která je vyvolána změnou procházejícího proudu ΔI a určí se dle vztahu 5. Jmenovatel zlomku d_{lim} označuje relativní změna napětí podle křivky mezního flickru. [19]

Relativní změna napětí d se vypočte podle vztahu:

$$d = \frac{\Delta U_f}{U_{nf}} = \frac{\sqrt{3} \cdot \Delta U_f}{U_n} = \frac{\sqrt{3}}{U_n} \cdot (R_{kV} \cdot \Delta I \cdot \cos\varphi + X_{kV} \cdot \Delta I \cdot \sin\varphi), \quad (5)$$

kde ΔU_f je úbytek napětí způsobený měněním se proudem ΔI . Tím jak výrobní OZE (FVE, VTE) dodávají do sítě proměnlivý výkon reprezentovaný proudem ΔI , tak na impedanci sítě Z_{kV} vznikají napěťové úbytky a tím se zároveň mění napětí v bodech PCC. [19]

Míra vjemu dlouhodobého flickru P_{lt} měřeného v časovém intervalu 120 minut se vypočte podle vztahu 6 jako kubický průměr z 12 hodnot P_{st} změřených ve 120minutovém intervalu. Index n u krátkodobého vjemu flickru P_{st} odkazuje na měření 10minutových hodnot ve 120minutovém intervalu. [19]

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{n=1}^{12} \frac{P_{stn}^3}{12}}, \quad (6)$$

Příloha č. 4 PPDS definuje vjem dlouhodobého flickru následujícím vztahem:

$$P_{lt} = c \cdot \frac{S_{nE}}{S_{kV}}, \quad (7)$$

kde konstanta c vyjadřuje činitel flickru, který bývá uveden ve zkušební protokolů zařízení, S_{nE} vyjadřuje jmenovitý zdánlivý výkon výrobní a S_{kV} představuje zkratový výkon v bodě PCC. [17]

Příloha č. 4 PPDS požaduje od výroben, aby v bodě PCC na hladině NN a VN byla hodnota vjemu dlouhodobého flickru P_{lt} menší nebo rovna hodnotě 0,46. V síti 110 kV ve

společném napájecím bodě PCC musí výrobná dodržet mezní hodnotu $P_{lt} = 0,36$ nebo menší. [17]

Opatření která lze učinit pro omezení flikru vycházejí z rovnice 5 pro ΔU_f . Aby byl snížen úbytek napětí ΔU_f je možné ovlivnit hodnoty R_{kV} a X_{kV} , to znamená snížit impedanci Z_{kV} v místě propojení. To lze provést např. posílením vedení, nebo výměnou transformátoru s nižším napětím nakrátko. Další možností, jak omezit flikr je snížení ΔI , což u výroben OZE je parametr, který se řídí stochastickými a deterministickými faktory a jeho omezení je tedy komplikované. Flikr lze též omezit snížením účinníku, na to je však potřeba dynamická kompenzace, která bude rychle reagovat na měnící se ΔI .

2.2.3 Harmonické proudy

Harmonické proudy jsou takové proudy, které mají frekvenci rovnou celistvým násobkům základní harmonické proudu tj. 50 Hz. V energetice se setkáme nejčastěji s nízkofrekvenčním rušením v oblasti 0 až 2 kHz. Mezi zdroje tohoto rušení patří obecně nelineární spotřebiče, které ze sítě odebírají neharmonický proud, ale současně se jako zdroj rušení chovají nesynchronní výrobní moduly, které dodávají do sítě výkon prostřednictvím výkonových měničů, typickým příkladem jsou VTE a FVE. Harmonické proudy procházející sítí vytvářejí na impedanci sítě napěťové úbytky. Tyto napěťové úbytky, které byly vyvolány příslušnými řády procházejících harmonických proudů se superponují na základní harmonický průběh napětí a tím ho deformují. Deformované napětí může následně způsobovat nesprávnou funkci el. zařízení od elektrických ochran vedení až po elektronická zařízení v nemocnicích, která monitorují stav pacientů. Harmonické proudy mimo jiné způsobují zvýšení ztrát v magnetických obvodech el. strojů, též je namáhána izolace strojů vlivem zvýšeného tepelného namáhání a zvýšeným dielektrickým ztrátám. Harmonické proudy mají negativní vliv na zhášení elektrického oblouku při zemním spojení v sítích VN kompenzovaných Petersenovou tlumivkou, protože ta bývá laděna na frekvenci základní harmonické tj. 50 Hz. Harmonické proudy také ovlivňují správnou činnost hromadného dálkového ovládání (HDO), protože vlivem rezonančních jevů dochází k odfiltrování signálu HDO. Ovlivňování signálu HDO je další parametr sledovaný z hlediska zpětných vlivů výroben na napájecí síť podle přílohy č. 4 PPDS. [20] [21]

Obsah vyšších harmonických proudů v napájecí soustavě lze posuzovat dvěma přístupy. První způsob hodnocení je tzv. souhrnný. Při tomto způsobu hodnocení se definuje činitel celkového harmonického zkreslení označovaný THD (Total Harmonic Distortion). Pro proud je THD definováno následujícím vztahem:

$$THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1}, \quad (8)$$

kde I_h jsou efektivní hodnoty harmonických proudů a I_1 je efektivní hodnota základní harmonické proudu. THD_I tedy vyjadřuje celkový součet efektivních hodnot harmonic-

kých proudů I_h vůči efektivní hodnotě základní harmonické I_1 . Obdobně bychom tento vzorec mohli aplikovat na výpočet celkového harmonického zkreslení napětí THD_U . [20]

Druhý přístup, jak posuzovat obsah harmonických v napájecí soustavě je individuální. Tímto způsobem jsou posuzovány výroby podle přílohy č. 4 PPDS. Každý výrobní modul by před uvedením na trh měla projít typovými zkouškami z oblasti elektromagnetické kompatibility (EMC), které stanoví složení harmonických proudů emitovaných výrobním modulem. Pokud jsou generované harmonické proudy výrobním modulem v souladu s velikostí přípustného proudu I_v uváděného normou ČSN EN 61000-x-y pro příslušnou napěťovou hladinu, tak příloha č. 4 PPDS považuje generované harmonické proudy výrobním modulem v bodě PCC za přípustné. [17]

V případě, že výrobní modul tuto podmínku nesplní, je možné k ověření připojitelnosti na hladině NN využít následující vztah:

$$I_{vNN} = i_v \frac{S_{kV}}{\sin \psi_{kV}}, \quad (9)$$

kde přípustný proud I_{vNN} se pro danou harmonickou proudu výrobního modulu určí z přípustného vztažného proudu i_v (A/MVA), který udává příloha č. 4 PPDS. Dále v rovnici figuruje S_{kV} , což je zkratový výkon v bodě PCC a $\sin \psi_{kV}$ respektuje úhel impedance v bodě PCC. [17]

Pro výrobní moduly připojené do sítě VN se povolený přípustný proud I_{vVN} v jednom předávacím bodě vypočte pomocí součinu referenčních proudů i_{vVN} uvedených v tabulce přílohy č. 4 PPDS a zkratového výkonu S_{kV} ve společném napájecím bodě PCC. [17]

$$I_{vVN} = i_{vVN} \cdot S_{kV} \quad (10)$$

V sítích 110 kV se přípustné harmonické proudy pro výrobní moduly připojené k jedné trafostanici nebo k jednomu vedení 110 kV posuzují podle pravidel D-A-CH-CZ pro posuzování zapěných vlivů na síť 110 kV, která definují přípustné vztažné proudy harmonických. [17]

Pro harmonické do 13 řádu jsou přípustné harmonické proudy jednoho výrobního modulu stanoveny takto:

$$I_{vVVN} = i_{vVVN} \cdot S_{kV} \cdot \frac{S_A}{S_0}, \quad (11)$$

kde i_{vVVN} (A/GVA) je přípustný vztažný proud harmonických, S_{kV} je zkratový výkon ve společném napájecím bodě PCC, S_A je přípustný výkon výrobního modulu a S_0 je referenční výkon. [17]

Omezit vliv harmonických proudů na napájecí síť lze vícero způsoby, a to jak na straně napájecí sítě, tak na straně rušícího zařízení. Prvním opatřením, které lze učinit na straně napájecí sítě je snížení její impedance (zvýšení zkratového výkonu) v místě připojení

výrobního modulu. Dále je možné využít vhodnou konfiguraci zapojení napájecího transformátoru. Při zapojení transformátoru D/yn se zamezí průchodu 3. harmonické a jejím lichým násobkům do napájecí sítě. [20]

Na straně rušícího zařízení (výkonových měničů) lze omezit obsah harmonických vstupními tlumivkami, EMC filtry. U frekvenčních měničů, lze zvýšit pulznost vstupního usměrňovače a tím snížit obsah harmonických v odebíraném proudu. Do stejnosměrného meziobvodu frekvenčního měniče je možné zařadit tlumivku, která sníží zvlnění proudu. Na obsahu harmonických závisí také řízení výkonových součástek. U fotovoltaických napěťových střídačů s IGBT tranzistory je používána pro řízení tranzistoru pulzně šířková modulace (PWM), která zlepšuje obsah harmonických složek výstupního proudu. Opatření, která lze dále zavést pro omezení vlivu harmonických je instalace pasivních a aktivních filtrů. [20]

2.2.4 Ovlivnění zařízení HDO

Hromadné dálkové ovládání (HDO) je systém, který se používá k řízení odebírané energie u koncového zákazníka. HDO je využíváno k přepínání mezi vysokým a nízkým tarifem u odběrového místa. Při nízkém tarifu jsou elektrické spotřebiče sloužící k vytápění, ohřevu TUV nebo dobíjení elektromobilu provozovány s nižší cenou za kWh, než u vysokého tarifu. HDO se mimo jiné používá také pro energetické účely, kde umožňují na dálku ovládat el. zařízení MVE a el. stanic bez obsluhy. Pomocí HDO je také možné spínat kompenzační baterie, zasílat informaci o poruše poruchovým čítám nebo ovládat veřejná osvětlení. Signál HDO se přenáší el. sítí (VVN, VN, NN) jako impulzní povelový kód s napěťovou úrovní 1,6 až 2,5 % U_n a frekvencí 216,6 Hz, 425 Hz, 750 Hz nebo 1050 Hz, který je superponovaný na síťovou frekvenci 50 Hz. [22]

Signál HDO může být ovlivněn jednak výrobními moduly, které zvyšují zatížení vysílače HDO, snižují napěťovou úroveň signálu HDO nebo do sítě emitují rušivá napětí, která odpovídají frekvenci HDO. Mimo výrobních modulů ovlivňují signál HDO též zařízení sloužící ke kompenzaci účinníku. V těchto případech dochází k přirozenému odsávání signálu HDO, vlivem frekvenční závislosti kondenzátorů. Proti případnému odsátí signálu HDO jsou před kondenzátory předřazeny tlumivky, případně paralelní rezonanční obvody, které vytvářejí takzvané hradicí členy.

Podle přílohy č. 4 PPDS je sledován dopad výrobního modulu na ovlivnění zatížení konkrétního vysílače HDO. Vliv je posuzován na základě dostupné informace o zatížení vysílače, kterou udává PDS. Pokud se zatížení vysílače blíží maximu, je připojení výrobní bez provedení náležitých technických opatření zamítnuto. V případě že vysílač HDO není zatížen v blízkém maximu, je výrobní možné připojit, ale navýšení zatížení vysílače na hladině 110 kV nesmí překročit 5 A a u vysílače na hladině VN nesmí navýšení zatížení překročit hodnotu 2 A. [17]

Napěťová úroveň signálu HDO může být výrobnou nebo kompenzačními zařízeními snížena maximálně o 5 %, pokud je však po tomto snížení zachována minimální povolená úroveň signálu HDO. [17]

Příloha č. 4 PPDS dále zmiňuje dopad výroby na pokles napěťové úrovně signálu HDO, vlivem emitování rušivých napětí, jejichž frekvence odpovídá frekvenci HDO v dané lokalitě. Rušivé napětí vyvolané výrobnou nesmí být větší než 0,1 % U_n , pokud je jeho frekvence stejná nebo blízká lokálně používané frekvenci HDO. [17]

2.3 Zásady podpory sítě

Zásady autonomní podpory sítě, které definuje příloha č. 4 PPDS vycházejí již ze zmíněného síťového kodexu RfG NC. Výrobní moduly se na podpoře podílejí autonomně podle předem nastavených řídicích charakteristik a požadovaných hodnot. Autonomní podpora sítě se dělí na statickou a dynamickou. [17]

Statická podpora sítě

Tato podpora sítě je zaměřena na udržování stanovených mezí napětí při běžném provozu. Úkolem statické podpory je aby případné výkyvy napětí zůstaly v povolených mezích. K těmto účelům využívají výroby regulaci $Q=f(U)$, která je schopná řízením toku jalového výkonu Q udržovat konstantní napětí. Dále výroby využívají regulační funkci $P=f(f)$, která zajišťuje snižování činného výkonu při nadfrekvenci nebo podfrekvenci. V neposlední řadě výroby využívají též funkci $P=f(U)$, která provádí snižování činného výkonu v závislosti na napětí. [17]

Dynamická podpora sítě

Dynamická podpora sítě spočívá v tom, že výroby musí pracovat i v nepříznivých stavech z hlediska napětí. To znamená že výroby musejí zůstat připojené, i když dojde k napěťovým poklesům způsobených zkratem. Dynamická podpora sítě má zajistit, aby výroby zůstaly při poruchách připojené po nejdelší možnou dobu. Mez kdy by měla být výroba odpojena určuje takzvaná křivka překlenutí poklesu napětí, z angličtiny „fault-ride-through“ (FRT). Pokud by v tomto případě došlo k odpojení výroben, tak by se pokles napětí ještě zvýšil. Proto se předpokládá že porucha, která způsobila pokles napětí po nějaké době odezní a výroby, které se neodpojily od sítě se dále budou podílet na výrobě. Do dynamické podpory sítě patří ještě řada dalších funkcí jako je chopenost startu ze tmy, schopnost ostrovního provozu a jiné. [17]

2.3.1 Statické řízení napětí pomocí jalového výkonu výroben

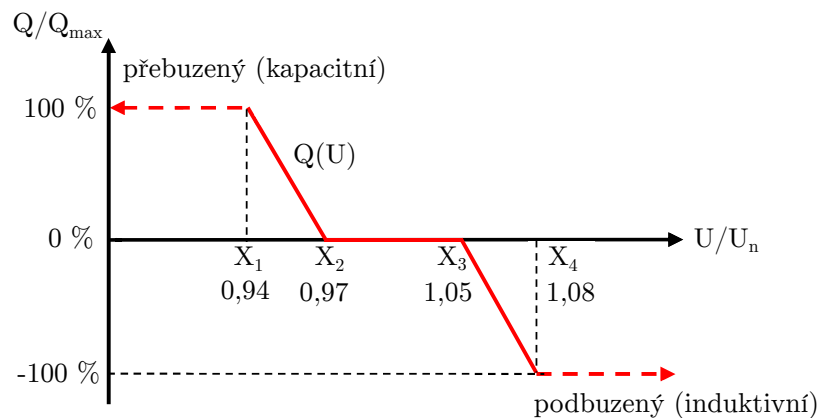
Výrobní moduly se na statickém řízení napětí podílejí pomocí řízení toku jalového výkonu. Hlavní regulační rozsah účinku pro výrobní moduly A1 připojené na hladině NN

je v pásmu 0,9 kapacitní až 0,9 induktivní. Na výrobní moduly A2, B1, B2, C a D připojené převážně do sítí VN je kladen ještě přísnější důraz z hlediska regulačního pásma na dodávku nebo odběr jalového výkonu.

Na napěťové hladině NN nebo VN regulují výrobní moduly do 1 MW napětí podle autonomní regulace $Q(U)$. Regulace napětí je prováděna automaticky výrobním modulem na základě odběru nebo dodávky jalového výkonu Q , podle hodnoty napětí, měřeného na svorkách zdroje. Zdroje s instalovaným výkonem nejčastěji 1 MW a více už mají povinnou regulaci U/Q , která spočívá v možnosti dálkové regulace dispečerem na požadovanou hodnotu napětí v bodě PCC, na základě P-Q diagramu výrobního modulu. Řídicí systém výrobního modulu je připojený přes protokol IEC 60870-5 do systému ASRU (automatická sekundární regulace napětí), který řídí napětí v pilotním uzlu. [23]

Autonomní regulace $Q(U)$

Výrobní moduly na hladině NN nebo VN do výkonu 1 MW regulují napětí podle charakteristiky na obrázku 8. V případě FVE je regulační charakteristika implementována přímo do střídače.



Obrázek 8: Charakteristika funkce $Q=f(U)$. Převzato a upraveno z [17]

Na ose x charakteristiky $Q(U)$ se nachází čtyři body, které jsou určeny poměrem napětí v místě připojení a jmenovitým napětím v síti. Osa y vyjadřuje poměr mezi dodávaným, potažmo odebíraným jalovým výkonem a maximálním jalovým výkonem, který může být výrobnou buď dodán nebo odebrán. V oblasti X_2 a X_3 výrobní nedodává ani neodebírá jalový výkon Q , pracuje tedy s účinnkem $\cos \varphi = 1$. Pokud poměr napětí U/U_n je větší než 105 % výrobní začíná ze sítě odebírat jalový výkon Q , tím se zvýší úbytek napětí v síti ΔU_f viz rovnice 12 a napětí v místě připojení klesne. [17]

$$\Delta U_f = R \cdot I \cdot \cos \varphi + X \cdot I \cdot \sin \varphi = R \cdot I_c + X \cdot I_j = R \cdot \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U} + X \cdot \frac{Q}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (12)$$

V opačném případě, pokud poměr napětí U/U_n je menší než 97 % výrobní začne do sítě dodávat jalový výkon Q , úbytek napětí v síti ΔU_f se sníží a napětí v místě připojení vzroste. Regulace napětí pomocí jalového výkonu je efektivní hlavně v sítích kde $X \gg R$,

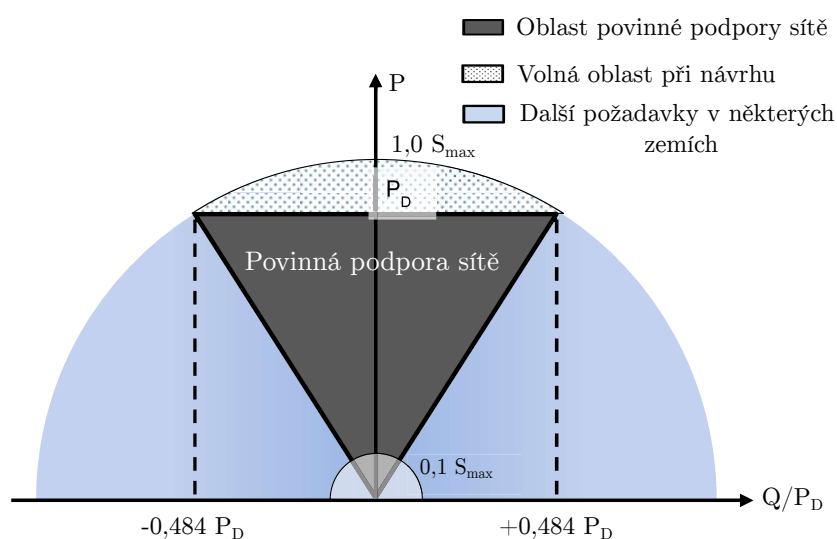
v sítích kde naopak převažuje činný odpor sítě bude napětí více ovlivněné činným výkonem P . [17]

Body, které definují $Q(U)$ charakteristiku určuje provozovatel distribuční soustavy na základě parametrů sítě, do které má být výrobná připojena, případně je charakteristika nastavena podle studie připojitelnosti výroby. [17]

U/Q regulace – povinná podpora sítě

U výroben je jalový výkon Q nejčastěji regulován v následujících třech režimech:

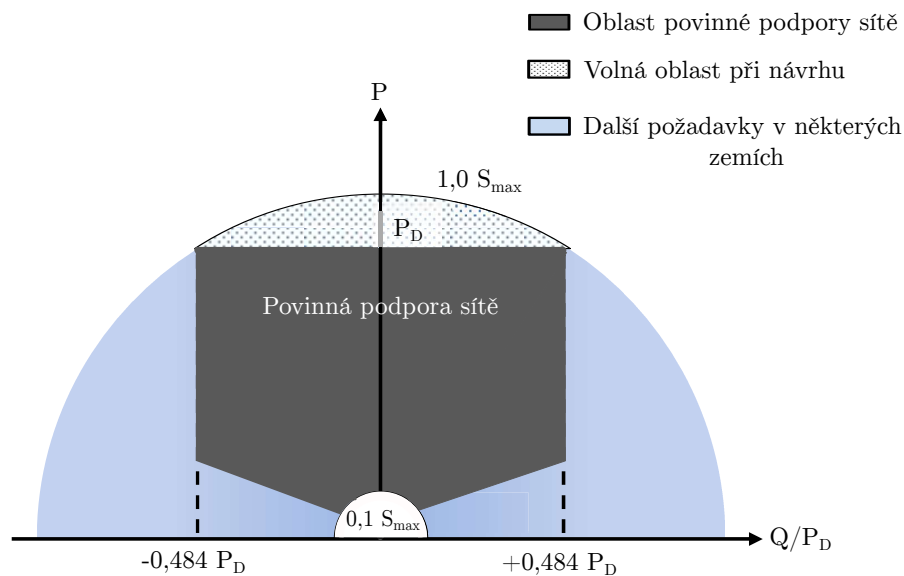
- Konstantní $\cos \varphi$ – regulace jalového výkonu Q probíhá tak, aby účinník $\cos \varphi$ byl udržován na konstantní hodnotě v povoleném rozmezí. Tento režim řízení využívaly dříve všechny instalované výroby na hladině NN a VN. Dnes tento způsob řízení využívají ještě některé výroby na hladině VN.
- Konstantní U – tato regulace bývá také označovaná jako U/Q a její podstatou je regulovat jalový výkon Q tak, aby byla udržována konstantní hodnota zadaného napětí v bodě PCC. Dnes prakticky všechny výrobní moduly připojované do sítí NN a VN regulují podle této funkce. Regulace U/Q je prováděna podle P-Q diagramu výroby. Příloha č. 4 PPDS definuje dva základní P-Q diagramy, a to sice pro výroby s instalovaným výkonem do 100 kW a nad 100 kW viz obrázky 9 a 10. Výroby jsou připojené do systému ASRU, který dostává požadovanou hodnotu napětí z dispečinku distributora el. energie.
- Konstantní Q – tato regulace se týká velkých výroben připojených do sítě VNN, které doposud nebyly připojeny do sekundární regulace napětí ASRU. Hodnota jalového výkonu Q bývá zadávána prostřednictvím dispečerského řízení. [23]



Obrázek 9: Regulační rozsah VM A1, A2 do 100 kW v síti NN. Převzato a upraveno z [17]

Regulace U/Q pro výroby do 100 kW v síti NN probíhá podle P-Q diagramu na obrázku

9. V prvním kvadrantu P-Q diagramu pracuje výrobní modul v přebuzeném stavu a chová se jako zdroj jalového výkonu Q, v druhém kvadrantu je výrobní modul v podbuzeném stavu a jalový výkon Q spotřebovává. Regulační rozsah odpovídá účinníku $\cos \varphi = 0,9$ induktivní, až $\cos \varphi = 0,9$ kapacitní. [17]



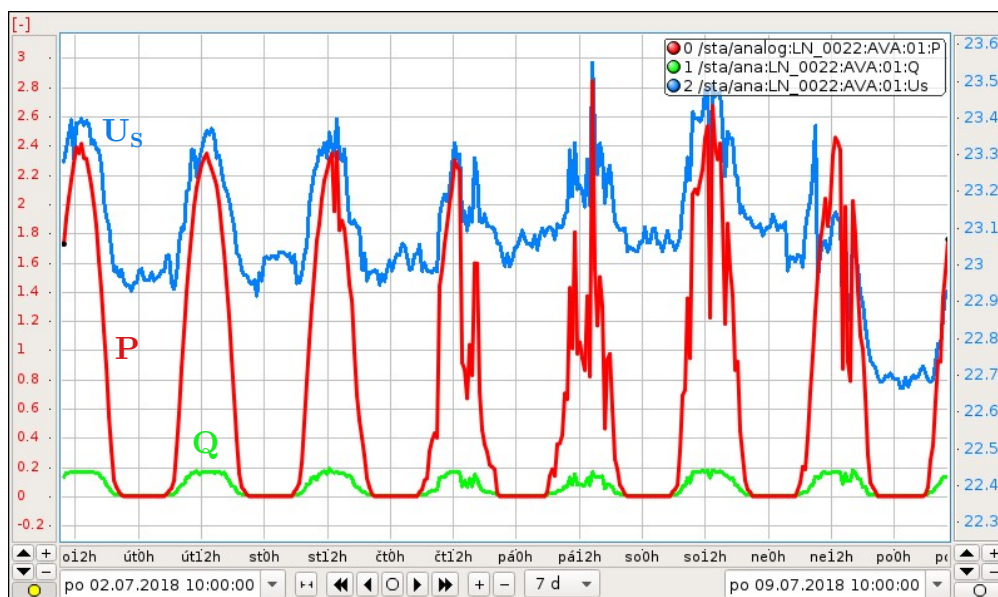
Obrázek 10: Regulační rozsah VM A2, B1, B2 a C nad 100 kW. Převzato a upraveno z [17]

Pro výrobní s výkonem nad 100 kW, které jsou připojovány do sítí NN, VN a VVN platí přísnější požadavky z hlediska regulace jalového výkonu, oproti předešlému případu.

Regulace U/Q v praxi u FVE Dubčany 2,9 MW

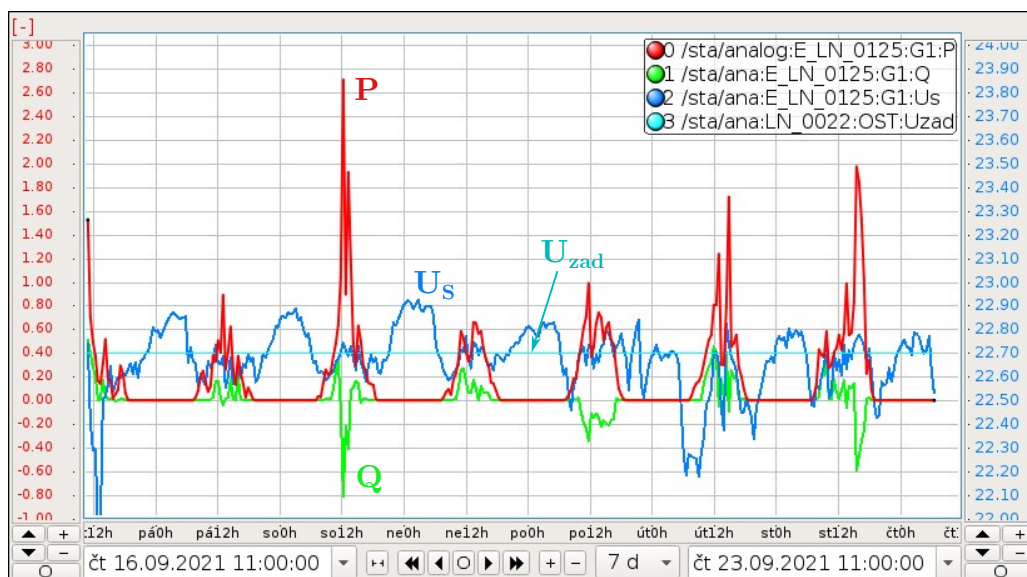
To jak následně vypadá nestabilizované a stabilizované napětí vlivem U/Q regulace je patrné z následujících obrázků 11 a 12, kde je hodnocen stav před a po zapnutí regulace U/Q u FVE Dubčany s instalovaným výkonem 2,9 MW připojené do sítě 22 kV.

Jak se chová FVE během týdenního měření bez regulace U/Q lze vyzorovat z obrázku 11. Modrý průběh znázorňuje sdružené napětí U_s měřené na lince 22 kV. Červený průběh reprezentuje činný výkon P, který do sítě dodává FVE Dubčany. Tok jalového výkon Q zobrazuje zelený průběh. Během týdenního měření je možné pozorovat, jak s východem Slunce nad obzor roste činný výkon P a během 12 hodiny dosahuje činný výkon maxima. Tím, jak dochází k nárůstu činného výkonu, tak se také navyšuje hodnota napětí na lince 22 kV. FVE v těchto chvílích pouze dodává jalový výkon do sítě.



Obrázek 11: Týdenní měření FVE Dubčany bez U/Q regulace [23]

Následující obrázek 12 zachycuje týdenní měření FVE Dubčany se zapnutou regulací U/Q. Během týdenního měření jsou opět patrné výkonové špičky činného výkonu, které dosahují maxim v poledne ve 12 hodin. Situace se změnila u měřeného napětí a jalového výkonu. Napětí je nově regulováno na hodnotu zadávaného napětí U_{zad} . Podle toho, kdy je napětí potřeba zvýšit nebo snížit elektrárna reguluje tok jalového výkonu ve dvou stavech (+) jako dodávku Q nebo (-) jako odběr Q ze sítě. To je patrné ze zeleného průběhu jalového výkonu, který nabývá těchto dvou stavů. Patrný rozdíl oproti vypnuté regulaci U/Q je dobře viditelný na sobotním měření přibližně kolem 12 hodiny. Činný výkon dodávaný elektrárnou stoupá, ale regulace elektrárny začne odebírat jalový výkon ze sítě, tím dojde ke snížení napětí a jeho stabilizaci na zadané hodnotě.



Obrázek 12: Týdenní měření FVE Dubčany s U/Q regulací [23]

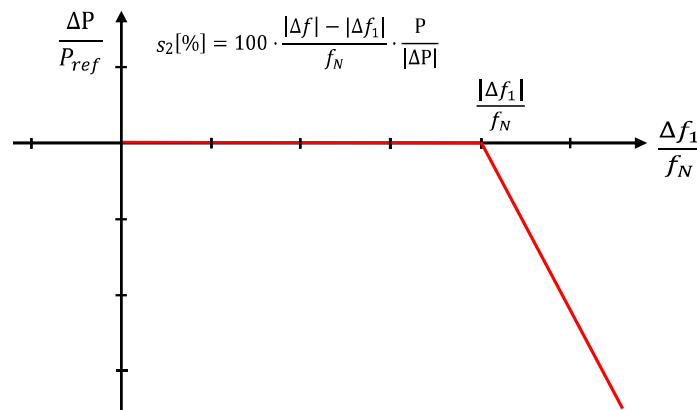
Pozitivní vlastnost U/Q regulace, která plyne z obrázku 12 je stabilizace napětí i při velkých změnách činného výkonu P, na druhou stranu se tím zvyšují ztráty na vedení vlivem přenášeného jalového výkonu Q. Pro distributora je tedy důležité nalézt vhodný kompromis mezi stabilitou napětí a zvýšenými ztrátami na vedení. Regulace U/Q přináší benefit také majiteli výroby, protože se na něj přestává vztahovat penalizace za nedodržení předepsaného účinníku $\cos \varphi$.

2.3.2 Řízení činného výkonu výroben

Všechny výrobní moduly, které jsou instalovány do distribuční soustavy musí být schopny samostatně snižovat činný výkon na základě frekvence sítě, podmínek v síti, případně podle požadavků z dispečinku PDS. V případě že výrobní modul není schopen snížit dodávaný činný výkon mělo by dojít k jeho autonomnímu odpojení od DS. Na základě kodexu RfG NC se příloha č.4 PPDS kromě snižování výkonu zmiňuje také o zvyšování činného výkonu u nesynchronních výrobních modulů B2, C, a D při podfrekvenci. Jde o poskytování tzv. umělé setrvačnosti, zpravidla jde o připojení akumulárního zařízení k výrobnímu modulu. V případě poklesu frekvence v síti se na stabilizaci frekvence podílejí výrobny tím, že zvýší dodávaný činný výkon prostřednictvím připojeného akumulárního zařízení. Tato funkce zatím využívána není, do budoucna by se situace mohla však změnit, hlavně díky odstavení uhelných elektráren, které využívají setrvačnosti synchronních generátorů. [17]

Snižování činného výkonu při nadfrekvenci

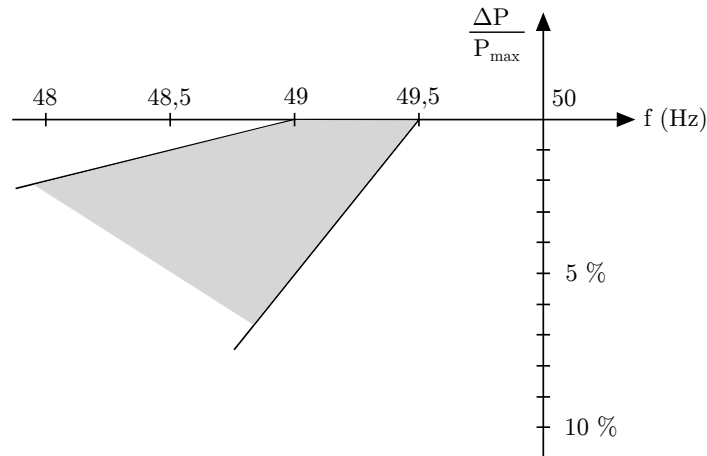
Výrobní moduly by měly být schopny automaticky snižovat dodávaný činný výkon při dosažení hodnoty prahové frekvence podle charakteristiky na obrázku 13. Pokud frekvence sítě roste, znamená to, že přestává platit bilanční rovnice a dodávaný výkon je větší než spotřebováváný. Hodnota prahové frekvence se pohybuje v rozmezí 50,05 až 50,5 Hz, se statikou 4 % až 10 %. V České republice se jako defaultní hodnota prahové frekvence považuje 50,2 Hz se statikou 2 %. Konkrétní hodnoty však určí provozovatel DS tak, aby nebyla narušena koordinace s jinými sousedními oblastmi. Činný výkon může být výrobnou opět dodáván při poklesu frekvence pod 50,05 Hz včetně. [17]



Obrázek 13: Odezva činného výkonu na nadfrekvenci. Převzato a upraveno z [17]

Snižování činného výkonu při podfrekvenci

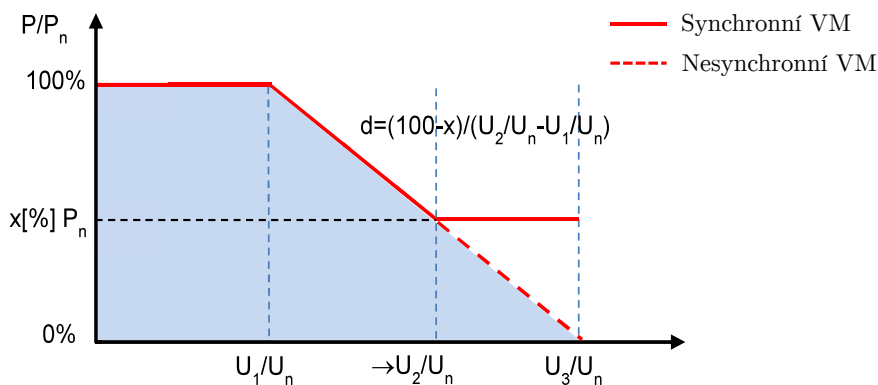
Pokud chce výrobní modul snižovat činný výkon při podfrekvenci, to znamená že spotřeba energie v síti převažuje nad dodávanou energií, může výrobní modul svůj výkon snižovat pouze v rozsahu šedé oblasti viz obrázek 14. Rozsah oblasti, ve které může výrobní modul snižovat činný výkon s klesající frekvencí definuje provozovatel přenosové soustavy. Pokud by výrobní moduly snižovaly činný výkon při podfrekvenci více než je přípustné, mohlo by dojít k dalšímu nekontrolovanému poklesu frekvence, což by mohlo vést k ohrožení frekvenční stability sítě.[17]



Obrázek 14: Odezva činného výkonu na podfrekvenci. Převzato a upraveno z [17]

Snižování činného výkonu – funkce P(U)

V sítích VVN platí, že reaktance vedení převažuje nad jeho činným odporem. V těchto sítích se reguluje napětí pomocí toku jalového výkonu. V sítích NN, kde naopak odpor vedení převažuje nad reaktancí se více uplatní regulace napětí pomocí činného výkonu. Totéž platí i pro Off-grid systém popisovaný v kapitole 1.3.3. Z tohoto důvodu mají být všechny výrobní moduly, které jsou připojeny do sítě NN prostřednictvím střídače s jmenovitým proudem 16 A na fázi vybaveny regulací P(U). Regulace P(U) zajistí snížení dodávaného činného výkonu, pokud se napětí výrobní začne blížit hranici, kdy už by zareagovala přepěťová ochrana. Tím by se mělo zabránit častému odpojování výrobní od sítě. [17]



Obrázek 15: Regulace charakteristika funkce P(U). Převzato a upraveno z [17]

3 Práce pod napětím (PPN)

V této kapitole je rozebrána problematika práce pod napětím (PPN) na venkovních sítích VN se zřízeným zvláštním režimem provozu (ZRP). Kapitola též pojednává o nechtěných ostrovních provozech, které na linkách VN mohou vznikat vlivem rozšiřující se decentralizované výroby.

3.1 Normy zabývající se problematikou PPN

Práce pod napětím, zkráceně PPN definuje norma ČSN EN 50110-1 ed. 3 jako soubor všech prací, které provádí dotyčná osoba, buď v přímém kontaktu s živými částmi (vodiče pod napětím) nebo je uvnitř ochranného prostoru, který je vytyčen normou nebo do tohoto prostoru zasahuje částí těla nebo nástrojem, se kterým v tomto prostoru manipuluje. [24]

Další významnou normou týkající se práce pod napětím je PNE 33 0000-6. Tato podniková norma vychází z normy ČSN EN 50110-1 a zpracovává základní postuláty týkající se bezpečnosti obsluhy a práce na elektrických zařízeních výroben, distribučních a přenosových soustavách. [25]

Kromě těchto norem se distributoři el. energie dále řídí normami, které se vztahují k jednotlivým ochranným pomůckám a dalšímu vybavení, které je pro PPN nezbytné, např. izolační rukavice, izolační tyče a jiné univerzální nářadí. Na jednotlivé technické nářadí určené pro PPN se navíc vztahuje technický list, který specifikuje za jakých podmínek a jakým správným způsobem lze tyto nástroje používat. Kromě platných norem se distributoři dále řídí vlastními vnitřními dokumenty, které shrnují pravidla a postupy provádění prací PPN.

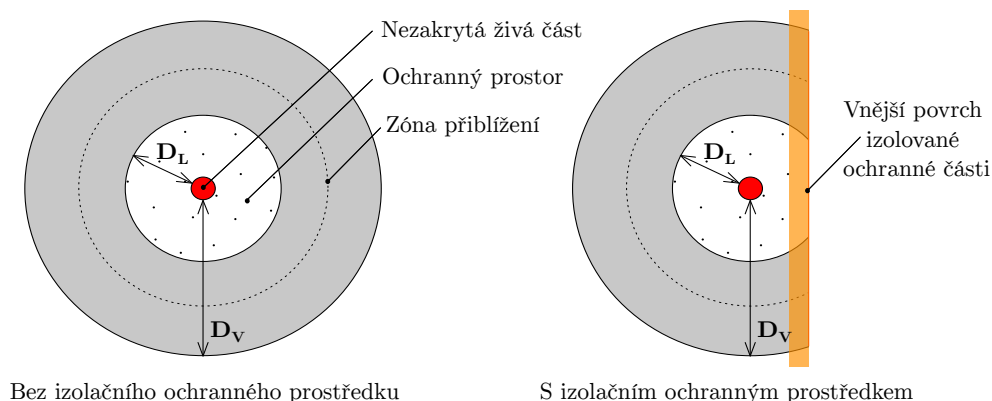
3.2 Rozdělení prací na elektrických zařízeních

Práce pod napětím se řadí do jedné ze tří kategorií prací na elektrických zařízeních nebo v jejich blízkosti, které jsou definované normou PNE 33 0000-6. Kategorie prací na elektrických zařízeních jsou normou definovány takto:

- Práce na elektrickém zařízení **bez napětí**
- Práce na elektrickém zařízení **v blízkosti napětí**
- Práce na elektrickém zařízení **pod napětím**

- Běžné práce pod napětím – měření, kontrola napěťového stavu, fázování, výměna pojistek, zajištění bezpečnostních opatření na pracovišti.
- Práce na zařízeních vypnutých, ale nezajištěných.
- Vybrané práce pod napětím (metody PPN viz podkapitola 3.3).

K tomu, aby bylo možné mezi sebou jednotlivé typy prací odlišit zavádí norma ČSN EN 50110-1 ed. 3 doporučené vzdušné vzdálenosti, které jsou definovány kolem živých částí elektrických zařízení viz obrázek 16. Podle vzdálenosti od živých částí je následně zvolen pracovní postup. [24]



Obrázek 16: Vymezení vzdušných vzdáleností pro pracovní postupy. Převzato a upraveno z [24]

Za práci na elektrických zařízeních bez napětí, lze považovat takové práce, které jsou vzdušnou čarou od živých částí vzdáleny nejméně o hodnotu D_V , ta určuje vnější hranici zóny přiblížení. Za práce na elektrickém zařízení v blízkosti napětí lze považovat takové práce, které se provádějí ve vytyčeném mezikruží mezi vzdálenostmi většími než D_L a menšími než D_V . Prováděcí pracovník, který provádí práci v blízkosti napětí se buď přímo nachází v daném mezikruží nebo do této zóny zasahuje nářadím či jinými předměty. Za práce pod napětím lze považovat takové práce, kdy se provádějící pracovník pohybuje v prostoru obklopující živé části (ochranný prostor) nebo se jich přímo dotýká. Tento prostor je vytyčen kótou D_L , která určuje hranici ochranného prostoru. Druhá část obrázku 16 poukazuje na situaci, když je do prostoru v blízkosti živých částí instalován izolační ochranný prostředek např. izolační zábrany, a kryty které se běžně při pracích PPN používají. [24]

Doporučené minimální vzdálenosti D_L (vnější hranice ochranného prostoru) a D_V (vnější hranice zóny přiblížení) jsou udávány normou PNE 33 0000-6 pro různé napěťové hladiny viz tabulka 3. Minimální doporučené vzdálenosti mohou být vedoucím práce před zahájením práce na elektrickém zařízení zvětšeny. [25]

Tabulka 3: Doporučené minimální vzdálenosti D_L a D_V pro různé napěťové hladiny [25]

U_n (kV)	D_L (mm)	D_V (mm)
$1 < U_n < 10$	120	1150
22	260	1260
35	370	3700
110	1000	2000
220	1600	3000
400	2600	4600

3.3 Vybrané práce pod napětím (metody PPN)

Vybrané práce pod napětím jsou dle PNE 33 0000-6 takové práce na elektrických zařízeních, které mohou provádět pouze pracovníci, kteří byli zvlášť k této činnosti vyškoleni a během práce na elektrických zařízeních se řídí postupy a metodami PPN. Během prováděcích prací jsou pracovníci buď přímo ve styku s živými částmi nebo do prostoru kolem živých částí zasahují částmi těla, případně pracovními předměty, které drží v ruce. [25]

Vybrané práce PPN se nejčastěji provádějí na napěťové hladině nízkého a vysokého napětí. Na hladině nízkého napětí u venkovních a kabelových sítích provádějí práce PPN vyškolení elektromontéři samotných distribučních společností, případně elektromontéři od externích zhotovitelů. Mezi nejčastější náplň práce pod napětím na hladině NN patří: připojení či odpojení odběratelů, zaizolování vzdušného vedení při rekonstrukci objektu, výměna poškozených izolátorů, výměna pojistek, údržba a čištění rozváděčů, instalace měřicích přístrojů pro smart distribuční sítě v souvislosti s Národním akčním plánem pro chytré sítě 2019–2030. [26]

Oproti tomu vybrané práce PPN na napěťové hladině VN provádějí specializované týmy, které spadají přímo pod distribuční společnosti. Provádějící pracovníci absolvují povinné kurzy PPN VN do 35 kV, školení práce ve výškách podle BOZP atp. Týmy PPN jsou rozmístěny v regionech ČR podle distribučních území. Například v regionu západ, který spadá pod ČEZ Distribuční služby, a. s. provádějí PPN na hladině VN celkově tři týmy (Karlovy Vary, Plzeň a Klatovy). Práce pod napětím se nejčastěji provádí na venkovním vedení VN. Mezi časté úkony patří například: připojení či odpojení vedení, výměna izolátorů, opravy vodičů, výměna konzole, opravy odpojovačů, odpínačů atp. [26]

Práce pod napětím je prováděna podle tzv. pracovních metod, které definuje ČSN EN 50110-1. Jedná se o metody:

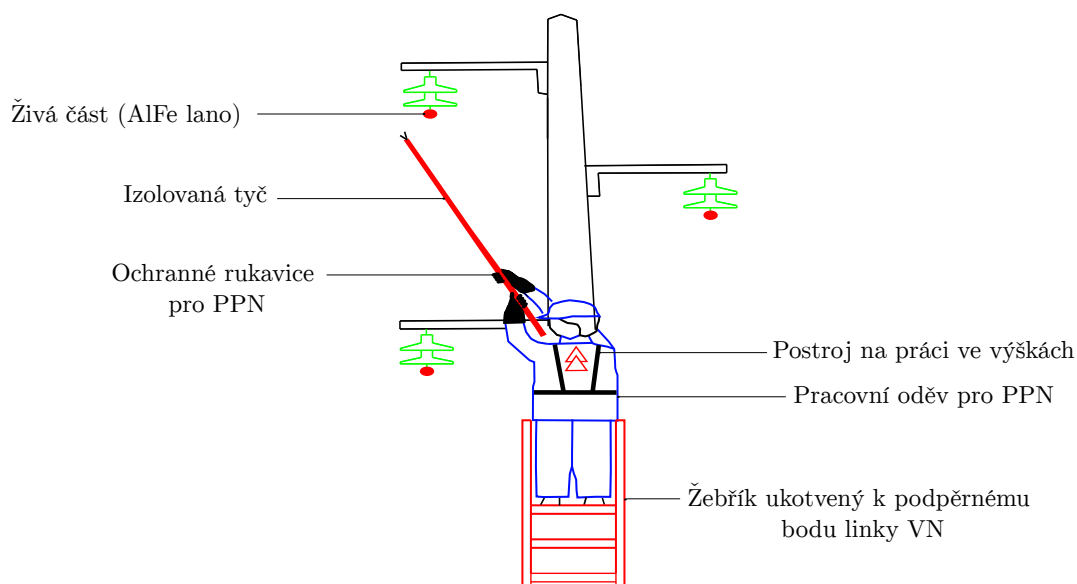
- Práce na **vzdálenost** – práce na bezpečnou vzdálenost
- Práce s **izolačními rukavicemi** (dříve též práce v dotyku)
- Práce v **přímém dotyku** (dříve též práce na potenciálu)

Metody jsou chronologicky řazeny dle historického vývoje a dostupnosti vybavení, které se pro potřeby PPN vyvíjelo. V praxi se lze setkat ještě s jednou metodou PPN, která je zároveň definovaná v normě PNE 33 0000-6. Jedná se o metodu C3M, což je zkrácený název pro kombinaci tří metod. Tato metoda se využívá v případech, kdy je potřeba k provedení PPN více než jedna ze tří metod. [25]

3.3.1 Metoda práce na vzdálenost

Při metodě práce na vzdálenost si provádějící pracovník udržuje určitou bezpečnou vzdálenost od živých částí, přitom svou činnost provádí pomocí izolované tyče. Ta část izolované tyče, kterou se provádějící pracovník dotýká živých částí je na konci osazena příslušným pracovním nástrojem, například štípacími kleštěmi a na druhém konci izolované tyče se nachází ovládací mechanismus. Během prací musí provádějící pracovník stále dbát, aby svými částmi těla nezasahoval do zóny kolem živých částí, ta je vytyčena vzdáleností D_L . [25]

Na obrázku 17 je vyobrazen způsob provádění metody PPN na vzdálenost. Provádějící pracovník je vybaven ochrannými pomůckami, které jsou určeny pro PPN, ty jsou označeny symbolem dvou překrývajících se trojúhelníků. Manipulaci provádí izolací tyčí, která musí splňovat standardy dle ČSN EN 60832-1 (Práce pod napětím – Izolační tyče a připevňovací zařízení). Provádějící pracovník při provádění metody na vzdálenost stojí na žebříku a je jištěn postrojem pro práci ve výškách. Pro metodu PPN na vzdálenost lze využít mimo žebříku i oba typy plošin jak izolovanou, tak neizolovanou.



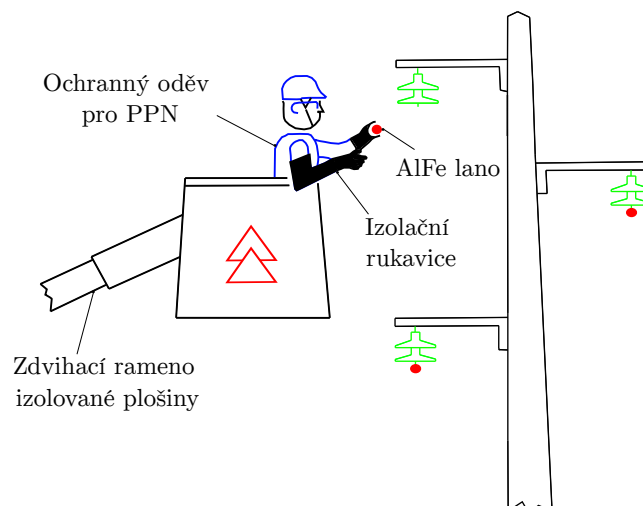
Obrázek 17: Metoda práce na vzdálenost

3.3.2 Metoda práce s izolačními rukavicemi

Metoda práce s izolačními rukavicemi, též dříve označovaná jako metoda v dotyku, je takový způsob provedení práce pod napětím, kdy se provádějící pracovník přímo dotýká živých částí elektrického zařízení, přitom má však na ruku nasazené izolační rukavice. Ty jsou vyráběny pro určitou napěťovou hladinu a musejí splňovat náležité technické požadavky dle ČSN EN 60903 ed. 2, která udává nároky na izolační rukavice používané při PPN. [24] [25]

Pokud je metoda práce s izolačními rukavicemi prováděna na napěťové hladině NN, tak kromě izolovaných rukavic a nářadí používá provádějící pracovník izolační podložku, která zajistí izolaci chodidel proti zemi. Naopak při provádění metody PPN s izolačními rukavicemi na hladině VN je provádějící pracovník izolován proti zemi izolovanou plošinou. [25]

Na obrázku 18 je znázorněno provádění metody PPN s izolačními rukavicemi. Provádějící pracovník je zdvižen ramenem izolované plošiny do úrovně živé části. Veškeré pracovní úkony, které pracovník provádí na živé části, může realizovat pouze v izolačních rukavicích. Oproti předchozí metodě na vzdálenost má provádějící pracovník lepší vizuální kontakt s živými částmi a díky tomu může lépe verifikovat závadu. V některých případech může být však manipulace v izolačních rukavicích pro provádějícího pracovníka velmi obtížná, vzhledem k tloušťce rukavic. V těchto případech se jeví jako vhodnější použít metodu práce v přímém dotyku (na potenciálu).



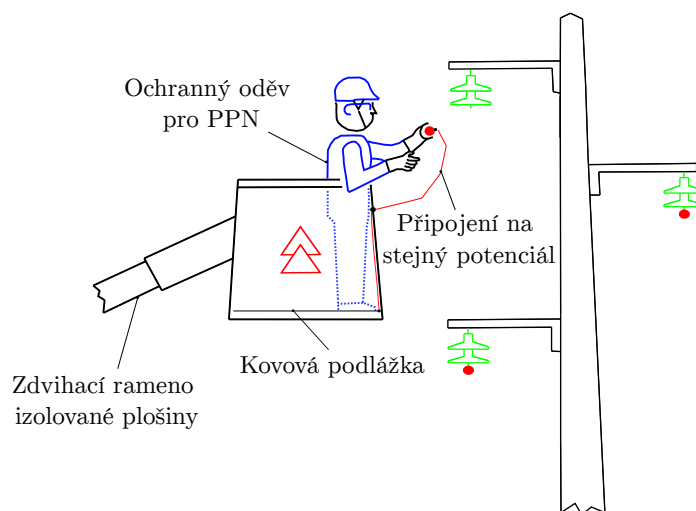
Obrázek 18: Metoda práce s izolačními rukavicemi

3.3.3 Metoda práce v přímém dotyku

Metoda PPN v přímém dotyku (dříve též na potenciálu), spočívá v uvedení provádějícího pracovníka a všech vodivých částí v jeho okolí na stejný potenciál. Provádějící pracovník je zdvižen do úrovně živých částí, přičemž před zahájením prací musí být veškeré vodivé

části kolem pracovníka uvedeny na stejný potenciál, včetně kovové podlahy uvnitř koše, na které provádějí pracovník stojí. Během metody PPN v přímém dotyku se může provádějí pracovník dotýkat živých částí holou dlaní, ovšem z důvodu jeho bezpečnosti má při práci nasazené ochranné rukavice proti oděru, řezu a jiným vlivům. [25]

Norma PNE 33 0000-6 se také zmiňuje o nutnosti využívání speciálního vodivého oblečení, pokud intenzita elektrického pole je vyšší než 15 kV/m. Tento údaj vychází z normy ČSN 33 2040, která se zabývá ochranou před účinky elektromagnetického pole o frekvenci 50 Hz. Vodivé oblečení funguje na principu Faradayovy klece, díky tomu je pracovník uvnitř obleku chráněn před účinky elektromagnetického pole. [25]



Obrázek 19: Metoda práce v přímém dotyku

3.4 Účel zavádění PPN

Ekonomické ztráty

Každé přerušení napájení způsobuje ekonomické ztráty na obou stranách, ať už na straně distribučních společností, které přicházejí o zisk z nedodané elektřiny, tak na straně průmyslových objektů, které vlivem přerušení napájení musí zastavit výrobní technologii. Pokud se jedná o plánovaná přerušení, za účelem např. opravy, tak tyto práce mohou být provedeny metodou PPN, čímž se sníží počet přerušení dodávek elektřiny. Celkový počet čet vyškolených k provádění PPN je však omezen, proto je potřeba tyto práce pečlivě koordinovat v oblasti plánovaných prací. [27]

Systémové ukazatele

Další motivací pro distributory, proč zavádět PPN je dodržování norem a vyhlášek. Konkrétně se jedná o normu ČSN EN 50160 ed. 3 o charakteristikách napětí elektrické energie dodávané z veřejných distribučních sítí a vyhlášku č. 540/2005 Sb., o kvalitě dodávek elektrické energie a souvisejících služeb v elektroenergetice. Vyhláška č. 540/2005 Sb. stanovuje v příloze č. 5 takzvané ukazatele nepřetržitosti distribuce elektřiny, které hodnotí

úroveň kvality dodávané elektřiny. Podle § 21 odst. 2 vyhlášky o kvalitě jsou pro distribuci elektřiny definovány tyto ukazatele nepřetržitosti:

- **SAFI** – System Average Interruption Frequency Index, vyjadřuje průměrnou četnost přerušení dodávky elektřiny zákazníkům v určitém hodnoceném období a na určité napěťové hladině.
- **SAIDI** – System Average Interruption Duration Index, vyjadřuje průměrnou souhrnnou dobu přerušení dodávky elektřiny zákazníkům v určitém hodnoceném období a na určité napěťové hladině.
- **CAIDI** – Customer Average Interruption Duration Index, jedná se o podíl dvou předchozích ukazatelů SAIDI/SAIFI, který vyjadřuje průměrnou dobu trvání jednoho přerušení dodávky elektřiny. [28]

Distributoři elektrické energie podle § 21 odst. 1 vyhlášky o kvalitě vedou záznamy o všech dlouhodobých přerušeních, tyto záznamy pak předávají ERÚ, který sleduje a vyhodnocuje nepřetržitost dodávky elektřiny v distribučních soustavách. Snižování četnosti a doby přerušení lze pracemi PPN ovlivnit pouze v rámci předem plánovaných prací. Mimo to, lze ke zlepšování ukazatelů kvality SAIFI a SAIDI přispět instalací dálkově ovládaných prvků jako jsou reclosery nebo dálkově ovládané úsečníky a v úsecích s vyšším výskytem poruch provést kabelizaci. [28] [27]

Kvalitativní ukazatele nejde příliš dobře porovnávat mezi jednotlivými distribučními společnostmi, protože každá distribuční společnost spravuje technicky odlišné sítě, zaměřené buď na intravilán nebo extravilán. Jako podstatnější se jeví sledování kvalitativních ukazatelů individuálně za jednotlivé distribuční společnosti. [29]

Zvýšení bezpečnosti pracovníků

Mimo předešlých zmíněných okolností, může práce pod napětím přispět také ke zvýšení bezpečnosti provádějících pracovníků. Ti musejí mít odpovídající elektrotechnickou kvalifikaci a projít školením PPN. Toto školení se dle PNE 33 0000-6 musí opakovat každých 36 měsíců. Provádějící pracovník je nejen dobře proškolen k práci kterou bude vykonávat, zároveň je také vybaven špičkovými ochrannými pomůckami a vybavením. Navíc je práce pod napětím kvalifikována jako práce pod dozorem, to znamená, že PPN musí být prováděna pod trvalým dozorem pověřené osoby (vedoucí pracovník), který odpovídá za dodržování bezpečnostních předpisů, pracovních postupů, a také za používání předepsaných pomůcek, jak ochranných, tak pracovních. Kromě těchto okolností má práce pod napětím na člověka také psychologický efekt. Provádějící pracovník už předem ví, že zařízení je pod napětím, a že si svým chováním musí počínat tak, aby neohrozil sám sebe, případně své spolupracovníky. Opakem tomu může být práce bez napětí, kdy provádějící pracovník přistupuje k elektrickému zařízení, u kterého sice je deklarován beznapěťový stav, ale prováděcí pracovník tento stav řádně neověří, v takovém případě může pracovník

sám sebe vystavit velkému riziku, protože se mohlo stát, že zařízením bylo manipulováno a došlo tak ke změně jeho napěťového stavu. [25] [27]

3.5 Zvláštní režim provozu při PPN

Při provádění prací PPN je základním stavebním kamenem dodržení bezpečnosti práce. Kladen je důraz jak na provádějící pracovníky, kteří musí striktně dodržovat bezpečnostní a technologické postupy, tak na jejich vybavení, které musí splňovat nároky platných norem. Pro ještě větší bezpečnost provádějících pracovníků při činnostech prováděných pod napětím na elektrických zařízeních VN se zřizuje takzvaný zvláštní režim provozu, zkráceně ZRP. Zvláštní režim provozu spočívá v technicko-organizačních opatřeních, které jsou zřízeny před zahájením vybrané pracovní činnosti na elektrickém zařízení VN prováděné postupy a metodami PPN. Zvláštní režim provozu zřizuje výhradně dispečer distribuční soustavy, na základě pokynu od vedoucího práce PPN. Po skončení činnosti PPN dispečer opět zruší ZRP, na požadavek vedoucího práce PPN.

Zavedení ZRP v souvislosti se zvýšením bezpečnosti pracovníků má dva základní významy. Během ZRP je zajištěna komunikace vedoucího práce PPN a dispečerem DS, ten může okamžitě informovat vedoucího práce PPN, pokud by v části DS došlo k nějaké změně, která by mohla přímo ohrozit bezpečnost pracovní skupiny. V takovém případě dispečer předá informaci vedoucímu pracovníkovi PPN, který okamžitě přeruší pracovní činnost PPN. Další význam ZRP spočívá v nastavení ochrany, ty musejí být nastaveny tak, aby při poruše byli provádějící pracovníci maximálně chráněni. [30]

3.5.1 ZRP v sítích kompenzovaných Petersenovou tlumivkou

Během zřízeného zvláštního režimu provozu v kompenzovaných sítích přes zhášecí tlumivku se zřizují následující technicko-organizační opatření:

a) Požadované úpravy zapojení DS

Vedení, na kterém je zřízeno ZRP musí být před jeho započítáním nakonfigurováno tak, aby při ZRP nedocházelo k vyrovnané výkonové bilanci výroba/spotřeba. V případě, že dochází k vyrovňování výkonové bilance na vedení se zřízeným ZRP, je potřeba provést změny zapojení vedení nebo vypnutí zdrojů, aby k vyrovnané výkonové bilanci během ZRP nedocházelo. Kontrola bilance výroby a spotřeby se provádí pomocí dispečerského řídicího systému, ze kterého lze exportovat graf vývoje výkonu P (resp. I) na daném vedení s časovým rozsahem 30 dnů. [30]

Pokud je na vedení zřízeno ZRP a převažuje dodávka činného výkonu od instalovaných zdrojů, dojde k jejich odpojení nadfrekvenční ochranou. V opačném případě, kdy převažuje odběr činného výkonu, dojde k odpojení výroben na podfrekvenci. [30]

Při provádění prací pod napětí metodou na vzdálenost není nutné posuzovat výkonovou bilanci před zřízením ZRP, přesto je doporučeno tento stav ověřit a případně změnit konfiguraci sítě tak, aby výrobní byly přepojeny na jiná vedení, kde nebude zřízen ZRP. [30]

b) **Doporučení pro zapojení DS**

Konfiguraci distribuční sítě se doporučuje provést tak, aby na přípojnicích, kde je připojené vedení se zřízením ZRP byl snížen počet vedení. Ty mohou být přepojeny na druhou přípojnicí. Hlavní účelem této konfigurace je, aby byla minimalizována možnost výpadku vedení se zřízením ZRP vlivem zemního spojení, které vzniklo na vedení, jenž je připojené do stejné přípojnice jako vedení se zřízením ZRP. [30]

c) **Spojení mezi dispečerem a vedoucím práce PPN**

Během prací PPN se komunikace mezi dispečerem a vedoucím práce PPN řídí pravidlem $(n - 1)$. Komunikace musí probíhat buď pomocí dvou mobilních telefonů, nebo mobilního telefonu a radiostanice. Vedoucí práce PPN, který žádá dispečera DS o zřízení ZRP na vedení mu během komunikace sdělí druhý způsob spojení. Během komunikace dispečer provede rekapitulaci výkonové bilance na vedení, kde má být zřízen ZRP. [30]

d) **Zákaz zapnutí vedení po jeho výpadku**

Po výpadku vedení, na kterém byl zřízen ZRP je zakázáno toto vedení uvádět opět do provozního stavu, dokud není objasněna příčina jeho výpadku mezi dispečerem DS a vedoucím práce PPN. [30]

e) **Změna nastavení ochran**

Před zahájením ZRP na vedení je potřeba nastavit ochrany následujícím způsobem:

- Všechny ochrany, včetně těch které, měly uměle prodloužený čas reakce musí být nastaveny tak, aby reagovaly za minimální vypínací čas.
- Automatika opětovného zapnutí (OZ) musí být vypnuta.
- Napěťové zemní relé musí být přepnuto ze stavu signalizace zemního spojení na stav, kdy při zemním spojení pošle signál na výkonový vypínač a ten linku se zřízením ZRP odpojí. [30]

3.5.2 ZRP v sítích uzemněných přes odporník

Technicko-organizační opatření, která je potřeba učinit před zřízením ZRP v sítích uzemněných přes odporník se téměř shodují s body, které platily pro síť se zhášecí tlumivkou. Významný rozdíl je však v bodě a), který stanovuje požadované úpravy zapojení DS. V sítích uzemněných přes odporník není potřeba provádět analýzu výkonové bilance před zřízením ZRP na vedení. Předpokládá se, že odporově uzemněné sítě jsou výhradně kabelového provedení. Při zemním spojení se výrazně projeví kapacita kabelového vedení, což

má vliv na výsledný poruchový proud, který svým charakterem připomíná spíše zkrat. Připojené výroby jsou díky tomu odpojeny nadproudovými ochranami a není tedy potřeba zkoumat výkonovou bilanci. [30]

3.6 Vliv obnovitelných zdrojů na práci pod napětím

Vliv stále vzrůstajícího trendu instalování výroben do sítí VN, popisovaného v kapitole 1 s sebou přináší nejen problémy se zpětnými vlivy výroben na napájecí síť, ale objevují se také jevy, které ovlivňují bezpečnost provozu distribuční soustavy. Těmito jevy se myslí nechtěné ostrovní provozy obnovitelných zdrojů při činnostech PPN.

Standardně pokud je na vedení prováděna činnost PPN se zřízeným ZRP, tak způsobené zemní spojení, ať už vnější přechodnou poruchou nebo chybou pracovníka při PPN způsobí, podle nastavení ochran vypnutí tohoto vedení ve stanici. Pokud jsou ovšem k vedení připojeny výrobní moduly typu FVE, které se standardně neodpojují, může dojít za specifických podmínek k situaci, kdy vedení je vlivem zemního spojení ve stanici odpojeno, ale připojená FVE, tento jev nepostřehne a pokračuje v dodávkách činného výkonu do vedení, dokud není odpojena frekvenční ochranou. Tento stav je nebezpečný pro provádějící pracovníky PPN, protože vedení na kterém byl zřízen ZRP už není zcela pod kontrolou dispečerů.

V některých případech se ostrovní provozy mohou udržet i v řádu několika minut. Doba setrvání v ostrovním režimu je mimo jiné závislá na nastavení frekvenčních ochran. Ty se nastavují dle přílohy č. 4 PPDS, musí však respektovat normální frekvenční rozsah výrobních modulů, který je pro všechny moduly na NN, VN i 110 kV stejný a to 49–51 Hz viz tabulka 4.

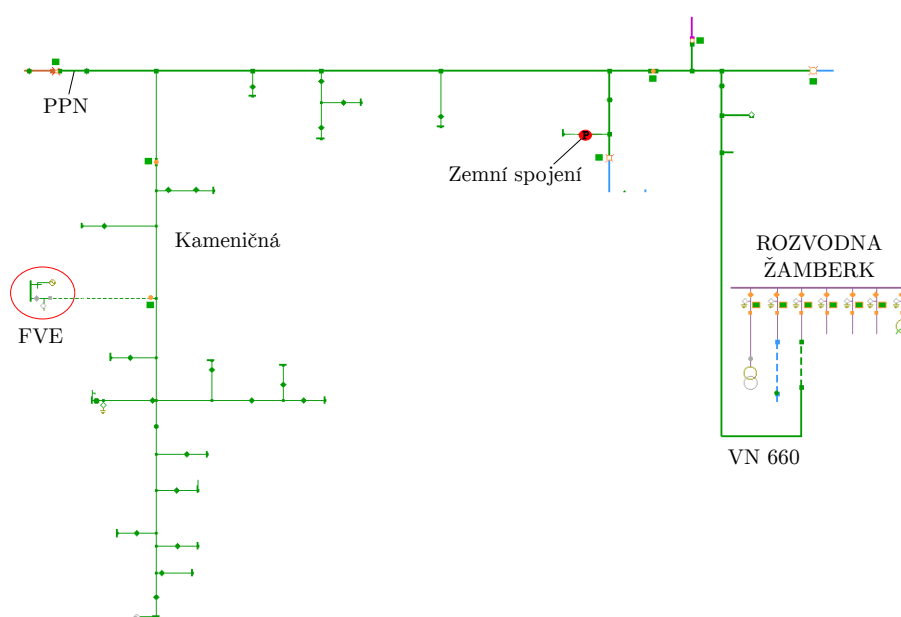
Tabulka 4: Provozní frekvenční rozsah výrobních modulů [17]

Rozsah frekvence	minimální doba provozu
47 – 47,5 Hz	20 s
47,5 – 48,5 Hz	30 min
48,5 – 49 Hz	90 min
49 – 51 Hz	neomezeně
51 – 51,5 Hz	30 min

Takto definovaná škála frekvencí zvolená tak, aby se minimalizovalo riziko ztráty setrvačnosti ES vlivem odpojování výrobních modulů od ES, může v kombinaci s rozšiřující se decentralizovanou výrobou způsobovat provozovatelům distribučních sítí problém se zajištěním bezpečnosti provozu.

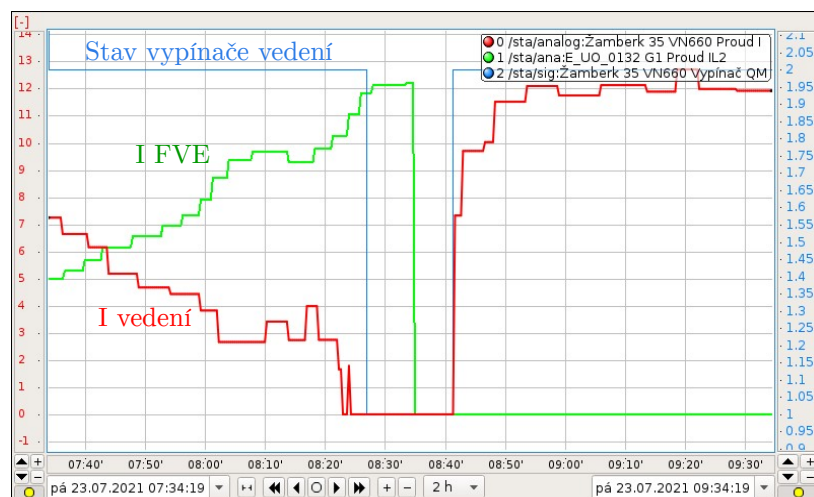
3.6.1 Nechtěný ostrovní provoz FVE 5,1 MW Kameničná

V této podpodkapitole je popsána reálná situace nechtěného ostrovního provozu linky VN 660 viz obrázek 20 s připojenou FVE s výkonem 5,1 MW. Na vedení byla prováděna činnost PPN, se zřízeným ZRP. Ochrany v rozvodně Žamberk byly nastaveny dle kritérií ZRP. Reakční časy ochran byly sníženy na minimum, automatika OZ byla vypnuta a zemní napěťové relé bylo přepnuto ze stavu signalizace do stavu vypnutí vypínače vedení. Před zřízením ZRP byly ohlášeny a vypnuty točivé zdroje nad 500 kW. Větrné elektrárny Enercon popisované v 1.3.4 se před zřízením ZRP odpojovat nemusí, protože díky stejnosměrnému meziobvodu není elektrárna považována za točivý stroj, ale svým chování připomíná více FVE.



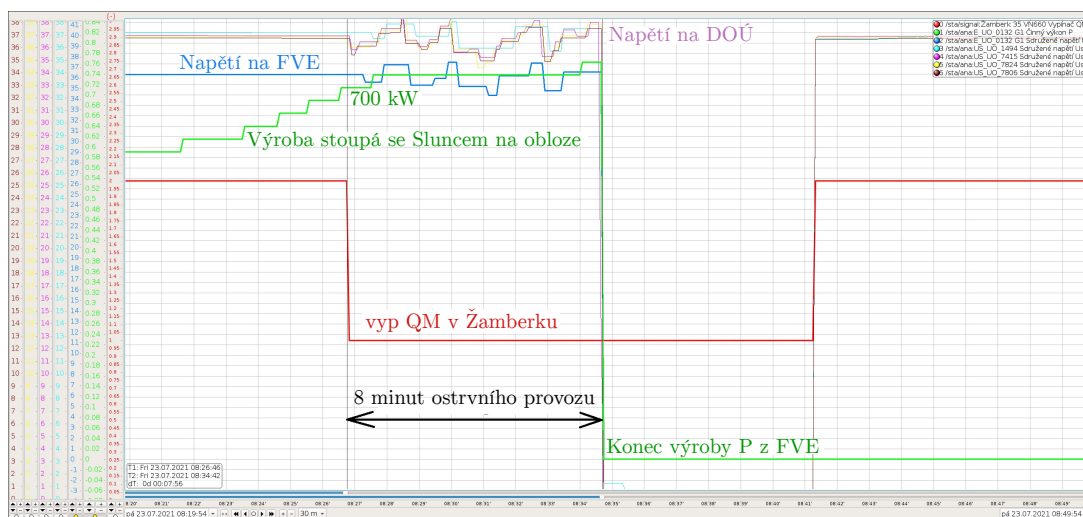
Obrázek 20: Linka VN 660 napájená z rozvodny Žamberk. Převzato a upraveno z [31]

Pracovní četa prováděla na vedení VN 660 činnost PPN se zřízeným ZRP. Během prací nastalo na vedení zemní spojení, zemní napěťové relé poruchu registrovalo a vyslalo impulz na vypínač, který linku VN 660 v rozvodně Žamberk odpojil. Vypnutí vypínače v rozvodně Žamberk však nezaregistrovala FVE Kameničná, která pokračovala dále v dodávání činného výkonu do sítě. Zemní spojení nastalo zrovna ve chvíli, kdy vypínačem v rozvodně Žamberk tekla téměř nulový proud viz obrázek 21. Došlo ke stavu, kdy byla vyrovnaná bilance mezi výrobou (FVE) a spotřebou na lince VN. V takovém případě po vypnutí vypínače v rozvodně Žamberk nenastal žádný přechodný děj, na který by mohla ochrana FVE reagovat. Nastavení ochran bylo ovšem správné, dle podmínek PPDS, ale ochrany neměly důvod reagovat. Pro FVE to byl normální provozní stav, protože její ochrany nemohly vyhodnotit poruchový stav, naopak pro distribuční soustavu se jednalo o ostrovní provoz.



Obrázek 21: Vyrovnaná výkonová bilance na lince VN 660 [31]

Jakým způsobem se situace vyvíjela dále je patrné z obrázku 22. Červený průběh je stav vypínače v rozvodně Žamberk, který linku VN 660 při vzniku zemního spojení odpojil. Zelený průběh reprezentuje činný výkon dodávaný FVE, který se zvyšuje tím, jak Slunce stoupá nad obzor. Po vypnutí vypínače je ze zeleného průběhu patrné, že FVE Kameničná stále dodává činný výkon. Tento jev je patrný i z průběhů napětí, měřeného na dálkově ovládaných úsečnicích (DOÚ). FVE Kameničná se udržela s linkou VN celých 8 minut v ostrovním provozu, odpojena byla až frekvenční ochranou při dosažení frekvence 51,5 Hz.



Obrázek 22: Situace na lince VN 660 v grafu [31]

Možností, jak se vyvarovat nechtěnému ostrovnímu provozu spočívá právě ve sledování výkonové bilance na vedení, na kterém má být zřízen ZRP. Před zřízením ZRP je potřeba 30 dní zpětně zkontrolovat výkonovou bilanci na vedení a ověřit, že k ní nedochází, pak mohou správně zapůsobit frekvenční ochrany. Pokud dojde ke zjištění, že na vedení skutečně dochází k vyrovnávání výkonové bilance, je potřeba provést změny zapojení vedení nebo připojené zdroje odpojit.

4 Výpočetní model s MVE

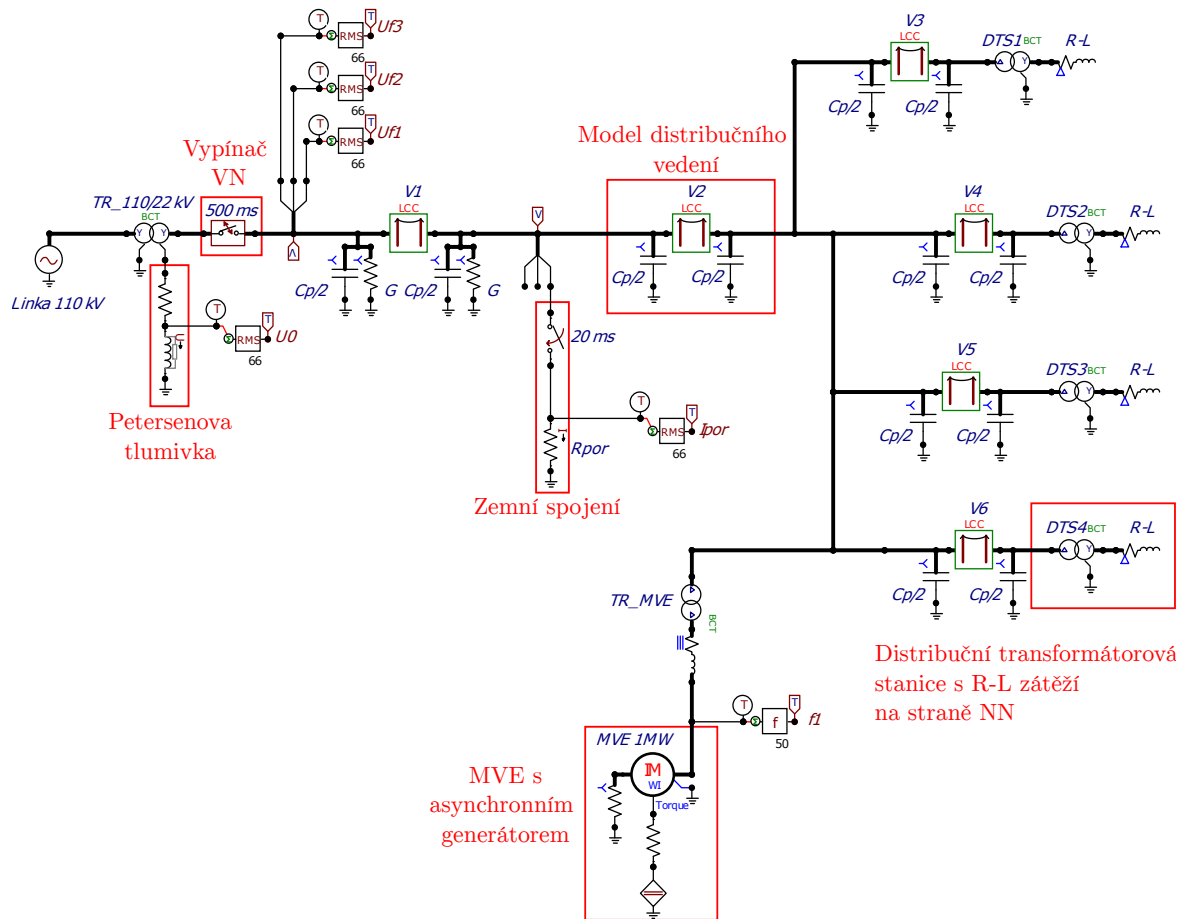
Následující kapitola se zabývá simulací nechtěného ostrovního provozu na lince VN se zřízeným ZRP. Do sítě VN je připojena MVE, která bude prodlužovat dobu poruchy. Simulace je provedena v programu EMTP-ATP. V simulacích jsou uvažovány různé konfigurace poměru výroby a spotřeby na vedení, zároveň je uvažován i měnící se přechodný odpor poruchy.

4.1 EMTP-ATP

Model distribuční VN sítě byl vytvořen v programu EMTP-ATP, což je software určený pro simulování elektromagnetických a elektromechanických přechodných dějů. Model zkoumané sítě se vytváří v prostředí ATPDraw, kde se současně definují parametry jednotlivých prvků obvodu. Po uložení modelu v prostředí ATPDraw je vygenerován textový datový soubor, který je určený pro samotný program ATP. Příkazem *run current file* dojde ke spuštění numerického řešení vygenerovaných diferenciálních rovnic, sestavených na základě obvodu v ATPDraw. Získané výsledky, je poté možno zobrazit grafickým postprocesorem PlotXY. [32]

4.2 Model distribuční VN sítě s MVE v prostředí ATPDraw

Na modelu distribuční VN sítě s MVE, který je na obrázku 23 bude provedena simulace nechtěného ostrovního provozu, který vznikne po odpojení linky VN vypínačem v rozvodně. Linka VN bude odpojována vypínačem na základě povelu od zemní napěťové ochrany, která by v síti VN zaregistrovala zemní spojení. Jelikož je na lince VN prováděna činnost PPN, zemní napěťová ochrana je z důvodu bezpečnosti provádějících pracovníků přepnuta ze stavu signalizace ZS na stav, kdy při ZS vysílá povel na vypnutí vypínače, aby byla linka VN co možná nejrychleji odpojována. Linka VN bude sice vypínačem v rozvodně odpojována, ale v distribuční síti VN je též připojena MVE, která bude prodlužovat dobu poruchy, což je v rozporu s bezpečností provádějících pracovníků PPN. O tom, jak dlouho bude MVE prodlužovat dobu poruchy bude rozhodovat konfigurace výkonové bilance mezi MVE a připojenou zátěží.



Obrázek 23: Model distribuční VN sítě s připojenou MVE 1 MW

4.3 Použité prvky v síti a jejich konfigurace

V modelu jsou použity různé obvodové prvky, jejichž provozní parametry včetně nastavení jsou blíže specifikovány v následujících podpodkapitolách.

4.3.1 Linka 110 kV

Přívodní linka do rozvodny je reprezentovaná ideálním trojfázovým zdrojem napětí. Defaultně je zdroj nastaven pro zadávání maximální fázové hodnoty napětí (Peak L-G). Tato hodnota lze určit ze vztahu:

$$U_{f\ MAX} = \sqrt{2} \cdot \frac{U_s}{\sqrt{3}} = \sqrt{2} \cdot \frac{110 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 89,815\ kV, \quad (13)$$

kde U_s (V) je sdružené napětí. V případě potřeby, je možné sdruženou hodnotu napětí zadávat přímo, je však potřeba v dialogovém okně vybrat možnost RMS L-L.

4.3.2 Transformátory

V modelu je zapojeno celkově šest transformátorů, jejich parametry shrnuje následující tabulka 5.

Tabulka 5: Štítkové hodnoty použitých transformátorů

Označení	S_n (MVA)	Převod	Zapojení	u_k (%)	i_0 (%)	ΔP_k (kW)	ΔP_0 (kW)
TR_100/22 kV	10	110/22	YNyn0	11	1,3	85	27
TR_MVE	4	22/6	Dd0	6	3	35	13
DTS1	0,63	22/0,4	Dy1	8	1,6	6,5	0,86
DTS2	0,63	22/0,4	Dy1	8	1,6	6,5	0,86
DTS3	0,63	22/0,4	Dy1	8	1,6	6,5	0,86
DTS4	0,63	22/0,4	Dy1	8	1,6	6,5	0,86

Pro všechny typy transformátorů byl v programu ATPDraw zvolen stejný model s názvem BCTRAN. Tento model transformátoru využívá vstupní data získaná při měření transformátoru naprázdno a nakrátko a z těchto dat dopočítá prvky náhradního schématu transformátoru.

4.3.3 Vedení VN

V modelu je použita kombinace venkovního a kabelového vedení. Parametry jednotlivých vedení shrnuje následující tabulka 6.

Tabulka 6: Provozní parametry venkovního a kabelového vedení

Označení	Typ	l (km)	S (mm^2)	R_p (Ω/km)	X_p (Ω/km)	C_p (nF/km)
V1	Venkovní	15	50	0,2	0,35	10
V2	Venkovní	10	50	0,2	0,35	10
V3	Venkovní	5	50	0,2	0,35	10
V4	Kabelové	3	50	0,2	0,35	350
V5	Kabelové	10	50	0,2	0,35	350
V6	Kabelové	10	50	0,2	0,35	350

Jednotlivá vedení jsou modelována jako II články. Celkový rozsah distribuční VN sítě je 53 km, celková provozní kapacita vedení činí 8,35 μ F. Velikost poruchového proudu při kovovém zemním spojení je dána vztahem:

$$I_{por} = \sqrt{3} \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C_p \cdot U_s, \quad (14)$$

kde f (Hz) je síťová frekvence, C_p (F) je provozní kapacita celé sítě a U_s (V) je sdružené napětí. Dosazením do vztahu 14 získáme výsledný poruchový proud:

$$I_{por} = \sqrt{3} \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 8,35 \cdot 10^{-6} \cdot 22 \cdot 10^3 \doteq 100 \text{ A} \quad (15)$$

Svod, který je v modelu reprezentován rezistorem s označením G je nastaven tak, aby jím při zemním spojení protékalo 1 % poruchového proudu, tedy 1 A.

4.3.4 Zhášecí tlumivka

Vzhledem ke skutečnosti, že poruchový proud v modelované síti vyšel 100 A, je potřeba síť provozovat se zhášecí Petersenovou tlumivkou. Indukčnost tlumivky lze odvodit z rovnosti:

$$I_L = I_{por}, \quad (16)$$

kde I_L (A) je proud tlumivkou a I_{por} (A) je poruchový proud zemním spojením. Po vyjádření indukčnosti L z proudu I_L dostáváme vztah pro její velikost:

$$L = \frac{1}{3 \cdot \omega^2 \cdot C_p} = \frac{1}{3 \cdot (2 \cdot \pi \cdot f)^2 \cdot C_p}, \quad (17)$$

kde f (Hz) je síťová frekvence, C_p (F) je provozní kapacita celé sítě. Po dosazení do vztahu 17 získáme výslednou velikost indukčnosti zhášecí tlumivky.

$$L = \frac{1}{3 \cdot (2 \cdot \pi \cdot 50)^2 \cdot 8,35 \cdot 10^{-6}} = 0,404 \text{ H} \quad (18)$$

Ve reálné síti, tak i v případě modelu, poruchový proud po připojení zhášecí tlumivky nebude nulový, respektive nebude platit rovnice 16, která říká, že by se měl vyrovnat poruchový proud kapacitního charakteru s induktivním proudem tlumivky. Velikosti zbytkového proudu je dána jednak odporem poruchy, odporovými svody vedení, činným odporem tlumivky a v reálné síti bude také hrát roli správné vyladění tlumivky.

4.3.5 Zátěž

Celkově jsou do sítě připojeny čtyři třífázové zátěže značené R-L, každá odebírající zdánlivý výkon 0,5 MVA. Celkový zdánlivý výkon všech třífázových zátěží činí 2 MVA. Transformátor v rozvodně snižující napětí z 110 kV na 22 kV se zdánlivým výkonem 10 MVA je tedy zatížen na 20 %.

Zátěž je v modelu reprezentována třífázovou impedancí R-L zapojenou do trojúhelníku. Do modelu třífázové zátěže je potřeba zadávat činný odpor R (Ω) a indukčnost L (H) každé fáze zvlášť.

Příklad konfigurace třífázové zátěže s požadovaným zdánlivým výkonem 0,5 MVA zapojenou do trojúhelníku:

$$S_{3f} = 0,5 \text{ MVA} \Rightarrow S_{1f} = \frac{0,5}{3} \doteq 0,167 \text{ MVA} \quad (19)$$

Výpočet proudu procházejícího jednou fází:

$$I_{1f} = \frac{S_{1f}}{U_s} = \frac{0,167 \cdot 10^6}{400} = 417,5 \text{ A} \quad (20)$$

Určení absolutní velikosti impedance Z_{1f} jedné fáze:

$$|Z_{1f}| = \frac{U_s}{I_{1f}} = \frac{400}{417,5} = 0,958 \Omega \quad (21)$$

Určení reálné a imaginární složky impedance Z_{1f} , při $\cos\varphi = 0,95$:

$$\overline{Z_{1f}} = R_{1f} + jX_{L1f} \quad (22)$$

$$R_{1f} = |Z_{1f}| \cdot \cos\varphi = 0,958 \cdot 0,95 = 0,91 \Omega \quad (23)$$

$$X_{L1f} = |Z_{1f}| \cdot \sin\varphi = 0,958 \cdot 0,436 = 0,299 \Omega \quad (24)$$

Pro model zátěže je potřeba reaktanci X_{L1f} vyjádřit jako indukčnost:

$$L_{1f} = \frac{X_{L1f}}{\omega} = \frac{0,299}{2 \cdot \pi \cdot 50} = 0,951 \text{ mH} \quad (25)$$

4.3.6 MVE

Malá vodní elektrárna je reprezentována třífázovým asynchronním generátorem s kroužkovou kotvou o výkonu 1 MW. Výrobce asynchronního generátoru je společnost EXMONT-Energo a.s. Parametry asynchronního generátoru, které jsou potřeba jako vstupní data pro model v ATPDraw jsou v následující tabulce 7.

Tabulka 7: Štítkové hodnoty asynchronního generátoru. Převzato z datasheetu výrobce [33]

Název	Značení	Hodnota
Jmenovitý výkon	P_n	1000 (kW)
Sdružené napětí	U_s	6 (kV)
Synchronní otáčky	N_s	1500 (min^{-1})
Jmenovité otáčky	N_n	1485 (min^{-1})
Jmenovitý moment	M_n	6430 (Nm)
Frekvence	f	50 (Hz)
Účinník	$\cos\varphi$	0,9 (-)
Účinnost	η	95,5 (%)
Skluz	s	1 (%)
Poměr záběrného a jmenovitého momentu	M_k/M_n	2,75 (-)
Odpor fáze rotoru	R_{2f}	0,0036 (Ω)
Moment setrvačnosti	J	50 ($\text{kg} \cdot \text{m}^2$)

Jako model asynchronního generátoru byl zvolen model UMIND, což je model, který jako vstupní hodnoty využívá přímo štítkové hodnoty elektromotoru. Výkon generátoru je však

potřeba přepočítat z (kW) na (hp). Do modelu je potřeba dosazovat rychlost (speed) synchronní, model poté přes skluz dopočte rychlost jmenovitou. Moment setrvačnosti pro samotný generátor je $50 \text{ kg} \cdot \text{m}^2$. Vzhledem k tomu, že má model reprezentovat malou vodní elektrárnu je potřeba uvažovat i setrvačnost vodní turbíny, která bude prodlužovat dobu doběhu generátoru.

Doba doběhu samotného generátoru lze vyjádřit vztahem:

$$T_M = \frac{J \cdot \Omega_{SM}^2}{P_N}, \quad (26)$$

kde $J \text{ (kg} \cdot \text{m}^2)$ je moment setrvačnosti, $\Omega_{SM} \text{ (rad} \cdot \text{s}^{-1})$ je synchronní rychlost a $P_n \text{ (W)}$ je jmenovitý výkon. Dosazením hodnot z tabulky 7 do vztahu 26 získáme dobu doběhu generátoru:

$$T_M = \frac{50 \cdot 157,07^2}{1 \cdot 10^6} = 1,23 \text{ s} \quad (27)$$

S připojenou vodní turbínou se doba doběhu generátoru prodlouží z 1,23 s přibližně na 10 s. Ze vztahu 26 vyjádříme setrvačnost J a do vyjádřeného vztahu dosadíme prodlouženou dobu doběhu:

$$J = \frac{T_M \cdot P_n}{\Omega_{SM}^2} = \frac{10 \cdot 1 \cdot 10^6}{157,07^2} = 405,3 \text{ kg} \cdot \text{m}^2 \quad (28)$$

Tato výsledná hodnota setrvačnosti bude zadána do modelu MVE.

Zdroj momentu pro asynchronní generátor je modelován ekvivalentním stejnosměrným zdrojem proudu s amplitudou 6440 A.

4.4 Simulace nechtěného ostrovního provozu s MVE

V následujících podkapitolách budou popsány získané výsledky simulace nechtěného ostrovního provozu linky VN s MVE. Simulace budou provedeny pro 3 různé poměry výroby a spotřeby na vedení viz následující tabulka 8.

Tabulka 8: Poměr výroby a spotřeby na vedení VN

Simulace	Výroba (MW)	Spotřeba (MW)
I.	1	1,9
II.	1	1,41
III.	1	1

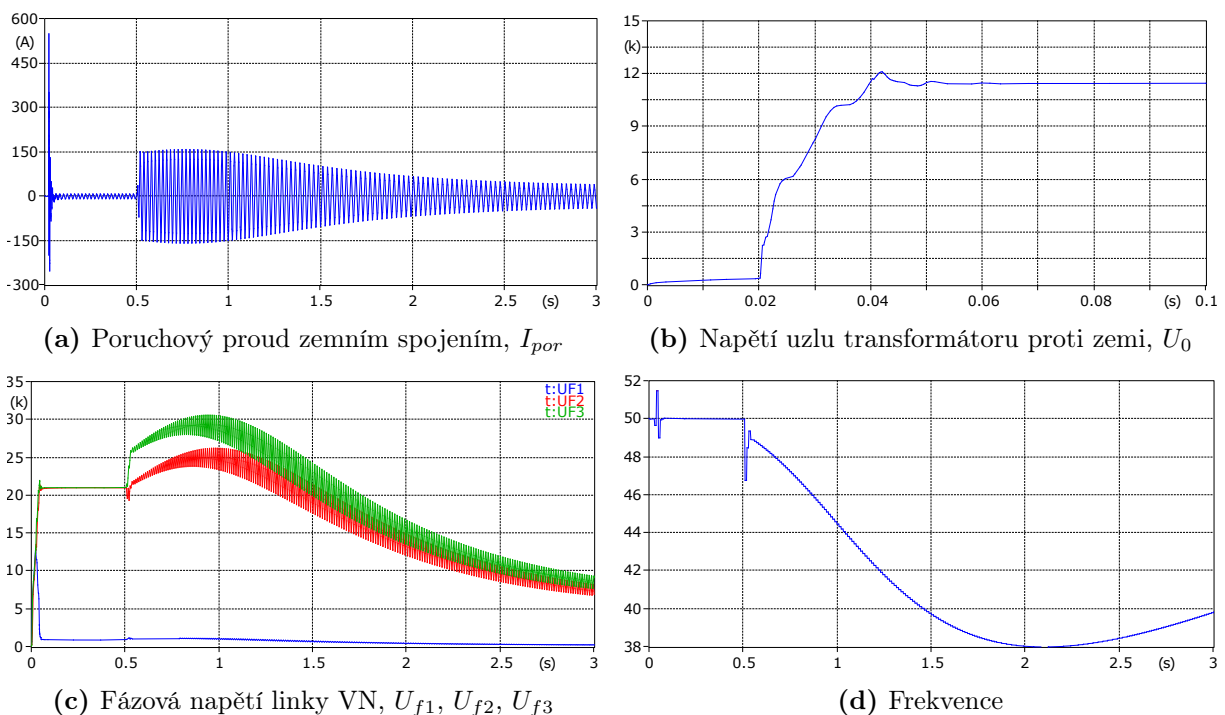
Kromě změn výkonových bilancí na vedení VN, budou též provedeny simulace pro tři různé hodnoty odporu poruchy při zemním spojení, a to sice 10Ω , 100Ω a 1000Ω . Změna odporu zemní poruchy je prováděna v rezistoru s označením R_{por} viz obrázek 23.

4.4.1 Simulace I. nechtěného ostrovního provozu s MVE

Simulace nechtěného ostrovního provozu linky VN s MVE je provedena pro konfiguraci, kdy MVE dodává výkon 1 MW a zátěž odebírá výkon 1,9 MW. Odpor poruchy je nastaven na 10Ω .

Časová osa simulace

V čase $t = (0-20 \text{ ms})$ se soustava nachází v normálním režimu provozu. V čase $t = (20 \text{ ms}+)$ dochází k zemnímu spojení. Linka VN je odpojena v rozvodně vypínačem v čase $t = (500 \text{ ms})$, vypínač odpojuje linku VN, až při průchodu proudu nulou. V čase $t = (500 \text{ ms}+)$ je linka odpojona v rozvodně a MVE pracuje do linky VN v ostrovním režimu.

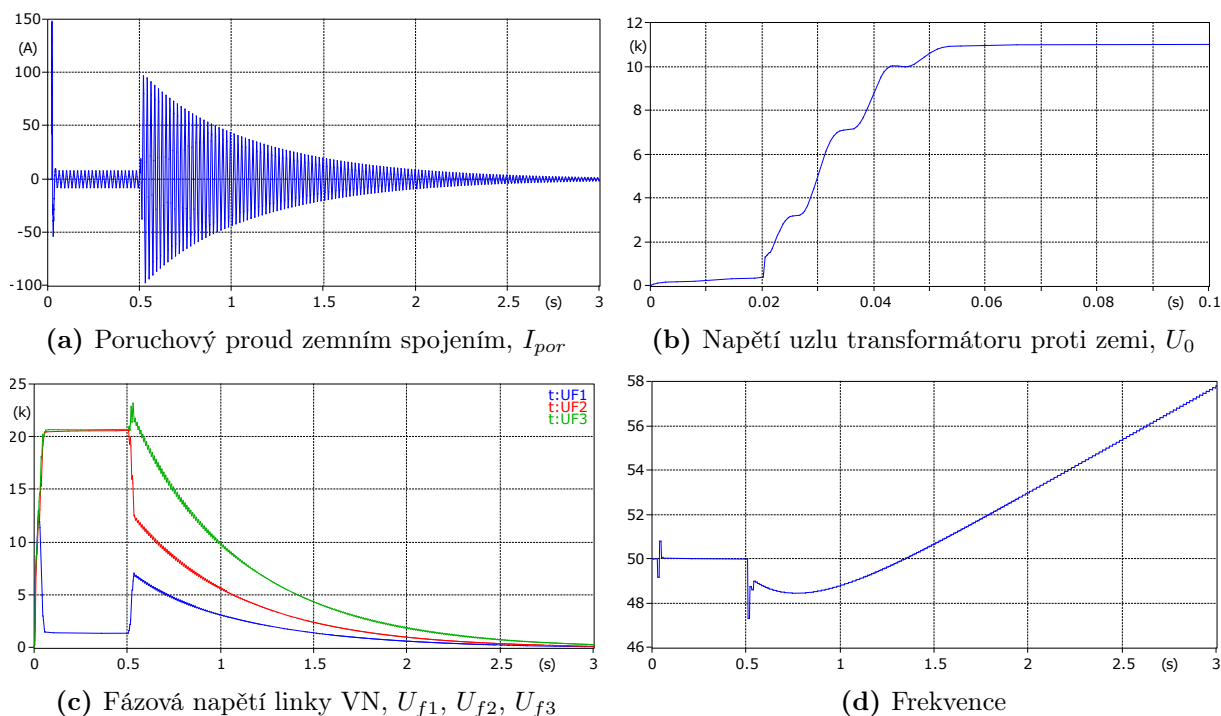


Obrázek 24: Výsledky simulace I. nechtěného ostrovního provozu s MVE a přechodným odporem poruchy $R_{por} 10 \Omega$

V čase $t = (20 \text{ ms}+)$ dochází k zemnímu spojení, které je doprovázeno proudovým rázem, což je patrné z obrázku 24a. Poruchový proud zemním spojením I_{por} je dále tlumen zhášecí tlumivkou. Při zemním spojení také dochází k nárůstu napětí uzlu transformátoru proti zemi viz graf 24b. Efektivní hodnota napětí U_0 před zahájením zemního spojení je 380 V. Z grafu U_0 je patrné, jak při zemním spojení v čase $t = (20 \text{ ms}+)$ napětí uzlu transformátoru narůstá. Napětí U_0 měří a vyhodnocuje zemní napěťová ochrana, před kterou je předřazen přístrojový transformátor napětí s převodem 12700/100 V. Rozhodovací mez ochrany je 30 V, což odpovídá napětí 4 kV na primární straně PTN. Při napětí $U_0 = 4 \text{ kV}$ by zemní napěťová ochrana teprve registrovala, že je v síti VN se zřízeným ZRP zemní spojení a poslala by povel na vypínač. Při této konfiguraci sítě, dosáhne U_0 hranice 4 kV v čase $t = (22,2 \text{ ms})$. Z důvodu přehlednosti a názornosti je však v modelu nastaven čas vypnutí vypínače v rozvodně na $t = (500 \text{ ms})$.

V čase $t = (500 \text{ ms}+)$ je linka VN odpojena, poruchový proud zemním spojením se zvýší, protože s linkou VN je zároveň odpojena i zhášecí tlumivka. MVE pracuje do ostrovního režimu linky VN a prodlužuje dobu poruchy. V čase $t = (3 \text{ s})$ má tlumící se poruchový proud I_{por} efektivní hodnotu 27,6 A. Odpojení linky VN a prodloužení doby poruchy lze také pozorovat z grafu fázových hodnot napětí linky VN. V tomto případě, kdy odpor zemní poruchy je 10Ω , je dobře patrné, jak efektivní hodnota napětí postižené fáze se blíží k nule, zatímco efektivní hodnota napětí nepostižených fází roste na sdruženou hodnotu napětí. Podle průběhu frekvence by frekvenční ochrana MVE měla zareagovat, v čase $t = (34,9 \text{ ms})$, kdy se frekvence skokově zvýší na 51,89 Hz. Frekvenční pásmo ochrany odpovídá požadavkům dle PPDS, které stanovují frekvenční rozsah pro OZE 47,5–51,5 Hz.

Při zvýšení odporu poruchy z 10Ω na 100Ω , při zachování stejné výkonové bilance, získáme simulováním výsledky na obrázku 25.

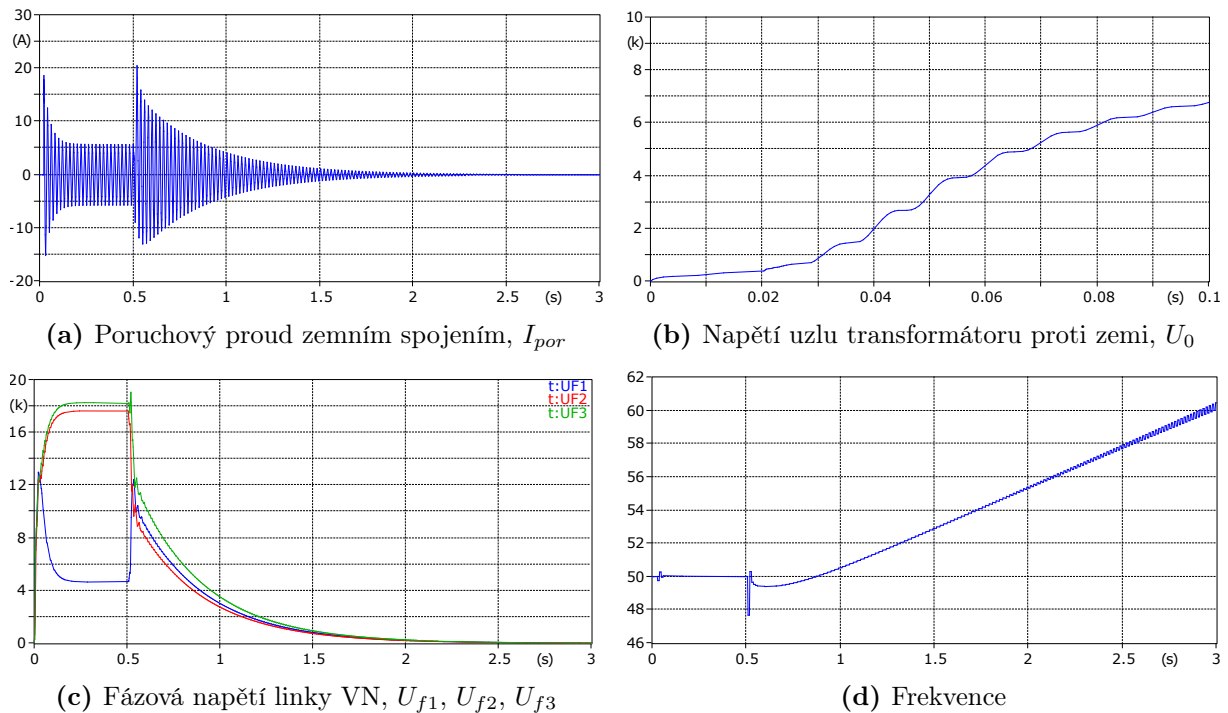


Obrázek 25: Výsledky simulace I. nechtěného ostrovního provozu s MVE a přechodným odporem poruchy $R_{por} 100 \Omega$

Oproti předchozímu případu, je patrné že se zvýšením odporu poruchy dochází k rychlejšímu tlumení poruchového proudu, v čase $t = (3 \text{ s})$ má tlumící se poruchový proud I_{por} efektivní hodnotu už jen 2,05 A, namísto předchozích 27,6 A. Zvýšení odporu poruchy má negativní vliv na detekci zemního spojení v stíti VN, na které je zřízen ZRP. Zvýšený odpor poruchy snižuje rychlost nárůstu napětí U_0 , a tím pádem i samotná napěťová zemní ochrana reaguje pomaleji, což je nežádoucí pokud jsou na vedení prováděny činnosti PPN. Napětí U_0 dosáhne hranice 4 kV v čase $t = (28,6 \text{ ms})$. Frekvenční ochrana by MVE odpojila po odpojení linky v čase $t = (0,5 \text{ s})$, kdy frekvence skokově klesne na hodnotu 47,5 Hz, a to je rozdíl oproti předchozímu nízko-ohmovému zemnímu spojení, kdyby by

frekvenční ochrana měla zareagovat už při vzniku samotného zemního spojení.

Další simulace na obrázku 26 uvažuje zvýšení odporu poruchy ze 100Ω na 1000Ω .



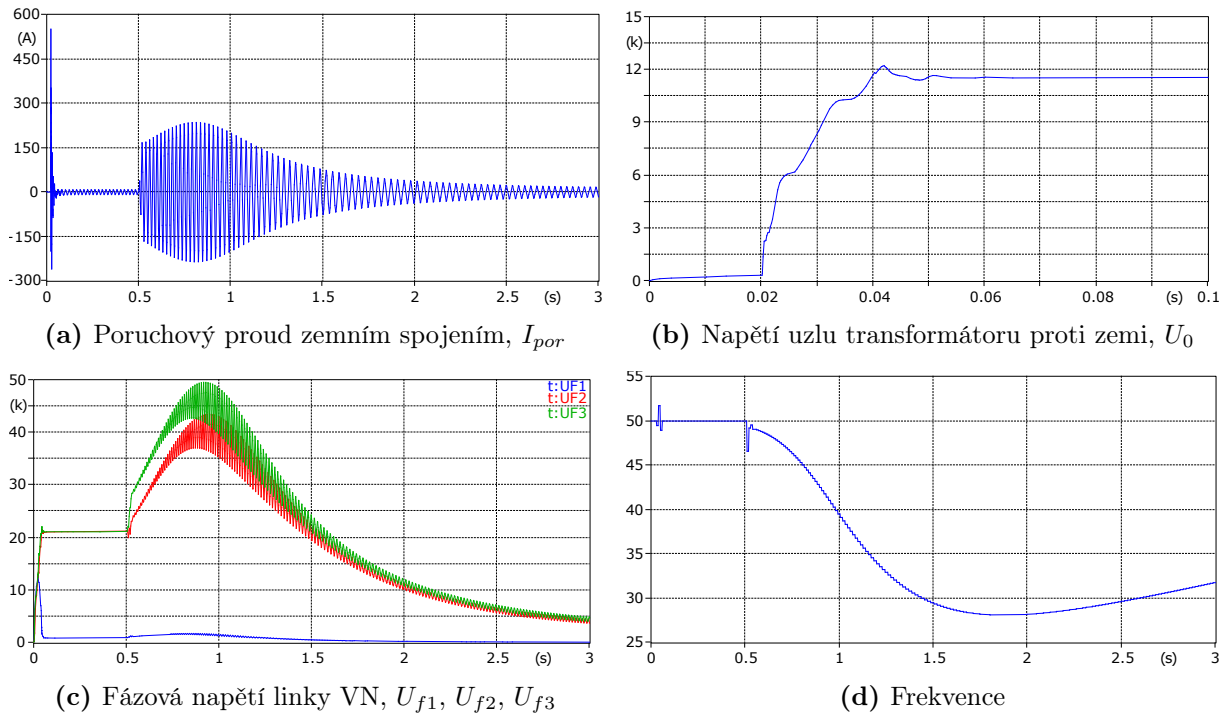
Obrázek 26: Výsledky simulace I. nechtěného ostrovního provozu s MVE a přechodným odporem poruchy $R_{por} 1000 \Omega$

Při odporu poruchy 1000Ω by MVE prodloužila dobu poruchy o 2 s, než by se poruchový proud ustálil na hodnotě 0 A. V předchozím případě, kdy byla provedena simulace pro odpor poruchy 100Ω by MVE prodloužila dobu poruchy o 2,5 s, pokud by nebyla odpojena frekvenční ochranou. Napětí uzlu transformátoru proti zemi U_0 dosáhne rozhodovací úrovně 4 kV v čase $t = (57,6 \text{ ms})$. Frekvenční ochrana by měla MVE odpojit v čase $t = (1,11 \text{ s})$, kdy frekvence překoná hranici 51,5 Hz.

4.4.2 Simulace II. nechtěného ostrovního provozu s MVE

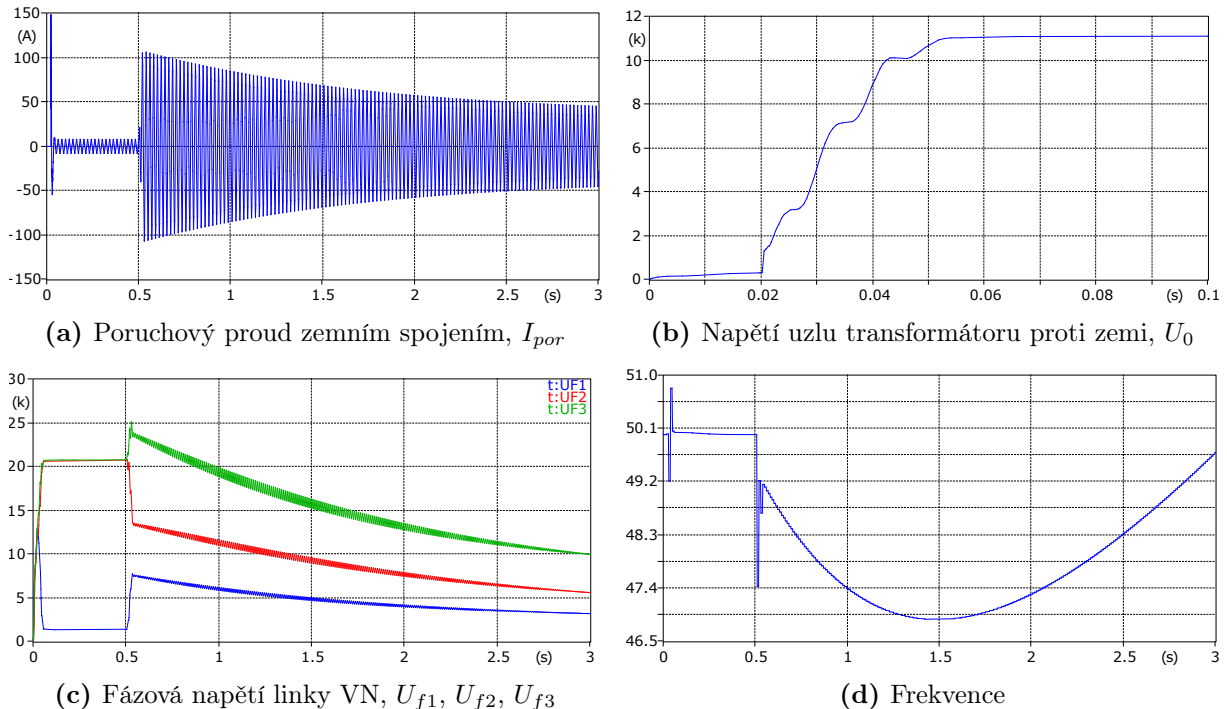
Následující sada simulací s označením II., je provedena pro případ, kdy MVE dodává výkon 1 MW a zátěž odebírá výkon 1,41 MW. Simulace jsou opět provedeny pro tři typy odporů zemní poruchy a to 10Ω , 100Ω a 1000Ω .

Získané výsledky simulace II. s odporem poruchy 10Ω jsou vyobrazeny na následujícím obrázku 27. Zemní napěťová ochrana detekující zemní spojení by reagovala v čase $t = (22,1 \text{ ms})$, kdy se napětí U_0 zvýší na rozhodovací úroveň 4 kV. Frekvenční ochrana by MVE odpojila v těsné blízkosti po vzniku zemního spojení, v čase $t = (35,7 \text{ ms})$, kdy by ochrana měla reagovat na skokovou změnu frekvence, která překročí hranici 51,7 Hz. Chování ochran koresponduje s předchozí zkoumanou konfigurací výkonové bilance simulované s odporem poruchy 10Ω .



Obrázek 27: Výsledky simulace II. nechtěného ostrovního provozu s MVE a přechodným odporem poruchy $R_{por} 10 \Omega$

Následující simulace na obrázku 28 uvažuje zvýšení odporu poruchy z 10Ω na 100Ω .

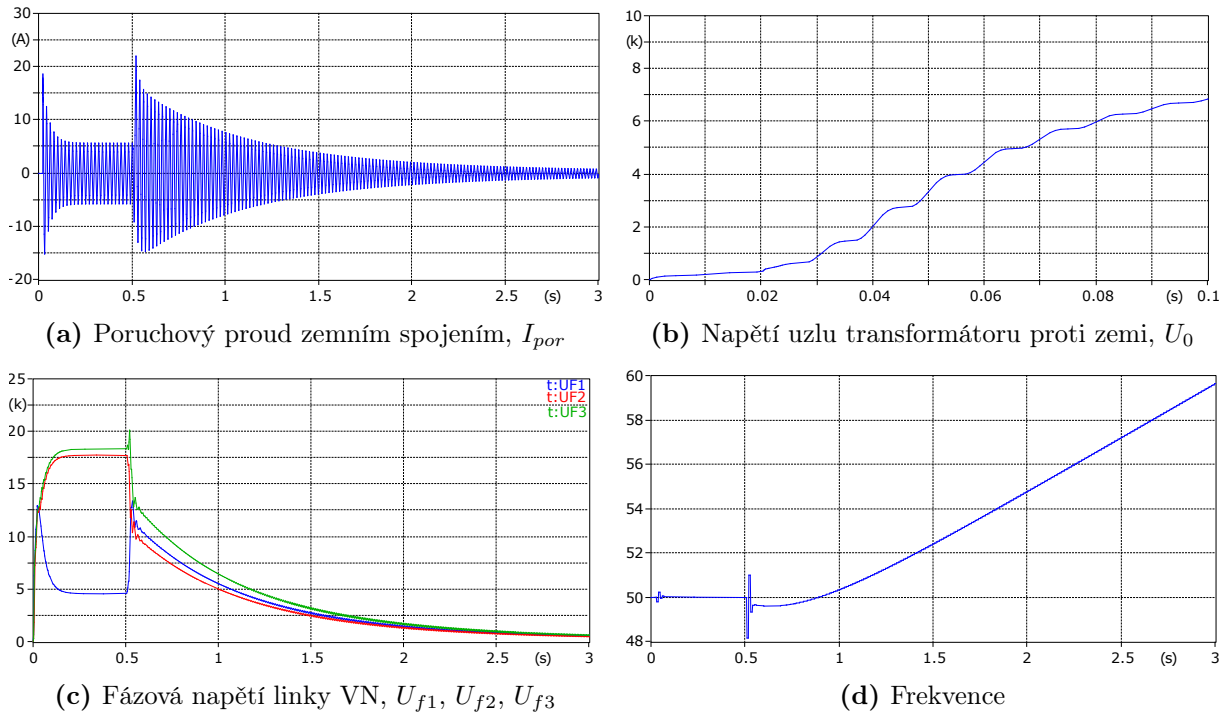


Obrázek 28: Výsledky simulace II. nechtěného ostrovního provozu s MVE a přechodným odporem poruchy $R_{por} 100 \Omega$

Z grafu poruchového proudu je patrné, že se snižování odběru zátěže, prodlužuje dobu poruchy. V případě simulace I. pro stejný odpor poruchy 10Ω měl poruchový proud v čase $t = (3 \text{ s})$ efektivní hodnotu $2,05 \text{ A}$, v tomto případě má poruchový proud efektivní hodnotu

31,8 A, které dosáhne v případě, že MVE nebude odpojena dříve frekvenční ochranou. Zemní napěťová ochrana by detekovala zemní spojení v čase $t = (28,6 \text{ ms})$, což je stejný údaj jako v případě simulace I., při stejném odporu poruchy. Frekvenční ochrana MVE by měla zareagovat v čase $t = (0,5 \text{ s})$, kdy frekvence skokově spadne na dolní definovanou hranici 47,5 Hz.

Následující simulace na obrázku 29 je provedena pro stejnou výkonovou bilanci, odpor poruchy je však zvýše ze 100Ω na 1000Ω .



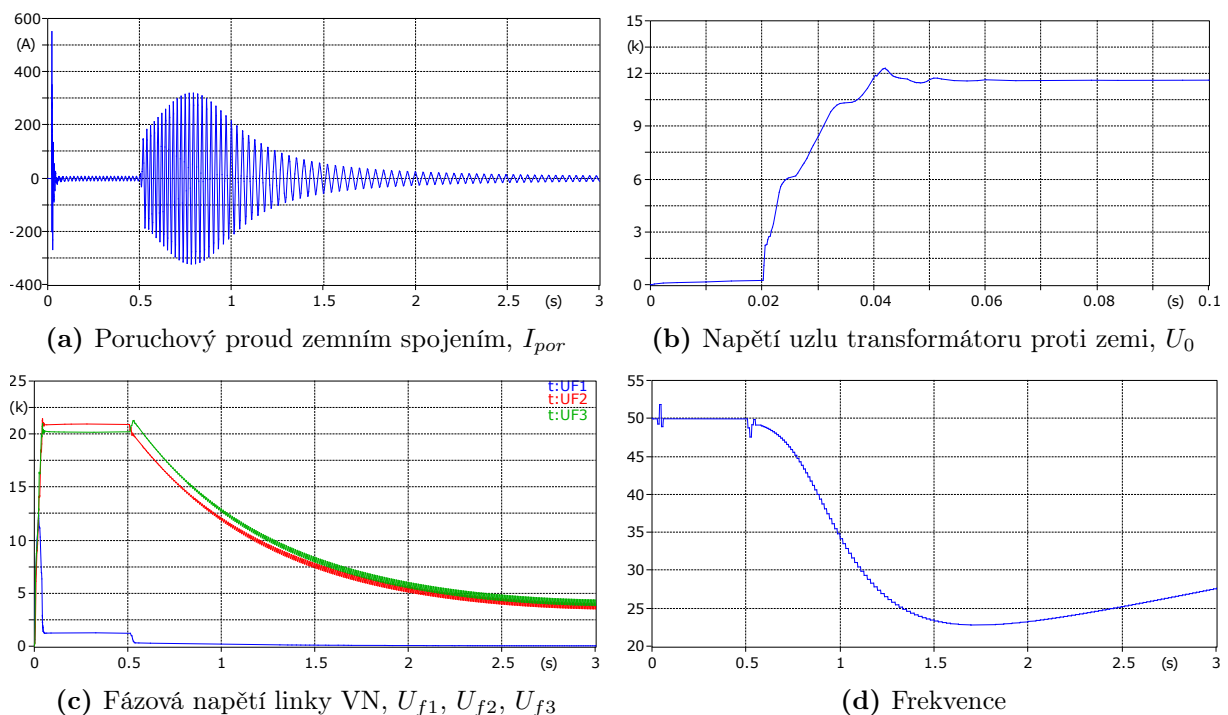
Obrázek 29: Výsledky simulace II. nechtěného ostrovního provozu s MVE a přechodným odporem poruchy $R_{por} 1000 \Omega$

Opět srovnáme-li simulaci II. se simulací I. pro stejný odpor poruchy, tak je zřejmé, že v případě II., kdy došlo ke snížení činného odběru zátěže z 1,9 MW na 1,41 MW se doba poruchy prodloužila. V případě simulace I. byla efektivní hodnota proudu v čase $t = (3 \text{ s})$ už ustálená na hodnotě 0 A, kdežto v případě simulace II. je efektivní hodnota proudu v čase $t = (3 \text{ s})$ ještě 3 A a postupně se klesá k nule. Zemní napěťová ochrana by měla registrovat zemní spojení v čase $t = (56,4 \text{ ms})$, kdy napětí uzlu transformátoru U_0 proti zemi dosáhne rozhodovací úrovně 4 kV. Čas, kdy zemní napěťová ochrana zaregistruje zemní spojení odpovídá hodnotě v simulaci I., kdy ochrana registrovala zemní spojení v čase $t = (57,6 \text{ ms})$. Frekvenční ochrana MVE by měla reagovat na překročení povoleného frekvenčního pásma v čase $t = (1,17 \text{ s})$, kdy měřená frekvence přesáhne hodnotu 51,5 Hz. V tomto případě ochrana reaguje na zvýšenou frekvenci o 60 ms pomaleji, než v případě simulace I., kde byl odebíráný činný výkon zátěží vyšší.

4.4.3 Simulace III. nechtěného ostrovního provozu s MVE

Následující sada simulací s označením III., je provedena pro případ, kdy platí vyrovnaná výkonová bilance. V takovém případě MVE dodává výkon 1 MW a zátěž odebírá výkon 1 MW. Simulace jsou opět provedeny pro tři typy odporů zemní poruchy a to $10\ \Omega$, $100\ \Omega$ a $1000\ \Omega$.

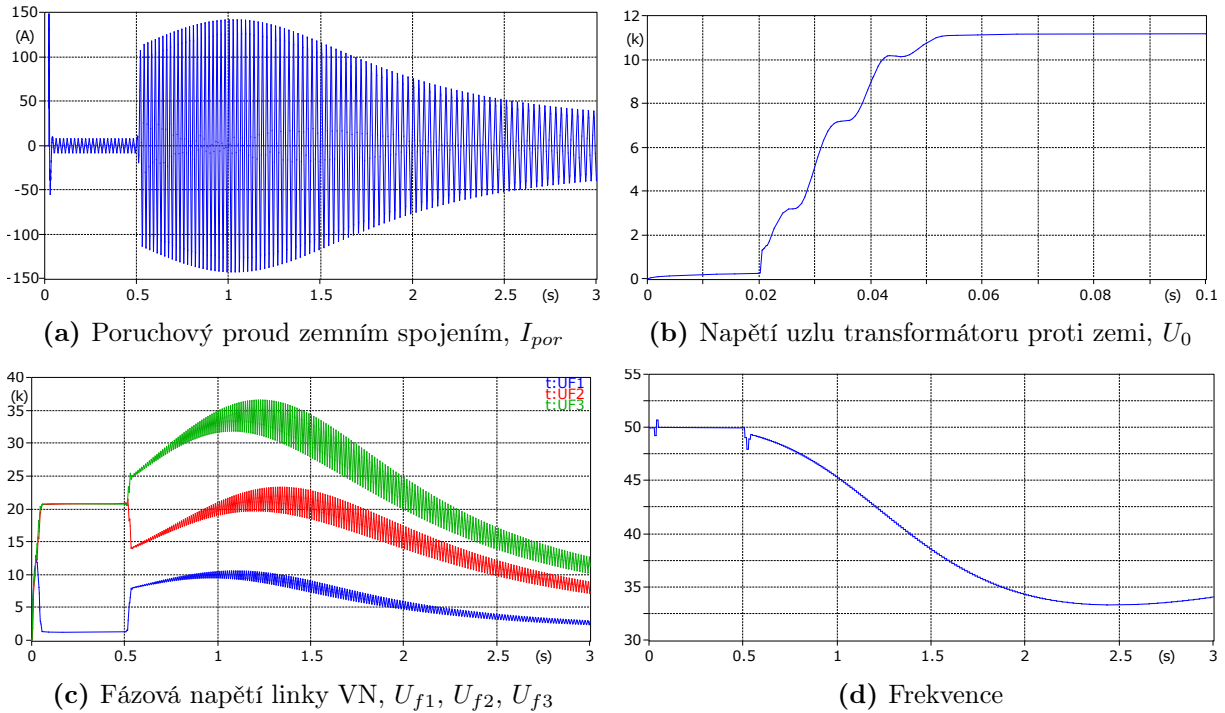
V prvním případě jsou na obrázku 30 získané výsledky simulace III. pro odpor zemní poruchy $10\ \Omega$.



Obrázek 30: Výsledky simulace III. nechtěného ostrovního provozu s MVE a přechodným odporem poruchy $R_{por} 10\ \Omega$

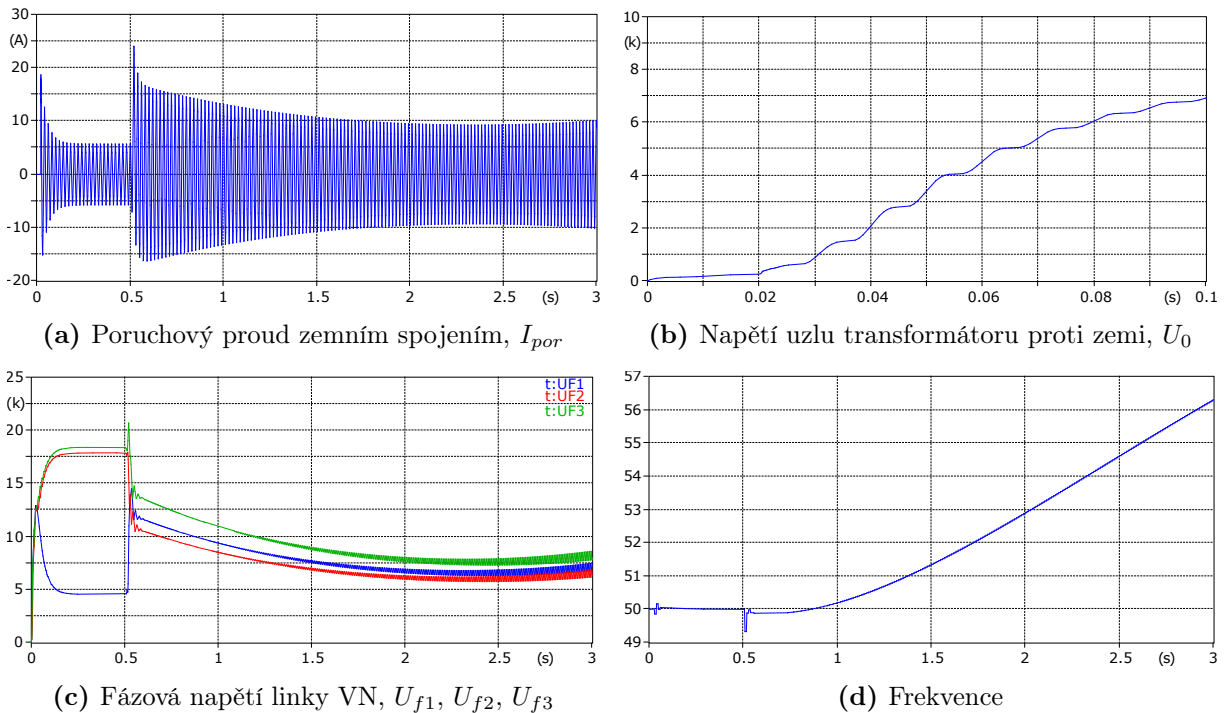
Při této konfiguraci výkonové bilance a odporu zemního spojení, by zemní napěťová ochrana měla reagovat na zvýšenou hodnotu napětí U_0 v čase $t = (22,1\ \text{ms})$, kdy U_0 dosáhne hranice 4 kV. Frekvenční ochrana MVE by měla reagovat na skokové překročení hraniční frekvence 51,5 Hz v čase $t = (35\ \text{ms})$. Frekvenční ochrana tedy reaguje v těsném časovém závěsu, kdy se v distribuční síti VN objeví zemní spojení. Chování ochran při zvoleném přechodovém odporu poruchy $10\ \Omega$ se projevuje u předchozích simulací I. a II. stejným způsobem. Při nízkém přechodovém odporu poruchy zemní napěťová ochrana má možnost reagovat ze všech případů nejrychleji, protože velikost přechodného odporu má přímý vliv na rychlost nárůstu U_0 . Při zřízeném ZRP na vedení VN je právě rychlost reakce zemní ochrany na zemní spojení klíčová. Chování frekvenční ochrany koresponduje s předchozími případy I. a II., kdy frekvenční ochrany též reagovaly na skokové překročení hranice 51,5 Hz při výskytu zemního spojení v síti VN.

Další simulace na obrázku 31 uvažuje zvýšení odporu poruchy z $10\ \Omega$ na $100\ \Omega$.



Obrázek 31: Výsledky simulace III. nechtěného ostrovního provozu s MVE a přechodným odporem poruchy R_{por} 100 Ω

Zemní napěťová ochrana by reagovala v čase $t = (28,5 \text{ ms})$, kdy napětí U_0 dosáhne úrovně 4kV. Rychlost reakce zemní napěťové ochrany se shoduje s předchozími simulacemi I. a II. Frekvenční ochrana MVE by měla reagovat v čas $t = (0,8 \text{ s})$, kdy frekvence klesne pod spodní hranici 47,5 Hz. Frekvence klesá pomaleji, než v případě I. a II.



Obrázek 32: Výsledky simulace III. nechtěného ostrovního provozu s MVE a přechodným odporem poruchy R_{por} 1000 Ω

Poslední případ simulace III. na obrázku 32 je proveden pro zemní odpor poruchy R_{por} 1000 Ω . Zemní napěťová ochrana by měla reagovat na zvýšenou hodnotu napětí U_0 v čase $t = (53,2 \text{ ms})$, kdy napětí uzlu transformátoru proti zemi vzroste na hodnotu 4 kV. Frekvenční ochrana by měla MVE odpojit v čase $t = (1,37 \text{ ms})$, kdy frekvence dosáhne hranice 51,5 Hz. Měřená frekvence roste oproti předešlým případům simulací I. a II. nejmaleji. Proto i frekvenční ochrana má možnost reagovat později. MVE se tak v případě vyrovnané výkonové bilance s odporem poruchy 1000 Ω udržela nejdéle a prodlužovala tak nechtěný ostrovni provoz linky VN se zřízeným ZRP celých **870 ms**.

4.4.4 Shrnutí simulací nechtěného ostrovniho provozu s MVE

Z provedených simulací získáváme závěr, že nejnepríznivější stav, který může nastat, je právě při vyrovnané výkonové bilanci s největším přechodným odporem poruchy R_{por} . V takovém případě by MVE pracovala do ostrovniho režimu linky VN po jejím odpojení celých **870 ms**. Při zřízeném ZRP na vedení VN je tento stav nechtěného ostrovniho provozu na vedení nežádoucí, protože přímo ohrožuje bezpečnost provádějících pracovníků PPN. Nejen že se vlivem vyššího přechodného odporu poruchy R_{por} prodlužuje nárůst napětí U_0 , na které reaguje zemní napěťová ochrana, ale navíc po odpojení linky VN zůstává v provozu MVE, která prodlužuje dobu poruchy. Vlivem vyrovnané výkonové bilance a přechodného odporu poruchy se změna frekvence při zahájení zemního spojení a po odpojení linky VN neprojeví dostatečně, aby na ni mohla zareagovat frekvenční ochrana, která pracuje v definovaném rozsahu 47,5-51,5 Hz.

Naopak nejpríznivější stav z hlediska bezpečnosti provádějících pracovníků PPN nastává, pokud je přechodný odpor poruchy R_{por} co možná nejnižší, a zároveň pokud dodávaný výkon převažuje ze sítě, nikoliv z MVE. V takovém případě frekvenční ochrana může pro všechny simulované případy reagovat už při zahájení zemního spojení, kdy frekvence překročila hranici 51,5 Hz.

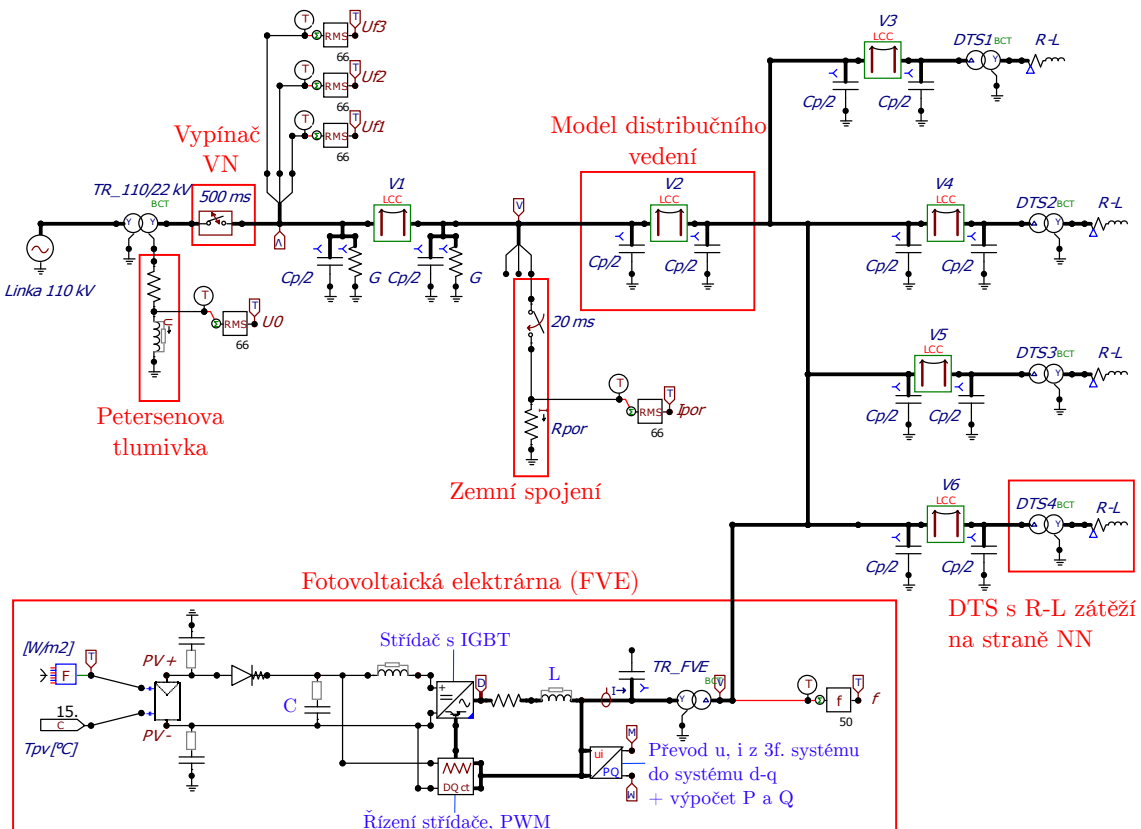
Na vedení VN, na kterém má být zřízen zvláštní režim provozu, před zahájením prací pod napětím je potřeba provést 30 denní zpětnou analýzu výkonové bilance a tím se ujistit, že k vyrovnávání výkonové bilance na vedení nedochází. Pokud k takovým stavům dochází, je potřeba vedení se ZRP zapojit tak, aby nevznikla vyrovnaná výkonová bilance a mohly tak zapůsobit frekvenční ochrany. Díky těmto opatřením se pak minimalizuje doba poruchy a velikost poruchového proudu. Pokud takové opatření nelze provést, výrobní je třeba odpojit.

5 Výpočetní model s FVE

Tato kapitola se věnuje simulaci nechtěného ostrovního provozu na lince VN se zřízeným ZRP. Do distribuční sítě VN je nyní připojena FVE, která bude prodlužovat dobu poruchy. Simulace je provedena v programu EMTP-ATP. V simulacích jsou uvaženy různé konfigurace poměru výroby a spotřeby na vedení.

5.1 Model distribuční VN sítě s FVE v prostředí ATPDraw

Na modelu distribuční VN sítě s FVE, který je na obrázku 33 bude opět provedena simulace nechtěného ostrovního provozu, který vznikne po odpojení linky VN vypínačem v rozvodně. Linka VN bude odpojena z důvodu výskytu zemního spojení při provádění prací pod napětím, kdy je zřízen zvláštní režim provozu.



Obrázek 33: Model distribuční VN sítě s připojenou FVE 1 MW

5.2 Konfigurace prvků ve výpočetním modelu

Nastavení prvků sítě zůstává stejné jako v předchozím případě, místo asynchronního generátoru, který reprezentoval MVE je nyní však připojena fotovoltaická elektrárna (FVE). Použitý model FVE vychází z modelu, který je popsán tvůrci v uživatelské příručce ATP Draw [34]. Nastavení FVE je popsáno v následujících podkapitolách.

5.2.1 FV panely

Příkon slunečního záření dopadajícího na FV panely činí 1000 W/m^2 . Teplota FV modulu je nastavena na $15 \text{ }^\circ\text{C}$. Proud FV panelu v bodě MPP (maximum power point) V-A charakteristiky má hodnotu $I_{MPP} = 7,68 \text{ A}$. Napětí FV panelu, v bodě MPP má hodnotu $U_{MPP} = 29,3 \text{ V}$. Celkově je v jednom stringu (řetězci) zapojeno 60 FV panelů. Celkový počet paralelních stringů je 80. Celkový výkon fotovoltaického pole je dán vztahem:

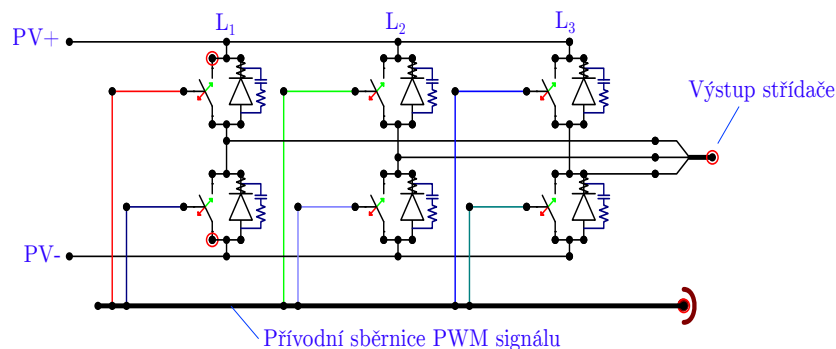
$$P = N_{ser} \cdot N_{par} \cdot I_{MPP} \cdot U_{MPP}, \quad (29)$$

kde N_{ser} je počet panelů ve stringu, N_{par} je počet paralelních stringů, I_{MPP} (A) je proud FV panelu v bodě MPP a U_{MPP} (V) je napětí FV panelu v bodě MPP. Dosazením hodnot do vztahu 29 získáme celkový výkon FV pole:

$$P = 60 \cdot 80 \cdot 7,68 \cdot 29,3 = 1,08 \text{ MW} \quad (30)$$

5.2.2 Střídač

Výstup z FV pole PV (+) a PV (-) je přiváděn do třífázového střídače viz obrázek 34. Před střídačem je připojen kondenzátor s označením C. Tento kondenzátor s kapacitou $6000 \mu\text{F}$, vytváří zdroj referenčního napětí pro střídač. Model střídače s IGBT tranzistory je tvořen 6 spínači, ke kterým jsou připojené paralelní diody. K diodám jsou paralelně připojené sériové R-C články, které zabraňují oscilacím.



Obrázek 34: Model střídače s IGBT tranzistory

Spínače, které reprezentují IGBT tranzistory jsou řízeny pulzně šířkovou modulací (PWM). PWM signál je generován porovnáním referenčního signálu s modulačním signálem. Amplituda modulačního signálu se určí na základě Clarkovy transformace, kdy je měřené napětí za filtrační tlumivkou převedeno z třífázového systému (a, b, c) do systému (α , β , 0) a poté pomocí Parkovy transformace se provede transformace do systému d-q. Fázový posun modulačního signálu je dán uhlím θ , který udává úhlovou polohu systému d-q.

Výkon dodávaný střídačem je měřen v bloku s označením u_i/PQ na obrázku 33. Nejdříve je za filtrační tlumivkou označenou ve schématu jako L měřen výstupní proud a napětí. Hodnoty napětí a proudů jsou z třífázového systému (a, b, c) převedeny do dvoufázového systému d-q. Výsledné průběhy veličin jsou poté konstantní. Blok dopočítává z napětí a proudu v systému d-q činný výkon P a jalový výkon Q.

5.3 Simulace nechtěného ostrovního provozu s FVE

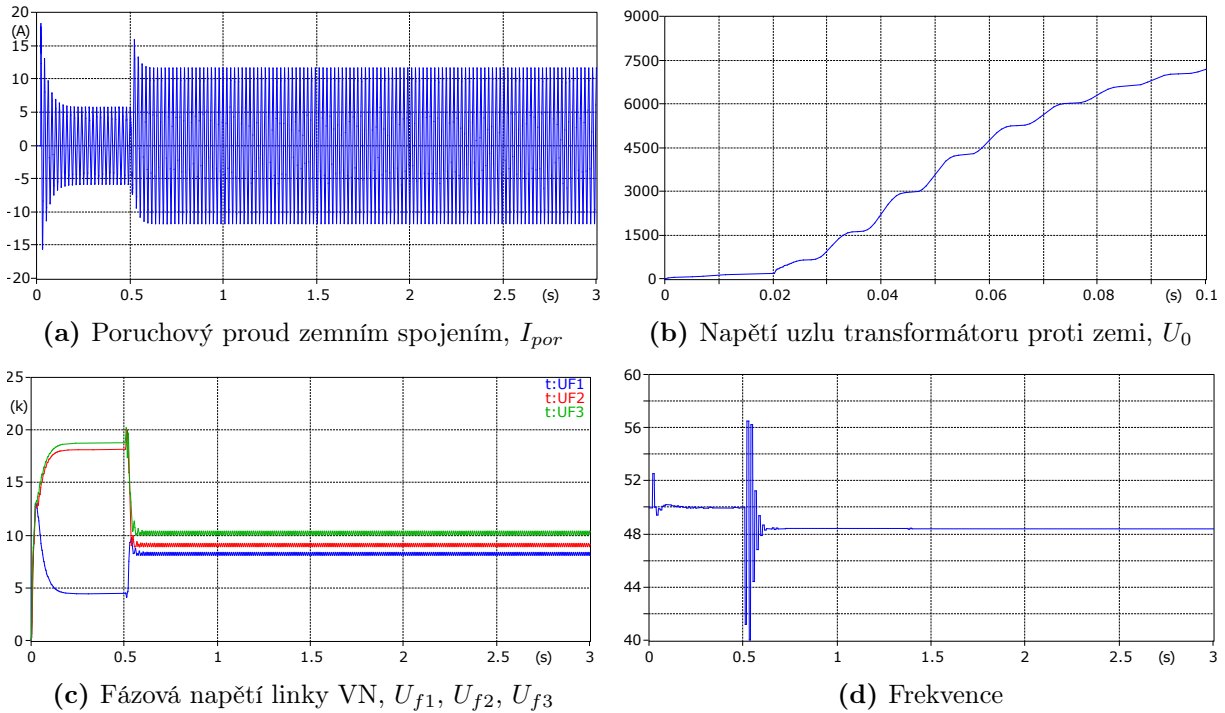
V následujících podpodkapitolách jsou prezentovány získané výsledky simulací nechtěného ostrovního provozu v distribuční síti s připojeným výrobním modulem typu FVE. Dodávaný výkon FVE je 1 MW a odebíraný výkon zátěže je volen postupně ve třech stupních 1 MW, 1,4 MW a 1,9 MW. Na základě předchozích simulací provedených pro MVE, lze předpokládat že nejpříznivější stav pro vznik a udržení ostrovního provozu nastane opět při vyrovnané výkonové bilanci. Navyšováním odebíraného výkonu zátěže by mělo vést k tomu, že fotovoltaická elektrárna nebude schopna pokrýt výkonové požadavky zátěže, což povede k poklesu frekvence pod stanovenou mez 47,5 Hz a výrobní modul bude odpojen frekvenční ochranou.

5.3.1 Simulace nechtěného ostrovního provozu s FVE při vyrvávané výkonové bilanci

Výsledky simulace nechtěného ostrovního provozu linky VN s připojeným výrobním modulem typu FVE jsou prezentovány na obrázku 35. Simulace je provedena pro konfiguraci vyrovnané výkonové bilance. FVE dodává výkon 1 MW a zátěž odebírá výkon 1 MW. Přečodný odpor poruchy R_{por} je nastaven na 1000 Ω . Odpor poruchy zpožďuje nárůst napětí U_0 , tím zpožďuje ochranu ZRP, a to má za následek prodloužení doby poruchy.

Časová osa simulace

V čase $t = (0-20 \text{ ms})$ se distribuční soustava nachází v normálním provozním režimu. V čase $t = (20 \text{ ms}+)$ dochází v distribuční soustavě k zemnímu spojení. Jelikož na lince VN probíhá činnost pod napětím se zřízeným zvláštním režimem provozu, musí být linka VN v rozvodně odpojena z důvodu bezpečnosti provádějících pracovníků. V čase $t = (500 \text{ ms})$ přichází vypínací povel na vypínač v rozvodně a ten linku VN odpojí. V čase $t = (500 \text{ ms}+)$ je linka VN odpojena a FVE dodává výkon do linky VN v ostrovním režimu.



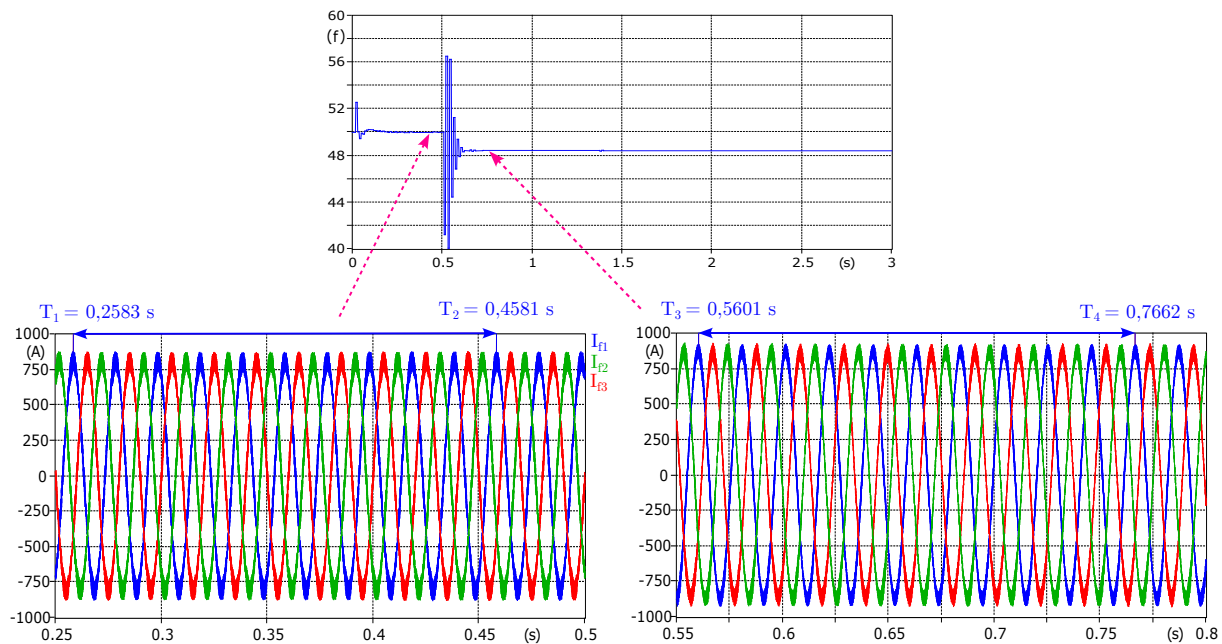
Obrázek 35: Výsledky simulace nechtěného ostrovního provozu s FVE při vyrovnané výkonové bilanci s přechodným odporem poruchy R_{por} 1000 Ω

Zemní spojení v čase $t = (20 \text{ ms}+)$ způsobuje nárůst poruchového proudu I_{por} viz obrázek 35a. Poruchový proud zemním spojením je dále tlumen vlivem zhášecí tlumivky. Zemní spojení způsobuje též nárůst napětí uzlu transformátoru proti zemi značeného jako U_0 . Napětí U_0 vyhodnocuje zemní napěťová ochrana, ta při překročení rozhodovací úrovně 30 V vysílá vypínací povel na vypínač, který linku VN odpojí. Napětí 30 V na sekundární straně PTN je dosaženo, pokud je na primární stranu PTN přivedeno napětí o velikosti 4 kV. Pokud tuto analogii aplikujeme na simulovaný případ, tak z průběhu U_0 na obrázku 35b lze určit, že by zemní napěťová ochrana detekovala zemní spojení v čase $t = (51 \text{ ms})$, kdy U_0 dosáhne hranice 4 kV. Přechodný odpor poruchy R_{por} má nepříznivý vliv na vyhodnocování zemního spojení, protože zpožďuje ochranu ZRP, a to má za následek prodloužení doby poruchy. Opět jako v případě prováděných simulací pro MVE, je i v tomto případě pro názornost posunut čas vyslání vypínacího impulzu na vypínač na $t = (500 \text{ ms})$. Vypínač čeká na průchod proudu nulou, poté linku VN odpojí.

V čase $t = (500 \text{ ms}+)$ je linka VN odpojena. Odpojení linky VN v rozvodně způsobí zároveň i odpojení zhášecí tlumivky, což má za následek navýšení poruchového proudu I_{por} . Fotovoltaická elektrárna v tuto chvíli pracuje do ostrovního režimu linky VN a prodlužuje dobu poruchy.

Během vyhodnocování průběhu frekvence na obrázku 35d bylo zjištěno, že chování čidla frekvence dle jeho technických možností zcela neodráží realitu. Rule Book EMTP-ATP [35] uvádí, že čidlo frekvence vyhodnocuje frekvenci na základě průchodu sinusového průběhu nulou, což v případě modelovaného střídače, může být problém, protože generovaný průběh proudu obsahuje vyšší harmonické. Navíc čidlo frekvence vyhodnocuje frekvenci

s určitou opakující se periodou, která neumožní správně zachytit změnu, která nastane v $t = (500 \text{ ms} +)$, protože tato změna proběhne rychleji, než doba, za kterou uplyne perioda vyhodnocení frekvence. Proto dochází ke kmitům, než se frekvence ustálí na hodnotě 48,5 Hz. Aby bylo možné verifikovat chování čidla v ustálených stavech, byl proveden odečet frekvence na základě rozdílů času vrcholů sinusového průběhu proudu před a po odpojení linky VN viz následující obrázek 36.



Obrázek 36: Vyhodnocení frekvence na základě rozdílů času vrcholů sinusového průběhu proudu před a po odpojení linky VN

Výpočet frekvence v ustáleném stavu před odpojením linky VN vypínačem v rozvodně:

$$f = \frac{10}{T_2 - T_1} = \frac{10}{0,4581 - 0,2583} = 50,05 \text{ Hz}, \quad (31)$$

kde T_1 (s) a T_2 (s) jsou časy odečtené z vrcholů sinusového průběhu proudu na obrázku 36.

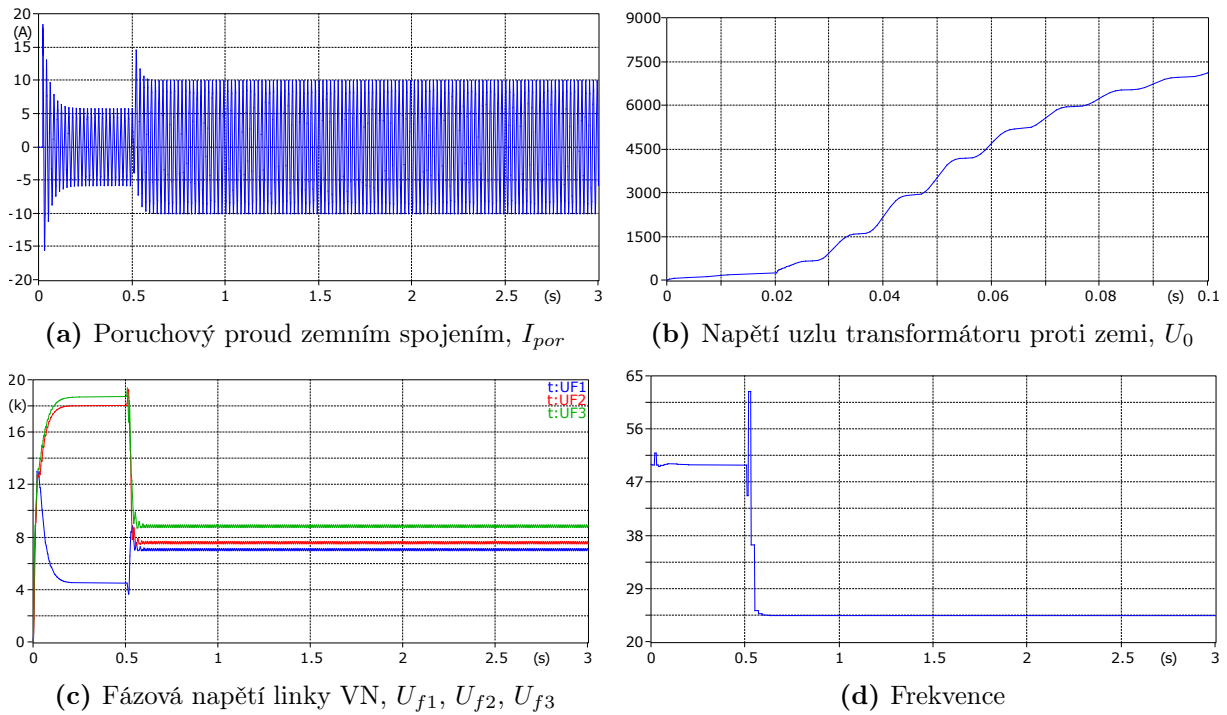
Výpočet frekvence v ustáleném stavu, kdy už je odpojena linka VN a v síti zůstává připojena FVE:

$$f = \frac{10}{T_4 - T_3} = \frac{10}{0,7662 - 0,5601} = 48,5 \text{ Hz} \quad (32)$$

Z ověřeného výpočtu frekvence v ustálených stavech vyplývá, že by FVE zůstala připojená i po odpojení linky VN, protože frekvence neklesla pod stanovenou mez 47,5 Hz. Při této konfiguraci výkonové bilance FVE zůstane připojena do distribuční sítě a bude prodlužovat dobu poruchy, což je z pohledu linky VN, na které je prováděna činnost pod napětím se zřízeným zvláštním režimem provozu nepřijatelný stav.

5.3.2 Simulace nechtěného ostrovního FVE se zátěží 1,4 MW

Následující simulace nechtěného ostrovního provozu na obrázku 37 uvažuje zvýšení zátěže z 1 MW na 1,4 MW při zachování stejného přechodného odporu poruchy R_{por} .

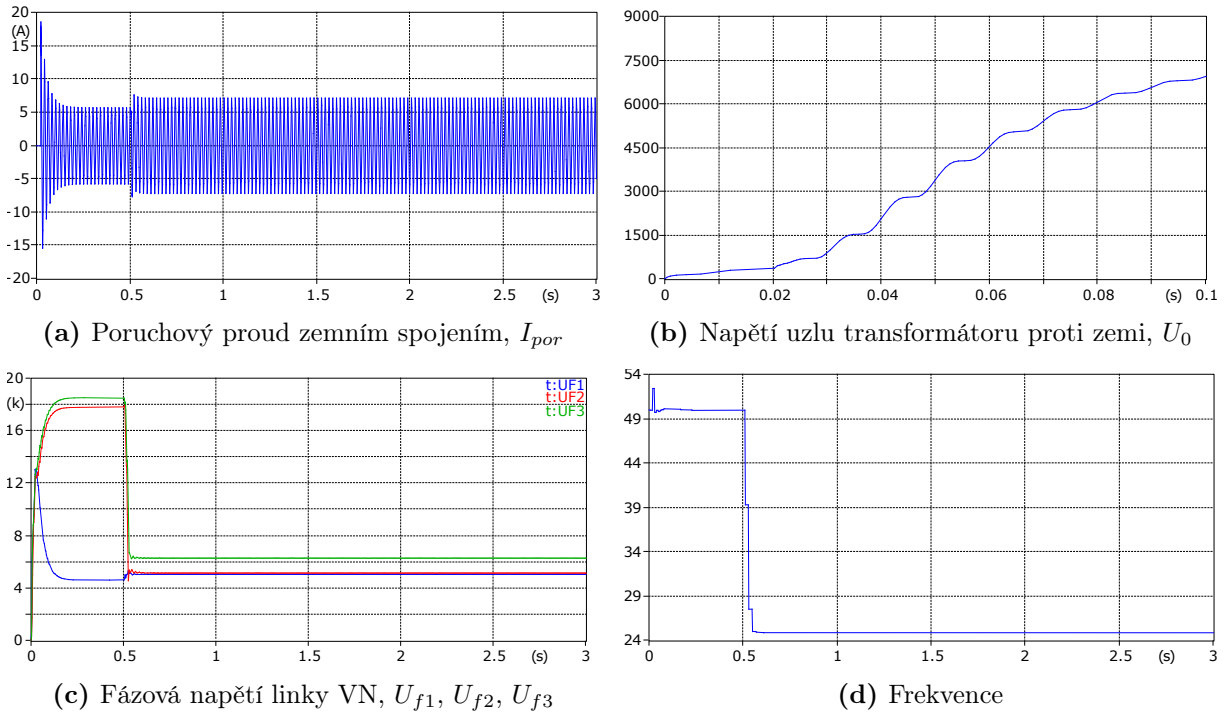


Obrázek 37: Výsledky simulace nechtěného ostrovního provozu FVE se zátěží 1,4 MW a přechodným odporem poruchy R_{por} 1000 Ω

Z provedené simulace nechtěného ostrovního provozu FVE s nastavenou zátěží 1,4 MW vyplývá, že po odpojení linky VN vypínačem v rozvodně v čase $t = (500 \text{ ms} +)$ FVE již není schopna plnit výkonové požadavky zátěže a frekvence v síti klesne. V ustáleném stavu v čase $t = (0,6 \text{ s})$ je frekvence ustálena na hodnotě 25 Hz, což je pod dovolenou hranicí pracovní frekvence výrobního modulu 47,5 Hz. V tomto případě by to tedy znamenalo odpojení výrobní frekvenční ochranou. Z hlediska linky VN, na které je prováděna činnost pod napětím se zřízeným zvláštním režimem provozu je tento stav příznivý, jelikož po odpojení linky v rozvodně je zároveň odpojena i FVE, která tak nebude moci prodlužovat dobu poruchy.

5.3.3 Simulace nechtěného ostrovního provozu FVE se zátěží 1,9 MW

Získané výsledky simulace nechtěného ostrovního provozu FVE s navýšeným odebíraným výkonem zátěže na 1,9 MW jsou prezentovány na následujícím obrázku 38. Ze simulace je patrné, že další navýšení odebíraného výkonu vedlo opět na stejnou situaci jako v předšlém případě. Po odpojení linky VN v rozvodně není fotovoltaická elektrárna opět schopna dodávat potřebný výkon do zátěže, frekvence v síti klesne pod minimální hodnotu 47,5 Hz a FVE by byla následně odpojena frekvenční ochranou.



Obrázek 38: Výsledky simulace nechtěného ostrovního provozu FVE se zátěží 1,9 MW a přechodným odporem poruchy R_{por} 1000 Ω

5.3.4 Shrnutí simulací nechtěného ostrovního provozu s FVE

Z provedených simulací nechtěného ostrovního provozu s FVE lze opět vyvozovat závěr, jako tomu bylo v případě malé vodní elektrárny, a to sice že nejnejpříznivější stav z hlediska bezpečnosti při zřízeném ZRP je právě při vyrovnané výkonové bilanci mezi FVE a připojenou zátěží. Pokud se při tomto stavu vyskytne na lince VN se zřízeným ZRP zemní spojení, linka VN se sice dle zřízených bezpečnostních pravidel odpojí vypínačem v rozvodně, ale připojený výrobní modul v podobě FVE zůstává připojen, protože frekvence v síti neklesla při odpojení linky pod minimální rozhodovací úroveň frekvenční ochrany.

Naopak zbylé dvě simulace, které byly provedeny pro případ, kdy dodávaný výkon převažoval z nadřazené sítě, nikoliv z FVE, prokázaly, že při výpadku linky VN by zároveň zapůsobila frekvenční ochrana FVE, která by zareagovala na pokles frekvence v síti. Tento stav je z hlediska bezpečnosti při zřízeném ZRP nejvýhodnější, neboť po odpojení linky VN se odpojí i výrobní modul, který dále neprodlužuje dobu poruchy.

5.4 Možná opatření proti nechtěným ostrovním provozům

V diplomové práci byl již zmíněn jeden účinný způsob ochrany proti nechtěným ostrovním provozům, který vycházel přímo z metodiky pro zřizování zvláštního režimu provozu při činnostech PPN. Tato metodika musela být v souvislosti s popisovaným nechtěným ostrovním provozem v nedávné době přepracována, tak aby mohla na tyto stavy v distribuční

soustavě reagovat a zabránit jejich vzniku.

Účinný způsob ochrany dle zmíněné metodiky pro zřizování ZRP spočívá v kontrole bilance výroby a spotřeby na vedení VN pomocí dispečerského řídicího systému. Před zřízením zvláštního režimu provozu na vedení VN, na kterém bude prováděna práce pod napětím je potřeba provést 30 denní zpětnou kontrolu vývoje výkonu (resp. el. proudu), a tím se ujistit, že k vyrovnané výkonové bilanci na daném vedení VN nedochází. Pokud k tomuto jevu na daném vedení dochází, je potřeba provést topologickou změnu sítě tak, aby vyrovnaná výkonová bilance nevznikala a mohly tak reagovat frekvenční ochrany. Pokud ani tato možnost nelze uskutečnit je potřeba připojené výrobný odpojit.

Jiná možná opatření proti nechtěným ostrovním provozům jsou diskutována v následujících podkapitolách.

5.4.1 Změna nastavení střídače

Střídače pro fotovoltaické elektrárny umožňují různé režimy provozu. Střídač pro FV může pracovat v režimu, kdy provádí taktování ze sítě, nebo v režimu, který je určený pro ostrovní provoz a střídač provádí taktování sám. Aby se předešlo nechtěným ostrovním provozům je nutné volit nastavení střídače na režim taktování ze sítě. V takovém případě, pokud dojde k odpojení linky VN, frekvence sítě klesá a střídač frekvenci klonuje.

5.4.2 Detekce ostrovního režimu

Střídač pro FVE může detekovat ostrovní provoz na základě změny hladiny frekvence, může reagovat na skokovou změnu frekvence $\frac{df}{dt}$, případně může reagovat na změny (impulzy) jalového výkonu Q . Záleží však na konkrétním vybavení FVE. Fotovoltaické elektrárny, které byly instalovány do distribuční soustavy VN v období tzv. „solárního boomu“ v roce 2010 reagují jen na frekvenci.

5.4.3 Dispečerské řízení

Topologickou úlohou dispečerského řízení by mohlo být vypnutí zdroje po výpadku linky VN, tuto možnost ale dispečerské řízení nemá. Dispečerské řízení může maximálně vyslat povel na výrobný ke snížení výkonu P na 0 %. V takovém případě ale střídač stále generuje napětí, proud je však nulový.

Pokud by se nechtěný ostrovní provoz objevil v provozu a trval by delší dobu, dispečer distribuční soustavy může v takovém případě zasáhnout tím, že nalezne v liniovém schématu sítě nejbližší možný dálkově ovládaný úsečník a ten odpojí. Touto manipulací by zmenšil rozsah ostrovního provozu a zdroj by následně odpojila frekvenční ochrana. To

by platilo ovšem za předpokladu, že se dispečer o tomto stavu v síti dozví. Tuto informaci může získat od čtyř PPN, která ho o tom telefonicky informuje, případně po vypnutí linky může dispečer sledovat, zdali se na lince neobjeví zpětné napětí, které by měřily dálkově ovládané úsečníky. Tento jev je pozorovatelný na obrázku 22, kdy je linka VN odpojena vypínačem v rozhodně Žamberk, ale dálkově ovládané úsečníky stále měří napětí. Zároveň, tento fakt vyplývá i z provedených simulací, neboť po odpojení linky v rozvodně jsou stále měřena fázová napětí linky VN U_{f1} , U_{f2} a U_{f3} .

5.4.4 Vypínání zdrojů při PPN

Připojené zdroje do distribuční soustavy se vypínají před zřízením ZRP jen v případě, pokud nelze provést topologickou změnu sítě tak, aby byl vyloučen výskyt nechtěného ostrovního provozu. Pokud by však všechny zdroje byly odpojovány automaticky před zřízením ZRP, degradovalo by to samotný přínos PPN.

Zhodnocení a závěr

V teoretické části diplomové práce byla řešena problematika negativních zpětných vlivů výroben na distribuční síť a dále byla popsána teorie týkající se práce pod napětím. Tyto části byly zpracovány především dle platných norem a pravidel pro provoz distribučních sítí. Na teoretickou část plynule navazovala část praktická. Cílem praktické části diplomové práce bylo vytvořit model distribuční sítě s připojeným výrobním modulem typu malá vodní elektrárna a fotovoltaická elektrárna. Na modelu distribuční sítě s připojeným výrobním modulem byla zkoumána možnost vzniku nechtěného ostrovního provozu při výpadku linky VN, na které byla prováděna práce pod napětím se zřízeným zvláštním režimem provozu. Praktická část diplomové práce je postavena na reálném případě nechtěného ostrovního provozu, který nastal na lince VN 660 z rozvodny Žamberk. Linka VN 660, na které zrovna probíhala práce pod napětím se zřízeným zvláštním režimem provozu byla odpojena vypínačem v rozvodně, z důvodu výskytu zemního spojení. Po výpadku linky VN 660 však nedošlo k odpojení FVE, a to mělo za následek prodloužení doby poruchy o 8 minut. Tento stav byl z hlediska zřízeného ZRP v rozporu s bezpečností provádějících pracovníků PPN.

Z provedených simulací, nechtěných ostrovních provozů pro MVE a FVE v programu EMTP-ATP lze vyvozovat závěr, že nejpříznivější podmínky pro vznik nechtěného ostrovního provozu a jeho udržení nastávají právě tehdy, pokud se vyrovná výkonová bilance mezi připojeným výrobním modulem a zátěží. Jestliže v simulacích nebyla splněna vyrovnaná výkonová bilance a převažoval tok činného výkonu směrem z nadřazené sítě, nikoliv z výrobního modulu, tak frekvenční ochrany mohly po odpojení linky VN na tuto výkonovou nerovnováhu reagovat a výrobní modul odpojily.

Z těchto závislostí plynou i možná opatření, která může provozovatel distribuční soustavy učinit, aby nechtěným ostrovním provozům předešel. Způsob ochrany před nechtěným ostrovním provozem spočívá v kontrole výkonové bilance na vedení VN pomocí dispečerského řídicího systému. Dispečer před zahájením ZRP na konkrétním vedení VN provede zpětnou analýzu vývoje výkonu za posledních 30 dnů, čímž se ujistí, že nedochází ke stavu, kdy by se vyrovnala výkonová bilance mezi připojeným výrobním modulem a zátěží. Pokud se ovšem prokáže, že na vedení skutečně k tomuto jevu dochází, je potřeba provést změny zapojení vedení nebo připojené zdroje vypnout, aby k vyrovnané výkonové bilanci během ZRP nedocházelo a mohly reagovat frekvenční ochrany po odpojení linky VN. Pokud by se nechtěný ostrovní provoz na lince VN skutečně vyskytl a trval by po delší dobu, dispečer může provést manipulaci dálkově ovládanými úsečníky, čímž by narušil vyrovnanou výkonovou bilanci mezi výrobním modulem a zátěží, což by mělo vést k reakci frekvenčních ochran.

K udržení ostrovních provozů přispívá také nastavení frekvenčních ochran výroben. Ty se nastavují dle přílohy č. 4 PPDS a musejí respektovat frekvenční rozsah výrobních modulů, který je od 47,5 Hz do 51,5 Hz. Takto definovaná škála frekvencí zvolená tak, aby se minimalizovalo riziko ztráty setrvačnosti ES vlivem odpojování výrobních modulů, může v kombinaci s rozšiřující se decentralizovanou výrobou způsobovat problém se zajištěním bezpečnosti provozu v distribučních sítích.

V diplomové práci jsou provedeny simulace nechtěného ostrovního provozu pro FVE a MVE s asynchronním generátorem. Diplomová práce by mohla být dále rozšířena o simulace MVE, VTE se synchronním generátorem. Mimo jiné by bylo vhodné provést verifikaci doposud získaných výsledků i v jiných simulačních softwarech.

Vytváření dynamických modelů bude mít do budoucna stále větší význam, neboť dle evropské legislativy a nově chystaných pravidel provozování distribučních soustav bude vyžadováno, aby žadatel o připojení výrobního modulu, dodal s jeho studií o připojitelnosti též dynamický model výrobního modulu, který prokáže jeho chování v různých přechodných stavech, které v distribuční soustavě mohou nastat.

Seznam použité literatury

- [1] Ministerstvo životního prostředí. *Zákon č. 17/1992 Sb., o životním prostředí*. [online]. URL: https://www.mzp.cz/www/platnalegislativa.nsf/5B17DD457274213EC12572F3002827DE/%24file/Z%2017_1992.pdf (cit. 11.09.2022).
- [2] Ministerstvo průmyslu a obchodu. *Zákon č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů*, [online]. URL: <https://www.mpo.cz/cz/energetika/elektroenergetika/obnovitelne-zdroje/uplne-zneni-zakona-c--165-2012-sb---265809/> (cit. 11.09.2022).
- [3] Evropský parlament. *Fakta a čísla o Evropské unii*. [online]. URL: <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/cs/sheet/70/obnovitelna-energie> (cit. 12.09.2022).
- [4] D. Vobořil, *Příčiny solárního boomu v České republice*. [online]. URL: <https://oenergetice.cz/obnovitelne-zdroje/priciny-solarniho-boomu> (cit. 13.09.2022).
- [5] Energetický regulační úřad. *Roční zpráva o provozu ES ČR pro rok 2021*. [online]. URL: <https://www.eru.cz/rocnizpravao-provozu-es-cr-pro-rok-2021> (cit. 13.09.2022).
- [6] Unie komunitní energetiky. *Fotovoltaiku až do výkonu 50 kWp bude možné provozovat bez licence*. [online]. URL: <https://oze.tzb-info.cz/fotovoltaika/24334-az-50-kwp-fotovoltaiku-bude-mozne-provozovat-bez-licence-jake-dalsi-kroky-by-usnadnily-rozvoj-fotovoltaiky-v-cr> (cit. 22.09.2022).
- [7] P. Mastný, J. Drápela, S. Mišák, J. Macháček, M. Ptáček, L. Radil, T. Bartošík, T. Pavelka. *Obnovitelné zdroje elektrické energie*. Praha: České vysoké učení technické v Praze, 2011, s. 256, ISBN: 978-80-01-04937-2.
- [8] Svět energie. *Bioplynová stanice*. [online]. URL: <https://www.svetenergie.cz/cz/energetika-zblizka/obnovitelne-zdroje-energie/bioplynova-stanice/vyklad> (cit. 02.10.2022).
- [9] Svět energie. *Vodní elektrárny*. [online]. URL: <https://www.svetenergie.cz/cz/energetika-zblizka/vodni-elektrarny> (cit. 02.10.2022).
- [10] G. Rainová a F. Žák, *Ekonomický pohled na malé decentrální zdroje FVE*. [online]. URL: <https://allforpower.cz/obnovitelne-zdroje/ekonomicky-pohled-na-male-decentralni-zdroje-fve-385> (cit. 07.10.2022).
- [11] V. Benda, K. Staněk, P. Wolf. *Fotovoltaické systémy – Učební texty k semináři*. [online]. URL: http://www.crr.vutbr.cz/offline/SYSTEM/FILES/BROZURA_04_1104.PDF (cit. 15.10.2022).
- [12] Česká společnost pro větrnou energii. *Větrné elektrárny v ČR – aktuální instalace*. [online]. URL: <https://www.csve.cz/clanky/aktualni-instalace-vte-cr/120> (cit. 21.10.2022).

- [13] H. LARS a B. FREDE, „CHAPTER 13 - Wind Turbine Systems,“ in *Control in Power Electronics*, ř. Academic Press Series in Engineering, Burlington: Academic Press, 2002, s. 483–509, ISBN: 978-0-12-402772-5. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780124027725500144> (cit. 22. 10. 2022).
- [14] Enercon. *Technical Description – ENERCON Wind Energy Converter E-138 EP3 E2*. [online]. URL: https://www.easternkings.ca/uploads/1/2/4/3/124361359/appendix_b_enercon_e138_ep3_e2_4200_kw_-_technical_description.pdf (cit. 22. 10. 2022).
- [15] ENTSO-E. *Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators*. [online]. URL: https://www.entsoe.eu/network_codes/rfg/ (cit. 30. 10. 2022).
- [16] EUR-Lex: Právo EU. *Nařízení komise (EU) 2016/631 ze dne 14. dubna 2016, kterým se stanoví kodex sítě pro požadavky na připojení výroben k elektrizační soustavě*. [online]. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=LT> (cit. 30. 10. 2022).
- [17] ČEZ Distribuce, a. s. *Příloha č. 4 PPDS. Pravidla pro paralelní provoz výroben a akumulčních zařízení se sítí provozovatele distribuční soustavy*. [online]. URL: https://www.cezdistribuce.cz/webpublic/file/edee/distribuce/ppds/ppds-2022_priloha-4.pdf (cit. 30. 10. 2022).
- [18] ČEZ Distribuce, a. s. *Průvodce procesem připojení výroby*. [online]. URL: <https://www.cezdistribuce.cz/cs/pro-vyrobc> (cit. 31. 10. 2022).
- [19] V. Šťastný a kolektiv. *Změny napětí, flickr a nesymetrie*. [online]. URL: https://www.energetikainfo.cz/33/zmeny-napeti-flickr-a-nesymetrie-uniqueidmRRWSbk196FNf8-jVUh4ElDzoblDhBp5SdzD_gw1UewM06VlftQMFg/ (cit. 05. 11. 2022).
- [20] M. Tesařová, M. Štroblová. *Průmyslová elektroenergetika*. Plzeň: Fakulta elektrotechnická Západočeské univerzity v Plzni, 2000, s. 154, ISBN: 80-7082-703-3.
- [21] J. Svačina. *Elektromagnetická kompatibilita*. Ústav radioelektroniky VUT. [online]. URL: http://hosting.pilsfree.net/fantom/FEL/EMC/EMC_skripta.pdf (cit. 07. 11. 2022).
- [22] J. Orságová. *Elektrické stanice a vedení (MESV) – Hromadné dálkové ovládání*. Brno: FEKT VUTB. [online]. URL: <https://docplayer.cz/110861071-Elektricke-stance-a-vedeni-mesv.html> (cit. 14. 11. 2022).
- [23] R. Vaněk. *Regulace napětí v distribuční soustavě*. 2021. Interní nepublikovaná prezentace.
- [24] ČSN EN 50110-1 ed. 3. *Obsluha a práce na elektrických zařízeních – Část 1: Obecné požadavky*. Praha: Úřad pro technickou normalizaci, metrologii a státní zkušebnictví, 2015.
- [25] PNE 33 0000-6 ed. 2. *Obsluha a práce na elektrických zařízeních pro výrobu, přenos a distribuci elektrické energie*.
- [26] V. Žid. *Práce pod napětím ve společnosti ČEZ Distribuce, a. s.* [online]. URL: https://www.cez.cz/edee/content/file-other/distribucni-sluzby/konference-2017/21_zid_cds_cz.pdf (cit. 25. 01. 2023).
- [27] M. Jelínek. *Nové postupy a technologie – Práce prováděné pod napětím*. [online]. URL: <http://uniesoudnichznalcu.cz/public/media/files/sborniky/Novy/Sbornik-XV.-2021-UNIE-SZ.pdf> (cit. 27. 01. 2023).

-
- [28] Vyhláška č. 540/2005 Sb., o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice. [online]. URL: <https://www.aspi.cz/products/lawText/1/60754/1/2/vyhlaska-c-540-2005-sb-o-kvalite-dodavek-elektřiny-a-souvisejicich-sluzeb-v-elektroenergetice> (cit. 27. 01. 2023).
- [29] Energetický regulační úřad. *Zpráva o dosažené úrovni nepřetržitosti přenosu nebo distribuce elektřiny za rok 2021*. [online]. URL: <https://www.eru.cz/kopie-z-zprava-o-dosazene-urovni-nepretržitosti-prenosu-nebo-distribuce-elektřiny-za-rok-2021> (cit. 27. 01. 2023).
- [30] ČEZ Distribuce, a. s. *Zvláštní režim provozu při pracovních činnostech prováděných pod napětím na elektrických zařízeních VN*. 2022. Interní nepublikovaný dokument.
- [31] R. Vaněk. *Nechtěný ostrovní provoz FVE 5,1 MW*. 2022. Interní nepublikovaná prezentace.
- [32] M. Šafařík, K. Noháč. *EMTP-ATP*. [online]. URL: <http://home.zcu.cz/~nohac/MS/MS-Pr-05.pdf> (cit. 12. 03. 2023).
- [33] EXMONT-Energo a.s. *Třífázové VN a NN asynchronní elektromotory s kotvou nakrátko a kotvou kroužkovou*. [online]. URL: https://www.exmont.cz/stahuj/ex_katalog_motory_cz.pdf (cit. 12. 03. 2023).
- [34] H. K. Høidalen, L. Prikler a F. Peñaloza, „ATPDRAW version 7.3 for Windows Users’ Manual,“ Norwegian University of Technology Trondheim, Norway, 2021.
- [35] W. S. Meyer a T. H. Liu, *Alternative Transients Program (ATP) Rule Book*. United States of America: Canadian / American EMTP User Group, 1987-92.