

Rešerše grid forming střídačů a jejich potenciálních funkcí v ES

Pracoviště: RICE
Číslo dokumentu: 22190-035-2022
Typ zprávy: Výzkumná zpráva
Řešitelé: Ing. et Ing. Martin Vinš
Vedoucí projektu: Ing. Martin Sirový, Ph.D.
Počet stran: 38
Datum vydání: 15. 8. 2023
Oborové zařazení: 2.2 Electrical engineering, Electronic engineering,
Information engineering - Electrical and electronic
engineering

Zpracovatel / dodavatel:
Západočeská univerzita v Plzni
Research and Innovation Centre
for Electrical Engineering
Univerzitní 8
306 14 Plzeň

Kontaktní osoba:
Ing. Martin Sirový, Ph.D.
tel. 377 63 4126
sirovy@fel.zcu.cz

Tato výzkumná zpráva vznikla s podporou projektu TN02000025.

Anotace

Tato výzkumná zpráva se zabývá komplexní rešerší grid forming střídačů a jejich potenciálních funkcí ve vnějších sítích. Věnuje se také legislativní části grid forming funkcí v rámci elektrizační soustavy.

Klíčová slova

Grid forming funkce, grid following střídače, grid forming střídače, integrace, legislativa, podpůrné služby, řízení, síťový kodex

Report title

Research of Grid Forming Inverters and Their Potential Functions in Power Grid

Abstract

This research report deals with a comprehensive research of grid forming inverters and their potential functions in external grids. It also deals with the legislative part of grid forming functions within the power grid.

Keywords

Grid Forming Functions, Grid Following Inverters, Grid Forming Inverters, Integration, Legislation, Ancillary Services, Control, Grid Code

Seznam symbolů a zkratk

APC	Active Power Control
ASM	Adaptive Mode Switching
CSA	Current Saturation Algorithm
DER	Distributed Energy Resources
DFIG	Double Fed Induction Generator
ES	Elektrizační soustava
FRT	Fault-Ride Through
GFDI	Grid Feeding Inverters
GFLI	Grid Following Inverters
GFMI	Grid Forming Inverters
GSI	Grid Supporting Inverters
HVDC	High Voltage - DC
IBR	Inverter-Based Resources
MPPT	Maximum Power Point Tracker
NARF	Natural Reference Frame
PCC	Point of Common Coupling
PLL	Phase-Locked Loop
PSC	Power Synchronization Control
PVSG	Photovoltaic Virtual Synchronous Generator
OZE	Obnovitelné zdroje energie
RPC	Reactive Power Control
SPC	Synchronous Power Control
VISMA	Virtual Synchronous Machine
VSC	Voltage Source Converter
VSynC	Virtual Synchronous Control
VSG	Virtual Synchronous Generator

Obsah

ÚVOD	6
1. POROVNÁNÍ GFMI A GFMI	8
1.1 SCHOPNOSTI INTERAKCE SE SÍTÍ	8
1.2 IMPLEMENTACE ŘÍZENÍ	8
1.3 POROVNÁNÍ VÝKONOVÝCH MOŽNOSTÍ	9
1.4 ENERGETICKÁ ÚLOŽIŠTĚ A PŘEDIMENZOVÁNÍ	10
2. ZPŮSOBY ŘÍZENÍ GFMI	11
2.1 DROOP CONTROL	11
2.1.1 Frekvenčně závislá statika	12
2.1.2 Úhlově závislá statika	12
2.1.3 Řízení výkonovou synchronizací (PSC)	12
2.2 ŘÍDICÍ TECHNIKY ZALOŽENÉ NA SYNCHRONNÍM STROJI	12
2.2.1 Virtuální synchronní stroj (VISMA)	12
2.2.2 Emulace rovnic kývání	13
2.2.3 Vylepšené VSG řízení	13
2.2.4 Synchronverter	14
2.2.5 Matching control	14
2.3 OSTATNÍ ŘÍDICÍ METODY	15
2.3.1 Metody řízení založené na virtuálním oscilátoru	15
2.3.2 H_∞/H_2 - BASED ROBUST FIXED-STRUCTURE CONTROL	15
2.3.3 Virtuální synchronní řízení využívající dynamiku kondenzátoru v DC-linku (ViSynC)	15
2.3.4 Řízení založené na frekvenčním tvarování	16
2.4 POROVNÁNÍ TECHNIK GFMI ŘÍZENÍ	16
3. POTENCIÁLNÍ VÝZVY GFMI STŘÍDAČŮ	18
3.1 ANALÝZA STABILITY	18
3.1.1 Small-signal stability	18
3.1.2 Transient stability	18
3.2 PŘECHOD MEZI NEZÁVISLÝM A SÍŤOVÝM REŽIMEM	18
3.3 OCHRANA PROTI NADPROUDŮM A FAULT-RIDE THROUGH (FRT)	19
3.3.1 Proudové omezení	19
3.3.1.1 Proudově-řízený omezovač	19
3.3.1.2 Napětově-řízený omezovač	19
3.3.1.3 Proudové omezení pro asymetrické poruchy	20
3.3.2 Zotavení GFMI po poruše	20
4. APLIKACE (FUNKCE) GFMI	21
4.1 NASAZENÍ GFMI VE SLABÝCH SÍTÍCH	21
4.2 NASAZENÍ GFMI V HVDC MĚNIČÍCH	21
4.3 NASAZENÍ GFMI S OZE	21
4.3.1 Nasazení s větrnými turbínami	21
4.3.2 Nasazení u solárních farem	21
4.4 SCHOPNOST STARTU ZE TMY POSKYTOVANÁ GFMI	22
4.5 REÁLNÉ GFMI IMPLEMENTACE	22
5. SHRUTÍ Z POHLEDU SÍŤE A SÍŤOVÝCH KODEXŮ	24
5.1 ÚVOD DO SÍŤOVÝCH KODEXŮ	24
5.2 OBECNÉ GRID FORMING POŽADAVKY	27
5.3 AKTUÁLNÍ LEGISLATIVA	28
5.3.1 Draft Grid Code a Grid Code (UK)	28
5.3.2 ENTSO-E grid forming capabilities (EU)	28
5.3.3 Grid forming technology – NERC	28
5.3.4 IRENA - GRID CODES FOR RENEWABLE POWERED SYSTEMS	29

ZÁVĚR	30
-------------	----

Úvod

V současnosti dominují konvenčním střídavým energetickým sítím synchronní generátory, jejichž primárním cílem je regulace napětí a frekvence. Toho je dosaženo prostřednictvím ovládní budiče a ovládní výkonového regulátoru. Nízká výstupní impedance spolu s automatickou regulací napětí činí ze synchronních generátorů téměř ideální zdroje napětí. Setrvačnost hřídele turbosoustrojí (vč. turbíny) a rotoru generátoru potom pomáhá udržovat frekvenci sítě v dovolených mezích při vzniku výkonové nerovnováhy v ES, případně při poruchách. Toto chování jakožto ideálního zdroje napětí a velká setrvačnost jsou základem pro udržování stabilního chodu ES. Navíc schopnost generátorů dodávat v případě poruch násobný proud oproti jmenovitému je klíčová při jejich odstraňování.

S rostoucí integrací obnovitelných zdrojů energie (OZE) do elektrizační soustavy, zejména pak větrných a solárních, se zdroje připojené k ES přes střídač (Inverter-Based Resources - IBR) stávají nevyhnutelnou součástí elektrizační soustavy. IBR jsou přitom často provozovány v režimu maximálního výkonu, který umožňují okolní podmínky a dodávkám tohoto výkonu do ES.

Použité střídače v IBR jsou obecně navrženy tak, aby sledovaly napětí a frekvenci sítě a injektovaly proud. Takové střídače jsou potom známé jako střídače sledující síť (Grid-Following Inverters - GFLI). Běžnou technikou používanou k synchronizaci se síťovým napětím je použití fázového závěsu (PLL). Toto konkrétní „Grid-following“ chování se podobá proudovému zdroji.

Téměř všechny aktuálně instalované (integrované) IBR spadají do této kategorie, a proto chování IBR jakožto zdroje napětí není obecně rozšířené. Navíc v drtivé většině případů IBR nejsou doplněny dostatečně velkým energetickým úložištěm, aby napodobovaly chování setrvačnosti. Nadproudové možnosti (vyšší než jmenovité) výkonové elektroniky používané v IBR jsou také velmi nízké ve srovnání se synchronní generátory. Proto jsou IBR považovány za zdroje nesynchronní výroby. Hlavní výzva spojená se zvýšenou integrací těchto nesynchronních energetických zdrojů do ES je **regulace napětí a frekvence** [1].

Jako platforma pro integraci IBR se objevily mikrosítě, které mohou fungovat v režimu připojení k síti i v ostrovním režimu [2]. V režimu připojení k síti jsou napětí a frekvence regulovány sítí, a proto IBR mohou fungovat jako „Grid-following“ střídače. V ostrovním režimu by měl jeden, nebo několik z nich fungovat jako regulátor(y) napětí a/nebo frekvence pro stabilní ostrovní provoz sítě. Koncepte „Grid-forming“ střídačů (GFMI) pochází z potřeby řešit tuto konkrétní situaci. Kromě toho se s vývojem koncepte mikrosítí objevila potřeba emulace vlastností synchronních generátorů. Jako vylepšení pro GFMI jsou tedy vyvíjeny také energetická úložiště a řídicí algoritmy, včetně možnosti provozu jakožto virtuálního synchronního generátoru [3], [4].

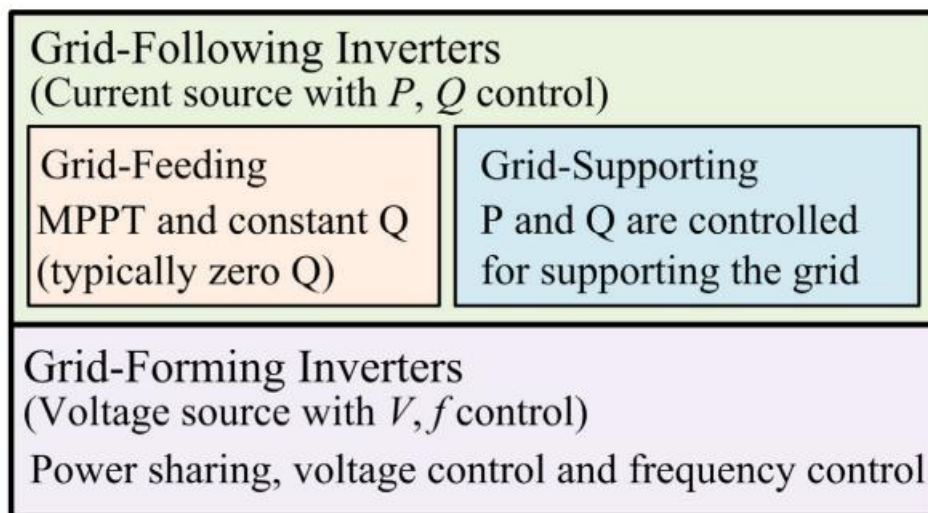
Přestože byly GFMI původně vyvinuty pro použití v ostrovních mikrosítích, koncept lze přizpůsobit pro aplikace ve velkých energetických soustavách, zejména při integraci větrných a solárních farem. Vzhledem k tomu, že větrné a solární farmy jsou často umístěny na odlehlých místech, bývá impedance vedení vysoká. Takové části sítě se označují jako „slabší“. Regulace napětí ve společném uzlu (Point of Common Coupling - PCC) prostřednictvím konvenčních řešení se ve slabých sítích (jejich částech) stává náročnou. GFMI se tak jeví jako potenciální řešení tohoto problému [5].

V této výzkumné zprávě je provedena komplexní rešerše grid forming střídačů a funkcí, které mohou zastávat při interakci se sítí. Nejprve je vymezen pojem samotných grid forming

střídačů a provedeno jejich porovnání s grid following střídači. Následně jsou popsány používané typy řízení za účelem dosažení požadovaného výstupu při interakci s vnější sítí. Dále jsou popsány potenciální výzvy, které se mohou při implementaci grid forming střídačů objevovat, jakožto i konkrétní možnosti integrace a aplikace. Závěrečná část se věnuje legislativě a implementaci grid forming funkcí do síťových kodexů, předkládá některé užitečné dokumenty a odhaduje nejpravděpodobnější budoucí směřování.

1. Porovnání GFLI a GFMI

Primární cíl dodávat činný a jalový výkon do sítě je společný pro všechny IBR. V závislosti na interakci se sítí, implementaci regulátoru (řízení) a reakci na změny v síti je však lze rozdělit do dvou hlavních skupin - GFLI a GFMI, jak je znázorněno na Obr. 1.1 [6]. Více informací, včetně dalšího členění obou kategorií je uvedeno v následujících podkapitolách.



Obr. 1.1 Základní charakteristiky GFLI a GFMI [5]

1.1 Schopnosti interakce se sítí

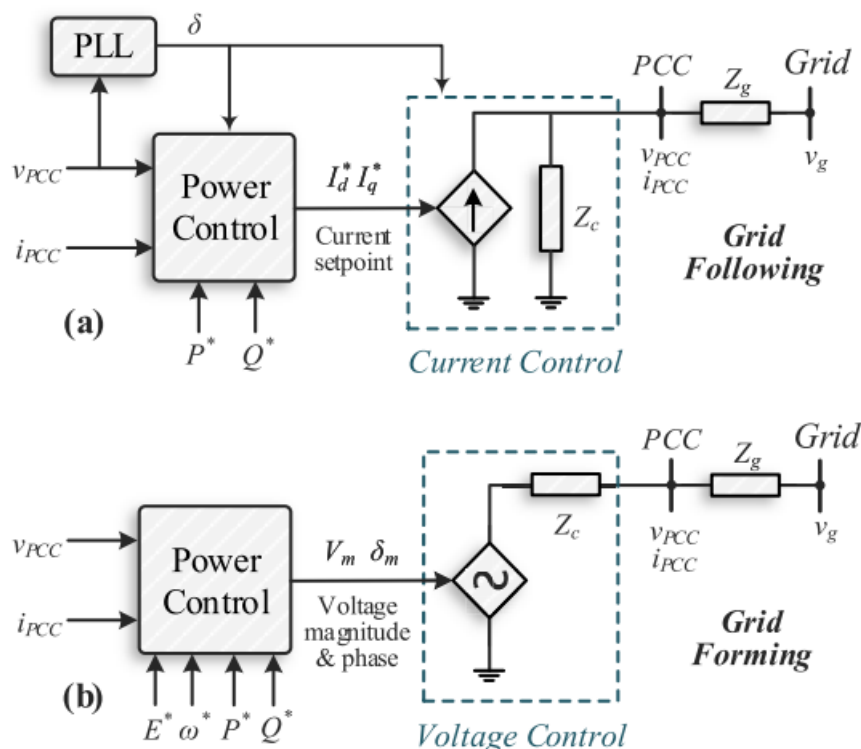
Jak již bylo zmíněno v úvodu, aplikace GFLI jsou primárně zaměřeny na injektování aktivního výkonu do sítě se sledováním maximálního bodu výkonu (Maximum Power Point Tracking - MPPT). Proto je jalový výkon minimální a často se blíží nule. Takové střídače jsou známy jako střídače napájející síť (Grid-Feeding Inverters - GFDI). Z komerčního hlediska je atraktivnější provozovat IBR jako GFDI. Regulace napětí a frekvence se však s rostoucím počtem GFDI stává problematickou. Provozovatelé/regulátoři sítě proto zavedli přísné požadavky, zejména na velké IBR (typicky nad 5 MW), na podporu sítě dodávkou jalového výkonu a změnou dodávek činného výkonu v reakci na aktuální stav v síti [6]. Když se síťové napětí sníží, IBR by měl dodávat kladný jalový výkon při předem definovaném nastavení statiky. Podobně pak, když se napětí zvýší, měl by IBR dodávat záporný jalový výkon. IBR, které se účastní podpůrných služeb ES, jsou známy jako střídače podporující síť (Grid-Supporting Inverters - GSI). Téměř všechny velké IBR fungují jako GSI a malé IBR (typicky pod 5 MW) fungují jako GFDI [6].

Zásadní rozdíl v interakci se sítí u GFMI pochází ze způsobu, jakým je řízena dodávka činného a jalového výkonu do sítě. Jak bylo uvedeno výše, primárním cílem GFLI je dodávat činný výkon do sítě a podpora sítě je až sekundárním cílem. Naproti tomu u GFMI je primárním cílem regulace napětí a frekvence sítě. Referenční hodnoty činného a jalového výkonu se proto v GFMI neustále mění.

1.2 Implementace řízení

Z hlediska řízení lze chování GFLI přirovnat k řízenému zdroji proudu s vysokou paralelní impedancí, jak je znázorněno na Obr. 1.2 (a). GFLI měří napětí v PCC a odvozuje fázový úhel tohoto napětí prostřednictvím PLL. Potom se svorkové napětí mění tak, aby bylo dosaženo požadovaných d , q proudů ve vedení. Podpůrná funkce činným a jalovým výkonem z GFLI je

dosažena řízením injektovaných proudů d a q . GFMI lze potom přirovnat k napětovému zdroji s nízkou sériovou impedancí, jak je znázorněno na Obr. 1.2 (b). Na rozdíl od GFLI, GFMI neměří napětí v PCC pro účely synchronizace a spíše utváří toto napětí pro regulaci jejich výstupního výkonu. Dalším hlavním rozdílem mezi řízením GFLI a GFMI je to, že GFMI může provozovat/napájet místní zátěže v nepřítomnosti připojení k síti tím, že si stanoví své vlastní referenční napětí a frekvenci [7], [8]. To také vede k rozdílu v mechanismu synchronizace. GFLI vyžaduje vyhrazenou synchronizační jednotku, aby zůstal nebo fungoval v synchronizaci se sítí a dodával do sítě určité množství činného a jalového výkonu. V GFMI však lze synchronizaci při začátku provozu dosáhnout podobným způsobem jako u synchronního stroje a během normálního provozu není třeba vyhrazená synchronizační jednotka [6].



Obr. 1.2 Porovnání řízení a chování GFLI a GFMI [5]

1.3 Porovnání výkonových možností

V ustáleném provozním stavu, v závislosti na topologii řízení, nastavených hodnotách výkonu a podmínkách sítě, mohou jak GFLI, tak GFMI dodávat činný a jalový výkon do sítě. Jeden z hlavních rozdílů ve výkonu mezi GFLI a GFMI však spočívá v reakci každého z těchto střídačů na poruchu ve „slabé“ síti. Dodávka činného a jalového výkonu během poruchy, která je také známá jako „podpora“ virtuální nebo emulované setrvačnosti, může být implementována v GFLI i GFMI v závislosti na typu zdroje. V případě GFLI je porucha vyhodnocena pomocí měření napětí a proudů, které následuje adekvátní intervence pro zajištění podpory sítě. Odezva činného nebo jalového výkonu GFLI je tedy spojena s určitou formou zpoždění měření a řízení. V případě GFMI je však rovnice přenosu výkonu na začátku rušení dána jako (1) [5].

$$P = \frac{V_s \cdot V_r}{X} \cdot \sin \Delta \delta \quad (1)$$

Kde V_s je vnitřní napětí, V_r je síťové napětí, X je vazební reaktance a $\Delta\delta$ je rozdíl fázového úhlu mezi vnitřním napětím a napětím sítě. Protože vnitřní fázor napětí GFMI není ovlivněn na začátku poruchy, lze dosáhnout okamžité odezvy výkonu v závislosti na tom, jak rychle se mění úhel síťového napětí. I když je reakce GFMI mnohem rychlejší ve srovnání s GFLI, je třeba poznamenat, že se mohou vyskytnout i problémy související s proudovými omezeními a stabilitou právě kvůli rychlým odezvám.

Dalším rozdílem ve výkonových možnostech mezi řízením GFMI a GFLI je chování při nízké stabilitě signálu ve „slabých“ sítích. Díky tomu, že GFLI spoléhají na měření síťového napětí a úhlu, aby zůstaly synchronizovány se sítí, může být jejich stabilita značně snížena při náhlých změnách měřených signálů sítě. Tento problém je značně redukován u GFMI s možností samosynchronizace a absencí závislosti na signálech sítě pro synchronní provoz.

1.4 Energetická úložiště a předimenzování

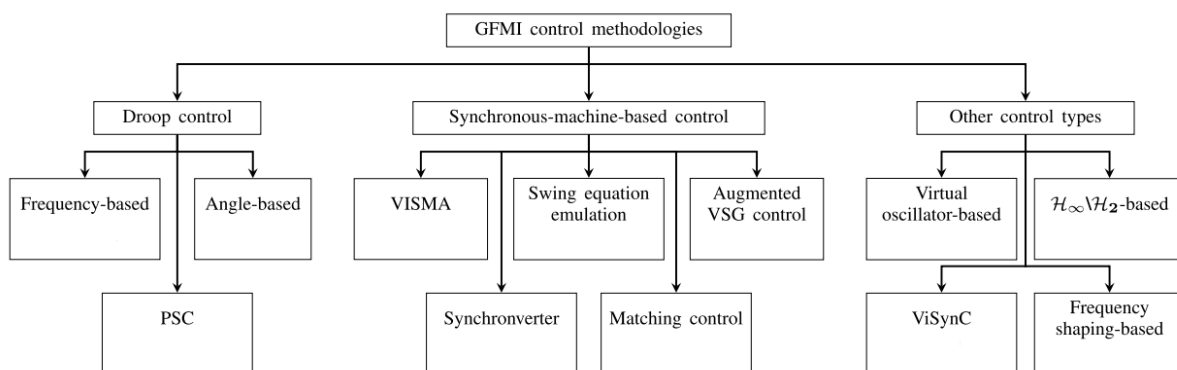
Jak již bylo zmíněno v úvodu, očekává se, že GFMI budou fungovat jako synchronní generátory, a je proto nezbytné emulovat důležité vlastnosti synchronních generátorů (např.: **schopnost dodávat konstantní/požadovaný výkon do sítě, setrvačnostní odezva a dodávání poruchového proudu**). K zajištění požadovaných stabilních výkonů je vyžadována určitá forma energetických úložišť, aby byl potlačen vliv změny ve větrném nebo solárním příkonu. Podobně pak setrvačnostní odezva vyžaduje energetické úložiště, alespoň po dobu emulace této odezvy. Dalším velkým **rozdílem mezi GFLI a GFMI je tak potřeba energetického úložiště**. Emulace chování při dodávkách poruchového proudu synchronních generátorů je v GFMI náročná. díky proudovým omezením ve spínacích elektronických prvcích. Z toho důvodu musí být **GFMI předimenzované**, což je činí drahými a komerčně méně atraktivními.

2. Způsoby řízení GFMI

Běžným přístupem k řízení pro GFMI je vektorové řízení proudu. Na rozdíl od GFMI mají GFMI schopnost vytvářet na svém PCC fázor napětí, když fungují jako zdroje napětí. Vnitřní struktura kaskádového regulátoru GFMI je navržena tak, že velikost a úhel fázoru napětí na PCC jsou dynamicky řízeny, aby se dosáhlo synchronizace se sítí a v případě potřeby síť mohla být podpořena. Za tímto účelem typicky GFMI obsahuje více vnitřních regulačních smyček, jako je regulační smyčka vnitřního proudu, středněnapěťová regulační smyčka, virtuální impedanční smyčka, regulátor činného výkonu (APC – Active Power Controller) a regulátor jalového výkonu (RPC – Reactive Power Controller). RPC a APC se používají k řízení velikosti a frekvence, a tím fáze napětí na PCC. Je však také možné implementovat GFMI bez vnitřních kaskádových smyček přímou změnou svorkového napětí měniče. Vliv vnitřních kaskádových smyček na výkon GFMI je shrnut v [9].

I když poměr X/R sítě určuje vztah mezi činným výkonem, jalovým výkonem, frekvencí a napětím, typicky, pokud je poměr X/R vysoký, jsou činný výkon a frekvence propojeny. Proto se APC používá k řízení frekvence/fáze a RPC pro řízení velikosti fázoru napětí na PCC. Na druhou stranu, pokud je poměr X/R nízký, je naopak jalový výkon spojen s frekvencí. Proto se APC používá k řízení velikosti napětí a RPC se používá k řízení frekvence fázoru napětí na PCC. Pokud jsou hodnoty X a R srovnatelné, frekvence a napětí jsou spojeny s činným i jalovým výkonem. V tomto případě se k řízení fáze a velikosti fázoru napětí na PCC používá 2×2 vícevstupový a vícevýstupový regulátor. Alternativně může být impedance spojovacího vedení při pohledu ze střídače tvarována tak, aby byla převážně induktivní pomocí použití virtuální impedanční smyčky. Proto jsou v následujících podkapitolách naznačeny metody řízení frekvence/úhlů založené na činném výkonu a řízení velikosti napětí na základě jalového výkonu.

Tyto metody řízení lze kategorizovat, jak je znázorněno na Obr. 2.1.



Obr. 2.1 Kategorizace metod řízení GFMI [5]

2.1 Droop control

Droop control, navržený před dvěma desetiletími, je nejrozšířenější a „nejvyspělejší“ (rozuměno technicky zvládnutou) řídicí technikou ze všech tří kategorií diskutovaných v této sekci. Koncepte droop controlu vychází z činnosti regulátoru, která umožňuje paralelní provoz více synchronních generátorů. Poprvé je navržen v [10] pro použití v ostrovních střídavých sítích a neodpojitelných napájecích zdrojích. Avšak tyto regulátory jsou schopny provozu i ve velkých propojených energetických sítích. Droop control lze dále kategorizovat na základě

regulačního elementu jako droop control navázaný na frekvenci, droop control navázaný na úhel a řízení synchronizace výkonu (PSC – Power Synchronization Control) [5].

2.1.1 Frekvenčně závislá statika

Při droop controlu na základě frekvence se frekvence (ω) měniče může lineárně snižovat se zvyšujícím se P . Toto lineární chování statiky P - ω je definováno pomocí koeficientu statiky. Přenosová funkce pro droop control kde $K_{P \rightarrow \omega}$ je koeficient statiky je definována ve (2). $K_{P \rightarrow \omega}$ se volí tak, že v ostrovním režimu je zátěž rozdělena mezi měniče, které jsou v aktivní na základě jejich jmenovitého výkonu [2]. Za tímto účelem je koeficient statiky vážen na základě jmenovitého výkonu střídače. K odfiltrování vysokofrekvenčních harmonických se obecně používají regulační struktury droop controlu ve spojení s dolní propustí [5].

$$K_{Droop} = \frac{\Delta\omega}{\Delta P} = K_{P \rightarrow \omega} \quad (2)$$

2.1.2 Úhlově závislá statika

Úhlově závislý droop control je popsán ve (3).

$$\theta = \theta_{ref} - m_p(P - P_0) \quad (3.1)$$

$$V = V_{ref} - m_q(Q - Q_0) \quad (3.2)$$

Kde θ a V jsou fázový úhel a amplituda svorkového napětí, θ_{ref} a V_{ref} jsou fázový úhel a amplituda svorkového napětí, když střídač dodává jmenovitý činný výkon (P_0) a jmenovitý jalový výkon (Q_0) a m_p a m_q jsou odpovídající koeficienty statiky činného výkonu a jalového výkonu. Fázový úhel použitý k řízení souvisí s celosystémovou referencí. Nejsou tedy nutné žádné komunikační kanály mezi měniči. Hodnoty m_p a m_q jsou zvoleny na základě požadavků na regulaci napětí a proporcionální sdílení zátěže.

2.1.3 Řízení výkonovou synchronizací (PSC)

Tento koncept řízení může nalézt uplatnění např. u HVDC systémů, aby se vyřešily problémy vznikající provozováním střídačů řízených vektorem proudu ve slabých sítích. Přestože PSC vychází ze základu provozu synchronních strojů, je zde kategorizováno hlavně kvůli strukturální podobnosti regulátoru s droop controllem. Při PSC se místo frekvence zmenšuje fázový úhel na základě přírůstku výkonu. Přenosová funkce regulátoru PSC (K_{PSC}) je znázorněna ve (4).

$$K_{PSC} = \frac{\Delta\theta}{\Delta P} = \frac{K_{P \rightarrow \theta}}{s} \quad (4)$$

kde $K_{P \rightarrow \theta}$ je zesílení regulátoru. V PSC je synchronizace se sítí dosaženo podobně jako u synchronního stroje přenosem přechodného výkonu. I když PLL není pro synchronizaci vyžadován, během poruch PSC používá záložní PLL k přepnutí na GFLI [5].

2.2 Řídicí techniky založené na synchronním stroji

Jedním z vážných nedostatků droop controlu je chybějící funkce podpory setrvačnosti. Proto se mohou použít také způsoby řízení, které zahrnují inerciální a tlumivé vlastnosti synchronních generátorů.

2.2.1 Virtuální synchronní stroj (VISMA)

První příklad emulace chování synchronního generátoru prostřednictvím výkonových elektronických součástek je představen jako virtuální synchronní stroj (VISMA – Virtual

Synchronous Machine) [11]. Model VISMA je založen na kompletním modelu dvouhřídelového synchronního stroje, který zahrnuje vinutí statoru, vinutí tlumiče a vinutí buzení, které jsou simulovány během procesu řízení. Proudů stroje jsou vypočítávány v reálném čase na základě naměřeného napětí na PCC a dodávány do sítě. Činný a jalový výkon jsou řízeny na základě virtuálního momentu a virtuálního budícího napětí. Vylepšená verze VISMA založená na měření síťových proudů místo síťových napětí a generování referenčních napětí místo referenčních proudů je navržena jako VISMA-Metoda 2 [12]. V návaznosti na VISMA bylo vyvinuto několik různých řídicích metodologií pro replikaci charakteristik synchronních strojů v APC.

2.2.2 Emulace rovnic kývání

Pro stabilizaci frekvenčních fluktuací v sítích ovládaných IBR je navržen koncept VSG v [13]. Za tímto účelem se používá krátkodobé energetické úložiště a vhodný regulátor pro zajištění krátkodobé virtuální setrvačnosti pro jakýkoli distribuovaný (decentralizovaný) zdroj energie (DER) s nebo bez rotační setrvačnosti. Rovnice kývání představuje dynamiku ze strany rotoru synchronního stroje a je popsána v (5).

$$J\omega_0 \frac{d\omega_r}{dt} + D_p\omega_r = P_m - P_e \quad (5)$$

Kde ω_r je uhlová rychlost rotoru, D_p je tlumící konstanta, J je moment setrvačnosti a P_m a P_e jsou mechanický a elektrický výkon. Při základním řízení VSG je implementována kontrolní podmínka vycházející z (5), přenosová funkce základního regulátoru VSG (K_{VSG}) je popsána v (6).

$$K_{VSG} = \frac{\Delta\omega}{\Delta P} = \frac{1}{(D_p + k_m)} \frac{1}{\left(\frac{J\omega_0}{D_p + k_m}s + 1\right)} \quad (6)$$

D_p a k_m (konstanta regulátoru) jsou poté zvoleny na základě požadované statiky P- ω . Zatímco J je zvoleno na základě požadavku na poskytnutí virtuální setrvačnosti [14].

2.2.3 Vylepšené VSG řízení

Základní řízení VSG je v mnoha případech upraveno tak, aby bylo dosaženo lepšího tlumení, zlepšené přechodové stability a lepší přechodové odezvy. Základní řízení VSG je v [4] vylepšeno, aby tlumilo oscilace, zlepšilo stabilitu činného výkonu při přechodných dějích a přesně dodávalo jalový výkon. Pro dosažení tlumení oscilací a stabilizaci přechodného výkonu je navržena metoda virtuálního nastavení reaktance, zatímco pro přesné dodávky jalového výkonu se používá droop control ve spojení s odhadem napětí sběrnice.

Konfigurovatelný regulátor naturálního droop controlu (K_{CND}) pro emulaci setrvačnosti a tlumení je popsán např. v [15] k individuálnímu řízení setrvačnosti a tlumení bez ovlivnění vnitřní charakteristiky statiky P- ω VSG. V K_{CND} se místo dolnopropustného filtru prvního řádu používá k dosažení požadovaných regulačních vlastností regulátor lead-lag. Přenosová funkce regulátoru je popsána v (7).

$$K_{CND} = \frac{K_P s + K_I}{s + K_G} \quad (7)$$

Kde K_P , K_I a K_G jsou využity pro individuální vyladění šířky pásma uzavřené smyčky, koeficientu tlumení a naturální P- ω statiky.

2.2.4 Synchronverter

Další metodou řízení emulující synchronní stroj je Synchronverter. Koncepce, řízení a implementace Synchronverteru jsou navrženy např. v [16]. Synchronverter napodobuje chování synchronního generátoru. Proto, když je synchronní měnič připojen k síti, dynamika pozorovaná ze strany sítě je ekvivalentní dynamice synchronního generátoru. Jednou z klíčových výhod Synchronverteru oproti synchronnímu generátoru je, že parametry jako setrvačnost, tlumení, indukčnost pole a vzájemná indukčnost lze snadno ladit.

Elektromagnetický točivý moment (T_e), zpětná elektromotorická síla (EMF) (u) a jalový výkon (Q) jsou vypočteny dle (8) a (9).

$$T_e = M_f - i_f \langle i, \widetilde{\sin(\theta_r)} \rangle \quad (8.1)$$

$$u = \dot{\theta}_r M_f - i_f \widetilde{\sin(\theta_r)} \quad (8.2)$$

$$Q = -\dot{\theta}_r M_f - i_f \langle i, \widetilde{\cos(\theta_r)} \rangle \quad (8.3)$$

$$\widetilde{\sin(\theta_r)} = \begin{bmatrix} \sin(\theta_r) \\ \sin(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) \\ \sin(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \quad (9.1)$$

$$\widetilde{\cos(\theta_r)} = \begin{bmatrix} \cos(\theta_r) \\ \cos(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \quad (9.2)$$

Kde M_f , i_f , i , $\dot{\theta}_r$ a $\langle \cdot, \cdot \rangle$ jsou špičková hodnota vzájemné indukčnosti, budicí proud rotoru, fázové proudy statoru, úhel rotoru a konvenční vnitřní součin. Parametry D_p a J ve smyčce činného výkonu jsou nastaveny na základě statiky P- ω v ustáleném stavu a požadovaného zajištění virtuální setrvačnosti. Parametry D_q a K ve smyčce jalového výkonu jsou zvoleny na základě statiky Q-V v ustáleném stavu a časové konstanty napěťové smyčky.

2.2.5 Matching control

V [17] a [18] je představena nová řídicí strategie GFMI nazvaná „přizpůsobené řízení“ (Matching control), aby chování odpovídalo elektromechanickému přenosu energie synchronních strojů využitím napětí stejnosměrného meziobvodu nejen jako stěžejního řídicího signálu, ale také jako zástupný signál pro nerovnováhu výkonu. Kompletní elektronická realizace synchronního stroje (eSM – electronic Synchronous Machine) a návrh řízení na základě technik energetického tvarování je navržen např. v [19]. Na rozdíl od metod numerické emulace synchronního stroje je navržena přesná fyzická realizace synchronního stroje s využitím integrálu měření napětí stejnosměrného meziobvodu jako vnitřní úhlové frekvence střídače zdroje napětí. Fyzikální veličiny synchronních strojů jako moment setrvačnosti, koeficient tlumení rotoru jsou proto reprezentovány obdobnými fyzikálními veličinami napěťového střídače. Jak sledování sítě, tak řízení tvorby sítě jsou realizovány pomocí dvou samostatných energetických funkcí. Droop control následně funguje jako synchronizační tok. Pro kompenzaci nepřesností a nejistot modelu se paralelně s přizpůsobeným řízením používá proporcionální rezonanční regulátor.

2.3 Ostatní řídicí metody

Kromě konvenčního droop controlu a řízení založeného na simulaci synchronního stroje je pro GFMI vyvinuto několik dalších způsobů řízení. Ačkoli některé z nich jsou založeny na technikách lineárního řízení, většina je založena na technikách nelineárního řízení.

2.3.1 Metody řízení založené na virtuálním oscilátoru

Řízení založené na virtuálním oscilátoru (VOC – Virtual Oscillator Control) je nelineární řídicí technika navržená např. v [20] pro řízení střídačů za účelem napodobení dynamiky slabě nelineárního oscilátoru. Jako nelineární oscilátor je použit oscilátor s jednou mrtvou zónou, který zahrnuje paralelní připojení virtuálního odporu, cívky, kondenzátoru a napěťově závislého zdroje proudu. K implementaci VOC se používají škálované hodnoty proudu střídače a napětí kondenzátoru. Napětí kondenzátoru se používá jako řídicí signál v pulzně šířkové modulaci (PWM) k vytvoření požadovaného svorkového napětí. Jednou z klíčových výhod VOC je to, že paralelně zapojené měniče jsou schopny se vzájemně synchronizovat bez jakékoli komunikace mezi měniči. Za tímto účelem je odvozena podmínka pro synchronizaci na základě euklidovské normy funkce založené na impedanci filtru, impedanci pasivních komponent nelineárního oscilátoru a škálovaných hodnot napětí kondenzátoru a proudu měniče. Návrh (parametrizace) řízení je založen na iterativních testech naprázdno a při plné zátěži, přičemž je zajištěno, že zvolené parametry řízení splňují dostatečné podmínky pro synchronizaci. Regulace VOC je rozšířena na třífázové mikrosítě v [21] za předpokladu stabilní, vyvážené třífázové sítě.

2.3.2 H_∞/H_2 - BASED ROBUST FIXED-STRUCTURE CONTROL

V [22] je navržena robustní metoda řízení s pevnou strukturou (Robust Fixed-Structure Control) pro tlumení synchronních kmitů v nízkonapěťových a vysokonapěťových energetických sítích. Navržená metoda robustního řízení je schopna pracovat s parametrickými i experimentálně identifikovanými neparametrickými modely systému. V návrhu řízení jsou specifikace výkonu a stability definovány jako omezení ∞ -normy citlivostních funkcí a optimalizační problém je řešen iterativně, dokud není dosaženo optimálního regulátoru. Návrh robustního řízení s pevnou strukturou je v [23] rozšířen na decentralizované řízení. Parametrizace je potom založena na experimentálně zjištěné frekvenční odezvě, kdy řád regulátoru není omezen. Požadavky na regulaci frekvence a napětí jsou formulovány jako omezení frekvenční domény dvounormové vážené citlivostní funkce. Optimalizační problém založený na lineární maticové nerovnosti je vyřešen pro získání optimálních zisků regulátoru. Regulátor zlepšuje frekvenční a napěťový přechodové charakteristiky a zároveň zaručuje stabilitu pro pevná komunikační zpoždění.

2.3.3 Virtuální synchronní řízení využívající dynamiku kondenzátoru v DC-linku (ViSynC)

V [24] je navržen regulátor stejnosměrného meziobvodu (DC-linku), který je schopen jak synchronizace se sítí, tak sledování napětí stejnosměrného meziobvodu. Základní řídicí kritérium je popsáno v (10).

$$\omega = \omega_g + \frac{s+k_T}{k_I s+k_D} \left[(V_{DC})^2 - (V_{DC}^{ref})^2 \right] \quad (10)$$

Kde ω je vnitřní frekvence GFMI, ω_g hodnota nastavení frekvence, k_T koeficient tlumení, k_I koeficient emulace setrvačnosti, k_D koeficient sledování napětí stejnosměrného meziobvodu, V_{DC} napětí stejnosměrného meziobvodu a V_{DC}^{ref} referenční napětí stejnosměrného meziobvodu. (10) spolu s modelem zařízení se stejnosměrným meziobvodem tvoří model, který se podobá (5). Proto mají GFMI s podporou ViSynC podobné výkonově-frekvenční charakteristiky jako synchronní generátory. Tlumení a setrvačnost jsou vyladěny pomocí k_T a k_I tak, aby odchylka napětí stejnosměrného meziobvodu při změnách frekvence sítě byla přijatelná. Řízení napětí se provádí pomocí droop controlu Q-V.

2.3.4 Řízení založené na frekvenčním tvarování

V [25] je navržena řídicí technika založená na frekvenčním tvarování pro agregaci středu setrvačností frekvenční dynamiky v systému s nízkou setrvačností do odezvy prvního řádu. Tím se zabrání velkému překmitu, který by mohl způsobit nežádoucí frekvenční pokles. Tato řídicí technika umožňuje požadované odchylky frekvence v ustáleném stavu a RoCoF (Rate of Change of Frequency) během nerovnováh výkonu. V samotném GFMI se používá regulátor druhého řádu. Zisky regulátoru jsou laděny buď prostřednictvím dynamiky individuálních turbín individuálním střídačem, nebo rozložením vážené agregované odezvy turbín prvního řádu napříč všemi měniči. Druhý přístup je považován za praktičtější, protože nevyžaduje znalost dynamiky každé jednotlivé turbíny.

2.4 Porovnání technik GFMI řízení

Metodiky řízení GFMI popsané v této zprávě jsou principiálně rozdílné. Každé z nich má odlišné vlastnosti a charakter, kterými se vzájemně odlišují. Právě na základě těchto různých charakteristik jednotlivá řízení porovnává Tab. 2.1.

Tab. 2.1 Porovnání jednotlivých typů řízení GFMI [5]

Kategorie	Regulační struktura	Laditelná virtuální setrvačnost	PLL pro synchronizaci	Ochrana proti nadproudu	Bez komunikace
Založeny na staticce (Droop)	Frekvenční statika	×	✓	✓	✓
	Úhlová statika	×	✓	✓	×
	PSC	×	✓	✓	✓
Založeny na principu synchronního stroje	VISMA	✓	✓	✓	✓
	VSG	✓	✓	✓	✓
	CND	✓	✓	✓	✓
	GDC	✓	✓	✓	✓
	Synchronverter	✓	✓		✓
	eSM	✓	×	✓	✓
Další metody	VOC	✓	×	×	✓
	$H_2 \setminus H_\infty$	✓	✓	✓	×

ViSynC	✓	×	✓	✓
Frekvenční tvarování	✓	✓	×	×

Schopnost poskytování virtuální setrvačnosti je důležitým aspektem řízení GFMI. Virtuální setrvačnost je typicky v GFMI parametrem řízení oproti fyzikálnímu parametru jako u synchronních strojů. Proto laditelná virtuální setrvačnost poskytuje možnost úpravy setrvačnosti na základě stanovených cílů. Jak je uvedeno v Tab. 2.1, metodiky řízení založené na staticce (Droop control) nemají schopnost poskytování virtuální setrvačnosti, protože se obecně jedná o širokopásmové regulátory. Oproti tomu většina metod řízení založených na synchronním stroji je schopna zajistit virtuální setrvačnost. V eSM jsou setrvačnost a tlumení přímo spojeny s kapacitou a paralelní vodivostí stejnosměrného meziobvodu (DC linku). To je zapříčiněno přesnou fyzickou realizací synchronního stroje provedenou v eSM na rozdíl od numerického modelu. Proto jsou setrvačnost a tlumení vázány na fyzikální parametry GFMI. Dodatečnou setrvačnost a tlumení však může zajistit předřazený měnič prostřednictvím řízení proudu stejnosměrného meziobvodu.

Pro hladkou synchronizaci se sítí by měl být rozdíl napětí - amplitudy, frekvence a fáze na PCC a síti minimální. Za tímto účelem typicky řízení na bázi droop controlu a emulaci synchronního stroje vyžadují synchronizační jednotku (např. PLL), během provozu potom synchronizační jednotka není vyžadována, jelikož synchronismus zachovává regulátor výkonu. To je analogické k procesu synchronizace před připojením k síti používanému u synchronních strojů.

Jak je popsáno v [26], typicky mohou být GFMI založené na droop controlu nebo na synchronním stroji implementovány buď s vnitřními smyčkami (napětí a proudu), nebo bez vnitřních smyček. Pokud jsou GFMI implementovány s vnitřními smyčkami, lze nadproudovou ochranu zjednodušit omezením proudových referencí na vnitřní proudovou smyčku. Synchronverter je nejprve navržen bez použití vnitřních smyček [16]. Nicméně nadproudovou ochranu lze přidat jednoduchým přidáním smyčky vnitřního proudu. Starší metody založené na virtuálních oscilátorech také postrádají nadproudovou ochranu a schopnost zvládat poruchy. V [27] je však pro řízení na bázi virtuálních oscilátorů navržena nadproudová ochrana.

Jednou z hlavních výhod frekvenčního droop controlu je schopnost pracovat pouze na základě místních měření. Naproti tomu droop control s uhlově závislou statikou vyžaduje referenční úhel. Pro uhlově závislou statiku však není nutná žádná komunikace mezi měniči. Podobně jako u frekvenční statiky nevyžadují řízení založená na emulaci synchronního stroje a ostatní metody řízení GFMI pro provoz komunikační vedení, nebo sítě. Strategie řízení založené na frekvenčním tvarování však vyžadují určité formy komunikační sítě k identifikaci agregované dynamiky turbíny prvního řádu během fáze parametrizace řízení. Vícestupové a vícevýstupové řízení založené na H_2/H_∞ podporuje jak centralizované, decentralizované i distribuované řízení pro GFMI. Centralizované a distribuované regulátory vyžadují komunikační síť pro komunikaci mezi měniči. Decentralizované regulátory však takovou síť nevyžadují.

3. Potenciální výzvy GFMI střídačů

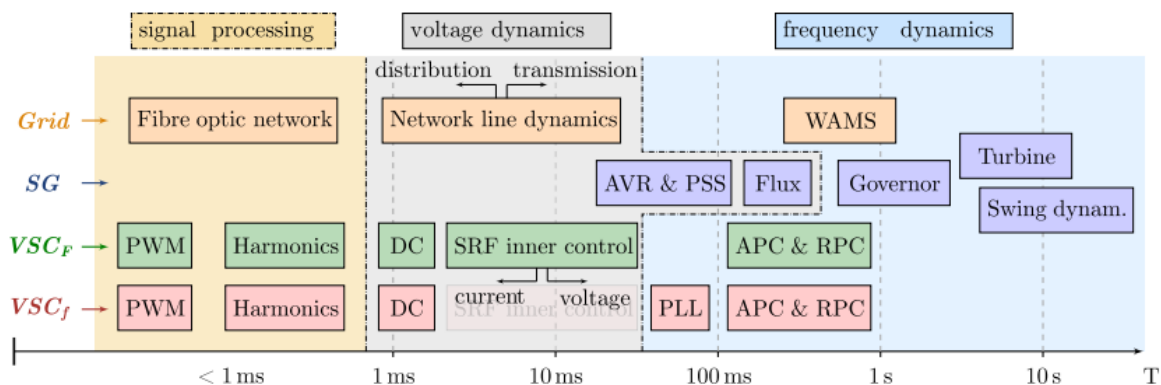
V této sekci budou popsány potenciální výzvy spojené s nasazováním GFMI.

3.1 Analýza stability

Analýza stability GFMI je důležitou oblastí, která v posledních letech vzbuzuje stále vyšší pozornost. Analýzu stability lze rozdělit na analýzu „stability malého signálu“ (Small-signal stability) a analýzu „přechodové stability“ (Transient stability). Tyto kategorie jsou blíže popsány v následujících podsekcích.

3.1.1 Small-signal stability

V [28] jsou prezentovány základní poznatky pro pochopení problematiky stability malých signálů u systémů s nízkou setrvačností s GFMI i GFLI a jejich interakce s různými součástmi energetických systémů v různých časových měřítcích, jak znázorňuje Obr. 3.1. Článek ukazuje, že hlavním rozdílem mezi konvenčními systémy a systémy s nízkou setrvačností jsou oddělená časová měřítka mezi příslušnými regulátory synchronních generátorů a IBR, což vede k nestabilitě při jejich vysoké penetraci.



Obr. 3.1 Přehled rozdílů v časovém měřítku v různých fyzikálních a řídicích dynamikách pro úvahy o stabilitě [5]

3.1.2 Transient stability

Stabilita frekvence sítě s masivní integrací GFMI, až 100 %, je popisována pomocí EMT simulací v [29]. Při zvýšené úrovni penetrace může docházet k interakcím s výkonovými stabilizátory (Power System Stabilizers - PSS) a pro udržení stability systému je tak nutné přeladění PSS. Dalším důsledkem vysoké penetrace GFMI je, že se dynamika sítě drasticky mění, což má dopad na nejnižší přechodnou hodnotu frekvence systému a RoCoF. To by znamenalo přehodnocení ochranných zařízení a schémat odlehčení zátěže. Např. v [30] a [31] je diskutována interakce GFMI se synchronními stroji a vliv GFMI na frekvenční stabilitu. S různými grid forming řídicími technikami je zdůrazňován pozitivní dopad GFMI na frekvenční stabilitu. Také jsou analyzována omezení rychle působících ovládacích prvků GFMI při interakci s relativně pomalou dynamikou synchronních strojů.

3.2 Přechod mezi nezávislým a síťovým režimem

V provozním režimu, kdy jsou střídače připojené k síti, jsou řízeny tak, aby dodávaly určité množství proudu do sítě v závislosti na referenční hodnotě nastavené algoritmem MPPT (Maximum Power Point Tracker), nebo referenční hodnotě poskytnuté centrálním (nadřazeným) regulátorem. Tento provoz je výhodný, protože referenční napětí a frekvence jsou stanoveny nadřazenou sítí. Avšak v ostrovním (nezávislém) režimu provozu (např.

mikrosít s lokální generací i zátěží), je zásadní, aby některé IBR fungovaly jako tzv. síťotvorné, pro regulaci lokálního napětí a frekvence. V takové situaci je tedy nezbytný bezproblémový přechod provozu mezi zmíněnými provozními režimy GFMI a GFLI. Dvěma hlavními výzvami při dosažení bezproblémového přechodu provozu jsou kolísání frekvence, odchylky napětí a proudů [5].

3.3 Ochrana proti nadproudům a Fault-ride through (FRT)

GFMI fungující jako zdroj napětí udržují napětí v PCC na nastavené hodnotě. Výsledkem je, že během poruch a poklesů napětí musí injektovat velké množství proudu do sítě, aby se napětí v PCC vrátilo na nastavenou hodnotu. Na rozdíl od synchronních strojů, které zvládnou dodat až 6-7 poměrných jednotek (pu) nadproudu, mohou polovodičové spínače uvnitř **GFMI poskytnout pouze 20 - 40% nadproudu bez předimenzování** [32]. Vysoký nadproud může vést k selhání spínačů v důsledku krátké tepelné časové konstanty polovodiče [33]. Proto je pro ochranu GFMI před nadproudy nezbytný mechanismus omezení proudu. Existuje několik návrhů metod omezení proudu. Obecně lze tyto metody rozdělit do dvou hlavních skupin: „proudově řízené“ a „napětově řízené“ omezovače. Kromě toho jsou v následujících podsekcích také uvedena možná omezení proudu během asymetrických poruch.

3.3.1 Proudové omezení

3.3.1.1 Proudově-řízený omezovač

Metody, na které odkazuje tato sekce mění napětím řízený režim GFMI na proudem řízený režim, když jsou detekovány nadproudy. Během poruchy je proudové řízení upřednostněno před napětovým, aby se omezil nadproud v přesně povoleném rozsahu. V této skupině jsou dvě hlavní podkategorie, které zahrnují síť sledující (grid following) řízení [34] – [36] a saturátor proudu [37], [38].

Pokud jde o grid forming řízení, při poruše se střídač se přepne do grid following režimu a funguje jako zdroj proudu, čímž ztrácí schopnost grid forming funkcí. V tomto režimu je výstupní proud měniče řízen tak, aby sledoval předem definovaný průběh poruchového proudu. Předdefinovaná referenční hodnota poruchového proudu zaručuje, že nadproud je v přípustném rozsahu. Kromě toho je zapotřebí záložní PLL, aby se střídač udržel synchronizovaný se sítí. PLL však nefungují efektivně ve slabých sítích a při poklesu napětí. Kromě toho provozování střídače jako proudového zdroje během poruchy má za následek posun křivky závislosti výkon-úhel poruchy. To redukuje překrývání křivek výkon-úhel během ustáleného stavu a při poruše. Šance na obnovení předporuchového chodu se tedy snižuje.

Další alternativou pro omezení nadproudu je saturátor proudu nebo algoritmus saturace proudu (CSA – Current Saturation Algorithm). Na rozdíl od výše zmíněné metody přepínání režimů provozu není pro implementaci saturátoru proudu potřeba PLL. CSA lze vložit mezi napětovou regulační smyčku a proudovou regulační smyčku GFMI. Když výstupní proud překročí prahovou hodnotu, nastavené hodnoty výstupního proudu měniče se saturují na jejich maximálních hodnotách. Hodnoty saturovaného proudu jsou přiváděny do proudové regulační smyčky. Různé CSA, které určují maximální nastavitelné hodnoty proudu, jsou uvedeny v [37], včetně omezení složek DQ, omezení vektorové amplitudy a nastavení saturovaných hodnot.

3.3.1.2 Napětově-řízený omezovač

Tato metoda pomáhá GFMI zůstat v napětově řízeném režimu jako při normálním provozu. Virtuální impedance je pak klíčovým prvkem používaným pro omezování nadproudů, díky

čemuž může stále fungovat GFMI jako zdroj napětí. Model virtuální impedance může být navržen různými způsoby, např. těmi popsány v [39] – [41].

3.3.1.3 Proudové omezení pro asymetrické poruchy

Omezení proudu při asymetrických poruchách se liší v závislosti na referenční soustavě. Přirozený referenční rámec (NARF – Natural Reference Frame), tedy abc soustava, je nejvhodnější soustavou pro řešení asymetrických poruch. Když dojde k nesymetrické poruše, řízení GFMI se přepne na NARF, aby bylo možné nezávisle řídit proud každou fází měniče [42], [43]. Tento přístup však vyžaduje detekci chyb a nezávislé řízení pro každou fázi, čímž se zvyšuje složitost celého řízení GFMI. Dalším přístupem k omezení proudu v NARF je zachycení referenčních hodnot proudu všech tří fází na předem definovaném tvaru vlny, jak je uvedeno v [35], [36], [44]. Nicméně aplikace stejné proudové reference ve všech třech fázích během asymetrické poruchy může vést k přepětí a saturaci pulzně šířkové modulace (PWM) ve zdravých fázích [35], [44]. Potenciální řešení těchto problémů je navrženo např. v [35], podrobně popsáno a analyzováno pak např. ve [44].

3.3.2 Zotavení GFMI po poruše

Zotavení po poruchách a přechodná stabilita GFMI v rozsáhlejších sítích závisí na mnoha aspektech, včetně řídicí struktury a nadproudové ochrany GFMI. Analýza v [45] ukazuje, že přítomnost setrvačnosti v regulační smyčce $P-\omega$ může přispívat k nestabilitě systému po přechodném poklesu napětí. Studie o dopadech setrvačnosti na zotavení GFMI z napěťové poruchy však nejsou diskutovány v [45]. Na základě analýzy v [45] je např. v [46] provedena analýza zotavení z poruch inerciálního GFMI a zároveň navržena metoda adaptivního přepínání režimu (AMS – Adaptive Mode Switching) k dosažení pozitivní zpětné vazby v řízení činného výkonu. AMS detekuje výskyt nadměrného překmitu výkonového úhlu. Pokud dojde k nadměrnému překmitu, znaménko zesílení v regulátoru výkonu se překlopí, aby se zabránilo překročení úhlu výkonu nestabilního rovnovážného bodu.

4. Aplikace (funkce) GFMI

V této sekci budou popsány potenciálně vhodné aplikace GFMI.

4.1 Nasazení GFMI ve slabých sítích

GFMI mohou poskytovat setrvačnost, schopnost startu ze tmy, frekvenční podporu (frekvenční regulaci) a napěťovou podporu (napěťovou regulaci) ve slabých sítích s nízkou setrvačností [47], [48]. V [49] je např. navržena metoda pro návrh GFMI na bázi VSG pro slabé induktivní a odporové sítě. Je odvozen model systému s malým signálem pro aplikaci ve slabých sítích a je zkoumána robustnost navržené metody vůči kolísání impedance sítě.

4.2 Nasazení GFMI v HVDC měničích

GFMI na bázi statiky bylo navrženo pro použití v pobřežních střídavých sítích s HVDC linkami s měniči napětí (VSC – Voltage Source Converter) [50], [51]. Analýza stability malého signálu měniče řízeného prostřednictvím droop controlu, včetně kaskádových vnitřních smyček proudů-napětí, je odvozena v [50] pro pobřežní AC síť. Analýza zkratu stejně řízeného GFMI pro pobřežní síť s více HVDC měniči je studována např. v [52]. Regulátory PSC jsou pak navrženy např. pro aplikace VSC-HVDC, zejména pokud jsou připojeny ke slabým sítím. Další způsob řízení pro řízení střídavého napětí a snížení harmonických složek HVDC měničů je navržen také např. v [52]. Vnější smyčka v tomto způsobu řízení se skládá z regulátoru střídavého napětí a regulátoru stejnosměrného napětí pro řízení toku energie v systému.

4.3 Nasazení GFMI s OZE

4.3.1 Nasazení s větrnými turbínami

Pro různé typy větrných turbín bylo navrženo mnoho řízení VSG [53]. Virtuální synchronní řízení (VSynC – Virtual Synchronous Control) pro větrné turbíny s dvojitým napájením indukčního generátoru (DFIG) je představen např. v [54]. Pro řízení činného výkonu používá konvenční VSG založený na rovnici kývání. Větrná energie je v této metodě považována za proměnný parametr sestávající ze dvou konstantních a variačních částí, což se liší od většiny ostatních zdrojů, které považují větrnou energii za konstantní parametr. Např. v [55] jsou také navržena řízení GFMI na bázi VSynC pro větrnou turbínu na bázi DFIG. Pro větrné turbíny jsou uvažovány tři provozní oblasti: oblast MPPT, oblast maximální rychlosti a oblast jmenovitého výkonu. Navíc je uvažováno řízení sklonu lopatek a na základě konceptu pohybové rovnice je odvozena analýza setrvačné charakteristiky.

4.3.2 Nasazení u solárních farem

Např. v [56] je navržen „fotovoltaický virtuální synchronní generátor (PVSG – Photovoltaic Virtual Synchronous Generator). V tomto článku je navrženo SPC (Synchronous Power Control) řízení GFMI pro střídač na bázi superkondenzátoru. GFMI pracuje paralelně se sítí, napojenou na FV elektrárnu. Celý systém se tak chová jako PVSG, který poskytuje síti setrvačnost. Je třeba zmínit, že tato metoda je náročnější na software i hardware ve srovnání s konvenčními FV systémy. Vyžaduje také výpočet dimenzování potřebného superkondenzátoru. V neposlední řadě je třeba GFMI fyzicky implementovat v blízkosti GFMI, aby bylo zajištěno, že systém funguje správně, s ohledem na poměr impedance mezi střídači a PCC [56]. Další PVSG řízení jsou potom popsána např. v [57] a [58].

4.4 Schopnost startu ze tmy poskytovaná GFMI

Jednou z unikátních výhod GFMI je schopnost poskytování služby startu ze tmy v případě výpadků napájení v širším okolí pomocí obnovitelných zdrojů energie nebo bateriového energetického úložiště. V [59] jsou zkoumány různé řídicí strategie GFMI implementované ve větrných elektrárnách připojených k HVDC pro napájení sítě na pevnině. Porovnání dvou metod startů ze tmy, tj. metod tvrdého a měkkého startu je provedeno v [60], ukazuje na rychlejší najetí na výkon s menšími přechodnými jevy při měkkém startu. V [61] je navrženo přímé řízení napětí založené na GFMI řízení větrné turbíny se schopností startu ze tmy.

4.5 Reálné GFMI implementace

Dalrymple Battery Energy Storage System (BESS) – 30 MW/8 MWh společnosti ElectraNet. BESS se nachází v rozvodně Dalrymple v jižní Austrálii. Cílová aplikace je širší implementace GFMI, kterou provádí Hitachi ABB Power Grids. Dalrymple BESS je první síťové BESS připojené k australskému národnímu trhu s elektřinou (NEM) a je postavené na technologii virtuálního synchronního generátoru, která posiluje síť emulací chování synchronního stroje, poskytuje setrvačnost a vysoký zkratový proud, což umožňuje bezpečnější provozování většího výkonu fluktuujících obnovitelných zdrojů energie. BESS také poskytuje služby zajištění spolehlivosti dodávek a výkonové flexibility, jako je rychlé dodávání energie, zajišťování ostrovního provozu a schopnost spuštění místní distribuční sítě startem ze tmy [62], [63].

Hornsedale BESS - Výkonová rezerva 150 MW/193,5 MWh umístěná v Jamestownu v Jižní Austrálii se nachází vedle větrné farmy Hornsdale o výkonu 315 MW. Baterie již prokázala svou hodnotu pro síť mnoha způsoby, převážně prostřednictvím služeb výkonové rovnováhy [64].

Alinta Energy BESS – BESS společnosti Alinta Energy implementovaný společností ABB propojený přes 30 MW VSG poskytuje točivou rezervu pro off-grid těžební operace v Newmanu v západní Austrálii. BESS je také schopen napájet dlouhé kapacitní vedení a spustit pohony v dole [63].

General Electric: GE má několik implementací GFMI, které jsou dimenzované pro konkrétní aplikace. 30 MW/22 MWh BESS v Imperial Ignition District v Kalifornii se používá pro spouštění plynové turbíny v režimu startu ze tmy. Další nedávná implementace se nachází v elektrárně Perryville s parametry 7,4 MW/6,6 MWh, která byla uvedena do provozu v roce 2019 [65].

Dersalloch Windfarm – 69 MW farmy s 23 jednotkami Siemens Gamesa jsou první rozsáhlou implementací řízení GFMI větrnými farmami. Projekt je uveden do provozu a schopnost startu ze tmy byla prokázána v listopadu 2020 [66]. Větrná farma je schopna regulovat lokální frekvenci a napětí a před připojením ke zbytku sítě tvoří stabilní ostrov.

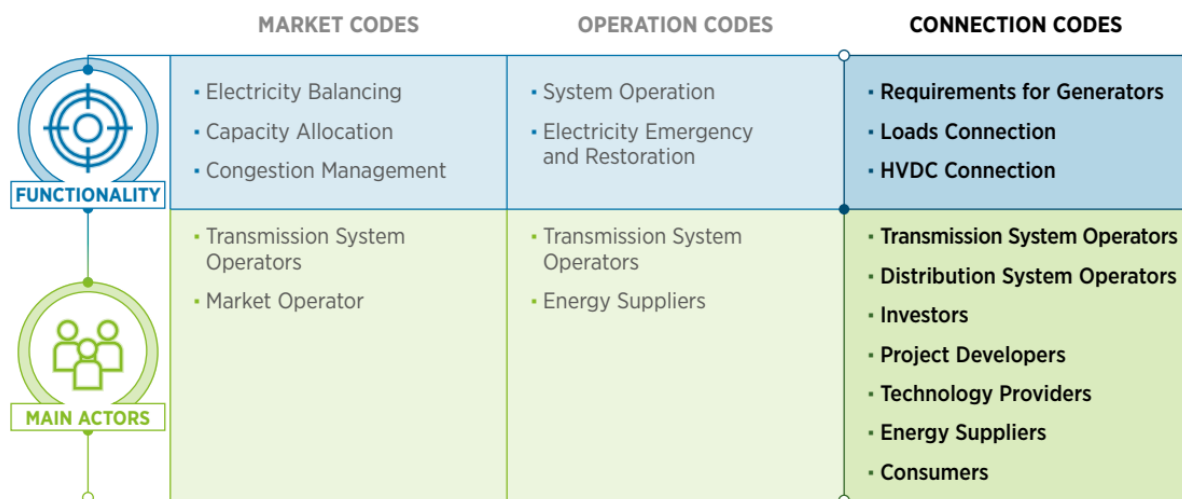
AusNet Services GESS: Grid Energy Storage Systems (GESS) zprovozněný ABB v roce 2014 skládá z 1 MWh 1C Li-ion bateriového systému, který je připojen k mikrosíti prostřednictvím 1 MVA VSG střídačů a 1 MVA dieselového generátoru připojeného k síti přes 3 MVA transformátor. Systém je umístěn na koncové distribuční odbočce v průmyslové zóně na severním předměstí Melbourne. Cílem AusNet Services bylo otestovat off-grid variantu vykrývání zátěžové špičky ve snaze odložit rozšíření sítě. Takovýto integrovaný zdroj (GESS) může poskytovat pokrytí špičkového zatížení a snížit požadavky na nákladnou špičkovou energii tím, že bude zátěž napájet lokálně. Pokud jde o kvalitu elektrické energie, AusNet Services také plánovaly prozkoumat vliv na kvalitu a stabilitu místní soustavy. GESS tak poskytuje funkce jako je kompenzace účinníku, regulace napětí, ochrana proti harmonickým frekvencím a omezení flikru. Kromě GESS v rámci svého ostrovu dokáže zachovat dodávku a

stabilitu v případě větších poruch sítě. V případě poruchy se GESS odpojí od sítě a vytvoří ostrovní mikrosíť, kterou zásobuje, dokud se nevyčerpá jeho kapacita nebo dokud nebude porucha odstraněna. Když je porucha odstraněna, GESS se znovu připojí k síti, přesměruje dodávku a začne dobíjet baterie [67].

5. Shrnutí z pohledu sítě a síťových kodexů

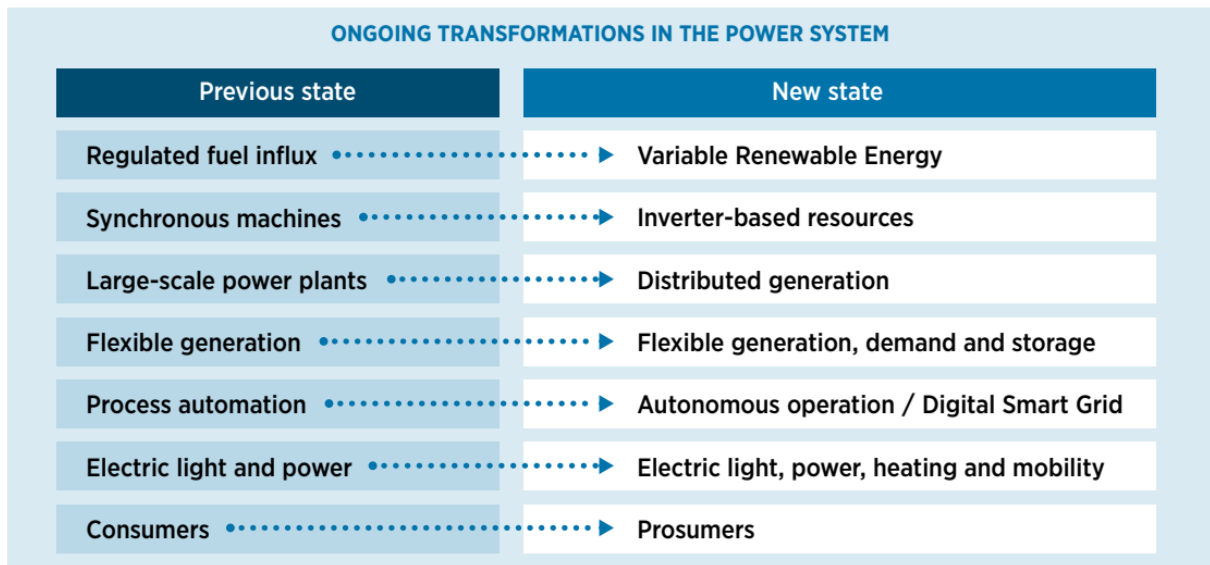
5.1 Úvod do síťových kodexů

Síťové kodexy definují technické regulace, práva a povinnosti všech aktivních účastníků elektrizační soustavy. To zahrnuje elektrické generátory, nastavitelné zátěže, úložiště atd. Implementace těchto kodexů dává operátorům jistotu, že účastníci neohrozí bezpečnost elektrické dodávky. Schématické rozdělení síťových kodexů je znázorněno na Obr. 5.1.



Obr. 5.1 Schématické rozdělení síťových kodexů [71]

Vzhledem k dynamice rozvoje elektrizační soustavy je třeba tyto kodexy neustále aktualizovat, upravovat, nebo rozšiřovat - na Obr. 5.2 je schematicky znázorněná probíhající proměna elektrizačních soustav kterou síťové kodexy musí reflektovat. Pro každou síť, která se bude snažit přiblížit se 100% OZE bude třeba začlenit do kodexu grid forming funkce střídačů (vč. startu ze tmy). Obecně tak lze říci, že s rostoucím podílem fluktuujících obnovitelných zdrojů energie v energetickém mixu rostou technické nároky na provozní rozmezí frekvence, napětí a s tím spojené regulace činných a jalových výkonů z těchto zdrojů. Dále mohou být výzvou výkonové rezervy, chování při poruchách, koordinace ochran, kvalita elektrické energie, komunikační možnosti atd.



Obr. 5.2 Schematicky znázorněný vývoj vyspělých elektrizačních soustav [71]

Vlastní vývoj, aktualizace a úpravy síťových kodexů probíhají podle postupu znázorněného na Obr. 5.3.

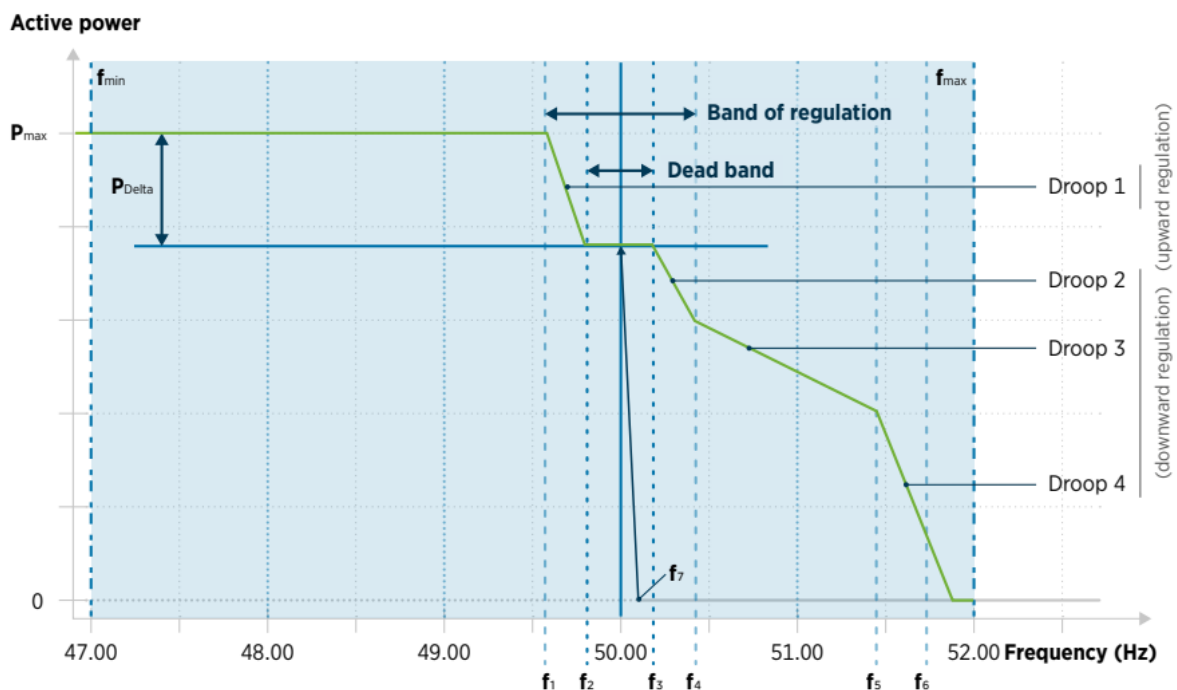
Step	Tasks	Actors
1 Policy mandates that grid codes must be written	<ul style="list-style-type: none"> Definition of scope and applicability Specification of required completion date Appointment of responsible lead institution 	Policy makers
2 Formation of working group and appointment of responsible lead persons	<ul style="list-style-type: none"> Definition of group internal processes for consensus building and decision making Agreement on a first draft table of contents Assignment of tasks to working group members Schedule and arrangement of regular meetings 	Lead institution (e.g. system operators, such as TSOs or DSOs)
3 Grid code drafting phase	<ul style="list-style-type: none"> Structured creation of draft sections and review by the entire working group Competent members to conduct studies (mainly dynamic behaviour/stability studies) where needed to determine technical parameters Approval of all sections using previously defined decision-making processes 	Working group consisting of representatives from TSO(s), DSO(s), facility owners, original equipment manufacturers, project developers, regulator, consumers, researchers
4 Consultation beyond working group	<ul style="list-style-type: none"> Managed process involving: <ul style="list-style-type: none"> Distributing and publishing draft grid code Collecting and consolidating feedback Addressing the comments in the working group 	Any other stakeholders to provide comments, working group to revise and finalise document
5 Entry into force	<ul style="list-style-type: none"> Approval by authorities 	Regulator or state administrative bodies
6 Grid code performance review and identification of gaps (can be continuous rather than a dedicated work phase/step)	<ul style="list-style-type: none"> Evaluation of implementation experience: <ul style="list-style-type: none"> Where are requirements no longer appropriate? Where do requirements need to change or new rules be added? Were there weaknesses in the working group setup and responsibility structure that need to be changed? Continuous review of international grid code development and best practices 	Working group, or other policy maker appointed committee
7 Working group reformation	<ul style="list-style-type: none"> Previous working group can continue if no major changes are needed 	Working group
8 Grid code revision process	<ul style="list-style-type: none"> Address identified gaps and weaknesses Adapt to technical development and new system development targets where applicable 	Working group
9 Consultation beyond working group	<ul style="list-style-type: none"> Distributing and publishing draft grid code Collecting and consolidating feedback Addressing the comments in the working group 	Any other stakeholders to provide comments, working group to revise and finalise document
10 Entry into force	<ul style="list-style-type: none"> Approval by authorities 	Regulator or state administrative bodies or relevant ministry

Obr. 5.3 Schematicky znázorněný proces úpravy a implementace síťových kodexů [71]

5.2 Obecné grid forming požadavky

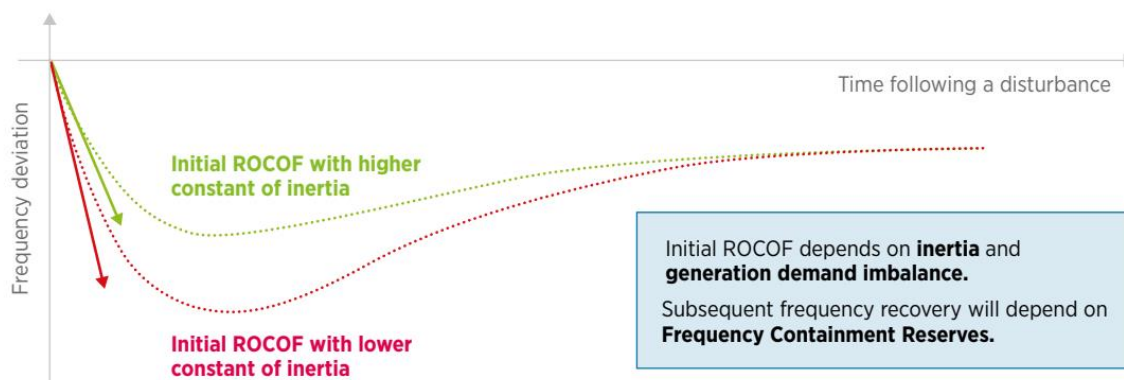
Obecné grid forming požadavky lze rozdělit do následujících kategorií:

- Obecné provozní rozsahy napětí a frekvence
- Záloha pro regulaci frekvence (služby výkonové rovnováhy)
- Požadavky na poskytování jalového výkonu pro regulaci napětí (ostatní PPS - SRUQ)
- Požadavky na chování při poruše
- Ochrana
- Požadavky na kvalitu elektrické energie (např. harmonické složky, **předvídatelnost dodávek**, setrvačnost)
- Regulovatelnost
 - Požadavky na regulovatelnost jalového výkonu (různé regulační rampy při odchylkách frekvence, viz př. na Obr. 5.4)



Obr. 5.4 Příklad frekvenční regulační křivky FV elektrárny [71]

Pozn.: vliv setrvačnosti v soustavě se projevuje na rychlosti změny frekvence (RoCoF – Rate of Change of Frequency), jak je znázorněno na Obr. 5.5. To prozatím není problém ve větších synchronně propojených soustavách, ale je poměrně významný dopad pro menší synchronně nezávislé ostrovy (UK, Austrálie apod.).



Source: ENTSO-E TYNDP (2018)

Obr. 5.5 Vliv setrvačnosti na RoCoF soustavy [71]

Pro metodiku určování velikosti jednotlivých výše zmíněných parametrů a jejich detailní rozbor lze použít obecný postup popsáný v [71], str. 35.

5.3 Aktuální legislativa

GFMI řízení je minimálně v UK implementováno v síťovém kodexu. Je však třeba říci, že tento kodex definuje termín „grid forming plant“ a grid forming funkce, které tato instalace musí poskytovat, avšak podobně jako u ENTSO-E se jedná o dobrovolné poskytování těchto funkcí formou podpůrných služeb.

Pozn.: Jedná se tedy převážně o body 1-5 na Obr. 5.3 (minimálně pro UK bod 8).

5.3.1 Draft Grid Code a Grid Code (UK)

Draft Grid Code je dokument zabývající se návrhem legislativy a její implementace do síťového kodexu v UK. Vymezuje konkrétní pojmy a **potenciální grid forming funkce** [68].

Pozn.: aktuálně platný síťový kodex UK [72] už definuje termín „grid forming plant“. Poskytování grid forming funkcí těmito grid forming plants potom stanovuje jako dobrovolné na bázi podpůrných služeb. Jednotlivé funkce a podmínky pro grid forming plants upravuje a vymezuje také samotný kodex [72].

5.3.2 ENTSO-E grid forming capabilities (EU)

ENTSO-E jako sdružení evropských operátorů přenosových soustav v dokumentu [69] diskutuje potřebu grid forming funkcí v evropských sítích a možnosti jejich implementace v rámci EU. Těžiště **implementace grid forming funkcí spatřuje v integraci těchto funkcí jakožto podpůrných služeb v národních měřících jednotlivých států, což odpovídá síťovému kodexu UK.**

5.3.3 Grid forming technology – NERC

V [70] je popsána úvaha vydaná společností NERC (North American Reliable Corporation). Podobně jako předchozí dokumenty se zabývá definicí klíčových pojmů a vlastních grid forming funkcí. Také zmiňuje některé konkrétní zajímavé projekty.

Pozn.: USA nemají synchronní přenosovou soustavu. Celá soustava je tak rozdělena do několika ostrovů (s vlastními správci) a NERC je v podstatě o instanci vyšší dozorový orgán.

5.3.4 IRENA - GRID CODES FOR RENEWABLE POWERED SYSTEMS

Tisková zpráva vydaná společností IRENA (International Renewable Energy Agency) popisuje poměrně komplexní úvahou grid forming funkce, jejich implementaci do národních přenosových kodexů, to doplňuje i rešerší současného stavu legislativy [71].

Kupříkladu lze v této zprávě zjistit stav legislativy SRN ve vztahu ke grid forming funkcím (k datu uvedeném ve zprávě, tedy 2021).

Tedy: Podle německého síťového kodexu pro připojení k NN síti musí nová fotovoltaická zařízení s výkonem nižším než 30 kW, která nelze ovládat na dálku, omezit svůj výkon na 70 % jmenovitého výkonu. **Dálkové ovládání výstupního činného výkonu na žádost provozovatele systému je vyžadováno u všech DER (Distributed Energy Resources) nad 100 kW připojených k síti (VDE FNN, 2018a).** Zákon o obnovitelné energii specifikuje podobné požadavky, ale od **roku 2021 stanovuje práh dálkového ovládání na jmenovitý výkon 25 kW (EEG 2021).** Dočasné omezení z důvodů správy systému je spojeno s plnou finanční kompenzací za energii nedodanou do sítě. To zajišťuje, že správa zabezpečení sítě nepříznivě neovlivní pobídky k instalaci další kapacity VRE.

Avšak nová metodika VDE FNN už grid forming funkce také definuje a klade (jakousi ranou formou – viz [74]) specifické technické požadavky na zdroje, které mají zájem o jejich poskytování [73], avšak je třeba poznamenat, že se jedná o zpoplatněný dokument. Dle toho a [74] **bude v brzké době také v SRN docházet k implementaci grid forming funkcí jako formy podpůrných služeb do síťového kodexu.**

Závěr

V této výzkumné zprávě byla provedena komplexní rešerše grid forming střídačů a funkcí, které mohou zastávat při interakci se sítí. Nejprve byl vymezen pojem samotných grid forming střídačů a provedeno jejich porovnání s grid following střídači. Následně byly popsány používané typy řízení za účelem dosažení požadovaného výstupu při interakci s vnější sítí. Dále byly popsány potenciální výzvy, které se mohou při implementaci grid forming střídačů objevovat, jakožto i konkrétní možnosti integrace a aplikace. Závěrečná část se věnuje legislativě a implementaci grid forming funkcí do síťových kodexů, předkládá některé užitečné dokumenty a odhaduje nejpravděpodobnější budoucí směřování.

Co se týče legislativní části je nejpravděpodobnější vývoj směrem k dobrovolnému nabízení grid forming funkcí jakožto podpůrných služeb dle předem stanovených parametrů v měřítku jednotlivých národních států Evropy. Tato koncepce je deklarována ENTSO-E a na některých místech už probíhá její implementace (v UK již implementováno, v DE pravděpodobně v nejbližší době také).

Literatura

- [1] Y. Lin, J. H. Eto, B. B. Johnson, J. D. Flicker, R. H. Lasseter, H. N. V. Pico, G.-S. Seo, B. J. Pierre, and A. Ellis, "Research roadmap on grid-forming inverters," Nat. Renew. Energy Lab., Golden, CO, USA, Tech. Rep. NREL/TP-5D00-73476, 2020.
- [2] H. Han, X. Hou, J. Yang, J. Wu, M. Su, and J. M. Guerrero, "Review of power sharing control strategies for islanding operation of AC microgrids," IEEE Trans. Smart Grid, vol. 7, no. 1, pp. 200–215, Jan. 2016.
- [3] T. L. Vandoorn, J. D. M. De Kooning, B. Meersman, and Y. L. Vandeveldel, "Review of primary control strategies for islanded microgrids with power-electronic interfaces," Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 19, pp. 613–628, Mar. 2013. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112006764>
- [4] J. Liu, Y. Miura, H. Bevrani, and T. Ise, "Enhanced virtual synchronous generator control for parallel inverters in microgrids," IEEE Trans. Smart Grid, vol. 8, no. 5, pp. 2268–2277, Sep. 2017.
- [5] D. B. Rathnayake et al., "Grid Forming Inverter Modeling, Control, and Applications," in IEEE Access, vol. 9, pp. 114781–114807, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3104617.
- [6] B. Mirafzal and A. Adib, "On grid-interactive smart inverters: Features and advancements," IEEE Access, vol. 8, pp. 160526–160536, 2020.
- [7] P. Unruh, M. Nuschke, P. Strauß, and F. Welck, "Overview on gridforming inverter control methods," Energies, vol. 13, no. 10, p. 2589, May 2020.
- [8] R. Rosso, X. Wang, M. Liserre, X. Lu, and S. Engelken, "Grid-forming converters: An overview of control approaches and future trends," in Proc. IEEE Energy Convers. Congr. Expo. (ECCE), Oct. 2020, pp. 4292–4299.
- [9] K. V. Kkuni, S. Mohan, G. Yang, and W. Xu, "Comparative assessment of typical control realizations of grid forming converters based on their voltage source behaviour," 2021, arXiv:2106.10048. [Online]. Available: <https://arxiv.org/abs/2106.10048>
- [10] M. C. Chandorkar, D. M. Divan, and R. Adapa, "Control of parallel connected inverters in standalone AC supply systems," IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 29, no. 1, pp. 136–143, Jan./Feb. 1993.
- [11] H.-P. Beck and R. Hesse, "Virtual synchronous machine," in Proc. 9th Int. Conf. Electr. Power Qual. Utilisation, Oct. 2007, pp. 1–6.
- [12] Y. Chen, R. Hesse, D. Turschner, and H. Beck, "Comparison of methods for implementing virtual synchronous machine on inverters," in Proc. Int. Conf. Renew. Energies Power Qual. (ICREPQ), 2012, pp. 1–6.
- [13] J. Driesen and K. Visscher, "Virtual synchronous generators," in Proc. IEEE Power Energy Soc. Gen. Meeting-Convers. Del. Electr. Energy 21st Century, Jul. 2008, pp. 1–3.
- [14] M. Guan, W. Pan, J. Zhang, Q. Hao, J. Cheng, and X. Zheng, "Synchronous generator emulation control strategy for voltage source converter (VSC) stations," IEEE Trans. Power Syst., vol. 30, no. 6, pp. 3093–3101, Nov. 2015.

- [15] W. Zhang, A. M. Cantarellas, J. Rocabert, A. Luna, and P. Rodriguez, "Synchronous power controller with flexible droop characteristics for renewable power generation systems," *IEEE Trans. Sust. Energy*, vol. 7, no. 4, pp. 1572–1582, Oct. 2016.
- [16] Q.-C. Zhong and G. Weiss, "Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 4, pp. 1259–1267, Apr. 2011.
- [17] T. Jouini, C. Arghir, and F. Dörfler, "Grid-friendly matching of synchronous machines by tapping into the DC storage," *IFAC PapersOnLine*, vol. 49, no. 22, pp. 192–197, 2016. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405896316319826>
- [18] C. Arghir, T. Jouini, and F. Dörfler, "Grid-forming control for power converters based on matching of synchronous machines," *Automatica*, vol. 95, pp. 273–282, Sep. 2018.
- [19] C. Arghir and F. Dörfler, "The electronic realization of synchronous machines: Model matching, angle tracking, and energy shaping techniques," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 35, no. 4, pp. 4398–4410, Apr. 2020
- [20] B. B. Johnson, S. V. Dhople, A. O. Hamadeh, and P. T. Krein, "Synchronization of parallel single-phase inverters with virtual oscillator control," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, no. 11, pp. 6124–6138, Dec. 2014
- [21] B. B. Johnson, S. V. Dhople, J. L. Cale, A. O. Hamadeh, and P. T. Krein, "Oscillator-based inverter control for islanded three-phase microgrids," *IEEE J. Photovolt.*, vol. 4, no. 1, pp. 387–395, Jan. 2014
- [22] C. Kammer and A. Karimi, "Decentralized and distributed transient control for microgrids," *IEEE Trans. Control Syst. Technol.*, vol. 27, no. 1, pp. 311–322, Jan. 2019
- [23] S. S. Madani, C. Kammer, and A. Karimi, "Data-driven distributed combined primary and secondary control in microgrids," *IEEE Trans. Control Syst. Technol.*, vol. 29, no. 3, pp. 1340–1347, May 2021.
- [24] L. Huang, H. Xin, Z. Wang, K. Wu, H. Wang, J. Hu, and C. Lu, "A virtual synchronous control for voltage-source converters utilizing dynamics of DC-link capacitor to realize self-synchronization," *IEEE J. Emerg. Sel. Topics Power Electron.*, vol. 5, no. 4, pp. 1565–1577, Dec. 2017.
- [25] Y. Jiang, A. Bernstein, P. Vorobey, and E. Mallada, "Grid-forming frequency shaping control for low-inertia power systems," *IEEE Control Syst. Lett.*, vol. 5, no. 6, pp. 1988–1993, Dec. 2021.
- [26] W. Du, Z. Chen, K. P. Schneider, R. H. Lasseter, S. P. Nandanoori, F. K. Tuffner, and S. Kundu, "A comparative study of two widely used grid-forming droop controls on microgrid small-signal stability," *IEEE J. Emerg. Sel. Topics Power Electron.*, vol. 8, no. 2, pp. 963–975, Jun. 2020.
- [27] M. A. Awal and I. Husain, "Unified virtual oscillator control for gridforming and grid-following converters," *IEEE J. Emerg. Sel. Topics Power Electron.*, vol. 9, no. 4, pp. 4573–4586, Aug. 2021.
- [28] U. Markovic, O. Stanojev, P. Aristidou, E. Vrettos, D. S. Callaway, and G. Hug, "Understanding small-signal stability of low-inertia systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, early access, Feb. 23, 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2021.3061434.

- [29] A. Crivellaro, A. Tayyebi, C. Gavriluta, D. Groß, A. Anta, F. Kupzog, and F. Dörfler, "Beyond low-inertia systems: Massive integration of gridforming power converters in transmission grids," in Proc. IEEE Power Energy Soc. General Meeting, Aug. 2019, pp. 1–5.
- [30] A. Tayyebi, D. Groß, A. Anta, F. Kupzog, and F. Dörfler, "Interactions of grid-forming power converters and synchronous machines," 2019, arXiv:1902.10750. [Online]. Available: <https://arxiv.org/abs/1902.10750>
- [31] A. Tayyebi, D. Groß, A. Anta, F. Kupzog, and F. Dörfler, "Frequency stability of synchronous machines and grid-forming power converters," IEEE J. Emerg. Sel. Topics Power Electron., vol. 8, no. 2, pp. 1004–1018, Jun. 2020.
- [32] T. Qoria, F. Gruson, F. Colas, X. Kestelyn, and X. Guillaud, "Current limiting algorithms and transient stability analysis of grid-forming VSCs," Electr. Power Syst. Res., vol. 189, Dec. 2020, Art. no. 106726.
- [33] T. C. Green and M. Prodanovic, "Control of inverter-based micro-grids," Electr. Power Syst. Res., vol. 77, no. 9, pp. 1204–1213, Jul. 2007.
- [34] M. Brucoli, "Fault behaviour and fault detection in islanded inverteronly microgrids," Ph.D. dissertation, Dept. Elect. Electron. Eng., Imperial College London, London, U.K., 2008.
- [35] C. A. Plet and T. C. Green, "A method of voltage limiting and distortion avoidance for islanded inverter-fed networks under fault," in Proc. 14th Eur. Conf. Power Electron. Appl., 2011, pp. 1–8.
- [36] K. O. Oureilidis and C. S. Demoulias, "A fault clearing method in converter-dominated microgrids with conventional protection means," IEEE Trans. Power Electron., vol. 31, no. 6, pp. 4628–4640, Jun. 2016.
- [37] A. Gkountaras, S. Dieckerhoff, and T. Sezi, "Evaluation of current limiting methods for grid forming inverters in medium voltage microgrids," in Proc. IEEE Energy Convers. Congr. Expo. (ECCE), Sep. 2015, pp. 1223–1230.
- [38] L. Huang, H. Xin, Z. Wang, L. Zhang, K. Wu, and J. Hu, "Transient stability analysis and control design of droop-controlled voltage source converters considering current limitation," IEEE Trans. Smart Grid, vol. 10, no. 1, pp. 578–591, Jan. 2019.
- [39] S. F. Zarei, H. Mokhtari, M. A. Ghasemi, and F. Blaabjerg, "Reinforcing fault ride through capability of grid forming voltage source converters using an enhanced voltage control scheme," IEEE Trans. Power Del., vol. 34, no. 5, pp. 1827–1842, Oct. 2019.
- [40] F. Welck, D. Duckwitz, and C. Gloeckler, "Influence of virtual impedance on short circuit performance of virtual synchronous machines in the 9- bus system," in Proc. Conf. Sustain. Energy Supply Energy Storage Syst. (NEIS), 2017, pp. 1–7.
- [41] G. Denis, T. Prevost, M. Debry, F. Xavier, X. Guillaud, and A. Menze, "The Migrate project: The challenges of operating a transmission grid with only inverter-based generation. A grid-forming control improvement with transient current-limiting control," IET Renew. Power Gener., vol. 12, no. 5, pp. 523–529, Apr. 2018.
- [42] I. Sadeghkhan, M. E. H. Golshan, J. M. Guerrero, and A. Mehrizi-Sani, "A current limiting strategy to improve fault ride-through of inverter interfaced autonomous microgrids," IEEE Trans. Smart Grid, vol. 8, no. 5, pp. 2138–2148, Sep. 2017.

- [43] H. R. Baghaee, M. Mirsalim, G. B. Gharehpetian, and H. A. Talebi, "A new current limiting strategy and fault model to improve fault ride-through capability of inverter interfaced DERs in autonomous microgrids," *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 24, pp. 71–81, Dec. 2017.
- [44] X. Lin, Z. Liang, Y. Zheng, Y. Lin, and Y. Kang, "A current limiting strategy with parallel virtual impedance for three-phase three-leg inverter under asymmetrical short-circuit fault to improve the controllable capability of fault currents," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 34, no. 8, pp. 8138–8149, Aug. 2019.
- [45] D. Pan, X. Wang, F. Liu, and R. Shi, "Transient stability of voltage source converters with grid-forming control: A design-oriented study," *IEEE J. Emerg. Sel. Topics Power Electron.*, vol. 8, no. 2, pp. 1019–1033, Jun. 2020.
- [46] H. Wu and X. Wang, "A mode-adaptive power-angle control method for transient stability enhancement of virtual synchronous generators," *IEEE J. Emerg. Sel. Topics Power Electron.*, vol. 8, no. 2, pp. 1034–1049, Jun. 2020.
- [47] J. Matevosyan, B. Badrzadeh, T. Prevost, E. Quitmann, D. Ramasubramanian, H. Urdal, S. Achilles, J. MacDowell, S. H. Huang, V. Vital, J. O'Sullivan, and R. Quint, "Grid-forming inverters: Are they the key for high renewable penetration?" *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 17, no. 6, pp. 89–98, Nov./Dec. 2019.
- [48] R. H. Lasseter, Z. Chen, and D. Pattabiraman, "Grid-forming inverters: A critical asset for the power grid," *IEEE J. Emerg. Sel. Topics Power Electron.*, vol. 8, no. 2, pp. 925–935, Jun. 2020.
- [49] J. Roldán-Pérez, A. Rodríguez-Cabero, and M. Prodanovic, "Design and analysis of virtual synchronous machines in inductive and resistive weak grids," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 34, no. 4, pp. 1818–1828, Dec. 2019.
- [50] M. Raza, E. Prieto-Araujo, and O. Gomis-Bellmunt, "Small-signal stability analysis of offshore AC network having multiple VSC-HVDC systems," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 33, no. 2, pp. 830–839, Apr. 2018.
- [51] M. Raza, M. A. Peñalba, and O. Gomis-Bellmunt, "Short circuit analysis of an offshore AC network having multiple grid forming VSCHVDC links," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 102, pp. 364–380, Nov. 2018.
- [52] S. Tian, D. Campos-Gaona, V. A. Lacerda, R. E. Torres-Olguin, and O. Anaya-Lara, "Novel control approach for a hybrid grid-forming HVDC offshore transmission system," *Energies*, vol. 13, no. 7, p. 1681, Apr. 2020, doi: 10.3390/en13071681.
- [53] L. Lu and N. A. Cutululis, "Virtual synchronous machine control for wind turbines: A review," *J. Phys., Conf. Ser.*, vol. 1356, Oct. 2019, Art. no. 012028.
- [54] S. Wang, J. Hu, X. Yuan, and L. Sun, "On inertial dynamics of virtual synchronous-controlled DFIG-based wind turbines," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 30, no. 4, pp. 1691–1702, Dec. 2015.
- [55] Y. Lei, W. He, M. Liao, B. Zang, J. Hu, and Y. Chi, "Inertia characteristics analysis of DFIG-based wind turbines with virtual synchronous control in different operation areas," in *Proc. IEEE Sustain. Power Energy Conf. (iSPEC)*, Nov. 2019, pp. 2238–2244.

- [56] X. Quan, R. Yu, X. Zhao, Y. Lei, T. Chen, C. Li, and A. Q. Huang, "Photovoltaic synchronous generator: Architecture and control strategy for a grid-forming PV energy system," *IEEE J. Emerg. Sel. Topics Power Electron.*, vol. 8, no. 2, pp. 936–948, Jun. 2020.
- [57] J. Liu, D. Yang, W. Yao, R. Fang, H. Zhao, and B. Wang, "PV-based virtual synchronous generator with variable inertia to enhance power system transient stability utilizing the energy storage system," *Protection Control Modern Power Syst.*, vol. 2, no. 1, pp. 1–8, Dec. 2017.
- [58] S. Nogami, A. Yokoyama, T. Daibu, and Y. Hono, "Virtual synchronous generator model control of PV for improving transient stability and damping in a large-scale power system," *IEEE Trans. Power Energy*, vol. 138, no. 8, pp. 716–723, 2018.
- [59] A. Jain, J. N. Sakamuri, and N. A. Cutululis, "Grid-forming control strategies for black start by offshore wind power plants," *Wind Energy Sci.*, vol. 5, no. 4, pp. 1297–1313, Oct. 2020.
- [60] A. Jain, O. Saborío-Romano, J. N. Sakamuri, and N. A. Cutululis, "Blackstart from HVDC-connected offshore wind: Hard versus softenergization," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 15, no. 1, pp. 127–138, 2021.
- [61] A. W. Korai, E. Rakhshani, M. E. Adabi, J. L. R. Torres, and M. A. van der Meijden, "Modelling and simulation of wind turbines with grid forming direct voltage control and black-start capability," in *Modelling and Simulation of Power Electronic Converter Dominated Power Systems in PowerFactory*. Cham, Switzerland: Springer, 2020, pp. 245–268.
- [62] S. Cherevatskiy, S. Sproul, S. Zabihi, R. Korte, H. Klingenberg, B. Buchholz, and A. Oudalov, "Grid forming energy storage system addresses challenges of grids with high penetration of renewables (a case study)," in *Proc. CIGRÉ Session*, vols. C2–C6, 2020, p. 322.
- [63] S. Sproul, S. Cherevatskiy, and H. Klingenberg. (Jul. 2020). Grid Forming Energy Storage: Provides Virtual Inertia, Interconnects Renewables and Unlocks Revenue. Accessed: May 4, 2021. [Online]. Available: <https://go.hitachi-powergrids.com/grid-forming-webinar-2020>
- [64] (2019). Hornsdale Power Reserve: Year 2 Technical and Market Impact Case Study. Aurecon. Accessed: May 4, 2021. [Online]. Available: <https://hornsdalepowerreserve.com.au/wpcontent/uploads/2020/07/Aurecon-Hornsdale-Power-Reserve-ImpactStudy-year-2.pdf>
- [65] E. Bellini. (Apr. 2020). General Electric Works on Grid-Forming Inverter Controls. *PV Magazine International*. Accessed: May 4, 2021. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.com/2020/04/06/generalelectric-works-on-grid-forming-inverter-controls/>
- [66] S. Djunicic. (Nov. 2020). ScottishPower Completes Black Start Project Using 69-MW Wind Farm. *Renewables Now*. Accessed: May 4, 2021. [Online]. Available: <https://renewablesnow.com/news/scottishpowercompletes-black-start-project-using-69-mw-wind-farm-719904/>
- [67] (2015). Battery/Diesel Grid-Connected Microgrids: A Large-Scale, Industry-Based Case Study of Future Microgrid Capabilities. ABB. Accessed: May 4, 2021. [Online]. Available: <https://library.e.abb.com/public/0dd8532d75d14c49a6bc92cb91d71b30/Ausnet%20Services%20GESS%20white%20paper.pdf>



- [68] VSM_Grid Code_Draft
Specification_AJ03092 V době publikování této výzkumné zprávy dostupné z:
<https://www.nationalgrideso.com/document/159296/download>



- [69] 210331_Grid Forming
Capabilities.pdf V době publikování této výzkumné zprávy dostupné z:
https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/RDC%20documents/210331_Grid%20Forming%20Capabilities.pdf



- [70] White_Paper_Grid_Forming_Technology.pdf V době publikování této výzkumné zprávy dostupné z:
https://www.nerc.com/comm/RSTC_Reliability_Guidelines/White_Paper_Grid_Forming_Technology.pdf

- [71] IRENA (2022), Grid codes for renewable powered systems, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.



- [72] 00_FULL_GRID_CODE_16R14_0.pdf Revize 14; V době publikování této výzkumné zprávy dostupné z:
<https://www.nationalgrideso.com/document/162271/download>

- [73] FNN Guideline - Grid-forming & system-supporting behaviour of power-generating modules – dostupné z: <https://shop.vde.com/en/fnn-guideline-grid-forming-system-supporting-behaviour-of-power-generating-modules-download-2>

- [74] <https://www.vde.com/en/fnn/topics/grid-stability>

Seznam obrázků a tabulek

Obr. 1.1 Základní charakteristiky GFLI a GFMI [5].....	8
Obr. 1.2 Porovnání řízení a chování GFLI a GFMI [5]	9
Obr. 2.1 Kategorizace metod řízení GFMI [5].....	11
Tab. 2.1 Porovnání jednotlivých typů řízení GFMI [5].....	16
Obr. 3.1 Přehled rozdílů v časovém měřítku v různých fyzikálních a řídicích dynamikách pro úvahy o stabilitě [5].....	18
Obr. 5.1 Schématické rozdělení síťových kodexů [71]	24
Obr. 5.2 Schematicky znázorněný vývoj vyspělých elektrizačních soustav [71]	25
Obr. 5.3 Schematicky znázorněný proces úpravy a implementace síťových kodexů [71].....	26
Obr. 5.4 Příklad frekvenční regulační křivky FV elektrárny [71].....	27
Obr. 5.5 Vliv setrvačnosti na RoCoF soustavy [71].....	28

Historie revizí

Rev.	Kapitola	Popis změny	Datum	Jméno
0	Všechny	Publikování dokumentu	15.08.2023	M. Vinš