



ELSEVIER

Contents lists available at ScienceDirect

Engineering

journal homepage: www.elsevier.com/locate/eng



Research
Electrical and Electronic Engineering—Review

大规模新能源发电经直流送出的技术挑战与思考

王伟胜*, 李光辉, 郭剑波

State Key Laboratory of the Operation and Control of Renewable Energy and Storage Systems, China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China

ARTICLE INFO

Article history:

Received 30 December 2021

Revised 30 March 2022

Accepted 25 April 2022

Available online 26 June 2022

关键词

宽频振荡

双高电力系统

高压直流输电

新能源发电

暂态过电压

摘要

新能源发电经直流送出成为碳达峰、碳中和战略背景下新能源大基地、规模化开发利用的主导形式之一。在高压直流输电送端已初步形成高比例新能源、高比例电力电子的局部双高电力系统。与以同步发电机为主导的传统电力系统相比,系统运行特性发生了深刻变化,逐渐出现宽频振荡和暂态过电压等新型稳定问题,导致大规模新能源脱网事故频发,传统电力系统的分析方法和设计原则面临挑战。本文针对双高电力系统的特性认知、作用机理、分析方法、研究手段、工程应用开展研究,明确宽频振荡和暂态过电压产生机理,提出小信号阻抗分析方法和电磁暂态仿真研究手段相结合的技术路线,研究成果已在我国华北、西北和东北地区新能源基地经直流送出重大工程中得到验证。最后,针对未来建设以新能源为主体的新型电力系统给出思考与建议。

© 2022 THE AUTHORS. Published by Elsevier LTD on behalf of Chinese Academy of Engineering and Higher Education Press Limited Company. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).

1. 引言

2020年9月,我国提出碳达峰、碳中和战略目标,积极推进能源结构低碳转型[1–8]。新能源大规模开发利用已成为减少碳排放的有效手段。2021年3月,习近平总书记提出构建以新能源为主体的新型电力系统,推动新能源发电快速发展[9]。

我国陆上风能和太阳能资源主要分布在华北、西北和东北地区,而负荷中心主要集中在中东部地区。资源与负荷的逆向分布决定了大规模开发、远距离电网换相换流器型高压直流(line-commutated converter-based high voltage direct current, LCC-HVDC)送出成为我国新能源大规模开发利用的主导形式之一。截至2020年年底,我国已投运

和在建的LCC-HVDC工程共计23条[10–11]。其中,主要输送新能源的工程共8条,输送容量超过70 GW,如表1所示。近期,我国将在沙漠、戈壁、荒漠地区加快建设约100 GW的大型风电、光伏基地,将会有更多的LCC-HVDC输电工程投入使用。

同时,我国海上风电发展继续提速[12–13]。基于模块化多电平换流器的高压直流(modular multilevel converter-based high voltage direct current, MMC-HVDC)输电具备为孤岛系统构建交流电压/频率的能力,成为海上风电大规模并网送出的重要形式。近年来,陆续建成了多个MMC-HVDC示范工程[14–15],未来将进一步加快建设大规模海上风电直流输电工程[16–17],总装机容量将超过124 GW。

* Corresponding author.

E-mail address: wangws@epri.sgcc.com.cn (W. Wang).

表1 我国主要输送新能源的LCC-HVDC工程

工程名称	Capacity (MW)	Rated voltage (kV)	Transmission line length (km)	Commissioning year
Hami-Zhengzhou	8 000	±800	2 210	2014
Jiuquan-Hunan	8 000	±800	2 383	2017
Xilin Gol League-Taizhou	10 000	±800	1 628	2017
Jarud Banner-Qingzhou	10 000	±800	1 234	2017
Shanghaimiao-Shandong	10 000	±800	1 238	2019
Zhundong-Wannan	12 000	±1 100	3 324	2019
Qinghai-Henan	8 000	±800	1 587	2020
Shaanxi-Wuhan	8 000	±800	1 137	2021

但是, 风能、光能等新能源发电和直流输电广泛采用电力电子装备, 对系统稳定性产生重要影响[18]。随着大规模新能源发电开发利用, 直流输电送端逐渐形成高比例新能源、高比例电力电子的局部双高电力系统[19–21]。双高电力系统特性由新能源及直流输电等电力电子装备的控制特性主导, 运行稳定特性与传统电力系统相比发生了深刻变化[22–25], 系统逐渐出现新型稳定问题。2011年起, 新疆哈密、河北沽源、吉林通榆等地区陆续发生大规模风电机组振荡脱网事故[26]。2017年起, 甘肃酒泉、内蒙古锡林郭勒盟、青海海南藏族自治州等地区新能源基地暂态过电压问题突出[27–29], 严重制约新能源外送能力。宽频振荡和暂态过电压问题给双高电力系统的安全稳定以及新能源的高效利用带来了重大技术挑战。

国内外学者对于双高电力系统的宽频振荡问题进行了大量研究。基于阻抗建模的稳定性分析方法能有效分析电力电子装备和交流电网间的振荡问题, 近年来受到了广泛关注。文献[30–34]分别建立了并网电压源型换流器(voltage source converter, VSC)、新能源机组、LCC和MMC阻抗模型。文献[35]提出了一种电力电子装备阻抗测量方法。文献[36–37]通过将电力电子装备并网系统等效为两端口网络, 用于分析系统稳定性。针对振荡问题, 文献[38–39]提出了基于有源阻尼或虚拟阻抗的阻抗重塑控制策略, 实现系统振荡的有效抑制。现有研究成果主要适用于电力电子装备单机并网系统的稳定性分析。然而, 面对由不同机型、多个场站构成的大规模新能源基地, 现有研究方法难以分析新能源场站之间、场站与交流弱电网及直流输电之间的稳定性问题。

现有研究对双高电力系统的暂态稳定性问题也进行了分析。在欧洲, 新能源发电主要经由MMC-HVDC送出。基于全控型电力电子器件的新能源并网换流器和MMC-HVDC的故障处理技术相对成熟, 可以通过优化电流控制实现故障穿越[40–45]。相比之下, 我国大规模新能源发电主要是经由LCC-HVDC送出。在电网故障下的暂态过

程中, 可以通过改进LCC控制策略[46–47]或采用辅助硬件装置[48]来解决LCC换相失败问题。然而, 现有研究忽略了新能源机组在电网故障清除瞬间的暂态过电压问题。此外, 交流弱电网和直流输电对新能源机组暂态特性的影响有待进一步研究。

在双高电力系统仿真方面, 基于HYPERSIM的大规模交流电网数字仿真技术已经得到了快速发展, 并且相对成熟[49–50], 采用换流器控制保护装置已实现LCC-HVDC和MMC-HVDC的精确电磁暂态仿真[51–52]。目前, 基于控制硬件在环(control hardware-in-the-loop, CHIL)的新能源机组电磁暂态仿真也取得显著进展[53–55]。然而, 大规模新能源发电经直流送出系统的电磁暂态仿真仍存在技术差距, 新能源模型精度以及由大量不同机组构成的新能源场站等值建模准确性亟待得到进一步验证。

针对双高电力系统稳定性问题, 本文首先在第2节明确双高电力系统的技术挑战, 第3节揭示宽频振荡和暂态过电压两个关键问题的产生机理。然后, 在第4节提出小信号建模分析方法和电磁暂态仿真研究手段相结合的技术路线, 并在第5节给出新能源发电经直流送出典型工程案例, 对理论研究进行验证。最后, 第6节对全文进行总结, 并对以新能源为主体的新型电力系统建设和运行给出相关建议。

2. 技术挑战

新能源场站由数百至数千台发电单元组成, 并经由三级或四级升压变压器以及输电线路构成汇集网络, 接入LCC-HVDC, 同时由交流电网提供同步支撑电压。随着LCC-HVDC送端配套火电机组的停建/缓建, 以及汇集网络等效阻抗逐渐增大, 新能源机组并网点短路比(short circuit ratio, SCR)将会低于1.5。与LCC-HVDC相比, MMC-HVDC具备为孤岛系统构建电压/频率能力, 可以在

没有交流系统支撑情况下实现新能源送出。在上述送出场景下，大规模新能源集中接入的直流送端已逐渐形成双高电力系统，其运行特性主要由光伏逆变器、风电换流器、LCC和MMC等电力电子装备主导。与以同步发电机为主导的传统电力系统相比，双高电力系统的稳态和暂态特性发生深刻变化，导致以下两种新型稳定性问题：

(1) **宽频振荡**。同步发电机的控制带宽相对较低（原动机控制带宽低于0.1 Hz，励磁控制带宽低于2 Hz）。双高电力系统所采用电力电子装备的动态特性主要依赖于多回路控制特性。由于半导体器件开关频率高，因此控制回路带宽覆盖频率范围大。例如，功率控制环带宽低至数赫兹，而电流环带宽高达数百赫兹。与传统电力系统的低频或次同步振荡相比，双高电力系统引入了超同步甚至更高频率振荡风险，导致宽频稳定性问题。

(2) **暂态过电压**。在电网故障下，传统电力系统的电磁暂态响应特性取决于同步发电机瞬时电枢响应。相比之下，电力电子装备的电磁暂态响应特性取决于多回路控制以及逻辑切换。在故障清除时，控制与切换延时引入的瞬时响应偏差导致暂态过电压产生。与同步发电机相比，电力电子装备耐受过压和过流能力不足，因此新能源更易在暂态过电压下发生脱网。

由于双高电力系统稳定性问题具有新的特征，因此传统电力系统的研究方法和设计原则面临重大挑战，其原因如下：

(1) **研究方法不适用性**。一方面，由于各种电力电子装备数量众多且控制参数保密，传统稳定性分析方法不适用于双高电力系统。另一方面，基于电压、电流基波电气量的相量模型，难以描述双高电力系统数赫兹到数千赫兹的宽频响应以及20 ms以内的暂态过程。

(2) **设计原则不兼容性**。现有电力电子装备的控制通常是在相对理想的电网条件（ $SCR \geq 5$ ）下进行设计的。然而，考虑双高电力系统中电力电子装备具有强动态耦合特征，这种理想设计原则不适用。例如，光伏和风电控制

器设计未考虑实际系统中电网强度（ $SCR < 1.5$ ）、LCC和MMC的影响。

3. 机理分析

针对双高电力系统面临的技术挑战，本文研究团队开展了大量研究，通过系统性分析建立了理论模型，揭示了宽频振荡和暂态过电压的产生机理。本节阐述了新能源机组、汇集网络和直流输电对这两个稳定性问题的作用，并分析了电力电子装备多回路控制的影响。进一步，本节分析了宽频振荡和暂态过电压之间的交互作用。

3.1. 宽频振荡

本小节首先将近年来发生的宽频振荡事件划分成不同频段，然后通过分析振荡主导装备、主导控制回路和主导频率，定位引发宽频振荡的主要原因。最后，揭示新能源发电经LCC-HVDC、MMC-HVDC送出系统的宽频振荡机理。

3.1.1. 振荡概述

下面给出宽频振荡问题的简要概述：

- **传统电力系统的低频振荡**。由于阻尼不足，不同发电机的转子在系统受扰下会发生相对摇摆，产生0.1~2.5 Hz的持续振荡[56]。

- **传统电力系统的次同步振荡**。由串补线路或直流输电引入的容性阻抗与由同步发电机引入的感性负阻尼阻抗构成次同步频段的串联谐振电路。当谐振频率接近轴系的固有谐振频率时，将发生2.5~50 Hz的振荡[26]。

- **双高电力系统的宽频振荡**。由于电力电子装备含有多回路控制，装备负阻尼特性分布在宽频率范围。光伏逆变器、风电换流器、LCC、MMC以及交流弱电网之间的复杂交互作用，导致系统产生数赫兹到数千赫兹的宽频振荡问题。近年来宽频振荡事件频繁发生，如图1所示。

双高电力系统由含LCC或MMC以及不同厂家的光伏

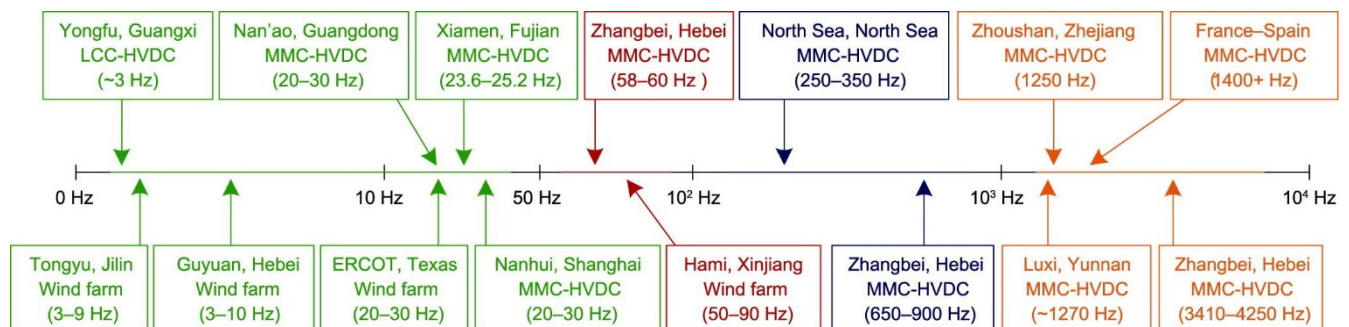


图1. 宽频振荡事件。

逆变器、风电换流器在内的上千台电力电子装备构成，并且光伏逆变器分为组串式、集中式，风机分为永磁同步发电机（permanent magnetic synchronous generator, PMSG）和双馈感应发电机（doubly fed induction generator, DFIG）。对于这个复杂系统，迫切需要解决以下三个问题：

- 如何快速准确地定位引发复杂双高电力系统振荡的主导装备？
- 如何确定振荡主导控制回路？
- 如何判断多频率耦合振荡的主导频率？

3.1.2. 宽频振荡机理

振荡的产生需要同时满足三个条件：

• **有源装备**。双高电力系统中的电力电子装备，如光伏逆变器、风电换流器、LCC和MMC，是维持系统持续振荡的有源装备。

• **负阻尼**。负阻尼的存在为系统引入潜在振荡风险，并且不同装备的负阻尼特性分布在宽频带范围中。

• **稳定裕度不足**。当光伏、风电等电源侧阻抗与计及LCC或MMC的电网侧阻抗幅值相等、相位相反时，两者构成串联谐振电路，系统稳定裕度不足，存在振荡风险。

为了阐明双高电力系统宽频振荡机理，本文的主要贡献如下：

(1) **频段划分**。电力电子装备控制通常包含多个控制回路/环节，如脉冲宽度调制（pulse width modulation, PWM）、电流环、锁相环（phase-locked loop, PLL）以及实现不同控制功能的外环。为保证控制回路稳定性，通常设计多回路控制带宽间相差一个数量级。由于不同拓扑结构和功率等级的电力电子装备开关频率有差异，不同装备的控制回路带宽也会不同。根据所建立的阻抗模型可知，电力电子装备宽频阻抗由多个控制回路和主电路参数共同决定。不同频率的阻抗特性由该频段主导控制回路决定，并受作用于该频段的其他控制回路重叠影响。

对于由不同电力电子装备构成的双高电力系统，提出采用频段划分方法，定位不同频率下引发系统振荡的主导装备及控制回路[57–59]，如图2所示。频段I（2.5~

50 Hz）的振荡主要受DFIG转速控制和MMC环流控制的影响；频段II（50~100 Hz）的振荡主要受PLL和LCC触发角控制影响；频段III（100~800 Hz）的振荡主要受电流控制的影响；频段IV（800 Hz以上）的振荡主要受光伏和风电滤波器的影响。

相邻两个频段边界附近的阻抗特性受两个频段共同影响。由于不同装备的控制带宽不一样，两个频段间的边界并不是固定不变的。所提出的具体频段范围是基于光伏、风电、LCC和MMC的阻抗扫描结果确定，将在4.1节中详细介绍。频段划分是分析双高电力系统频段I至频段IV振荡事件（图1）的有效方法。

此外，数个控制回路会覆盖两个及以上频段范围，比如，外环控制覆盖了频段II到频段III，而控制引入的延时则覆盖了频段III到频段IV。外环控制包括交流电压控制、功率控制、直流电压控制等。不同控制回路在同一频段内的重叠效应是负阻尼产生的主要原因[60–61]。例如，装备阻抗受电流环作用，在频段III呈现容性阻抗特性。即使电流环设计成具有 $0^\circ\sim 90^\circ$ （通常为 45° ）的相位裕度，但受延时在该频段的重叠影响，装备阻抗会呈现容性负阻尼。类似地，MMC滤波器（桥臂电感）和延时的重叠影响，导致MMC在频段III中出现感性负阻尼。另外，控制和物理运行特性的耦合作用也会导致一些装备引入负阻尼。例如，转速控制和滑差效应会导致DFIG在频段I产生负阻尼[61]。

(2) **谐振电路**。明确复杂双高电力系统中串联谐振电路至关重要。新能源发电经MMC-HVDC和LCC-HVDC送出系统的串联谐振电路不同，如图3所示。

对于MMC-HVDC送出方式，系统振荡通常发生在新能源和MMC之间。由于变压器漏抗相较于MMC阻抗较小，因此送出系统阻抗特性主要由MMC主导。图4分别给出了PMSG经MMC-HVDC送出系统的阻抗特性和时域仿真快速傅里叶变换（fast Fourier transform, FFT）结果。由图可知，PMSG阻抗在次同步到超同步频段呈现负阻尼，而MMC-HVDC阻抗在400 Hz以上频段呈现负阻尼。在频率点A、B和C附近，PMSG和MMC-HVDC阻抗幅值相交，相位差接近 180° ，稳定裕度不足，导致系统在频

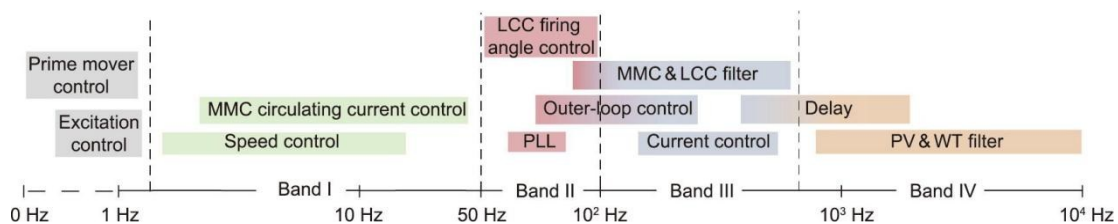


图2. 双高电力系统频段划分。

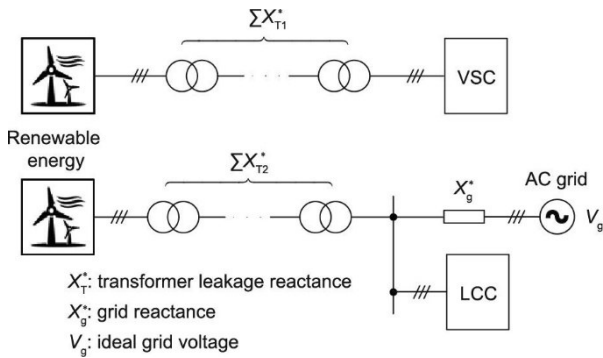


图3. 新能源发电经LCC-HVDC和VSC-HVDC送出系统简化拓扑。

率点A、B和C处存在振荡风险。时域仿真FFT与频域阻抗分析结果一致。

相比之下，LCC-HVDC送端是由新能源、交流电网和LCC构成的三端口网络。由于LCC和新能源并网换流器均处于电流源控制模式，等效阻抗为两者阻抗并联。由于新能源并网换流器阻抗比LCC阻抗小，所以并联阻抗特性由新能源并网换流器主导。对于我国典型新能源并网送出场景，交流电网的短路比为2~3，新能源机组通过四级0.1 p.u.漏抗的升压变压器汇集接入LCC-HVDC。汇集网络总电抗为0.4 p.u.，新能源机组并网点等效短路比为1.1~1.4。送出系统阻抗特性主要由弱电网决定，故振荡通常发生在新能源机组与弱电网之间。然而，LCC阻抗特性对双高电力系统稳定性的影响也不容忽视。

图5分别给出了光伏发电经LCC-HVDC送出系统的阻抗特性和时域仿真FFT结果。由图可知，光伏发电与交流电网阻抗幅值在A点相交，且相位裕度较小。考虑LCC阻抗影响后，新能源与送出系统阻抗幅值交点由A

点移至B点，相位裕度接近零，导致系统存在振荡风险。因此，新能源经直流送出系统的稳定性与LCC-HVDC紧密相关。

(3) 频率耦合。电力电子装备的多回路控制是在同步旋转坐标系（synchronous rotating frame, SRF）中实现的，即 dq 轴坐标系。与同步发电机的电枢反应类似，PLL、电流环、外环等多回路控制器对 dq 轴分量的控制作用是不对称的。 dq 轴不对称控制会导致装备在静止坐标系（stationary coordinate frame, SCF）中不仅产生与扰动分量同频率（如 f_p ）、同相序（如正序）的响应，还产生关于基频对称（ $f_p - 2f_1$ ）、但相序相反（负序）的耦合响应。图6中主导振荡频率为正序75 Hz，耦合振荡频率为负序-25 Hz，即正序25 Hz。因此，双高电力系统振荡具有宽频分布、多频率耦合特征。

综上所述，传统电力系统和双高电力系统的振荡均由串联谐振电路中的负阻尼和稳定裕度不足所引起。不同之处在于，电力电子装备多回路控制导致负阻尼分布在宽频范围内，并且装备的控制特性在双高电力系统振荡中起主导作用。

3.2. 暂态过电压

本小节介绍了不同类型故障下暂态过电压特征，并且分析LCC换相失败、交流短路故障以及新能源机组控制、逻辑切换对电力电子装备暂态响应特性的影响。由此，揭示双高电力系统暂态过电压产生机理及主要影响因素。

3.2.1. 暂态过电压概述

暂态过电压是指暂态过程中新能源机组电压幅值超过

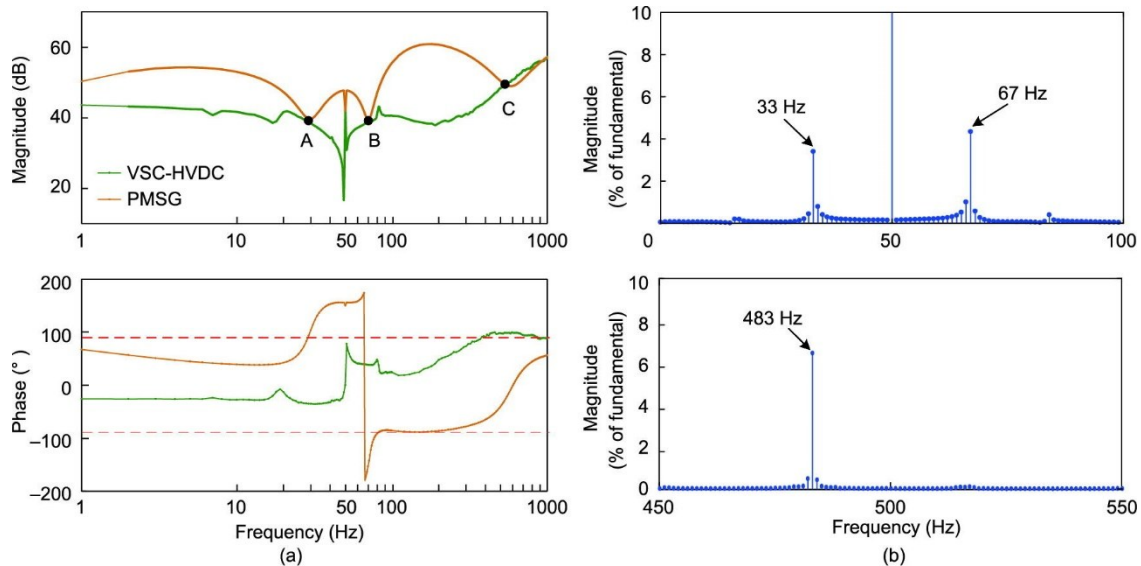


图4. PMSG经MMC-HVDC送出系统阻抗特性和时域仿真FFT结果。(a) 阻抗特性分析；(b) PMSG输出电流FFT结果。

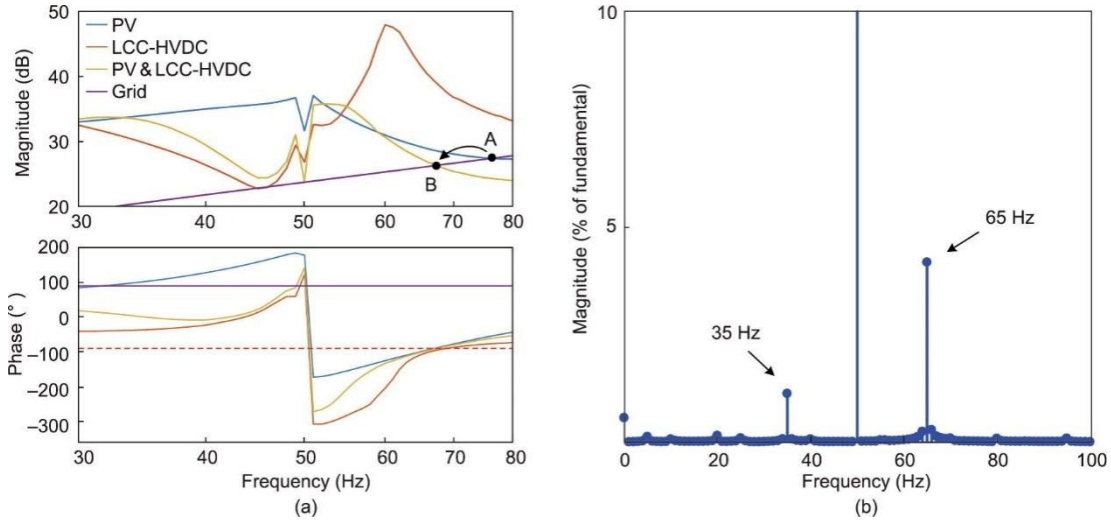


图5. 光伏发电经LCC-HVDC送出系统阻抗特性和时域仿真FFT结果。(a) 阻抗特性分析；(b) 光伏输出电流FFT结果。

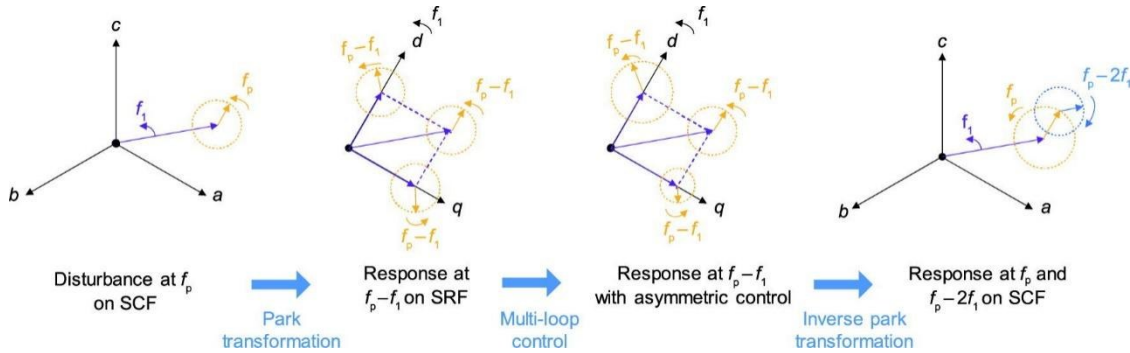


图6. 频率耦合特性。

1.3倍额定电压现象。由于半导体开关器件耐受过压和过流能力较弱，电力电子装备容易遭受系统故障影响。在装备过压、过流保护触发后，大规模光伏、风电脱网给双高电力系统暂态稳定性带来挑战。

暂态过电压通常由直流或交流系统故障引起。由LCC-HVDC受端换相失败引发的直流故障，会传播到送端系统，影响其暂态稳定性。直流故障甚至会导致光伏、风电机组产生持续时间约80 ms、幅值超过1.3 p.u.的暂态过电压。此外，交流短路故障也会引起暂态过电压，其特点是持续时间短（≤ 20 ms）且过电压幅值极高（高达2 p.u.）。

3.2.2. 暂态过电压机理

由于电力电子装备滞后的暂态响应特性不满足系统瞬时恢复要求，故障清除瞬间大量无功功率盈余，将导致暂态过电压[62]。在双高电力系统中，暂态过电压与LCC-HVDC和新能源机组有关。

(1) **LCC-HVDC**。在故障清除后，LCC-HVDC送端并网点会产生高电压，进一步导致新能源机端产生暂态过

电压。高电压的产生不仅由送端LCC电容器引起，而且还与LCC功率控制有关。在正常运行时，无源滤波电容器投入使用，用以补偿LCC无功功率消耗。故障发生后，LCC传输的有功功率显著降低，但由于缺乏无功功率调整规则，滤波电容器并未退出。在故障清除时刻，由于系统电压瞬时恢复，滤波电容器向系统注入大量无功功率，但是LCC有功功率并未立即恢复。因此，在LCC-HVDC暂态过程中，交流母线电压会增大至正常水平以上。

直流故障清除和交流故障清除情况下电压恢复过程的持续时间不同。送端交流母线电压总体上呈现“先低后高”特征，故障发生后电压下降，并在故障清除时逐渐恢复。直流换相失败故障清除后，LCC触发角控制作用下交流母线电压逐渐恢复，持续时间约40 ms。相比之下，交流短路故障清除后，交流电网直接提供电压支撑，交流母线电压在15 ms内立即恢复，如图7所示。

(2) **新能源机组**。在送端LCC并网点母线电压变化下，新能源机组响应引起暂态过电压。响应过程包括低电压穿越和高电压穿越。根据新能源并网换流器相关标准[63]，新能源并网换流器在低电压穿越期间需要向电网注

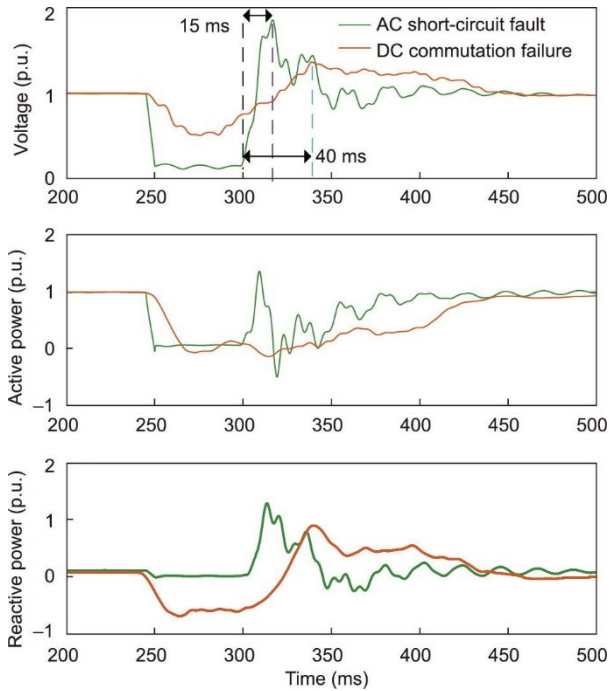


图7. 直流故障和交流故障下送端LCC并网点暂态过程。

入无功功率来支撑电压，在高电压穿越期间吸收无功功率以降低电压，以避免新能源机组脱网。然而，现有标准没有对暂态过程中机组有功功率响应特性提出要求。

当故障发生后，母线电压下降，新能源并网换流器控制切换到低电压穿越模式，会向交流电网注入无功功率。在故障清除后，随着母线电压瞬时恢复，机组无功功率将会急剧增大。然而，机组有功功率无法立即恢复，机端电压将超过正常水平。并且，由于高电压穿越控制存在延时，机端过电压无法及时抑制，将会持续数十毫秒。由此，新能源机端产生暂态过电压。

控制延时包括不同控制模式的切换时间以及多回路控制的响应时间，会对暂态过电压产生显著影响。切换延时是由不同电压状态识别过程和滞环控制死区所引入，是为了防止暂态过程中机组控制模式频繁切换。控制切换和控制响应必须在电压恢复期间完成，两者总计时长在直流换相失败下约为40 ms，在交流短路故障下约为15 ms。由于切换延时必不可少，所以机组控制需在极短时间内完成响应，这给机组控制器的响应速度提出更高要求。

以PMSG为例，在交流故障清除时，新能源机端电压阶跃变化，导致相位突变。由于PLL响应速度较慢，新能源机组难以快速准确地跟踪电网相位，导致基于同步旋转坐标系的功率控制机制短时失效。机组向弱电网注入失控的有功和无功功率，导致机端产生暂态过电压，如图8所示。

与PMSG相比，DFIG磁链特性使其暂态电压响应得

以优化。文献[64]揭示了DFIG磁链守恒对电网电压突变下暂态过电压的抑制作用，在相同工况下，DFIG暂态过电压低于PMSG。河北省张家口张北试验基地的现场测试结果验证了理论分析的正确性，如图9所示。此外，暂态过程持续时间越短，DFIG磁链特性对过电压的抑制效果越好。

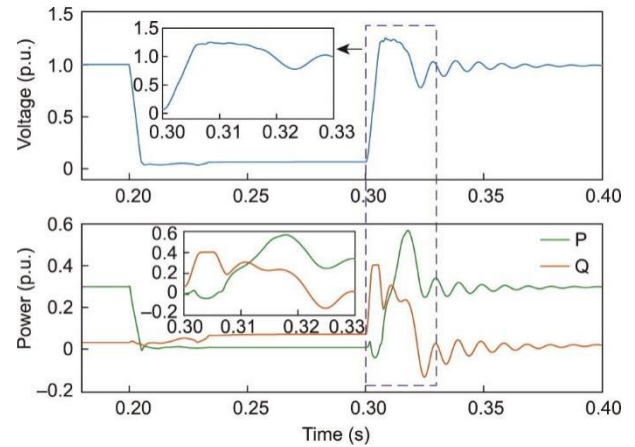


图8. 交流短路故障下PMSG机端暂态过程。

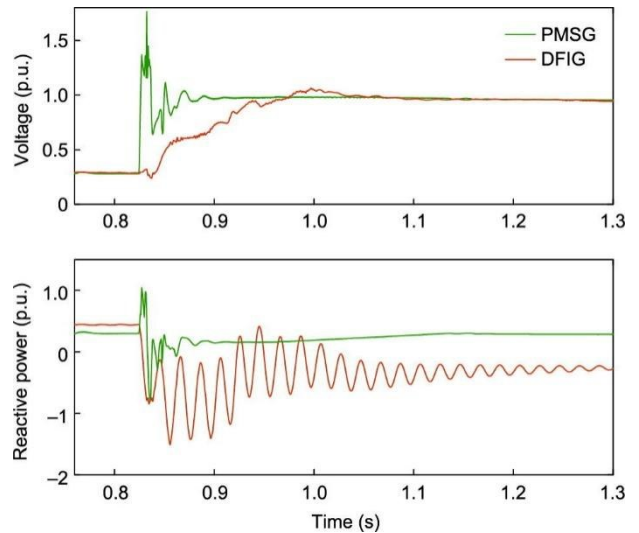


图9. 相同工况下PMSG和DFIG暂态响应对比。

综上所述，交直流故障下LCC-HVDC送端引起的暂态电压变化，将进一步受到新能源机组影响，导致双高电力系统产生暂过电压。此外，控制模式切换和多回路控制引入的延时，将严重影响电力电子装备的暂态特性。

3.3. 宽频振荡和暂态过电压强耦合

在传统电力系统中，稳态和暂态特性相对独立，暂态特性主要由同步发电机瞬时电枢反应决定。而双高电力系统稳态和暂态特性则会相互影响。在电力电子装备中，控制模式切换是为了实现故障穿越以提高暂态稳定性。然而，这可能会导致系统稳态稳定性问题演变成更严重的暂

态稳定性问题。随着电网强度进一步降低，稳态和暂态稳定性之间的耦合影响将更显著。

系统发生宽频振荡，在触发机组高/低电压穿越后，进一步演变成暂态过电压，最终导致新能源机组连锁脱网。以青海—河南LCC-HVDC工程为例，光伏发电单元并网等效短路比为1~1.5。大规模光伏发电集中接入交流弱电网会引起次/超同步振荡，导致光伏逆变器并网电压剧烈波动。当电压幅值低于0.9 p.u.时，光伏逆变器将触发低电压穿越控制模式，向电网注入大量无功功率，导致电压快速升高。当电压幅值超过1.1 p.u.时，光伏逆变器又会切换到高电压穿越控制模式，从电网吸收大量无功功率，使电压快速下降。高电压穿越与低电压穿越控制模式之间频繁切换导致系统电压大幅振荡，最终引起光伏逆变器过电压脱网，如图10所示。

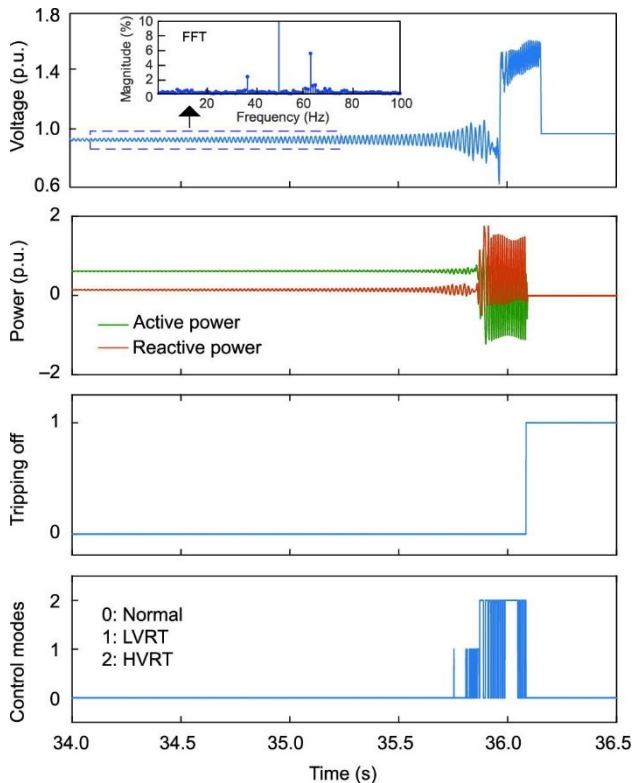


图10. 宽频振荡和暂态过电压连锁故障引发光伏逆变器脱网。

为了提升双高电力系统稳定性，电力电子装备的控制设计需同时满足稳态和暂态特性要求。由于稳态和暂态稳定性相互耦合，需要折衷考虑控制器设计。例如，PLL控制性能既影响宽频振荡，又影响暂态过电压，并且对两者的影响相互制约[65]。PLL控制带宽降低有利于提高系统稳态稳定性，避免宽频振荡问题。然而，PLL控制带宽的降低，严重制约电力电子装备故障穿越时的暂态特性，容易引发暂态过电压问题。

4. 研究方法

针对复杂双高电力系统，本文研究团队提出了小信号阻抗分析方法和电磁暂态仿真方法相结合的技术路线，用于分析系统的稳态和暂态稳定性问题。本节分别给出了两种方法在宽频振荡和暂态过电压方面的具体应用，并且对比分析了两种方法的特点。

4.1. 小信号阻抗分析方法

基于状态空间方程的特征值分析方法，通常用于分析传统电力系统的振荡问题。基于小信号建模的阻抗分析方法[66–67]可以有效分析直流系统中的振荡问题，并已推广应用到三相交流系统[68–72]。小信号阻抗分析方法物理概念清晰，通过将系统等效为两端口网络，结合Nyquist稳定性判据进行振荡分析。

然而，小信号阻抗分析方法在复杂双高电力系统中的实际应用面临以下挑战：

- 由于新能源和直流输电采用的电力电子装备核心控制策略和参数保密，难以建立装备阻抗模型。
- 考虑系统中海量电力电子装备之间复杂频率耦合特性，难以确定等效系统阻抗。
- Nyquist稳定性判据具有保守性，难以适用于多工况下新能源阻抗动态变化时的系统稳定性问题分析。在满足Nyquist稳定性判据时，受新能源功率、启停机组合变化影响下，系统可能由稳定转为不稳定。

为应对上述挑战，本研究提出采用阻抗扫描、网络阻抗建模和稳定性判据来分析复杂双高电力系统稳定性问题。本研究的主要贡献如下：

(1) **电力电子装备阻抗扫描。**建立了基于CHIL的阻抗扫描仿真平台，以有效获取电力电子装备的实际阻抗特性。为了消除仿真步长、接口延时和开关模型参数对测量精度的影响，提出了阻抗测量校正方法[73]。仿真平台已经建成包括253个新能源发电、36个静止无功发生器（static var generator, SVG）机型的控制器模型库，覆盖我国80%以上装机规模。此外，基于直流控制保护装置，采用同样的方法扫描了我国主流制造商研制的LCC-HVDC和MMC-HVDC阻抗特性。

(2) **多端口网络的阻抗建模。**考虑大量电力电子装备之间的耦合特性和汇集网络的频变特性，提出了宽频耦合阻抗网络建模方法[74–75]。将系统分为两个或多个耦合阻抗网络，并且其拓扑结构与实际电网保持一致，如图11所示。采用阻抗网络模型和多变量频域理论，基于系统多段划分建立多端口传递函数矩阵模型，阐明了阻抗网络与

多变量反馈系统之间的关系，为采用电力网络振荡模式进行宽频振荡稳定性分析奠定基础。

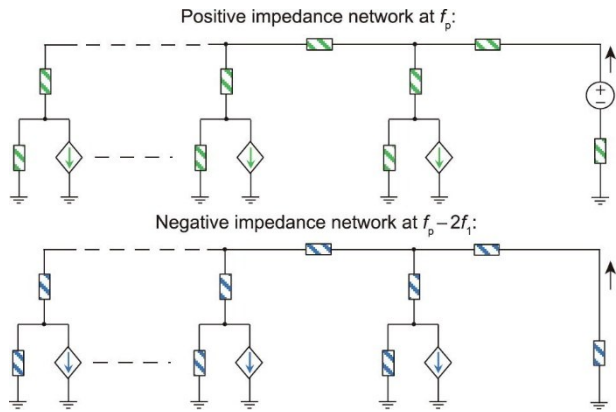


图 11. 宽频耦合阻抗网络模型。

(3) **稳定性判据。**针对 Nyquist 稳定性判据局限性，建立了计及功率外环控制的新能源机组阻抗解析模型，详细分析了风速和辐照度引起的工作点变化对机组阻抗特性的影响。提出了考虑系统稳定裕度的最大峰值 Nyquist 判据，准确分析双高电力系统宽频振荡问题[76]。由于工作点变化对不同频段阻抗特性的影响程度不一样，进一步基于阻抗模型库数据统计分析，为各频段（图 2 中频段 I 至频段 IV）制定了不同的稳定裕度。

基于阻抗扫描、网络建模和稳定性判据的研究贡献，已经制定了相关标准[77]，对模型要求、测试方法、运行工况、稳定裕度等方面做了规定，以确保双高电力系统安全稳定运行。

4.2. 电磁暂态仿真技术

基于电压、电流基波电气量的相量模型，难以反映双高电力系统宽频振荡以及 20 ms 以内的暂态过电压过程。按照实际电力电子装备的主电路与控制结构及参数，搭建微秒级小步长的电磁暂态仿真模型，能够精确描述电力电子装备的非线性特征，准确反映系统宽频振荡和暂态过电压特性。

电磁暂态建模存在两方面技术挑战。CHIL 仿真可以准确反映单个新能源机组的电磁暂态特性，但受限于硬件输入输出（input-output, I/O）接口数量，实际系统中数千台机组的 CHIL 仿真难以实现。另一方面，双高电力系统包括众多电力电子装备，微秒级小步长电磁暂态仿真对计算资源需求极高。

为解决这些问题，本文研究团队依托新能源与储能运行控制国家重点实验室，建立了大规模新能源经直流送出系统的全电磁暂态实时仿真平台。基于准确可倍乘的新能

源机组模型以及场站等值模型，开展电磁暂态实时仿真，能够反映双高电力系统电磁暂态过程，为系统暂态稳定性分析提供有效手段。

4.2.1. 新能源机组电磁暂态建模

为解决不同厂家、不同特性新能源控制器“灰箱化”问题，提出了基于实际控制器源代码封装的新能源机组电磁暂态建模方法。形成了“现场型式试验-CHIL 仿真-动态链接库数字仿真”的电磁暂态建模与模型校核技术路线，确保了源代码封装的动态链接库数字仿真模型的准确性，如图 12 所示，可用于开展双高电力系统电磁暂态仿真。首先，根据现场型式试验结果，将 CHIL 仿真设为校核基准。考虑现场型式试验工况的局限性，未能在现场型式试验开展的其余运行工况可通过 CHIL 仿真实现，进一步用以校核动态链接库数字仿真模型，如 LCC-HVDC 换相失败导致的暂态过电压以及弱电网下的振荡。

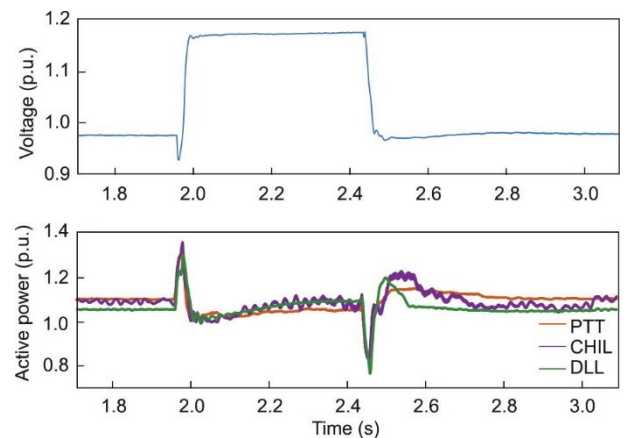


图 12. 现场型式试验、CHIL 仿真、动态链接库数字仿真电磁暂态响应特性校核。

4.2.2. 新能源场站电磁暂态建模

新能源场站的精确建模不仅需要考虑到总装机容量，还应考虑各机组之间线路阻抗。各新能源机组到场站公共耦合点间的线路阻抗是不同的。为此，提出了新能源场站电磁暂态等值建模方法。根据线路阻抗幅值大小，将场站中所有机组划分成几个组，每组线路阻抗取典型值，并且每组中多个新能源机组可用一个总容量相等的等效机组替代。例如，一个 30 MW 的光伏电站由 48 台 0.64 MW 的光伏发电单元组成，可采用电磁暂态等值建模方法将场站用 4 个等效机组替代，光伏电站详细模型和等值模型的宽频阻抗和暂态特性结果如图 13 所示。可以发现，等值模型和详细模型高度吻合，验证了新能源场站电磁暂态建模的准确性。

进一步，基于实际控制保护装置，建立了大规模新能

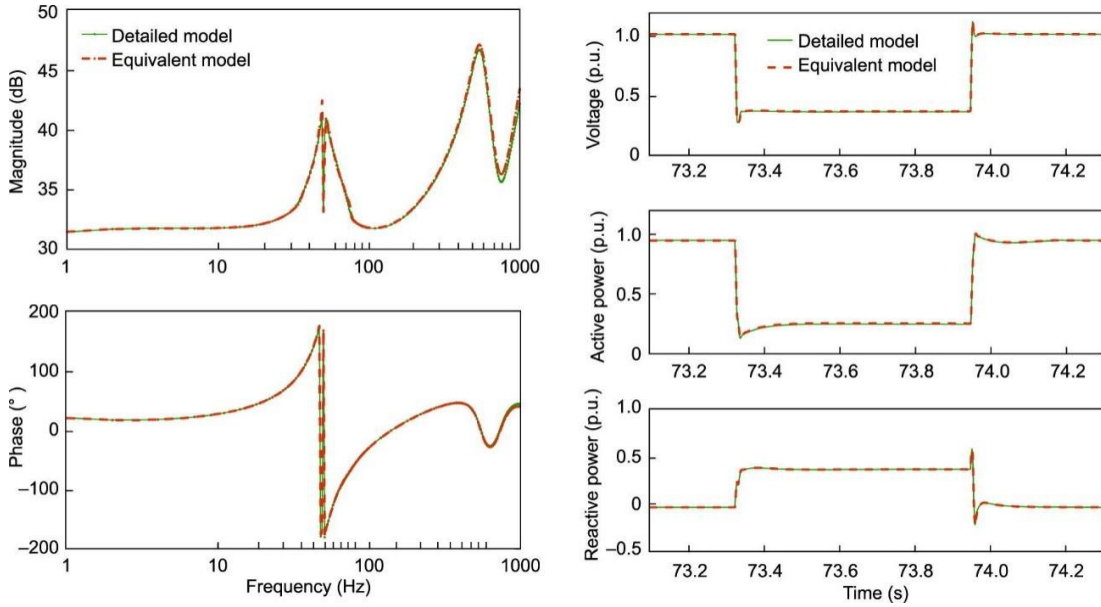


图 13. 光伏电站详细模型和等值模型的宽频阻抗和暂态特性。(a) 阻抗特性；(b) 暂态特性。

源经 LCC/MMC-HVDC 电磁暂态实时仿真平台。该平台为宽频振荡和暂态过电压问题的分析与解决提供了有效手段。仿真平台准确复现了风电基地经祁连—韶山 LCC-HVDC 送出工程换相失败现场大扰动试验，以及新能源接入张北 MMC-HVDC 直流电网交流短路现场大扰动试验。试验结果如图 14 所示，平台仿真精度满足工程分析需求。

4.3. 小信号阻抗分析与电磁暂态仿真结合

小信号阻抗分析方法可用于多工况下双高电力系统稳态稳定性分析，包括新能源机组有功出力 and 并网台数变

化。该方法不仅能够对特定工况下系统稳定性进行评估，还能定量分析稳定裕度。此外，通过敏感性分析，小信号阻抗分析方法可为电力电子装备阻抗特性优化提升系统稳定性提供指导，这将在第 5 节展开分析。

电磁暂态仿真可以基于新能源机组电磁暂态模型，为系统小信号稳定性分析提供阻抗扫描结果。在系统稳定裕度不足时，电磁暂态仿真可以验证系统稳定性，并确定振荡幅度。并且，还可以复现双高电力系统振荡事件以及由振荡引发的暂态过电压连锁故障问题。此外，电磁暂态仿真能够反映电力电子装备非线性特性，可以准确描述从稳态运行到故障穿越下的控制模式暂态切换过程。对于系统

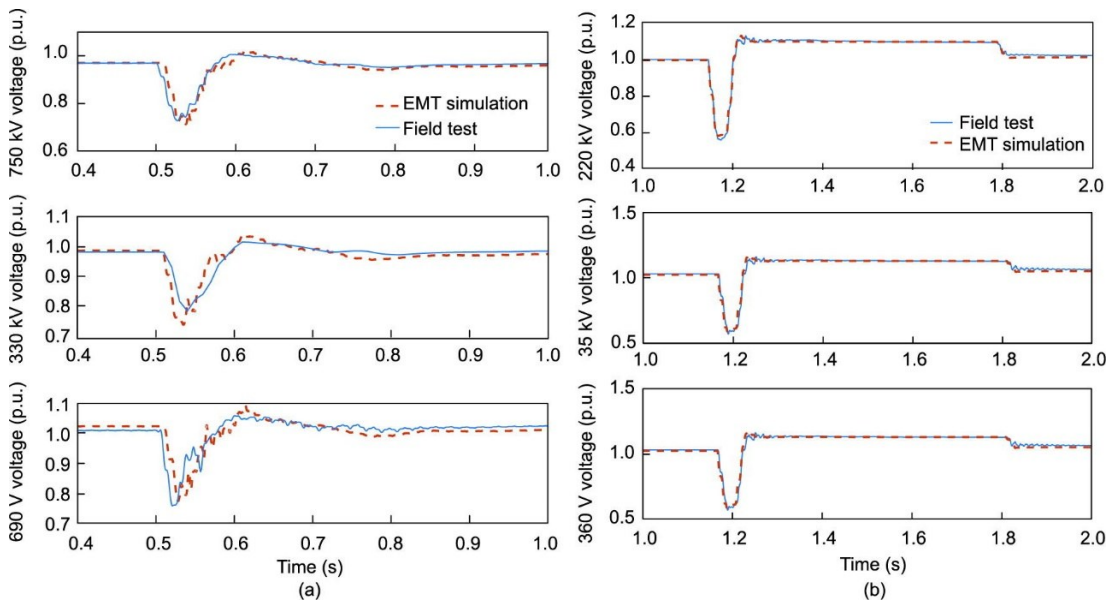


图 14. 现场大扰动试验与电磁暂态仿真结果。(a) LCC-HVDC 换相失败故障；(b) MMC-HVDC 交流短路故障

故障分析，电磁暂态仿真能够准确复现 20 ms 以内的暂态特性。

针对双高电力系统稳态和暂态稳定性问题，可以充分发挥小信号阻抗分析方法的高效性和电磁暂态仿真的准确性，实现优势互补，保障系统安全稳定运行。这两种方法的互补性将在新型电力系统中发挥更大作用。

5. 工程案例

根据理论分析，选取几个典型工程案例，展现小信号阻抗分析和电磁暂态仿真方法在解决实际问题中的应用。本节分别给出了新能源发电经 LCC-HVDC、MMC-HVDC 送出系统的振荡案例，以及新能源经 LCC-HVDC 送出系统暂态过电压案例。根据机理分析，定位事件产生原因，并提出相应的解决方案，实现宽频振荡和暂态过电压抑制。

5.1. 宽频振荡

5.1.1. 新能源发电经 LCC-HVDC 送出系统

新疆维吾尔自治区风电资源丰富，哈密地区风电装机容量超过 18.8 GW。哈密—郑州 LCC-HVDC 工程是哈密地区新能源外送的主要通道，将新能源发电从我国西北地

区输送至中部地区。2015 年 7 月和 2017 年 5 月哈密地区 PMSG 风电场和 DFIG 风电场分别发生了多起振荡事件，导致大规模风电机组脱网。LCC-HVDC 送端风电场布局如图 15 所示。

根据 3.1 节可知，振荡发生在风电机组和交流弱电网之间。为了分析振荡问题，采用基于 CHIL 仿真的阻抗扫描方法获取 PMSG 机组的正序阻抗，并通过 4.1 节提到的多端口网络阻抗建模计算得到弱电网阻抗（ $SCR = 1.5$ ）。图 16 给出了 PMSG 机组与弱电网阻抗特性，PMSG 机组阻抗在超同步频段呈现负阻尼特性，并且 PMSG 机组与弱电网在 75 Hz 附近稳定裕度不足。通过采用最大峰值 Nyquist 判据，弱电网与 PMSG 机组阻抗比曲线在 75 Hz 穿越圆形禁止区域，表明系统 75 Hz 正序振荡发生在 PMSG 机组与弱电网之间。现场振荡录波数据显示，系统除存在 75 Hz 振荡分量外，还存在 25 Hz 的耦合振荡分量，验证了频率耦合机理的正确性。类似地，分析可知，DFIG 机组与交流弱电网发生了 65 Hz 正序振荡，并耦合产生 35 Hz 的振荡分量。

为了解决振荡问题，需重塑新能源机组阻抗幅值和相位特性，通常可通过控制参数优化或控制结构改进来实现。PMSG 机组超同步频段阻抗特性受 PLL 主导，并受到电流控制影响。因此，可以通过优化 PLL 和电流环的控制

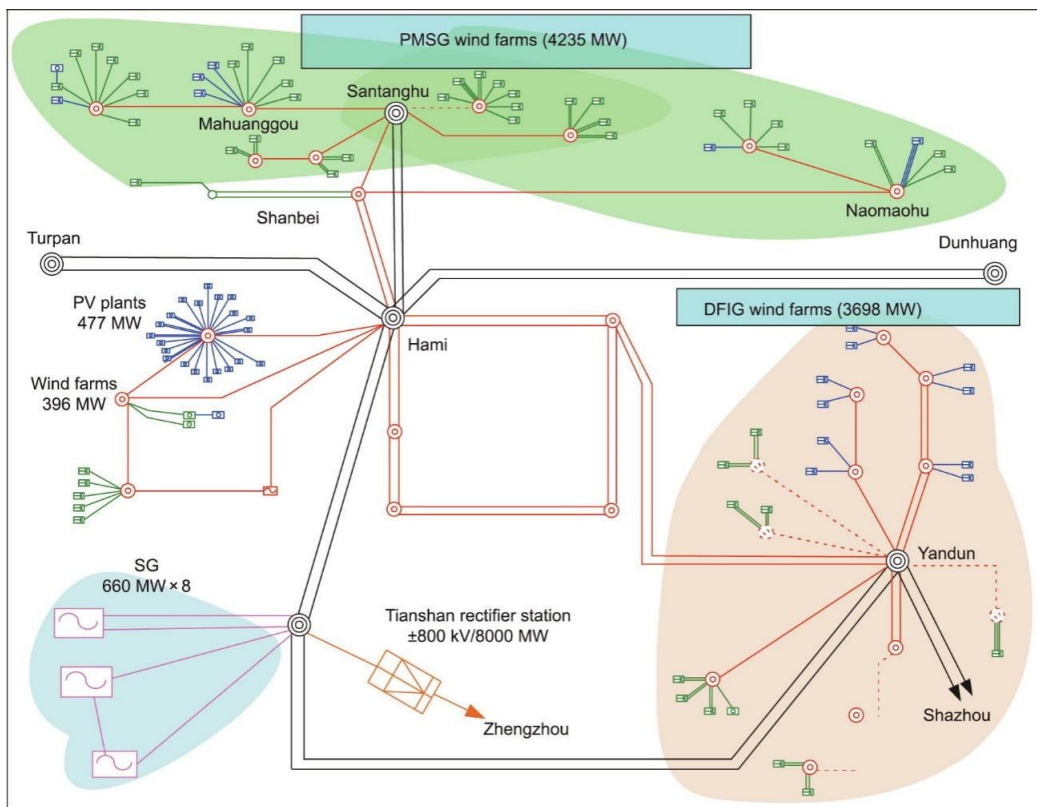


图 15. 哈密—郑州 LCC-HVDC 送端风电场布局。

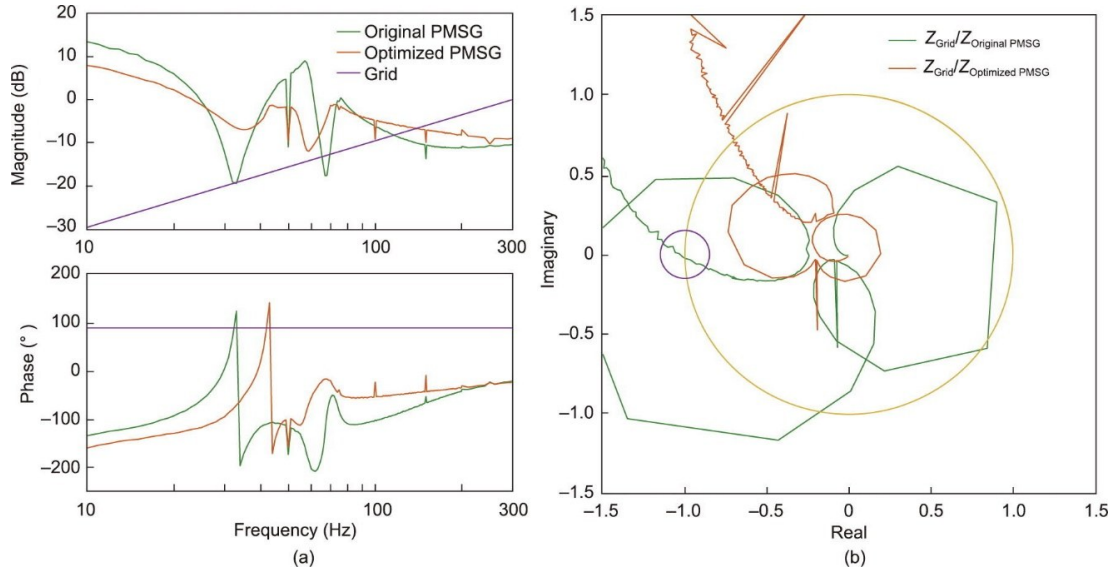


图16. PMSG机组与弱电网阻抗特性及最大峰值Nyquist判据。(a) 阻抗特性；(b) Nyquist判据。

参数对PMSG机组阻抗重塑，以消除系统振荡风险，如图16所示。此外，根据文献[61]，DFIG机组超同步频段负阻尼特性主要是由功率外环控制和电流控制的重叠效应产生，如图2所示。因此，可以通过改进功率外环控制策略来提高DFIG机组阻抗相位特性，从而消除系统振荡风险，如图17所示。所提出的阻抗重塑振荡抑制策略已应用于哈密风电场[78]，并且自2017年10月以来未有振荡事件发生。

5.1.2. 新能源发电经MMC-HVDC送出系统

张北可再生能源柔性直流电网示范工程是多端MMC-HVDC直流电网工程，实现了2022年北京冬奥会100%清洁能源供电。大规模新能源发电集中接入孤岛柔性直流电

网张北中都换流站。中都换流站额定容量为3 GW，接入的新能源总装机容量超过1.4 GW，中都换流站接入的新能源场站布局如图18所示。自2021年2月以来，中都换流站发生多次58 Hz振荡。通过对现场电流、电压录波数据进行FFT分析发现，系统发生的是58 Hz负序振荡。

根据3.1节可知，振荡发生在新能源和MMC之间。采用阻抗扫描获取新能源场站和MMC负序阻抗，如图19(a)所示。MMC负序阻抗在58 Hz附近呈现感性负阻尼特性，而新能源场站负序阻抗呈现容性。两者阻抗幅值相交，相位差接近180°，表明系统稳定裕度不足。通过采用图19(b)所示最大峰值Nyquist判据，MMC与新能源场站阻抗比曲线在58 Hz穿越圆形禁止区域，表明系统存在负序

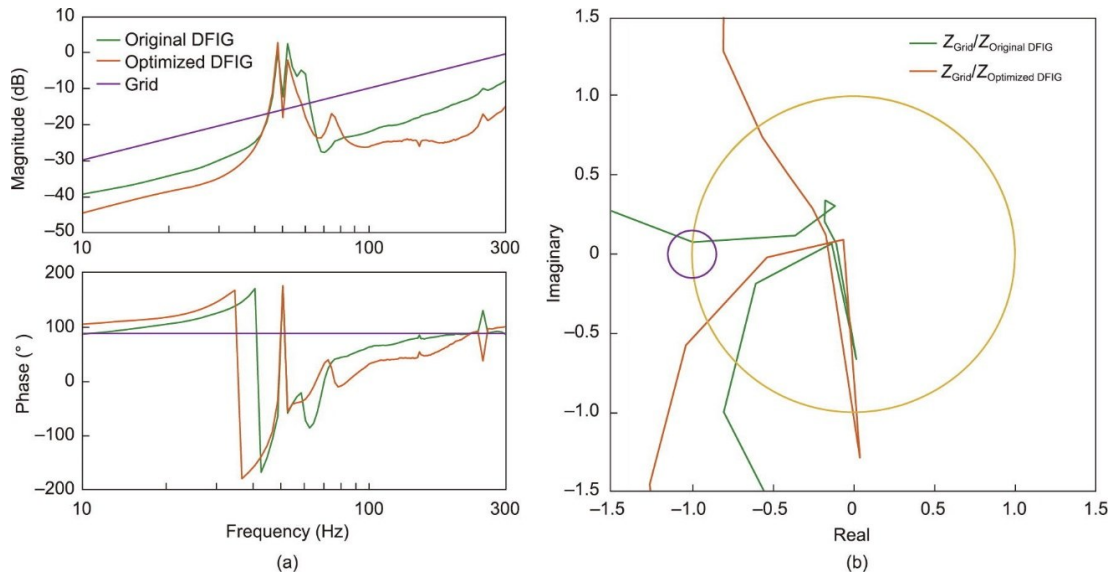


图17. DFIG机组与弱电网阻抗特性及最大峰值Nyquist判据。(a) 阻抗特性；(b) Nyquist判据。

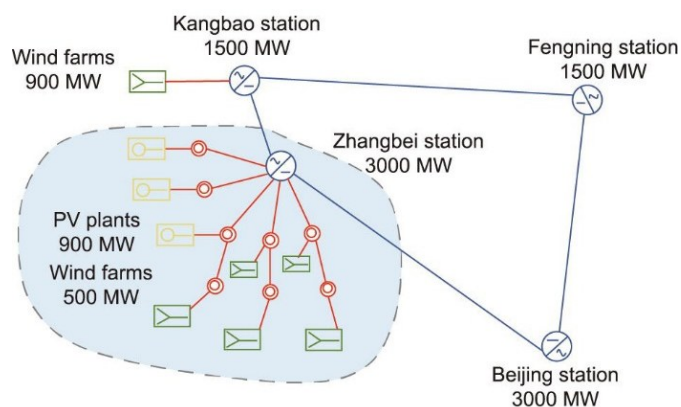


图18. 张北MMC-HVDC中都换流站接入的新能源场站布局。

58 Hz振荡风险。此外，基于频率耦合机理，系统还会产生158 Hz的正序耦合振荡分量，与现场录波结果一致。分析可知，MMC负阻尼特性是引发系统振荡的主要因素。

基于阻抗重塑方法，通过修改MMC交流电压外环控制，可以消除MMC负序阻抗超同步频段的感性负阻尼特性。由图19可知，MMC阻抗重塑后，系统稳定裕度改善，消除了振荡风险。2021年7月20日，在中都换流站进行了振荡复现及抑制现场试验。采用所提出的MMC阻抗重塑振荡抑制策略后，系统振荡在180 ms内消除，充分验证了振荡分析方法和抑制策略的有效性，如图20所示。此后，中都换流站未发生振荡事件。

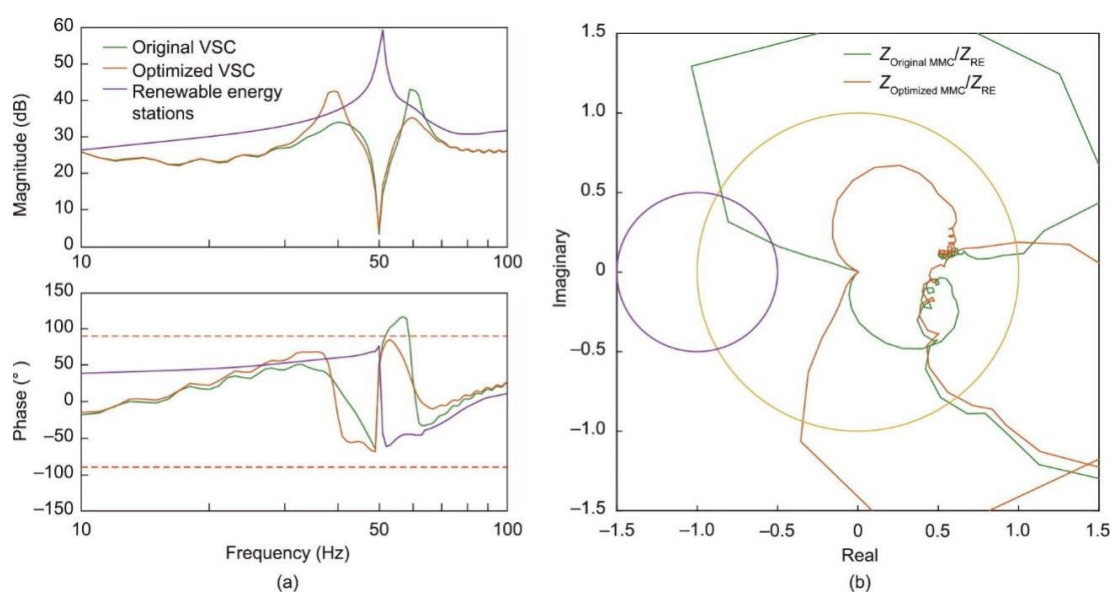


图19. MMC与新能源场站阻抗特性及Nyquist判据。(a) 阻抗特性；(b) Nyquist判据。

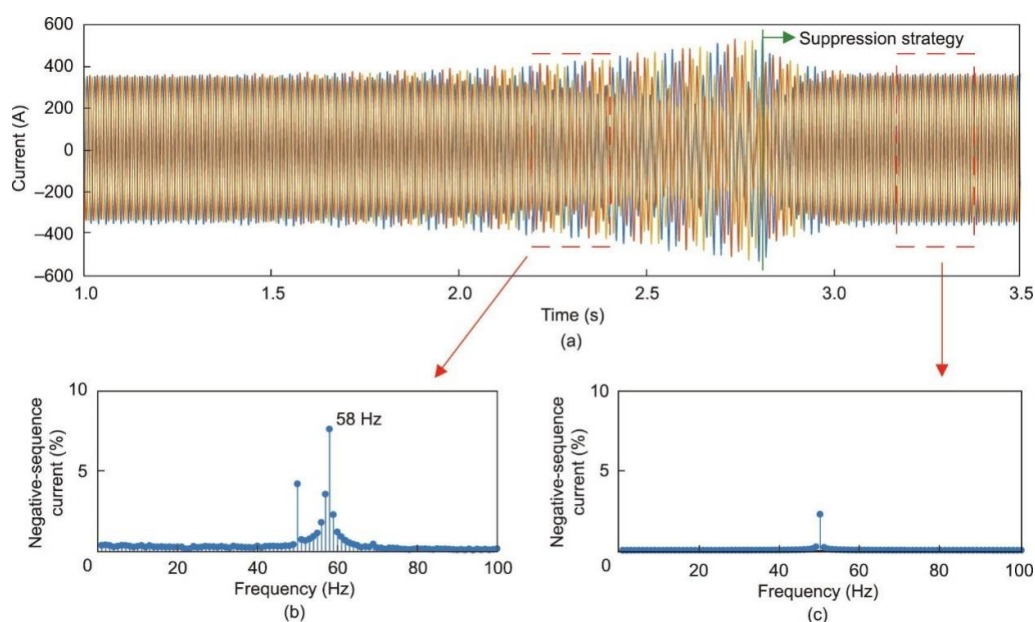


图20. 现场振荡复现及抑制试验结果。(a) 电流振荡复现及抑制；(b) 振荡复现FFT结果；(c) 振荡抑制FFT结果。

5.2. 暂态过电压

甘肃省拥有丰富的风电资源，在酒泉地区建设了一个超过 7.5 GW 装机容量的大型风电基地。图 21 所示的 ± 800 kV/8 GW 祁连—韶山 LCC-HVDC 输电工程于 2017 年投入运营。为了分析电网故障下系统暂态稳定性，构建了风电场经 LCC-HVDC 送出系统电磁暂态仿真平台。通过 4.2 节提到的电磁暂态建模与模型校核，保证仿真模型的准确性。基于电磁暂态仿真结果可知，在 LCC-HVDC 换相失败和交流短路故障下，系统存在暂态过电压风险，并且随着 LCC-HVDC 传输功率增加，暂态过电压程度加剧。

为了解决暂态过电压问题，文献[62]建立了新能源机

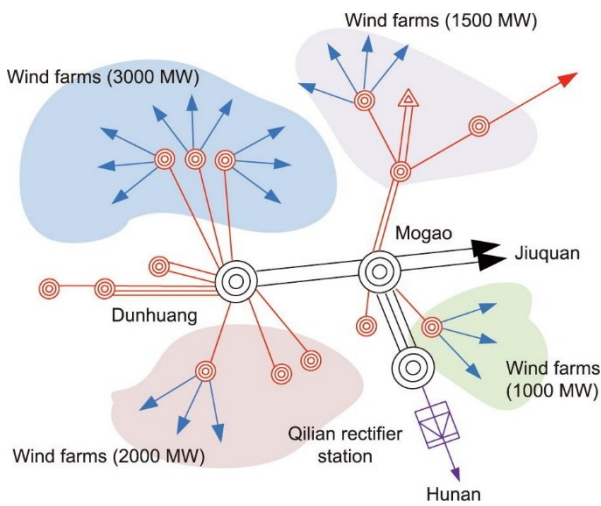


图 21. 祁连—韶山 LCC-HVDC 送端风电场布局。

组暂态响应详细解析模型。由解析模型分析可知，新能源机组不当控制引入的响应延时会在暂态过程中导致暂态过电压，这与 3.2 节结论一致。此外，该文献还阐述了 DFIG 磁链特性对暂态过电压的影响。暂态过程中 PMSG 机组暂态过电压程度更加严重，这是因为 DFIG 磁链守恒对暂态过电压具有抑制效果[78]，并且随着暂态过程持续时间降低，抑制效果更显著。

根据理论分析，本文研究团队提出了基于控制结构改进和控制参数优化的暂态过电压抑制策略[79]。通过在 PMSG 机组和光伏逆变器采用虚拟磁链控制，可以改善无功功率暂态响应特性。此外，通过控制参数优化，提升了暂态过程中有功功率控制、无功功率控制和 PLL 的响应速度。根据所提出的抑制策略修正电磁暂态仿真模型，电磁暂态仿真结果显示，在直流换相失败和交流短路故障下系统均不会产生暂态过电压。

根据团队研究结果，制定了相关标准用于指导新能源机组高电压穿越控制改造[80]，并在甘肃省进行现场试验验证了抑制策略的有效性，如图 22 所示。在电网大扰动下，新能源机组均未出现暂态过电压[81]。进一步，该标准已在全国范围内推广，并将成果应用于多个直流输电工程送端的新能源场站，比如扎鲁特—青州（从内蒙古扎鲁特旗输送至山东青州）和青海—河南 LCC-HVDC 工程，提高了系统的稳定性。

综上所述，在构建以新能源为主体的新型电力系统中，需采用控制结构改进和控制参数优化相结合的抑制策

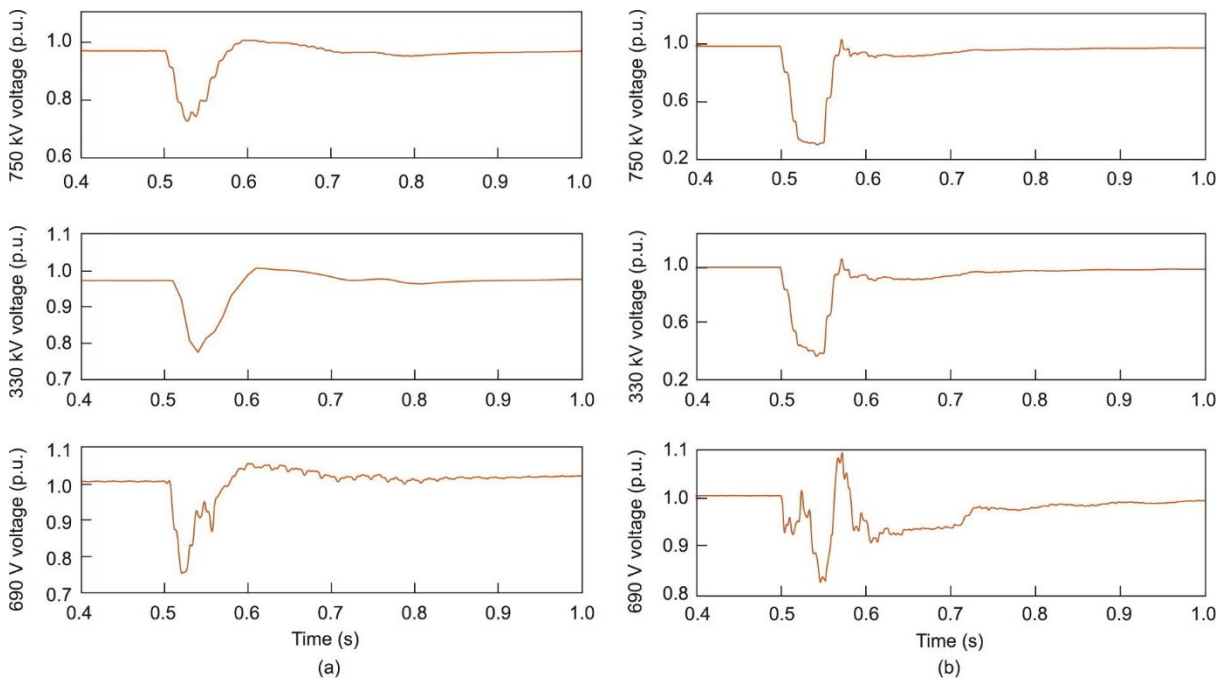


图 22. 现场大扰动暂态过电压试验。(a) 直流换相失败；(b) 交流短路故障。

略,以解决宽频振荡和暂态过电压相互耦合引发的稳态和暂态稳定性问题。

6. 结论与展望

随着大规模新能源快速发展,直流输电送端形成了高比例新能源、高比例电力电子的双高电力系统,发生了宽频振荡和暂态过电压新型稳定性问题。为此,本文揭示了宽频振荡和暂态过电压的产生机理,并提出了小信号阻抗分析与电磁暂态仿真相结合的研究方法。理论研究已在几个实际工程中应用,成功解决工程现场的宽频振荡和暂态过电压问题。根据本文主要的研究贡献,可以得出以下结论:

(1) 电力电子装备的控制特性是双高电力系统产生宽频振荡和暂态过电压的主要原因,其中包括多回路控制和控制模式切换。由于多回路控制,电力电子装备的负阻尼特性分布在更宽的频率范围内,导致系统存在宽频振荡风险。多回路控制和控制模式切换的响应延时引发暂态过电压,导致大规模新能源机组脱网。此外,随着电网强度逐渐降低,双高电力系统宽频振荡和暂态过电压之间的耦合作用将更显著。

(2) 小信号阻抗分析和电磁暂态仿真方法在宽频振荡和暂态过电压分析方面优势互补。小信号阻抗分析方法可有效分析多变运行工况下系统稳定裕度。此外,电磁暂态仿真可以准确复现特定工况下电力电子装备非线性特性和暂态过程。在高比例电力电子装备的新型电力系统中,这两种方法的结合使用将更具显著优势。

(3) 这两个稳定性问题是由控制器设计原则与双高电力系统实际特性不兼容所导致。现有控制器设计未充分考虑新能源并网换流器、LCC/MMC和弱电网之间的动态交互作用。本文基于双高电力系统实际特性,对控制结构和控制器参数重新设计,有效解决了宽频振荡和暂态过电压问题,并在几个实际工程中成功应用。

随着新型电力系统的构建,系统将面临更复杂的稳定性问题和运行挑战,稳定机理分析以及研究方法应随新型电力系统的发展与时俱进。未来研究可从以下几个方面进行:

(1) 为了推进新能源的大规模开发利用,未来可大力促进LCC和MMC混合高压直流输电技术的发展,充分挖掘大容量输电、孤岛电压建立、有功无功独立控制、故障限流等能力。此外,基于高压直流输电的直流电网构建是实现大规模新能源跨区外送的发展趋势,比如多端直流输电。直流电网有利于实现源网荷储协调配合,以及新能源

发电调峰调频。并且,需要进一步研发先进直流控制技术,提升大规模新能源直流送出能力。

(2) 考虑电力电子装备在新能源发电、直流输电的广泛应用,高比例电力电子装备的新型电力系统稳定性问题可能由局域向全局系统传播。例如,在两端直流输电系统中,受端运行性能可能会影响送端系统稳定性。在多端直流输电系统中,任一端系统故障可能引发其他端系统稳定风险。因此,对稳定性机理亟待深入研究。

(3) 对于新型电力系统构建,设计原则不仅需要考虑电网特性,还应对电力电子装备控制特性提出要求。需要进一步加快电力电子装备控制结构标准化的研究和并网运行相关标准的制定。

致谢

本研究由国家重点研发计划(2021 YFB2400500)资助。作者在此感谢何国庆、汪海蛟、肖云涛和段钰琦在研究综述、现场试验验证和数据分析方面的贡献。

Compliance with ethics guidelines

Weishang Wang, Guanghui Li, and Jianbo Guo declare that they have no conflict of interest or financial conflicts to disclose.

References

- [1] Xi Jinping delivers an important speech at the general debate of the 75th UN General Assembly [Internet]. Beijing: Chinese Government Network; 2020 Sep 22 [cited 2021 Dec 3]. Available from: http://www.gov.cn/xinwen/2020-09/22/content_5546168.htm. Chinese.
- [2] Xi Jinping delivers an important speech at the Climate Ambition Summit [Internet]. Beijing: Chinese Government Network; 2020 Dec 12 [cited 2021 Dec 3]. Available from: http://www.gov.cn/xinwen/2020-12/13/content_5569136.htm. Chinese.
- [3] Xue Y, Cai B, James G, Dong Z, Wen F, Xue F. Primary energy congestion of power systems. *J Mod Power Syst Cle* 2014;2(1):39–49.
- [4] Tao Y, Qiu J, Lai S, Zhao J, Xue Y. Carbon-oriented electricity network planning and transformation. *IEEE Trans Power Syst* 2021;36(2):1034–48.
- [5] Research Group of Chinese Energy Development Strategy. Research on mid-and long-term (2030, 2050) energy development strategy of China: comprehensive volume. Beijing: Science Press; 2011. Chinese.
- [6] Chen Y, editor. Energy science & technology in China: a roadmap to 2050. Beijing: Science Press; 2009. Chinese.
- [7] Wu J. Research on low carbon development strategy of Chinese electrical industry in 2010–2050. Beijing: China Water & Power Press; 2012. Chinese.
- [8] Huang XN. National Energy Administration: the leapfrog development of China's renewable energy—introduction to China's renewable energy development. *China Electr Power* 2021;4:6–9. Chinese.
- [9] Shu Y, Chen G, He J, Zhang F. Building a new electric power system based on new energy sources. *Strategic Study CAE* 2021;23(6):61–9. Chinese.
- [10] Rao H, Leng X, Pan Y, Wei J, Yuan Z, Tu L, et al. Analysis of the global HVDC power transmission development and the suggestion of the HVDC export.

- Southern Power Syst Technol 2019;13(10):1–7. Chinese.
- [11] Rao H, Zhou Y, Xu S, Cai X, Cao W, Xu Y, et al. Key technologies of ultra-high voltage hybrid LCC-VSC MTDC systems. *CSEE J Power Energy Syst* 2019;5(3):365–73.
 - [12] Liu J, Ma L, Wang Q, Fang F, Zhu Y. Offshore wind power supports China's energy transition. *Strategic Study CAE* 2021;23(1):149–59. Chinese.
 - [13] Wang X, Wang B, Wang X, Shao C. Study of optimal planning methods for offshore wind power systems oriented low-carbon. *Automat Electr Power Syst* 2014;38(17):4–19. Chinese.
 - [14] Debnath S, Qin J, Bahrani B, Saeedifard M, OperationBarbosa P., control, and applications of the modular multilevel converter: review. *IEEE Trans Power Syst* 2015;30(1):37–53.
 - [15] Zhang L, Zou Y, Yu J, Qin J, Vijay V, Karady GG, et al. Modeling, control, and protection of modular multilevel converter-based multi-terminal HVDC systems: a review. *CSEE J Power Energy Syst* 2017;3(4):340–52.
 - [16] Ji K, Tang G, Pang H, Yang J. Impedance modeling and analysis of MMC-HVDC for offshore wind farm integration. *IEEE Trans Power Delivery* 2020;35(3):1488–501.
 - [17] Ji K, Pang H, Liu S, Tang G. Impedance analysis considering unstable subsystem poles for MMC-HVDC based wind farm integration system. *CSEE J Power Energy Syst* 2022;8(2):634–9.
 - [18] Zhang W, Tang G, Zha K, He Z. Application of advanced power electronics in smart grid. *Proc CSEE* 2010;30(4):1–7. Chinese.
 - [19] Zhou X, Chen S, Lu Z, Huang Y, Ma S, Zhao Q. Technology features of the new generation power system in China. *Proc CSEE* 2018;38(7):1893–904. Chinese.
 - [20] Zhou X, Chen S, Lu Z. Review and prospect for power system development and related technologies: a concept of three-generation power systems. *Proc CSEE* 2013;33(22):1–11. Chinese.
 - [21] Xie X, He J, Mao H, Li H. New issues and classification of power system stability with high shares of renewables and power electronics. *Proc CSEE* 2021;41(2):461–74. Chinese.
 - [22] Chen X, Mcelroy MB, WuQ, Shu Y, Xue Y. Transition towards higher penetration of renewables: an overview of interlinked technical, environmental and socio-economic challenges. *J Mod Power Syst Clean Energy* 2019;7(1):1–8.
 - [23] Yuan X. Overview of problems in large-scale wind integrations. *J Mod Power Syst Clean Energy* 2013;1(1):22–5.
 - [24] Yuan X, Cheng S, Hu J. Multi-time scale voltage and power angle dynamics in power electronics dominated large power systems. *Proc CSEE* 2016;36(19):5145–54. Chinese.
 - [25] Hu J, Yuan X, Cheng S. Multi-time scale transients in power-electronized power systems considering multi-time scale switching control schemes of power electronics apparatus. *Proc CSEE* 2019;39(18):5457–67. Chinese.
 - [26] Wang W, Zhang C, He G, Li G, Zhang J, Wang H. Overview of research on subsynchronous oscillations in large-scale wind farm integrated system. *Power Syst Technol* 2017;41(4):1050–60.
 - [27] He J, Zhuang W, Xu T, Huo C, Jiang W. Study on cascading tripping risk of wind turbines caused by transient overvoltage and its countermeasures. *Power Syst Technol* 2016;40(6):1839–44.
 - [28] Tu J, Zhang J, Liu M, Yi J, He Q, Luo X, et al. Study on wind turbine generators tripping caused by HVDC contingencies of wind-thermal-bundled HVDC transmission systems. *Power Syst Technol* 2015;39(12):3333–8.
 - [29] Ye X, Lu Z, Qiao Y, Li J, Wang F, Luo W. A primary analysis on mechanism of large scale cascading trip-off of wind turbine generators. *Autom Electr Power Syst* 2012;36(8):11–7. Chinese.
 - [30] Wang X, Hamefors L, Blaabjerg F. Unified impedance model of grid-connected voltage-source converters. *IEEE Trans Power Electron* 2018;33(2):1775–87.
 - [31] Cespedes M, Sun J. Impedance modeling and analysis of grid-connected voltage-source converters. *IEEE Trans Power Electron* 2014;29(3):1254–61.
 - [32] Sun J, Vieto I. Development and application of type-III turbine impedance models including DC bus dynamics. *IEEE Open J Power Electron* 2020;1:513–28.
 - [33] Sun J, Bing Z, Karimi K. Input impedance modeling of multipulse rectifiers by harmonic linearization. *IEEE Trans Power Electron* 2009;24(12):2812–20.
 - [34] Sun J, Liu H. Sequence impedance modeling of modular multilevel converters. *IEEE J Emerg Select Top Power Electron* 2017;5(4):1427–43.
 - [35] Gong H, Wang X, Yang D. *DQ*-frame impedance measurement of three-phase converters using time-domain MIMO parametric identification. *IEEE Trans Power Electron* 2021;36(2):2131–42.
 - [36] Sun J. Impedance-based stability criterion for grid-connected inverters. *IEEE Trans Power Electron* 2011;26(11):3075–8.
 - [37] Chou S, Wang X, Blaabjerg F. Two-port network modeling and stability analysis of grid-connected current-controlled VSCs. *IEEE Trans Power Electron* 2020;35(4):3519–29.
 - [38] Jin Z, Wang X. A *DQ*-frame asymmetrical virtual impedance control for enhancing transient stability of grid-forming inverters. *IEEE Trans Power Electron* 2022;37(4):4535–44.
 - [39] Song Y, Blaabjerg F, Wang X. Analysis and active damping of multiple high frequency resonances in DFIG system. *IEEE Trans Energy Convers* 2017;32(1):369–81.
 - [40] Freytes J, Li J, de Prévaille G, Thouvenin M. Grid-forming control with current limitation for MMC under unbalanced fault ride-through. *IEEE Trans Power Deliv* 2021;36(3):1914–6.
 - [41] Xiao Y, Peng L. A novel fault ride-through strategy based on capacitor energy storage inside MMC. *IEEE Trans Power Electron* 2020;35(8):7960–71.
 - [42] Schönleber K, Prieto-Araujo E, Ratés-Palau S, Gomis-Bellmunt O. Extended current limitation for unbalanced faults in MMC-HVDC-connected wind power plants. *IEEE Trans Power Deliv* 2018;33(4):1875–84.
 - [43] Chou S, Lee C, Ko H, Cheng P. A low-voltage ride-through method with transformer flux compensation capability of renewable power grid-side converters. *IEEE Trans Power Electron* 2014;29(4):1710–9.
 - [44] He X, Geng H, Li R, Pal B. Transient stability analysis and enhancement of renewable energy conversion system during LVRT. *IEEE Trans Sustain Energy* 2020;11(3):1612–23.
 - [45] Guo X, Zhang X, Wang B, Wu W, Guerrero J. Asymmetrical grid fault ride-through strategy of three-phase grid-connected inverter considering network impedance impact in low-voltage grid. *IEEE Trans Power Electron* 2014;29(3):1064–8.
 - [46] Taylor C, Lefebvre S. HVDC controls for system dynamic performance. *IEEE Trans Power Syst* 1991;6(2):743–52.
 - [47] Mirsaedi S, Dong X, Tzelepis D, Said D, Dysko A, Booth C. A predictive control strategy for mitigation of commutation failure in LCC-based HVDC systems. *IEEE Trans Power Electron* 2019;34(1):160–72.
 - [48] Mirsaedi S, Tzelepis D, He J, Dong X, Said D, Booth C. A controllable thyristor-based commutation failure inhibitor for LCC-HVDC transmission systems. *IEEE Trans Power Electron* 2021;36(4):3781–92.
 - [49] Wang W, Zhu Y, Liu C, Dong P, Hu T, Li B, et al. An implementation technology of electromagnetic transient real-time simulation for large-scale grid based on HYPERSIM. In: 2018 International Conference on Power System Technology (POWERCON); 2018 Nov 6–8; Guangzhou, China. New York: IEEE; 2018. p. 167–72.
 - [50] Zhang B, Deng W, Wang T, Chen J, Teng Y, Wu X. Electromagnetic transient modeling and simulation of large-scale HVDC power grid with all primary devices. In: 2016 IEEE International Conference on Power and Renewable Energy (ICPRE); 2016 Oct 21–23; Shanghai, China. New York: IEEE; 2016. p. 43–7.
 - [51] Zhang Y, Ding H, Kuffel R. Key techniques in real time digital simulation for closed-loop testing of HVDC systems. *CSEE J Power Energy Syst* 2017;3(2):125–30.
 - [52] Ou K, Rao H, Cai Z, Guo H, Lin X, Guan L, et al. MMC-HVDC simulation and testing based on real-time digital simulator and physical control system. *IEEE J Emerg Sel Top Power Electron* 2014;2(4):1109–16.
 - [53] Steurer M, Bogdan F, Ren W, Sloderbeck M, Woodruff S. Controller and power hardware-in-loop methods for accelerating renewable energy integration. In: 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting; 2007 June 24–28; Tampa, FL, USA. New York: IEEE; 2007. p. 1–4.
 - [54] Prabakar K, Shirazi M, Singh A, Chakraborty S. Advanced photovoltaic inverter control development and validation in a controller-hardware-in-the-loop test bed. In: 2017 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE); 2017 Oct 1–5; Cincinnati, OH, USA. New York: IEEE; 2017. p. 1673–9.
 - [55] Hou J, Liu Z, Wang S, Chen Z. Modeling and HIL test of a D-PMSG connected to power system with damping control for real time studies. In: 2021 3rd Asia Energy and Electrical Engineering Symposium (AEEES); 2021 Mar 26–19; Chengdu, China. New York: IEEE; 2021. p. 644–9.
 - [56] Shu Y, Zhou X, Li W. Analysis of low frequency oscillation and source location in power systems. *CSEE J Power Energy Syst* 2018;4(1):58–66.
 - [57] Li G, Wang W, Guo J, Chen X, Liu C, He G. Broadband oscillation mechanism and analysis for wind farm integration through MMC-HVDC System. *Proc CSEE* 2019;39(18):5281–97. Chinese.
 - [58] Li G, Wang W, Zhang X, Liu C, He G. Sequence impedance modeling and analysis of permanent magnet synchronous generator considering machine side model. *Proc CSEE* 2019;39(21):6200–11. Chinese.
 - [59] Li G, Wang W, Liu C, Zhang X, He G. Modeling and mechanism analysis of

- sub- and super-synchronous oscillation of grid-connected DFIG wind farms (part I): sequence impedance modeling of DFIG wind turbines considering power loop. *Proc CSEE*. 2022;42(7):2438–49. Chinese.
- [60] Li G, Wang W, Liu C, Jin Y, He G. Mechanism analysis and suppression method of wideband oscillation of PMSG wind farms connected to weak grid (part II): analysis of wideband impedance characteristics and oscillation mechanism. *Proc CSEE* 2019;39(22):6547–61. Chinese.
- [61] Li G, Wang W, Liu C, Jin Y, Zhang X, He G. Modeling and mechanism analysis of sub- and super-synchronous oscillation of grid-connected DFIG wind farms (part II): analysis of impedance characteristic and oscillation mechanism. *Proc CSEE*. 2022;42(10):3614–27. Chinese.
- [62] He G, Wang W, Liu C, Li G, Nian H. Commutation failure of UHVDC system for wind farm integration (part I): transient reactive power and voltage modeling of wind powers in sending terminal grid. *Proc CSEE*. 2022;42(12):4391–405. Chinese.
- [63] General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the People's Republic of China. GB/T 19963–2011: Technical rule for connecting wind farm to power system. Chinese standard. Beijing: China Quality and Standards Publishing & Media Co., Ltd.; 2011. Chinese.
- [64] Jin Y, He J, Li G, Liu C, He G, Zhang Y. Commutation failure of UHVDC system for wind farm integration (part II): characteristics and mechanism analysis of transient reactive power and voltage of wind powers in sending terminal grid. *Proc CSEE*. 2022;42(13):4738–49. Chinese.
- [65] Zhang C, Wang W, He G, Li G, Wang H, Tian Y. Analysis of sub-synchronous oscillation of full-converter wind farm based on sequence impedance and an optimized design method for PLL parameters. *Proc CSEE* 2017;37(23):6757–67. Chinese.
- [66] Middlebrook RD. Input filter considerations in design and application of switching regulators. In: 1976 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting; 1976 Oct 11–14; Chicago, IL, USA. New York: IEEE; 1976. p. 366–82.
- [67] Tan FD, Middlebrook RD. A unified model for current-programmed converters. *IEEE Trans Power Deliv* 1995;10(4):397–408.
- [68] Sun J, Wang G, Du X, Wang H. A theory for harmonics created by resonance in converter-grid systems. *IEEE Trans Power Deliv* 2019;34(4):3025–9.
- [69] Ji K, Tang G, Yang J, Li Y, Liu D. Harmonic stability analysis of MMC-based DC system using DC impedance model. *IEEE J Emerg Sel Top Power Electron*. 2020;8(2):1152–63.
- [70] Ji K, Pang H, Li Y, He Z, Huang P, Chen C, Tang G. A hierarchical small-signal controller stability analysis method for the MMCs. *IEEE Trans Power Deliv*. 2022;37(4):2587–98.
- [71] Wu W, Chen Y, Zhou L, Luo A, Zhou X, He Z, et al. Sequence impedance modeling and stability comparative analysis of voltage-controlled VSGs and current-controlled VSGs. *IEEE Trans Ind Electron* 2019;66(8):6460–72.
- [72] Wu W, Zhou L, Chen Y, Luo A, Dong Y, Zhou X, et al. Sequence-impedance-based stability comparison between VSGs and traditional grid-connected inverters. *IEEE Trans Power Deliv* 2019;34(1):46–52.
- [73] Li G, Wang W, Liu C, He G, Ye J, Sun J. Impedance measurement and influence factors analysis for wind turbines based on control-hardware-in-the-loop. *Power Syst Technol* 2019;43(5):1624–31. Chinese.
- [74] Wang H, Buchhagen C, Sun J. Methods to aggregate turbine and network impedance for wind farm resonance analysis. *IET Renew Power Gener* 2020;14(8):1304–11.
- [75] Wang H, He G, Liu C, Wang C, Li Y, Wang H. Equivalent method for sequence impedance model of wind farms considering frequency coupling and collecting network. *Autom Electr Power Syst* 2019;43(15):87–92. Chinese.
- [76] He G, Wang W, Wang H. Coordination control method for multi-wind farm systems to prevent sub/super-synchronous oscillations. *CSEE J Power Energy Syst*. In press.
- [77] National Energy Administration of the People's Republic of China. NB/T 10651-2021: Technical specification for assessment of impedance characteristics of wind farm. Chinese standard. Beijing: China Electric Power Press; 2021. Chinese.
- [78] Li G, Wang W, Liu C, Jin Y, Nian H, He G. Mechanism analysis and suppression method of wideband oscillation of PMSG wind farms connected to weak grid (part II): suppression method of wideband oscillation based on impedance reshaping. *Proc CSEE* 2019;39(23):6908–20. Chinese.
- [79] Li G, Wang W, He G, Liu C. Commutation failure of UHVDC system for wind farm integration (part III): transient overvoltage suppression measures of wind powers in sending terminal grid. *Proc CSEE*. 2022;42(14):5079–89. Chinese.
- [80] Standardization Administration of the People's Republic of China. GB/T 19963–2021: Technical rule for connecting wind farm to power system. Chinese standard. Beijing: China Quality and Standards Publishing & Media Co., Ltd.; 2021. Chinese.
- [81] Li S, Wang W, Wang R, Sun Y, Chen C. Control strategy and experiment of high voltage ride-through for DFIG-based wind turbines. *Autom Electr Power Syst* 2016;40(16):76–82. Chinese.