第 49 卷 第 6 期：2536-2548 高电压技术 Vol.49, No.6: 2536-2548
2023 年 6 月 30 日 High Voltage Engineering June 30, 2023
DOI: 10.13336/j.1003-6520.hve.20221184

风电场快速调频技术的工程实践及关键参数取值

肖 亮[1]，陈亦平[1]，伍阳阳[2]，张 勇[1]，范展滔[1]，杨 林[1]
（1. 中国南方电网电力调度控制中心，广州 510530；2. 云南电力试验院(集团)有限公司，昆明 650217）

摘 要：为加快推动风电场快速调频技术的工程应用，规范快速调频核心涉网参数的定值管理，首先，调研了国内外电网运行导则对风电场快速调频的技术要求，总结了国内外并网风电场快速调频实际采用的技术路线及现场实测调频能力，并提炼了有关启示，同时介绍了云南电网风电场快速调频的典型实施方案以及现场实测经验。然后，提出了以直流频率限制控制器死区和频率变化率为约束的风电场快速调频涉网参数设置方法。最后，以云南电网为例开展了仿真计算。研究结果表明：云南风电场快速调频死区宜设置在±0.03 Hz 到±0.05 Hz 之间，建议当风电装机占比为 10%~30%时，将快速调频上调限幅设置为风电场额定功率的 6%~8%，调差率设置为 4%~6%；当风电占比在 30%以上时，建议调频上调限幅最大为风电场额定功率的 6%，调差率最大设置为 8%。
关键词：新能源快速调频；风电场；一次调频；惯量响应；涉网参数；系统频率响应模型

Engineering Practice and Key Parameter Selection for Fast Frequency Regulation Technology of Wind Farms

XIAO Liang[1], CHEN Yiping[1], WU Yangyang[2], ZHANG Yong[1], FAN Zhantao[1], YANG Lin[1]
(1. Dispatching and Control Center of China Southern Power Grid, Guangzhou 510530, China;
2. Yunnan Electric Test & Research Institute Group Co., Ltd., Kunming 650217, China)

Abstract: In order to accelerate the engineering application of fast frequency regulation technology in wind farms and standardize the value management of core network-related parameters, firstly, we investigated and surveyed the domestic and foreign power grid operation guideline to the technical requirements of fast frequency regulation of wind farms. Then, we reviewed the technical routes adopted and examined by real-world wind farms, as well as the measured frequency-regulation ability, .and abstracted the relevant enlightenment. Thirdly, we introduced in detail the typical implementation scheme of fast frequency regulation and operating experience of wind farms in the Yunnan power grid, and put forward a method for setting network-related parameters of wind farms constrained by frequency limiting controller dead-band and frequency change rate. Finally, the Yunnan Power Grid was taken as an example to implement simulation calculations and the research results show that the fast frequency regulation dead-band of Yunnan wind farm was supposed to be set between ±0.03 Hz to ±0.05 Hz. It is suggested that when the wind power installation is between 10% to 30%, the upward regulation capacity is set between 6% to 8%, and the maximum frequency regulation coefficient is set between 4% to 6%. When the wind power installation is more than 30%, the maximum upward regulation capacity can be set to 6% and the maximum frequency regulation coefficient can be 8%.
Key words: fast frequency regulation of renewable energy; wind farm; primary frequency regulation; inertia response of wind farm; network-related parameter; system frequency response model

0 引言

由于新能源调频技术起步晚[1]，南方电网在新能源场站快速调频运行规范和调度管理等方面仍有许多改进空间。当前南方电网的一次调频任务仍然主要由水电和火电等常规同步机组承担，存在 2~4 s 的响应滞后时间。随着新能源的大力发展，电网运营商对新能源场站提出了诸如调频调压等一系列友好并网的要求[2-6]。越来越多的现场实测结果[7-11]表明，主动支撑型风电场可模拟同步机的惯性响应和一次调频，同时具有更灵活的有功控制和更快速的响应特性(滞后时间可缩短至 1 s 内)，利用其快速调频功能改善低惯性电网的频率特性是近年来的研究热点[12-16]。

主动支撑型风电场的快速调频技术主要包括

基金资助项目：中国南方电网有限责任公司重点科技项目(ZDKJXM20200046)。
Project supported by Key Science and Technology Project of China Southern Power Grid Co., Ltd. (ZDKJXM20200046).

利用转子动能提供短时功率支撑的惯性控制[17-19]，预留有功备用的超速控制、变桨控制[20]，以及近年来兴起的构网型控制技术等[21-24]。目前，关于上述调频技术的控制器设计、协调策略优化已经开展了大量工作，但是大多数都停留在仿真及实验室级别的试验层面。在网级实际工程应用上仍然需要进一步总结分析，原因如下：一是关于实际投产的风电场快速调频所采用的技术路线、现场真实调频能力、运行经验等缺乏梳理总结；二是从大电网调度运行管理出发，关于风电场快速调频的基础核心涉网参数(如一次调频死区、限幅、调差率)的取值研究相对不足。

在网级运行和现场实测方面，早在 2006 年，加拿大魁北克电网相关技术要求提出，当电网遭受短时低频大扰动时，风机应能增加有功出力[3]。为响应魁北克输电运营商提出的高标准并网要求，德国 Enercon 等公司于 2008 年率先研制了具备惯性响应的风电机组，经过一系列严格的现场测试后，于 2012 年正式商业投产并接入魁北克电网运行[3-4]。随后魁北克输电运营商对风电场的实际惯性响应能力进行了跟踪评估，两年多的运行数据和分析结果显示，采用惯性控制的 Enercon 风机能够快速响应低频扰动事件，最大功率追踪模式下的风机在电网故障后 2~3 s 内可增发额定容量 6%~10%的出力，并持续近 10 s。此外，德国 Senvion[4]、美国 GE[6]、德国 Siemens Gamesa[8]、金风科技[9]等风机在并网运行和现场实测方面均展示了优异的快速调频性能。国内西北、东北电网也开展了风电场快速调频技术的网级示范应用和现场实测工作[10-13]。从变流器控制的角度划分，上述提及的实际工程本质上都是采用跟网型控制技术。2019 年 5—6 月，英国首个采用构网型控制技术 Dersalloch 风电场(装机容量 69 MW)成功实现了 6 周时间的不间断运行[14-15]，具有重要的工程示范意义。作为当时世界上应用规模最大的构网型风电场，Dersalloch 在试运行期间成功经受了英国电网损失 1 000 MW 有功的大扰动故障考验(频率变化率约为−0.1 Hz/s，跌幅约 0.5 Hz)，电网故障期间增发约 2%的有功功率，并持续近 5 s。为了测试该风电场在极其严重故障下的响应特性，现场进一步开展了频率变化率为−1 Hz/s，跌幅为 3 Hz 的低频扰动试验，结果表明该技术在最大功率追踪模式下能够额外提升近 30%的有功输出，但同时也发现该技术在风速较差的情况下也存在不少问题。此外，文献[25]全面综述了世界范围内采用构网型技术的风光储电站示范工程。

在基础核心涉网参数取值方面，国内外发布的电网运行技术标准和导则对风电场一次调频技术参数的设置要求不尽相同[26-30]，相关参数的推荐取值很大程度上取决于电网特性以及风机制造水平[31-35]。文献[2]结合西北电网实际，提出了小扰动下光伏调频、大扰动下风电调频的分段协同调频策略，并对一次调频死区、限幅和调差率给出了设置方案。文献[36]通过差异化设置风电和光伏调频死区，确定了“火电–水电–光伏–风电”的多电源梯级调频顺序。文献[37]研究了高比例新能源对东北电网频率特性的影响，提出了差异化设置送受端电网新能源场站一次调频参数的方法。然而文中仅重点分析了新能源场站一次调频死区的影响，未对调差率以及调频限幅作进一步分析。高比例清洁能源经直流外送的异步电网，如英国电网、我国西南电网、云南电网[38-40]等，通常具有频率抗扰动能力较差等天然属性，通过合理设置新能源的一次调频参数以改善此类电网频率特性具有重要的现实意义。

截止 2022 年 6 月统计数据，南方 5 省区具备快速调频功能的新能源场站比例为 24%(其中云南电网占比为 23%)，在新能源场站快速调频技术的工程应用以及运行管理等方面，仍需要开展大量工作。为此，近年来南方电网电力调度控制中心先后印发了进一步加强新能源一次调频管理以及并网检测等通知文件，明确要求新能源场站必须开展场级一次调频和惯性响应现场实测工作。

在此背景下，本文首先调研梳理了国内外电网运行标准和导则对风电场快速调频的技术要求，总结了国内外风电场快速调频技术的工程应用和现场实测等情况。然后以云南电网为例，提出了考虑直流频率限制控制器(frequency limit controller, FLC)死区和频率变化率的风电场快速调频参数设置方法，从系统层面探讨了在不同风电装机占比下，风电场快速调频死区、调频限幅和调差率的取值范围。

1　风电场快速调频技术标准

由于国内外对风电有功频率响应的定义各不相同，因此本文将风电惯量响应和一次调频统称为快速调频。梳理国内以及国外典型新能源高占比国家/地区的电网运行标准和导则，总结风电快速调频的核心涉网参数要求如表 1 所示。

表 1 风电快速调频技术要求

Table 1 Technical requirements for fast frequency regulation of wind farm

国家/地区	调频限幅	死区	调差率	运行要求
英国[29]：FSM	±10%	0	3%~5%	调频响应滞后时间≤2 s，10 s 内完全响应
英国[29]：LFSM		上调：−0.5 Hz； 下调：0.4 Hz	2%~10%	调频响应滞后时间≤2 s，10 s 内尽可能响应
爱尔兰[30]：FSM		在±0.015 Hz 范围内	2%~12% (推荐 4%)	5 s 内调出预期出力 60%，15 s 内完全响应
爱尔兰[30]：LFSM		上调：−0.5 Hz； 下调：0.2 Hz	2%~12% (推荐 4%)	5 s 内调出预期出力 60%，15 s 内完全响应
德国[31]：FSM	±2%	±0.2 Hz	6%	只有当频率超出电网正常运行要求范围时才参与调频
德国[31]：LFSM		±0.2 Hz	上调：2%； 下调：5%	只有当频率超出电网正常运行要求范围时才参与调频
丹麦[31]		由电网运营商确定	2%~12%	要求 15 s 内完全响应；高频扰动下在不同频段可设置不同的调差率
巴西[27]		在±0.04 Hz 范围内	2%~8%	频率下降 0.2 Hz 时，若风机出力>25%额定容量，输出至少 10%额定容量并持续 5 s；频率上升 0.2 Hz 时，以 3%/(0.1 Hz)的速率降出力
加拿大魁北克[35]	上调：≥6%； 下调：—	上调：−(0.1~1.0) Hz； 下调：0~0.5 Hz	上调：—； 下调：0~5%	上调：从开始响应至调出最大功率时间≤1.5 s，持续时间≥9 s；在转速恢复阶段将实际功率跌幅限制在约 20%额定功率以内
美国德州地区[27]		在±0.017 Hz 范围内	≤5%	在 12 个月的滚动窗口内至少检查 8 次频率扰动事件，确保一次调频响应特性符合规范
美国新英格兰地区[27]		在±0.036 Hz 范围内	4%~5%	频率大扰动事件后，要求提供 15 min 的机组响应数据(含扰动前 5 min 和扰动后 10 min)，并进行分析验证
国内 GB/T 40595—2021[34]	上调：6%~10%； 下调：≥10%	±(0.03~0.1) Hz	2%~10%	一次调频响应滞后时间≤3 s，10 s 内调出预期出力 90%，15 s 内完全响应
国内 GB/T 19963.1—2021[32]	上调：宜 6%； 下调：宜 10%	±(0.03~0.1) Hz	2%~10%	惯量响应时有功功率变化量上升时间≤1 s；一次调频响应滞后时间≤2 s，9 s 内调出预期出力 90%，15 s 内完全响应
国内 NB/T 10315—2019[33]	上调：6%~10%； 下调：10%~20%	±(0.03~0.1) Hz	3%~20%	一次调频响应滞后时间≤5 s，持续时间≥10 s
国内 DL/T 1870—2018[26]	在±10%范围内	在±0.05 Hz 范围内	2%~3%	一次调频响应滞后时间≤3 s，12 s 内调出预期出力 90%，15 s 内完全响应

国外情况方面，欧洲地区如英国、爱尔兰、德国电网对风电场提出了 2 种基于下垂特性的有功–频率响应模式：有限频率敏感模式(limited frequency sensitive mode，LFSM)和频率敏感模式(frequency sensitive mode，FSM)，分别用于应对严重故障下的大扰动和正常运行时的小扰动。其中 FSM 模式下，英国电网导则推荐频率响应死区为 0，调差率为 3%~5%，调频限幅为±10%，同时明确规定 C 型风电场(接入 110 kV 以下且装机容量在 10~50 MW 之间)，以及 D 型风电场(接入 110 kV 以下且装机容量大于 50 MW，或接入 110 kV 及以上)必须具备 FSM 模式的快速频率响应特性。LFSM 模式下，调频动作死区一般比较大，并且高频扰动和低频扰动的参数通常区分设置。

北美地区如美国德州、新英格兰、巴西、加拿大魁北克电网对风电参与快速调频的模式则与国内相当。其中，加拿大魁北克地区的电源并网技术要求规定，装机容量大于 10 MW 的风电场必须具备调频功能，其中低频调节由惯量响应实现，高频调节由下垂特性的一次调频实现。大部分地区的一次调频死区设置相对比较小，对调差率的要求一般不超过 5%。关于调频限幅一般没有特殊限制，即向上调节一般不超过风场额定容量，向下可以放宽至最低技术出力。

国内对风电快速调频死区和调差率的设置要求比较宽松，死区一般在±(0.03~0.1) Hz，调差率在 2%~10%之间；对调频限幅要求比较严格，一般要求向上调节幅度在额定出力的 6%~10%之间，向下调节幅度不小于 10%。需要指出，国内涉及风电快速调频相关的国行标有 4 份文件，然而只有国标 GB/T 19963.1—2021[32]单独地对风电惯量响应提出了性能要求。

2　风电场快速调频的工程实践

本节首先梳理总结了国内外并网运行的风电场快速调频实际采用的技术路线、现场实测调频能力(如表 2 所示)，然后详细介绍了云南电网风电场快速调频的典型实施方案。

2.1　主要技术路线与实测调频能力

通过分析国内外风电场快速调频所采用的技术路线以及实测响应特性，得到有关启示如下：

1）风电场快速调频的技术路线是多样化的，特别是对于惯性控制技术还没有形成行业规范。按

表 2　风电场快速调频的主要技术路线和实测能力

Table 2　Main technical scheme and measured capacity of wind farms with fast frequency regulation technology

工程案例	主要技术路线	现场实际响应性能指标
Enercon 风电[3]	机组级惯性控制：以频率偏差为输入信号生成附加功率指令作用于机组有功控制环节，分短时恒功率注入、以及依频率变化的变功率注入两种模式	1）当检测到频率下跌 0.5%(0.3 Hz)时启动，可在 2~3 s 内增加风电场额定容量 6%~10%的发电出力，持续约 10 s； 2）动作频率门槛、增发功率、持续时间、退出惯性控制的频率门槛等参数均可整定； 3）变功率注入模式可显著减轻转子速度恢复阶段风机出力的跌落问题
Senvion 风电[4-5]	机组级惯性控制：以频率偏差为输入信号，基于“功率塑形”模块生成附加功率阶跃指令，经机组功率协调模块(含桨距角控制等)后作用于机组有功控制环节	1）当检测到频率下跌 0.8%(0.5 Hz)时启动，可在 2 s 内增加风电场额定容量 8%~10%的发电出力，持续约 9 s； 2）动作频率门槛、增发功率、持续时间、退出惯性控制的频率门槛等参数均可整定
GE 风电[6-7]	1）机组级惯性控制：以频率偏差为输入信号，基于“功率塑形”模块生成附加功率指令，经机组功率协调模块后作用于机组有功控制环节； 2）场站级一次调频：以频率偏差为输入信号，生成全场总调节功率并分配至各风电机组，作用于桨距角或转子速度控制环节	1)单机测试下惯性控制可增加输出额定容量 5%~10%的出力，并持续数秒； 2）场级一次调频测试下，频率跌落 4%(2.4 Hz)，风电场输出功率较扰动前可增发 10%(需减载运行)
Siemens Gamesa 风电[8]	场站级惯性控制：基于场级控制系统计算总有功调节量并分配至各风机有功控制环节，当频率偏差超过设定死区时即立即提升风机有功指令值至预设值，属于一种前馈控制	可增发风电场额定容量 6%的出力，并能够持续约 9 s
金风科技–Gullen Range 风电场[9]	机组级惯性控制：采用基于惯性和桨距角控制的 IBFFR (inertia based fast frequency response, IBFFR)技术	响应滞后时间在 1 s 内，最大功率追踪模式下可在 2 s 内增发额定容量 10%出力，持续约 6 s
陕西某风电场[10]	1）机组级惯性控制：以频率变化率为输入信号，生成附加功率指令值传递至机组有功控制环节； 2）场站级一次调频：以频率偏差为输入信号，基于场级有功–频率下垂特性计算全场总调节功率并分配至各风电机组，作用于机组桨距角或转子速度控制环节	以电网实际录波频率为测试信号时，一次调频积分电量合格率可达 96%。在高频扰动试验中，3 s 内能完全响应
西北某风电场[11]	1）技术路线 1：机组惯性控制改造+加装风电场快速频率响应控制柜实现全场优化控制； 2）技术路线 2：基于全场有功–频率下垂特性的风电场 AGC 控制系统改造； 3）技术路线 3：基于全场有功–频率下垂特性的风电场能量管理平台改造，同时加装快速频率响应测控系统	1）技术路线 1：响应滞后时间约 1 s，2~8 s 内充分响应； 2）技术路线 2：响应滞后时间 3~9 s，5~38 s 内充分响应； 3）技术路线 3：响应滞后时间 1~2 s，6~13 s 内充分响应
青海某风电场[12]	场站级一次调频：新增新能源快速功率控制装置实现基于有功–频率下垂特性的场站级一次调频功能	响应滞后时间约 1 s，4~14 s 内充分响应
东北某风电场[13]	1）机组级惯性控制：以并网点或机组本地频率变化率为输入信号，生成附加功率指令作用于机组有功控制环节； 2）场站级惯性控制：以并网点频率变化率为输入信号，生成全场总调节功率指令并分配至各机组有功控制环节； 3）场站级一次调频：以频率偏差为输入信号，基于场级有功–频率下垂特性计算总调节功率指令并分配至各风电机组	1）惯量响应：低频扰动下最大能增发风电场额定容量约 4%出力，并持续 3~5 s； 2）一次调频：约 5 s 内充分响应
Dersalloch 风电场[14-15]	基于构网型变流器的虚拟惯性控制技术	1）在频率变化率为−0.1 Hz/s，跌幅为 0.5 Hz 的实际电网故障事件中，最大可增发约额定容量 2%出力，并持续约 5 s； 2）在频率变化率为−1 Hz/s，跌幅为 3 Hz 的现场测试中，风资源较好时最大可增发额定容量 30%出力，并持续约 4 s

输入信号的不同，风电惯性控制技术具有阶跃响应、比例响应、微分响应以及上述多种响应组合的响应形式。其中，比例响应的有功支撑效果比阶跃响应较差，但是具有更好的转速恢复特性。按控制层级划分，目前实际投产的风电场惯量响应分为机组级和场站级控制，且一次调频均为场站级控制。从调研结果来看，国外风机产品大都具备机组级惯性控制功能，而国内早期投产的存量风电场基本不具备单机惯性控制功能。为实现场级惯量响应，对风电场几十上百台风机进行逐一改造是不现实的，因此对于存量风电场快速调频功能改造，推荐采用场站级惯性控制与一次调频结合的技术路线。

然而场级惯性控制需要在风电场能量管理系统完成总调节指令计算，并经过一定通信延时后才能下发分配至各风机主控器执行，响应速度不及机组级惯性控制。因此，为获得更优的控制特性以应对新能源占比升高带来的频率稳定问题，新投产风电场应具备机组级惯性控制和场站级一次调频；同时，由于风机提供一次调频时需要运行在减载模式，建议加快风电参与一次调频的辅助服务市场模式、预留有功备用比例等关键问题研究。

2）在快速调频现场实测方面，目前国内缺乏关于风电场惯量响应的标准试验规程，需要进一步规范风电场惯量响应的测试要求、测试条件、测试内容、测试流程等。由于风电场出力具有平滑效应，单机型式试验并不能准确反映整场惯量响应能力，需要以场级测试结果来评估风电场的惯量响应是否满足相关标准要求。开展现场实测时需分别开展频率偏差、频率变化率以及两者组合为输入信号的场级惯性响应测试，以试验结果来指导机组惯性控制的投退频率门槛、作用时长等参数整定。

3）在快速调频管理方面，需要进一步规范核心涉网参数设置、功能投退、异常事件跟踪等管理，加强实际大扰动事件下的风电响应数据收集、实测和风电场级模型仿真验证的对比分析。

4）目前基于构网型技术的风电场快速调频功能仍然处于示范阶段，现有研究结果显示采用虚拟同步机技术的构网型风电场，若风资源较少且风机初始转速较低，则在严重低频扰动下有可能导致风机转速跌落过大从而导致停机。为避免出现这种现象，一种可行的做法是根据风速大小自适应切换不同的虚拟惯性时间常数。此外，采用构网型技术的风机在扰动下的弱阻尼响应特性也是需要重点关注的问题。总体而言，关于构网型风电场的快速调频技术路线、并网检测要求和现场实施方案仍需要开展大量研究工作。

2.2 云南典型实施方案

现阶段云南电网频率调控的首道防线仍然主要由常规机组的一次调频和直流 FLC 构成[39]。小扰动下主要由常规机组承担一次调频(避免 FLC 频繁动作造成直流换流变分接头的调整及交流滤波器投切)，只有当频率偏差超过 FLC 死区(如±0.14 Hz)时，直流输电系统才开始参与频率调控。典型的调频手段作用时序如附图 A1 所示。

然而实际运行中发现单机 N−1 故障下云南电网频率跌幅已触发直流 FLC 动作。由附录图 A1 案例可知，当云南损失单机最大负荷(对应云南全网 2%的发电出力)时，造成的频率最大偏差为−0.235 Hz，频率变化率(rate of change of frequency, RoCoF)为−0.06 Hz/s。利用新能源的快速调频功能改善云南电网的小扰动频率特性成为近年来的工作重点。

1）调频实施方式

现阶段云南风电场快速调频方式均采用场站级控制模式，功能实施的典型拓扑如图 1 所示。

站级快速调频系统基于实时采集的风电场主变高压侧电网频率，在频率超出死区范围后，场级控制器会根据全场实时功率、电网频率变化等计算出一次调频功率调节量和全场有功功率调节目标值，然后通过功率分配算法计算出风电场可参与一次调频的风力发电机组需要调节的有功功率目标

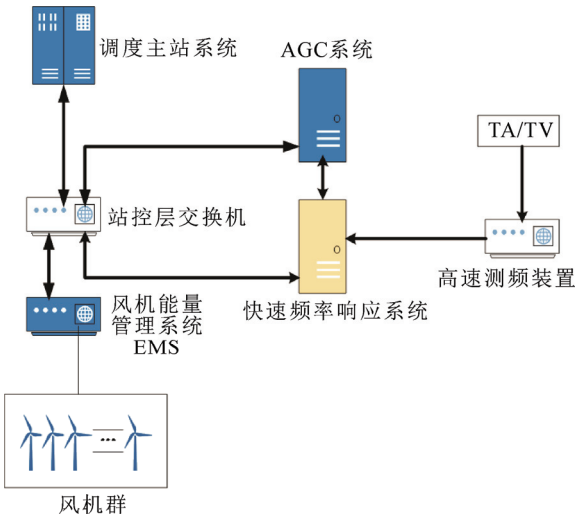


图 1 风电场快速调频功能典型拓扑图

Fig.1 Typical topology of fast frequency regulation function of wind farm

值，通过毫秒级高速通讯协议将控制指令快速下发给各个风力发电机组主控，主控接收到指令后，快速调节有功功率以满足全场功率的快速变化要求，进而完成风电场惯量响应和一次调频任务。

2）现场测试原理

为验证快速调频装置的功能是否正确可靠，并对调频涉网参数进行优化整定，需要开展现场检测。即施加模拟的电网频率变化信号，风电场调频系统按照要求启动预设的快速调频功能程序(变桨一次调频、惯量调频、“变桨+惯量调频”)。

具体如下：在调频屏柜对应的信号采集板上按照附录图A2和图A3的曲线施加相应模拟量信号以模拟“系统频率”的改变，分别记录调频系统所采集的“系统频率”改变信号以及快速调频的功率指令输出信号，并记录对应的单机调频相关动态数据，计算一次调频的有功调频系数、启动时间、响应时间、调节时间等指标，及惯量调频功能的频率变化率死区大小、动作死区大小、模拟惯量时间等参数，并将实测参数数据反馈给调度，由调度优化后将定值下发给风电场。

3）现场测试发现的主要问题

一是控制精度不高。在测试过程中发现风机调频期间有功输出与目标值存在较大差异，一次调频动态指标较差。

二是通讯协议规约不同。风电场能量管理系统(energy management system, EMS)与风机主控制器、快速调频装置以及远动装置之间的通讯方式不同，规约之间的转化会响应到调频动作响应时间；现阶段大多数风机厂家通过一次调频柜发指令给 EMS 系统，再由 EMS 系统分配指令控制风机，导致通讯时间较长，数据采样刷新频率不满足要求。

三是风机主控程序与硬件兼容性差。在不减载的低频扰动惯量响应测试中，部分机组硬件老化或主控程序参数不符合要求，导致功能无法实现。

4）改进措施

一是提高快速频率装置采样电压、电流互感器精度。通过升级风电机组主控程序与更换高精度的采样装置，实现软硬件高速匹配，进一步提升调频精度。

二是优化与快速调频装置建立通讯链路的通讯延时。减少采用不同的通讯方式，利用规约转化器建立通讯链路；统一、规范风电场内部不同设备之间的通信规约要求，提高通讯数据的实时性与可靠性。

风电场快速调频装置直接控制风电机组，简化调频指令之间的转发，进而减少风电机组之间的通讯时延，实现对电网频率变化的快速响应。

3　风电场快速调频参数设置方法

3.1　含风电快速调频的系统频率响应模型

频率响应模型(system frequency response, SFR)[41-42]是系统级频率特性研究的经典工具。本文采用的含火电、水电和风电资源的多类型电源 SFR 模型结构详见附录图 A4。其中，火电机组频率响应模型 $G_T(s)$和参数分别如附录图 A5 和表 A1 所示；水电机组频率响应模型 $G_H(s)$和参数分别如附录图 A6 和表 A2 所示；风电调频模型如附录图 A7 所示。风电调频模型参见文献[42]，该模型采用基于变桨减载和综合惯量控制相结合的协同控制策略。在预留有功备用的情况下，风电场站级快速调频通常基于机组转子惯性和桨距角控制来实现，能够获得快速且稳定的一次调频有功支撑，是当前国内外风电快速调频的主流技术方案[1]。虽然包含惯量控制环节的风电调频策略在转子转速恢复阶段有可能会引发频率的二次跌落，但相关研究表明，通过合理设置调频策略参数以及惯量响应的作用时间可以有效抑制该问题[3-4]。

该风电调频模型中，有 3 个直接影响风电调频性能的参数，分别为变桨控制环节的系数 k_b、综合惯量控制环节的系数 k_v 和 R_v，文献[42]的研究结果表明，R_v 对改善扰动前期频率的最低点起到了最关键的作用，因此后文将会重点关注系数 R_v 的影响。

3.2　场级快速调频参数计算流程

频率变化率(RoCoF)是广泛接受的用于衡量电网频率支撑强度的指标之一，其值过高可能会导致发电机等设备因 RoCoF 保护动作跳闸。目前国内外对 RoCoF 的限值没有统一的标准，爱尔兰电网要求所有的非同步发电机设备最大可承受的 RoCoF 为±1.0 Hz/s[30]，英国电网对分布式电源的脱离主网保护 RoCoF 动作定值设定为±1.0 Hz/s。

为了将小扰动引发的电网频率偏差快速限制在直流 FLC 的死区值以内，以提升电网和设备的安全性，本文提出一种考虑直流 FLC 死区和 RoCoF 约束的风电场站级快速调频参数设置方法，基于“临界死区”概念和多类型电源的综合频率响应模型仿真分析，并进一步计算得出风电的快速调频限幅和调差率参数。详细计算流程如附录图 A8 所示。

3.2.1 快速调频死区的计算

首先确定风电场快速调频临界死区f_{dcal}。在SFR模型计算过程中，考虑风电装机占比K_W从10%变化到70%，设置单机最大扰动量ΔP_d为总电源出力的2%，允许的最大频率变化率取±1.0 Hz/s(参照爱尔兰、英国电网相关导则)，允许的最大频率偏差取FLC死区值±0.14 Hz。只有当单机最大扰动功率引起的RoCoF和频率偏差绝对值均同时满足最大约束条件时，才能确定该工况的临界死区f_{dcal}。临界死区的含义是当快速调频死区参数取值小于该值时，单机最大扰动引起的频率偏差不会超过直流FLC死区，从而避免直流FLC动作。

3.2.2 调频限幅和调差率的计算

在SFR模型计算过程中，可以得到不同工况下的风电快速调频最大输出功率ΔP_{Wmax}以及该时刻对应的频率偏差Δf，结合临界死区的计算结果可进一步得到风电调频限幅P_{Wlim}和调差率σ：

$$P_{W\lim}=\frac{\Delta P_{W\max}}{P_{WN}} \tag{1}$$

$$\sigma=-\frac{\Delta f-f_{dcal}}{50\Delta P_{W\max}}P_{WN}\times 100\% \tag{2}$$

式中P_{WN}为风电额定容量。

4 案例分析

本章首先基于附录A的多类型电源SFR模型对风电场的快速调频参数展开研究，然后介绍了风电快速调频在云南电网的现场实测案例。

4.1 最大单机发电出力损失下风电调频参数计算

根据实际运行经验，夏小方式下电网的频率支撑能力较弱，频率响应特性最为敏感，据此可以得到相对保守的快速调频涉网参数。因此本节考察典型夏小方式下，云南电网最大单机出力损失后不同风电占比下系统的频率响应。仿真过程中，风电装机占比从10%逐渐提高至70%，风电调频的临界死区计算结果如图2所示。

以系数R_v取0.05，风电占比取40%为例，计算得到风电调频临界死区为0.049 Hz。上述结果意味着在此工况下，风电调频死区参数设置小于0.049 Hz时，单机最大扰动引起的频率偏差均可保持在所设定的最大频率偏差以内(即直流FLC死区0.14 Hz)。由图2可知，为了尽可能地适应不同的风电占比以及系数R_v，同时又不因死区过小而导致风电调频频繁动作，风电调频死区宜设置在±(0.03~0.05) Hz范围内。

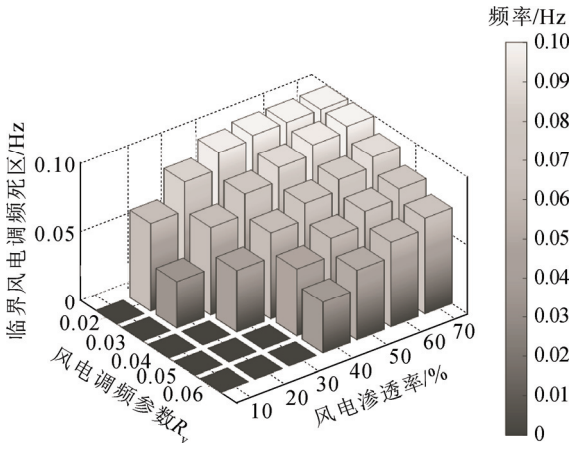


图2 不同风电占比的临界死区

Fig.2 Critical dead-band under varying wind power penetration

4.1.1 调频死区设置为±0.03 Hz的参数取值讨论

以风电场调频死区设置为±0.03 Hz为例，风电占比在10%至70%范围内的快速调频限幅和调差率计算结果如附录图A9所示。随着风电占比的增大，风电调频限幅可逐步缩小，调差率可逐步增大。因此建议当风电占比在10%~30%时，上调限幅可设置为风电场额定功率的6%~8%，调差率设为4%~6%；当风电占比在30%以上时，建议上调限幅最大设置为风电场额定功率的6%，调差率最大可设置为8%。

4.1.2 调频死区设置为±0.05 Hz的参数取值讨论

以风电场调频死区设置为±0.05 Hz为例，考察系统损失最大单机出力时，风电占比在10%~70%范围内的调频参数计算结果如附录图A10所示。

风电参与调频后，随着风电占比的增大，可调动的备用功率更多，因此在相同的扰动下，频率跌幅会逐渐减小。例如，当R_v取0.03时，在风电占比大于30%的工况下，损失最大单机出力时系统频率跌幅在±0.14 Hz以内，见附录图A10(a)。此外，风电参与调频后，损失最大单机出力时RoCoF可被限制在±0.1 Hz/s以内，见附录图A10(b)。随着风电占比的增大，风电调频限幅可逐步缩小，上调限幅最高不超过8%即可保证绝大多数工况下的频率最大跌幅在±0.14 Hz以内，见附录图A10(c)，与4.1.1节的分析基本一致。

4.2 云南电网实际工程案例分析

4.2.1 高频实际扰动案例

2019年7月，云南220 kV彝山风电场站级一

次调频功能正式投入运行。2019 年 9 月 9 日 2 时 40 分，云南电网发生永富直流单极闭锁事件(损失负荷 1500 MW)，风电场一次调频实际响应录波曲线如图 3 所示。由图 3 可知，扰动初始时刻云南电网的频率为 49.968 Hz，约 3 s 后最高上升至 50.229 Hz。当电网频率超过 50.05 Hz 后，彝山风电场的出力由 82.3 MW 开始下降，3 s 内的最大调节量为−11.2 MW，约占风场总装机容量的 7.3%。由此可见，电网频率偏差超过调频死区后，风电场能够迅速往频率波动相反的方向调节出力，在整个频率调控周期均展现出了良好的阻尼调节性能。

根据风电场一次调频的理想下垂特性曲线对彝山风电场的最大出力变化量进行校核，计算式为

$$\Delta P = -\frac{\Delta f - f_{\mathrm{d}}}{50\sigma} P_{\mathrm{WN}} \tag{3}$$

将风电场额定总功率 P_{WN}=152.5 MW，死区 f_{d}=0.05 Hz，调差率 σ=5%，以及实际最大频率偏差 Δf=0.229 Hz 代入式(3)，得到风电场出力变化 ΔP 的理论值为−10.9 MW。核算结果表明，现场录波曲线得到的风电场最大功率下调量与理论计算结果非常接近，验证了彝山风电场站级一次调频的准确性以及参数设置的合理性。

4.2.2　低频响应测试案例

2021 年 3 月 19 日，云南开展了莲花山风电场(装机容量 42 MW)快速调频功能测试，其中该风电场在低频测试下的场级“惯量+变桨减载”控制响应曲线如图 4 所示。由仿真结果可知，扰动初始时刻模拟系统频率为 50 Hz，约经过 4 s 后最低降至 49.81 Hz，期间风电场最大上调量约为 2.39 MW，占风场总装机容量的 5.7%，接近所设置的 6%上调限幅。

结合风电场额定总功率 P_{WN}=42 MW，死区 f_{d}=0.05 Hz，调差率 σ=5%，以及实际最大频率偏差 Δf=−0.19 Hz 可计算得到风电场出力变化的理论值为 2.35 MW。核算结果表明，风电场实际最大功率上调量与理论计算结果非常接近，验证了莲花山风电场站级快速调频的合理性。上述 2 个案例的风电场快速调频动态响应关键指标统计如表 2 所示。

5　结论

在风电场快速调频技术的网级应用和现场实测方面建议如下：

1）风电场快速调频的技术路线是多样化的，特别是对于惯量响应技术还没有形成行业规范。目前实际投产的风电场惯量响应分为机组级和场站级控制、一次调频均为场站级控制。对于存量风电场的快速调频功能改造，推荐采用场站级惯性控制与一次调频结合的技术路线；对于新投产风电场应具备机组级的惯性控制功能。

2）目前国内缺乏关于风电场惯量响应的标准试验规程，需要进一步规范风电场惯量响应的测试要求、测试条件、测试内容、测试流程等。

3）基于构网型变频器的风电快速调频技术仍然处于示范阶段，有关构网型风电快速调频的技术标准、并网检测要求和现场实施方案是未来重要的研究方向。

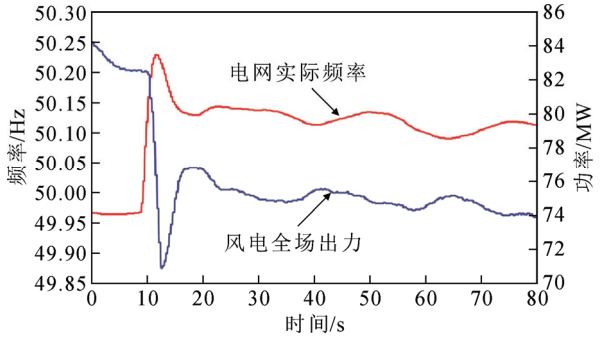


图 3　彝山风电场的一次调频响应

Fig.3　Primary frequency response of YiShan wind farm

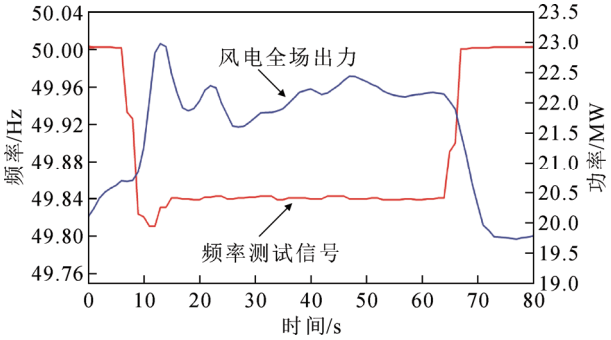


图 4　莲花山风电场的快速调频响应

Fig.4　Fast frequency response of Lianhuashan wind farm

表 2　云南风电场快速调频动态响应性能指标

Table 2　Dynamic performance indexes of fast frequency regulation of Yunnan wind farm

案例	启动响应时间/s	达到最大功率时间/s	实际最大功率/MW	理论最大功率/MW	误差/%
高频实际扰动	0.5	3.0	−11.2	−10.9	2.7
低频响应测试	1.2	5.0	2.39	2.35	1.7

4）为进一步提高快速响应能力，建议优化与快速调频装置建立通讯链路的通讯延时。减少采用不同的通讯方式，利用规约转化器建立通讯链路；统一、规范风电场内部不同设备之间的通信规约要求，提高通讯数据的实时性与可靠性。

在风电场快速调频技术的涉网参数取值方面，建议如下：

1）云南风电场快速调频死区宜设置在±0.03 Hz到±0.05 Hz之间。

2）随着风电装机占比的增大，风电快速调频上调限幅可逐步缩小，调差率宜逐步增大。因此建议当风电装机占比在10%~30%时，快速调频上调限幅设置为风电场额定功率的6%~8%，调差率设置为4%~6%；当风电占比在30%以上时，建议上调限幅最大为风电场额定功率6%，调差率最大设置为8%。快速调频下调参数可参照设置。

需要指出，考虑到光伏电站在夜间无法发挥调频作用以及储能电站尚未大规模应用，本文在研究过程中未考虑光伏电站以及储能电站的调频作用，研究结果偏保守，后续将结合光伏和储能的调频模型进一步研究各类调频资源的参数优化设置。

附录见本刊网络版(http://hve.epri.sgcc.com.cn)。

参考文献 References

[1] 全国电网运行与控制标准化技术委员会. 电力系统安全稳定导则：条文释义与学习辅导[M]. 北京：中国电力出版社，2020.
National Grid Operation and Control Standardization Technical Committee. Guidelines for safety and stability of electric power systems: interpretation and study guidance[M]. Beijing, China: China Electric Power Press, 2020.

[2] 孙骁强，刘 鑫，程 林，等. 基于多调频资源协调控制的西北送端大电网新能源快速频率响应参数设置方案[J]. 电网技术，2019，43(5)：1760-1765.
SUN Xiaoqiang, LIU Xin, CHENG Lin, et al. Parameter setting of rapid frequency response of renewable energy sources in northwest power grid based on coordinated control of multi-frequency regulation resources[J]. Power System Technology, 2019, 43(5): 1760-1765.

[3] FISCHER M, ENGELKEN S, MIHOV N, et al. Operational experiences with inertial response provided by type 4 wind turbines[J]. IET Renewable Power Generation, 2016, 10(1): 17-24.

[4] ASMINE M, LANGLOIS C É. Field measurements for the assessment of inertial response for wind power plants based on Hydro‐Québec TransÉnergie requirements[J]. IET Renewable Power Generation, 2016, 10(1): 25-32.

[5] ASMINE M, LANGLOIS C É, AUBUT N. Inertial response from wind power plants during a frequency disturbance on the Hydro-Quebec system – event analysis and validation[J]. IET Renewable Power Generation, 2018, 12(5): 515-522.

[6] MILLER N W, CLARK K, CARDINAL M E, et al. GE wind plant dynamic performance for grid and wind events[C]// Proceedings of 2009 AEE Techwindgrid. Madrid, Spain: [s.n.], 2009: 1-8.

[7] MACDOWELL J, DUTTA S, RICHWINE M, et al. Serving the future: advanced wind generation technology supports ancillary services[J]. IEEE Power and Energy Magazine, 2015, 13(6): 22-30.

[8] NERC. Fast frequency response concepts and bulk power system reliability needs[EB/OL]. (2020-03)[2022-06-30]. https: //www. nrel. gov/grid/ieee-standard-1547/bulk-power-reliability-needs. html.

[9] AECOM. Findings from the demonstration of inertia based fast frequency response[EB/OL]. (2020-09-03)[2022-06-30]. https://arena. gov. au/assets/2020/10/field-study-at-gullen-range-wind-farm. pdf.

[10] 万天虎，汪 飞，张江滨，等. 风电场一次调频控制方法及试验研究[J]. 电网与清洁能源，2019，35(4)：60-65.
WAN Tianhu, WANG Fei, ZHANG Jiangbin, et al. Study on wind farm primary frequency regulation control method and test[J]. Power System and Clean Energy, 2019, 35(4): 60-65.

[11] 孙骁强，高 敏，刘 鑫，等. 风电场参与西北送端大电网频率调节的快速频率响应能力实测与分析[J]. 南方电网技术，2018，12(1)：48-54.
SUN Xiaoqiang, GAO Min, LIU Xin, et al. Measurement and analysis of fast frequency response capability of wind farms participating in frequency regulation of Northwest Sending-End large power grid[J]. Southern Power System Technology, 2018, 12(1): 48-54.

[12] 张 军，王瑾然，章叶青. 新能源快速频率响应在新能源场站的应用方案研究及工程实践[J]. 湖北电力，2021，45(4)：86-93.
ZHANG Jun, WANG Jinran, ZHANG Yeqing. Application scheme research and engineering practice of new energy fast frequency response in renewable energy station[J]. Hubei Electric Power, 2021, 45(4): 86-93.

[13] 张 梅，李少林，李 丹，等. 东北电网风电惯量及一次调频实测与分析[J]. 电网技术，2022，46(4)：1624-1631.
ZHANG Mei, LI Shaolin, LI Dan, et al. Measurement and analysis of wind power inertia response and primary frequency regulation characteristics in Northeast China power grid[J]. Power System Technology, 2022, 46(4): 1624-1631.

[14] ROSCOE A, BROGAN P, ELLIOTT D, et al. Practical experience of operating a grid forming wind park and its response to system events[C]// Proceeding of the 18th Wind Integration Workshop. Dublin, Ireland, 2019: 1-7.

[15] ROSCOE A, KNUEPPEL T, DA SILVA R, et al. Response of a grid forming wind farm to system events, and the impact of external and internal damping[J]. IET Renewable Power Generation, 2020, 14(19): 3908-3917.

[16] 张 兴，李 明，郭梓暄，等. 新能源并网逆变器控制策略研究综述与展望[J]. 全球能源互联网，2021，4(5)：506-515.
ZHANG Xing, LI Ming, GUO Zixuan, et al. Review and perspectives on control strategies for renewable energy grid-connected inverters[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2021, 4(5): 506-515.

[17] 陈亦平，卓映君，刘映尚，等. 高比例可再生能源电力系统的快速频率响应市场发展与建议[J]. 电力系统自动化，2021，45(10)：174-183.
CHEN Yiping, ZHUO Yingjun, LIU Yingshang, et al. Development and recommendation of fast frequency response market for power system with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(10): 174-183.

[18] 姚 伟，熊永新，姚雅涵，等. 海上风电柔直并网系统调频控制综述[J]. 高电压技术，2021，47(10)：3397-3413.
YAO Wei, XIONG Yongxin, YAO Yahan, et al. Review of voltage source converter-based high voltage direct current integrated offshore wind farm on providing frequency support control[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(10): 3397-3413.

[19] KARBOUJ H, RATHER Z H, FLYNN D, et al. Non-synchronous fast frequency reserves in renewable energy integrated power systems: a critical review[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2019, 106: 488-501.

[20] 程 鹏，马 静，李 庆，等. 风电机组电网友好型控制技术要点及展望[J]. 中国电机工程学报，2020，40(2)：456-466.
CHENG Peng, MA Jing, LI Qing, et al. A review on grid-friendly control technologies for wind power generators[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(2): 456-466.

[21] 肖晃庆，黄小威，李 岩，等. 适用于二极管不控整流送出的海上

风电机组无功功率同步控制策略[J]. 高电压技术，2022，48(10)：3820-3828.
XIAO Huangqing, HUANG Xiaowei, LI Yan, et al. Reactive power-synchronization control for offshore wind turbines connected to diode rectifier[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(10): 3820-3828.
[22] 张哲任，金砚秋，徐　政. 两种基于构网型风机和二极管整流单元的海上风电送出方案[J]. 高电压技术，2022，48(6)：2098-2107.
ZHANG Zheren, JIN Yanqiu, XU Zheng. Two offshore wind farm integration schemes based on grid forming wind turbines and diode rectifier unit[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(6): 2098-2107.
[23] 葛　俊，宋　鹏，刘汉民，等. 新能源场站虚拟同步发电机技术研究及示范应用[J]. 全球能源互联网，2018，1(1)：39-47.
GE Jun, SONG Peng, LIU Hanmin, et al. Research and demonstration application of virtual synchronous generator technology in renewable energy power station[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2018, 1(1): 39-47.
[24] 邵昊舒，蔡　旭，周党生，等. 风电机组虚拟同步及惯量控制方法分析与测试评估[J]. 高电压技术，2020，46(5)：1538-1547.
SHAO Haoshu, CAI Xu, ZHOU Dangsheng, et al. Analysis and test evaluation of VSG and virtual inertia control method for wind turbine[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(5): 1538-1547.
[25] MUSCA R, VASIL A, ZIZZO G. Grid-forming converters: a critical review of pilot projects and demonstrators[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2022, 165: 112551.
[26] 国家能源局. 电力系统网源协调技术规范：DL/T 1870—2018[S]. 北京：中国电力出版社，2018.
National Energy Administration. Technical specification for power grid and source coordination: DL/T 1870—2018[S]. Beijing, China: China Electric Power Press, 2018.
[27] ROBERTS C. Review of international grid codes[R/OL].[2022-07-12]. https: //eta-publications. lbl. gov/sites/default/files/international_grid_codes_lbnl-2001104. pdf.
[28] ENTSO-E. ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection: frequency sensitive mode [EB/OL]. (2017-11-07)[2022-07-12]. https://consultations.entsoe.eu/system-development/entso-e-connection-codes-implementation-guidance-d-4/user_uploads/1---igd-on-fsm. pdf.
[29] National Grid Electricity System Operator Limited. The grid code [EB/OL]. (2021-09-01)[2022-07-12]. https://www.nationalgrideso.com/document/162271/download.
[30] EirGrid Group. EirGrid grid code[EB/OL]. (2020-12-21)[2022-07-12]. https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/GridCodeVersion9. pdf.
[31] NYCANDER E, SÖDER L. Review of European grid codes for wind farms and their implications for wind power curtailments[C] // Proceedings of the 17th International Wind Integration Workshop. Stockholm, Sweden: [s.n.], 2018: 1-7.
[32] 国家市场监督管理总局，国家标准化管理委员会. 风电场接入电力系统技术规定　第 1 部分：陆上风电：GB/T 19963.1—2021[S]. 北京：中国标准出版社，2021.
State Administration for Market Regulation, Standardization Administration of the People's Republic of China. Technical specification for connecting wind farm to power system—part 1: on shore wind power: GB/T 19963.1—2021[S]. Beijing, China: China Standard Press, 2021.
[33] 国家能源局. 风电机组一次调频技术要求与测试规程：NB/T 10315—2019[S]. 北京：中国电力出版社，2019.
National Energy Administration. Technical requirement and test code of primary frequency regulation of wind turbine: NB/T 10315—2019[S]. Beijing, China: China Electric Power Press, 2019.
[34] 国家市场监督管理总局，国家标准化管理委员会. 并网电源一次调频技术规定及试验导则：GB/T 40595—2021[S]. 北京：中国标准出版社，2021.
State Administration for Market Regulation, Standardization Administration of the People's Republic of China. Guide for technology and test on primary frequency control of grid-connected power resource: GB/T 40595—2021[S]. Beijing, China: China Standard Press, 2021.
[35] Hydro-Québec TransÉnergie. Technical requirements for the connection of generating stations to the Hydro-Québec transmission system[EB/OL]. (2019-01-01)[2022-07-12]. https://www.hydroquebec.com/data/transenergie/pdf/2_Requirements_generating_stations_D-2018-145_2018-11-15. pdf.
[36] 张　健，李文锋，王　晖，等. 多电源梯级调频方案及风电场级调频时序优化策略[J]. 电力系统自动化，2019，43(15)：93-100.
ZHANG Jian, LI Wenfeng, WANG Hui, et al. Multi-source cascaded frequency modulation scheme and time-sequence optimization strategy of frequency modulation at level of wind farm[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(15): 93-100.
[37] 刘　洋，邵广惠，张弘鹏，等. 新能源参与系统一次调频分析及参数设置[J]. 电网技术，2020，44(2)：683-688.
LIU Yang, SHAO Guanghui, ZHANG Hongpeng, et al. Analysis of Renewable energy participation in primary frequency regulation and parameter setting scheme of power grid[J]. Power System Technology, 2020, 44(2): 683-688.
[38] 陈义宣，肖　亮，李玲芳，等. 异步联网下多直流送出系统的功率稳定性分析及评价标准[J]. 高电压技术，2019，45(1)：243-251.
CHEN Yixuan, XIAO Liang, LI Lingfang, et al. Analysis and evaluation criterion of power stability for asynchronously interconnected multi-send HVDC systems[J]. High Voltage Engineering, 2019, 45(1): 243-251.
[39] 高　琴，陈亦平，朱　林，等. 多直流异步互联系统中频率限制器的控制策略优化设计[J]. 电力系统自动化，2018，42(12)：167-172.
GAO Qin, CHEN Yiping, ZHU Lin, et al. Strategy design of frequency limit controller on multi-HVDC asynchronous interconnected power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(12): 167-172.
[40] 肖　亮，王国腾，徐雨哲，等. LCC-MMC 混合多端直流输电系统的潮流计算和机电暂态建模方法[J]. 高电压技术，2019，45(8)：2578-2586.
XIAO Liang, WANG Guoteng, XU Yuzhe, et al. Methods for power flow calculation and electro-mechanical transient modeling of LCC-MMC hybrid multi-terminal HVDC system[J]. High Voltage Engineering, 2019, 45(8): 2578-2586.
[41] YE H, PEI W, KONG L, et al. Low-order response modeling for wind farm-MTDC participating in primary frequency controls[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(2): 942-952.
[42] DAI J F, TANG Y, WANG Q, et al. Aggregation frequency response modeling for wind power plants with primary frequency regulation service[J]. IEEE Access, 2019, 7: 108561-108570.



肖　亮(通信作者)
1991—，男，博士
主要从事交直流大电网调度运行、新能源稳定控制等方面的研究工作
E-mail: xiaoliang@csg.cn

XIAO Liang
Ph.D.
Corresponding author



陈亦平
1978—，男，博士，教授级高工
主要从事电力系统运行与控制的研究工作
E-mail: chenyiping@csg.cn

CHEN Yiping
Ph.D., Professor

收稿日期　2022-07-14　修回日期　2022-11-20　编辑　何秋萍

附录 A

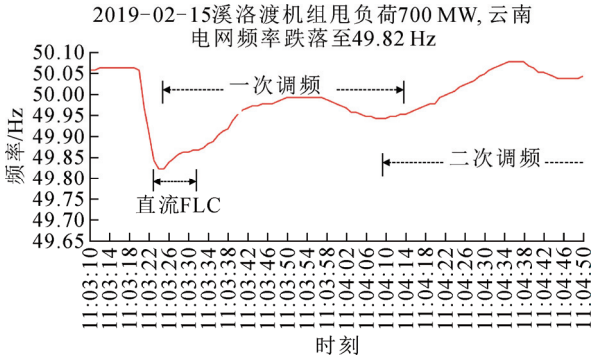


图 A1　溪洛渡单机跳闸后云南电网的频率响应曲线

Fig.A1　Frequency response of Yunnan power grid after outage of a Xiluodu generator

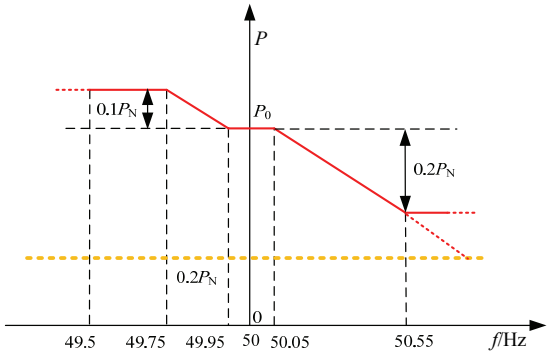


图 A2　风电机组一次调频测试曲线

Fig.A2　Test curve of primary frequency regulation characteristics of wind turbine

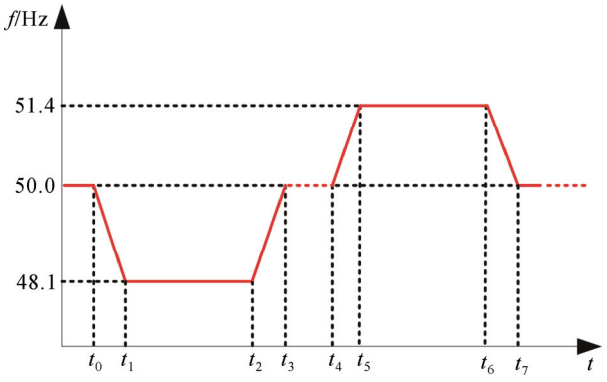


图 A3　惯量响应特性测试曲线

Fig.A3　Test curve of inertia response characteristics

多类型电源 SFR 模型介绍：算例基于云南电网典型夏小运行方式(基础边界：电源总出力 35 155 MW，其中火电 3000 MW，水电 24 000 MW，风电 6328 MW，直流外送功率 18 500 MW)，通过聚合等值方式构建 SFR 模型。图 A4 中 H 为系统等效惯量，D 为阻尼因子，ΔP_d 为系统的功率扰动，K_T，K_H 和 K_W 分别是火电、水电和风电的装机容量占比，$G_T(s)$、$G_H(s)$、$G_W(s)$分别是火电、水电、风电的频率响应传递函数模型。

频率响应模型的关键参数说明如下：H 由开机并网的 500 kV 主力机组惯性时间常数加权平均计算得到，取值为 H=6 s；由于云南主力电厂大部分为水轮机，参照稳定计算行标，D 取典型值 1。

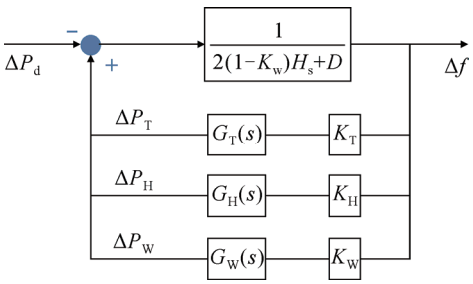


图 A4　考虑多类型电源快速调频的系统频率响应模型

Fig.A4　The SFR model integrated with the fast frequency regulation of multi-type-sources

水电模型参数：水轮机模型的水锤效应时间常数 T_w 由开机并网的 500 kV 水轮机水锤效应时间常数加权平均计算得到，取值为 T_w=1.2 s。水轮机调速系统采用经典的简化模型，其中调差系数 R_H 均为 4%，其余参数取典型值。

火电模型参数：云南均为再热式机组，因此火电调速系统参数均采用经典模型参数，其中调差系数 R_T 均为 5%。

1）火电频率响应模型

火电机组频率响应模型 $G_T(s)$和参数分别如图 A5 和表 A1 所示。

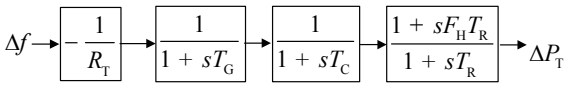


图 A5　火电机组频率响应模型

Fig.A5　Frequency response model of thermal power unit

表 A1　火电机组典型参数

Table A1　Typical values of thermal power unit

参数	取值
调差系数 R_T	0.05
调速器时间常数 T_G/s	0.2
蒸汽容积时间常数 T_C/s	0.3
再热时间常数 T_R/s	7.0
高压缸比例系数 F_H/s	0.3

2）水电频率响应模型

水电机组频率响应模型 $G_H(s)$和参数分别如图 A6 和表 A2 所示。

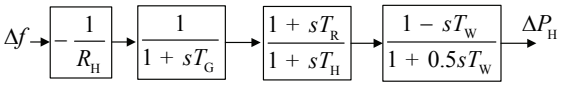


图 A6　水电机组频率响应模型

Fig.A6　Frequency response model of hydro power unit

表 A2　水电机组典型参数

Table A2　Typical values of hydro power unit

参数	取值
调差系数 R_H	0.04
调速器时间常数 T_G/s	0.2
暂态下垂时间常数 T_H/s	38
复位时间常数 T_R/s	5.0
水锤时间常数 T_W/s	1.2s

3）风电频率响应模型

风电调频模型如图 A7 所示，模型传递函数推导和详细参数取自文献[42]。

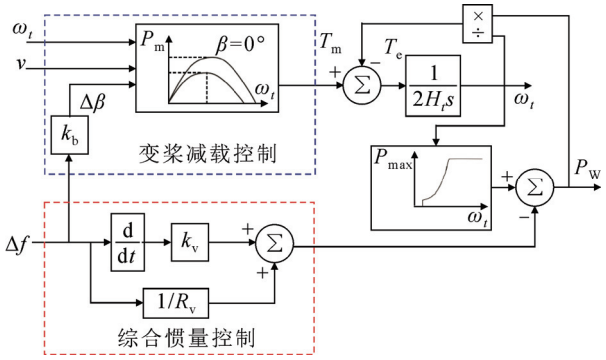


图 A7　风电一次调频协同控制策略

Fig.A7　Coordinated frequency regulation strategy of wind power

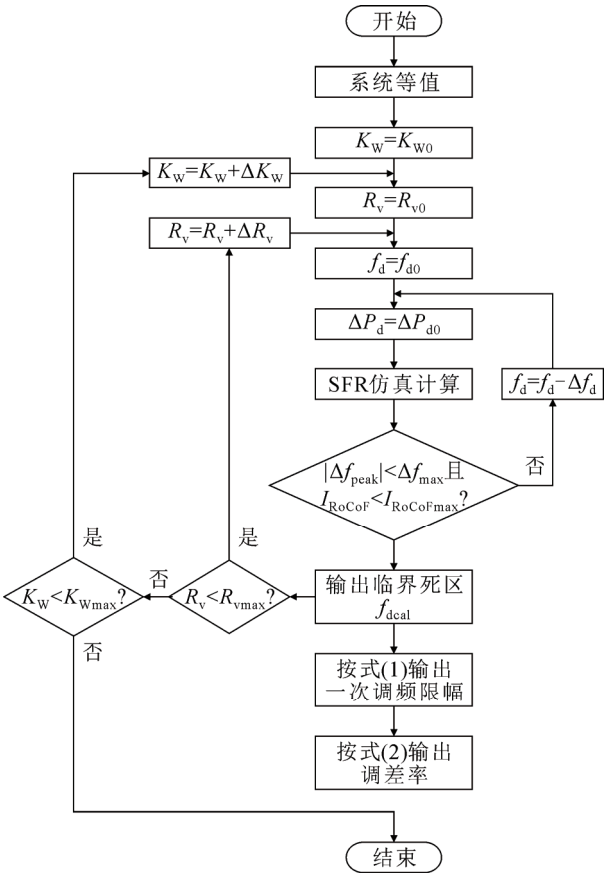
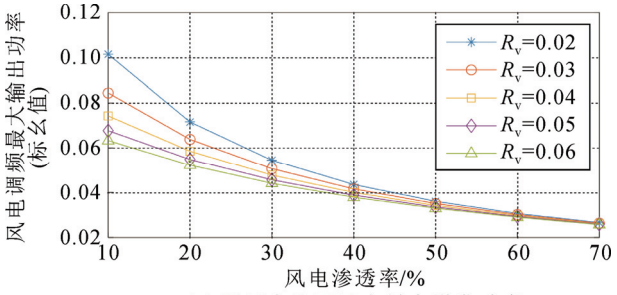
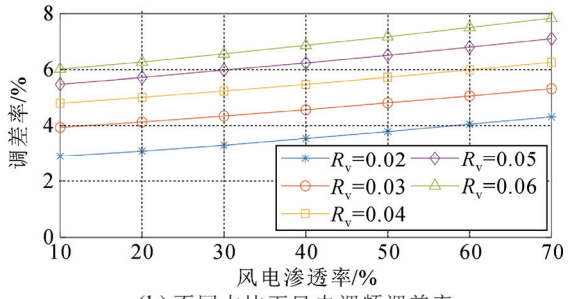


图 A8　风电快速调频参数的计算流程

Fig.A8　Flow chart of fast frequency regulation parameter calculation for wind farms



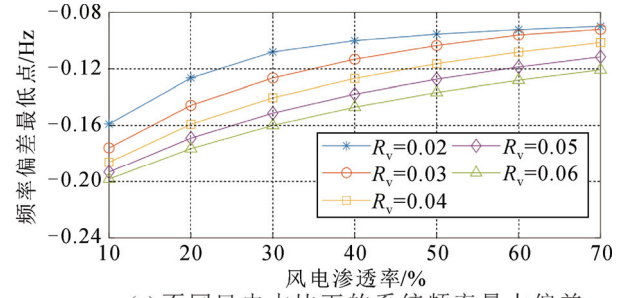
(a) 不同占比下风电最大增发功率



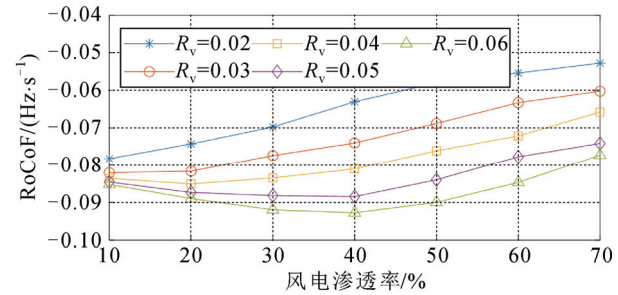
(b) 不同占比下风电调频调差率

图 A9　不同风电占比的一次调频限幅和调差率

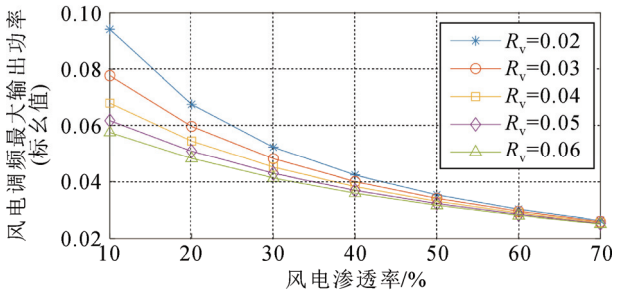
Fig.A9　Limited adjustable power and frequency regulation coefficient under varying wind power penetration



(a) 不同风电占比下的系统频率最大偏差



(b) 不同占比下的系统频率变化率



(c) 不同占比下风电最大增发功率

图 A10　不同风电占比下损失 2%发电出力后的系统响应

Fig.A10　System responses caused by 2% power lost under varying wind power penetration