

# 风电场参与电网一次调频最优方案选择与风储协调控制策略研究

刘辉<sup>1,2</sup>, 葛俊<sup>3</sup>, 巩宇<sup>1,2</sup>, 刘汉民<sup>4</sup>, 肖飞<sup>5</sup>

(1. 国网冀北电力有限公司电力科学研究院, 北京市 西城区 100045; 2. 风光储并网运行技术国家电网公司重点实验室, 北京市 西城区 100045; 3. 国网冀北电力有限公司, 北京市 西城区 100053; 4. 国网新源张家口风光储示范电站有限公司, 河北省 张家口市 075000; 5. 西安许继电力电子有限公司, 陕西省 西安市 710000)

## Optimization Scheme Selection of Wind Farm Participation in Grid Primary Frequency Regulation and Study of Wind-storage Coordination Control Strategy

LIU Hui<sup>1,2</sup>, GE Jun<sup>3</sup>, GONG Yu<sup>1,2</sup>, LIU Hanmin<sup>4</sup>, XIAO Fei<sup>5</sup>

(1. State Grid Jibei Electric Co., Ltd. Research Institution, Xicheng District, Beijing 100045, China; 2. Grid-connected Operation Technology for Wind-solar-storage Hybrid System State Grid Corporation Key Laboratory, Xicheng District, Beijing 100045, China; 3. State Grid Jibei Electric Power Co., Ltd., Xicheng District, Beijing 100053, China; 4. State Grid Xinyuan Zhangjiakou Wind-Photovoltaic-Storage and Transmission Pilot Power Station Co., Ltd., Zhangjiakou 075000, Hebei Province, China; 5. Xi'an Xuji Power Electronics Technology Corporation, Xi'an 710000, Shaanxi Province, China)

**Abstract:** This paper studied the feasibility and economy of energy storage system combined with large-scale wind farm participating in primary frequency regulation (FR), and put forward a wind-storage cooperative FR control strategy. The frequency characteristics of power grid under normal operation and power shortage events were analyzed by statistical method, and the necessity of new energy stations participating in primary FR was verified. Analogous to the primary FR principle of thermal power plants, the basic conditions for new energy units to participate in primary FR were put forward. The technical and economic characteristics of three FR schemes, such as FR based on reserved capacity mode, based on rotor inertia of wind fans and based on energy storage station, were analyzed, it was pointed out that the third scheme was more economical and effective. In order to make full use of the rotor inertia of the fan to reduce the energy storage capacity, a wind-storage cooperative FR control strategy was proposed, which could effectively reduce the energy storage capacity by 26%.

**Keywords:** energy storage; primary frequency regulation; virtual synchronous machine; wind-storage coordination; economy

**摘要:** 研究了大型风电场联合集中式储能系统参与电网一次调频的可行性与经济性, 并提出一种风储联合调频控制策略。统计分析了正常运行与发生功率缺额事件下实际电网的频率特性, 仿真验证了新能源机组参与电网一次调频的必要性; 类比火电机组一次调频原理, 提出了新能源机组参与一次调频的基本条件; 分析了风电机组基于转子惯量、预留备用和配置储能3种调频方案的技术经济性, 指出风电场装集中式储能以承担一次调频是更为经济有效的调频方案。旨在充分利用风机转子惯量以减少配置储能容量, 提出一种风储协调的调频控制策略, 有效减少储能容量。

**关键词:** 储能; 一次调频; 虚拟同步机; 风储协调; 经济性

## 0 引言

随着中国能源结构改革的深化, 新能源装机占比持续增加。截至2017年底, 中国风电和光伏总装机容量2.94亿 kW, 约占我国电力总装机容量的17%<sup>[1]</sup>。新能源已成为近20个省级电网的第二大电源, 其中甘肃、新疆、青海、吉林、冀北等省级电网新能源装机占比超过40%<sup>[2]</sup>, 风电、光伏等新能源大多以电力电

**基金项目:** 国家电网公司科技项目“新能源主动支撑电网工程实用化控制技术及并网适应性研究和应用”(52010118000N)。

Science and Technology of SGCC ‘Research and Application of Engineering Practical Control Technology and Grid-connected Adaptability of New Energy Supporting Power Grid’ (52010118000N).

子设备并网，高比例新能源接入和高度电力电子化将成为电力系统的重要特征。由于新能源发电设备不具备响应系统频率变化的惯量和一次调频能力，电力系统自我调节与抗扰能力将逐渐下降，当面临由于直流闭锁、故障切机或负荷突变等原因导致系统频率偏离时<sup>[3-4]</sup>，其安全稳定运行将受到极大威胁。大规模电化学储能作为一种快速调节出力电源参与电网调频已受到业界广泛关注并付诸于工程实践，如早期南方电网深圳宝清储能电站<sup>[5]</sup>、北京石景山热电厂储能调频项目<sup>[6]</sup>等示范项目，近期的山西阳光发电厂2#机组<sup>[7]</sup>、内蒙古上都电厂等火电一储能联调商业项目。然而目前储能调频项目均针对电网二次调频，且项目运行经济性并未见诸报端。

为分析规模化储能联合新能源电站参与电网一次调频的可行性与经济性，本文将从以下4个方面进行论述：①通过仿真论证新能源参与支撑电网的必要性；②类比常规火电机组一次调频原理，提出新能源机组参与电网一次调频必需的基本条件；③以风机为例，对比新能源电站多种一次调频方案；④提出一种风储联合调频控制策略以降低储能系统容量配置。

## 1 高比例新能源电网中新能源电站一次调频必要性分析

### 1.1 大电网频率特性分析

为研究电力系统正常运行情况下的频率特性，本文对华北电网不同电压等级母线频率变化进行了长期跟踪分析。以某35 kV母线为例，图1(a)所示为2018年9月10日15:00到9月11日15:00的频率PMU数据，可以看出该地区电网正常运行工况下频率波动范围在 $\pm 0.04$  Hz以内，频率日越过火电机组调频死区 $\pm 0.033$  Hz的总次数为1670次，其中越上限720次，越下限950次。图1(b)为其中1 h的频率曲线，观察图中A区域，当电网频率越过一次调频死区上限，地区火电机组一次调频功能启动，频率被调整回正常范围。

表1 一天内电网频率超出调频死区的次数

Table 1 The number of grid frequencies exceeded the dead zones of FR in one day

| 频率区间 | >50.033 Hz | <49.967 Hz | 总计   |
|------|------------|------------|------|
| 次数   | 720        | 950        | 1670 |

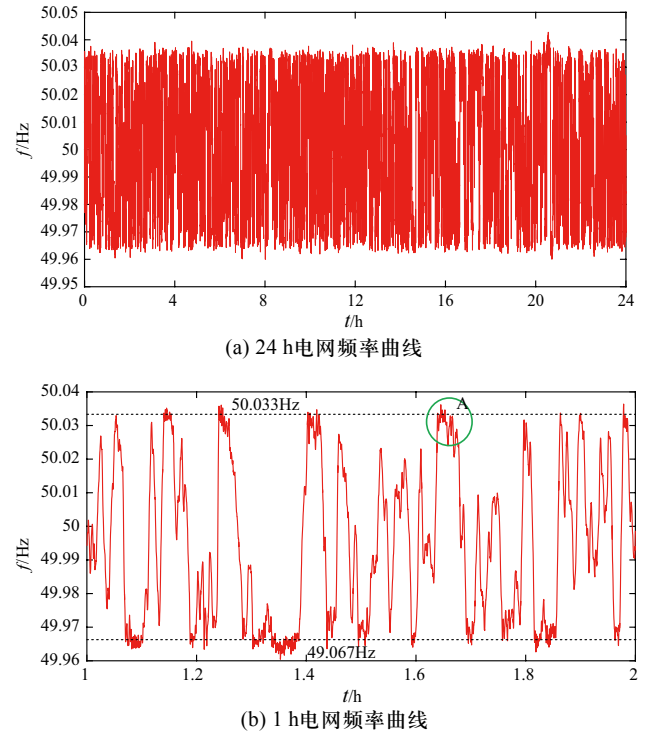


图1 某35 kV母线频率曲线

Fig. 1 Frequency curve of a 35 kV bus

由上述现场实测结果发现电网在正常运行情况下，为保持系统频率在一个较小的波动范围内，区域电网内调频电源需要频繁地投入一次调频功能。

为研究系统在功率缺额情况下电网的频率特性，统计了2009~2017年我国电力系统中发生的较严重的频率波动事件<sup>[8-12]</sup>，如表2所示。分析功率缺额比例与系统频率最低值的关系，可以发现：当系统功率缺额较小时（3%以内），频率降低值与缺额值成正比关系，1%的功率缺额将导致系统频率最低点下降约0.08 Hz，频率最低值出现的时间在故障发生后的10 s之内；功率缺额较大时，单位功率缺额引起的频率最低点下降越严重，最低点出现的时间越晚。如2015年9月19日发生的锦苏直流闭锁功率缺额事件，此时系统出现3.55%的功率缺额，系统频率最低点达到49.56 Hz，且出现的时间在故障发生之后的13s，一次调频动作后频率稳定在49.78 Hz。随着新能源机组装机占比增加，若其不参与一次调频，原有的调频电源调节效果将逐渐减弱。随着火电机组年发电小时数降低经济型变差，若部分火电机组被挤出市场，更加劣化了系统的鲁棒性，那时若出现故障事件，系统频率将发生剧烈波动，一次调频动作后频率的稳定值更低，对系统运行安全极为不利。

表2 我国电网故障引起频率波动事件

Table 2 Frequency fluctuation events caused by power grid fault in China

| 日期         | 扰动事件       | 功率缺额比例/% | 功率缺额/MW | 频率最低值/Hz | 最低值发生时间   | 一次调频动作后频率稳定值/Hz |
|------------|------------|----------|---------|----------|-----------|-----------------|
| 2009.04.05 | 邹县电厂#7机组跳闸 | /        | 920     | 49.928   | 故障发生后6s   | 49.95           |
| 2009.05.15 | 三峡2台机组跳闸   | 0.72     | 1400    | 49.916   | 故障发生后4.5s | 49.94           |
| 2009.07.23 | 三峡3台机组跳闸   | 1.00     | 1950    | 49.900   | 故障发生后4s   | 49.94           |
| 2015.07.13 | 宾金直流闭锁     | 2.67     | 3685    | 49.808   | 故障发生后11s  | 49.89           |
| 2015.09.19 | 锦苏直流闭锁     | 3.55     | 4900    | 49.56    | 故障发生后13s  | 49.78           |
| 2015.10.20 | 宾金直流闭锁     | 2.68     | 3709    | 49.768   | 故障发生后13s  | 49.89           |
| 2016.05.06 | 银东直流闭锁     | 0.85     | 1720    | 49.932   | 故障发生后6s   | 49.95           |
| 2016.06.17 | 锦苏直流闭锁     | 2.22     | 3066    | 49.872   | 故障发生后9s   | 49.92           |
| 2016.08.02 | 宾金直流闭锁     | 2.69     | 3713    | 49.889   | 故障发生后7s   | 49.94           |
| 2017.03.31 | 灵绍直流闭锁     | 1.89     | 2636    | 49.887   | 故障发生后11s  | 49.93           |
| 2018.05.27 | 灵绍直流闭锁     | 1.64     | 2283    | 49.903   | 故障发生后15s  | 49.93           |
| 2017.07.02 | 宾金直流闭锁     | 1.70     | 2343    | 49.917   | 故障发生后12s  | 49.94           |

## 1.2 高比例新能源电力系统频率特性仿真分析

目前华北电网中新能源装机占比已达到21%，可以预计，新能源装机占比还会继续攀升。为分析新能源装机占比提升后电力系统的频率特性，本节采用PSASP仿真平台，针对华北电网新能源装机占比为0%、21%和50%这3种系统进行仿真研究，得到了系统发生5%功率缺额后的频率动态特性如图4所示。需要说明的是，仿真系统中新能源电站不具备主动支撑能力。

图2中，当系统内不存在新能源机组时，发生5%功率缺额后，系统在第12 s频率下降到最低值49.55 Hz；

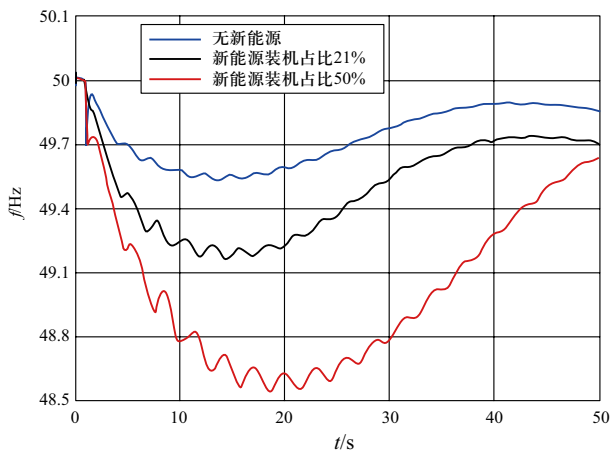


图2 不同新能源占比场景下系统频率特性

Fig. 2 Frequency characteristics of power grid system with different scale of renewable generators

当新能源装机占比21%，5%功率缺额发生后15 s系统频率达到最低值49.15 Hz，可能会引发低频减载；当系统中新能源装机占比达到50%时，如果不考虑低频减载，发生5%功率缺额后20 s左右，系统频率跌落到最低点48.53 Hz，这将会严重影响整个电力系统的电能质量，可能会导致生产芯片、精密仪器等高科技产品的企业发生巨额经济损失。

通过上述对比分析进一步说明：如果新能源机组不具备一次调频能力，随着新能源装机占比的提升，系统的暂态频率特性将被严重恶化，电网对功率突变事件的抗干扰能力将大为削弱。

## 2 新能源电站一次调频方案技术经济性分析

### 2.1 新能源调频与火电调频的类比关系

常规火电机组一次调频的原理如图5所示，即电网负荷扰动后，电网频率产生偏差，机组调速系统根据频率偏差  $\Delta f$  经函数变换后生成调频补偿因子，直接与流量信号叠加，控制汽轮机的气门开度，进而汽轮机输出电磁功率发生变化达到调频效果。由于锅炉汽包时刻存储着具有一定压力的蒸汽，相当于锅炉内预留的备用能量，当汽轮发电机气门开大后汽包内蒸汽可直接提供能量，而后随着包内气压降低，火电厂CCS系统下发指令增加燃料投入量，使得锅炉内蒸汽压力维持在稳定范围<sup>[13-14]</sup>。可见，火电机组一次调频过程有2个关键环节：调速器控制和汽包储能。

由于光伏、风机等新能源机组一般运行在MPPT模式，类比火电一次调频原理可总结新能源机组参与电网一次调频需具备2个基本条件：① 采用类似调速器的虚拟同步发电机控制；② 预留备用功率。火电与新能源机组一次调频类比如图3所示。

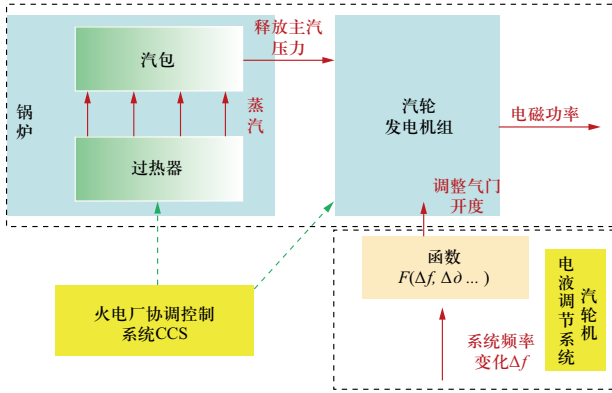


图3 火电机组一次调频原理图

Fig. 3 Schematic diagram of primary FR for fossil-fuel power plants

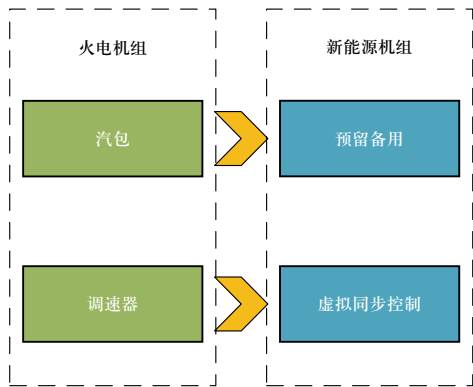


图4 新能源机组与火电机组一次调频类比关系图

Fig. 4 The corresponding relationship on the primary FR between new energy units and fossil-fuel power plants

## 2.2 风电场一次调频方案技术经济性分析

本部分将对基于风机叶片转子惯量、预留备用和风电场加装集中式储能系统3种技术方案的可行性与经济性进行对比分析。

目前风电机组参与电网一次调频常用的2种技术方案是基于风机转子惯量和预留备用。

预留备用方式是通过控制手段让风电机组实时预留出一定比例的备用功率，实际运行曲线如图5所示；当电网频率下跌越调频死区，机组可将预留的备用时释放出来，此模式下风电机组可以实现与火电机组相当的调频特性，且调频能量可以持续提供。图6为当电网发生5%功率缺额事件后，采用预留备用方式

的风电机组参与电网一次调频的仿真结果，新能源机组参与调频情况下频率最低值比纯火电机组调频频率最低值提高0.1 Hz，比新能源机组不参与调频情况下频率最低值提高了0.55 Hz。可见采用预留备用模式时新能源机组可以为电网提供持续的有功功率支撑，大幅改善系统频率特性。

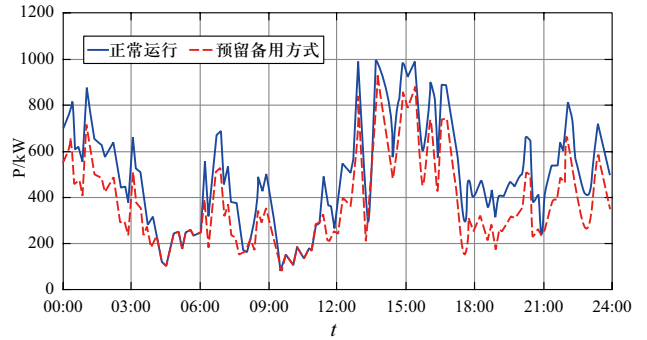


图5 预留备用方式下风电机组运行曲线

Fig. 5 The operation curve of wind turbines under reserved capacity mode

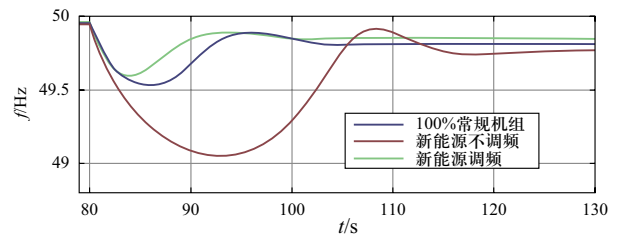


图6 预留备用方式下风电机组一次调频曲线

Fig. 6 Primary FR curve of wind turbines based on reserved capacity mode

预留备用模式的经济性差，表3给出了100 MW风电场按照10%装机容量预留备用的经济性计算结果，在不限电区域，100 MW的风电场年经济损失达2500万元；即使在风电场限电50%（一般发生在送出断面受限的地区）的情况下，经济损失也达1600万元。

表3 采用预留备用模式的风电机组运行经济性分析  
Table 3 Operation economic analysis of wind turbine under reserved capacity mode

| 是否限电  | 年损失电量 /万kWh | 损失电量占年发电量比例/% | 电价/元 | 年经济损失/万元 |
|-------|-------------|---------------|------|----------|
| 不限电   | 4643        | 18.57         | 0.54 | 2500     |
| 限电50% | 2940        | 11.76         | 0.54 | 1600     |

基于风机叶片转子惯量参与一次调频的基本原理是当电网频率下降时，风机释放部分转子动能增大电

磁功率输出以达到功率支撑的目的,当电网频率上升时,风机通过适度收桨减小电磁功率<sup>[15]</sup>。此种调频方案只需修改风机控制程序,不增加硬件成本,且对机组发电量影响较小,经济性好;但在转速恢复阶段,会给电网频率带来二次跌落的问题,当风电机组支撑时间过长且系统中新能源机组占比较高时,二次跌落的幅度一般会远超过频率一次跌落的深度。

仿真模拟了新能源装机占比20%的电力系统中发生4%功率缺额事件,得到频率曲线如图8(a)所示,系统中风机采用转子惯量调频方案参与电网一次调频后系统频率一次跌落的最低点为49.85 Hz,稍高于风机不参与调频时频率最低点,但在40 s后发生了频率二次跌落,最低点为49.1 Hz。

为解决频率二次跌落问题,文献[16]-[20]中提出了多种转速恢复策略,但频率二次跌落问题仍无法消除。

通过仿真对比研究了3种风机转速恢复策略,即固定电磁功率值恢复策略、综合恢复策略和控制参数切换策略,以求得到频率二次跌落最小方案。综合恢复策略动作过程如图7所示,图中2条曲线分别为风机MPPT跟踪曲线(实线)和某风速 $v$ 下风机的机械功率曲线(虚线)。初始时,风机运行在A点。当电网频率发生跌落时,风机启动调频,电磁功率上升到B点,支撑过程中风机转速逐渐下降,当转速达到转速下限时(C点),退出调频。若采用传统的MPPT曲线恢复方式,则风机输出电磁功率瞬间跌落到E点,随后沿着MPPT跟踪曲线逐渐恢复到A点,在退出调频的瞬间电磁功率发生幅值为 $\Delta P_{e1} + \Delta P_{e2}$ 的跌落,造成严重的频率二次跌落。综合恢复策略为风机退出调频时电

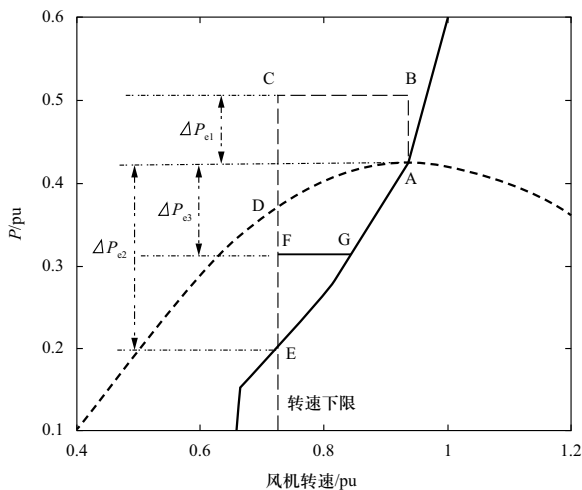


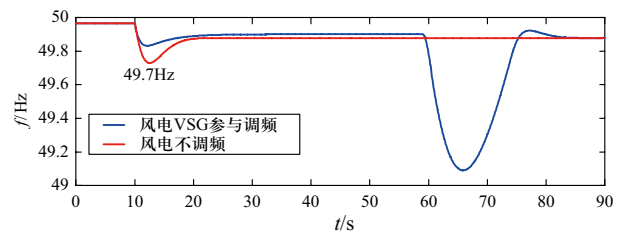
图7 综合恢复策略原理图

Fig. 7 Schematic diagram of integrated recovery strategy

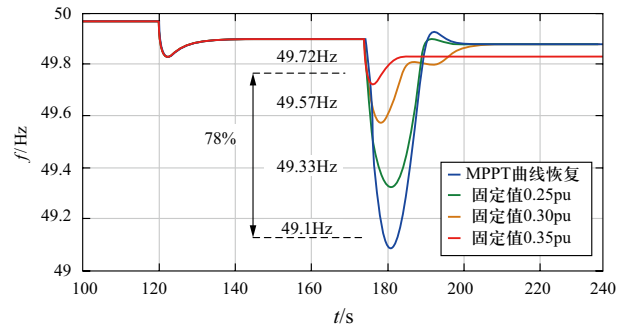
磁功率跌落到高于E点的F点,并保持这一固定值直至与MPPT跟踪曲线相交于G点,随后电磁功率沿着G-A逐渐恢复,采用转速综合恢复方式风机输出功率沿A-B-C-F-G-A轨迹运动,退出调频时电磁功率跌落幅度为 $\Delta P_{e1} + \Delta P_{e3}$ ,可大幅改善频率二次跌落问题。需要注意的是,为了保证转速恢复,F点必须低于退出调频时风机的机械功率D点。

固定电磁功率值恢复策略是当风机退出调频时固定风机输出电磁功率,当机械转速恢复到当前MPPT转速时,切换回MPPT跟踪曲线;控制参数切换策略是指风机退出调频时,改变转速控制器参数取值,减小电磁功率跌落深度与速度,防止退出调频瞬间电磁功率大幅跌落。

构造新能源装机占比20%,发生4%功率缺额场景下,对比3种转速恢复策略下频率二次跌落的治理效果,结果显示综合恢复策略为最佳。图8(b)中,分别设置退出调频后风机输出电磁功率为0.25、0.30、0.35 pu,频率二次跌落值依次为49.33、49.57、49.72 Hz。设置固定值为0.35 pu情况下频率二次跌落深度比MPPT模式下频率二次跌落深度减少了78%,但频率二次跌落深度仍然和新能源机组不参与系统一次调频方式下的首次频率跌落深度相仿,如图8(a)所示,因此认为风电机组叶片的转子惯量可发挥惯量支撑作用,但不宜作为一次调频能量的来源。



(a) 风机转子惯量支撑调频时系统频率曲线



(b) 综合恢复策略下频率二次跌落改善情况

图8 基于风机转子惯量的一次调频曲线

Fig. 8 Primary FR curves of wind turbines based on rotor inertia of wind fans

加装集中式储能方式是在风电场内建设一定容量的具有响应一次调频功能的储能电站以完全承担新能源电站的调频任务。

2016年，国家电网公司在张北风光储示范电站开工建设了首个应用于大电网的虚拟同步发电机示范工程，除风电和光伏单元式虚拟同步机外，还建成了2座采用虚拟同步机控制逻辑、单机容量5 MW×20 min的集中式储能电站，以支撑100 MW装机容量新能源电站自主参与电力系统调频/调压，运行期间惯量响应时间小于50 ms，一次调频响应时间小于100 ms。

仿真研究了新能源机组加装储能后参与一次调频时电网的频率特性，得到图11所示频率曲线。由于储能系统在响应时间等技术参数方面优于传统火电机组，系统短时频率特性与新能源机组不调频相比频率最低点提高了41%，稳态频率提高了20%，且无频率二次跌落。其缺点是需要增加风电场一次建设成本。从图11中储能出力曲线可以看到新能源占比20%的电力系统发生4%功率缺额后储能系统最大支撑功率为8% pu，表4给出了100 MW风电场配置8 MW×30 min锂电池集中储能的一次性投资明细。可见，100 MW的风电场需一次性投入2130万元用于配置储能装置（占风电场总投资的2.8%），若锂电池按照8年折旧，其他设备按照20年折旧计算，平均每年投资约为150万元，相比备用容量方案有较强的经济优势。

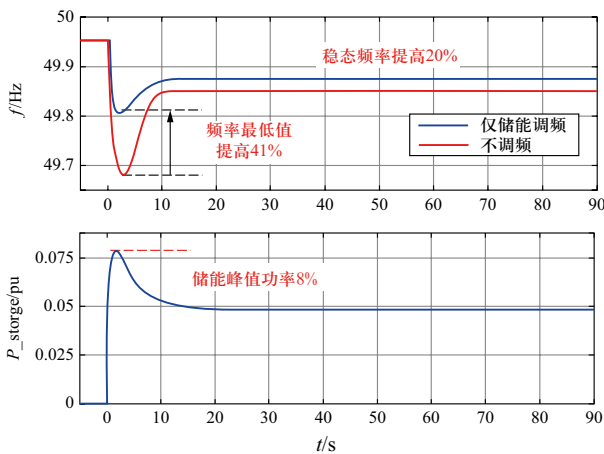


图9 基于储能电站的一次调频曲线

Fig. 9 Primary FR curve based on energy storage power station equipped in wind farm

表4 储能系统投资明细

Table 4 Cost details of energy storage system

| 分项成本    | 锂电池 | 储能变流器 | 土建及配套设备 | 合计   |
|---------|-----|-------|---------|------|
| 投资金额/万元 | 850 | 680   | 600     | 2130 |

表5对上述3种一次调频方案的技术经济性进行了对比，由对比可知预留备用方案调频性能与火电相当且可长期有功支撑，但经济损失巨大；释放转子惯量控制方案只需修改机组控制软件不增加一次投资，但频率二次跌落无法消除且过大；相比之下，配置储能方案仅需一次性投入且投资额可接受，其调频性能优于火电，且在后续运行中储能可通过减少弃风弃光、平滑出力等综合应用模式为业主增加收益。所以新能源电站配置集中式储能是最佳的一次调频方案。

表5 3种应用模式技术经济性对比

Table 5 Technical and economic comparison of the three application modes

| 应用模式        | 技术性          | 经济性<br>(100 MW风电场) |
|-------------|--------------|--------------------|
| 预留10%pu备用容量 | 与火电机组相当      | 年经济损失约2000万元       |
| 转子惯量控制      | 存在二次跌落无法长期支撑 | 仅改造控制系统            |
| 配置10%pu储能装置 | 优于火电机组       | 年均投资150万元          |

### 3 风储协调控制策略

上述计算中认为一次调频任务全部由储能系统承担，实际上，可以考虑风机和储能联合参与一次调频来达到减小储能容量的目标，从而进一步提高新能源电站配置储能的经济性。由于一次调频所需虚拟惯量具有尖峰特征，若仅由储能提供一次调频附加功率，储能峰值功率利用时间短，功率利用率低。由此提出风电转子惯量释放和储能稳态支撑的协调控制策略：虚拟惯量等短时功率尖峰由风电承担，一次调频所需要的稳态功率由储能承担，如图10所示。

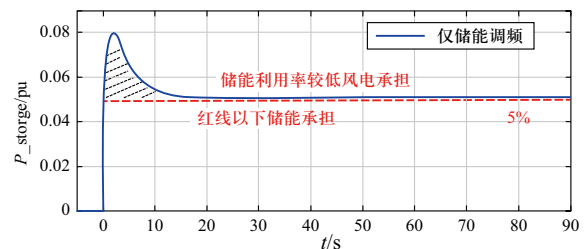


图10 风储协调控制策略示意图

Fig. 10 Schematic diagram of coordinated control strategy for wind generator and energy storage

风电惯量释放和储能稳态支撑的协调控制策略流程如图11所示。

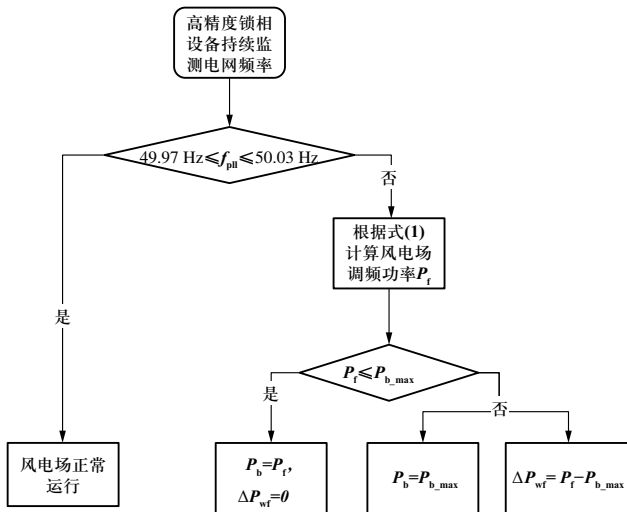


图 11 风储协调控制策略流程图

Fig. 11 Flow chart of coordination control between wind generator and energy storage system

图中： $P_f$ 为风场需要输出的调频功率； $P_{b\_max}$ 为储能系统可输出最大功率； $P_b$ 为储能输出的调频功率； $P_{wf}$ 为风机输出的调频功率。

设置独立于风机和储能的上层控制器，由该控制器计算整个风场需要输出的调频功率 $P_f$ ，计算公式如式(1)，其中包含虚拟惯量[式(2)]和一次调频功率[式(3)]两部分。

$$P_f = \left[ (f_N - f_{pll}) \times K_f + \frac{df_{pll}}{dt} \times T_j \right] \quad (1)$$

$$P_{FM} = \frac{(f_N - f_{pll}) \times R_f \times P_N}{f_N} \quad (2)$$

$$P_{inc} = \frac{df_{pll}}{dt} \times T_j \times \frac{P_N}{f_N} \quad (3)$$

式中： $f_N$ 为系统额定频率； $f_{pll}$ 为变流器锁相环采集的系统频率； $df_{pll}/dt$ 为系统频率的变化率； $T_j$ 和 $K_f$ 为虚拟同步发电机惯性时间常数和有功调频系数； $P_N$ 为风电机组的额定容量。

集中控制器将 $P_f$ 分配给储能和风机，分配时按照储能优先的原则，即如果储能装机功率大于整个风场需要输出的调频功率，则调频任务全部由储能承担；如果储能装机功率小于整个风场需要输出的调频功率，则储能满发，剩余的调频任务由风机承担。

基于本文所提风储协同调频控制策略，模拟风电装机容量占比为20%的电力系统中发生5%功率缺额事件后，在6.2、8.6 m/s和11.2 m/s 3种风速条件下时储能系统的调频容量需求如表6所示。从中可知风

速11.2 m/s时储能容量需求最多，为风电场装机容量的5.9%，相比储能单独承担调频任务时8%pu时减少了26%。调频过程各部分出力曲线如图14所示，从图中可见风储协调控制策略与仅储能参与调频时调频效果相同，在调频过程中储能持续支撑0.059 pu稳态功率，风机通过释放转子惯量支撑在调频功率大于0.059 pu的部分。

表 6 不同风速下风储协调策略储能容量需求

Table 6 Energy storage capacity under different wind speeds

| 风速        | 6.2m/s | 8.6m/s | 11.2m/s |
|-----------|--------|--------|---------|
| 单独储能调频    | 8%     | 8%     | 8%      |
| 惯量释放与稳态支撑 | 5.5%   | 5.2%   | 5.9%    |

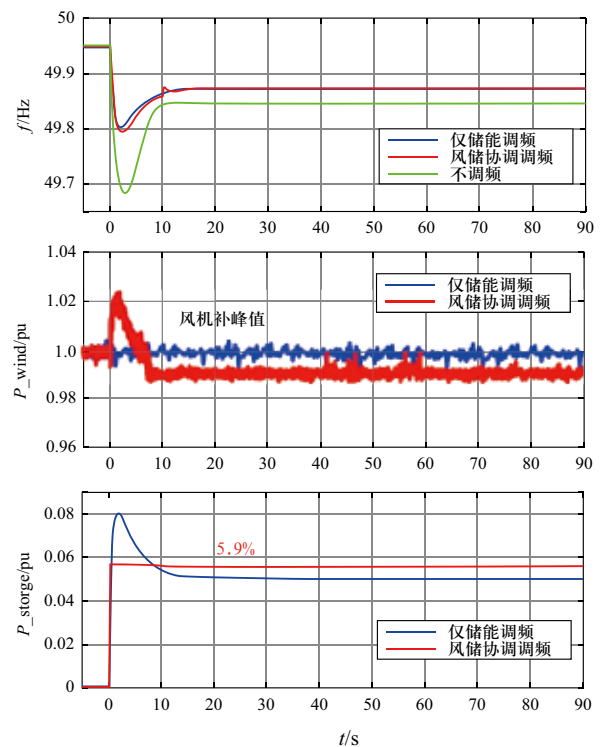


图 12 风速11.2 m/s时风储协调策略一次调频曲线

Fig. 12 The primary FR curves with wind-battery coordination strategy at 11.2 m/s wind speed

## 4 结论

本文首先通过统计正常运行与故障情况下电网频率数据总结了电网的频率特性，仿真分析了新能源高占比场景下新能源机组一次调频的必要性，然后类比新能源机组与传统火电机组一次调频原理，详细分析了风电场3种调频的技术经济性，提出一种风储协同调频的控制策略，得出以下结论：

1) 若新能源机组不具备一次调频功能, 随着新能源装机占比的提升, 电网对功率突变事件的抗干扰能力将被大大削弱, 频率特性严重恶化。

2) 类比火电机组一次调频原理, 提出新能源机组参与电网一次调频需具备虚拟同步发电机控制和预留备用两个基本条件。

3) 对比研究了风电机组预留备用、释放转子惯量、配置储能3种调频方案的可行性与经济性, 集中配置储能是新能源电站最佳的调频方式。

4) 提出了一种风储协调风电场一次调频控制策略, 采用此策略可将储能容量配置减少26%, 大大提高了储能参与一次调频的经济性。

## 参考文献

- [1] 国家能源局. 2017年全国电力工业统计数据[R/OL]. (2018-01-22) [2018-11-25]. [http://www.nea.gov.cn/2018-01/22/c\\_136914154.htm](http://www.nea.gov.cn/2018-01/22/c_136914154.htm).
- [2] 国家能源局. 2017年度全国可再生能源电力发展监测评价报告[R/OL]. (2018-05-11) [2018-11-25]. <http://zfxgk.nea.gov.cn/auto87/201805/t20180522-3179.htm>.
- [3] 庄侃沁, 武寒, 黄志龙, 等. 龙政直流双极闭锁事故华东电网频率特性分析[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(22): 101-104.  
Zhuang Kanqin, Wu Han, Huang Zhilong, et al. Frequency analysis of East China grid after bipolar locking of Longzheng DC transmission line[J]. Automation of Electric Power System, 2006, 30(22): 101-104(in Chinese).
- [4] 李兆伟, 吴雪莲, 庄侃沁, 等. “9·19”锦苏直流双极闭锁事故华东电网频率特性分析及思考[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(7): 149-155.  
Li Zhaowei, Wu Xuelian, Zhuang Kanqin, et al. Analysis and reflection on frequency characteristics of East China Grid after bipolar locking of “9·19” Jinping-Sunan DC transmission line[J]. Automation of Electric Power System, 2017, 41(7): 149-155(in Chinese).
- [5] 陆志刚, 王科, 刘怡, 等. 深圳宝清锂电池储能电站关键技术及系统成套设计方法[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(1): 65-69.  
Lu Zhigang, Wang Ke, Liu Yi, et al. Research and application of megawatt scale lithium battery energy storage station and key technology[J]. Automation of Electric Power System, 2013, 37(1): 65-69(in Chinese).
- [6] 郭永红. MW级锂电池储能技术在火电机组AGC调频中运用的论证探讨与实施[C]. 燃煤电厂节能减排升级与改造先进技术经验交流研讨会. 2015.
- [7] 邵忠卫, 李国良, 刘文伟. 火电联合储能调频技术的研究与应用[J]. 山西电力, 2017(6): 62-66.  
Shao Zhongwei, Li Guoliang, Liu Wenwei. Research and application of thermal power combined energy storage frequency modulation technology[J]. Shanxi Electric Power, 2017(6):62-66(in Chinese).
- [8] 周佩朋, 项祖涛, 杜宁, 等. 西北750kV电网合空变导致青藏直流闭锁故障分析[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(10): 129-133.  
Zhou Peipeng, Xiang Zutao, Du Ning, et al. Analysis on blocking of Qinghai-Tibet DC system caused by transformer energizing in Northwest China 750 kV grid. Automation of Electric Power System, 2013, 37(10): 129-133(in Chinese).
- [9] 王亚楠, 束洪春, 孙士云, 等. 直流闭锁故障对2015年云广交直流混联输电系统影响的研究[J]. 科学技术与工程, 2011, 11(7): 1447-1451.  
Wang Yanan, Su Hongchun, Sun Shiyun, et al. Research of influence under the DC block fault on 2015 Yunnan-Guangdong AC/DC hybrid power system[J]. Science Technology and Engineering, 2011, 11(7): 1447-1451(in Chinese).
- [10] 杨洁民, 冯鹤, 宋天奇. 拉合500 kV刀闸导致兴安直流闭锁的原因分析[J]. 高压技术, 2008, 34(7): 1509-1512.  
Yang Jiemin, Feng Dong, Song Tianqi. Cause analysis of Xingan DC blocking caused by pull 500 kV sluice gate[J]. High Voltage Engineering, 2008, 34(7): 1509-1512 (in Chinese).
- [11] 宣晓华, 尹峰, 张永军, 等. 特高压受端电网直流闭锁故障下机组一次调频性能分析[J]. 中国电力, 2016, 49(11): 140-144.  
Xuan Xiaohua, Yin Feng, Zhang Yongjun, et al. Performance analysis of primary frequency regulation of UHV receiving terminal under DC blocking fault[J]. Electric Power, 2016, 49(11): 140-144(in Chinese).
- [12] 卫鹏, 周前, 汪成根, 等. ±800kV锦苏特高压直流双极闭锁对江苏电网受端系统稳定性的影响[J]. 电力建设, 2013, 34(10): 1-5.  
Wei Peng, Zhou Qing, Wang Chenggen, et al. Effect of bipolar blocking in 800kV Jinsu UHVDC power transmission system on the stability of Jiangsu grid's receiving-end system. Electric Power Construction. 2013, 34(10): 1-5(in Chinese).
- [13] 段南, 李国胜, 王玉山. 大型火电机组一次调频功能投入的研究[J]. 华北电力技术, 2003(10): 1-4.  
Duan Nan, Li Guosheng, Wang Yushan. Research on primary frequency modulation function operating on large fossil-fuel power plants. North China Electric Power, 2003(10): 1-4(in Chinese).
- [14] 尹峰. CCS参与的火电机组一次调频能力试验研究[J]. 中国电力, 2005, 38(3): 74-77.  
Yin Feng. Test and research on CCS-joined primary frequency regulation of thermal power units[J]. Electric Power, 2005,38(3): 74-77(in Chinese).
- [15] 程冲, 杨欢, 曾正, 等. 虚拟同步发电机的转子惯量自适应控制方法[J]. 电力系统自动化, 2015(19): 82-89.  
Cheng Chong, Yang Huan, Zeng Zheng, et al. Rotor inertia



- adapitive method of SVG. Automation of Electric Power Systems, 2015(19): 82-89(in Chinese).
- [16] 葛俊, 刘辉, 江浩, 等. 虚拟同步发电机并网运行适应性分析及探讨[J]. 电力系统自动化, 2018(9): 26-35.  
Ge Jun, Liu Hui, Jiang Hao, et al. Analysis and investigation on grid connected operation adaptability of virtual synchronous generators. Automation of Electric Power System, 2018(9): 26-35 (in Chinese).
- [17] 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): 39-47.  
Ge Jun, Song Peng, Liu Hanmin, et al. New energy station virtual synchronous generator technology research and demonstration application [J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2018(1): 39-47(in Chinese).
- [18] 周天沛, 孙伟. 高渗透率下变速风力机组虚拟惯性控制的研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(2): 486-495.  
Zhou Tianpei, Sun Wei. Study on virtual inertia control for DFIG based wind farms with high penetration[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(2): 486-495(in Chinese).
- [19] 刘彬彬, 杨健维, 廖凯, 等. 基于转子动能控制的双馈风电机组频率控制改进方案[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(16): 17-22.  
Liu Binbin, Yang Jianwei, Liao Kai, et al. Improved frequency control strategy for DFIG based wind turbines based on rotor kinetic energy control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(16): 17-22(in Chinese).
- [20] 陈宇航, 王刚, 侍乔明, 等. 一种新型风电场虚拟惯量协同控制策略[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(5): 27-33.  
Chen Yuhang, Wang Gang, Shi Qiaoming, et al. A new coordinated virtual inertia control strategy for wind farms[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(5): 27-33(in Chinese).

收稿日期: 2018-10-25; 修回日期: 2018-11-21。



刘辉

#### 作者简介

刘辉 (1975), 男, 博士, 教授级高级工程师, 通信作者, 主要研究方向为新能源并网技术及电力系统稳定性分析, E-mail: liuhtj@163.com。

葛俊 (1970), 男, 博士, 教授级高级工程师, 主要研究方向为电力系统运行管理、新能源并网技术, E-mail: ge.jun@jibei.sgcc.com.cn。

(责任编辑 张鹏)