

DOI: 10.7667/PSPC160556

一种考虑备用且与紧急控制相协调的风机高频保护整定方法

袁虎玲^{1,2,3}, 刘福锁^{1,2,3}, 侯玉强^{1,2,3}, 彭慧敏^{1,2,3}, 罗剑波^{1,2,3}

(1. 南瑞集团公司(国网电力科学研究院), 江苏 南京 211106; 2. 国电南瑞科技股份有限公司, 江苏 南京 211106;
3. 智能电网保护和运行控制国家重点实验室, 江苏 南京 211106)

摘要: 分析事故备用大小、发电机调速速率等对孤网频率的影响, 发现受风电不确定性及波动性影响后风机高频过切可能引起电网高低频保护交替动作的风险。提出与紧急控制相协调的风机高频保护整定方法。综合考虑事故备用的影响及紧急控制孤网频率特性, 设定风机高频保护首轮最低值。借鉴低频减载分轮定量的思想, 通过每一轮预想故障下的不断迭代, 逐轮确定风机高频保护量。结合我国某实际电网的分析, 实现了紧急控制与风机保护的协调, 解决了现有风机高频保护方案由于风电出力不确定导致孤网高频过切及可能与低频减载交替动作的缺点, 优化了风机高频保护方案。

关键词: 风机高频保护; 紧急控制; 协调控制; 整定方法; 事故备用

A tuning method for high-frequency protection program of fans considering emergency reserve and coordination with emergency control

YUAN Huling^{1,2,3}, LIU Fusuo^{1,2,3}, HOU Yuqiang^{1,2,3}, PENG Huimin^{1,2,3}, LUO Jianbo^{1,2,3}

(1. Nari Group Corporation (State Grid Electric Power Research Institute), Nanjing 211106, China; 2. Nari Technology Co., Ltd., Nanjing 211106, China; 3. State Key Laboratory of Smart Grid Protection and Control, Nanjing 211106, China)

Abstract: The impact of emergency reserve and generator governor rate to frequency characteristics is analyzed. And the risk of over cutting caused by wind uncertainty and alternate action between UFLS and fans high-frequency protection is discovered. A tuning method for high-frequency protection program of fans is proposed. The method considers the impact of emergency reserve and frequency characteristics of emergency control in isolated grid, to set the minimum value of the fans' high-frequency protection. Referencing rounds and quantitative low frequency load shedding, the high-frequency protection value of wind turbine is set by wheel through the continuous iteration of each round of expected faults. An actual power grid case is analyzed, with which coordination between emergency control and wind turbines' protection is realized, the shortcomings of over cutting caused by wind uncertainty and the possibility of alternate action between UFLS and fans high-frequency protection in existing high-frequency protection program of fans are solved, and high-frequency protection program of fans is optimized.

This work is supported by Science and Technology Project of State Grid Corporation of China "Frequency Modulation Characteristics Analysis and Optimal Control Technique Research of Sending-terminal Power Grid of Large Renewable Energy Base".

Key words: high-frequency protection of fans; emergency control; coordinated control; tuning method; emergency reserve

0 引言

大规模风电接入电网的间歇性和随机性对电网的安全稳定运行带来极大挑战^[1-3]。含大规模风电的区域电网孤网后, 对电网的频率特性、安控策略及

第三道防线的设置带来了较大的影响^[4-7]。目前我国学者对孤网高频控制问题已开展了大量研究。文献[8]从国内外发生的高频问题的典型案例入手, 分析了系统高频失稳的特征, 根据处理问题手段的不同将孤网高频问题的研究分为3大类: 第1类是安控切机, 高频切机与汽轮机超速保护的3级配合保护方案; 第2类为通过调整汽轮机超速保护动作策略来解决孤网高频问题; 第3类基于发电机一次调频

基金项目: 国家电网公司科技项目“大型新能源基地送端电网调频特性分析及优化控制技术研究”

特性,提出放开一次调频下限以及利用一次调频的频差修正回路来控制孤网高频的策略;文献[9-10]分析了电网内发电机调速、励磁装置的控制方式以及负荷特性对高频高压风险的影响,并提出综合应用高周解列、高周切机、过电压保护等措施的高频高压风险抑制策略,但未考虑风机高频保护等的影响。文献[11]针对局部地区解列后出现的含风电在内的末端电网高频问题,比较了整体解列风电场和按比例分配切机容量两种方案的优缺点,提出了一种主导切机办法。文献[12]指出风电机出力波动会影响高频切机装置动作效果,提出高频切机装置调整思路。文献[13]提出了“离线-在线”相协调的电网紧急控制协调方案,但未考虑与风机高频保护等的协调。文献[14]分析了风电接入比例、负荷水平对频率特性影响,提出了高频控制方案,但其方案受电网运行方式约束较大。文献[15]提出了局部与整体孤网的协调思路,实现安全性经济性的协调优化,但未考虑风电间歇性等因素的影响。

本文借鉴低频减载分轮定量的思想,结合我国某实际电网的分析,综合考虑事故备用的影响及紧急控制孤网频率特性,提出了一种通过整定紧急控制安控切机定值与风机高频保护定值相协调的风机高频保护整定方法,解决了实际运行中遇到的由于风电出力不确定导致孤网高频过切及可能孤网后高频与低频减载交替动作的问题。

1 事故备用对风机高频保护的影响

1.1 孤网频率特性

频率是电力系统中同步发电机产生的交流正弦电压的频率。在稳态运行条件下,所有发电机组同步运行,整个电力系统的频率是相等的。系统频率与发电机组的转速以及角速度的关系^[16]为

$$f = \frac{pn}{60} = \frac{\omega}{2\pi} \quad (1)$$

汽轮机转子力矩平衡方程为

$$J \frac{d\omega}{dt} = M_T - M_e \quad (2)$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\Delta M}{J} \quad (3)$$

式中: p 为发电机转子极对数; n 为发电机组的转速; f 为电力系统的频率; ω 为发电机组的角速度; J 为汽轮机轴上各转动部分的惯性矩; M_T 为汽轮机的蒸汽转矩; M_e 为发电机组的反力矩; ΔM 为汽轮机不平衡力矩。

由上式可以看出,转子角速度的变化率与汽轮机的力矩差成正比;当汽轮机所受力矩发生变化时,

发电机组的角速度将发生变化,引起发电机组转速的变化以及系统频率的变化。由此可知,影响孤网后系统频率变化的关键因素主要有两个:①负荷与发电机出力之间的不平衡量;②系统内所有发电机总转动惯量。

文献[17]用 NETOMAC 软件,以 2005 年南方电网的实测数据为基础进行了故障和反演仿真,从仿真结果看出,在较小不平衡功率下,系统频率仍然持续上升,证明了孤网内大部分机组一次调频速率受限是孤网高频的主要原因。

1.2 发电机调频速率较慢情况下备用对孤网暂态频率的影响

风机高频保护设置的最低值往往要先满足电网频率特性的要求后再考虑与紧急控制、低频减载等其他方面的配合。首先在孤网缺额的情况下,部分电网在故障孤网后的短暂时刻会有频率的短暂上升,若风机高频保护最低值设置较低,这将可能引起风机高频保护的動作,增加了功率缺额后多切负荷的风险。

以我国某实际电网为例,孤网故障前下网功率为 50 MW,按照现有安控策略,安控无需动作切负荷;但是,不同的事故备用下,孤网后频率特性不同。中国电力系统的备用容量体系分为负荷备用容量、事故备用容量和检修备用容量^[18];在具有相同发电机调速器的情况下,分别考虑以下 3 种情况。

1) 事故备用为《电力系统安全稳定控制技术导则》^[19]中规定的最大发电负荷的 10%且不低于系统一台最大发电机组,电网最大发电负荷为 990 MW,最大发电机组装机为 200 MW;负荷备用一般为最大负荷的 2%~5%^[20],大系统采用较小数值,小系统采用较大数值,负荷备用取为 50 MW;取备用为 250 MW 情况下,孤网故障前下网功率为 50 MW。

2) 故备用为 250 MW 情况下,故障孤网前呼伦贝尔下网功率为 0 MW。

3) 适当增加事故备用,取备用为 300 MW 情况下,故障孤网前呼伦贝尔下网功率为 50 MW。

以上 3 种情况下,孤网故障后,不考虑风机频率保护动作,电网孤网后系统频率响应曲线如图 1 所示;相同备用及功率下网方式下,增加调速器投入,网后母线频率响应曲线如图 2 所示。

可见以下几点。

1) 存在功率缺额的区域电网由于短路故障电网频率会有短暂上升,经发电机组调速器调节后频率下降。

2) 相同的备用水平下,功率缺额越小,故障孤网后暂态过程最高频率越大。

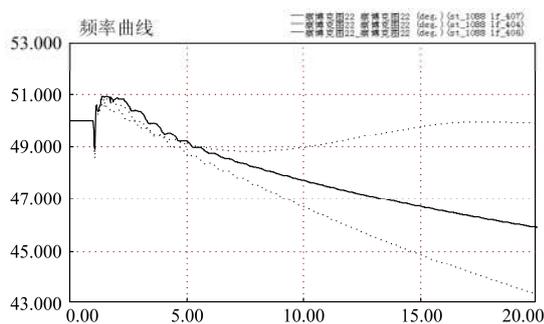


图1 备用分别为300 MW和250 MW时孤网故障后系统频率响应曲线

Fig. 1 Frequency curve after isolated power grid fault while the reserve is 300 MW or 250 MW

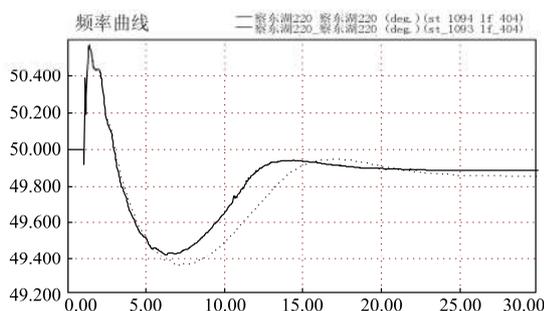


图2 备用为300 MW 呼伦贝尔功率下网50 MW时增加调速器前后, 孤网故障系统频率响应曲线

Fig. 2 Frequency curve before and after increasing the governor while the reserve is 300 MW and the power flow in power grid is 50 MW before isolated

3) 相同的功率缺额下, 备用越大, 故障孤网后暂态过程最高频率越小。

4) 若事故备用不足, 即使无功率缺额, 孤网后频率也不能够恢复到正常范围。

5) 相同的备用水平及功率缺额下, 增加电网发电机调速器的投入, 暂态过程频率最高值相差不大, 但是可以减少频率恢复所需要的时间。

备用为300 MW时, 电网孤网故障后最高频率仍然高于风机高频保护最低值(50.5 Hz, 0.1 s)。可见, 为保障孤网故障后安控不动作时风机高频保护不动作, 需调整风机高频保护定值; 无功率缺额时, 呼伦贝尔孤网后暂态最高频率为50.9 Hz, 故建议将风机高频保护频率定值最低值调整为51 Hz, 动作时间定值不变。

2 孤网高频情况下紧急控制与风机保护的协调

2.1 存在的问题

随着外送功率的增加, 孤网故障后暂态过程最

高频率会有所增加; 对于风电出力比例较大, 风电总出力大于区域电网上网功率的情况下, 可能会出现孤网后故障风机高频保护动作导致过切使得暂态过程频率下跌至49.2 Hz及以下引起第三道防线低频减载动作等连锁反应的现象, 使得事故影响进一步扩大。

仍然以该实际电网为例, 区域电网上网功率260 MW, 风电总出力340 MW大于上网功率, 备用300 MW的方式下, 孤网后, 安控动作优先切210 MW风机后频率仍然高于风机保护定值, 风机高频保护切除余下风机共130 MW后频率下降, 4.7 s频率降至49.2 Hz, 低频减载动作1轮切负荷32 MW后, 系统恢复安全稳定。电网频率响应曲线如图3所示。

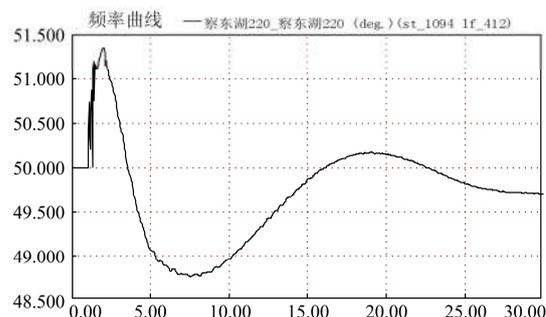


图3 功率上网260 MW、风电总出力340 MW方式下, 孤网故障后系统频率响应曲线

Fig. 3 Frequency curve after isolated power grid fault while the power flow in power grid is 260 MW before isolated and the total wind power output is 340 MW

2.2 紧急控制与风机高频保护的协调

以上问题可以从下面两个方面解决: 1) 保持风机高频保护定值不变, 划清二、三道防线界限使风机保护不动作, 运行方式安排时留有充足的备用, 调整安控欠切量及动作时间; 2) 保持安控定值不变, 只调整风机高频保护定值。

1) 保持风机高频保护定值不变

由上面分析可知: 其他条件保持不变的情况下, 外送越大, 孤网故障后暂态最高频率也越大; 减小安控欠切定值, 可有效减小孤网故障后暂态最高频率。故仿真分析求取安控不欠切、安控动作时间(本算例为0.26 s)下, 能够使孤网后电网保持稳定且风机高频保护不动作的所需备用最小值, 以及满足以上情况的外送最大值。

风电大发方式下, 调速器全部投入, 能够保证孤网后电网安全稳定且风机高频保护不动作的所需最小备用为370 MW; 若减小安控动作时间, 将动

作时间调整为 0.22 s, 则备用 370 MW 下, 暂态过程频率最高值有所下降(见图 4)。仿真分析表明, 若减小安控动作时间为 0.22 s, 所需最小备用为 350 MW。

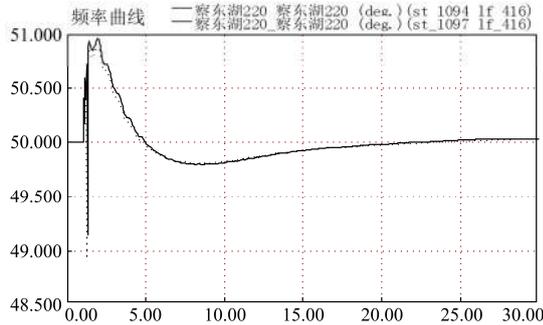


图 4 风电大发有功备用 370 MW 时, 孤网后安控不同动作时间下电网频率响应曲线

Fig. 4 Frequency curve after isolated power grid fault with different action time of the control device while the reserve is 370 MW and the wind power is high

若在功率上网的情况下, 增加发电机调速器的投入量, 相同的情况下, 电网孤网后系统频率曲线如图 5 所示。可见, 调速器作用需要时间, 对孤网后暂态过程频率最高值影响不大, 主要作用为缩短了频率恢复的时间。

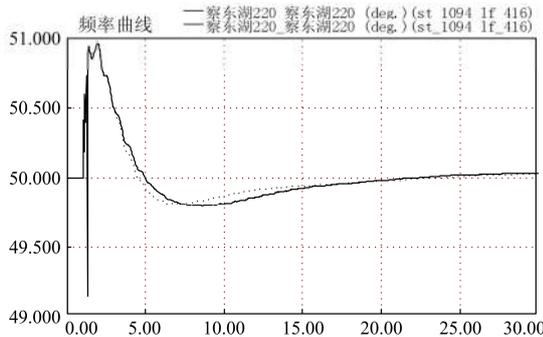


图 5 备用为 370 MW 功率上网 500 MW 时增加调速器前后, 孤网故障后系统频率响应曲线

Fig. 5 Frequency curve before and after increasing the governor while the reserve is 370 MW and the power flow out power grid is 500 MW before isolated

2) 保持安控定值不变

由图 5 可知, 暂态过程中频率高于 51 Hz 持续时间大于 1 s, 2 s 后风机全部切出系统, 由于惯性下降速度较快从而导致降至 49.2 Hz 以下低频减载装置动作, 稳态频率在 49.7 Hz 左右。由于频率高于 51 Hz 持续时间大于 1 s, 若只将风机高频保护定值调整为 51 Hz, 动作时间不调整, 则风机高频保护方案仍然不满足要求; 因此, 需调整风机高频保护使频率定值分轮次, 调整后方案如表 1。

表 1 调整后的风机高频保护方案

Table 1 Adjusted high-frequency protection program of fans

轮次	频率/Hz	时间/s	配置的风电场
1	51	0.1	东豪
2	51.4	0.1	东湖、兴安
3	51.8	0.1	扎罗木得、深能满洲里、西旗、高尔真、东风
4	52	0.1	其余

图 6 给出了调整风机高频保护方案后, 安控选切的是第一轮和第二轮机组后风机高频保护不动作、安控选切的是第二轮和第三轮机组后风机高频保护第一轮动作、安控选切的是第一轮和第三轮机组后风机高频保护第一轮不动作第二轮动作 3 种情况下与原风机高频保护方案下, 孤网后呼伦贝尔电网频率响应曲线。

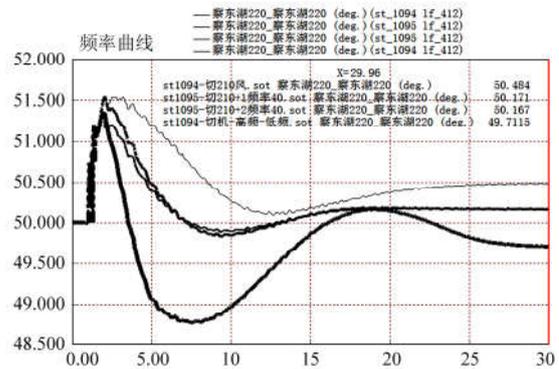


图 6 风机高频保护方案调整前后, 安控选切不同风机情况下系统频率响应曲线

Fig. 6 Frequency curve before and after high-frequency protection program of fans adjustment while cutting different fans

由以上分析可得以下两点。

1) 风机频率保护方案调整后, 孤网故障后暂态过程保持安全稳定, 系统稳态频率能够恢复到 50.5 Hz 以下。

2) 风机频率保护动作与不动作比, 频率恢复得快; 风机频率保护动作越早, 暂态最高频率越低; 但是若第一轮保护配置量过大则会出现与原方案类似的情况。

2.3 考虑与紧急控制相协调的风机高频保护整定方法

以上分析表明单采用频率定值固定, 时间分档的风机高频保护方案不能够满足保证呼伦贝尔电网安全稳定的要求, 因而需要在保证孤网故障后不引起低频减载装置动作的前提下, 对风机高频保护方案重新整定。本文借鉴低频低压减载方案制定的思路, 制定风机高频保护方案, 在电网运行备用一定

的情况下, 考虑与安控协调控制的风机高频保护方案整定方法流程如图 7。

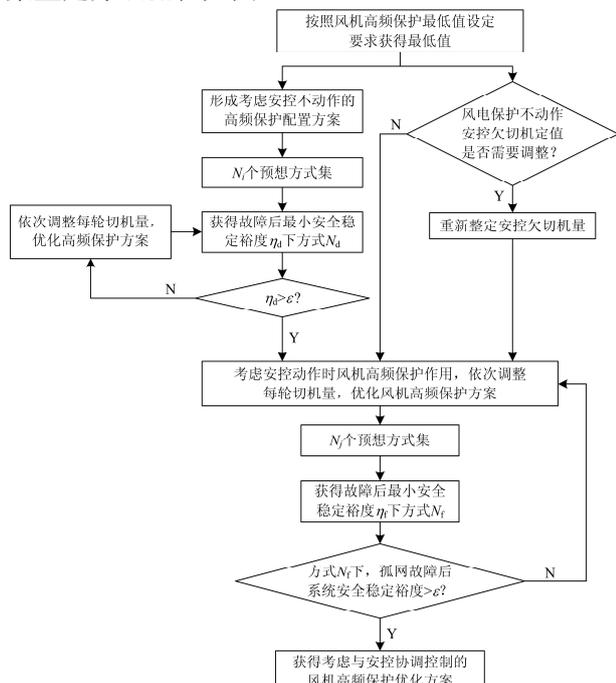


图 7 考虑备用且与安控协调控制的风机高频保护方案整定方法流程图

Fig. 7 Flow chart of the tuning method for high-frequency protection program of fans considering emergency reserve and coordination with emergency control

其整定步骤如下:

- 1) 按照风机高频保护最低值设置要求, 设定风机高频保护最低值;
- 2) 借鉴低频低压减载方案制定的思路, 优先切风机, 形成考虑安控不动作情况下的初始高频保护方案;
- 3) 设定 N_j 个预想方式集, 包括恶劣运行方式、正常运行方式等;
- 4) 对 N_j 个预想方式进行安全稳定分析得到孤网故障下的安全稳定裕度, 按照大小排序后获得最小安全稳定裕度 η_d 下的方式 N_d ;
- 5) 判断最小安全稳定裕度 η_d 是否大于定值 ε , 若是则直接进入步骤 9); 若否则进入步骤 6);
- 6) 依次调整每轮高频保护切机量定值, 在考虑安控不动作的情况下再次进入步骤 4);
- 7) 由步骤 1) 判断考虑风电保护不动作的安控欠切值是否需要调整, 若需调整则进入步骤 8); 若不需调整则直接进入步骤 9);
- 8) 重新整定安控欠切量;

9) 在安控动作的情况下考虑风机高频保护作用, 依次调整每轮高频保护切机量定值;

10) 设定 N_j 个预想方式集, 包括恶劣运行方式、正常运行方式等;

11) 对 N_j 个预想方式进行安全稳定分析得到孤网故障下的安全稳定裕度, 按照大小排序后获得最小安全稳定裕度 η_f 下的方式 N_f ;

12) 判断最小安全稳定裕度 N_f 是否大于定值 ε , 若是则直接进入步骤 13); 若否则进入步骤 9);

13) 全部轮次迭代完全后获得考虑与安控协调控制后的风机高频保护方案。

3 案例分析

仍然以上述电网为例, 首先, 按照风机高频保护最低值设置要求, 设定风机高频保护最低值为 51 Hz。不考虑安控动作的风机高频保护初始方案如表 2。

表 2 不考虑安控动作的风机高频保护方案

Table 2 High-frequency protection program of fans without considering the action of the safety and stability control device

	第一轮	第二轮	第三轮	第四轮
频率/Hz	51	51.4	51.8	52
时间/s	0.1	0.1	0.1	0.1
风机切机量占风机总并网容量百分比(%)	10	30	30	30

功率上网 100 MW、50 MW, 在初始风机高频保护方案下孤网后, 电网频率响应曲线如图 8。功率上网 100 MW, 故障后安控不动作, 风机频率保护动作切风机 65 MW; 功率上网 50 MW, 故障后安控不动作, 风机高频保护不动作。故建议将安控欠切定值修改为 50 MW。

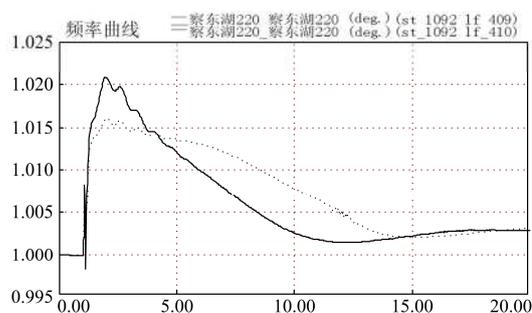


图 8 风机高频保护初始方案下备用 300 MW 下孤网后, 电网频率响应曲线

Fig. 8 Frequency curve after isolated power grid fault with the initial high-frequency protection program of fans while the reserve is 300 MW

优化后的风机高频保护方案如表 3。

表 3 风机高频保护优化方案

	第一轮	第二轮	第三轮	第四轮
频率/Hz	51	51.4	51.8	52
时间/s	0.1	0.1	0.1	0.1
风机切机量占风机总并网容量百分比(%)	6	20	50	24

采用优化后的风机高频保护方案，电网功率上网 50 MW、300 MW，安控及风机高频保护动作后曲线如图 9 所示。

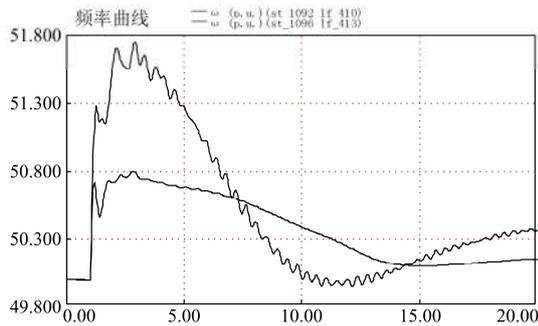


图 9 采用优化后的风机高频保护方案，功率上网 50 MW、300 MW 孤网后电网频率曲线

Fig. 9 Frequency curve with the optimized high-frequency protection program of fans while the power flow out power grid is 50 MW and 300 MW before isolated

可见，采用考虑与紧急控制相协调的风机高频保护整定方法整定后的风机高频保护方案能够保障区域电网孤网后的安全稳定运行。

4 结论

该方法考虑事故备用、发电机调速器的影响，提出风机高频保护最低值设定要求；利用安控切机定值与风机高频保护之间的协调，通过每一轮预想故障下的不断迭代，逐个确定每一轮风机高频保护量。解决了在孤网频率变化较快情况下，高频安控先切机后，频率仍然高于风机高频保护定值而直接按定值切风机，由于安控切机后余下的风电场不同导致风机高频保护可能切风机和不切风机以及切风机量大小不确定使得电网频率不安全的情况；解决了在风电大发的情况下，风机高频保护的切机量根据安控切机后余下的不同风电场风电实时出力大小而不同的缺点，减少了因风机高频保护过切的风险。同时，该方法也存在以下缺点：该方法只针对风机总出力大于区域电网外送功率的情况适用；对于风机总出力小于区域电网外送功率的情况，高频保护

方案还需结合火电机组设定。由于风电出力的不确定性，结合火电机组的高频保护方案整定将更为复杂。

参考文献

- [1] 张丽英, 叶廷路, 辛耀中, 等. 大规模风电接入电网的相关问题及措施[J]. 中国电机工程学报, 2010, 30(25): 1-9.
ZHANG Liying, YE Tinglu, XIN Yaozhong, et al. Problems and measures of power grid accommodating large scale wind power[J]. Proceedings of the CSEE, 2010, 30(25): 1-9.
- [2] 徐式蕴, 吴萍, 赵兵, 等. 提升风火打捆哈郑特高压直流风电消纳能力的安全稳定控制措施研究[J]. 电工技术学报, 2015, 30(13): 92-99.
XU Shiyun, WU Ping, ZHAO Bing, et al. Study on the security and stability control strategy enhancing the wind power consuming ability of the wind-thermal power combining Hazheng UHVDC system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(13): 92-99.
- [3] 迟永宁, 王伟胜, 刘燕华, 等. 大型风电场对电力系统暂态稳定性的影响[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(15): 10-14.
CHI Yongning, WANG Weisheng, LIU Yanhua, et al. Impact of large scale wind farm integration on power system transient stability[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(15): 10-14.
- [4] 田书欣, 程浩忠, 曾平良, 等. 基于调频层面的风电弃风分析[J]. 电工技术学报, 2015, 30(7): 18-26.
TIAN Shuxin, CHENG Haozhong, ZENG Pingliang, et al. Analysis on wind power curtailment at frequency adjustment level[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(7): 18-26.
- [5] 刘志坚, 梁宁, 宋琪, 等. 含小水电群的风-水-火地区电网旋转备用协调优化策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(10): 21-29.
LIU Zhijian, LIANG Ning, SONG Qi, et al. Research of spinning reserve coordination optimization strategy in the wind-hydro-thermal area power grid containing small hydropower group[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(10): 21-29.
- [6] 文晶, 刘文颖, 谢昶, 等. 计及风电消纳效益的电力系统源荷协调二层优化模型[J]. 电工技术学报, 2015, 30(8): 247-256.
WEN Jing, LIU Wenying, XIE Chang, et al. Source-load coordination optimal model considering wind power consumptive benefits based on bi-level programming[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(8): 247-256.
- [7] 谢永涛, 贾嵘, 董开松, 等. 交流微网整体建模及仿真

- 研究[J]. 高压电器, 2015, 51(6): 101-107.
XIE Yongtao, JIA Rong, DONG Kaisong, et al. Modeling and simulation of an AC microgrid[J]. High Voltage Apparatus, 2015, 51(6): 101-107.
- [8] 王一振, 马世英, 王青, 等. 电力系统孤网高频问题研究现状和发展趋势[J]. 电网技术, 2012, 36(12): 165-169.
WANG Yizhen, MA Shiyong, WANG Qing, et al. Present status and developing trend of research on over frequency in isolated power grid[J]. Power System Technology, 2012, 36(12): 165-169.
- [9] 滕予非, 张华, 汤凡, 等. 偏远地区小电网与主网解列后高频高压风险及抑制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(1): 129-137.
TENG Yufei, ZHANG Hua, TANG Fan, et al. Over-frequency and overvoltage risk of isolated small power grid in remote area and its suppression strategy[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(1): 129-137.
- [10] 唐一铭, 顾文, 范立新, 等. 风电场 SVG 测试方法研究与结果分析[J]. 高压电器, 2015, 51(6): 15-19.
TANG Yiming, GU Wen, FAN Lixin, et al. Test method study for svg in wind farm and result analysis[J]. High Voltage Apparatus, 2015, 51(6): 15-19.
- [11] 杨桂兴, 王维庆, 常喜强, 等. 含风电场的局部电网解列后风电场高频控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(18): 122-126.
YANG Guixing, WANG Weiqing, CHANG Xiqiang, et al. High-frequency control strategy for local power grid with wind farm after splitting[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(18): 122-126.
- [12] 陈树勇, 朱琳, 丁剑, 等. 风电场并网对孤网高频切机的影响研究[J]. 电网技术, 2012, 36(1): 58-64.
CHEN Shuyong, ZHU Lin, DING Jian, et al. Impact of grid-connected wind farms on high frequency generator tripping in isolated power grid[J]. Power System Technology, 2012, 36(1): 58-64.
- [13] 常海军, 霍超, 李威, 等. 基于解列信息触发的孤立电网紧急控制方法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(2): 27-35.
CHANG Haijun, HUO Chao, LI Wei, et al. Research on emergency control scheme of isolated power grid based on splitting information triggering[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(2): 27-35.
- [14] 宋晓芳, 常康, 周玲, 等. 多源并存外送系统高频问题分析及控制策略[J]. 华东电力, 2013, 41(10): 2002-2007.
SONG Xiaofang, CHANG Kang, ZHOU Ling, et al. Analysis and control strategy of high frequency under different generation integration[J]. East China Electric Power, 2013, 41(10): 2002-2007.
- [15] 陈涛, 冯丽, 吕亚洲, 等. 基于风险量化的孤网高频切机协调优化[J]. 电网与清洁能源, 2015, 31(5): 8-15.
CHEN Tao, FENG Li, LÜ Yazhou, et al. Optimization and coordination of high frequency generator tripping in isolated power grid based on the risk quantification[J]. Power System and Clean Energy, 2015, 31(5): 8-15.
- [16] 张健铭, 毕天姝, 刘辉, 等. 孤网运行与频率稳定研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(11): 149-154.
ZHANG Jianming, BI Tianshu, LIU Hui, et al. Review of frequency stability for islanded power system[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(11): 149-154.
- [17] 黄宗君, 李兴源, 晁剑, 等. 贵阳南部“7·7”事故的仿真反演和分析[J]. 电力系统自动化, 2007, 31(9): 95-100.
HUANG Zongjun, LI Xingyuan, CHAO Jian, et al. Guiyang south grid "7·7" faults simulation and analysis[J]. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(9): 95-100.
- [18] 高玉洁, 张永凯, 李蓉蓉, 等. 计及风电的电力系统检修备用容量评估及应用[J]. 高压电器, 2015, 51(6): 31-38.
GAO Yujie, ZHANG Yongkai, LI Rongrong, et al. Maintenance reserve capacity evaluation and its application considering wind power and maintenance demand uncertainty[J]. High Voltage Apparatus, 2015, 51(6): 31-38.
- [19] GB/T 26399-2011 电力系统安全稳定控制技术导则[S]. 北京: 中华人民共和国国家质检总局, 2011.
GB/T 26399-2011 technical guide for electric power system security and stability control[S]. Beijing: AQSIC of the People's Republic of China, 2011.
- [20] 曹喜民, 刘天琪, 赵达维, 等. 含风电系统旋转备用的多目标鱼群-蜂群优化方法[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(5): 35-39.
CAO Ximin, LIU Tianqi, ZHAO Dawei, et al. Multi-objective spinning reserve optimization based on fish colony-bee colony algorithm for system containing wind power[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(5): 35-39.

收稿日期: 2016-04-19; 修回日期: 2016-05-27

作者简介:

袁虎玲(1985-), 女, 通信作者, 硕士, 工程师, 主要研究方向为电力系统稳定与控制; E-mail: yuanshuling@sgepri.sgcc.com.cn

刘福锁(1981-), 男, 硕士, 高级工程师, 主要研究方向为电力系统安全分析与控制; E-mail: liufusuo@sgepri.sgcc.com.cn

(编辑 葛艳娜)