

DOI: 10.7667/PSPC161908

基于特高压功率与电网频率偏差的省级电网 AGC 复合闭锁策略研究

李金龙¹, 袁贵川¹, 周剑¹, 李金晖², 郭亮¹

(1. 国网四川省电力公司, 四川 成都 610041; 2. 国网宣城供电公司, 安徽 宣城 242000)

摘要: 分析了省级电网 AGC 的特高压闭锁策略在电网频率调整方面的不足。在特高压闭锁策略基础上, 提出一种结合特高压功率偏差与电网频率偏差的省级电网 AGC 复合闭锁策略。该策略在电网频率偏差调整与特高压功率调整相矛盾时, 判断电网频率是否越限。若频率越限, 开放省级电网 AGC, 优先恢复电网频率。频率恢复至限值内或频率未越限时, 闭锁省级电网 AGC, 减小特高压功率偏差。基于 Matlab/Simulink 的仿真结果表明, 该策略能更快恢复电网频率, 且不会过多增加特高压功率偏差, 能兼顾电网频率调整与特高压功率调整。

关键词: 特高压联络线; 自动发电控制; 电网频率; 复合闭锁策略

Composite locking strategy of provincial power grid AGC system based on UHV power deviation and frequency offset

LI Jinlong¹, YUAN Guichuan¹, ZHOU Jian¹, LI Jinhui², GUO Liang¹

(1. State Grid Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610041, China;

2. State Grid Xuancheng Electric Power Supply Company, Xuancheng 242000, China)

Abstract: Shortcomings in frequency adjustment of UHV locking strategy in provincial power grid AGC system are analyzed. A novel composite locking strategy of provincial power grid AGC system is proposed based on UHV power deviation and interconnected power system frequency offset. If frequency recovery contradicts UHV power deviation adjustment, composite locking strategy judges whether power frequency exceeds the limit. If power frequency is over limited, AGC in provincial power grid acts normally to recover the frequency preferentially. Otherwise AGC system is locked until UHV power deviation decreases to allowable range. Simulation on Matlab/Simulink platform shows the composite locking strategy can restore power grid frequency much faster than UHV locking strategy, does not increase UHV power deviation excessively, and can consider both the power grid frequency regulation and UHV frequency regulation.

Key words: ultra high voltage (UHV) tie-line; automatic generation control (AGC); power network frequency; composite locking strategy

0 引言

1000 kV 长南荆特高压交流试验示范性输电工程(简称特高压, 下同)是我国第一条特高压交流输电线路^[1-2]。长南一线投运后, 华中(含西南)一华北电网 500 kV 联络线解环。两个区域电网包含多个省网, 负荷基数大, 作为唯一的交流联络线, 两大区域电网内任何一个省级电网有功的不平衡

量, 都会反应为特高压功率的波动^[3]。特高压的功率控制线显得尤为重要。

自动发电控制(Automatic Generation Control, AGC)是控制联络线功率的有效工具。特高压投运后, 对区域电网和省级电网 AGC 均有较大影响。为有效调整特高压联络线功率, 文献[4]提出 AGC 考核的 T 标准, 文献[5]提出 MT 标准。为协调省级电网与特高压联络线考核标准, 文献[4]提出部分控制区采取 CPS 标准, 部分控制区采取 T 标准, 两个标准并行的方法。文献[6]提出将所有控制区与特高压考核标准在 CPS 与 T 标准间实时切换的

方法。在不同调度机构 AGC 控制策略方面, 文献[7]提出当特高压联络线有功偏差较大时, 禁止各省控制区作出进一步加大偏差的调整策略。文献[3]和[8]分别提出在不同条件下, 网调和省调机组均参与调整特高压和省级电网功率偏差的策略。结合我国调度自动化和通信系统发展实际, 目前应用的是特高压联络线采取 T 标准^[4], 省间联络线采用 CPS 或改进的 CPS 标准考核, 并增加了特高压反调节电量考核^[9]。为协调省级电网 AGC 与特高压调整, 当特高压偏差超过限值时, 若各省控制区 AGC 调节方向会恶化特高压偏差, 闭锁该省级电网 AGC, 避免恶化特高压功率偏差^[7-11], 简称特高压闭锁策略。AGC 运行的实践表明, 与无闭锁的 AGC 相比, 特高压闭锁策略有效抑制了省级电网 AGC 对特高压功率的反调节, 防止了特高压功率过大和波动频繁。

实际运行中发现, 电网有功负荷变化过大的情况下, 特高压闭锁策略与电网频率调整存在有矛盾的时段。本文分析了特高压闭锁策略在电网频率调整方面的不足, 提出了结合特高压功率偏差和电网频率偏差的省级电网复合闭锁策略。该策略能有效协调特高压功率偏差与电网频率偏差调整的矛盾, 在保证特高压功率偏差不至于过大的情况下, 尽快恢复电网频率。该策略对调度自动化软硬件设施改动较小, 易于实现。基于 Matlab/Simulink 的仿真结果验证了该方法的有效性和实用性。

1 特高压闭锁策略分析

特高压考核的 T 标准以及省级电网的特高压闭锁策略均以特高压功率偏差为关注重点, 有利于特高压功率维持在计划值附近。但对电网频率质量关注较少, 不利于频率的恢复^[11]。极端情况下, 可能恶化电网频率偏差。如图 1 所示, 将通过特高压互联的电网等效为两区域互联系统, 特高压两侧的区域电网 A、B 均包含若干子电网。为方便分析, 将电网 A 简化为两个省级电网 1、2, 电网 B 简化为不含子网的电网。

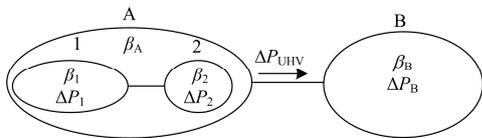


图 1 含子电网的两区互联电网

Fig. 1 Two-area interconnected power system with multiple zones

各电网的区域控制偏差(Area Control Error, ACE)表达式为

$$ACE = \Delta P_{Tie} + \beta \Delta f \quad (1)$$

式中: ΔP_{Tie} 为本电网的联络线交换功率偏差, 输出为正; β 为本电网的频率偏差系数, 符号为正; Δf 为电网实际频率与额定频率之差。

设 ΔP_{UHV} 为特高压功率与计划值的偏差, 以本电网送出为正方向, 省级电网 AGC 的特高压闭锁策略可表示为

$$\begin{cases} |\Delta P_{UHV}| > \Delta P_{UHV.lim} \\ \Delta P_{UHV} \cdot ACE_i < 0 \end{cases} \quad (2)$$

式中, $\Delta P_{UHV.lim}$ 为特高压功率偏差限值, 恒为正。

当电网运行满足式(2)条件时, 闭锁该电网 AGC, 防止增大特高压功率偏差。若 ACE 中的 β 系数与电网实时频率偏差系数相等, 则 ACE 即为本电网有功不平衡量^[12-13]。以区域电网 A 中的省级电网 1 为例, 分析不同情况下特高压闭锁策略对特高压功率偏差和电网频率偏差的影响。假设省级电网 2 始终保持本网有功平衡:

(1) $ACE_1=0, ACE_B<0$, 即电网 1 有功平衡、电网 B 发电出力不足。 $\Delta P_{UHV}>\Delta P_{UHV.lim}, \Delta f<0$ 。电网 A 的 AGC 不动作; 电网 B 的 AGC 动作, 增加发电出力, 使 Δf 和 ΔP_{UHV} 均恢复为 0。

(2) $ACE_1>0, ACE_B<0$, 即电网 1 发电出力过剩、电网 B 发电出力不足。 $\Delta P_{UHV}>\Delta P_{UHV.lim}, \Delta f$ 与 $\Delta P_1+\Delta P_B$ 同号。电网 1 的 AGC 动作, 减小发电出力; 电网 B 的 AGC 动作, 增加发电出力, 使 Δf 和 ΔP_{UHV} 均恢复为 0。

(3) $ACE_1<ACE_B<0$, 即电网 1 与电网 B 发电出力均不足, 且电网 1 有功缺额较大。 $\Delta P_{UHV}<-\Delta P_{UHV.lim}, \Delta f<0$ 。电网 1 的 AGC 动作, 增加发电出力; 电网 B 的 AGC 闭锁, 不增加发电出力。

(4) $ACE_B<ACE_1<0$, 即电网 1 与 B 发电出力均不足、且电网 B 有功缺额较大。 $\Delta P_{UHV}>\Delta P_{UHV.lim}, \Delta f<0$ 。电网 1 的 AGC 闭锁, 不增加发电出力; 电网 B 的 AGC 动作, 增加发电出力。

(5) $ACE_B > 0$ 的情况与 $ACE_B < 0$ 的情况类似, 仅 Δf 符号不同。

对情况(1)和(2), 即特高压两侧电网仅一侧有功不平衡, 或两侧电网有功不平衡量反向, 两侧电网 AGC 正常动作, 消除本网有功不平衡量, 在减小特高压功率偏差的同时, 有助于频率恢复至额定值。对情况(3)和(4), 即两侧电网有功不平衡量同向且大小不一致时, 特高压功率调整与电

网频率调整相矛盾,总有一侧电网的 AGC 被闭锁;待对侧 AGC 动作一段时间后,特高压功率偏差恢复至限值以内时,本侧 AGC 才动作。被闭锁的一侧,本地有功无法就地平衡,虽然缓解了特高压的功率偏差,但延长了互联电网频率恢复时间。长时间大频率偏差运行,对电网安全产生不利影响^[14],且不能发挥互联电网事故支援的作用^[15]。实际运行中,特高压两侧电网用电负荷曲线鲜有等量变化的情况,省级 AGC 日内多次闭锁。高峰时段负荷急剧变化,AGC 正负备用不足,大容量机组跳闸等情况下,对频率的恶化尤为明显。

2 特高压功率与频率偏差的复合闭锁策略

2.1 省级电网 AGC 的复合闭锁策略

由上可知,当特高压偏差超过限值且频率调整和特高压功率调整相矛盾时,特高压闭锁策略以牺牲电网频率质量为代价,达到特高压功率维持在计划值的目的。在电网频率偏差较小时,有利于特高压功率恒定。若电网频率偏差大且时间长,可能加大频率偏差,延长频率恢复时间,降低电网稳定性。基于安全考虑,在电网频率偏离额定频率较大时,应优先恢复频率,保证频率安全的前提下,再恢复特高压功率。因此,本文在当前特高压闭锁策略基础上,提出一种基于特高压功率和互联电网频率偏差的省级电网 AGC 复合闭锁策略,简称复合闭锁策略。

将特高压功率从本区域送出定义为正方向,对送、受端省级电网,当且仅当以下三个条件同时满足时,闭锁 AGC。

$$\begin{cases} |\Delta P_{\text{UHV}}| > \Delta P_{\text{UHV.lim}} \\ \Delta P_{\text{UHV}} \cdot ACE_i < 0 \\ -\text{sign}(\Delta P_{\text{UHV}}) \Delta f < \Delta f_{\text{lim}} \end{cases} \quad (3)$$

其中, Δf_{lim} 为互联电网频率偏差限制,恒为正。根据频率偏差允许需求整定。

根据式(3),当特高压偏差越限时,采用复合闭锁策略,分别对第 1 部分的情况(1)~(4)分析可知,情况(1)和(2),省级电网 AGC 动作情况与特高压闭锁策略相同。情况(3)和(4),若互联电网频率低于设定的频率下限,即使特高压功率偏差送出方向越上限,两侧电网 AGC 仍能正常动作;待电网频率恢复至允许范围内时,闭锁电网 1 的 AGC,以减小特高压功率偏差。情况(5)的分析同(1)~(4)。

综上,当特高压功率和电网频率偏差均越限,

且频率调整和特高压功率调整相矛盾时,复合闭锁策略优先恢复电网频率。当电网频率未越限或恢复至允许范围内时,优先恢复特高压功率至计划值。复合闭锁策略能兼顾电网频率安全与特高压功率偏差。

2.2 本区域其他电网的影响

电网 2 和电网 B 的有功过剩或不足,可能造成 $\Delta P_{\text{UHV}} > \Delta P_{\text{UHV.lim}}$ 、 $\Delta f > \Delta f_{\text{lim}}$ 、 $ACE_1 < 0$, 或 $\Delta P_{\text{UHV}} < -\Delta P_{\text{UHV.lim}}$ 、 $\Delta f < -\Delta f_{\text{lim}}$ 、 $ACE_1 > 0$ 的情况。此时若电网 1 的 AGC 动作,将同时恶化电网频率和特高压功率偏差。根据复合闭锁策略,电网 1 的 AGC 闭锁,有利于电网频率和特高压功率恢复。

2.3 复合闭锁策略对特高压功率偏差的影响

实时频率偏差系数与 ACE 计算中的 β 系数相等时,ACE 与电网外的有功偏差无关^[12]。设电网 1 的有功不平衡量为 ΔP_1 ,以发电功率为正。当特高压功率偏差 ΔP_{UHV} 越限、电网 1 的 ACE 与特高压偏差反号、互联电网频率越限,且频率偏差与特高压功率偏差反号,电网 1 的 AGC 正常动作,将 ACE 调整至 0,发电机组增加的功率为 $-\Delta P_1$,引起的频率变化为

$$\Delta f' = -\frac{\Delta P_1}{\beta_A + \beta_B} \quad (4)$$

区域电网 A 由于频率变化而增加的消纳功率为

$$\Delta P'_A = -\beta_A \cdot \Delta f' \quad (5)$$

反应在特高压功率上的变化为

$$\Delta P'_{\text{UHV}} = -\Delta P_1 + \Delta P'_A = -\Delta P_1 \frac{\beta_B}{\beta_A + \beta_B} \quad (6)$$

由于 ΔP_1 与特高压偏差反号, $\Delta P'_{\text{UHV}}$ 与 ΔP_{UHV} 同号,即电网 1 的 AGC 动作,加重了特高压功率偏差,但增加的功率小于电网 A 的功率增加量。

通常我国电网 ACE 计算中,采用固定 β 系数,按网区年度预计最高负荷的百分数来确定。各省电网的 β 系数将按各省年度预计最高负荷或发电占全网的比例进行分配^[16-17]。若电网 1 的实时频率偏差系数 β'_1 不等于设定的系数 β_1 ,反应在特高压功率上的变化为

$$\Delta P'_{\text{UHV}} = -[\Delta P_1 + (\beta_1 - \beta'_1) \Delta f'] \frac{\beta_B}{\beta_A + \beta_B} \quad (7)$$

若 $\beta_1 > \beta'_1$,即电网 1 的 AGC 存在超调的情况,特高压功率偏差会进一步增加。由于 $\beta_1 - \beta'_1$ 不会太大,特高压功率增量也不会太大。实际上当电网频率恢复至限值以内时,即使 $ACE_1 \neq 0$,复合闭锁策略也将闭锁电网 1 的 AGC,特高压功率偏差实际增加量更小。

2.4 复合闭锁策略对调度自动化系统的影响

目前的特高压闭锁策略, 需要省级电网采集本网频率、联络线功率偏差以及特高压功率偏差数据。对比式(4)和式(2)可知, 复合闭锁策略仍然采用特高压闭锁策略所需的数据, 不需要新增数据采集, 无需增加国网省三级调度 AGC 间的通信, 无需三级调度 AGC 的控制策略和考核标准切换。与要求上下级调度机构实时切换控制策略或考核标准的方法相比, 避免了通信延迟造成控制策略失配的问题和不同考核标准切换带来的考核结果的不确定性。仅在省调 AGC 处增加一个判据即可实现, 对调度自动化硬件要求低, 可靠性高。无需修改 CPS 考核标准, 减少了调度工作。对软硬件改动小, 易于实现。

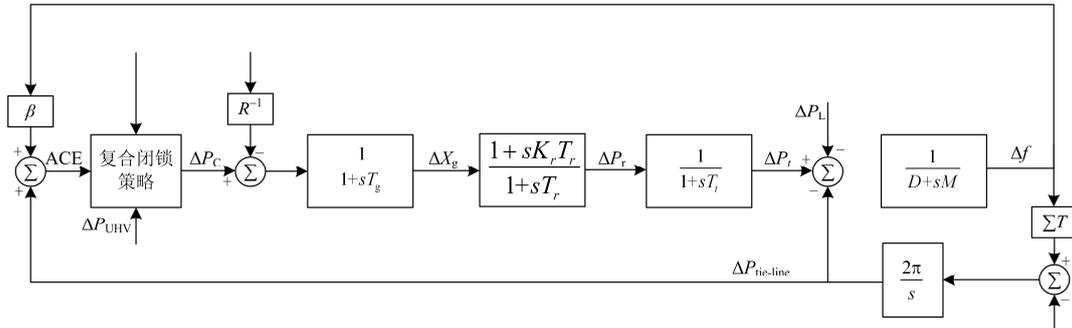


图 2 控制区的 AGC 系统动态模型

Fig. 2 AGC system dynamic model of each area

表 1 仿真参数

Table 1 Simulation parameters

变量	电网 1	电网 2	电网 B
T_g	0.1	0.08	0.08
T_r	10	8	8
K_r	0.25	0.375	0.375
T_t	0.2	0.3	0.3
M	10.5	12.0	12.0
D	2.75	2.0	2.0
β	35	21.5	21.5
R	0.03	0.05	0.05

3.1 用电负荷增加时的性能比较

为模拟特高压两侧电网用电负荷同向不同步的快速变化, $t=1\text{ s}$ 时, 为电网 B 加入 $\Delta P_B=5\text{ p.u.}$ 的阶跃扰动负荷, 为电网 1 加入爬坡率为 0.015 p.u./s 、时长 300 s 的负荷。同时仿真了无闭锁、特高压闭锁和复合闭锁三种策略下电网的响应曲线, 如图 3—图 5 所示。

对比图 3—图 5 的结果, 发用电功率急剧扰动

3 仿真验证

对图 1 中经特高压交流线路联网的区域互联电网, 在 Matlab/Simulink 平台中进行仿真。其中每个省级电网, 建立图 2 所示的负荷频率控制模型, 详细参数见表 1^[5,13,18-22]。为简化分析, 所有发电机被等值为一台集中参数发电机。取 $\Delta P_{\text{UHV.lim}}=0.3\text{ p.u.}$, $\Delta f_{\text{lim}}=0.03\text{ Hz}$ 。为了对比不同策略下电网频率和特高压联络线功率恢复情况, 针对不同的有功变化, 同时给出了无闭锁、特高压闭锁策略以及复合闭锁策略情况下 AGC 的响应曲线。

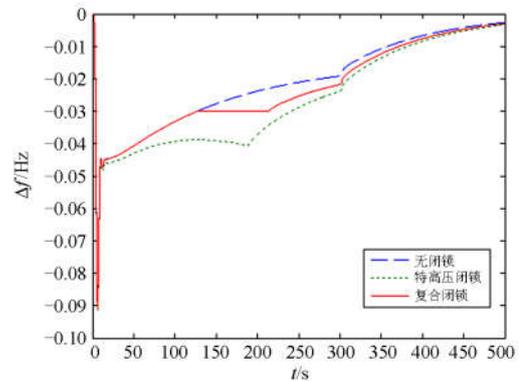


图 3 电网 1 的频率偏差曲线

Fig. 3 Frequency deviation response of area 1

造成特高压功率和电网频率偏差均较大时, 在频率恢复的关键时间, 相比特高压闭锁模式, 复合闭锁策略能将电网频率更快地恢复至允许范围内, 特高压功率恢复时间与特高压闭锁策略接近, 且特高压功率偏差不会过大。这与电网有功严重不足时需优先增加电网频率的要求一致。

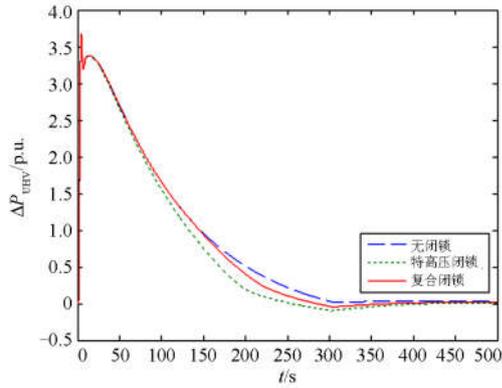


图 4 特高压功率偏差曲线
Fig. 4 UHV power deviation response

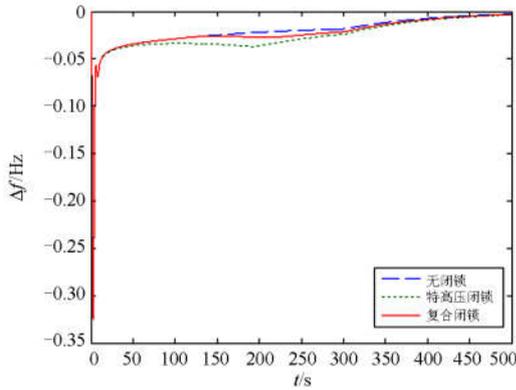


图 5 电网 B 的频率响应曲线
Fig. 5 Frequency deviation response of area B

3.2 用电负荷减小时的性能比较

$t=1\text{ s}$ 时, 为电网 B 加入 $\Delta P_B=-5\text{ p.u.}$ 的阶跃扰动负荷, 为电网 A 加入爬坡率为 -0.01 p.u./s 、时长为 250 s 的负荷。三种策略下系统的输出响应对比如图 6—图 8 所示。

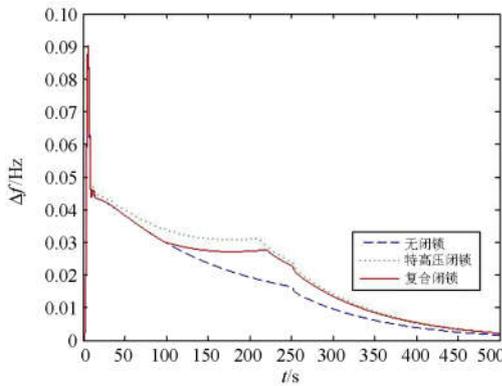


图 6 电网 1 的频率响应曲线
Fig. 6 Frequency deviation response of area 1

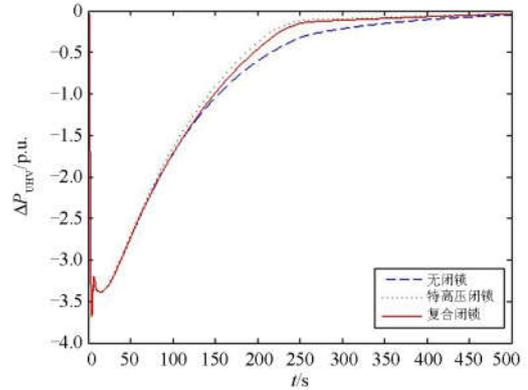


图 7 特高压偏差响应曲线
Fig. 7 UHV power deviation response

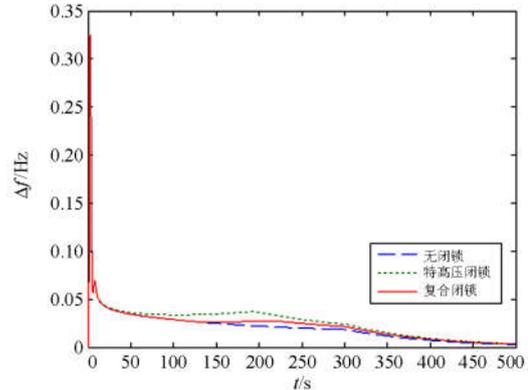


图 8 电网 B 的频率响应曲线
Fig. 8 Frequency deviation response of area B

图 6—图 8 的结果表明, 在电网用电负荷急剧下降导致特高压功率和电网频率偏差较大时, 复合闭锁策略与无闭锁相比, 电网频率恢复稍慢; 但比特高压闭锁模式更快。同时相对无闭锁模式, 特高压功率偏差不至于过大。这与电网有功严重过剩时需优先减小电网频率的要求一致。

综上, 复合闭锁策略的省级电网 AGC 系统动态响应性能兼顾电网频率偏差与特高压功率偏差, 性能优于无闭锁模式和采用特高压闭锁模式的 AGC 系统, 证明了方法的有效性。

4 结论

提出一种基于特高压功率偏差和电网频率偏差的省级电网 AGC 复合闭锁策略。与特高压闭锁策略相比, 在特高压功率偏差超限、电网频率偏差超限且频率偏差、ACE 与特高压功率偏差反向的情况下, 开放省级电网 AGC, 优先恢复电网频率; 频率恢复至限值以内时, 闭锁省级电网 AGC, 防止恶化特高压功率偏差, 能有效协调特高压功率偏差和电网频率偏差的矛盾。该策略对调度自动化软硬件要

求低, 可靠性高。仿真结果验证了该策略的有效性和正确性。

参考文献

- [1] 刘志成, 王春明, 何毅斌. 1000 kV 长治-南阳-荆门特高压联络线功率控制分析[J]. 华中电力, 2009, 22(2): 5-13.
LIU Zhicheng, WANG Chunming, HE Yibin. Analysis of power control of 1000 kV Changzhi-Nanyang-Jingmen UHV tie line[J]. Central China Electric Power, 2009, 22(2): 5-13.
- [2] XU Tao, GUO Lingxu, CAO Jing, et al. Experimental studies of AGC independent control for a provincial power grid[C] // IEEE PES ISGT ASIA 2012, Tianjin, China, 2012: 1-4.
- [3] 刘新东, 陈焕远, 姚程. 基于非线性方法抑制特高压联络线功率波动的控制策略仿真[J]. 电力自动化设备, 2012, 32(4): 92-95.
LIU Xindong, CHEN Huanyuan, YAO Cheng. Simulation of power control strategy based on nonlinear method for UHV tie line[J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(4): 92-95.
- [4] 高宗和, 陈刚, 滕贤亮, 等. 特高压互联电网联络线功率控制(二)AGC 性能评价[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(16): 61-64.
GAO Zonghe, CHEN Gang, TANG Xianling, et al. Active power control for tie-lines in UHV interconnected power grid part two AGC performance assessment[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(16): 61-64.
- [5] 艾小猛, 廖诗武, 文劲宇. 多区域互联电网主要联络线 AGC 控制性能评价指标[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(21): 111-117.
AI Xiaomeng, LIAO Shiwu, WEN Jinyu. An AGC control performance index for main tie-lines in interconnected power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(21): 111-117.
- [6] 杨永强. 联络线功率控制性能评价标准的实施方式研究[D]. 大连: 大连理工大学, 2014: 1-49.
YANG Yongqiang. Research of the implementation mode of tie-line power control performance assessment standard[D]. Dalian: Dalian University of Technology, 2014: 1-49.
- [7] 高宗和, 陈刚, 杨军峰, 等. 特高压互联电网联络线功率控制(一)AGC 控制策略[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(15): 51-55.
GAO Zonghe, CHEN Gang, YANG Junfeng, et al. Active power control for tie-lines in UHV interconnected power grid part one AGC control strategies[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(15): 51-55.
- [8] 江木, 吴文传, 张伯明, 等. 特高压联网下 AGC 协调控制策略仿真[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(14): 75-78.
JIANG Mu, WU Wenchuan, ZHANG Boming, et al. Simulation of an AGC coordinated control strategy for ultra-high voltage interconnected power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(14): 75-78.
- [9] 郝越. 特高压互联电网控制模式与性能评价标准的研究[D]. 南京: 南京理工大学, 2014: 1-83.
HAO Yue. Study on automatic generation control mode and performance assessment standard in UHV interconnected power grid[D]. Nanjing: Nanjing University of Science and Technology, 2014: 1-83.
- [10] 鲁鹏. 河北南网特高压交流 AGC 研究[D]. 保定: 华北电力大学, 2010: 1-61.
LU Peng. Study of UHV AC AGC operation in the Southern Hebei Power Grid[D]. Baoding: North China Electric Power University, 2010: 1-61.
- [11] 胡浩, 仲悟之, 宋新立, 等. 特高压联络线 AGC 控制策略模型[J]. 中国电力, 2015, 48(4): 83-89.
HU Hao, ZHONG Wuzhi, SONG Xinli, et al. AGC power control strategy model of UHV AC tie-line[J]. Electric Power, 2015, 48(4): 83-89.
- [12] 刘乐, 刘娆, 李卫东. 自动发电控制中频率偏差系数确定方法的探讨[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(6): 42-47.
LIU Le, LIU Rao, LI Weidong. Probe into frequency bias coefficient setting in automatic generation control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(6): 42-47.
- [13] 陶骞, 贺颖, 潘杨, 等. 电力系统频率分布特征及改进一次调频控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(17): 133-138.
TAO Qian, HE Ying, PAN Yang, et al. Characteristics of power system frequency abnormal distribution and improved primary frequency modulation control strategy[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(17): 133-138.
- [14] 赵强, 王丽敏, 刘肇旭, 等. 全国电网互联系统频率特性及低频减载方案[J]. 电网技术, 2009, 33(8): 35-40.
ZHAO Qiang, WANG Limin, LIU Zhaoxu, et al. Study

- on dynamic frequency characteristics and coordinative under-frequency load shedding scheme for nationwide interconnected power grid of China[J]. Power System Technology, 2009, 33(8): 35-40.
- [15] 刘娆, 常焯燊, 巴宇, 等. 互联电网运行控制性能评价标准研究(一)制定原则和需解决的问题[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(18): 133-139.
- LIU Rao, CHANG Yekui, BA Yu, et al. Research on operation control performance assessment criteria of China's interconnected power grids (part one) principles of formulation and issues to be addressed[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(18): 133-139.
- [16] 刘乐. 自动发电控制中频率偏差系数研究[D]. 大连: 大连理工大学, 2008: 1-110.
- LIU Le. Research on frequency bias coefficient in automatic generation control[D]. Dalian: Dalian University of Technology, 2008: 1-110.
- [17] 郭亮, 于昌海, 吴继平, 等. 四川电网 AGC 机组协调优化控制策略研究与应用[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(17): 159-164.
- GUO Liang, YU Changhai, WU Jiping, et al. Research and application of AGC generators coordinated optimization control strategy in Sichuan power grid[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(17): 159-164.
- [18] 周念成, 付鹏武, 王强钢, 等. 基于模型预测控制的两区域互联电网 AGC 系统研究[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(22): 46-51.
- ZHOU Niancheng, FU Pengwu, WANG Qianggang, et al. Research on AGC of two area interconnected power system based on MPC[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(22): 46-51.
- [19] 樊艳芳, 钟显, 常喜强, 等. 频率的时空分布对低频减载的影响研究[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(1): 55-60.
- FAN Yanfang, ZHONG Xian, CHANG Xiqiang, et al. Research of the UFLS under the frequency characteristics of temporal and spatial distribution[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(1): 55-60.
- [20] ZHUO Junfeng, WU Junzhuo, SHANG Xuewei, et al. Control strategies of North China Power Grid AGC in tie-line power control in UHV pilot project[C] // 2010 International Conference on Power System Technology, Hangzhou, China, 2010: 1-5.
- [21] WANG Ying, SUN Haishun, LIU Bing, et al. Improvement of AGC strategies for ultra-high voltage interconnected power system[C] // 2014 International Conference on Power System Technology (POWERCON 2014), Chengdu, China, 2014: 620-625.
- [22] DONDE V, PAI M A, HISKENS I A. Simulation and optimization in an AGC system after deregulation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2001, 16(3): 481-489.

收稿日期: 2016-11-16; 修回日期: 2017-02-03

作者简介:

李金龙(1987—), 男, 硕士, 工程师, 研究方向为电力系统调度与控制; E-mail: ljzsu@163.com

袁贵川(1977—), 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为电力系统调度运行与管理;

周剑(1972—), 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为电力系统运行与控制、电网方式管理。

(编辑 葛艳娜)