

基于特高压和超高压直流互联的送端电网 AGC系统控制策略

伍凌云¹,何 笠¹,杨 可¹,罗卫华¹,兰 强¹,谈 超²,肖 雄³

(1. 国家电网公司西南分部,四川 成都 610041;

2. 南瑞集团有限公司(国网电力科学研究院有限公司),江苏 南京 211106;

3. 中国电力科学研究院有限公司 电网安全与节能国家重点实验室,北京 100192)

摘要:采用基于特高压和超高压直流的电网异步联网方式对现有的自动发电控制(AGC)系统控制策略和电网频率控制的适应性问题逐步显现。为分析直流系统异步联网方式对电网AGC系统控制策略带来的影响,结合直流系统负荷的频率静态特性及其附加频率控制器的动态特性,分析了区域电网AGC对控制区设置、控制模式选择以及与直流附加频率控制器的适应性的影响,并对目前国内广泛应用的控制性能评价标准(CPS)控制策略适应性进行探讨。基于PSD-FDS平台进行直流系统与AGC的频率控制仿真验证和实际工程应用,结果表明基于特高压和超高压直流互联的送端电网AGC控制策略能够较好地适应异步互联电网,为异步联网方式下AGC系统控制策略制定和优化提供参考。

关键词:特高压直流;超高压直流;异步联网;自动发电控制;频率控制

中图分类号:TM 721.1;TM 723

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202106010

0 引言

特高压直流系统建设推动了国内输电主网架结构的调整,区域电网间功率交换从交流联网方式过渡到交直流混联和异步联网方式。通过特高压和超高压直流的电网异步互联可以增加区域电网送出功率^[1],阻断暂态能量传递,减轻远距离双回的交流长链式互联电网暂态失稳的负面影响。异步联网后,各区域电网的规模较同步联网方式下有所减小,如西南电网异步运行后,其转动惯量约为与华中电网联网工况下的1/6^[2]。在异步联结的送端电网实时运行控制中,一方面对电网频率控制的可靠性和快速性要求有所提高,另一方面直流系统及其附加控制器功率调制功能的引入改变了原有系统的频率负荷特性,对电网自动发电控制(AGC)系统控制策略的适应性产生影响,增加了区域电网频率控制难度。

在渝鄂背靠背工程投运后,即西南电网异步联网运行期间,采用交流大电网AGC系统控制策略时出现了较多的过调和反调现象,整体控制性能不佳。目前一些文献研究了区域联络线对AGC系统控制的影响^[3-5],而学术界大多针对AGC系统控制模型本身的特性展开研究,文献[6]提出了考虑调速器死区的AGC仿真模型,基于改进的粒子群优化算法完成AGC系统控制器参数和频率偏差系数的优化,并在两区域交流互联电网验证了该方法的有效性;文献[7]考虑不同的AGC系统控制模式,提出不同机组出力下对电网潮流的影响因子的计算方法和物理意义,并在华东电网中得以验证;文献[8]全面总结和

思考AGC系统控制策略、控制模式、性能评价标准的内涵及其在特高压、新能源等新技术方面的应用,并说明其在华北、华中、华东联网的应用的技术问题。目前亦有少量文献研究了异步联网模式下的多调频手段之间的协调控制特性,文献[9]建立直流附加频率控制器(FC)的数学模型,分析与一次调频的协调关系,并基于云南异步运行电网仿真结果提出优化控制策略。但对于通过特高压直流系统联结的送端电网,针对直流附加频率控制和AGC系统等调频手段的控制策略及其协调配合特性的研究较少。

在西南电网异步互联运行的背景下,为解决直流异步互联的引入导致电网AGC系统控制策略出现的适应性问题,本文结合直流系统负荷频率静态特性及其附加频率控制器动态响应的特点,分析了AGC在控制区设置、控制模式选择以及与直流附加频率控制器的适应性,对目前广泛使用的控制性能评价标准(CPS)控制策略适应性进行探讨,通过仿真和实际电网验证提出了优化控制方案。

1 AGC系统控制区划分及控制模式选择

1.1 西南电网简述

西南电网通过多回特高压和超高压直流线路以及渝鄂背靠背直流系统与华东、华中、西北电网互联,按照互联电网联络线功率控制技术规范^[10],国调和国分调作为统一控制区,国分调和省调之间采用主-子控制区方式,采用定频率控制(FFC)以及联络线功率和频率控制(TBC)的控制策略,即国调和国分调按照FFC模式进行控制,负责整个交流电网频率调节。省调按照TBC模式进行控制,通过调整机

组实时出力,满足本控制区电力实时平衡,控制省间联络线潮流。在发生大扰动情况下,省调须按照国调指令,参与跨省/跨区联络线调整。

互联电网联络线功率控制技术规范未对直流线路是否纳入联络线进行规定。在采用特高压直流异步方式联网前,国内采用较多的控制区边界划分是将国调和国分调直调机组以送出交、直流线路为边界,划分出国调和国分调控制区,采用FFC模式^[11];分别以省间联络线、国调及分中心机组出线、直流换流站出线为AGC的控制边界,划分出省调控制区。但在直流异步联网后,直流系统传输功率变化将会影响电网频率和各交流联络线功率,是否将直流线路纳入控制区边界将会影响AGC控制区的偏差计算。

1.2 问题描述及分析

目前直流系统整流站通常采用定电流和定功率2种控制方式,逆变站通常采用定直流电压和定熄弧角2种控制方式。特高压直流正常运行普遍采用定功率/定熄弧角控制模式,对送端电网而言,其功率频率特性可视为不受频率变化影响的固定负荷。

在不包含直流线路同步电网,省级AGC的控制区采用TBC模式时,控制区 A_i 的控制偏差 λ_{ACEi} 为:

$$\lambda_{ACEi} = \sum_{j=1}^n (P_{ACj} - P_{ACj0}) - 10B_i(f - f_0) \quad (1)$$

其中, P_{ACj} 、 P_{ACj0} 分别为交流联络线 j 的有功、计划有功,送出区域为正值,受入区域为负值; n 为交流联络线总数; B_i 为控制区 A_i 的频率偏差系数设定值; f 为量测频率; f_0 为额定频率。

在包含直流线路的交流同步电网内,各控制区之间的直流联络线传输功率变化不会引起系统频率变化,实际由各AGC控制区之间的交流联络线功率变化量得以平衡。各控制区的负荷变化可由频率变化量及交直流联络线传输的总功率变化量计算,同步电网区域内的总负荷与频率变化关系可由区域频率负荷特性计算,同时满足式(2)、(3),因此,直流线路与交流线路可整体作为联络线边界计算 λ_{ACEi} ,即:

$$\lambda_{ACEi} = \sum_{k=1}^m (P_{DCk} - P_{DCk0}) + \sum_{j=1}^n (P_{ACj} - P_{ACj0}) - 10B_i(f - f_0) = -\Delta P_{Li} \quad (2)$$

其中, P_{DCk} 、 P_{DCk0} 分别为直流联络线 k 的有功、计划有功,送出区域为正值,受入区域为负值; m 为直流联络线总数; ΔP_{Li} 为控制区 A_i 的负荷变化量。

未通过直流联结的电网的系统总控制偏差为:

$$\sum_{i=1}^n \lambda_{ACEi} = -\sum_{i=1}^n 10B_i(f - f_0) = -\sum_{i=1}^n \Delta P_{Li} \quad (3)$$

各控制区内的负荷扰动变化量即为该区域的控制偏差,可通过测量系统频率变化量和联络线功率变化量的方式来计算。

而通过直流线路异步联结的电网,各控制区的

异步联结的直流联络线传输功率变化量将导致系统频率变化,且不能由区内交流联络线功率变化量平衡。因此,不能将异步联结的直流联络线与交流联络线同时纳入边界统计。应将其按负荷考虑,各区域控制偏差见式(1),同步电网区域总偏差见式(4)。

$$\sum_{i=1}^n \lambda_{ACEi} = -\sum_{i=1}^n \Delta P_{Li} - \sum_{k=1}^m (P_{DCk} - P_{DCk0}) \quad (4)$$

以西南电网为例,在异步联网后应采用的边界划分及控制模式设置如下:将国调和国分调直调机组以送出交流线为边界,划分出国调和国分调控制区 A_0 ,采用FFC模式;以省间联络线、国调和国分调机组送出交流线为边界划分出省调控制区 A_1 (四川)、 A_2 (重庆)以及 A_3 (西藏),其中 A_1 、 A_2 采用TBC模式, A_3 采用定联络线功率控制(FTC)模式^[12-14],将直流系统作为 A_1 、 A_3 控制区内部负荷考虑^[15-17],控制区进行直流外送的同时投入直流附加频率控制器。

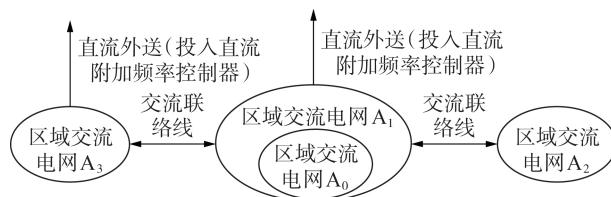


图1 西南电网AGC控制区划分

Fig.1 Division of control areas on AGC in Southwest Power Grid

2 直流附加频率控制器的影响

当 f 大于直流附加频率控制器启动门槛值 f_s 时,直流附加频率控制器的系统功率输出增量为:

$$\Delta P_{DC} = KP_N(f - f_s) \quad (5)$$

其中, P_N 为直流额定传输功率; K 为调节增益系数。

2.1 控制区 A_1 内发生故障时直流附加频率控制器影响

当控制区 A_1 发生区内故障时,负荷平衡关系为:

$$\Delta P_{G1} = \Delta P_{L1} + \Delta P_{T1-2} \quad (6)$$

其中, ΔP_{G1} 为控制区 A_1 发电出力变化量; ΔP_{T1-2} 为联络线送出功率变化量(以 A_1 送 A_2 为正方向)。

发电侧控制区 A_1 发电出力变化量为:

$$\Delta P_{G1} = \Delta P_{G1S} + K_{G1}\Delta f + \Delta P_{G1ARR} \quad (7)$$

其中, ΔP_{G1S} 为损失出力初始值; $K_{G1}\Delta f$ 为机组一次调频动作量, Δf 为量测频率与额定频率的偏差量, K_{G1} 为控制区 A_1 发电频率调差系数; ΔP_{G1ARR} 为控制区 A_1 内AGC已经产生的调节量。

负荷侧的控制区 A_1 负荷变化量为:

$$\Delta P_{L1} = K_{L1}\Delta f + \Delta P_{DC} = K_{L1}\Delta f + \sum_{k=1}^m K_k P_{Nk}(f - f_s) \quad (8)$$

其中, K_{L1} 为控制区 A_1 负荷频率调差系数; K_k 为直流联络线 k 的调节增益系数; P_{Nk} 为直流联络线 k 的直流额定传输功率。

联络线送出功率变化量为:

$$\Delta P_{T1-2} = -(\Delta P_{G2} - \Delta P_{L2}) = -10\beta_2 \Delta f \quad (9)$$

其中, $\beta_2 = -(K_{G2} + K_{L2})$, K_{G2} 、 K_{L2} 分别为控制区 A_2 发电频率调差系数、负荷频率调差系数。联立式(1)及式(5)~(9), 可得控制区 A_1 的控制偏差为:

$$\lambda_{ACE1} = -10(B_1 + \beta_2) \Delta f = (B_1 + \beta_2) / (\beta_1 + \beta_2) \times \left[\Delta P_{GIS} + \Delta P_{GIARR} - \sum_{k=1}^m K_k P_{Nk} (f - f_s) \right] \approx \Delta P_{GIS} + \Delta P_{GIARR} - \sum_{k=1}^m K_k P_{Nk} (f - f_s) \quad (10)$$

其中, β_1 为控制区 A_1 频率偏差系数的实际值。

对控制区 A_2 而言, 此时故障为区外故障, 其 AGC 系统的控制偏差为:

$$\lambda_{ACE2} = -\Delta P_{T1-2} - 10B_2 \Delta f = -10(B_2 - \beta_2) \Delta f \quad (11)$$

当系统频率偏差较小时, 在 AGC 系统中通常设 B_2 绝对值略大于 β_2 绝对值, 在考虑区域控制偏差 (ACE) 动作死区情况下, 控制区 A_2 的 AGC 系统无调节指令发出。

2.2 控制区 A_2 内发生故障时直流附加频率控制器影响

与 A_1 区内故障计算类似, 控制区 A_2 控制偏差为:

$$\lambda_{ACE2} = -\Delta P_{T1-2} - 10B_2 \Delta f = -10(\beta_1 + B_2)(f - f_0) + \sum_{k=1}^m K_k P_{Nk} (f - f_s) \quad (12)$$

通过式(12)可以看出, 当 $f - f_0 > f_s$ 时, 控制区 A_2 的控制偏差会由于直流系统附加控制器的频率调制功能增大, 加速系统频率恢复。但在频率恢复过程中直流调制分量逐渐减小, 直流送出功率增加, 使得频率恢复的加速分量减小, 当频率恢复到 $f - f_0 \leq f_s$ 时, 直流调制分量减小至 0。控制区 A_1 的控制偏差为:

$$\lambda_{ACE1} = \Delta P_{T1-2} - 10B_1 \Delta f = -10(B_1 - \beta_1) \Delta f - \sum_{k=1}^m K_k P_{Nk} (f - f_s) \quad (13)$$

当 $f - f_0 \leq f_s$ 时, 设 B_1 略大于 β_1 , λ_{ACE1} 为较小负值, 在考虑动作死区情况下, 控制区 A_1 的 AGC 不发出调节指令。当 $f - f_0 > f_s$ 时, 控制区 A_1 控制偏差会由于直流系统的频率调制量而增加等量的正值, 此时式(13)中 λ_{ACE1} 大于控制区 A_1 的 AGC 动作死区后, 将下发减出力指令, 产生与频率恢复反向的调节。

3 CPS 控制策略适应性

国内广泛使用 CPS 考核体系, CPS 要求在某一时间段内存在如下约束关系:

$$\frac{E_{AVE}}{-10B_i} \Delta F_{AVE} \leq \varepsilon_i^2 \quad (14)$$

其中, E_{AVE} 为 1 min 内区域控制偏差的平均值; ΔF_{AVE} 为 1 min 内频率偏差的平均值; ε_i 为互联电网对全年

1 min 频率平均偏差的均方根的控制目标值。这段时间内 CPS 指标 K_{CPS1} 为:

$$K_{CPS1} = (2 - K_{CF}) \times 100\% \quad (15)$$

$$K_{CF} = E_{AVE} \Delta F_{AVE} / (-10\varepsilon_1^2 B_i) \quad (16)$$

当 $K_{CPS1} \geq 200\%$, 即 $K_{CF} \leq 0$ 时, 有:

$$E_{AVE} \Delta F_{AVE} \leq 0 \quad (17)$$

这说明在该段时间内区域控制偏差对互联电网的频率质量有帮助。CPS 要求区域控制偏差在某一时间段 (如 10 min) 内的平均值必须控制在规定的范围内。如上所述 CPS 强调控制区域对系统频率质量的贡献, 有利于在紧急情况下各区域间的相互支援。

为提高 CPS 性能指标, 国内普遍调整 AGC 策略, 采用较多的方式是增加 CPS 调节功率 P_{CPS} , 即:

$$\begin{cases} P_{CPS} = -G_{CPS} \Delta F \\ \Delta F_{min} \leq \Delta F \leq \Delta F_{max} \end{cases} \quad (18)$$

其中, G_{CPS} 为频率增益系数; ΔF 为实际频率偏差; ΔF_{max} 、 ΔF_{min} 分别为 ΔF 的上、下限。若 AGC 采用比例积分控制器, 则控制区域总调节功率 P_R 可以描述为:

$$P_R = P_P + P_I + P_{CPS} \quad (19)$$

其中, P_P 为比例调节功率分量; P_I 为积分调节功率分量。则引入 P_{CPS} 后, 加大了 AGC 对频率调整分量。

在异步联网后的同步电网, 由于系统转动惯量的大幅下降, 负荷变化将会引起频率的较大变化。根据式(18)、(19), CPS 分量与频率偏差相关, 等效于增大系数 B 。在系统的频率偏差下, 相较于不启用 CPS 控制策略, AGC 主站在启用 CPS 控制策略后会对受控电厂下发较多的有功调节量指令, 从而使 AGC 主站实际发出的有功大于实际缺失的有功, 造成频率较大波动。引入 P_{CPS} 实际是引入相对频差变化的过调分量, 虽然有利于发生较严重故障时在各控制区间的功率支援, 但却在正常调节时造成过调, 导致频率来回波动。西南电网异步试验时, 在两日同一时段启用 / 禁用 CPS 控制策略的频率波动情况对比如附录 A 图 A1 所示。

频率偏差值指标统计如表 1 所示。从表 1 统计数据可以看出, 禁用 CPS 控制策略后稳态运行阶段的频率偏差幅值、波动周期相对启用时都有一定程度地减少, 频率质量得到改善。

表 1 启用 / 禁用 CPS 控制策略频率波动的指标对比

Table 1 Comparison of indexes about frequency fluctuation between CPS control strategy available and forbidden

CPS 运行情况	频率偏差超过 ± 0.033 Hz 过零次数	频率偏差幅值超过 ± 0.05 Hz 次数	未超过 0.033 Hz 持续时间比例 / %	未超过 0.05 Hz 持续时间比例 / %
CPS 启用	47	66	52	85
CPS 禁用	33	42	63	93

4 仿真分析及实际工程应用

基于中国电力科学研究院有限公司的PSD-FDS开展仿真验证,搭建图1所示的西南电网异步联网模型,并采用第1节AGC系统控制策略和控制模式。

根据前述分析,从四川控制区CPS控制策略投入与否、控制区划分以及直流附加频率控制器对AGC系统控制策略影响着手,对比西南电网同步运行方式,总结出西南电网同/异步运行后AGC系统控制策略对比,如表2所示,并开展西南电网AGC系统控制策略改变后的验证工作。

表2 西南电网同步/异步运行下AGC系统控制策略

Table 2 Control strategy on AGC system between synchronous and asynchronous operation in Southwest Power Grid

区域控制策略	AGC系统控制策略	
	西南电网同步运行	西南电网异步运行
四川控制区CPS控制策略	CPS控制策略启用	CPS控制策略禁用
TBC控制区边界划分原则	直流线路作为边界,所有边界交流线路均作为边界,边界线路多且复杂	取消直流线路边界,简化边界划分,采用川渝交流联络线
直流附加频率控制器对AGC影响	影响小,各种工况下调节正常,可忽略直流附加频率控制器影响	影响较大,在大功率损失下易引起非故障控制区的反向调节,需要考虑其影响

4.1 直流系统是否作为控制区边界的效果对比

图2为模拟四川直流外送减少的故障后,各控制区的 λ_{ACEi} 变化曲线。由图可知,跨区直流纳入控制区边界时,相较于区域控制偏差的频率分量(正值),直流联络线分量(负值)占主导,四川控制区 λ_{ACEi} 为负值,此时四川控制区机组增加出力,出现反向调节;而直流联络线减少直流外送功率的1/2时,意味着直流减少外送功率量较大,当未将直流线路作为控制区边界时,由于未将直流联络线分量纳入区域控制偏差计算,直流联络线分量对区域控制偏差的影响较小,此时四川控制区 λ_{ACEi} 为正值,能够正确反映故障状态,受控机组减少出力。西南控制区在改进前、后区域控制偏差变化不大。重庆控制区

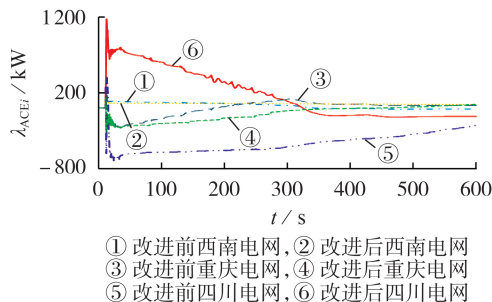


图2 控制区控制偏差边界优化前、后仿真结果

Fig.2 Simulative results of area control error before and after optimization

在改进后区域控制偏差变化缓慢,处于死区附近,机组适当减出力,未出现反向调节的现象。

4.2 启用/禁用直流附加频率控制器的影响对比

四川控制区发生跳机故障时,损失出力600 MW,启用/禁用直流附加频率控制器的四川控制区系统时域仿真特性曲线见图3上图,在时域范围内发生故障后的频率恢复初始阶段,启用直流附加频率控制器时,直流附加频率控制器分担部分功率缺额,区域控制偏差极值减小。但在频率恢复过程中直流调整功率逐渐减少,恢复至49.93 Hz以上后调节功率全部回退,实际区域功率缺额全部由AGC承担。

重庆控制区发生跳机故障时,损失出力600 MW,启用/禁用直流附加频率控制器的系统时域仿真特性曲线见图3下图,当重庆控制区发生跳机故障,在禁用直流附加频率控制器的情况下,对于四川控制区为区外故障,其区域控制偏差值较小;在启用直流附加频率控制器的情况下,故障时系统频率偏差引起直流调制,减少外送功率。但由于直流附加频率控制器的功率调整量通过省间交流联络线进行传递,加大了重庆控制区的区域控制偏差量,加速其AGC的调节,而对四川控制区直流附加频率控制器调整量造成其区域控制偏差量的不平衡,使得四川控制区下发减出力指令,不利于系统频率恢复。

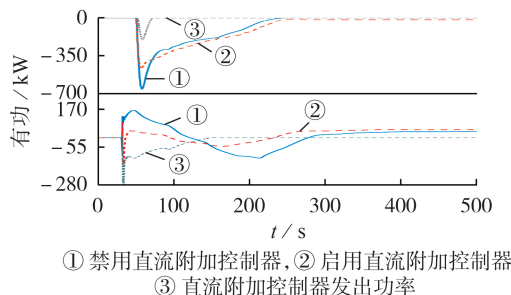


图3 区内、区外发生故障时启用/禁用直流附加频率控制器的四川控制区仿真结果

Fig.3 Simulative results with DC additional frequency controller available and forbidden in Sichuan control area under internal and external fault

图4为四川(上图)、重庆(下图)控制区发生故障后启用/禁用直流附加频率控制器的仿真结果对比。由图可知,无论是四川控制区发生跳机故障还是重庆控制区发生跳机故障,投入直流附加频率控制器后最低频率均比不投入直流附加频率控制器时频率下降得少。直流附加频率控制器的投入对各个控制区由有功损失导致的频率下降有改善作用。

4.3 实际工程应用

将表2所示异步运行AGC系统控制策略应用于西南电网AGC中,并投入直流附加频率控制器。进一步对国调/西南控制区、四川控制区、重庆控制区的控制策略进行优化,优化的结果见附录A表A1。

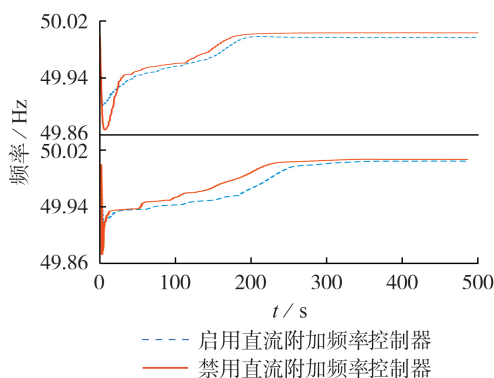


图4 四川、重庆控制区发生故障后启用/禁用直流附加频率控制器的仿真结果

Fig.4 Simulative results with DC additional frequency controller available and forbidden after fault happened in Sichuan and Chongqing control areas

在投入该策略后,西南的重庆电网遭受了一次真实的大功率损失故障,特高压直流外送功率和频率曲线的仿真结果如图5(a)所示。该功率损失使得电网频率降至49.80 Hz,特高压直流的外送在直流附加频率控制器作用下,最大减少外送106 MW左右,之后缓慢回退, λ_{ACE} 曲线仿真结果如图5(b)所示。故障发生在重庆控制区,重庆控制区的区域控制偏差在故障期间为负值,受控机组增加出力,AGC动作逻辑正确;四川控制区的区域控制偏差在故障初期30 s左右有正向突变,之后在故障持续期间为负值,受控机组加出力,AGC动作逻辑正确。由图5可知,直流附加频率控制器回退期间,四川和重庆控制区的 λ_{ACE} 恒为负值,此时四川和重庆控制区将承担西南电网的功率缺额,持续恢复电网频率。

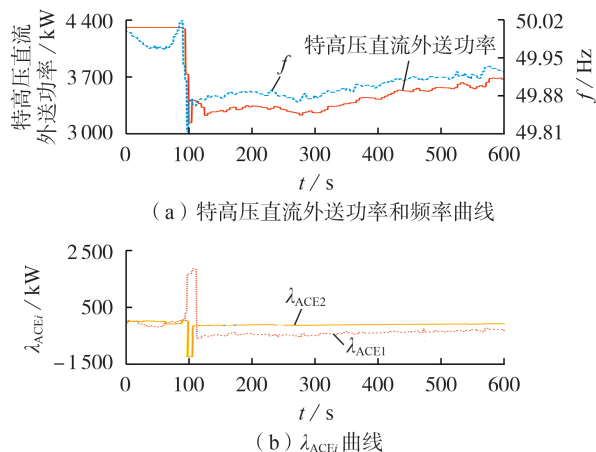


图5 重庆电网故障期间仿真结果

Fig.5 Simulative results during fault in Chongqing Power Grid

5 结论

从本文的分析可以看出,在直流系统异步联网方式下 AGC 方案制定与同步电网有较大差异,应充

分考虑直流系统对区域电网频率特性的影响。

在控制区划分上,仍可采用互联电网联络线功率控制技术规范的划分原则,但异步联网直流线路不应纳入联络线边界计算,可作为电源或负荷处理。直流附加频率控制器可有效限制系统在故障情况下的频率偏差,但其调节效果与故障发生的控制区相关,可能会造成与 AGC 不协调,引起反调,可采取频率反向闭锁措施加以限制。在异步联网时,各 AGC 控制区不建议继续沿用交流同步大电网的 CPS 控制策略以提升指标,应优先保证系统频率的稳定性。

控制区域的划分与电网特性密切相关,控制区划分原则应结合电网的不同特性进行更为深入的研究。西南电网内部的长链式交流互联电网亦存在诸多稳定风险,针对该风险的 AGC 系统控制策略改善和提升也值得深入研究。另外,直流附加控制器与 AGC 的精细配合关系也是进一步研究的方向。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 李兴源. 高压直流输电系统[M]. 北京: 科学出版社, 2010: 145-179.
- [2] 杨可, 谈超, 王民昆, 等. 高比例水电多直流弱送端电网自动发电控制的优化方法[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(11): 166-173. YANG Ke, TAN Chao, WANG Minkun, et al. Optimization method for automatic generation control in multi-DC weak sending power grid with high proportion of hydropower[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(11): 166-173.
- [3] 文云峰, 杨伟峰, 林晓煌. 低惯量电力系统频率稳定分析与控制研究综述及展望[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(9): 211-219. WEN Yunfeng, YANG Weifeng, LIN Xiaohuang. Review and prospect of frequency stability analysis and control of low-inertia power systems[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(9): 211-219.
- [4] 刘继烈. 电力系统调频与自动发电控制[M]. 北京: 中国电力出版社, 2006: 137-138.
- [5] 汤涌, 何剑, 孙华东, 等. 两区域互联系统交流联络线随机功率波动机制及幅值估计[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(19): 30-35. TANG Yong, HE Jian, SUN Huadong, et al. AC tie-line stochastic power fluctuation mechanism and amplitude estimation for two-area interconnected power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(19): 30-35.
- [6] 温步瀛. 计及调速器死区影响的两区域互联电力系统 AGC 研究[J]. 电工技术学报, 2010, 25(9): 176-182. WEN Buying. Research on AGC of two-area interconnected power system considering the effect of the governor dead band[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2010, 25(9): 176-182.
- [7] 王康, 许凌, 时艳强. 考虑网省 AGC 控制模式的机组影响因子研究[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(增刊1): 68-73. WANG Kang, XU Ling, SHI Yanqiang. A study for impact factors of generators considering AGC control model of regional and provincial power grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(Supplement 1): 68-73.
- [8] 滕贤亮, 高宗和, 朱斌, 等. 智能电网调度控制系统 AGC 需求

- 分析及关键技术[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(1): 81-87.
- TENG Xianliang, GAO Zonghe, ZHU Bin, et al. Requirements analysis and key technologies for automatic generation control for smart grid dispatching and control systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(1): 81-87.
- [9] 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.
- [10] 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.
- [11] 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, TENG Xianliang, 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.
- [12] 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.
- [13] 张小白, 孙素琴, 滕贤亮, 等. 基于多区域的AGC多目标协调控制方法[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(16): 55-57, 77.
- ZHANG Xiaobai, SUN Suqin, TENG Xianliang, et al. A multi-area based AGC multi-objective coordinated control method[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(16): 55-57, 77.
- [14] 高宗和, 滕贤亮, 涂力群. 互联电网AGC分层控制与CPS控制策略[J]. 电力系统自动化, 2004, 28(1): 78-81.
- GAO Zonghe, TENG Xianliang, TU Liqun. Hierarchical AGC mode and CPS control strategy for interconnected power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(1): 78-81.
- [15] 王春明, 赖宏毅, 刘志成, 等. 互联系统交流联络线随机功率波动分析: (一)频域特征与原因初探[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(13): 44-48.
- WANG Chunming, LAI Hongyi, LIU Zhicheng, et al. Analysis on stochastic power fluctuations of AC tie-lines between interconnected power systems part one frequency domain features and their cause[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(13): 44-48.
- [16] APOSTOLOPOULOU D, SAUER P W, DOMINGUEZ-GARCIA A D. Balancing authority are a model and its application to the design of adaptive AGC systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(5): 3756-3764.
- [17] BALDIVIESO MONASTERIOS P R, TRODDEN P. Low-complexity distributed predictive automatic generation control with guaranteed properties[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(6): 3045-3054.

作者简介:



伍凌云

伍凌云(1976—),男,四川成都人,高级工程师,博士,主要研究方向为调度自动化系统、自动发电控制(E-mail: wu_lyun@163.com);

何 笠(1985—),男,四川成都人,高级工程师,硕士,通信作者,主要研究方向为调度自动化系统、自动发电控制(E-mail: heli79@qq.com);

杨 可(1972—),男,四川成都人,高级工程师,博士,主要研究方向为电网调度运行与管理。

(编辑 王欣竹)

AGC system control strategy of sending power grid interconnected with UHVDC and EHVDC

WU Lingyun¹, HE Li¹, YANG Ke¹, LUO Weihua¹, LAN Qiang¹, TAN Chao², XIAO Xiong³

(1. Southwest Branch of State Grid Corporation of China, Chengdu 610041, China;

2. NARI Group Corporation / State Grid Electric Power Research Institute, Nanjing 211106, China;

3. State Key Laboratory for Power Grid Safety and Energy Conservation, China Electric Power Research Institute Co., Ltd., Beijing 100192, China)

Abstract: The problem of adaptability of AGC (Automatic Generation Control) system control strategy and frequency control of power grid which adopts asynchronous interconnection mode with UHVDC and EHVDC gradually appears. In order to analyze the influence of asynchronous interconnection mode of DC system on AGC system control strategy, combined with static characteristics of load in DC system and dynamic characteristics of additional frequency controller, the influence of regional power grid AGC on the setting of control area, the selection of control modes and the adaptability of DC additional frequency controller are analyzed. At the same time, the adaptability of CPS (Control Performance Standard) control strategy which is widely used in China is discussed. Based on PSD-FDS platform, the simulation verification and engineering application of DC system and AGC frequency control are carried out. The simulative results show that AGC system control strategy of sending power grid interconnected with UHVDC and EHVDC can adapt to asynchronous interconnected power grids, and provide reference for the formulation and optimization of AGC system control strategy under asynchronous interconnection mode.

Key words: UHVDC; EHVDC; asynchronous interconnection; AGC; frequency control

附录 A

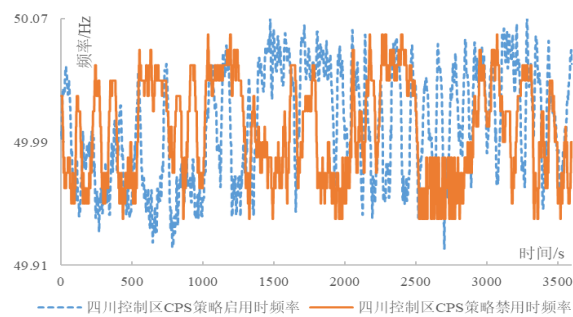


图 A1 启用/禁用 CPS 控制策略频率波动对比

Fig.A1 Comparisons of fluctuates on frequency between CPS strategy available and CPS strategy forbidden

表 A1 西南电网异步运行下各控制区 AGC 系统控制策略对比

Table A1 Comparisons of AGC system control strategy in every control area in Southwest power grid

AGC 控制区		改进前控制策略	改进后控制策略
国调/西南控制区		FFC 模式。	FFC 模式。
四川控制区	TBC 模式，频率偏差超过 0.1 Hz，则由国调/西南控制区下发动态区域控制偏差辅助调频；启用 CPS 控制策略；境内的直流附加频率控制器投入；以川渝联络线、四川和西南/国调电厂联络线、直流联络线为边界划分。	TBC 模式，频率偏差超过 0.1 Hz，则转为 FFC 模式；禁止 CPS 控制策略，境内的直流附加频率控制器投入，以川渝联络线为边界划分。	
重庆控制区	TBC 模式，频率偏差超过 0.1 Hz，则由国调/西南控制区下发动态区域控制偏差辅助调频；禁止 CPS 控制策略；以川渝联络线为边界划分。	TBC 模式，禁止 CPS 控制策略，以川渝联络线为边界划分。	