



# 直流系统附加频率控制器对 AGC 系统控制影响分析

伍凌云<sup>1</sup>, 何笠<sup>1</sup>, 肖雄<sup>2</sup>, 谈超<sup>3,4</sup>, 陈钢<sup>1</sup>, 周林<sup>1</sup>

(1. 国家电网有限公司西南分部, 四川 成都 610041; 2. 电网安全与节能国家重点实验室(中国电力科学研究院有限公司), 北京 100192; 3. 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; 4. 国电南瑞科技股份有限公司, 江苏 南京 211106)

**摘要:** 区域电网采用特高压直流异步方式联网后, 现有的自动发电控制 (AGC) 系统控制策略对异步联网电网的特高压直流频率控制 (FC) 的适应性问题已显现。为分析直流频率控制对 AGC 系统控制效果带来的影响, 采用直流 FC 和 AGC 的准稳态模型分析了其交互作用的机理; 基于电力系统全过程动态仿真程序 (PSD-FDS) 进行直流 FC 与 AGC 控制的动态过程仿真, 在时域与频域内进一步分析了直流 FC 控制对电网 AGC 控制影响过程, 提出了 AGC 控制策略优化建议。分析表明, 直流 FC 的投入能够减轻频率的波动幅值, 但是在严重故障下的功率缺失却需要 AGC 来承担; 而在联络线频率偏差控制模式下, 也需要考虑 AGC 与直流 FC 协调配合来避免 AGC 在故障下反向调节和频率恢复缓慢的问题。

**关键词:** 特高压直流; 异步联网; AGC; 直流系统及附加频率控制器; PSD-FDS

**DOI:** 10.11930/j.issn.1004-9649.202005102

## 0 引言

随着国内“西电东送”能源战略的实施, 近年来特高压直流系统工程相继投产。采用特高压直流输电技术有利于降低大功率、远距离输电损耗, 节约输电走廊资源, 并且在一定程度上缓解长链式互联电网的暂态稳定问题<sup>[1-2]</sup>。特高压直流系统的建设推动了国内电网的重构, 区域间功率交换从单一的交流联网模式过渡到交直流混联以及异步联网方式, 引起了系统运行特性的变化。

在异步联网模式下, 各同步电网规模减小, 频率控制的可靠性和准确性要求进一步提高。特高压直流系统的引入不仅改变了原有交流系统的静态负荷频率特性, 同时其附加控制器功率调制功能对现有电网自动发电控制 (automatic generator control, AGC) 动作过程也造成影响。

目前国内各区域电网常采用的直流附加频率控制功能主要有 2 种<sup>[3-5]</sup>: 一种是基于比例积分控

制方式, 如南方电网采用的直流频率限制器 (frequency limit control, FLC)<sup>[4]</sup>, 目前研究主要集中在直流 FLC 策略优化; 另一种为基于一阶惯性环节的纯比例控制方式, 如西南电网采用的直流频率控制器 (frequency control, FC)<sup>[5]</sup>。直流 FC 与直流 FLC 相比, 死区门槛更小 ( $50 \pm 0.07$  Hz), 调节量因缺乏积分环节复归过程较快, 能更多参与日常频率及区域控制偏差 (area control error, ACE) 调节, 其调节作用与 AGC 调节过程相互交织, 目前相关研究很少。

AGC 是电网二次调频手段, 属于稳态调频范畴。目前主要针对 AGC 的控制模式和影响因素开展研究分析。文献 [6] 详细阐述了电网频率以及调频手段的运用; 文献 [7] 结合云南异步电网实际, 建立 AGC 控制模型, 通过分析系统特征根来解释云南异步电网分钟级频率振荡原因, 并提出改进措施; 文献 [8] 针对区域互联电网, 研究机组调速器死区对 AGC 控制的影响; 文献 [9] 以华东电网为范例, 基于不同 AGC 控制模式下, 分析考虑机组特性的 AGC 动作差异和潮流分布影响因子; 文献 [10] 探讨了电网新格局背景下的 AGC 控制技术架构, 提出未来华北、华中、华东同步电网 AGC 控制的技术问题。

收稿日期: 2020-05-12; 修回日期: 2020-10-17。

基金项目: 国家电网有限公司科技项目(异步互联方式下西南电网跨层级多区域频率协调控制关键技术研究与应用, 5108-201926029A)。



在渝鄂背靠背工程投运实现西南交直流电网异步联网的试验过程中，现有 AGC 控制与直流 FC 控制对电网频率稳定有非常关键的作用。而目前关于 AGC 在直流 FC 影响下的调频特性研究较少，也鲜有文献关注直流附加频率控制器动作过程对 AGC 的影响。为保证直流异步联网的电网频率控制的安全性和可靠性，有必要对自动发电控制系统 AGC 控制策略与直流附加频率控制器的适应性开展分析研究。

本文以西南电网异步联网模型为基础，根据直流 FC 模型和 AGC 控制模型特性，详细分析在调节大电网频率过程中两者之间的关系和特性，并提出在 FC 和 AGC 共同调频作用下的 AGC 控制策略建议，为特高压直流异步联网的电网 AGC 控制行为分析及策略制定提供参考。

## 1 直流附加频率控制器模型

为增强送、受端电网的频率动态稳定性，通常在直流系统中设置附加频率控制器。就地采集的频率实时值经过测量环节、死区、一阶惯性环节转换为直流系统功率调节量，该调节量叠加当前直流功率计划值即为当前直流功率，如图 1 所示，其主要参数涉及死区  $\varepsilon$ ，比例增益  $K_{1R}$ ，一阶惯性常数  $T_{1R}$ 、 $T_{2R}$ ，功率调节限值  $D_{max}$ 。根据直流 FC 动作时间要求和实际外送功率，结合试验结果和实际运行效果，本文取直流 FC 典型控制参数如表 1 所示。

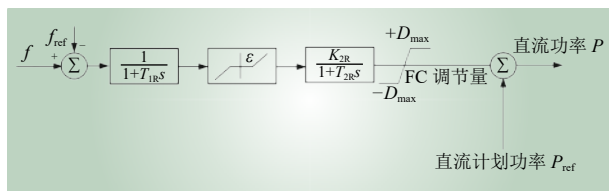


图 1 直流 FC 控制示意

Fig. 1 Control flow chart of UHVDC FC

当系统频率偏差超过 FC 动作死区时，有

$$|f - f_0| > \varepsilon \quad (1)$$

直流系统功率输出增量为

$$\Delta P_{DC} = KP_N(f - f_s) \quad (2)$$

式中： $f$  为电网实际运行频率； $f_s$  为电网动作门槛频率； $f_0$  为额定频率； $P_N$  为直流外送功率值；

表 1 直流 FC 典型控制参数

Table 1 The typical parameters of UHVDC FC

直流 FC 控制参数	参数值
$T_{1R}/s$	0.5
$\varepsilon/Hz$	$\pm 0.07$
$K_{2R}/MW$	3600
$T_{2R}/s$	0.5
$D_{max}/MW$	9000

$K$  为直流 FC 动作系数。

满足式 (1) 时，直流 FC 启动频率控制功能，而未达到调节限值  $D_{max}$  时，调节量与系统频率及直流输送额定功率有关。

由于直流附加控制器 FC 的引入，使得直流系统的传输功率与频率变化量相关，并且在作用时间上可能与 AGC 动作时间重合，因此在包含直流系统的 AGC 控制方案设计时，应考虑其影响。

## 2 AGC 控制模式选择及边界划分

考虑特高压直流异步联网模式的电网 AGC 控制区示意如图 2 所示。设国调和分调控制区为 A0，省级控制区 A1、A2 以及 A3 有  $n$  条分省及省间交流联络线，区域 A1 和区域 A3 有  $m$  条跨区外送直流联络线。

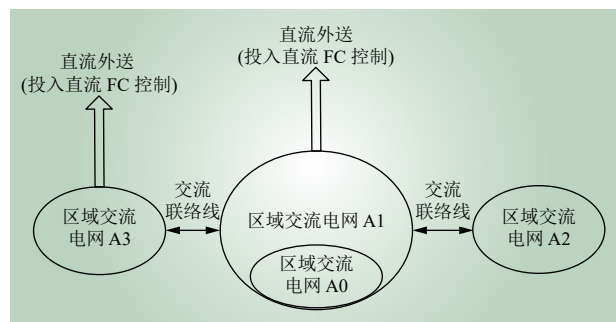


图 2 异步联网模式电网示意

Fig. 2 Power grid diagram with asynchronous interconnection

按照互联电网联络线功率控制技术的要求<sup>[2]</sup>，采用的边界划分及控制模式设置如下：将国调、分调直调机组以送出交流线为边界，划分出国调、分调控制区 A0，采用恒定频率控制（flat frequency control, FFC）模式<sup>[6-8]</sup>；以省间联络线、国调和分调直调机组送出交流线为边界划分出省调控制区



A1、A2 及 A3，其中 A1、A2 采用联络线频率偏差控制 (tie-line frequency bias control, TBC) 模式，A3 采用恒定联络线交换功率控制 (flat tie-line control, FTC) 模式<sup>[13-15]</sup>，将直流系统作为 A1、A3 控制区内部负荷考虑<sup>[16]</sup>。

### 3 直流 FC 对 AGC 控制影响分析

直流 FC 对各 AGC 控制区的影响，与直流所属区及该区的控制模式相关，对 TBC 模式的影响由于包含频率与联络线功率<sup>[13]</sup>两个控制分量，相对于 FFC 及 FTC 控制模式更为复杂。以 A1 区域直流 FC 投入，A1、A2 均采用 TBC 控制模式的省级 AGC 控制区的影响进行分析。

考虑 AGC 调节周期都在数十秒以上，可忽略电网暂态过程影响，只计算其准稳态调节过程。各控制区中频偏系数设为固定值<sup>[12-13]</sup>。

$\delta_{ACE}$  为区域控制偏差，反映各个区域内功率的缺额。若  $\delta_{ACE}$  为负值，则该区域有功存在缺额，区域机组加出力；若  $\delta_{ACE}$  为正值，则有功盈余，机组减出力；若  $\delta_{ACE}$  为 0，则机组出力不变<sup>[17-18]</sup>。 $\delta_{ACE}$  可表示为

$$\delta_{ACEAi} = \sum_{j=1}^n (P_{ACj} - P_{ACj0}) - 10B(f - f_0) \quad (3)$$

式中： $P_{ACj}$  为第  $j$  条交流联络线有功； $P_{ACj0}$  为第  $j$  条交流联络线计划有功，送出区域为正值，受入区域为负值； $B$  为频偏系数。

#### 3.1 直流区内 (区域 A1) 故障分析

按区内实时功率平衡，有

$$P_{Gi} - P_{Li} - \sum P_{Ti} = 0 \quad (4)$$

式中： $P_{Gi}$  为发电有功； $P_{Li}$  为负荷有功； $P_{Ti}$  为联络线有功。

在 A1 发生区内故障时，按照负荷平衡关系有

$$\Delta P_{G1} = \Delta P_{L1} + \Delta P_{T1-2} \quad (5)$$

此时 A1 区内由于损失发电出力  $\Delta P_{GIS}$ ，系统频率下降，区内机组出力及负荷也按频率特性变化，联络线送出功率  $\Delta P_{T1-2}$  (以 A1 送 A2 为正) 减少。

计及发电机一次调频及 AGC 控制的调节作用得到 A1 区发电出力动态变化量  $\Delta P_{G1}$  为

$$\Delta P_{G1} = \Delta P_{GIS} + K_{G1}\Delta f + \Delta P_{GIARR} \quad (6)$$

式中： $\Delta P_{GIS}$  为损失出力初始值； $K_{G1}\Delta f$  为机组

一次调频动作量； $\Delta P_{GIARR}$  为 A1 控制区内 AGC 已经产生的调节量。

在负荷侧，故障发生后 A1 区负荷变化量  $\Delta P_{L1}$  由负荷频率特性变化量以及直流 FC 调整量组成。当  $f - f_0 > f_s$ ，直流 FC 动作且未达到调节限值时，A1 区负荷变化量  $\Delta P_{L1}$  为

$$\Delta P_{L1} = K_{L1}\Delta f + \Delta P_{DC} = K_{L1}\Delta f + \sum_{j=1}^m K_j P_{Nj}(f - f_s) \quad (7)$$

式中： $P_{Nj}$  为  $m$  条直流中的第  $j$  条直流外送量； $K_j$  为直流 FC 动作系数。

在 A1 与 A2 控制区之间联络线上，由于 A2 区未发生故障，联络线上功率  $\Delta P_{T1-2}$  为

$$\Delta P_{T1-2} = -(\Delta P_{G2} - \Delta P_{L2}) = -10\beta_2\Delta f \quad (8)$$

式中： $\beta_2 = -(K_{G2} + K_{L2})$ 。

依据式 (3) A1 控制区的 AGC 控制偏差为

$$\delta_{ACEA1} = \Delta P_{T1-2} - 10B_1\Delta f = -10(B_1 + \beta_2)\Delta f \quad (9)$$

可以看出 A1 控制区的控制偏差量为从全网频差系数折算的出力增量。

将式 (6) 代入式 (5) 计算出  $\Delta P_{T1-2}$  后可由式 (10) 得到系统频率偏差为

$$\Delta f = \frac{\Delta P_{T1-2}}{-10\beta_2} = \frac{\Delta P_{GIS} + \Delta P_{GIARR} - \sum_{j=1}^m K_j P_{Nj}(f - f_s)}{-10(\beta_1 + \beta_2)} \quad (10)$$

将式 (10) 代入 (9)，得出 A1 区 AGC 控制偏差为

$$\delta_{ACEA1} = -10(B_1 + \beta_2)\Delta f = \frac{(B_1 + \beta_2)}{(\beta_1 + \beta_2)} [\Delta P_{GIS} + \Delta P_{GIARR} - \sum_{j=1}^m K_j P_{Nj}(f - f_s)] \approx \Delta P_{GIS} + \Delta P_{GIARR} - \sum_{j=1}^m K_j P_{Nj}(f - f_s) \quad (11)$$

通过式 (11) 可以看出，系统出现频差后，AGC 发电出力调整、机组负荷频率效应及直流 FC 的功率调节都将同时正向稳定频差。在故障恢复过程中 A1 区的 AGC 控制偏差量与系统初始功率缺额、AGC 已调量及直流 FC 动作量相关。

对 A2 控制区而言，此故障为区外故障，其 AGC 系统的控制偏差为



$$\begin{aligned} \delta_{ACEA2} = & -\Delta P_{T1-2} - 10B_2\Delta f = \\ & -10(B_2 - \beta_2)\Delta f \end{aligned} \quad (12)$$

在系统频率偏差较小时，在 AGC 控制系统中通常设置  $B_2$  的绝对值略大于  $\beta_2$  的绝对值<sup>[2]</sup>，在考虑区域 ACE 动作死区情况下，A2 控制区 AGC 系统不发出调节指令，即故障损失的出力全部由 A1 控制区承担。

### 3.2 直流区外 (A2 区) 故障分析

在 A2 控制区发生故障跳机情况下，全网系统频率下降，同时 A1 与 A2 控制区联络线传输功率增加，同时，在  $f - f_0 > f_s$  时，A1 控制区直流 FC 动作，省间联络线交换功率变化量为

$$\begin{aligned} \Delta P_{T1-2} = & \Delta P_{G1} - \Delta P_{L1} = \\ & 10\beta_1(f - f_0) - \sum_{j=1}^m K_j P_{Nj}(f - f_s) \end{aligned} \quad (13)$$

A2 控制区控制偏差为

$$\begin{aligned} \delta_{ACEA2} = & -\Delta P_{T1-2} - 10B_2\Delta f = \\ & -10(\beta_1 + B_2)(f - f_0) + \sum_{j=1}^m K_j P_{Nj}(f - f_s) \end{aligned} \quad (14)$$

通过式 (14) 可以看出，当  $f - f_0 > f_s$  时，A2 控制区  $\delta_{ACEA2}$  会由于直流系统的频率调制功能而增大，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。

对 A1 控制区，将式 (13) 代入式 (3)，其控制偏差为

$$\begin{aligned} \delta_{ACEA1} = & \Delta P_{T1-2} - 10B_1\Delta f = \\ & -10(B_1 - \beta_1)\Delta f - \sum_{j=1}^m K_j P_{Nj}(f - f_s) \end{aligned} \quad (15)$$

当  $f - f_0 \leq f_s$  时，设置  $B_1$  略大于  $\beta_1$ ， $\delta_{ACEA1}$  为较小负值，在考虑动作死区情况下，A1 区 AGC 不发出调节指令；当  $f - f_0 > f_s$  时，A1 控制区  $\delta_{ACEA1}$  会由于直流系统的频率调制量而增加等量的正值，此时，式 (15) 值大于 A1 控制区 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。

## 4 仿真分析

本文在电力系统全过程动态仿真程序 (power system full dynamic simulation, PSD-FDS) 平台上实

现仿真验证，采用如图 2 所示的西南电网异步联网模型，其 AGC 控制区划分、控制模式设置以及直流系统 FC 配置与第 2 节一致，故障前直流保持外送，直流 FC 动作频率设置为  $\pm 0.07$  Hz。

### 4.1 区域 A1 发生跳机故障仿真

区域 A1 发生跳机故障，损失出力 600 MW，启用/禁用直流 FC 功能的 A1 区域系统时域仿真及频域特性曲线如图 3 所示。

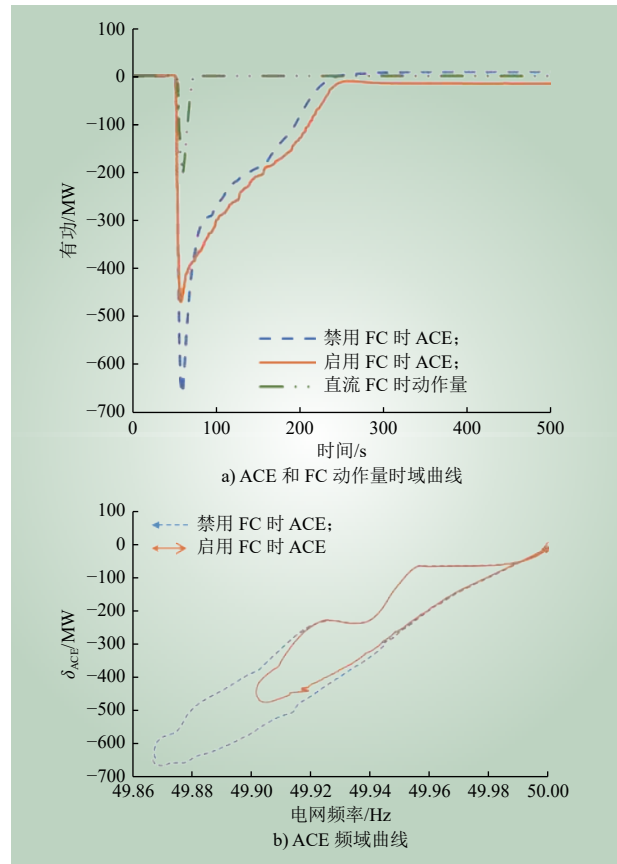


图 3 区域 A1 跳机故障后 A1 区域时域和频域曲线  
Fig. 3 ACE and FC curves of area A1 when generator faulting occurs in area A1

由图 3a) 可以看出，在时域范围内故障发生后的频率恢复初始阶段，启用直流 FC 时，直流 FC 分担部分功率缺额，直流减少外送。但在频率恢复至 49.93 Hz 以上后调节功率全部回退，由 AGC 承担此时的区域功率缺额（两曲线与横轴的包络线面积一致），使得频率恢复总耗时较禁用 FC 时有所增加。

由图 3b) 可以看出，在频域范围内，相对于禁用直流 FC，启用直流 FC 时频率和 ACE 的波动范围要小一些，对频率的大范围跌落有钳制作



用。故障发生后 A1 区域 ACE 值沿顺时针方向达到极值点，直流 FC 启用比禁用时频率跌落极值明显减小。同时，在频率恢复阶段，当系统频率低于 49.93 Hz 时，启用直流 FC 时，ACE 对频率的变化率比禁用时明显增加，当高于 49.93 Hz 时，由于直流 FC 不动作或者回退，两者曲线基本保持一致。

### 4.2 区域 A2 发生跳机故障仿真

区域 A2 发生跳机故障，损失出力 600 MW，启用\禁用直流 FC 功能的系统时域仿真及频域特性曲线如图 4 所示。

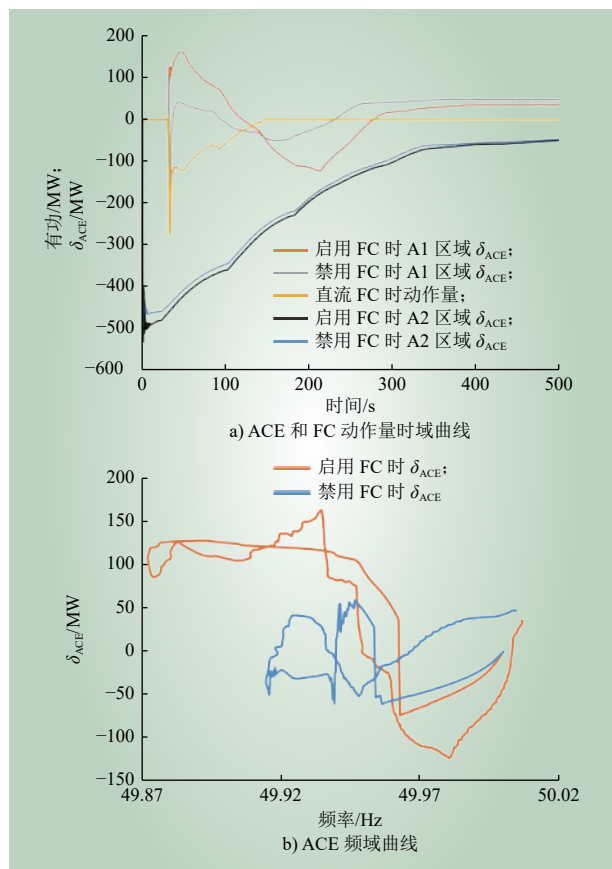


图 4 区域 A2 跳机故障区域 A1 的时域频域曲线  
Fig. 4 ACE and FC curves of area A1 when generator faulting occurs in area A2

由图 4a) 可以看出，在时域范围内，当由于 A2 发生跳机故障，在禁用 FC 的情况下，对于区域 A1 为区外故障，其 ACE 偏差值较小。在启用 FC 的情况下，直流减少外送功率，FC 的功率调整量通过省间联络线进行传递，加大了 A2 控制区 ACE 分量，加速其 AGC 的调节；而对 A1 区功率 FC 调整量造成其 ACE 的不平衡，初期使得区

域 A1 下发减出力指令，不利于系统频率恢复；后期稍微增加出力补偿 FC 回退值。

由图 4b) 可知，在频域范围内，相对于禁用直流 FC，启用直流 FC 时 A1 区域 ACE 的波动范围要大一些。启用直流 FC 并在频率低于 49.93 Hz 时，FC 动作减少外送引起 A1 区域 ACE 值出现大于动作死区的正值，该区域 AGC 机组动作使机组稍许减少出力；后期由于直流 FC 回退后，A1 区域 ACE 为大于动作死区的负值，机组稍许增加出力，有利于全网频率恢复。而禁用直流 FC 时，A1 区域 ACE 波动范围较小，基本维持在死区范围不动作。

### 4.3 不同运行方式下 AGC 和 FC 动作特性

仿真条件控制如第 4.1 和 4.2 节，在启用直流 FC 和禁用直流 FC 的情况下开展仿真，分别模拟控制区 A1 和 A2 跳机故障，最终仿真结果如表 2 和表 3 所示。

表 2 控制区 A1 跳机故障 AGC 动作情况  
Table 2 The responses of AGC to the generator faulting in the control area A1

项目	启用 FC	禁用 FC
A1 区 AGC	FC 动作后初始 AGC 承担部分出力损失，FC 回退后 AGC 承担全部出力损失	承担全部出力损失
A2 区 AGC	不动作	不动作
电网频率变化	频率跌落较小	频率跌落较大

表 3 控制区 A2 跳机故障 AGC 动作情况  
Table 3 The responses of AGC to the generator faulting in the control area A2

项目	启用 FC	禁用 FC
A1 区 AGC	FC 动作，A1 区功率有所富余，基本不动作或者稍许减出力	不动作
A2 区 AGC	承担 FC 动作量，初期快速加出力，后期加出力相对缓慢	全程缓慢加出力
电网频率变化	频率跌落较小	频率跌落较大

## 5 结语

直流系统 FC 功能可有效限制区域电网系统频率的波动幅值，但在频率恢复到门槛值内后其输送功率会恢复至初始目标设定值，电网的功率偏差最终仍全部由 AGC 进行调整。



在 TBC 控制模式下，包含直流的 AGC 控制区内发生故障时，FC 动作会延长频率的恢复时间；而在包含直流的控制区外发生故障时，FC 动作可能导致区域内 AGC 控制下发与频率恢复反向调节指令。因此，在 AGC 控制策略制定上，需要考虑 AGC 与 FC 的配合，可通过故障模式判别并增加频率调节加速以及反向闭锁功能来进行优化。

通过本文的分析可以看出，对异步联网 AGC 调节方案设计时，应继续对直流 FC 等快速多调频资源的配合关系做好分析论证，以确保电网频率控制的安全和可靠。

### 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] 孙文多, 卢敏, 项中明, 等. 一起因特高压直流事故引起的 AGC 指令异常分析及整改措施 [J]. 中国电力, 2017, 50(5): 33-38.  
SUN Wenduo, LU Min, XIANG Zhongming, *et al.* Analysis and treatment of abnormal AGC orders caused by a UHVDC block fault[J]. Electric Power, 2017, 50(5): 33-38.
- [3] 王菲, 刘建琴, 韩丰, 等. 应用直流调制改善水电能源基地交流电网运行特性 [J]. 电网技术, 2017, 41(12): 3911-3916.  
WANG Fei, LIU Jianqin, HAN Feng, *et al.* Application of DC modulation to improving operation characteristics of hydropower base grid[J]. Power System Technology, 2017, 41(12): 3911-3916.
- [4] 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.
- [5] 王歆, 张怡, 王官宏, 等. 高比例水电送出系统超低频率振荡风险及影响因素分析 [J]. 电网技术, 2019, 43(1): 206-212.  
WANG Xin, ZHANG Yi, WANG Guan hong, *et al.* Research on ultra-low frequency oscillation risk and influencing factors of high-ratio hydroelectric transmission system[J]. Power System Technology, 2019, 43(1): 206-212.
- [6] 刘维烈. 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.
- [7] 杨荣照, 陈亦平, 夏成军, 等. 高比例水电系统 AGC 稳定性分析及控制策略优化 [J]. 电网技术, 2020, 44(3): 880-886.  
YANG Rongzhao, CHEN Yiping, XIA Chengjun, *et al.* Stability analysis and control strategy optimization of AGC with high-proportion hydropower system[J]. Power System Technology, 2020, 44(3): 880-886.
- [8] 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.
- [9] 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(S1): 68-73.
- [10] 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.
- [11] 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.
- [12] 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, 101.  
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, 101.
- [13] 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.
- [14] 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.
- [15] 高宗和, 滕贤亮, 涂力群. 互联网 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.
- [16] 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, 135.
- 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, 135.
- [17] APOSTOLOPOULOU D, SAUER P W, DOMÍNGUEZ-GARCÍA A D. Balancing authority area model and its application to the design of adaptive AGC systems[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2016, 31(5): 3756–3764.
- [18] 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 (1976—), 男, 博士, 高级工程师, 从事调度自动化系统、自动发电控制研究, E-mail: wu\_lyun@163.com;

何笠 (1985—), 男, 通信作者, 硕士, 高级工程师, 从事调度自动化系统、自动发电控制研究, E-mail: heli79@qq.com;

肖雄 (1988—), 男, 硕士研究生, 工程师, 从事电力系统仿真技术研究, E-mail: 1070576770@qq.com;

谈超 (1991—), 男, 硕士, 高级工程师, 从事电力系统分析与控制、自动发电控制研究, E-mail: tanchao@sgepri.sgcc.com.cn.

(责任编辑 李博)

## The Influence of UHVDC Additional Frequency Controller on Automatic Generation Control

WU Lingyun<sup>1</sup>, HE Li<sup>1</sup>, XIAO Xiong<sup>2</sup>, TAN Chao<sup>3,4</sup>, CHEN Gang<sup>1</sup>, ZHOU Lin<sup>1</sup>

(1. Southwest Branch of State Grid Corporation of China, Chengdu 610041, China; 2. State Key Laboratory of Power Grid Safety and Energy Conservation (China Electric Power Research Institute), Beijing 100192, China; 3. NARI Group Corporation (State Grid Electric Power Research Institute), Nanjing 211106, China; 4. NARI Technology Co., Ltd., Nanjing 221106, China)

**Abstract:** The asynchronous interconnection of UHVDC in regional power grid has brought about the adaption problem of automatic generator control (AGC) strategy to UHVDC frequency control (FC). In order to analyze the influence of FC equipped in UHVDC on the AGC, the quasi-steady models of FC and AGC are used to find out the interaction mechanism between AGC and FC system. The power system full dynamic simulation (PSD-FDS) platform developed by China Electric Power Research Institute (EPRI) is applied to simulate the dynamic process of FC and AGC, and further analysis is made on the influence of FC on AGC both in the time domain and frequency domain, and some suggestions are proposed on optimization of the AGC strategy. The analysis results show that the fluctuation of frequency can be alleviated when FC is used, but the power loss of power systems needs to be compensated by AGC when serious fault occurs, it needs to be considered under the TBC mode that coordination of FC and AGC is set up to avoid the problems of AGC in re-regulation and slow recovery of frequency during serious faults.

This work is supported by Science and Technology Project of SGCC (Research and Application of Key Technologies for Cross-Level and Multi-area Frequency Coordinated Control of Southwest China Power Grid under Asynchronous Interconnection, No.5108-201926029A).

**Keywords:** UHVDC; asynchronous interconnection; AGC; UHVDC additional frequency controller; PSD-FDS