

互联电网 AGC 分层控制与 CPS 控制策略

高宗和, 滕贤亮, 涂力群

(国网自动化研究院/南瑞集团公司, 江苏省南京市 210003)

摘要: 通过分析网调和所辖各省调构成的中国互联电网的特点, 提出了基于联络线和频率偏差控制(TBC)模式下的网省调自动发电控制(AGC)分层控制与协调技术; 重点讨论了 CPS 考核标准下新的 AGC 控制策略。这些处理方法有利于提高电网频率控制质量, 并体现在紧急情况下各 AGC 控制区域之间的相互支援, 在多个网省调的实际应用中取得了良好的效果。

关键词: AGC 分层控制; CPS 控制策略; 互联电网; TBC 控制模式

中图分类号: TM732; TM761

0 引言

随着我国电力工业的飞速发展, 各区域电网的互联已不可避免。因此, 研究并探索大区域互联系统 AGC 控制策略与技术、确保电网的频率质量, 已成为当前面临的非常现实的课题。

目前, 区域电力系统的自动发电控制(AGC)主要有如下 3 种控制模式^[1]:

a. 恒定频率控制(FFC)。这种控制方式最终维持的是系统频率恒定, 适合于独立系统或联合系统的主系统。

b. 恒定交换功率控制(FTC)。这种控制方式是维持联络线交换功率的恒定, 适合于联合系统的小系统。值得一提的是, 当外区域发生负荷变化时, FTC 控制模式不利于系统频率的恢复, 目前各省网正逐步由 FTC 向 TBC 控制模式过渡。

c. 联络线和频率偏差控制(TBC)。这种控制方式既要控制频率又要控制交换功率, 在适当的参数配合下, 可以维持控制区域发电功率和负荷的就地平衡。在 TBC 模式下, AGC 只负责调整本区域内的负荷变化, 这兼顾了各控制区的自身利益, 体现了公平、公正的调频原则。

除上述 3 种基本 AGC 控制模式外, 还有计及计划外交换电量偿还和电钟偏差校正的控制模式。

北美电力系统可靠性委员会(NERC)在原 AGC 控制性能评价标准 A1 和 A2 的基础上, 推出了新的 CPS1 和 CPS2 标准。CPS (Control Performance Standard)更强调了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。

互联系统中 AGC 控制的基本原则是在保证系统频率质量的前提下, 执行区域间的交换功率计划, 每个区域负责处理本区域所发生的负荷扰动, 并在紧急情况下给予相邻区域以临时性支援。根据这一原则, 结合我国电网“统一调度、分级管理”的网省调运行模式, 我们提出了网省调分层 TBC 控制和 CPS 控制策略, 在华东网调及江苏省调和上海市调等大电网的实际运行中取得了良好的效果。

1 互联电网 AGC 的分层控制

目前, 我国几大区域电网都采用网省调分级管理模式。下面以一个大区域电网为例, 来分析互联电网 AGC 的分层控制^[2]。进一步, 可以推广到全国联网时国调与网调之间的分层控制。

一般来说, 网调的直调电厂都是分布在各省内的主要大电厂, 具有良好的调频能力, 网调控制区内一般无负荷区。根据这一特点, 结合上面讨论的 3 种 AGC 控制模式, 提出网调 FFC 或 TBC、省调 TBC 模式的 AGC 分层控制策略如下:

a. 在网调 AGC 中建立包括网调和所辖各省调在内的 AGC 多控制区域模型。其目的是便于网调 AGC 了解各省调 AGC 的控制能力, 方便网省调间 AGC 控制策略的协调与配合, 最大限度地发挥网调和各省调控制电网频率的优势。这就要求网调采集各省际间的交换功率, 并尽可能收集省调控制的 AGC 电厂实时信息。

b. 由于网调的直调电厂都是分布在各省内, 这些电厂的出线应作为网调和省调之间的广义联络线。在建立网、省调 AGC 控制区模型时, 与区域间的实际联络线同等待待。

c. 在网调 AGC 多控制区域中, 只有网调控制区真正执行 AGC 控制, 各省调控制区控制权仍在

各省调,网调 AGC 只对各省调控制区进行监视,如区域控制偏差(ACE)、包括 CPS 在内的各项性能指标、备用容量等。

d. 在省调 AGC 中,一般只建立一个控制区域模型,特殊情况下,如江苏省调希望分苏南、苏北统计备用容量,也可以建立多控制区域模型。另外,在具备必要实时量测信息的情况下,可以建立其他省调控制区域模型,以便了解其他省调 AGC 的性能指标。

e. 网调控制区可以视具体情况,采用 FFC 或 TBC 控制模式。当然,如果网调控制区与外网无联系,采用 FFC 控制模式;如果存在与外网的联络线,可以建立两个控制区:一个控制区采用 TBC 控制模式,只用于 CPS 性能监视等;另一个控制区真正执行 AGC 控制,可以根据需要采用 FFC 或 TBC 控制模式。

f. 省调控制区除独立电网外,均采用 TBC 控制模式。

g. 在实际运行中,由于网、省调 AGC 不能严格保证频率和省际间的交换功率数据采样的同时性,这必然造成 AGC 在一定程度上的超调或欠调,延长了系统频率的恢复过程,增大了 AGC 机组的磨损,同时也为网调考核各省调 AGC 性能带来困难。因此,在网调 AGC 中统一计算各控制区的 ACE,如图 1 中的 $ACE_{\text{网}}$, ACE_A , ACE_B , ACE_C ,再通过远动或计算机通信将 ACE 下发至各省调 EMS。

h. 各省调 AGC 按照接收到的 ACE 调节本区域 AGC 机组出力。当然,省调 AGC 也计算本区域 ACE,作为与网调通信中断时的后备 ACE。

设有 3 个省网 A,B,C,其中有部分电厂属网调管辖,如图 1 所示。

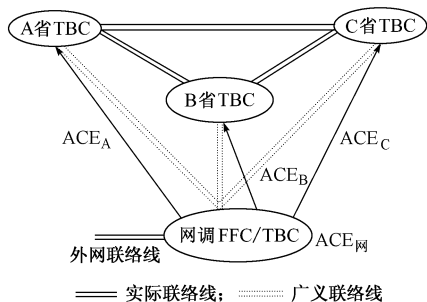


图 1 网、省调 AGC 分层控制策略

Fig. 1 Hierarchical AGC control strategy

理论上讲,由于省调控制区均采用 TBC 控制模式,只要有足够的调节能力,完全可以维持各省发电功率和负荷的就地平衡,网调 AGC 并无参与调节的必要。举例说明如下。

假设当 A 省控制区内出现用电负荷增加,引起系统频率下降,网调区 AGC 电厂和 A 省调区 AGC 电厂同时增加出力,使系统频率恢复到规定的范围内;此后,A 省调区 ACE 仍不为 0,其 AGC 电厂继续增加出力,引起频率上升,从而使网调区 AGC 电厂减少出力,直至恢复原来的出力水平。这一过程引起了系统频率的波动和 A 省对外交换功率的串动,其利弊可分下面两种情况来讨论:

a. 当 A 省调区有足够的调节能力,且系统频率变化不大时,网调区 AGC 机组的调节不必要且有害。

b. 当 A 省调区调节容量不足,或者调节速度不够快,且系统频率变化较大时,网调区 AGC 机组的调节是必要的。

也就是说,网调 AGC 是否参与调节,以及调节量的大小,要视当时的系统频率、各省调 ACE 的大小及调节能力而定。为避免问题的复杂化,可适当提高 ACE 死区门槛值。

同样,当某省控制区内出现用电负荷变化时,对于临近各省来说,由于 ACE 中频率分量和交换功率分量相互抵消,ACE 基本为 0,AGC 不参与调节,这在正常情况下是合理的,但在紧急情况下无法给予相邻区域以临时性支援。这一问题,通过下节所述的 CPS 调节功率可以得到解决。

2 CPS 标准下的 AGC 控制策略

NERC 于 1996 年推出了 CPS1 和 CPS2 控制性能评价标准,这些标准已于 1998 年开始正式实施,逐步取代了原来的 A1 和 A2 标准。

CPS1 要求某一段时间(如 10 min)内:

$$\frac{10B_i}{n} \sum (E_{AVE} \Delta F_{AVE}) \leq \epsilon_1^2 \quad (1)$$

式中: E_{AVE} 为 1 min 内 ACE 的平均值; ΔF_{AVE} 为 1 min 频率偏差的平均值; B_i 为控制区域的偏差系数; ϵ_1 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; n 为该时段内的分钟数。

这段时间内 CPS 指标 K_{CPS1} 的计算公式如下:

$$\begin{cases} K_{CPS1} = (2 - K_{CF}) \times 100\% \\ K_{CF} = \frac{10B_i \epsilon_1^2}{n} \sum (E_{AVE} \Delta F_{AVE}) \end{cases} \quad (2)$$

当 $K_{CPS1} \geq 200\%$, 即 $K_{CF} \leq 0$ 时,则必然有: $\sum (E_{AVE} \Delta F_{AVE}) \leq 0$, 这说明在该段时间内,ACE 对互联电网的频率质量有帮助。

CPS2 要求 ACE 在某一段时间(如 10 min)内的平均值必须控制在规定的范围 L_{10} 内。

如上所述,CPS 标准更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。问题的关键在于,必须调整 AGC 控制策略,以符合 CPS 考核标准,提高 CPS 性能指标。调整后的新的 AGC 控制策略称之为 CPS 控制策略。

我们认为,原有的 A1 和 A2 考核标准下的 AGC 控制策略大部分都可以继续使用。例如,采用比例、积分控制,设置比例、积分增益;将 ACE(其值为 ϵ_{ACE})控制区域划分为:死区、正常区、次紧急区、紧急区(见图 2),每个控制区都有不同的控制策略等。

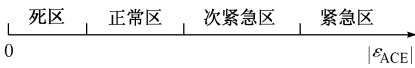


图 2 ACE 和控制区域
Fig. 2 ACE and control region

但是,在原有的 A1 和 A2 考核标准下,AGC 的控制目标是保证 ACE 过零。而在 CPS 考核标准下,AGC 的控制目标是要维持一定的 ACE,使 $K_{CPS1} \geq 200\%$ 。因此,我们提出如下的适应 CPS 考核标准下的 AGC 控制策略,简称为 CPS 控制策略:

a. $|\epsilon_{ACE}|$ 在死区,仍维持调节功率中的比例分量为 0(简称不调节,下同),即使 $K_{CPS1} < 200\%$ (这里的 K_{CPS1} 为瞬时值,直接根据当时的 ACE 和 ΔF 计算得出,下同),因为此时 $|\epsilon_{ACE}|$ 很小,ACE 随时有改变方向的可能。

b. $|\epsilon_{ACE}|$ 在正常调节区,是否调节取决于 K_{CPS1} 。当 $K_{CPS1} \geq 200\%$ 时不调节,此时不用担心 ΔF 改变方向,因为 $|\epsilon_{ACE}|$ 并不大,AGC 应有能力随时调整 ACE 到 0;当 $K_{CPS1} < 200\%$ 时正常调节,即

$$\begin{cases} P_p = -G_p E_{ACE} & K_{CPS1} < 200\% \\ P_p = 0 & K_{CPS1} \geq 200\% \end{cases} \quad (3)$$

式中: G_p 为比例增益系数(略大于 1); P_p 为调节功率中的比例分量; E_{ACE} 为滤波后的 ACE 值。

c. $|\epsilon_{ACE}|$ 在次紧急或紧急调节区,是否调节同时取决于 K_{CPS1} 和 ΔF 。当 $K_{CPS1} > 200\%$ 时,虽然 ACE 对 K_{CPS1} 有利,但如果 $|\Delta F|$ 较小, ΔF 可能随时改变方向,导致 ACE 对 K_{CPS1} 不利,而此时 $|\epsilon_{ACE}|$ 非常大,AGC 要花相当长时间调整 ACE 到 0。为此,我们设定一个频率偏差门槛,称之为 CPS 频偏 ΔF_{CPS} (一般取 0.03 Hz~0.05 Hz),以衡量 $|\Delta F|$ 是“大”还是“小”。当 $|\Delta F| < \Delta F_{CPS}$ 时,为正常调节;当 $|\Delta F| \geq \Delta F_{CPS}$,认为电网将会在一段时间内维持高频或低频运行,可暂不调节,即

$$\begin{cases} P_p = -G_p E_{ACE} & K_{CPS1} < 200\% \text{ 或} \\ & K_{CPS1} \geq 200\% \text{ 且 } |\Delta F| < \Delta F_{CPS} \\ P_p = 0 & K_{CPS1} \geq 200\% \text{ 且 } |\Delta F| \geq \Delta F_{CPS} \end{cases} \quad (4)$$

d. 可以说上述措施是尽量保持 $K_{CPS1} \geq 200\%$,我们同样关心的是:能否让 K_{CPS1} 远大于 200%? 这一点对于分时段(如 10 min)CPS 考核尤为重要,实际上我们很难随时保证 $K_{CPS1} \geq 200\%$,但我们总是能够用“很好”的 K_{CPS1} 抵消“很差”的 K_{CPS1} ,从而保证考核时段内有“较好”的 K_{CPS1} (如 10 min 的 K_{CPS1})。这个问题本质上是在电网紧急情况下给予相邻区域以临时性支援的问题。为此,我们引入 CPS 调节功率 P_{CPS} 的概念。

CPS 调节功率 P_{CPS} 定义如下:

$$\begin{cases} P_{CPS} = 0 & |\Delta F| < \Delta F_{\min} \\ P_{CPS} = -G_{CPS} \Delta F & \Delta F_{\min} \leq |\Delta F| \leq \Delta F_{\max} \\ P_{CPS} = \frac{-G_{CPS} \Delta F_{\max} \Delta F}{|\Delta F|} & |\Delta F| > \Delta F_{\max} \end{cases} \quad (5)$$

式中: ΔF 为滤波后的频率偏差,受给定的下限 $\Delta F_{\min}$ 和上限 $\Delta F_{\max}$ 的限制; G_{CPS} 为频率增益系数,为给定值,例如当频率为 50.1 Hz 时,如果希望引入 -50 MW 的 ACE,则 $G_{CPS} = 500 \text{ MW/Hz}$ 。

此时控制区域总调节功率 P_R 可以描述为:

$$P_R = P_p + P_1 + P_{CPS} \quad (6)$$

式中: P_p 由式(3)或式(4)计算; P_1 为调节功率中的积分分量。

P_{CPS} 与 ΔF 关系曲线如图 3 所示。

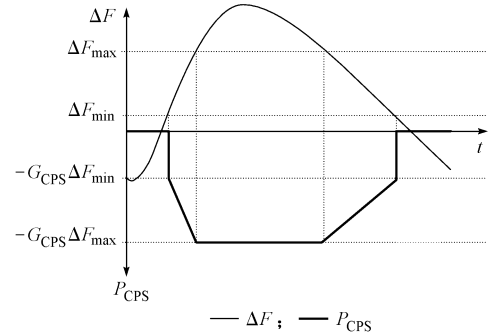


图 3 P_{CPS} 与 ΔF 关系曲线
Fig. 3 Relationship between ΔF and P_{CPS}

e. CPS 标准的另外一个指标是 CPS2,要求 ACE 在给定的考核时段(如 10 min)内的平均值在一定范围内。这可以通过调节功率中的积分分量 P_1 来实现。 P_1 定义如下:

$$\begin{cases} P_1 = 0 & |I_{ACE}| < I_{\min} \\ P_1 = -G_1 I_{ACE} & I_{\min} \leq |I_{ACE}| \leq I_{\max} \\ P_1 = \frac{-G_1 I_{\max} I_{ACE}}{|I_{ACE}|} & |I_{ACE}| > I_{\max} \end{cases} \quad (7)$$

式中: G_1 为积分增益系数; I_{ACE} 为 ACE 值的积分,在

每个考核时段开始时清零,受给定的下限 $I_{\min}$ 和上限 $I_{\max}$ 的限制。

P_1 与 I_{ACE} 的关系曲线如图 4 所示。

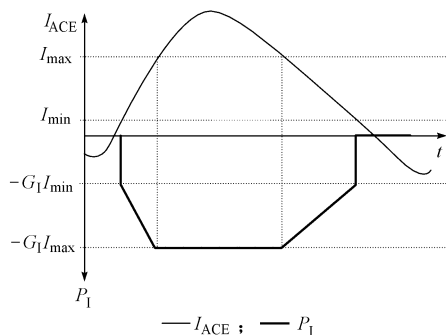


图 4 P_1 与 ACE 积分关系曲线

Fig. 4 Relationship between P_1 and integral ACE

取 $G_1 = 2$, $I_{\min} = 8 \text{ MW} \cdot \text{h}$, $I_{\max} = 15 \text{ MW} \cdot \text{h}$ 。假设 10 min 为考核时段,应能将 10 min $|I_{ACE}|$ 控制在 $8 \text{ MW} \cdot \text{h}$ 以内,这就意味着该 10 min 的 ACE 平均值小于 48 MW。

f. 影响 CPS 指标的一个重要原因是 AGC 机组的调节速度。当 CPS 指标严重恶化时,应充分发挥现有 AGC 机组的调节能力。但实际上,在调节过程中,响应速度快的机组很容易达到上/下调节限值,此时不管情况多么紧急,这些机组都失去了调节能力。因此,我们提出了一种新的机组基本功率模式:等可调容量比例(PROPR)^[3]。机组 i 的可调容量比例 P_{pi} 定义为:

$$P_{pi} = \frac{P_{\max i} - P_{bi}}{P_{\max i} - P_{\min i}} \quad (8)$$

式中: $P_{\max i}$ 为机组 i 调节容量上限; $P_{\min i}$ 为机组 i 调节容量下限; P_{bi} 为机组 i 当前的基本功率。

处于 PROPR 模式下的所有机组具有相同的

P_{pi} , 且各机组的基本功率之和等于当前实际出力之和,因而可以求解各机组的基本功率 P_{bi} 。机组的目标出力仍然是在 P_{bi} 的基础上加上 ACE 调节分量。

PROPR 模式下的机组进行如下特别处理:当 ACE 调节分量为 0 时不发调节命令;机组目标出力不利于减小 $|\epsilon_{ACE}|$ 时不发调节命令; $|\epsilon_{ACE}|$ 进入紧急区时,基本功率强制为当前实际出力。也就是说,当 $|\epsilon_{ACE}|$ 未进入紧急区,且机组间的可调容量不成比例时,只有部分机组参与调节,在调节 ACE 的同时使机组间的可调容量趋于等比例;而当 $|\epsilon_{ACE}|$ 进入紧急区时,所有机组都具有调节能力。

参考文献

- 1 周京阳,于尔铿(Zhou Jingyang, Yu Erkeng). 能量管理系统(EMS);第 5 讲自动发电控制(Energy Management System(EMS): Part Five Automation Generation Control). 电力系统自动化(Automation of Electric Power Systems), 1997, 21(5): 75~78
- 2 徐 焱,朱翠兰,曾伟民(Xu Yan, Zhu Cuilan, Zeng Weimin). 华中电网 AGC 分层控制模式的探讨(Study on Hierarchical AGC Mode in Central China Power Grid). 电力系统自动化(Automation of Electric Power Systems), 2000, 24(22): 45~48
- 3 高宗和(Gao Zonghe). 自动发电控制算法的几点改进(Some Algorithmic Improvements on AGC Software). 电力系统自动化(Automation of Electric Power Systems), 2001, 25(22): 49~51

高宗和(1962—),男,高级工程师,主要从事电力系统分析与控制的研究、开发与工程化工作。E-mail: gaozonghe@nari-china.com

滕贤亮(1978—),男,工程师,主要从事电力系统分析与控制的研究、开发与工程化工作。

涂力群(1972—),男,工程师,主要从事电力系统分析与控制的研究、开发与工程化工作。

HIERARCHICAL AGC MODE AND CPS CONTROL STRATEGY FOR INTERCONNECTED POWER SYSTEMS

Gao Zonghe, Teng Xianliang, Tu Liqun

(Nanjing Automation Research Institute, Nanjing 210003, China)

Abstract: Based on the analysis of the interconnected power systems in China, hierarchical tie-line bias control (TBC) mode and CPS control strategy, which is a new control strategy to perform automatic generation control (AGC) and its assessments by the NERC Control Performance Standard (CPS), are proposed in this paper. These schemes have been implemented in the energy management system (EMS) of several large power systems in China. It has been shown that they are practical and valid to co-ordinate multi-areas AGC and improve frequency quality.

Key words: hierarchical control; automatic generation control; CPS control strategy; interconnected power grid; TBC mode