

基于 UCPS 评价标准的网源协同机组负荷频率控制策略

高伏英¹, 沈丛奇², 刘拥军¹

(1. 国家电网华东电力调控分中心, 上海市 200120; 2. 上海明华电力技术工程有限公司, 上海市 200090)

摘要: 基于发电机组一次、二次调频综合性能的机组控制性能标准(unit control performance standard, UCPS), 通过对电网能量状态和火电机组能量特性分析, 综述了网源不同的能量状态对电网和机组的影响, 探索了达到网源双赢的机组侧负荷频率控制策略。该策略利用燃煤机组的“能差”, 主动参与电网调频、“知能善用”地适应电网侧自动发电控制(AGC)变负荷任务, 充分发挥机组良好的调频调功性能。通过对同类型机组的试验对比分析, 得出机组侧应用 UCPS 控制策略, 既对电网频率控制有益, 又提高机组安全、稳定运行水平, 降低机组运行成本, 从而达到源网协调控制电网频率总体最优的目标。

关键词: 机组控制性能标准(UCPS); 自动发电控制(AGC); 一次调频; 负荷频率控制策略; 变负荷性能

0 引言

自互联网控制区的自动发电控制性能标准(control performance standard, CPS)^[1]实施以来, 电网侧和研究机构相继开展了对控制区自动发电控制(AGC)控制策略的研究与应用^[2-8], 以及适应 CPS 控制策略的 AGC 控制算法的研究^[9]。对控制区域的 AGC 控制性能评价日益成熟。

电网侧也曾开展对发电机组一次、二次调频综合性能评价的供方控制性能标准(supplier control performance standard, SCPS)的研究^[10], 并形成了相关的机组控制性能标准(UCPS)标准, 但一直未得到应用。

随着国内电力装备制造业跨越式发展, 600 MW 及以上容量等级的超临界火电机组已经成为电网主力机组, 承担着电网主要的调峰-调频任务。在保证火电机组具备良好负荷频率控制性能的前提下, 如何降低机组调峰-调频辅助服务的成本, 一直是电力行业亟需解决的技术难题。

2010 年开始, 随着区域电网辅助服务市场的实施, 发电机组的负荷频率控制(主要包括机组 AGC 和一次调频功能)是电网辅助服务的重要部分。在目前自动发电控制模式下, 因发电机组频繁参与负荷频率控制, 增加了其运行成本。

研究在发电机组功率-频率控制性能评价更为

科学、合理的目标下, 发挥机组的功率-频率控制性能, 既有利于机组安全、稳定、经济运行, 更有利于提高电网的频率品质, 从而可实现源网协调控制电网频率总体最优。

本文基于发电机组 UCPS 评价的前提, 从电网和发电机组的能量特性、功率频率控制特性、辅助服务评价标准等方面深入分析, 提出一种网源双赢的智能化功率-频率控制策略, 为机组 UCPS 的进一步推广应用, 提供科学的依据。

同时, 随着智能电网调度控制技术的发展, 未来的调度控制系统也逐步具备了快速获取全网实时信息, 统筹分析、优先调用可用资源的关键技术的能力^[11-12], 为网源协调控制技术的推广应用提供技术手段。

1 有功功率辅助服务评价

科学合理地评价控制区域和发电机组的功率-频率控制性能, 既有利于提高电网频率品质, 发挥出机组更好的功率-频率控制性能, 同时也有利于机组安全、稳定、经济运行。

华东电网自 2001 年 10 月引入了北美电力可靠性委员会(NERC)的 CPS, 推行 CPS1/CPS2 指标对省市的联络线功率、电量进行考核, 对互联网 AGC 起到了很好的推动作用。

对发电机组调频性能的评价, 需要有更科学、更合理的机组功率-频率控制性能评价和考核标准。

1.1 现有有功功率辅助的评价标准

目前,华东电网对发电机组的一次调频性能评价,主要采用响应效果来评价。响应效果为机组实际发电出力变化的积分电量占相应时间内理论计算调频积分电量的比例。

对发电机组 AGC 性能考核评价,主要以变负荷速率和调节精度为主。

以发电机实际功率跟踪来自调度侧的 AGC 指令的精确度为主要评价依据,不论发电机组功率调节对电网安全运行有利还是有害,对偏离调度控制指令的行为均要处罚。在这种考核方法下,燃煤机组采用炉跟机的运行协调控制方式;即由汽机调门调节其功率,高精度地跟踪调度控制指令。这是一种最不利于机组稳定经济运行的方式。由于燃煤机组能量时常处于不平衡状态,为满足电网的要求,这些能差转化为机组内能的变化,造成机组汽压、汽温出现较大幅度的波动,也增加了机组的运行成本。

由于电网的能量状态由电网频率或区域控制偏差值(area control error, ACE)进行表征。在电网能量平衡时,机组的功率偏差对电网是无害的。机组在纠正功率偏差时会改变机组向电网的电能输出,反而会导致电网能量偏离平衡。可见目前评价方法对发电机组存在一些负面影响;同时,抑制发电机组的电网调频性能,也不利于电网的频率控制。

1.2 基于 UCPS 有功功率辅助的评价标准

NERC 于 1997 年开始提出对发电厂提供辅助服务的性能设立评价体系。在此基础上结合多年的运行经验,于 2002 年提出了服务提供者控制性能指标 SCPS,引入 SCPS 可促进机组改变其控制策略,对改善电网频率控制性能发挥了很好的作用。SCPS 与 NERC 制定的控制区 CPS 一脉相承,对控制区内机组的性能评价具有较好的延续性。华东电网自 2008 年开始研究针对发电机组的 UCPS 评价标准,参考 SCPS^[13]形成 UCPS 控制性能指标。

具体计算如下:

$$E_{UCE} = P_a - P_s \quad (1)$$

$$E_{UCE.AVG} \approx 0 \quad (2)$$

$$I_{UCF} = k_1 E_{UCE.AVG} \Delta f_{AVG} \quad (3)$$

或

$$I_{UCF} = k_2 E_{UCE.AVG} E_{ACE.AVG} \quad (4)$$

$$I_{UCPS1} = (2 - I_{UCF}) \times 100\% \quad (5)$$

$$|E_{UCE.AVG}| \leq \delta \quad (6)$$

式中: P_a 为机组实测有功功率; P_s 为控制中心发出的目标功率(或指令); Δf 为频差, $\Delta f = f - 50$,其中 f 为电网频率; E_{ACE} 为某电网的区域控制偏差值; E_{UCE} 为机组的控制偏差值; k_1, k_2 为 UCPS 综合

系数; δ 为电网允许的控制偏差一致性因子值; I_{UCPS1} 为 UCPS1 的指标值。

发电机组的实发功率在其指令上下变化,即使机组不作过多调整也能满足式(2)要求。也即要求发电机组的功率偏差长期(如一个月)趋于 0。这就允许发电机组能量存在自然波动。式(6)为 UCPS2 评价标准,用来衡量机组的控制偏差(UCE),要求机组一段时间(如 10 min)UCE 的平均值控制在规定的范围内,在不影响电网的前提下,适当增大 δ 有利于机组的经济稳定运行。式(3)至式(5)为 UCPS1 评价标准,UCE 与频差(或 ACE)反向变化时, $I_{UCPS1} > 200\%$,表示发电机组 UCE 对减小电力系统的频率(或 ACE)偏差作出了贡献。

UCPS 标准将机组调节量与区域 ACE 或频率偏差直接相关联,直观地量化了机组对于系统频率控制的贡献度。当电网低频或 AGC 加负荷时,如机组实发功率大于 AGC 指令($E_{UCE} > 0$),对电网应提供了更大的贡献。但由于存在机组控制偏差,按目前的考核方法,会影响到该机组性能评价。而采用 UCPS 评价方法,则该机组会得到奖励。因此,采用 UCPS 评价方法能更好地体现机组对电网频率控制的贡献,鼓励机组发挥出更好的功率-频率控制性能。

可见 UCPS 的评价标准是以发电机功率对纠正电网 ACE(包括频率)的贡献度为主要评价依据,以电网安全运行为着眼点,对电网安全运行有利或无害的偏离调度指令的控制行为均不处罚,约束较宽。UCPS 的评价标准是实现网源双赢的功率-频率控制的前提条件。

2 网源能量状态分析

2.1 电网能量状态

电力系统的发、用电因用电负荷的随机波动性、风电或太阳能发电等新能源并网运行不确定性等因素,时常处于不平衡状态,导致电网实际频率与额定频率之间存在一定偏差。目前,电力系统各控制区通过调节控制区内机组的有功功率或负荷来维持与其他控制区联络线的交换计划,并维持系统频率在给定的范围之内,以实现电网的发电和用电平衡。

互联电网控制区 AGC 控制模式分为定频率控制(flat frequency control, FFC)、定联络线控制(flat tie-line control, FTC)和联络线频率偏差控制(tie-line loadfrequency bias control, TBC)等 3 种。为便于分析,本文根据控制区 AGC 控制模式的不同,对 FFC 模式以频率偏差值来衡量能量状态,对 TBC 或者 FTC 模式的控制区,则以区域控制偏差

值 ACE 来衡量能量状态。例如,按频率偏差(或 ACE)的大小,分为“平衡”“微欠缺”或“微富裕”“欠缺”或“富裕”等状态;将相应的机组变负荷要求也分为“小幅变负荷”“大幅变负荷”等状态。“平衡”指频差保持在 $-0.01 \sim 0.01$ Hz,且无联络线交换要求;“微欠缺”指频差保持在 $-0.033 \sim -0.01$ Hz 或 ACE 微低时,有小幅加负荷要求;“微富裕”指频差保持在 $0.01 \sim 0.033$ Hz 或 ACE 微高时,有小幅减负荷要求;“欠缺”指频差低于 -0.033 Hz 或 ACE 低时,有加负荷要求;“富裕”指频差高于 0.033 Hz 或 ACE 高时,有减负荷要求。

2.2 机组能量状态

不同类型的机组,其达到的能量平衡状态的过程是各不相同的。

对于燃气轮机机组,由于其能量转换较快,基本上能快速达到一种能量平衡状态。

对于水轮机机组,由于发电功率能够随进水量快速变化,从而也能达到及时平衡。

燃煤发电机组是一个主要由锅炉和汽轮发电机组成的复杂能量转换系统。锅炉通过燃烧把煤的化学能转换成热能,如式(7):

$$Q(S) = \delta' W(S) B(S) \quad (7)$$

式中:煤量 B 通过较长的延迟惯性环节 $W(S)$ 转换成锅炉热能 Q ; δ' 为锅炉燃烧效率相关的系数。锅炉热能 Q 通过汽轮发电机转换成电能 P_a 和锅炉的

蓄热变化 (dh/dt) , 如式(8):

$$P_a + C_k \frac{dh}{dt} = \epsilon Q \quad (8)$$

式中: ϵ 为发电汽耗相关的系数; C_k 为蓄热系数。燃煤机组的能量状态可分为“平衡”“能量偏多”“能量偏少”等 3 种状态。在“平衡”状态下,锅炉热量与机组输出电能匹配,锅炉的汽温汽压稳定且维持在其设定值,此时机组处于平衡状态,是最佳的运行状态。煤质变化等原因会造成锅炉热量变化,在自动发电控制方式下,机组电功率时常变化,而锅炉能量转换有较大的滞后,通过改变煤量不能使锅炉热量及时与电能匹配。尽管通过汽机调门可以快速改变机组发电功率,及时满足电网的电能要求,但锅炉蓄热会发生变化,当锅炉热能大于电能时,锅炉蓄热增加,此时汽温汽压会偏高,称为“能量偏多”状态;当锅炉热能小于电能时,锅炉蓄热减少,此时汽温汽压会偏低,称为“能量偏少”状态。

2.3 网源能量状态综合分析

对“能量偏多”的燃煤机组,因其释放能量而达到“平衡”时,能快速增加机组发电量;对“能量偏少”的燃煤机组,因其积聚能量而达到“平衡”时,能快速减少机组发电量。

本文侧重研究燃煤机组。为便于研究分析,根据电网和机组的能量平衡状态,整理出了网源能量状态分析表,见表 1。

表 1 网源能量状态分析表
Table 1 Energy state analysis of power grid and units

序号	电网状态	机组状态	控制策略	E_{UCE}	I_{UCPS1}	对电网影响	对机组影响
1	平衡	能量偏多	自然释放能量	>0	200	无	正面
2	平衡	平衡	保持	0	200	无	无
3	平衡	能量偏少	自然积聚能量	<0	200	无	正面
4	微欠缺	能量偏多	加速释放能量加负荷	>0	>200	正面	正面
5	微欠缺	平衡	保持	0	200	无	无
6	微欠缺	能量偏少	保持	<0	<200	无	无
7	微富裕	能量偏多	保持	>0	<200	无	无
8	微富裕	平衡	保持	0	200	无	无
9	微富裕	能量偏少	加速积聚能量减负荷	<0	>200	正面	正面
10	欠缺	能量偏多	加速释放能量,一次调频或加负荷过调	>0	>200	正面	正面或无
11	欠缺	平衡	发挥出正常的一次调频或加负荷	0	>200	正常	影响小
12	欠缺	能量偏少	尽量到达一次调频或加负荷要求	<0	<200	负面	负面
13	富裕	能量偏多	尽量到达一次调频或减负荷要求	>0	<200	负面	负面
14	富裕	平衡	发挥出正常的一次调频或减负荷	0	>200	正常	影响小
15	富裕	能量偏少	加速积聚能量,一次调频或减负荷过调	<0	>200	正面	正面或无

从表 1 列出的各种情况进行分析,可以得出以下结论。

1)“能量偏多”的燃煤机组(如表 1 序号 4,10),可发挥出更好的加负荷性能,同时释放能量而达到“平衡”。

2)“能量偏少”的燃煤机组(如表 1 序号 9,15),可发挥出更好的减负荷性能,同时积聚能量而达到“平衡”。

3)“能量偏少”机组(如表 1 序号 6,12)的增负荷性能会比较差,而且能量偏低加剧。

4)“能量偏多”机组(如表1序号7,13)的减负荷性能会比较差,而且能量偏高加剧。

上述式(1)、式(2)两种变负荷过程既有利于电网,又有利于机组,称为双赢状态。式(3)、式(4)两种情况下,机组变负荷性能既达不到电网要求,对机组也有较大的负面影响,称为互害状态。

一般情况下,能量平衡机组的变负荷性能处于正常水平,对机组的负面影响也较小。燃煤机组大幅度变负荷时均会受一定的负面影响。

燃气轮机机组和水电机组基本上处于能量平衡状态,大幅度变负荷的负面影响较小;联合循环的燃气轮机机组的能量不平衡的情况比燃煤机组稍好。

3 网源功率-频率控制策略

电力系统的自动发电控制由调度端的自动发电控制系统、电厂自动发电控制系统及信息传输系统等组成。调度机构的实时发电控制系统,通过计算区域控制偏差 ACE 来确定区域所需的调节功率,从而进一步确定发电机组的调节功率。区域 ACE 值一般划分为 4 个不同的区域,即死区、正常调节区、辅助调节区和紧急调节区。AGC 控制系统按照机组的不同运行状况(“能量偏多”“能量偏少”“平衡”等),来设定各类机组在 AGC 中所承担的调节作用,从而达到网源双赢的目标。

为便于对机组控制策略的分析研究,根据 ACE (或者 Δf) 的处于不同区域,将电网运行状态分为平衡、准平衡、不平衡等状态。

3.1 电网平衡时的控制策略

在电网处于平衡状态时, Δf 和 ACE 接近 0,如表 1 的序号 1~3,此时电网处于最佳状态,是全网功率-频率控制的目标。这种状态下评价机组的指标 I_{UCPSI} 基本保持在 200%。机组 UCE 在合理范围内应朝着能量平衡的方向变化。机组保持经济稳定运行,即使机组存在功率偏差,亦不作过多的调节。

3.2 电网准平衡时调频策略

在电网运行在准平衡状态,电网频差绝对值在 0.01~0.033 Hz 之间,ACE 处于死区(较小)范围。如表 1 的序号 4—9,由双赢状况的燃煤机组承担 AGC 调节任务,使电网快速达到平衡状态,频率(或 ACE)恢复。电网频率(或 ACE)微低时,调节“能量偏多”(表 1 序号 4)的燃煤机组释放出能量而达到“平衡”状态,同时向电网多输出电能,使电网快速恢复到平衡状态;电网频率(或 ACE)微高时,调节“能量偏少”(表 1 序号 7)的燃煤机组吸收能量而达到“平衡”状态,同时向电网少输出电能,使电网快速恢复到平衡状态。这些参与调频燃煤机组的 $I_{UCPSI} >$

200%。对处于其他状态的火电机组和水电机组,则可不分配 AGC 调节容量,但应闭锁或减弱与电网频率恢复反向的调节作用。

此时,处于“平衡”状态机组的 I_{UCPSI} 约为 200%,非“平衡”状态机组的 I_{UCPSI} 接近 200%。

电网准平衡状态是电网运行中所处最多的状态。按照目前的考核方法,ACE 处于死区时,AGC 机组不参与调节分量的分配。实施 UCPS 控制评价后,大约有 40%燃煤机组处于双赢状况,可承担这些轻微调频任务,及时平衡电网能量;同时也实现了自身的能量平衡。既提高了电网的频率品质,又能使燃煤机组稳定、经济运行。

电网准平衡状态下,水电机组不需要参与 AGC 调节容量的分配,以减少不必要的磨损。正是由于这些燃煤机组及时参与了 AGC 调节,电网能快速恢复到平衡状态,有效减少了电网不平衡情况,大幅度降低了机组一次调频和 AGC 调节的频度。

3.3 电网不平衡时机组的调频策略

在电网不平衡状态,电网频差超过 ± 0.033 Hz,如表 1 序号 10—15,此时全网所有的火电机组都应参与一次调频,通过快动缓回一次调频策略^[14],充分发挥出其调频性能,尽快使 UCE 与频差反向变化,并持续到电网频差恢复到 0.01 Hz 以内,使机组的 $I_{UCPSI} > 200%$,且尽量贡献出更多的调频电量。

对电网低频时“能量偏多”(表 1 序号 10)燃煤机组和电网高频时“能量偏少”(表 1 序号 15)燃煤机组,应充分利用其能差发挥出更好的调频性能,可适当增加其 AGC 调节容量,且对机组也无害。

对能量“平衡”(表 1 序号 11 和 14)机组可参与正常的调节容量分配,对机组影响较小。

而对电网低频时“能量偏少”(表 1 序号 12)和电网高频时“能量偏多”(表 1 序号 13)燃煤机组则应尽量参与调节,但性能可差些,以减少对机组的负面影响。

由于水电机组的导水机构庞大,动作精度较差,磨损大,一次调频死区可以设置到 0.05 Hz,减少不必要的调频。但一旦动作,应充分发挥出其调频性能,并持续到电网频差恢复到 0.01 Hz 以内。

3.4 AGC 变负荷控制策略

电网侧 AGC 系统在分配调节容量时,首先考虑由双赢状况的燃煤机组承担变负荷任务,利用其“能差”实现电网的能量平衡,以达到网源双赢的最高目标。如果双赢状态的机组不足以满足电网的 AGC 调节要求,则可以考虑让水电机组和燃气机组继续承担调节任务,利用其快速变负荷性能,及时平衡电网的能量,对水电和燃气机组影响也较小。如

双赢状况的燃煤机组不能满足 AGC 调节需求,则再考虑加入能量平衡的燃煤机组;以此类推,其他燃煤机组也逐步参与达到 AGC 调节中。

为便于电网侧控制系统及时了解燃煤机组的能量状态,电厂侧根据锅炉蒸汽流量、压力、温度和发电功率等计算出衡量燃煤机组能量平衡状态的“能量信号”,通过实时信息传输系统送给电网侧,由调度端的自动发电控制系统根据 ACE 以及机组能量状况,按一定优先次序来分配 AGC 调节容量。

一般 AGC 控制的原则为:ACE 处于死区时,由双赢状况的机组(表 1 的序号 4,9)主动承担小幅度的变负荷任务。

ACE 超出死区但处于正常运行区时,调度侧的 AGC 系统依据机组的“能量信号”选择合适的机组(表 1 的序号 10,15)承担变负荷的任务,使这些机组能发挥出更好的变负荷性能, $I_{UCPS1} > 200\%$,也有利于机组自身的能量平衡。对其他不需要承担变负荷任务的机组,可闭锁或减弱与 ACE 反向的调节作用,以保持机组稳定运行,减少对机组的负面影响。

正常时电网都处于这种运行状态,按目前 AGC 控制方法,由大部分机组都参与正常的变负荷调节,使机组处于频繁的变负荷状态,尤其对那些互害状态的机组有一定的负面影响。

当实施 UCPS 控制策略后,优先考虑处于双赢状况燃煤机组承担变负荷任务,既可及时消除 ACE 偏差,也实现了自身的能量平衡,对其他状态的机组不需要参与变负荷。这种 AGC 控制策略即满足了电网的变负荷要求,又能使机组稳定、经济运行。

当 ACE 处于辅助及紧急调节区范围,电网有大幅度变负荷需求,此时,应考虑全网所有机组都参与调节,以发挥出机组最好的变负荷性能。

大幅变负荷调节对机组有一定负面影响,幅度越大影响越大。

一般,大幅加负荷时“能量偏多”(表 1 序号 10)和大幅减负荷时“能量偏少”(表 1 序号 15)机组的变负荷性能相对较好,对机组负面影响最小;能量“平衡”(表 1 序号 11 和 14)机组的变负荷性能正常,对机组影响较小;大幅加负荷时“能量偏少”(表 1 序号 12)和大幅减负荷时“能量偏多”(表 1 序号 13)机组的变负荷性能相对最差,而且对机组负面影响最大。

对水电和燃气轮机机组应保留适当的调节余量,以便快速响应负荷变化,直至 ACE 恢复到死区。当通过燃煤机组调节使 ACE 接近 0 时,应逐步恢复水电机组和燃气轮机机组到其原有的功率调节

余量水平。

3.5 功率-频率控制策略

对于独立电网一般采用恒定频率控制 FFC,即 ACE 为 $k\Delta f$ 。电网出现供用电不平衡造成频率偏差时,根据频差按 3.2 或 3.3 中的策略优先利用燃煤机组“能差”可主动参与调频,使系统频率快速恢复。通过调度端 AGC 系统,按 3.4 中的策略分配机组的 AGC 调节容量,最终完成电网的能量平衡。

对于一个多区域同步互联电网,一般采用联络线和频率偏差控制 TBC 方式^[8],即 ACE 为 $\Delta P_T + k\Delta f$, ΔP_T 为联络线净交换功率偏差。控制区既要控制系统频率,又要控制联络线交换功率。假设当 A 省控制区因功率缺额,引起电网频率偏差,根据频差按 3.2 节或 3.3 节中的策略优先利用全网燃煤机组“能差”主动参与调频,缩小电网频率值,待电网频率恢复后,机组回到原来的功率水平。如 A 省有足够的调节余量,则 A 省 AGC 控制系统按 3.4 节中的策略对本区域的“能差”机组分配 AGC 变负荷任务,使 A 省控制区 ACE 回复到 0。如 A 省没有足够的调节余量,则 A 省按 3.4 节中的策略对本区域所有机组分配 AGC 变负荷任务,确保本区域能量平衡。

多区域同步互联电网中,省级控制区 AGC 性能评价标准 CPS 和机组 UCPS 评价标准相类似,机组 UCPS 控制策略应与省控制区 CPS 控制策略一致,机组 UCPS1 提高有助于提高省级控制区的 CPS 指标。尤其是调频,由于频差(或频率)能当地获取,发电机组可直接参与部分调频,更快速、性能更好。在对电网没有显著影响的前提下,可以适当放宽 UCPS2 的允许控制偏差,即 UCPS2 满足控制区 CPS2,这样有利燃煤机组的稳定经济运行。即使 CPS2 指标过大,也可能通过 AGC 来校正。

在 UCPS 控制策略下,对于一般功率-频率控制过程,对机组负面影响小,燃煤机组在调频过程中实现了自身的能量平衡,同时使电网能量也达到了平衡。

4 UCPS 控制效果

为了检验 UCPS 控制效果,选择某厂两台设备相同的 600 MW 超临界机组进行比对试验,试验期间两台机组燃煤相同,运行在正常的 AGC 方式下,AGC 负荷指令相同。其中 2 号机组投运了 UCPS 的频率控制功能,1 号机组保持原来的控制功能。统计了两台机组同一天的运行数据见表 2。1 号和 2 号机组汽压平均偏差分别为 0.23 MPa 和 0.12 MPa,主汽温平均偏差分别为 3.2 °C 和 2.9 °C,

2号机组相比1号机组,汽压平均偏差减小0.11 MPa,主汽温平均偏差减小0.4℃,机组煤耗约降低了0.16 g。可见2号机组控制性能优于1号机组,证明机组UCPS控制系统有利于机组运行。

1号和2号机组功率控制偏差平均值分别为2.0 MW和2.4 MW,都有很好的跟随性能。表2中UCF'为频差(Δf)与功率偏差(UCE)的乘积,它与相关系数的乘积为UCF。2号机组UCF'为负值,机组功率偏差与电网频差反向,对电网频率控制有益;2号机组功率控制偏差比1号机组大0.4 MW,正是参与电网调频结果。可见2号机组调频性能优于1号机组,证明机组采用UCPS控制系统更有利于电网频率控制。

表2 两台机组控制平均值比较
Table 2 Comparison of two units in control average values

机组	汽压/MPa	汽温/℃	功率/MW	UCF'/(Hz·MW)
1号	0.23	3.22	1.96	6.50×10^5
2号	0.12	2.86	2.43	-955.41×10^5
差值	0.11	0.35	0.46	-961.91×10^5

5 结语

通过综合分析网源不同能量状态对电网和机组的影响,基于更科学、更合理的UCPS评价标准,探索了实现网源双赢的功率频率控制策略。

利用燃煤机组的“能差”主动参与电网调频、“知能善用”地适应AGC变负荷任务,即充分发挥出了机组更好的调频调功性能,有利于电网频率质量的提高;机组及时平衡自身的能量,有利于发电机组稳定经济运行,从而实现源网协调控制电网频率总体最优的目标。

由于机组侧判断电网频差超出 ± 0.01 Hz就主动参与调频,为提高机组调频准确性,建议采用绝对误差不大于0.001 Hz高精度测频系统。

实施UCPS控制策略时,如调度控制技术支持系统能下发ACE信号给机组或电厂,则可深入探索机组侧根据ACE值与机组能量情况主动参与变负荷调节的控制策略。

参考文献

[1] 汪德星. 华东电网实行CPS标准的探索[J]. 电力系统自动化, 2000, 24(8): 41-44.
WANG Dexing. Study of CPS standards in east China power grid [J]. Automation of Electric Power Systems, 2000, 24(8): 41-44.

[2] 唐悦中, 张王俊. 基于CPS的AGC控制策略研究[J]. 电网技术, 2004, 28(21): 75-79.
TANG Yuezhong, ZHANG Wangjun. Research on control

performance standard based control strategy for AGC[J]. Power System Technology, 2004, 28(21): 75-79.

[3] 李正, 敬东, 赵强, 等. CPS/DCS标准在大区互联电网AGC控制策略中的应用[J]. 电力系统及其自动化学报, 2003, 15(12): 27-32.
LI Zheng, JING Dong, ZHAO Qiang, et al. Application of AGC control strategy based on CPS/DCS standard in interconnected power grid [J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2003, 15(12): 27-32.

[4] 高宗和, 滕贤亮, 张小白. 互联电网CPS标准下的自动发电控制策略[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(19): 40-44.
GAO Zonghe, TENG Xianliang, ZHANG Xiaobai. CPS control strategy for interconnected power systems [J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(19): 40-44.

[5] 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.

[6] 李滨, 韦化, 农蔚涛, 等. 互联电网CPS下AGC控制参数的优化[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(18): 37-41.
LI Bin, WEI Hua, NONG Weitao, et al. Optimization of AGC control parameters under the control performance standard for interconnected power grids [J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(18): 37-41.

[7] 刘娆, 巴宇, 常烨骅, 等. 互联电网运行控制性能评价标准研究: (二)新标准架构[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(19): 132-136. DOI: 10.7500/AEPS20140625008.
LIU Rao, BA Yu, CHANG Yekui, et al. Research on operation control performance assessment criteria of China's interconnected power grid: Part two frame of the new criteria [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(19): 132-136. DOI: 10.7500/AEPS20140625008.

[8] 刘娆, 巴宇, 常烨骅, 等. 互联电网运行控制性能评价标准研究: (三)新标准的指标设计[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(20): 135-140. DOI: 10.7500/AEPS20140625009.
LIU Rao, BA Yu, CHANG Yekui, et al. Research on operation control performance assessment criteria of China's interconnected power grid: Part three design of the new criteria index [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(20): 135-140. DOI: 10.7500/AEPS20140625009.

[9] 高宗和. 自动发电控制算法的几点改进[J]. 电力系统自动化, 2001, 25(22): 49-51.
GAO Zonghe. Some algorithms improvements on AGC Software [J]. Automation of Electric Power Systems, 2001, 25(22): 49-51.

[10] 贾燕冰, 高翔, 高伏英, 等. 关于华东电网实行SCPS的探讨[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(1): 103-107.
JIA Yanbing, GAO Xiang, GAO Fuying, et al. Discussion on application of SCPS in East China grid [J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(1): 103-107.

[11] 姚建国, 杨胜春, 单茂华. 面向未来互联电网的调度技术支持系统构架思考[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(21): 52-59.
YAO Jianguo, YANG Shengchun, SHAN Maohua. Reflections on operation supporting system architecture for future interconnected power grid [J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(21): 52-59.

[12] 滕贤亮, 高宗和, 朱斌, 等. 智能电网调度控制系统AGC需求分

析与关键技术[J].电力系统自动化,2015,39(1):81-87.DOI: 10.7500/AEPS20141008020.

TENG Xianliang, GAO Zonghe, ZHU Bin, et al. Requirements analysis key technologies for automatic generation control for smart grid dispatching and control system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(1): 81-87. DOI: 10.7500/AEPS20141008020.

[13] 巴宇,刘娆,李卫东.CPS 及其考核在北美与国内的应用比较[J].电力系统自动化,2012,36(15):63-72.

BA Yu, LIU Rao, LI Weidong. Comparison of CPS and its assessment between North America and China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(15): 63-72.

[14] 沈丛奇,归一数,程际云,等.快动缓回一次调频策略[J].电力系统自动化,2015,39(13):158-162. DOI: 10.7500/AEPS20141118005.

SHEN Congqi, GUI Yishu, SHEN Jiyun, et al. A primary frequency regulation control strategy with fast-moving and delayed-returning technology[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(13): 158-162. DOI: 10.7500/AEPS20141118005.

高伏英(1966—),女,高级工程师,主要研究方向:电网调度自动化运行和管理。E-mail: gao_fy@ec.sgcc.com.cn

沈丛奇(1964—),男,通信作者,高级工程师,主要研究方向:电厂自动控制。E-mail: shencq@mhdllshanghaipower.com

刘拥军(1979—),女,高级工程师,主要研究方向:电网调度计划运行和管理。E-mail: liu_yj@ec.sgcc.com.cn

(编辑 代长振)

Load Frequency Control Strategy Coordinating Power Grid with Units Based on UCPS Evaluation Standard

GAO Fuying¹, SHEN Congqi², LIU Yongjun¹

(1. East China Electric Power Dispatching and Control Sub-Center of State Grid, Shanghai 200120, China;

2. Shanghai Minghua Electric Power Technology & Engineering Co. Ltd., Shanghai 200090, China)

Abstract: Based on the unit control performance standard (UCPS) considering the comprehensive performance of units primary and secondary frequency modulation, this paper comprehensively explains the influence of different energy states on power grid and generator units through an analysis of energy states on power grid and energy characteristics for ultra suoercritical units. And a study is made on the load frequency control strategy leading to win-win for power grid and generator units. This strategy utilizes the coal-fired units “energy deviation” to actively participate in peak regulation of the grid and appropriately assign the automatic generation control (AGC) load modulation task, which can exploit the fine frequency regulation performance of units. Through the experimental comparison and analysis to the same type units, it is also beneficial to improving the frequency quality of power grid and the stability and economic performance of the units using UCPS control strategy to realize both power grid and generator units coordinated control grid frequency overall optimal target.

Key words: unit control performance standard (UCPS); automatic generation control(AGC); primary frequency regulation; load frequency control strategy; variable load performance