

有功调度超前控制和在线水火电协调控制策略

滕贤亮, 高宗和, 张小白, 汪俊余, 袁 飞

(国网南瑞科技股份有限公司, 江苏省南京市 210003)

摘要: 根据有功调度不同的调度时间段, 探讨了利用超短期负荷预测结果实现超前控制的可能性, 并对应每个调度时间段建立数学模型; 具体实施上, 针对不同区域电网间调节资源的差异, 以及同一区域内机组构成方式经常变更的特点, 提出水火电机组协调控制理想的解决构架, 作为现有控制性能标准(CPS)控制策略实际运用的补充。其有效性已在多个实际电网工程实践中得到检验。

关键词: 有功调度; 自动发电控制; 控制性能标准; 超短期负荷预测; 超前控制; 水火电协调

中图分类号: TM732

0 引言

继 2001 年华东电网率先使用控制性能考核标准(CPS1/CPS2)进行联络线考核后, 截至 2007 年中期, 国内绝大多数电网均已采用 CPS 作为区域控制性能的评价指标^[1-2]。近年来, 国内外学者对适应 CPS 的自动发电控制(AGC)策略进行了深入的研究, 取得了相当大的进展^[3-5], 显著提高了 CPS 指标, 改善了频率电能质量。这些控制策略具有的共性是: 控制目标明确、可兼顾或单独考虑 CPS1/CPS2 控制目标, 控制参数设置灵活, 对不同电网的考核标准均具有良好的适应性。

CPS 控制策略研究和关注的重点是区域总调节需求的计算, 即决策 AGC 机组在某个时刻是否需要参与调节及具体调节量的大小, 其前提还是基于区域已经产生的区域控制偏差(ACE), 属于滞后的调节过程。系统中能够快速响应的机组(水电机组、燃机类和部分引进型火电机组等)是保障 CPS 指标的主要调节资源, 但在实际电网中往往缺乏, 在某些负荷变化较大、持续周期较长的时间段, 即使决策正确但因为机组调节能力或响应速率的不足致使 CPS 指标比预期值要低。将超短期负荷预测和 AGC 闭环实施超前控制是解决这一问题的有效途径。近年来已有不少学者对此课题进行研究, 并在实际系统中成功应用^[6-7]。

文献[6]提出利用火电机组跟踪实时负荷和发电的变化, 配合水电机组调节 ACE 的控制思路。文献[7]探讨了负荷预测分量在 AGC 中使用的 2 种算法, 即基本功率处理和调节功率处理。不足的是所提出的超前控制策略在时间上大多集中在单

个调度时间段上, 形式较为单一; 空间上则是建立在电网现有的格局上, 探讨的前提存在局限性, 即电网中始终保证有快速调节的水电机组或是单纯将火电机组视为调节对象。电网内的水火电构成关系发生变化时, 缺乏应变机制, 难以适用于各个电网资源分布不均以及运行方式发生改变的情形。此外, CPS 形式下如何与现有的控制策略相适应也没有提及。

针对有功调度不同的调度时间段, 本文提出了超短期负荷预测的实际应用模型; 实施环节上, 针对区域电网调节资源在地域和时间段上的差异, 提出了水火电机组协调控制理想的解决构架。

1 超前控制

电力系统有功调度中, 由日前发电计划机组、实时协调机组、AGC 机组在时间上相互衔接构成的实时调度运行框架已初步呈现^[8]。现阶段超前控制的研究形式较为单一, 在实际的调度系统中, 上述各个时间段均存在与负荷预测结合实施超前控制的可能。据此, 本文提出超短期预测在不同时间段的应用模型: 利用超短期负荷预测的结果, 分别修正发电计划(日前计划时间段)、发电偏差(预调度时间段)和区域总调节需求(AGC 在线控制时间段)。

1.1 修正发电计划模型

日前发电计划根据短期负荷预测安排, 而短期负荷预测由于算法、气象等原因, 与实际负荷存在一定误差, 因此, 实时调度计划须在日前计划基础上进行相应调整。目前还有相当一部分电网主要依靠调度人员人工预测负荷趋势, 人工修改日前发电计划进行实时调度。这种方法依赖于调度人员的经验, 且工作强度大。利用超短期负荷预测自动对发电计划进行修正可以极大地减轻调度人员的工作量。

日前发电计划的变更周期一般为 15 min 至 30 min。以 15 min 为例,AGC 在每个整 15 min 从超短期负荷预测获取下一个周期的预测负荷,与当前时刻的预测负荷(在上一个预测周期产生)之差作为总的负荷增量 ΔP_L 。考虑到可以预计的发电计划增量 ΔP_G^{sk} 和交换计划增量 ΔP_T (送出增加或受电减少为正),得到下一个 15 min 待分配的发电计划偏差 ΔP_{sche} :

$$\Delta P_{\text{sche}} = K_1(\Delta P_L + \Delta P_T - \Delta P_G^{\text{sk}}) \quad (1)$$

式中: K_1 为人工给定的系数,为 1 则表示预计的负荷增量全部由日前计划类机组承担;发电计划增量 ΔP_G^{sk} 为按计划安排出力的电厂的下一个 15 min 计划与当前计划偏差之和。

调度人员可选择部分电厂承担 ΔP_{sche} ,根据人工设置的分配系数 C_i 按比例分配。电厂 i 承担的偏差 $\Delta P_{\text{sche},i}$ 叠加在原计划上得到修正后的下一个 15 min 的计划,按下式计算:

$$\Delta P_{\text{sche},i} = \frac{\Delta P_{\text{sche}} C_i}{\sum_{j \in S_R} C_j} \quad (2)$$

式中: C_i 为电厂 i 的分配系数; S_R 为所有指定承担 ΔP_{sche} 的电厂集合。

修正的发电计划可通过 2 种方式执行:自动发送计划曲线至相应电厂,由电厂侧负责执行;若电厂具备 AGC 功能,可在主站端利用 AGC 软件的计划模式自动执行。

1.2 修正发电偏差模型

1.1 节中描述了利用超短期负荷预测自动对下一个 15 min 发电计划进行修正,但实际上不能期望电厂严格按修正后的发电计划运行,因此,有必要指定某些机组承担发电计划与实际执行之间的偏差,通过跟踪负荷的实时变化提前动作,将滞后的调节变为主动,从而减小 ACE 的产生。该调节阶段的时间段通常定义为 5 min。

这部分用于修正发电偏差的机组,处于日前调度与 AGC 实时控制之间,起到协调的作用,实际系统中通常选择一些调节速率较慢的火电机组来承担。具体实现方式上,可通过在 AGC 软件中设置用于超前控制的机组模式^[9],或开发独立的实时调度模块。下一个 5 min 的待分配调整量 ΔP_{ldfc} 为:

$$\Delta P_{\text{ldfc}} = \alpha K_2(\Delta P_L + \Delta P_T - \Delta P_G^{\text{sk}}) + \Delta P_{\text{AGC}} + \Delta P_{\text{manu}} \quad (3)$$

式中: K_2 为人工给定的系数,与 1.1 节中的 K_1 配合使用,得到该类机组承担的负荷增量; α 为时间修正因子,例如将 15 min 调整量对应转化为 5 min 调

整量;调整量 ΔP_{AGC} 为采用自动控制方式的 AGC 机组向修正发电偏差机组转移的负荷量; ΔP_{manu} 为人工干预量,主要用于适应一些特殊需求。

机组 i 下一时刻最大可承担的出力增量 $\Delta P_{Gi}^{\text{max}}$ 为(以增加出力为例):

$$\Delta P_{Gi}^{\text{max}} = \min(\Delta t R_{Gi}^{\text{up}} \cdot P_{Gi}^{\text{max}} - P_{Gi}) \quad (4)$$

式中: R_{Gi}^{up} 为机组 i 上升方向的调节速率; P_{Gi}^{max} 为机组 i 的调节上限; P_{Gi} 为机组 i 的当前实际出力; Δt 为 5 min。

设有 n 台机组被指定调节,它们最大可承担的出力增量为:

$$\Delta P_{\text{ldfc}}^{\text{max}} = \sum_{i=1}^n \Delta P_{Gi}^{\text{max}} \quad (5)$$

当 ΔP_{ldfc} 大于 $\Delta P_{\text{ldfc}}^{\text{max}}$ 时,说明这 n 台机组不足以承担预计的负荷增量,令机组下一时刻的出力增量 $\Delta P_{Gi}^{\text{next}} = \Delta P_{Gi}^{\text{max}}$,未能分配的发电功率即为下一时刻预计的不匹配功率,这是一个非常有用的信息,可以帮助调度员提前采取相应的措施。

1.3 修正实时区域总调节功率模型

文献[5]提出以区域总调节功率(又称区域调节需求(ARR))为控制目标的 CPS 控制策略:

$$P_{\text{ARR}} = P_P + P_I + P_{\text{CPS}} \quad (6)$$

式中: P_{ARR} 为区域调节需求,规定正方向为增加 AGC 机组出力; P_P, P_I, P_{CPS} 分别为 ARR 中的比例分量、积分分量和用于支援频率的 CPS 分量。

在该算法的研究基础上,探讨超短期负荷预测对实时 AGC 的修正,即将一部分预测的负荷增量叠加在 ARR 上,并结合当前的 CPS 指标进行自动调整。这部分用于修正 ARR 的调整量,计为 ARR 自动偏置 ΔP_{ARR} 。

ΔP_{ARR} 每整 5 min 计算一次,计算方法与式(3)类似,只是人工给定因子用 K_3 取代 K_2 ,联系式(2)、式(3),存在下列约束:

$$K_1 + K_2 + K_3 = 1 \quad (7)$$

ΔP_{ARR} 结合 P_{ARR} 闭环控制时,若 ΔP_{ARR} 与 ΔF 方向相同,将不利于 CPS1 指标,要对 ΔP_{ARR} 进行修正。修正时考虑 2 个因素:如果直接令 $\Delta P_{\text{ARR}} = 0$,则体现不出超前控制的目的;如果 ΔP_{ARR} 幅值过大,会严重恶化当时的 CPS1 指标。

定义瞬时 CPS1 指标 ϵ_{CPS1} ,直接利用 ACE 瞬时值 ϵ_{ACE} 和 ΔF 的瞬时值进行计算,即

$$\epsilon_{\text{CPS1}} = \frac{2 - \epsilon_{\text{ACE}} \Delta F}{B \epsilon_1^2} \quad (8)$$

式中: B 为频率偏差系数; ϵ_1 为 CPS 考核标准中的 1 min 频率偏差均方根目标。

ΔP_{ARR} 取值原则是: ΔP_{ARR} 与 ΔF 同号时, 假设 ϵ_{ACE} 与 ΔF 也同号, 则要保证 ϵ_{CPS1} 不小于指定的门槛值(1.0~2.0, 如 1.5), 否则就要下发控制命令。

由式(8), 可得到修正后的 ARR 偏置 $\Delta P_{ARR}'$:

$$\Delta P_{ARR}' = \frac{2 - \epsilon_{CPS1}}{\Delta F B \epsilon_1^2} + 10 G_{CPS} \Delta F \pm P_{DB} \quad (9)$$

式中: P_{DB} 为 AGC 的静态死区门槛。

当 $\Delta P_{ARR}' > 0$ 时, P_{DB} 前取负号; 当 $\Delta P_{ARR}' < 0$ 时, P_{DB} 前取正号。若 ΔP_{ARR} 与 $\Delta P_{ARR}'$ 反号, 令 $\Delta P_{sk} = 0$; 若 ΔP_{ARR} 超过 $\Delta P_{ARR}'$ 的幅值, 令 $\Delta P_{ARR} = \Delta P_{ARR}'$ 。如图 1 所示。

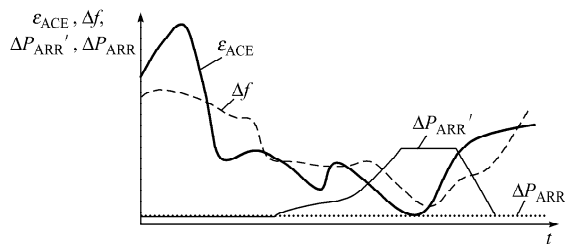


图 1 ARR 自动偏置

Fig. 1 Automatic rectification of ARR

实际电网运行中, 同时具有 3 种修正方式的超前控制模型并不多见, 也非必要。根据实际资源配置及运行方式, 可选择其中一种或几种参与控制。

参与超前控制的机组类型以火电机组为宜。因为超短期负荷预测通常是对未来 5 min 至 1 h 的负荷做出预测^[10]。在每个预测周期内, 用于承担负荷变化量的机组总体调整速率应尽量保持与负荷变化速率一致。从机组调节特性来看, 水电机组由于调节速率过快容易造成负荷超调引起功率波动。火电机组虽调整速率较慢, 但调整步伐较为均匀, 多台机组联合调整仍可达到较为满意的效果。

2 水火机组的协调控制构架

区域中可调的 AGC 机组类型同时包含水火电时, 还需考虑二者间的协调。一般来说, 单台的水电机组调节性能远优于火电机组, 水火电机组同时投入 AGC 时, 如果不在控制策略上加以区别, CPS 下协调控制的效果往往不佳。此外, 受多种条件的约束, 区域中调节资源在不同的时间段存在差异, 固定的水火电控制方案通常难以适应。

因此, 针对不同的运行方式, 需要设计相应的可灵活变化的水火电协调控制构架。根据区域内水、火电机组的可调容量比例以及区域 AGC 总的调节目标不同, 提出以下几种协调控制的策略。这些策略主要服务于现阶段 CPS 下的实时控制需求, 以及实时运行中的安全性和经济性考虑。

2.1 水电机组调整 ARR , 火电机组超前控制以跟踪负荷变化趋势

控制策略适用于区域内水电机组调整容量较为充裕的情况。水电机组调整 ARR 的优势明显: 调整容量大、调节速率快、响应时间短。通常情况下可以应对 ACE 的波动, CPS 考核指标较为理想。考虑进一步利用其火电资源, 根据预测结果闭环实施超前调节, 保持与系统负荷的变化同步, 可减轻水电机组的调整负担、缓解其调整空间, 有效改善 AGC 的调节品质。这种方式下的火电机组控制模型可参考 1.1 节和 1.2 节。

超前调节的总量明确后, 在具体的分配环节上, 传统的做法一般是设置固定的分配比例, 这一方法存在以下弱点:

- 1) 当调节需求变化频繁时, 会导致机组来回调节, 降低调节速率, 同时导致磨损加大;
- 2) 机组平均分担调节量, 每台机组承担的调节量较小, 机组的调节能力得不到充分发挥;
- 3) 火电机组的调节与计划(电量)脱离, 如果需要使机组围绕计划执行, 则需固定基点功率或人为设定调节范围。

解决这一问题的有效途径是对机组调整的优先级进行分组和排序。排序因子可考虑如下几种方法或其组合: 当前实际出力/计划出力、实际完成电量/计划电量、上网电价、能耗。

排序因子可分为固定类型和可变类型。固定类型的排序因子在一段时间内相对稳定, 例如电价、能耗, 预期的调节顺序也相对固定, 行为约束性较强。可变类型的排序因子实时变化, 例如计划出力、电量完成情况, 调节的中间过程动态可变。因此, 根据不同类型的排序因子, 排序过程可能存在多轮。原则上先执行固定因子的排序, 后执行可变因子的排序。

排序因子确定后, 形成升调节和降调节的机组序列。机组需要增加出力时, 从排序因子低的机组开始顺序查找, 按给定的调节量优先承担调节功率; 机组需要减少出力时, 则逆方向从排序因子高的机组开始查找分配。给定的调节量受以下因素制约: 可调容量、调节速率、最大调节量等。

需要指出, 在每次分配调节功率之前, 要先统计机组目前仍在执行的调整量, 将其从调节功率中扣除(同方向)或扩大(反方向)。火电机组的调整时间较长, 新的调节需求往往还不及正在执行的调节量大, 此时不应再分配新的机组进行调节。

2.2 水火电机组按照可调容量比例分解 ARR

受季节、气候的影响, 区域中的水电机组 AGC 调节能力有可能受限^[11]。此时, 必须充分挖掘火电机组的调节能力, 使其参与进来, 与水电机组一同承

担区域调节需求。

该策略中首先需要将水火电机组进行分类,明确 2 类机组总的分担比例并区分方向。分担比例的获取方式有人工设置和自动获取 2 种。自动获取方式下,分担比例按照水火电机组当前的上/下调节容量进行动态调整,并以给定时间可响应的调节量为限。以火电机组为例(上调方向):

$$\alpha_T = \frac{\sum_{i=1}^k R_{Ti}^{up}}{\sum_{i=1}^k R_{Ti}^{up} + \sum_{j=k+1}^n R_{Hi}^{up}} \quad (10)$$

式中: α_T 为火电机组调节量的总分担因子; R_{Ti}^{up} 和 R_{Hi}^{up} 分别为火电和水电机组的上调方向容量。

如果分担比例由人工确定,则还需要明确水火电机组调整的优先级,即哪种类型的机组先承担分配。在机组调节容量充裕的情况下,每类机组的调整量明确,因此,该参数的作用不明显。该参数的意义在于:当某类机组的调整总量不够时,选择其优先调节,则未分配的调整量会由其余类型的机组承担。

调节总量明确后,可按照上文提到的分配策略将其分配到具体的机组。调节过程中,水电机组指令的调节定时如果小于火电机组的最短调节定时,则令其等于火电机组的定时,通过一定的延时来保证机组调节动态特性的一致。

2.3 水火电机组各自跟踪不同调整目标、解耦控制

除了在时间段上考虑水火电机组控制的协调配合,还可以考虑从空间上将二者的控制目标解耦,水电机组依然承担频率及省际间联络线调整,火电机组在考虑安全约束的前提下对区域内部重要的稳定断面进行监控。机组跟踪区域内某些指定的稳定断面,使其尽可能多送功率而又不超过指定的断面极限。在这种控制方式的基础上可实现区域内部的分层、分区控制。与网、省调控制区之间的行政划分不同,此处所提及的分区概念是指各省调控制区域内部的电气划分。

分区控制的实现方法为:根据监视的重要稳定断面将区域再细分为若干子控制区域,每个子控制区对应一个稳定断面。指定参与子区控制的 AGC 机组以调节该断面传输功率为目标,机组一旦选择便不再参与全网的频率及联络线调整。子控制区的控制偏差 ϵ_{SCE} 可通过断面的当前值 P_T 和限值 P_{tmax} 计算得到:

$$\epsilon_{SCE} = P_T - P_{tmax} \quad (11)$$

与传统 AGC 中的 ACE 类似,根据 ϵ_{SCE} 的大小可设定分区控制的死区、正常区及紧急区。死区之内机组不动作,正常区及紧急区机组参与调节。不

同的控制区设定有不同的增益系数,可适当加大调整的力度,加快控制偏差的调整。

分区 AGC 主要适用于区域断面约束相对较少、控制目标相对单一的情形。例如,区域内部电磁环网开环的运行方式,机组和控制的目标断面形成相对独立的“割集”。区域中多个复杂的稳定断面监视仍需依靠安全约束调度(SCD)。

3 实际应用

本文提出的模型和策略已在国电南瑞 OPEN-3000 EMS 有功控制软件包中实施,并投入多个实际现场的运行以检验其有效性。图 2 为采用超前控制的某区域电网调节功率曲线,超前控制模型采用 1.3 节的修正区域总调节功率方法。曲线的数据获取时间段为 18:00 左右,处于负荷陡降阶段。

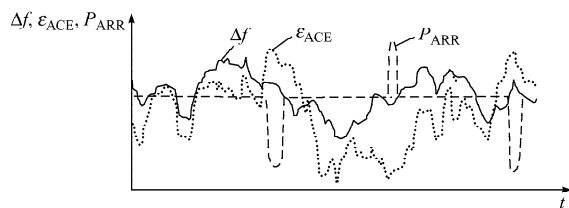


图 2 采用超前控制的 ARR 调节功率曲线
Fig. 2 ARR curve based on look-ahead control

由于处于降负荷时间段,根据超短期预测的结果,ARR 自动偏置在此时间段的计算结果为负,表示控制区在正常调节的同时还需要多降出力,以体现超前控制。在自动偏置生效的时刻,应尽可能抑制与负荷变化方向相反的调节指令。

从图 2 可以看出:下调的 ARR 指令幅度较大,超过 ACE 原有的幅值;而上调的 ARR 指令被削弱,幅度明显小于该时刻对应的 ϵ_{ACE} 幅值。修正后的该时段 ARR 调节功率所表征的物理意义为:由于功率平衡的不确定性, ϵ_{ACE} 可能为正或负,但在降负荷阶段,大的趋势是减少出力,如果 ACE 为负时按常规方法增加出力,必然会增加无谓的调节。通过对未来负荷变化的准确把握,可以减少机组的往复调整,有效提高 CPS 指标。

图 3 所示为某控制区域采用火电 AGC 机组的分组和排序策略前后的 CPS 曲线对比。

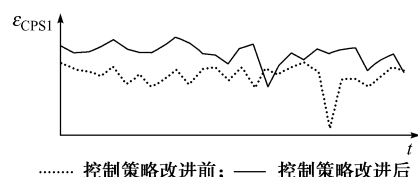


图 3 考虑水火电协调前后 CPS1 指标对比
Fig. 3 Comparison of CPS1 curves by using traditional strategy and hydro-thermal coordinate control strategy

该区域的水电资源不多,水火电机组按照可调容量比例分担 ARR。可见,控制策略改进后,该控制区域的 CPS 指标改善明显。

4 结 语

从实际的电网运行出发,本文尝试分析并归纳出超短期负荷预测在有功实时调度各个时间段中的应用,并针对水火电在线联合调整提出了实施的构架,这些控制策略的改进已在多个工程实践中得到检验,证明了其有效性和可行性。

参 考 文 献

[1] 汪德星,杨立兵. 自动发电控制(AGC)技术在华东电力系统中的应用. 华东电力,2005,33(1):23-27.
WANG Dexing, YANG Libing. Application of AGC technology in East China electric power system. East China Electric Power, 2005, 33(1): 23-27.

[2] 陈实,李端超,胡晓飞. 互联网 CPS 控制策略研究和实施//第 28 届中国电网调度运行会议论文选集,2003 年 10 月 21 日—23 日,北京:611-616.

[3] YAO M, SHOULTS R R, KELM R. AGC logic based on NERC's new control performance standard and disturbance control standard. IEEE Trans on Power Systems, 2000, 15(2): 855-857.

[4] 高宗和,滕贤亮,涂力群. 互联网 AGC 分层控制与 CPS 控制策略. 电力系统自动化,2004,28(1):78-81.
GAO Zonghe, TENG Xianliang, TU Liquan. Hierarchical AGC mode and CPS control strategy for interconnected power systems. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(1): 78-81.

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

[6] 周劭英,张伯明,郭玉金,等. 火电 AGC 机组超前控制策略. 电网

技术,2006,29(21):57-60.
ZHOU Jieying, ZHANG Boming, GUO Yujin, et al. Strategy of automatic generation control in advance for thermal generator. Power System Technology, 2006, 29(21): 57-60.

[7] 高宗和,丁恰,温柏坚,等. 利用超短期负荷预报实现 AGC 的超前控制. 电力系统自动化,2000,24(11):42-44.
GAO Zonghe, DING Qia, WEN Bojian, et al. AGC-in-advance based on super-short-term load forecasting. Automation of Electric Power Systems, 2000, 24(11): 42-44.

[8] 任洛卿,黄文伟,丁恰. 电力系统有功实时调度系统. 电力系统自动化,2007,31(增刊):114-118.
REN Luoqing, HUANG Wenwei, DING Qia. Study on real-time active power dispatching system. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(Supplement): 114-118.

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

[10] 丁恰,卢建刚,钱玉妹,等. 一种实用的超短期负荷预测曲线外推方法. 电力系统自动化,2004,28(16):83-86.
DING Qia, LU Jiangang, QIAN Yumei, et al. A practical method for ultra-short term load forecasting. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(16): 83-86.

[11] 宋兆星,骆意,李国胜. 发电机组类型对 AGC 运行性能的影响及对策. 电网技术,2005,29(18):17-21.
SONG Zhaoxing, LUO Yi, LI Guosheng. The influence and countermeasure of generating unit's type on AGC operation performance. Power System Technology, 2005, 29(18): 17-21.

滕贤亮(1978—),男,通信作者,工程师,主要研究方向:负荷预测和自动发电控制. E-mail: tengxl@naritech.cn
高宗和(1962—),男,高级工程师,主要研究方向:电力系统分析与控制。
张小白(1979—),女,工程师,主要研究方向:优化潮流和自动发电控制。

Look-ahead Control for Active Power Dispatching System and Online Hydro-thermal Coordinated Control Strategy

TENG Xianliang, GAO Zonghe, ZHANG Xiaobai, WANG Junyu, YUAN Fei
(NARI Technology Development Limited Company, Nanjing 210003, China)

Abstract: Based on the different dispatching time-levels of real-time active power dispatching system, a mathematical model of look-ahead control strategy by using ultra-short-term load forecasting is presented. In practical applications, according to the difference of regulating resources in different district power grids and the characteristics of frequent variation of units' composition, a control strategy of online hydro and thermal units' coordination is proposed as the supplement of the control strategy of control performance standard (CPS). The strategy proposed has been implemented in the energy management system (EMS) of several large power systems, and has been proven effective in improving the control performance.

Key words: active power dispatching system; automatic generation control (AGC); control performance standard (CPS); ultra-short-term load forecasting; look-ahead control; hydro-thermal coordinate control