

电力市场中考虑水头约束的抽水蓄能电站竞价模型

曾 鸣,王睿淳,王 良,薛 松

(华北电力大学 能源与电力经济研究咨询中心,北京 102206)

摘要: 结合抽水蓄能电站水库水头与储能之间的关联关系,以及抽水蓄能机组出力的最高、最低限制,确定了机组最优的发电出力投标;在能够预测批发电力市场出清价格的基础上,构建了日前市场、双边合约市场以及辅助服务市场组合模式下的机组参与市场竞价的约束条件;同时引入了市场风险因素,建立了抽水蓄能机组在组合市场模式下的竞价决策模型;引入混沌变量对蚁群算法局部搜索部分进行了改进,并对决策模型进行求解。算例分析表明,在电力市场环境,抽水蓄能电站通过合理安排发电计划和竞价决策能够获得更大的经济效益。

关键词: 抽水蓄能; 组合市场; 辅助服务; 蚁群算法; 竞价; 电力市场; 风险; 混沌理论

中图分类号: TM 622

文献标识码: A

DOI: 10.3969/j.issn.1006-6047.2014.07.023

0 引言

随着电力工业引入市场竞争,逐步形成了电能市场和辅助服务市场,发电商参与电力市场竞争是电力行业的发展趋势^[1]。抽水蓄能是一种响应快速、运行方式灵活的电源形式,由于其具有储能、调峰、调频等多种功能,因而对于间歇性能源的发展起到了重要的辅助作用^[2]。近年来,随着电力工业重组、市场机制的引入,围绕不同电力市场环境下抽水蓄能电站参与市场竞争的研究在我国也逐步得到重视。

目前,国内外有关抽水蓄能的文献主要是关于抽水蓄能参与需求侧负荷管理问题^[3-4]、抽水蓄能机组的优化调度与其他电源形式的联合调度问题^[5-7]、电力市场环境下抽水蓄能电站的经济效益评价和研究^[8-9]。抽水蓄能机组参与市场化竞争的研究需要同时考虑机组运行的约束、机组运行出力决策以及市场竞价决策等多方面因素,以实现电站市场效益的最大化。文献[10]结合市场环境分段竞价的原理,提出基于抽水蓄能电站削峰填谷作用的竞价模型,但该竞价模型仅考虑了单一的市场模式,不能实现抽水蓄能电站的市场价值最大化;文献[11-12]分别对抽水蓄能机组参加日前市场、双边合约和辅助服务市场的竞价策略进行了建模分析,制定了市场化条件下的竞价策略,但是二者没有涉及对竞价模型求解算法的优化。而且这些文献中均未考虑市场环境下的风险因素,因此对于市场化条件下抽水蓄能机组的竞价决策问题尚需进行进一步的研究。

鉴于此,本文提出一种电力市场条件下的抽水蓄

能机组竞价决策模型。首先,考虑抽水蓄能机组水头、机组出力限制的约束,构建了抽水蓄能机组最优发电出力决策方法,以及必要的机组运行约束条件;其次,分别构建了日前市场、双边市场和辅助服务市场下的决策约束条件,并在模型目标函数中将风险因素进行了量化;再次,选取了蚁群算法,并引入混沌变量进行搜索寻优;最后,以某抽水蓄能电站数据作为算例对本文所提出的决策模型进行了验证。

1 电力市场背景下抽水蓄能电站竞价模型

1.1 抽水蓄能电站机组竞价参数

1.1.1 整数变量

抽水蓄能电站不同于一般火电厂或水电站,在电力系统安全运行的前提下,其定位是在用电需求低谷时段抽水“蓄”电,在系统用电高峰时段“放”电。因此,在构建模型之前,首先设定如下 2 个整数变量。

$M_i(t) \in \{1, 0, -1\} \quad i=1, 2, \dots, N; t=1, 2, \dots, T$ (1)
其中, $M_i(t)$ 为抽水蓄能电站运行状态,其值 1、0、-1 分别代表电站处于发电状态、闲置状态和泵水状态; N 为电站发电机组数量; T 为运行循环周期内的总时段数。

定义每台机组在时段 t 开始的运行状态为 $S_i(t)$, 可能出现的运行状态为机组启动、机组停运、其他(旋转或闲置)3 种,则:

$$\begin{aligned} S_i(t) &= \{x_i(t), y_i(t)\} \\ \begin{cases} x_i(t) = |M_i(t)| \cdot |1 - |M_i(t-1)|| \\ y_i(t) = |M_i(t-1)| \cdot |1 - |M_i(t)|| \end{cases} \end{aligned} \quad (2)$$

其中, $x_i(t)$ 、 $y_i(t)$ 取值可为 0、1 但是不同时取 1, 则 $\{x_i(t), y_i(t)\}$ 的取值组合可以为 $\{1, 0\}$ 、 $\{0, 1\}$ 、 $\{0, 0\}$, 分别表示机组处于启动、停运和其他状态。

1.1.2 基于水头的水电站最优发电出力的确定

抽水蓄能电站的储能量受到水库水头的影响,这一特征会影响其在电力市场中的竞争策略。抽水

收稿日期:2014-02-28;修回日期:2014-06-10

基金项目:国家自然科学基金资助项目(71271082);国家软科学研究计划(2012GXS4B064)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(71271082) and the National Soft Science Research Program(2012GXS4B064)

蓄能电站参与市场竞价时,应保证在每一个时段的开始基于可用的水头尽可能使得发电出力最大,从而获得最大的经济效益。

在任何时段 t ,所储能量 E_{st} (上库所储水量 v)与上库的水头 h 之间的数学关系为:

$$E_{st}=f_1(v_t)=f_2(h_t^{rs}) \quad t=1,2,\dots,T \quad (3)$$

可以采用分段线性化的方法近似求解非线性方程,即转化成分段等效能量曲线^[13]。

将等效能量曲线与发电机组的最高、最低出力限制综合在一起,进行迭代计算,可以确定机组上报最优可调发电出力,如图 1 所示。

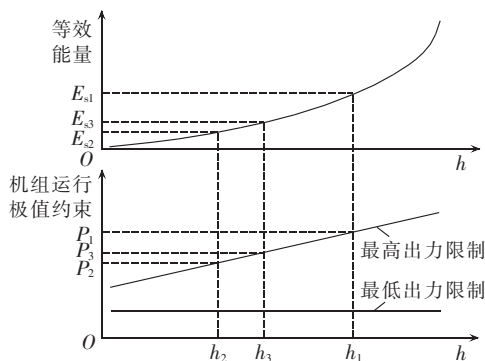


图 1 抽水蓄能机组最优发电出力的确定

Fig.1 Determination of optimal pumped storage unit outputs

迭代计算步骤如图 2 所示。

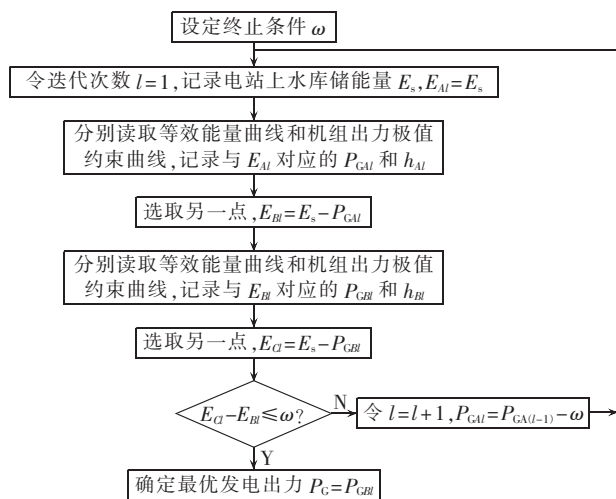


图 2 最优发电出力确定迭代流程图

Fig.2 Iterative process of optimal output determination

1.1.3 机组泵水运行时间约束

在规定的运行循环周期内,假设电站泵水功率恒定,水库内水量无损失、无来源,则电站上水库所存储的电能为:

$$E=E_{ini}+E_P-E_G \quad (4)$$

$$E_P=\sum_{j=1}^{t_p} \eta P_P(j) t_p \quad (5)$$

$$E_G=\sum_{j=1}^{t_g} P_G(j) \quad (6)$$

其中, E_{ini} 为初始储能量; E_P 为机组泵水能量; E_G 为机组发电量; η 为机组能效,一般取值为 67%; $P_G(j)$ ($j=1,2,\dots,t_g$) 为发电机组发电功率(MW); $P_P(j)$ ($j=1,2,\dots,t_p$) 为机组泵水功率(MW)。

假设发电与泵水模式的转换时间为 0,且电站泵水功率为恒定,由文献[11]可知,在运行周期内电泵的最长蓄能运行时间为:

$$t_{pmax}=T\{1/[1+\eta(P_P/P_G)]\} \quad (7)$$

在后面寻优算法的迭代过程中,该值可作为迭代终止的判定条件。

在通常情况下,只有当储能成本和泵水成本再加上能效损失成本之和小于售电成本时,抽水蓄能电站参与市场竞争才是经济有效的,这是抽水蓄能电站决策者所遵循的利益衡量标准。因此,对于抽水蓄能机组参与市场竞争需满足:

$$p_G \geq p_P / \eta \quad (8)$$

其中, p_G, p_P 分别为电站购电、售电价格(元/(MW·h))。

1.2 基于电力市场的抽水蓄能机组竞价决策

1.2.1 基于日前和双边合约的组合电力市场的机组竞价策略

在竞争性电力市场中,抽水蓄能电站除了扮演保证电力系统安全运行的角色之外,也可以以市场交易主体的身份参与电力市场竞价。策略性竞价问题是一个发电机组“自调度计划”问题,它与传统的机组组合问题相关,但又有不同之处。策略性竞争是指确定和实施一个最优的市场竞争策略,即发电商要确定一个最优的发电出力(MW)、相应的发电价格(元/(MW·h))和相应的发电时段,以使得自己的发电盈利最大化。

a. 基于双边合约的电力市场的机组竞价策略。

在双边合约电力市场中,购售电双方是通过沟通协商的方式最终确定抽水蓄能机组的泵水购电电价 p_G^b 和发电售电电价 p_G^b ,其协商基础就是根据预测的市场出清价(MCP)的极值和平均值以及式(8)的利益衡量标准^[12]。

在本文中,双边合约中售电量和购电量分别以发电时间和泵水时间来表示。其值的确定取决于抽水蓄能机组的泵水功率和发电功率的比例以及 η ,即:

$$\frac{t_p^b}{t_G^b} = \eta \frac{P_G^b}{P_P^b} \quad (9)$$

b. 基于日前市场的机组竞价策略。

在双边合约的基础上,组合市场中的决策者需要在日前市场中制定相应的竞价策略,从而对双边合约交易进行补充,其目标是售电收益的最大化。其竞价应满足:

$$p_G^b \leq p_G^b, \quad p_P^b \geq p_P^b \quad (10)$$

1.2.2 基于抽水蓄能机组参与辅助服务市场的竞价策略

基于竞争性电力市场的最优竞价策略另一目标是找出所有的可进入市场中的机会,从而获得最大的经济盈利。对于抽水蓄能电站而言,除了其发电时参与电能市场交易的竞争,还可在泵水和发电时参与系统备用容量服务市场交易的竞争。本文仅研究以 10 min 旋转备用(TMSR)和 10 min 非旋转备用(TMNSR)2 种方式参与辅助服务市场;前者是在一段时间(t_p+t_G)内降低电泵所消耗的电能,将其节约的电能以一个价格 p_{sr} (元/(MW·h))作为系统同步备用容量服务出售给备用容量市场;后者是在机组处于闲置状态($T-t_p-t_G$)时,作为一个非同步备用容量以一个价格 p_{nsr} (元/MW)向备用容量市场投标出售。

因此,在综合考虑电能市场和辅助服务市场获利能力的条件下,运行周期 T 内的电站收益可以表述为:

$$R=R_P+R_A-C_0 \quad (11)$$

$$R_P=\sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T p_i(t)P_i(t)M_i(t)=$$

$$\sum_{t=1}^{t_G} \sum_{i=1}^N p_{G_i}^b(t)P_{G_i}^b(t)+\sum_{t=1}^{t_G} \sum_{i=1}^N p_{G_i}^p(t)P_{G_i}^p(t)-$$

$$\sum_{t=1}^{t_G} \sum_{i=1}^N p_{P_i}^b(t)P_{P_i}^b(t)-\sum_{t=1}^{t_G} \sum_{i=1}^N p_{P_i}^p(t)P_{P_i}^p(t) \quad (12)$$

$$R_A=\sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [p_{sr}(t)P_{sr}(t)\text{int}(|M_i(t)-1|/2)+$$

$$p_{nsr}(t)P_{nsr}(t)(1-|M_i(t)|)] \quad (13)$$

$$C_0=\sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T \{C_{\alpha_i}(t)M_i(t)+[C_{si}(t)x_i(t)+$$

$$C_{ui}(t)y_i(t)]+C_{fi}(t)\} \quad (14)$$

其中, R_P 、 R_A 、 C_0 分别为电能市场获益、辅助服务市场获益及电站运行维护成本(元); $\text{int}()$ 为取整函数; C_{α_i} 、 C_{si} 、 C_{ui} 、 C_{fi} 分别为机组运行成本、启动成本、停运成本和固定成本(元); $p_{G_i}^b$ 、 $p_{P_i}^b$ 、 $p_{G_i}^p$ 、 $p_{P_i}^p$ 分别为在双边合约市场、日前市场中抽水蓄能机组发电售电竞价和泵水购电竞价(元/(MW·h)); p_i 、 P_i 分别为第 i 台机组的竞价和发电量; $P_{G_i}^b$ 、 $P_{G_i}^p$ 、 $P_{P_i}^b$ 、 $P_{P_i}^p$ 分别为在双边合约市场、日前市场中抽水蓄能机组发电售电电量和泵水购电电量(MW·h); p_{sr} 为机组参与旋转备用辅助服务节约电能的出售电价(元/(MW·h)); p_{nsr} 为机组参与非旋转备用辅助服务备用容量的容量价格(元/MW); P_{sr} 、 P_{nsr} 分别为机组参与旋转备用的节约电能(MW·h)和参与非旋转备用辅助服务的备用容量(MW)。

1.3 考虑风险因素的抽水蓄能竞价决策

在电力市场环境下,抽水蓄能电站将面临着众多与市场相关的不确定性因素,发电商应该在收益最大化和风险最小化之间进行权衡。本文根据决策者对风险的认知体现考虑风险因素后的收益最大化问题,进而构建竞价决策目标函数为:

$$\max R'=[(1-\lambda)E(R_i)-\lambda D(R_i)] \quad (15)$$

其中, λ 为风险因子, $0 \leq \lambda \leq 1$, $\lambda=0$ 表示决策者未考虑任何风险因素, $\lambda=1$ 表示决策者的决策依据为风险最小化^[14]; R' 为考虑风险因素后的抽水蓄能电站收益; $E(R_i)$ 为未考虑风险因素的抽水蓄能电站收益的平均值; $D(R_i)$ 为未考虑风险因素的抽水蓄能电站收益的方差。需要指出的是,在这里仍然是以收益最大化为目标函数,并没有对风险进行量化,而是将决策者对风险大小的认知作为决策变量的参数。

由上述机组竞价决策及水电站实际运行条件可知,抽水蓄能电站竞价决策的约束条件如下。

抽水蓄能机组参与市场竞争需满足:

$$p_i^b \geq p_i^p / \eta, \quad p_i^b \geq p_i^p / \eta \quad (16)$$

抽水蓄能机组需满足爬坡率约束:

$$P_i(t) - P_i(t-1) \leq \Delta P_{imaxup} \quad (17)$$

$$P_i(t-1) - P_i(t) \leq \Delta P_{imaxdown} \quad (18)$$

其中, ΔP_{imaxup} 、 $\Delta P_{imaxdown}$ 分别为时段 $t-1$ 和时段 t 发电机组的最大爬升和下降功率; $P_i(t)$ 为发电机组在时段 t 的发电功率, i 表示 $P_{G_i}^b$ 、 $P_{P_i}^b$ 、 $P_{G_i}^p$ 、 $P_{P_i}^p$ 这 4 种运行模式。

在日前和双边组合市场模式下须满足:

$$p_G^p \leq p_G^b, \quad p_P^p \geq p_P^b \quad (19)$$

抽水蓄能机组的特性约束:

$$Q_{min} \leq P_G(t) \leq Q_{max} \quad (20)$$

$$Q'_{min} \leq P_P(t) \leq Q'_{max}$$

其中, Q_{min} 、 Q_{max} 、 Q'_{min} 、 Q'_{max} 分别为时段 t 转化为电量的放水售电量的下限和上限、抽水购电量的下限和上限。

本文将采用蚁群算法对上述优化问题进行求解,并在优化算法中引入混沌变量对优化过程进行改进,具体算法流程参考文献[15-16]。

2 算例分析

2.1 原始数据及其处理

本文采用某抽水蓄能电站的运行工况及对未来某一天的 MCP 预测值为原始算例进行分析论证。该抽水蓄能电站为日调节电站,总装机容量为 1200 MW,包括了 4 台 300 MW 的可逆混流式抽水蓄能机组,电站上、下水库最大水头分别为 535 m 和 493 m;其他参数为 $Q_{min}=Q'_{min}=0$, $Q_{max}=Q'_{max}=300$ MW,上、下爬坡率均为 420 MW, $E_T=E_{ini}=100$ MW·h, $P_p=300$ MW, $\eta=0.747$, $C_{\alpha_i}=1095$ 元、 $C_{si}=C_{ui} \approx 0$ 、 $C_{fi}=723$ 元;日运行周期是从当日 00:00 开始,次日 00:00 结束,日运行周期开始上水库为正常水位;考虑容量成本因素、机会成本因素和效率成本因素设计备用服务的市场价格^[17],则 $p_{sr}=36.7$ 元/(MW·h), $p_{nsr}=3.1$ 元/MW。此外,以水头为自变量,分别给出了抽水蓄能机组发电出力的最高、最低功率限制曲线以及反映上水库储能量的等效能量曲线,如图 3 所示。参考文献[18]给出的日前市场出清价的预测曲线,并对各时段 MCP 按照升序排列得到 24 h 的复合 MCP 曲线,见图 4。

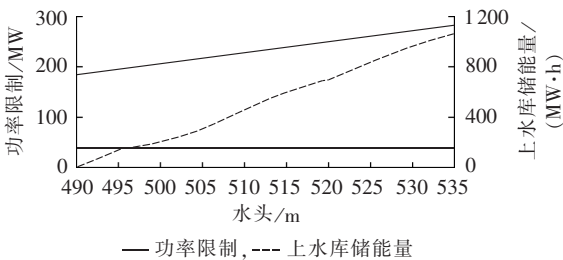


图 3 功率限制与等效能量曲线

Fig.3 Curves of power limit and equivalent energy

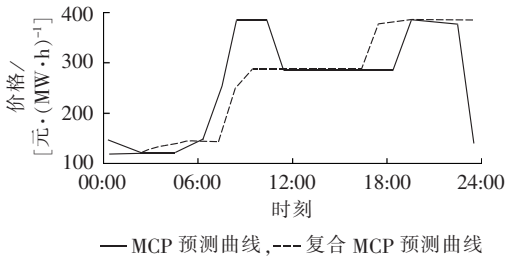


图 4 MCP 预测曲线

Fig.4 Forecast curves of MCP

2.2 竞价决策分析及计算结果

2.2.1 组合市场竞价决策

根据本文所提组合电力市场竞价模型,得到算例中抽水蓄能电厂在双边合约市场上的供参考的合约电价($A_2=150$ 元/(MW·h), $A_3=355$ 元/(MW·h)),及在日前市场上的购售电价极值($A_1=138$ 元/(MW·h), $A_4=375$ 元/(MW·h)),如图 5 所示。所得到的计算结果能够较好地反映电力市场模式下,抽水蓄能电厂参与市场竞争的竞价策略。从图 5 中也可以看出,在实行发电侧峰谷电价的模式下,适当提高峰谷电价差可以提高抽水蓄能电厂收益,进而更大限度体现

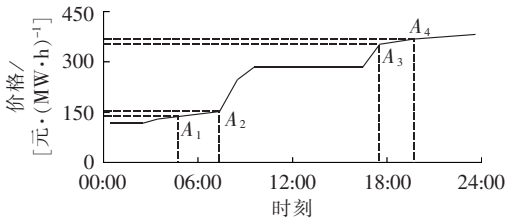


图 5 复合 MCP 预测曲线

Fig.5 Forecast curve of composite MCP

抽水蓄能电厂的市场化运营中的调峰静态效益。

2.2.2 最优发电出力决策

根据 1.1.2 节提出的最优发电出力决策算法,在日前和双边合约组合市场中抽水蓄能电厂的最优发电出力如图 6 所示。在日前市场上抽水蓄能电厂购售电价均优于双边合约市场确定的价格,并且泵水模式下满出力运行,发电模式下的发电出力投标值随着发电时间的推移呈逐渐下降趋势,从而验证了本算法的有效性。

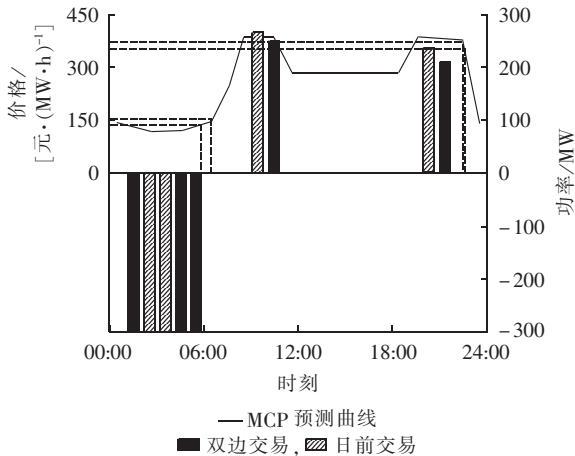


图 6 最优日发电竞价和发电出力

Fig.6 Optimal daily power bids and outputs

为进一步证明竞价模型在经济约束条件下的有效性,本文将所提出的组合市场模式下的竞价策略分别与文献[19-20]中提出的经济策略进行比较,如表 1 所示。表 1 反映了各种市场模式下的运行策略和电厂经济收益,其他几种运营模式分别为单一日前市场、单一双边合约市场以及日前市场与辅助服务市场的组合。第 1 种模式下决策者只根据日前市场 MCP 预测曲线制定竞价策略,第 2 种模式下决策者是以追求合约收益最大化为目标,第 3 种模式下则同时考虑了日前市场和辅助服务市场上的综合收益最大化。由表可知,辅助服务市场的引入能够明显增加抽水蓄能电厂的收益,而且组合市场模式下的抽水蓄能电厂收益高于其他 3 种模式,证明了本文所提出的竞价决策的合理性。

表 1 竞价策略对比

Tab.1 Comparison of bidding strategies

抽水蓄能电厂 运营/竞价策略	发电 时间/h	蓄能 时间/h	盈利/元			
			双边市场	日前市场	辅助服务市场	总盈利
日前市场模式	7.2	6.0	—	155432	—	155432
双边合约市场模式	7.2	6.0	184575	—	—	184575
日前市场+辅助服务市场	4.9	3.3	116907	—	71161	188069
组合市场+辅助服务市场	4.9	3.3	53552	72395	69898	195846

3 结论

本文对组合电力市场模式下抽水蓄能机组竞价决策问题进行了研究。实例分析表明抽水蓄能机组

同时参与日前市场和双边市场的竞价,可以充分挖掘抽水蓄能电站的市场化价值,提高经济效益;并且随着辅助服务市场的不断完善,发挥抽水蓄能机组辅助服务功能,能够明显增加抽水蓄能电厂的收益。

本文提出的抽水蓄能竞价模型可以为在日臻完善的电力市场中优化调度模式、获取更大经济效益的决策问题提供一定的理论基础。

参考文献:

- [1] BROWN P D, PEAS L J A, MATOS M A. Optimization of pumped storage capacity in an isolated power system with large renewable penetration[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2008, 23(2): 523-531.
- [2] 龙云, 王冬容. 抽水蓄能电站运营模式研究[J]. 水电能源科学, 2011, 29(5): 148-151.
LONG Yun, WANG Dongrong. Research on market operation pattern of pumped-storage power station[J]. Water Resources and Power, 2011, 29(5): 148-151.
- [3] MIRSAEIDI S, GANDOMKAR M, MIVEH M R, et al. Power system load regulation by pumped storage power plants[C]//2012 Proceedings of 17th Conference on Electrical Power Distribution Networks (EPDC). [S.l.]: IEEE, 2012: 1-5.
- [4] LATHA P G, ANAND S R, AHAMED T P I. Improvement of demand response using mixed pumped storage hydro plant[C]//Innovative Smart Grid Technologies-India (ISGT India), 2011 IEEE PES. [S.l.]: IEEE, 2011: 183-186.
- [5] 李文武, 黄进, 郭希海. 混合式抽水蓄能电站水库中长期优化调度[J]. 电力自动化设备, 2012, 32(4): 104-108.
LI Wenwu, HUANG Jin, GUO Xihai. Mid-long term optimization of reservoir operation for hybrid pumped storage power plant [J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(4): 104-108.
- [6] 赵洁, 刘涤尘, 雷庆生, 等. 核电机组参与电网调峰及与抽水蓄能电站联合运行研究[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(7): 1-6.
ZHAO Jie, LIU Dichen, LEI Qingsheng, et al. Analysis of nuclear power plant participating in peak load regulation of power grid and combined operation with pumped storage power plant [J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(7): 1-6.
- [7] 王抒祥, 鞠立伟, 尚金成, 等. 节能调度环境下风电、水电与抽水蓄能电站联合运行优化模型及应用[J]. 水电能源科学, 2013, 31(4): 46-50.
WANG Shuxiang, JU Liwei, SHANG Jincheng, et al. Optimization model of wind power thermal power and pumped storage power station jointly operation under energy-saving dispatching environment [J]. Water Resources and Power, 2013, 31(4): 46-50.
- [8] 宋云亭, 张瑞华. 电力市场环境下游能电站的运行效益评估[J]. 电力自动化设备, 2002, 22(9): 27-30.
SONG Yunting, ZHANG Ruihua. Operational benefit evaluation of storage plant in power market [J]. Electric Power Automation Equipment, 2002, 22(9): 27-30.
- [9] 李强, 袁越, 李振杰, 等. 考虑峰谷电价的风电-抽水蓄能联合系统能量转化效益研究[J]. 电网技术, 2009, 33(6): 13-18.
LI Qiang, YUAN Yue, LI Zhenjie, et al. Research on energy shifting benefits of hybrid wind power and pumped hydro storage system considering peak-valley electricity price [J]. Power System Technology, 2009, 33(6): 13-18.
- [10] 郑新才, 曹海军, 马保军, 等. 考虑抽水蓄能电站的电力市场分段竞价算法[J]. 电力系统及其自动化学报, 2010, 22(2): 140-144.
ZHENG Xincan, CAO Haijun, MA Baojun, et al. Electricity market algorithm considering pumped-storage plant based on block bidding model [J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2010, 22(2): 140-144.

- [11] KANAKASABAPATHY P, SHANTI SWARUP K. Bidding strategy for pumped-storage plant in pool-based electricity market [J]. Energy Conversion and Management, 2010, 51(3): 572-579.
- [12] KANAKASABAPATHY P, SHANTI SWARUP K. Pumped storage bidding and its impacts in combined pool-bilateral market [C]//International Conference on Power Systems, 2009. ICPS'09. [S.l.]: IEEE, 2009: 1-6.
- [13] de la TORRE S, CONEJO A J. Optimal self-scheduling of a tidal power plant [J]. Journal of Energy Engineering, 2005, 131(1): 26-51.
- [14] KUMAR J V, KUMAR D M V, BIDDING K E. Strategy considering risk by generating companies in an open electricity market using particle swarm optimization [J]. International Journal of Energy Engineering, 2013, 3(1): 7-11.
- [15] 王志勇, 韩旭, 许维胜, 等. 基于改进蚁群算法的纳什均衡求解 [J]. 计算机工程, 2010, 36(14): 166-168, 171.
WANG Zhiyong, HAN Xu, XU Weisheng, et al. Nash equilibrium solution based on improved ant colony algorithm [J]. Computer Engineering, 2010, 36(14): 166-168, 171.
- [16] 柳贺, 黄猛, 黄道. 基于混沌搜索的优化方法的研究进展 [J]. 南京理工大学学报: 自然科学版, 2005, 29(增刊): 124-128.
LIU He, HUANG Meng, HUANG Dao. Survey on optimization method based on chaotic search and its developments [J]. Journal of Nanjing University of Science and Technology: Natural Science, 2005, 29(Supplement): 124-128.
- [17] 武万才. 辅助服务市场条件下抽水蓄能电站电价研究 [D]. 北京: 华北电力大学, 2008.
WU Wancai. Research of pumped storage power tariff under condition of ancillary services market [D]. Beijing: North China Electric Power University, 2008.
- [18] 王伟. 电力市场环境下游能电站优化运行研究 [D]. 西安: 西安理工大学, 2007.
WANG Wei. Research on optimum regulation of hydro power station based on price forecast under the condition of power market [D]. Xi'an: Xi'an University of Technology, 2007.
- [19] DEB R. Operating hydroelectric plants and pumped storage units in a competitive environment [J]. The Electricity Journal, 2000, 13(3): 24-32.
- [20] LU NING, CHOW J H, DESROCHERS A A. Pumped-storage hydro-turbine bidding strategies in a competitive electricity market [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2004, 19(2): 834-841.

作者简介:



曾 鸣

曾 鸣(1957-), 男, 山西太原人, 教授, 博士研究生导师, 研究方向为能源经济与电力市场 (E-mail: zengmingbj@vip.sina.com);

王睿淳(1969-), 男, 河北邢台人, 博士研究生, 研究方向为电力市场辅助服务与储能规划;

王 良(1990-), 男, 河北衡水人, 硕士研究生, 研究方向为能源经济与电力市场 (E-mail:

wdhl8023@163.com);

薛 松(1986-), 男, 山东淄博人, 博士研究生, 研究方向为可再生能源投资与决策。

(下转第 143 页 continued on page 143)

Optimal coordination between primary frequency regulation
and dynamic stability

XU Yanhui¹,WANG Zhenzhen¹,WENG Hongjie²

(1. State Key Laboratory for Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Source,
North China Electric Power University,Beijing 102206,China;2. Electric Power Research Institute of
Guangdong Power Grid Corporation,Guangzhou 510080,China)

Abstract: The improper parameter setting of steam turbine governing system for emphasizing the performance of primary frequency regulation may cause low frequency oscillation of power grid while the optimal coordination between primary frequency regulation and dynamic stability can be achieved by the proper parameter adjustment. The comprehensive evaluation index of system dynamic stability and primary frequency regulation is formed by the stability margin and the reciprocal of rise time and the P-PSO (Particle Swarm Optimization algorithm based on P system) is applied to obtain the optimal evaluation index within the rational parameter range for the parameter optimization of steam turbine DEH (Digital Electro-Hydraulic) control system. The results of time-domain simulation show that,the optimized DEH parameters ensure both the performance of primary frequency regulation and the dynamic stability of power system.

Key words: primary frequency regulation; stability; steam turbine generator; speed governing; control; optimization; digital electro-hydraulic control system

(上接第 138 页 continued from page 138)

Bidding model considering constraints of water head
for pumped storage plant in power market

ZENG Ming,WANG Ruichun,WANG Liang,XUE Song

(Research Advisor Center of Energy and Electricity Economics,North China
Electric Power University,Beijing 102206,China)

Abstract: The optimal unit power output of pumped storage plant for bidding is determined according to the relationship between its water head and energy storage,as well as the maximum and minimum output limits. Based on the assumption that the market clearing price can be forecast,the constraints of the unit participating in power market competition are constructed for the combined mode of day-ahead market, bilateral contract market and ancillary service market. The bidding model of pumped storage unit in the combined market mode is built with the consideration of market risk factors. A chaotic variable is introduced into the ant colony algorithm to improve its local search for solving the bidding model. Case analysis shows that,the pumped storage plant with proper generation schedule and bidding strategy can obtain greater economic benefits in electric power market.

Key words: pumped storage; combined market; ancillary service; ant colony algorithm; bidding; electric power market; risks; chaos theory