

电力市场下风电 - 抽水蓄能混合系统的运行优化

罗承军, 李安军, 王 曦, 旷良富
(德阳电业局, 四川 德阳 618000)

摘要: 针对风电场与抽水蓄能电站联合运行中可能涉及的发电计划制定及运行优化问题, 在风电场功率预测偏差及电价预测模型基础上, 通过场景分析以应对风电场出力及电价的不确定性因素, 将其划分为日前发电计划制定及运行方式调整的两阶段问题并建立了相应评价模型, 在制定发电计划的基础上, 通过运行方式调整能一定程度提高风电场及抽水蓄能电站的经济效益, 最后通过对一实际算例进行分析, 验证了该方法可行有效。

关键词: 风力发电; 抽水蓄能电站; 场景分析; 发电计划

Abstract: In order to solve the problem about generation scheduling and operation optimization of wind - pumped storage hybrid power system in electricity market, the uncertainty of wind farm output and electricity price is solved by scenario analysis on the basis of wind power prediction error model and electricity price model. Then the operation optimization process is translated to a two - stage problem about generation scheduling and operation adjustment. Firstly, the reasonable generation schedule is calculated, then the operation adjustment based on the schedule is implemented, which can increase the revenue of generation companies. The effectiveness of the proposed method is validated by studying a specified case at last.

Key words: wind generation; pumped storage power plant; scenario analysis; generation scheduling

中图分类号: TM732 文献标志码: A 文章编号: 1003 - 6954(2012) 05 - 0028 - 05

随着能源短缺及环境问题的不断加剧, 作为可再生能源重要组成部分的风电, 已成为改善能源结构的重要环节。

由于风电具有很强的随机性及波动性, 其接入电力系统须具备同时应对负荷及风电输出功率变化的能力, 因此当接入电网的风电功率超过一定比例后, 会对电力系统的稳定运行及电能质量造成严重影响。同时随着电力改革的不断推进, 当风电达到一定规模后, 风电场在日常运行中也必定需要参与电力市场竞争, 即提前签订双边合同或参与日前市场竞价^[1-2], 以确定其各时段发电计划。而目前风电功率预测技术的精度仍不能满足要求^[3-5]以及实时电价波动带来的影响, 故提前确定风电场各时段的发电计划会给发电商带来一定的风险。

抽水蓄能机组具有启停迅速、运行灵活等特点, 如将具有良好调节能力^[6-7]的抽水蓄能电站与风电场组成风电 - 抽水蓄能混合系统(wind - pumped storage hybrid power system, HPS) 运行, 不仅可改善风电场功率输出特性, 也可降低 HPS 因违背混合发电计划的惩罚, 并给发电商带来一定的经济效益。文献[8]在考虑风电电价补贴及出力越限惩罚的基

础上, 得出不同约束下的日最佳运行方式能够提高 HPS 的经济效益。文献[9]利用场景分析应对风电功率预测及市场电价的不确定性, 其将 HPS 的日前竞价决策分为两阶段处理能较好地降低决策风险。文献[10]则在计及投资及运行维护费用的基础上, 建立了 HPS 的能量转化效益评估模型。针对 HPS 在运行中可能涉及的前发电计划制定及运行优化问题, 将其转化为两阶段问题进行处理, 在风电功率及电价预测基础上, 考虑预测偏差并运用场景分析以应对风电功率及电价波动的不确定性因素, 并由此制定发电计划, 之后在实际运行中再进行运行方式调整能一定程度提高 HPS 的经济效益。

1 风电场与抽水蓄能电站联合运行

当风电场与抽水蓄能机组组成 HPS 联合运行后, 因抽水蓄能机组能迅速在发电、抽水、发电调相等运行工况之间转换, 故风电场实时出力过大或欠缺时, 抽水蓄能电站能够做出相应调节, 以避免 HPS 实际出力违背发电计划而带来的损失。但由于 HPS 中抽水蓄能电站的装机容量和调节库容有限, 为避

免 HPS 实际出力违背发电计划并提高 HPS 的经济效益,需考虑风电功率预测及电价波动中的不确定因素,并对未来各时段的电量报价及发电计划做出合理决策。

2 场景分析

场景分析^[11]通过将不确定因素转化为多个确定性场景处理,从而在不确定性问题中避免对不确定因素的建模。以场景分析求解多阶段决策过程时,场景数量随决策阶段数量呈指数增加,为避免场景过多,采用蒙特卡罗仿真获取计及预测偏差的风电场出力场景及电价场景。

2.1 风电场出力场景

目前相关研究多假设风电功率预测偏差服从正态分布或截尾正态分布^[12],且与风速的波动剧烈程度及预测时间尺度相关。通过对历史数据的分析可得出风电功率预测偏差的均值 μ 和方差 σ^2 ,并绘制出预测偏差的概率密度曲线。

峰度可表征概率密度分布曲线尾部厚度,定义为

$$K(\varepsilon) = \frac{\mu_4}{\sigma^4} \quad (1)$$

式中, ε 为随机变量; μ_4 和 σ 分别为 ε 的四阶矩和标准差。

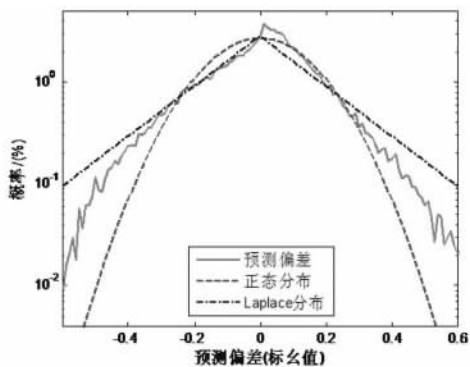


图1 风电场出力预测偏差

正态分布及拉普拉斯分布分别具有固定的峰度值3和6,文献[13]对含32台风机的某风电场数据(运用持续预测法的风电功率预测值及实测值)进行分析,得出风电功率预测偏差曲线的峰度介于3至6之间,且与预测时间尺度有关,实际预测偏差及具有相同均值方差的正态分布和拉普拉斯分布曲线如图1所示。

综上所述,若采用正态分布模拟风电功率预测

偏差并不能反映实际情况,故将历史数据按预测功率值 P_f 等分为10个等级,并建立不同预测功率等级及不同预测时间对应的历史偏差集合,通过将偏差波动的连续范围离散化,可建立对应预测偏差的概率密度函数(probability density function, PDF)。

在风电功率预测的基础上,根据预测功率 P_f 的等级及预测时间尺度选择各时段对应的偏差PDF,在进行一定次数的蒙特卡罗抽样之后,即可得出未来调度时段的风电场出力场景。

2.2 电价场景

电价模型采用一级自回归模型对电价建模,该模型对电价预测的有效性已得到认可^[14],模型如下。

$$\begin{cases} x_t = \bar{x}_w + \Delta x_t \\ \Delta x_t = \theta x_{t-1} + \xi \varepsilon_t \end{cases} \quad (2)$$

式中, x_t 为电价序列; \bar{x}_w 为电价的周均值; Δx_t 为 x_t 的残差序列; θ 为回归系数; ξ 为电价序列的标准方差; $\varepsilon_t \sim WN(0,1)$ (白噪声,期望值为0,方差为1)。

在电价模型建立后,通过一定次数的蒙特卡罗抽样可得到未来调度时段可能的电价场景。

2.3 场景缩减

蒙特卡罗抽样方法相对于考虑不确定因素在多阶段的所有可能组合能一定程度减少生成的风电场出力及电价场景数量,但为保证问题的可解性,须进一步降低场景的数量并保证其能充分表示随机变量特征,故采用基于线性运输的递归缩减算法^[15],将缩减后的风电场出力场景及电价场景两两组合,即得到调度时段内的综合场景及其相应概率。

3 HPS 运行优化模型

在日前电力市场竞争过程中,这里仅考虑HPS的最优发电计划制定策略问题,忽略电量报价对发电计划的影响,电量报价按照市场边际电价确定且不考虑竞价失败问题,即HPS申报的发电计划均竞价成功。

由于发电计划是在交易实际开始前确定并上报,而当发电计划确定后,在交易开始后各调度时段HPS可能因当前风电场实际可用功率与预测结果偏差较大,而利用抽水蓄能电站做出一定补偿调节,故将上述问题转化为两阶段问题^[16]:①调度时段开始前的HPS发电计划确定;②调度时段开始后HPS根

据发电计划进行相应运行方式调整,以追求效益最大化。

3.1 发电计划制定

在考虑风电出力波动、市场电价波动、违背发电计划的惩罚及抽水蓄能机组启停费用的基础上,以调度周期内 HPS 经济效益最大化作为其发电计划制定的目标函数。

$$\max \sum_{s \in S} \rho_s (C_s^{in} - C_s^{Ps} - \sum_{t=1}^T (C^U y_{st} + C^D z_{st})) \quad (3)$$

其中,

$$C_s^{in} = \sum_{t=1}^T [x_{st} \Delta t (P_{st}^W + \sum_{i=1}^N (P_{sti}^p - d_{sti}^p))] \quad (4)$$

$$C_s^{Ps} = \sum_{t=1}^T \omega x_{st} \Delta t |P_{st}^W + \sum_{i=1}^N (P_{sti}^p - d_{sti}^p) - \nu_t| \quad (5)$$

式中, S 为所有综合场景的集合; T 为调度时段总数; N 为抽水蓄能机组数; 下标 s 、 t 和 i 分别表示综合场景 s 、时段 t 和机组 i ; Δt 为调度时段 t 的时长; ρ 为场景概率; C^{in} 为 HPS 售电收益; C^{Ps} 为 HPS 输出功率偏离发电计划的惩罚费用; C^U 和 C^D 分别为抽水蓄能机组的启动费用和停机费用; y 和 z 分别为抽水蓄能机组启动和停止的台数; P^W 为风电场输出功率; P^p 和 d^p 分别为抽水蓄能机组的输出功率和抽水消耗功率; ν 为 HPS 发电计划; x 为交易电价; ω 为惩罚系数。

3.2 约束条件

上述模型除风电场出力约束外,还需考虑以下约束。

1) 抽水蓄能机组出力约束

$$\begin{cases} P_{imin}^p \leq P_{sti}^p \leq P_{imax}^p \\ d_{imin}^p \leq d_{sti}^p \leq d_{imax}^p \end{cases} \quad (6)$$

2) 抽水蓄能电站的水库容量约束

$$Q_{min} \leq Q_{st} \leq Q_{max} \quad (7)$$

$$Q_{s(t+1)} = Q_{st} + \Delta t (\eta^d \sum_{i=1}^N d_{sti}^p - \eta^p \sum_{i=1}^N P_{sti}^p) \quad (8)$$

式中, Q_{st} 为场景 s 时段 t 结束时刻的水库蓄水量; η^d 和 η^p 分别为抽水蓄能机组在抽水状态和发电状态下综合效率系数。

3.3 HPS 运行方式调整

由上述模型及约束条件,采用改进粒子群算法^[15]求解可得到未来调度时段的发电计划,在此基础上,通过比较时段 t 抽水蓄能电站带来的效益及其机组开停费用,即可判定抽水蓄能电站的机组是否应在时段 t 启动。抽水蓄能电站的运行应满足下列原则。①当 $P_t^W \geq \nu_t$ 时,且式(9)成立时,则按照

最少开机数量的原则确定工作于抽水工况的抽水蓄能机组;②当 $P_t^W < \nu_t$ 时,且式(10)成立时,则按照最少开机数量的原则确定工作于发电工况的抽水蓄能机组。

$$\begin{cases} (P_t^W - \nu_t) \eta^d \eta^p x_{max} \omega > C^U + C^D \\ (Q_{max} - Q_{(t-1)}) \eta^p x_{max} \omega > C^U + C^D \end{cases} \quad (9)$$

$$\begin{cases} (\nu_t - P_t^W) \eta^d \eta^p x_{max} \omega > C^U + C^D \\ Q_{(t-1)} \eta^p x_{max} \omega > C^U + C^D \end{cases} \quad (10)$$

式中, P_t^W 为实际调度时段 t 的风电场可用功率; x_{max} 为历史电价均值中最高电价时段的电价。

4 运行优化流程

HPS 的发电计划制定及运行方式调整流程如下。

- 1) 输入原始数据;
- 2) 根据风电功率预测及实测历史数据,生成不同功率等级及不同时间尺度的历史误差集合,通过将偏差波动范围离散化得到各集合对应 PDF;
- 3) 根据风电预测功率等级及时间尺度,选择未来各调度时段对应预测偏差 PDF;
- 4) 蒙特卡罗抽样生成风电场出力场景;
- 5) 根据 2.2 节电价模型及历史电价数据,通过蒙特卡罗抽样生成电价场景;
- 6) 利用 2.3 节方法对风电场出力及电价场景进行场景缩减;
- 7) 由缩减后风电场出力及电价场景生成综合场景;
- 8) 根据 3.1 节模型通过改进粒子群算法求解 HPS 未来调度时段最优发电计划;
- 9) 在发电计划基础上,在各实际调度时段到来时根据 3.2 节方法对 HPS 的运行方式做出调整。

5 算例分析

将调度周期 1 d 等分为 24 个时段,且假定每一时段开始至下一时段到来之前,风速、电价及机组出力等均恒定不变;风电场额定有功输出 60 MW;抽水蓄能电站装设两台可逆式水轮机,额定有功输出及抽水功率均为 2×10 MW,水库容量 100 MW · h,机组发电及抽水综合效率均取为 0.9;水库初始蓄

水量为 $0 \text{ MW} \cdot \text{h}$; 风电场历史数据采用归一化后的美国东部某风电场(2004.01.01至2006.12.31)实测数据^[17]; 电价数据由转化后得到^[18]; 抽水蓄能机组启停费用仅在开机或不同工况之间的转换时考虑^[19], 取为 $1000 \text{ 元/台} \cdot \text{次}$; 惩罚系数 ω 取 1.1 。

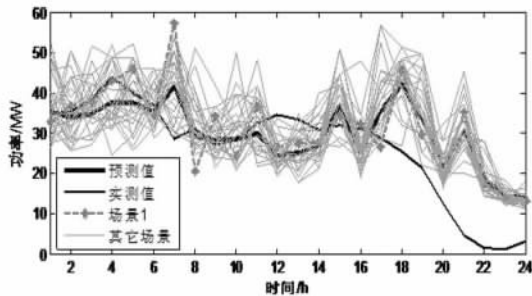


图2 风电场出力场景

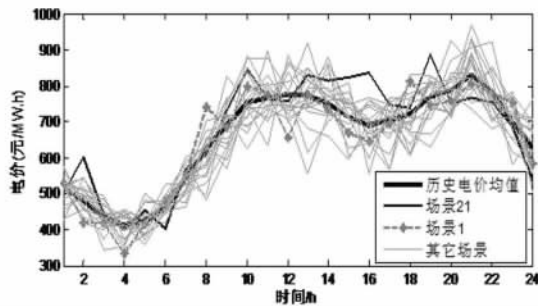


图3 电价场景

经蒙特卡罗抽样及场景缩减后, 在未来调度时段分别生成了可能的30个风电场出力场景及20个电价场景, 如图2和图3。将上述两类场景两两任意组合, 即可生成未来调度时段可能的600个综合场景及其相应的发生概率, 如综合场景1由风电场出力场景1及电价场景1组成, 则其概率为二者之积, 如表2。

表1 场景概率

类型	风电场出力场景1	电价场景1	综合场景1
概率	0.028	0.017	0.000476

为验证不同策略及运行模式下的经济效益, 制定如下几种方案: ①风电场无抽水蓄能电站联合运行, 按3.1节模型制定发电计划; ②HPS按未来时段风电场出力预测数据制定发电计划, 且按照3.3节方法进行运行方式调整; ③HPS按3.1节制定发电计划并按3.2节方法进行运行方式调整。

各方案发电计划如图4, 由结果可知, 考虑到HPS在初始调度时段水库无蓄水量, 无法对风电场欠出力进行补偿, 故方案3发电计划在初始阶段相对于风电功率预测数据(方案2)来说较保守, 以降

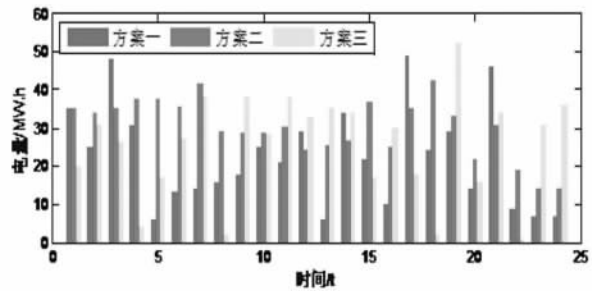


图4 发电计划

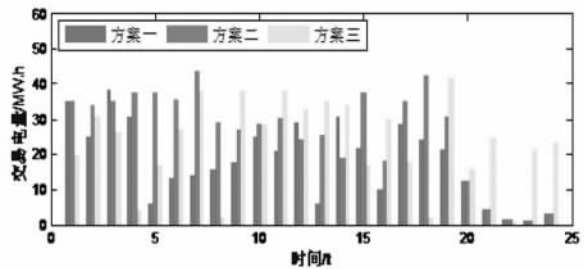


图5 实际交易电量

低违背发电计划的惩罚。而当HPS水库有一定蓄水之后, 其发电计划逐渐增加; 而方案1风电场无抽水蓄能电站联合运行, 则大部分调度时段内相对于方案3其发电计划均偏保守。

表2 发电计划执行情况及收益

	违背发电计划的电量 (绝对值和) / $\text{MW} \cdot \text{h}$	惩罚/万元	收益/万元
方案1	100.15	8.020	21.166
方案2	92.82	7.507	33.322
方案3	42.43	3.311	34.504

为验证发电计划确定后风电场单独运行或HPS的运行及收益情况。采用风电场出力实测数据(如图2)作为各调度时段的风电场可用功率, 考虑无电价实际数据, 故由电价模型生成新的电价场景21作为实际数据。

由表2可知, 相对于风电场单独运行(方案1), 当抽水蓄能电站与风电场组成HPS(方案2、3)联合运行后, 由于其调节能力的增加, 故能够提高发电收益并降低因违背发电计划所导致的损失; 但因方案2根据风电功率预测信息直接制定发电计划, 某些时段预测偏差较大, 故抽水蓄能电站并不能完全进行调节; 当采用方案3制定发电计划后, 其违背发电计划的电量进一步降低且收益增加(相对方案2), 各方案在各调度时段的实际交易电量情况见图5。

在方案3制定的发电计划基础上, HPS在实际运行方式调整过程中的水库蓄水量、抽水及发电功

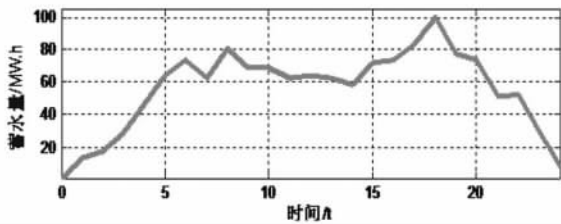


图6 水库蓄水量(方案3)

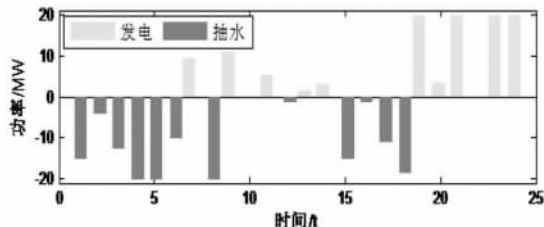


图7 发电及抽水功率(方案3)

率情况分别如图6和图7,在初始调度时段(发电计划偏保守)HPS中抽水蓄能机组多工作于抽水模式,当水库有一定蓄水量后,抽水蓄能机组开始发电,而在调度时段中后期,抽水蓄能机组则多工作于发电模式以合理利用水库已有蓄水量提高HPS利益。

6 结 语

(1) 根据风电预测功率等级及时间尺度建立了对应预测偏差模型。

(2) 采用场景分析处理风电出力及电价波动的不确定性,将HPS运行优化转化为两阶段问题处理,通过合理制定发电计划及运行方式调整,能提高HPS运行的经济效益。

(3) 对日前市场竞价做出一定假设,未考虑电量报价对竞价的影响,将合理报价与发电计划制定及运行优化结合仍有待进一步研究。

参考文献

[1] Matevosyan J, Soder L. Minimization of Imbalance Cost Trading Wind Power on the Short-term Power Market [J]. IEEE Trans on Power System, 2006, 21(3): 1396-1404.

[2] Bathurst G N, Weatherill J, Strbaac G. Trading Wind Generation in the Short Term Energy Market [J]. IEEE Trans on Power System, 2002, 17(3): 782-789.

[3] 杨秀媛,肖洋,陈树勇. 风电场风速和发电功率预测研究 [J]. 中国电机工程学报, 2005, 25(11): 1-5.

[4] 罗海洋,刘天琪,李兴源. 风电场短期风速的混沌预测方法 [J]. 电网技术, 2009, 33(9): 67-71.

[5] Jursa R, Lange B, Rohrig K. Advanced Wind Power Pre-

dition with Artificial Intelligence Methods [C]. The 1st International ICSC Symposium on Artificial Intelligence in Energy System and Power(AIESP 2006), Funchal, Island of Madeira, Portugal, 2006.

[6] 陆佑楣,潘家铮. 抽水蓄能电站 [M]. 北京: 水利水电出版社, 1993.

[7] 万永华. 抽水蓄能电站规划及运行 [M]. 北京: 中国水利水电出版社, 1997.

[8] Castronuovo E D, Lopes J A P. On the Optimization of the Daily Operation of Wind-hydro Power Plant [J]. IEEE Trans on Power Systems, 2004, 19(3): 1599-1606.

[9] Garcia-Gonzalez J, Moraga R, Matres L, et al. Stochastic Joint Optimization of Wind Generation and Pumped-storage Units in an Electricity Market [J]. IEEE Trans on Power Systems, 2008, 23(2): 460-468.

[10] 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.

[11] Hoyland K, Wallace S W. Generating Scenario Trees for Multistage Decision Problems [J]. Management Science, 2001, 47(2): 295-307.

[12] Makarov Y V, Loutan C, Ma Jian, et al. Operation Impacts of Wind Generation on California Power Systems [J]. IEEE Trans on Power Systems, 2009, 24(2): 1039-1050.

[13] Bludszuweit H, Dominguez Navarro J A, Llombart A. Statistical Analysis of Wind Power Forecast Error [J]. IEEE Trans on Power Systems, 2008, 23(3): 983-991.

[14] Xian Zhang, Xifan Wang, Song Y H. Modeling and Pricing of Block Flexible Electricity Contracts [J]. IEEE Trans on Power Systems, 2003, 18(4): 1382-1388.

[15] Heitsch H, Romisch W. Scenario Reduction Algorithm in Stochastic Programming [J]. Computational Optimization and Applications, 2003, 24(2): 187-206.

[16] 刘红岭,蒋传文,张焰. 基于随机规划的水电站中长期合约电量优化策略 [J]. 中国电机工程学报, 2010, 30(13): 101-108.

[17] NREL. Wind integration datasets [EB/OL]. [2011-05-15] <http://www.nrel.gov/wind/integrationdataset/eastern/methodology.html>.

[18] Mateo A, Munoz A, Garcia-Gonzalez J. Modeling and Forecasting Electricity Prices with Input/output Hidden Markov Models [J]. IEEE Trans on Power Systems, 2005, 20(1): 1-12.

[19] Nilsson O, Sjelvgren D. Hydro Unit Start-up Costs and Their Impact on the Short Term Scheduling Strategies of Swedish Power Producers [J]. IEEE Trans on Power Systems, 1997, 12(1): 38-44.

(收稿日期: 2012-05-22)