

文章编号:0254-0096(2019)01-0249-10

面向“互联网+”的风火发电权交易 促进风电接纳研究

江岳文, 余代海

(福州大学电气工程与自动化学院, 福州 350116)

摘要: 针对目前中国严峻的弃风形势,结合“互联网+”在电力行业不断融合的新趋势,提出面向“互联网+”的分散式超短期风火发电权交易模式。当风电场出力大于电网对它的消纳能力时,为了减少弃风,风电场通过“互联网+”交易平台及时发布交易信息,邀请有能力的火电机组参与发电权交易,利用“互联网+”平台的分散决策系统和云计算技术,快速提供优化决策。由于风电场出力的随机性,风电场实发电量与火电机组签订的交易电量会存在一定偏差,使得风电场无法准确履行交易计划。为此,在风火发电权交易模型中引入风电不平衡费用,量化分析风电场出力偏差引起的不平衡成本。最后,通过算例仿真,验证交易模式的合理性,为解决风电消纳难题提供参考。

关键词: 互联网+; 风电消纳; 分散式交易; 超短期; 风火发电权交易

中图分类号: TM76

文献标识码: A

0 引言

发电权交易在省级电力市场火电与火电之间已广泛开展^[1,2]。由于火力发电是可控能源,因此交易主要集中在中长期市场。火火发电权交易仍是依赖化石能源的“减碳化”交易。随着人们环保意识的提高,风电等可再生能源得以大规模发展。截至2015年底,中国风电总装机容量达到1.45亿kW,位居世界第一^[3]。随着风电的快速发展,“弃风”问题也逐渐突显。国家能源局发布2015年全年弃风电量339亿kWh,平均弃风率15%,同比增加7%。由于“弃风”现象严重,“新电改”的配套文件《关于推进电力市场建设的实施意见》和《关于有序放开发用电计划的实施意见》鼓励可再生能源参与电力市场交易以及开展替代交易,提高风电的消纳水平,降低风电消纳“硬成本”。风火发电权交易(PGRTBWT)有利于上述目标的实现,其属于“去碳化”交易,对节能减排的效果更加显著。

目前,专家学者对发电权交易的研究主要集中在火火发电权交易^[4-6],对风火发电权交易研究较

少。文献[7]提出通过跨省发电权交易促进风电消纳,对因风电预测所产生的偏差提出用调节市场来进行电量平衡。文献[8]探讨市场模式下风火发电权交易风险,提出基于委托代理(principal agent, PA)原则的受让方交易决策模型和基于条件风险价(condition value at risk, CVaR)理论的出让方交易决策模型。本文考虑当风电场出力超过电网对其消纳能力时,利用风火发电权交易提升电网对风电的再次消纳。随着风电预测时间尺度的缩短,其预测精度将会提高;另外,电网对风电消纳水平也会随着时间尺度的缩短而变得更加明确。因此,促进风电消纳的风火发电权交易更适合超短期(1h以内)的模式。但受到目前分散式交易的制约,使得适合风火发电权短期或超短期分散式交易的替代模式暂未能有效开展。

面向“互联网+”的电力交易会使得交易双方尽可能获取实时市场信息、电网公共信息、负荷信息等,且这些信息具有双向传导特性,为双方进行高效的自主协商交易提供了良好的信息平台 and 激励手段,促使交易双方能够选择最有利的交易对象,提升各

收稿日期: 2016-08-15

基金项目: 国家自然科学基金(51707040)

通信作者: 江岳文(1977—),女,博士、副教授,主要从事电力系统优化运行和电力市场方面的研究。jiangyuewen2008@163.com

方参与交易的主动性,从而达到资源优化配置的高效性,电力交易也将变得分散化、即时化、透明化、多元化^[9-12]。因此,本文利用“互联网+”的优势,提出面向“互联网+”的超短期分散式风火发电权交易模式,充分考虑风电的不平衡费用,建立风火发电权交易收益模型并进行深入分析。

1 面向“互联网+”的风火发电权交易机制研究

1.1 市场结构

当风电场出力大于电网对它的消纳能力时,风电场通过“互联网+”交易平台及时发布交易信息:交易价格、交易出力、交易电量、交易时段等,通过购买火电机组发电权尽可能全部实现电网对风电场功率的消纳,以此减少“弃风”功率。为了充分体现风电场在发电权交易中的主导地位,以风电场作为发电权交易的邀请方,一些有降低出力能力的火电机组作为受邀方并通过“互联网+”交易平台及时发布其降低出力报价、降低出力大小,交易时段、交易意愿、交易电量、爬坡速度等信息,作为发电权交易的出让方,通过减少自身机组出力,利用风火发电权交易获取额外收益。电网通过“互联网+”交易平台提供实时负荷预测信息、设备运行状态、风电消纳能力、电价预测等信息。利用“互联网+”交易平台的分散决策系统和云计算技术,快速地为用户提供可能实现交易的匹配对,即“意愿交易对”。所谓“意愿交易对”主要是能够满足电网安全约束,并具有与交易双方提供信息相匹配的交易对。“意愿交易对”可以是一对多或一对一。譬如一个风电场对多台火力发电机组,由多台火力发电机组共同完成一个风电场的交易电力和电量,也可以是一个风电场对一台火力发电机组,即某台火力发电机组单独完成风电场交易电力和电量。图1为面向“互联网+”的超短期分散式风火发电权交易市场结构图。风电场对风速进行每0.5小时滚动式预测,获得预测出力,根据电网接纳风电出力信息,下一个交易时段(本文取0.5h)申报发电权交易受让方相关信息;火电机组从云端系统接收调度公布的下一个时段机组发电计划,并根据自身机组出力约束情况,发布发电权交易出让方信息;如果风火发电权交易双方在“互联网+”平台上利用分散决策系统匹

配成“意愿交易对”,即可确定出“意愿交易对”的交易价格(可按双方协商规则形成价格,也可选取匹配交易对双方报价的均值)和出力等。本文采用双方报价的均值作为交易双方结算电价,确定交易后,交易信息从云端系统反馈给调度,修改下一个时段机组的出力水平。

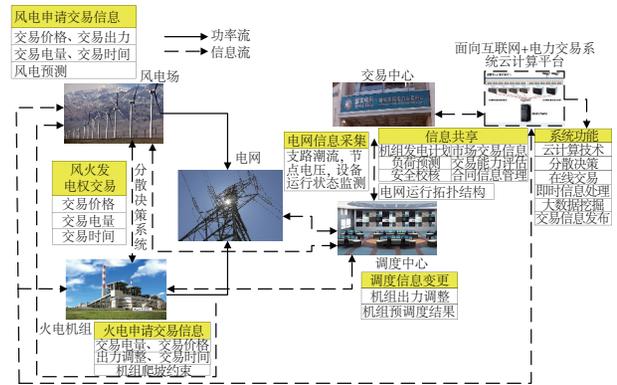


图1 面向“互联网+”超短期分散式风火发电权交易市场结构

Fig. 1 Market structure graph of super short-time decentralized PGRTBWT through ‘Internet+’

1.2 交易机制设计

电网对风电消纳水平受到多因素的影响^[13-18],如负荷曲线、网架结构、电源类型、调峰裕度、备用水平、风电预测精度等,是多个随机因素影响的综合结果。本文为了突出风电随机性对发电权交易的影响,暂忽略电网对风电场接纳能力的不确定性影响,认为超短期内电网对风电的接纳能力在某个时间段是一个确定值。这个假设与实际是相符的,因为超短期内电网的运行状态相对稳定,对风电接纳水平基本不变。但即使是0.5h内滚动预测风电出力,由于风速变化较快,其偏差仍可能相对较大,超短期(10min)风速预测偏差仍有9%^[19,20]。

当风电出力超过电网自身消纳水平时,将发生“弃风”。风电场为了获取额外收益,实现资源优化配置,利用风火发电权交易来减少“弃风”电量,以增加电网对风电的消纳。但由于风电预测偏差的存在,风电机组可能无法全额完成火电机组转让的发电份额或者会超额完成火电机组转让份额,由此产生了风火发电权交易的不平衡功率和相应的不平衡费用。当风电出力无法满足火电发电转让份额时,为了电力系统稳定运行,风电场需向实时平衡市场以较高的价格购买不平衡功率,从而影响其

在发电权交易市场上获得的收益。当风电出力满足火电机组发电转让份额,且有剩余风电出力时,风电场将会产生“弃风”电量,“弃风”使得风电场收益下降。考虑不平衡费用的主要目的是促进风电场提高风电预测的准确性,降低风火发电权交易的风险,减少系统的不平衡功率。

假设某风电场出力超过电网接纳部分的功率为 ΔP_1 ,该风电场根据“互联网+”交易平台提供的交易信息,通过分散式决策系统购买火电机组发电权,风电场考虑到自身风速预测的不准确性,申报发电权交易出力为 ΔP_2 。 ΔP_1 可能大于、小于或等于 ΔP_2 。但由于本文研究的是超短期发电权交易,此时风电预测偏差相对较准确,电网运行状态已知,接纳风电能力明确,共享信息充分,风电场为了自身利益的最大化,尽量减少不平衡费用, ΔP_2 与 ΔP_1 会较接近。不平衡电量和不平衡费用的推导详见下文。

2 风火发电权交易模型

利用“互联网+”分散式交易决策系统,以某风电场 i 作为发电权交易的邀请方,邀请一台或多台火电机组与其进行发电权交易,考虑风火发电权交易收益最大化,借鉴文献[21~23],本文所设计的交易模型详见下文:

2.1 目标函数

$$L = \max(F_t + W_t) \quad (1)$$

$$F_t = \sum_{j=1}^N C_{j,t}(P_{j,t}) - \sum_{j=1}^N C_{j,t}(P_{j,t} - Q_{j,t}/T) - \sum_{j=1}^N \rho_{j,t}^* Q_{j,t} \quad (2)$$

式中, F_t ——交易时段 t 火电机组在风火发电权交易中火电机组的总收益,¥; W_t ——时段 t 某风电场在风火发电权交易中的收益,¥; $P_{j,t}$ ——时段 t 常规机组 j 的实际出力, MW; $C_j(P_{j,t})$ ——交易前火电机组 j 的发电成本,¥; $C_j(P_{j,t} - Q_{j,t}/T)$ ——交易后火电机组 j 的发电成本,¥,其中火电机组发电成本函数近似认为 $C_j(P_j) = a_j P_j^2 + b_j P_j + c_j$ (a_j, b_j, c_j 为火电机组 j 发电成本函数相关系数,单位分别为¥/MWh²、¥/MWh¹、¥·h); T ——交易时段(本文取 0.5 h,下同)。

式(2)中,火电机组与风电场进行发电权交易的收益,包含 2 个方面:1)交易电量的收益;2)减少发电出力的成本收益。风电机组运行成本较小且

本文仅从交易的角度考虑风电场参与交易过程中的收益变化,故暂不考虑风电场基建运维成本。风电是不可控电源,虽然是超短期交易,风电场在发电权交易的过程中仍无法保证交易电量的定额完成,存在不平衡费用, W_t 包含风电场交易电量的收益和不平衡费用的支出,即:

$$W_t = \rho_{j,t}^* \times \sum_{j=1}^N Q_{j,t} - C_{Q,t} - C_{B,t} \quad (3)$$

式中, $\rho_{j,t}^*$ ——时段 t 风电场和火电机组 j 的成交电价,¥; N ——火电机组总数; $Q_{j,t}$ ——风电场和火电机组 j 在时段 t 的风火发电权交易电量, MWh; $C_{Q,t}$ ——风电偏差盈余电量概率费用, ¥/MWh; $C_{B,t}$ ——风电偏差不足电量概率费用, ¥。

为了简便下文分析,令 $Q_t = \sum_{j=1}^N Q_{j,t}$, Q_t 表示时段 t 风电场与所有火电机组参与风火发电权的交易电量总和。

2.2 约束条件

2.2.1 交易电量限制

$$0 \leq Q_{j,t} \leq (P_{j,t} - P_{\min,j,t}) \times T \quad (4)$$

$$0 \leq Q_t \leq \max[(w_t - w_{\text{plan},t}) \times T, 0] \quad (5)$$

式中, $P_{j,t}$ 、 $P_{\min,j,t}$ ——时段 t 常规机组 j 的出力和最小出力; w_t ——时段 t 风电场的实际出力; $w_{\text{plan},t}$ —— t 时段电网可接纳风电场的出力, MW。

2.2.2 机组收益约束

$$W_t > 0; F_{j,t} > 0 \quad (6)$$

式中, $F_{j,t}$ ——时段 t 火电机组 j 的收益。

2.2.3 线路输送功率约束

$$|P_l| \leq P_{\max,l} \quad (l = 1, 2, \dots, L) \quad (7)$$

式中, P_l ——支路 l 的有功潮流功率, MW; $P_{\max,l}$ ——对应的限值, MW; l ——支路号; L ——支路总数量。

2.2.4 机组爬坡约束

$$-\xi_{\text{down},j} \times T \leq P_{j,t} - P_{j,t-1} \leq \xi_{\text{up},j} \times T \quad (8)$$

式中, $\xi_{\text{down},j}$ 、 $\xi_{\text{up},j}$ ——火电机组 j 有功出力下降速率和上升速率, MW/h。

2.3 不平衡费用

假定风速预测误差 Δv 服从均值为 0, 偏差为 σ

的正态分布^[24],即 $\Delta v \sim N(0, \sigma^2)$ 。设 v_t 为风速预测值,则实际风速 v 为:

$$v = v_t + \Delta v \quad (9)$$

实际风速的概率密度函数 $f(v)$:

$$f(v) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \times \sigma} \times \exp\left[-\frac{(v - v_t)^2}{2\sigma^2}\right] \quad (10)$$

对应风速概率分布函数为:

$$F(v) = \Phi\left(\frac{v - v_t}{\sigma}\right) \quad (11)$$

式中, Φ —— 正态分布函数。

简化风电出力 w_t -风速 v 模型为:

$$w_t = \begin{cases} 0 & v > v_o \text{ 或 } v < v_i \\ \frac{w_n(v - v_i)}{v_n - v_i} & v_i < v < v_n \\ w_n & v_n < v < v_o \end{cases} \quad (12)$$

式中, w_n —— 风电场额定功率; v_i 、 v_o 、 v_n —— 风电机组的切入风速、切出风速和额定风速, m/s。

结合式(10)、式(12)可推导出风电出力的概率密度函数,令:

$$f_w(w_t) = \frac{1}{A} \times \frac{1}{\sqrt{2\pi} \times \sigma} \times \exp\left[-\frac{\left(\frac{w_t}{A} + v_i - v_t\right)^2}{2\sigma^2}\right] \quad (13)$$

式中, f_w —— 风电出力概率密度函数。

对应的风电出力分布函数为:

$$F(w_t) = \begin{cases} 0 & w_t < 0 \\ 1 - \Phi\left(\frac{v_o - v_t}{\sigma}\right) + \Phi\left(\frac{\frac{w_t}{A} + v_i - v_t}{\sigma}\right) & 0 \leq w_t < w_n \\ 1 & w_t \geq w_n \end{cases} \quad (14)$$

定义风电出力偏差电量 $(w_t - w_{\text{plan},t}) \times T$ 小于 Q_t 为时段 t 风电出力偏差不足电量情况;反之定义为时段 t 风电出力偏差盈余电量情况。根据上述对风电出力概率密度函数推导,风电偏差不足电量和风电偏差盈余电量发生的概率分别如式(15)、式(16)所示:

$$\Phi_w(w_t - w_{\text{plan},t} < Q_t/T) = \int_{w_{\text{plan},t}}^{w_{\text{plan},t} + Q_t/T} f_w dw_t \quad (15)$$

$$\Phi_w(w_t - w_{\text{plan},t} > Q_t/T) = \Phi(w_t = w_n) + \int_{w_{\text{plan},t} + Q_t/T}^{w_n} f_w dw_t \quad (16)$$

同一时间段,二者满足:

$$\Phi_w(w_t - w_{\text{plan},t} < Q_t/T) + \Phi_w(w_t - w_{\text{plan},t} > Q_t/T) = 1 \quad (17)$$

本文不平衡费用包含偏差不足电量概率费用 $C_{B,t}$ 和偏差盈余电量概率费用 $C_{Q,t}$ 。其中,在每个交易时段 $C_{B,t}$ 和 $C_{Q,t}$ 出现的概率是不同的,所以在量化 $C_{B,t}$ 和 $C_{Q,t}$ 费用时,将各自的偏差电量对应的概率考虑进去。由此得到 $C_{B,t}$ 和 $C_{Q,t}$ 表达式,如式(18)、式(19)所示。同理, $E_w(w_t - w_{\text{plan},t} > Q_t/T)$ 可类似计算。

$$C_{B,t} = \Phi_w(w_t - w_{\text{plan},t} < Q_t/T) \times E_w(w_t - w_{\text{plan},t} < Q_t/T) \times \lambda_B \quad (18)$$

$$C_{Q,t} = \Phi_w(w_t - w_{\text{plan},t} > Q_t/T) \times E_w(w_t - w_{\text{plan},t} > Q_t/T) \times \lambda_Q \quad (19)$$

其中,

$$E_w(w_t - w_{\text{plan},t} < Q_t/T) = \int_{w_{\text{plan},t}}^{w_{\text{plan},t} + Q_t/T} (Q_t/T - w_t + w_{\text{plan},t}) f_w dw_t \quad (20)$$

式中, $\Phi_w(w_t - w_{\text{plan},t} < Q_t/T)$ —— 风电偏差不足电量发生的概率; $\Phi_w(w_t - w_{\text{plan},t} > Q_t/T)$ —— 风电偏差盈余电量发生的概率; λ_B 、 λ_Q —— 出现偏差不足电量时购买不平衡电量预估单位成本和发生偏差盈余电量时“弃风”单位成本, ¥/MWh, 可根据实时市场电价预测获得; $E_w(w_t - w_{\text{plan},t} < Q_t/T)$ —— 风电场偏差不足电量期望值; $E_w(w_t - w_{\text{plan},t} > Q_t/T)$ —— 风电场偏差盈余电量期望值。

综上所述,风电场在时段 t 进行风火发电权交易的不平衡费用数学表达式如式(21)所示。

$$C_{U,t} = C_{B,t} + C_{Q,t} \quad (21)$$

3 算例分析

火电机组计划出力数据采用文献[25]的数据,机组常规参数如表1所示。假定 $\lambda_B = 600$ ¥/MWh, $\lambda_Q = 500$ ¥/MWh;风电场的参数设置^[20]为:切入风速 $v_i = 3$ m/s, 额定风速 $v_n = 15$ m/s, 切出风速 $v_o = 25$ m/s, 风电场的额定功率 $w_n = 100$ MW。为了充分反映面向“互联网+”的风火发电权交易机制和不平衡费用 C_U 的影响,本文取 12 h 的 24 个时段作为滚动交易计算时长,每个交易时段为 0.5 h。风速预测值如图2所示,风速预测偏差 σ 取各样本时段内风速预测值的 8%。电网经济调度后实际接纳风电的功率如图3所示。结合 IEEE-14 节点系统,假设发出发电权交易邀请的风电场在 2 节点;受邀参加风火发

电权交易的火电机组所在的节点为 3、6、8，分别为 1#火电机组、2#火电机组和 3#火电机组；平衡机组为 1 节点 6#火电机组。为了突出风火发电权交易中风电不平衡费用模型的特点，暂且固定风火发

电权交易在各个时段的电量报价，如表 2 所示。在模型求解上先对样本空间分层初始化，然后采用自适应粒子群优化算法^[26]求解。

表 1 火电机组的常规参数

Table 1 Conventional parameters of thermal power units

机组名称	P_{\max}/MW	P_{\min}/MW	$\alpha/¥\cdot\text{MWh}^{-2}$	$b/¥\cdot\text{MWh}^{-1}$	$c/¥\cdot\text{h}^{-1}$
火电机组 1	100	25	0.650	199	6142
火电机组 2	60	15	0.180	160	6825
火电机组 3	80	20	0.220	147	8079
火电机组 4	10	40	0.130	249	10781
火电机组 5	10	40	0.116	236	5109
火电机组 6	15	200	0.990	250	6146

注： P_{\max} —火电机组的最大技术出力； P_{\min} —火电机组的最小技术出力； α 、 b 、 c —火电机组发电成本函数相关系数，MW。

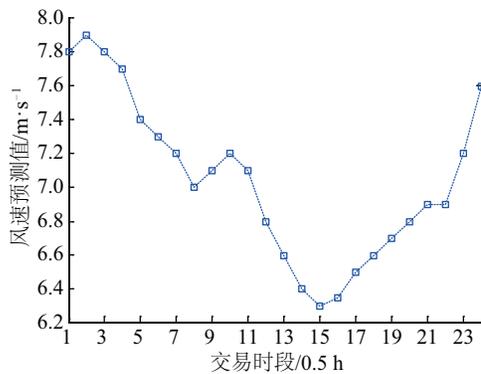


图 2 各交易时段内风速预测值

Fig. 2 Predicted wind speed for each trading period

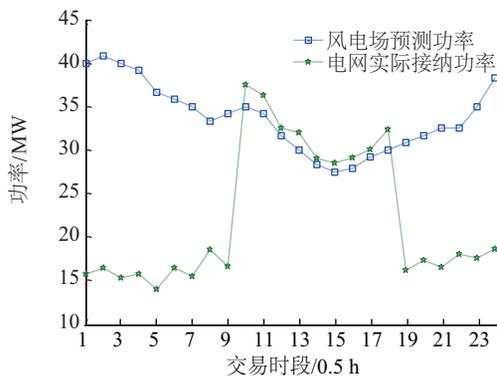


图 3 各交易时段内风电场预测功率与电网接纳功率

Fig. 3 Predicted and accommodated wind power for each trading period

根据面向“互联网+”机制下的风火发电权交易原理，在时段 1~9 和时段 19~24 进行风火发电权交易；时段 10~18 风电出力低于电网自身消纳水平，

电网能够全额消纳风电，故无需风火发电权交易。

表 2 风电场和火电机组的电量报价(¥/MWh)

Table 2 Energy bidding of wind farm and thermal power units (¥/MWh)

名称	风电场	火电机组 1	火电机组 2	火电机组 3
电量报价	100	160	140	135

3.1 $\sigma=8\%v_t$ 时交易分析

根据优化仿真，可得 24 个调度周期风火发电权交易优化电量如图 4 所示。风电场预估交易电量为图 4 中风电场预测出力与电网可接纳出力之差再乘以交易时长(0.5 h)，为风电场提供一个预期交易参考电量。

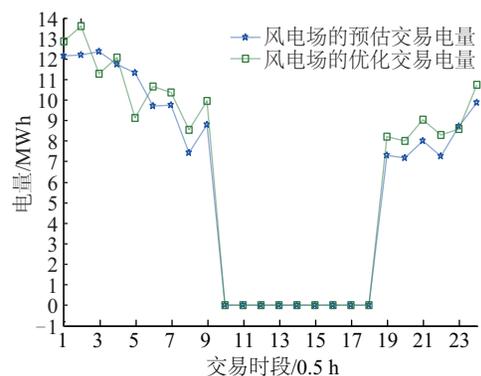


图 4 风火发电权交易优化电量和预估可交易电量

Fig. 4 Optimized and predicted trading energy of PGRTBWT

图4表明优化的交易电量会在预估交易电量附近波动,原因是风电场风速服从正态分布,实际出力在预测出力的附近出现概率较高,且风电场不平衡费用在预测出力附近达到最小值(见图5),因此,根据收益模型,优化的交易电量会在风电场预估交易电量附近波动。

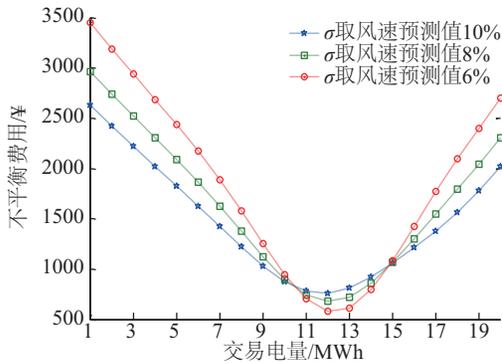


图5 σ 对不平衡费用随交易电量变化趋势影响

Fig. 5 Changing of unbalanced cost with trading energy for different σ

风电场与各火电机组之间的交易电量如图6所示。分析图6可看出,风电场与火电机组1在各交易时段内交易电量是最大的,因为火电机组1的发电成本相对最高,该机组进行风火发电权交易收益最大。

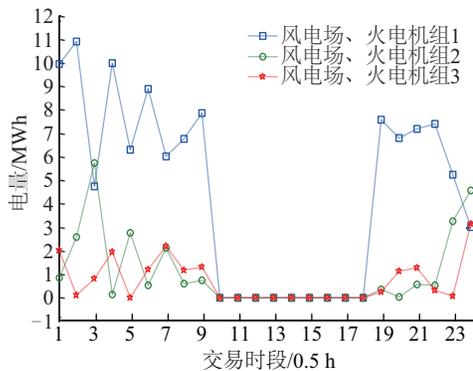


图6 风火发电权交易各交易对交易电量

Fig. 6 Exchanged energy for each of PGRTBWT

风火发电权交易在各交易时段内总的优化收益以及各交易对在各时段对应的优化收益分别如图7、图8所示。

由图8可看出,火电机组中以火电机组1的收益最大,原因是图6中对应的交易电量最大;而风电场交易电量虽然是火电机组交易电量三者的总和,但由于不平衡费用的原因,并未使得风电收

益最高。假定火电机组的平均标准煤耗为 $H_{CO} = 300 \text{ g/kWh}$, CO_2 排放量为 $H_{CO_2} = 784.5 \text{ g/kWh}$, 24个时段风火发电权交易总节约煤耗 45.44 t; 总减少 CO_2 排放 113.43 t。

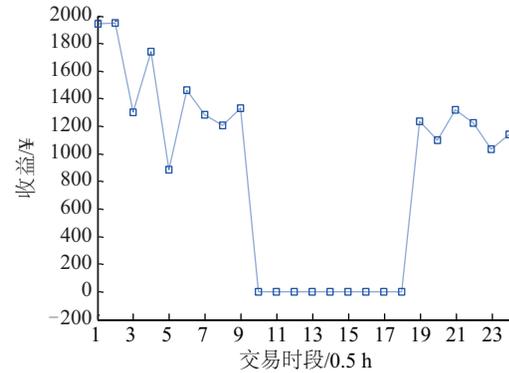


图7 风火发电权交易的优化收益

Fig. 7 Optimization benefits of PGRTBWT

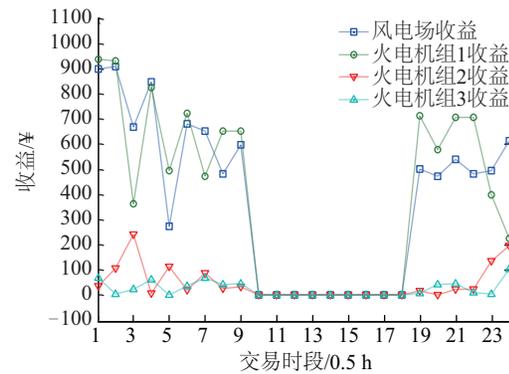


图8 风火发电权交易各交易对优化收益

Fig. 8 Optimization benefits for each of PGRTBWT

3.2 σ 对不平衡费用及优化收益的影响

分析图5可知,在交易电量偏小和偏大的前提下,风速偏差越小对应的不平衡费用越大。原因是在交易电量取值偏小前提下,偏差越小所对应的风电偏差盈余电量期望值越大,使得不平衡费用最大;相反,在交易电量取值偏大前提下,偏差越小所对应的风电偏差不足电量期望值越大,使得不平衡费用最大。因此,在远离预估可交易电量(图4交易时段1为12.15 MWh)时, σ 取风速预测值的6%时会有最大的不平衡费用。当优化交易电量取值在风电场预估的可交易电量(12.15 MWh)附近波动时, σ 取风速预测值10%时有最大的不平衡费用偏差越大所对应的风电偏差不足电量期望值和风电

偏差盈余电量期望值均最大,使得不平衡费用最大。因此, σ 取风速预测值10%时有最大的不平衡费用。

分析图9可知,风速预测偏差 σ 越小,收益越大,原因是由图5可知当优化交易电量在风电预估可交易电量附近波动时,风速预测偏差 σ 越小,不平衡费用越小,从而使得优化收益变大。

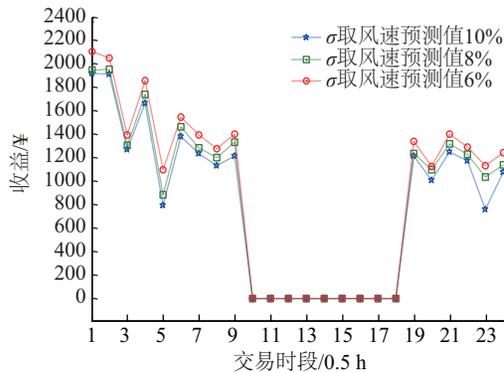


图9 σ 对风火发电权交易优化收益的影响

Fig. 9 Influence of optimization benefits of PGRTBWT for different σ

3.3 λ_B 和 λ_Q 对交易的影响

以时段1为例,在 $\lambda_B=600$ 元/MWh, $\lambda_Q=500$ 元/MWh下优化交易电量为12.8 MWh。图10可看出,最优交易电量均随不平衡费用系数 λ_B 和 λ_Q 的增加而减少,原因是 λ_B 和 λ_Q 的增加使不平衡费用增加,交易电量减少,整个优化收益变小。由于单独增加 λ_B 价格引起的不平衡费用比单独增加 λ_Q 价格引起的不平衡费用增加量大,前者的收益减小更快,使得对应 λ_B 变化的交易电量下降更多。

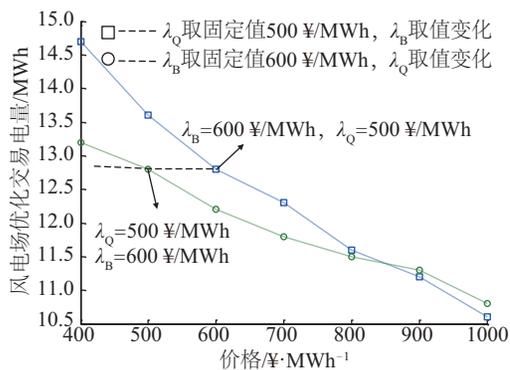


图10 λ_B 和 λ_Q 对最优交易电量的影响

Fig. 10 Influence of optimal trading energy with different λ_B and λ_Q

4 结论

本文通过探讨风火发电权交易机制,提出面向“互联网+”的促进风电消纳的超短期分散式风火发电权交易,并结合风电出力随机性和波动性特点,在风火发电权交易模型中充分探讨风电不平衡费用对交易的影响。得到如下主要结论:

1)通过面向“互联网+”的超短期分散式风火发电权交易模式,可根据实际需要灵活发布交易,能增进交易双方快速地进行信息交流,减少信息不对称,充分利用风速预测随时间缩短精度提高的特点,便捷获取电网运行信息,灵活地进行超短期风火发电权交易,及时修改机组出力,减少交易不平衡电量,降低风火发电权交易风险,促进风电的再次消纳。

2)风火发电权交易收益模型充分考虑风电不平衡费用,能很好地反映风电出力的随机性、波动性的特点,促进风电场准确预测风电出力,增加风电场交易收益。参与交易的火电机组成本越高,其收益优势越明显。风电不平衡费用系数的取值直接决定不平衡费用的大小,取值过高,会使得不平衡费用增大,优化交易电量减少,对增加风电消纳不利;取值过低,对风电消纳有利,但会增加不平衡电量,不利于市场调度。

[参考文献]

- [1] 张显,耿建,庞博,等.发电权交易在中国节能减排中的应用及分析[J].电力系统自动化,2014,38(17):87—90.
- [1] Zhang Xian, Geng Jian, Pang Bo, et al. Application and analysis of generation right trade in energy-saving and emission reduction in China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(17): 87—90.
- [2] 王雁凌,邱小燕,许传龙.以节能降耗为目标的发电权交易阻塞管理模型[J].电网技术,2012,36(6):272—276.
- [2] Wang Yanling, Qiu Xiaoyan, Xu Chuanlong. Congestion management of generation rights trade based on energy conservation[J]. Power System Technology, 2012, 36(6): 272—276.
- [3] 朱怡.2015年我国驱动全球风电新增达6301万千瓦[EB/OL].http://www.cpn.com.cn/zdyw/201602/t20160222_870714.html,2016-02-22.

- [4] 张世帅, 张学松, 王文, 等. 发电权交易下的节能减排指标设计及应用分析[J]. 电网技术, 2010, 34(11): 156—161.
- [4] Zhang Shishuai, Zhang Xuesong, Wang Wen, et al. Design and application analysis of two indices of energy-saving and emission-reducing based on generation right trading[J]. Power System Technology, 2010, 34(11): 156—161.
- [5] 迟远英, 王彦亮, 牛东晓, 等. 碳排放交易下的发电权置换优化模型[J]. 电网技术, 2010, (6): 78—81.
- [5] Chi Yuanying, Wang Yanliang, Liu Dongxiao, et al. An optimization model of generation right exchanging under carbon emission trading[J]. Power System Technology, 2010, (6): 78—81.
- [6] 傅鸿浩, 蔡国田, 赵黛青. 计及环境成本的跨省输电发电权交易及敏感性分析[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(9): 101—105.
- [6] Fu Honghao, Cai Guotian, Zhao Daiqing. Generation right trade of trans-province power transmission considering environmental cost and sensitivity analysis[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(9): 101—105.
- [7] 李丰, 张粒子. 大规模风电跨省消纳与交易机制的研究[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(8): 119—124.
- [7] Li Feng, Zhang Lizi. Accommodation and transaction mechanism of trans provincial large-scale wind power[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(8): 119—124.
- [8] 吴杨, 刘俊勇, 高红均, 等. 基于风险决策的风火发电权交易研究[J]. 电网技术, 2016, 40(3): 1—7.
- [8] Wu Yang, Liu Junyong, Gao Hongjun, et al. Study on transaction risk decision based on wind power[J]. Power System Technology, 2016, 40(3): 1—7.
- [9] 杜壮. 国家发改委正在牵头制定“互联网+”行动计划——让真正创新的企业能获利[J]. 中国战略新兴产业, 2015, (9): 37—39.
- [9] Du Zhuang. State development and reform commission is leading making ‘Internet +’ action plan—Let real innovation of enterprise make profit[J]. China Strategic Emerging Industry, 2015, (9): 37—39.
- [10] 白杨, 谢乐, 夏清, 等. 中国推进售电侧市场化的制度设计与建议[J]. 电力系统自动化, 2015, (14): 1—7.
- [10] Bai Yang, Xie Le, Xia Qing, et al. Institutional design of Chinese retail electricity market reform and related suggestions[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(14): 1—7.
- [11] 陈启鑫, 刘敦楠, 林今, 等. 能源互联网的商业模式与市场机制(一)[J]. 电网技术, 2015, 39(11): 3050—3056.
- [11] Chen Qixin, Liu Dunnan, Lin Jin, et al. Business models and market mechanisms of energy internet (1)[J]. Power System Technology, 2015, 39(11): 3050—3056.
- [12] 刘敦楠, 曾明, 黄仁乐, 等. 能源互联网的商业模式与市场机制(二)[J]. 电网技术, 2015, 39(11): 3057—3063.
- [12] Liu Dunnan, Zeng Ming, Huang Renle, et al. Business models and market mechanisms of energy internet (2)[J]. Power System Technology, 2015, 39(11): 3057—3063.
- [13] 袁铁江, 彭超锋, 梅生伟, 等. 基于提高消纳能力的风电平衡区域电网划分方法[J]. 电网技术, 2015, 39(8): 2129—2134.
- [13] Yuan Tiejia, Peng Chaofeng, Mei Shengwei, et al. A partitioning method to enhance accommodation capability of power network with balanced region of wind power[J]. Power System Technology, 2015, 39(8): 2129—2134.
- [14] 田建芳, 毛亚珊, 翟桥柱, 等. 基于风电消纳能力评估的安全约束经济调度方法[J]. 电网技术, 2015, 39(9): 2398—2403.
- [14] Tian Jianfang, Mao Yashan, Qu Qiaozhu, et al. Security constrained unit commitment with wind power based on evaluation of wind power penetration capacity[J]. Power System Technology, 2015, 39(9): 2398—2403.
- [15] 李志刚, 吴文传, 张伯明. 消纳大规模风电的鲁棒区间经济调度(一)调度模式与数学模型[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(20): 33—39.
- [15] Li Zhigang, Wu Wenchuan, Zhang Boming. A robust interval economic dispatch method accommodating large-scale wind power generation part one dispatch scheme and mathematical model[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(20): 33—39.
- [16] 刘文颖, 文晶, 谢昶, 等. 考虑风电消纳的电力系统源荷协调多目标优化方法[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(5): 1079—1088.
- [16] Liu Wenying, Wen Jing, Xie Chang, et al. Multi-objective optimal method considering wind power

- accommodation based on source-load coordination [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(5): 1079—1088.
- [17] 刘德伟,黄越辉,王伟胜,等.考虑调峰和电网输送约束的省级系统风电消纳能力分析[J].电力系统自动化,2011,35(22):77—81.
- [17] Liu Dewei, Huang Yuefei, Wang Weisheng, et al. Analysis on provincial system available capability of accommodating wind power considering peak load dispatch and transmission constraints [J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(22): 77—81.
- [18] 王秀丽,李骏,黄镔,等.促进风电消纳的区省两级电力系统调度模型[J].电网技术,2015,39(7):1833—1838.
- [18] Wang Xiuli, Li Jun, Huang Bin, et al. A two-stage optimal dispatching model for provincial and regional power grids connected with wind farms to promote accommodation of wind power [J]. Power System Technology, 2015, 39(7): 1833—1838.
- [19] 陈颖,周海,王文鹏,等.风电场输出功率超短期预测结果分析与改进[J].电力系统自动化,2011,35(15):30—33.
- [19] Chen Yi, Zhou Hai, Wang Wenpeng, et al. Improvement of ultra-short-term forecast for wind power [J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(15): 30—33.
- [20] 江岳文,温步瀛.结合风电功率超短期预测值偏差的实时市场调度[J].电力自动化设备,2015,35(3):12—17.
- [20] Jiang Yuewen, Wen Buying. Real-time market dispatch based on ultra-short-term forecast error of wind power [J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(3): 12—17.
- [21] 黎灿兵,康重庆,夏清,等.发电权交易及其机理分析[J].电力系统自动化,2003,27(6):13—18.
- [21] Li Chanbin, Kang Chongqin, Xia Qing, et al. Generation rights trade and its mechanism [J]. Automation of Electric Power Systems, 2003, 27(6): 13—18.
- [22] 尚金成.基于节能减排的发电权交易理论及应用(一)发电权交易理论[J].电力系统自动化,2009,33(12):46—52.
- [22] Shang Jincheng. Generation right exchange theory and its applications based on energy-saving and emission-reducing(1) Generation right exchange theory [J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(12): 46—52.
- [23] 尚金成,何洋.基于节能减排的发电权交易理论及应用(二)发电权交易分析及应用[J].电力系统自动化,2009,33(13):37—42.
- [23] Shang Jincheng, He Yang. Generation right exchange theory and its applications based on energy-saving and emission-reducing(2) Generation right exchange analysis and applications [J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(13): 37—42.
- [24] 周玮,孙辉,顾宏,等.计及风险备用约束的含风电场电力系统动态经济调度[J].中国电机工程学报,2012,32(1):47—55.
- [24] Zhou Wei, Sun Hui, Gu Hong, et al. Dynamic economic dispatch of wind integrated power systems based on risk reserve constraints [J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(1): 47—55.
- [25] 孙元章,吴俊,李国杰,等.基于风速预测和随机规划的含风电场电力系统动态经济调度[J].中国电机工程学报,2009,29(4):41—47.
- [25] Sun Yuanzhang, Wu Jun, Li Guojie, et al. Dynamic economic dispatch considering wind speed forecasting and stochastic programming [J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(4): 41—47.
- [26] 姜建国,田旻,王向前,等.采用扰动加速因子的自适应粒子群优化算法[J].西安电子科技大学学报:自然科学版,2012,39(4):74—80.
- [26] Jiang Jianguo, Tian Min, Wang Xiangqian, et al. Adaptive particle swarm optimization via disturbing acceleration coefficients [J]. Journal of Xidian University: Natural Science, 2012, 39(4): 74—80.

RESEARCH ON POWER GENERATION RIGHT TRADING BETWEEN WIND FARMS AND THERMAL UNITS TO PROMOTE ACCOMMODATION OF WIND POWER THROUGH ‘INTERNET+’

Jiang Yuewen, Yu Daihai

(College of Electrical Engineering and Automation, Fuzhou University, Fuzhou 350116, China)

Abstract: Nowadays the wind curtailment situation is increasingly severe in China, and ‘Internet +’ is integrated into electric power industry step by step. This paper proposes a super short-time decentralized power generation right trading between wind farms and thermal units (PGRTBWT). When power output is more than the power of being absorbed into grid, wind farms will release information to invite thermal units which may participate in power generation right trading in order to reduce wind curtailment by ‘Internet +’ trading platform. The optimal decisions can be rapidly obtained by ‘Internet +’ distributed decision support system and cloud computing. Because of the randomness of wind power, the deviation always exists between real energy and the trading energy, which makes it unable for wind farms to perform the trading plan accurately. Therefore, this paper introduces the wind power unbalanced cost to analyze and calculate deviation cost. Finally, a case simulation shows the trading model is rational. This paper provides a reference for the accommodating of wind power.

Keywords: Internet+; accommodation of wind power; decentralized trading; super short-time; power generation right trading between wind farms and thermal units