

DOI: 10.7667/PSPC201701

考虑需求响应交易市场的虚拟电厂多阶段竞价策略研究

宋巍, 王佳伟, 赵海波, 宋晓俊, 李伟

(国网山西省电力公司经济技术研究院, 山西 太原 030000)

摘要: 虚拟电厂是解决分布式电源参与电力市场交易问题的重要途径, 然而分布式可再生能源出力的不确定性为虚拟电厂带来了较高的交易风险。针对具有可再生能源渗透率的虚拟电厂, 考虑可再生能源出力、负荷及市场电价的不确定性, 基于随机规划理论, 提出其参与日前能量市场、日内需求响应交易市场和实时能量市场的多阶段竞价策略模型。以IEEE 6节点和24节点系统作为算例进行竞价策略优化, 结果表明, 需求响应交易可有效促进分布式可再生能源的消纳利用, 提高虚拟电厂的经济效益。

关键词: 虚拟电厂; 需求响应交易市场; 电力市场; 竞价策略

Research on multi-stage bidding strategy of virtual power plant considering demand response market

SONG Wei, WANG Jiawei, ZHAO Haibo, SONG Xiaojun, LI Wei

(Economic and Technical Research Institute of State Grid Shanxi Electric Power Company, Taiyuan 030000, China)

Abstract: Virtual power plant is an important approach to solve the problem of distributed power generation in power market transactions. However, the uncertainty of distributed renewable energies' output brings higher transaction risk to virtual power plants. Considering the uncertainty of renewable energies' output, load and market price, based on the stochastic programming theory, this paper takes the virtual power plant with renewable energy as the object of study; and then, puts forward multi-period bidding strategy model for its participation in day-ahead energy market, intraday demand response trading market and real-time energy market. IEEE 6 bus system and 24 bus system are used as the examples to optimize bidding strategy. The result shows that the demand response transaction can effectively promote the utilization of renewable energy and improve the economic benefits of virtual power plant.

Key words: virtual power plant; demand response trading market; power market; bidding strategy

0 引言

《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》明确指出允许拥有分布式电源的用户或微网系统参与电力交易^[1], 而分布式电源以可再生能源为主, 由于其容量小、布局分散和出力随机性强的特点, 事实上难以作为独立的个体参与电力市场竞争。虚拟电厂(Virtual power plant, VPP)概念的提出则为分布式可再生电源参与电力市场交易提供了解决途径^[2], 虚拟电厂通过一定的通信技术, 将不同分布式电源与分布式储能整合为集成性电厂, 实现各机组的协调调度, 从而参与电力市场竞争。

由于可再生能源出力的间歇性与随机性, 具有高可再生能源渗透率的虚拟电厂在电力市场中将面临较高的交易风险^[3]。国内外研究表明, 将需求响应资源作为供应侧电能的可替代资源加以利用是缓解虚拟电厂市场交易风险的重要手段^[4], 近年来国外研究提出的需求响应交易市场也被认为是未来电力市场的重要组成部分, 受到了广泛关注^[5]。文献[6]对需求响应市场的概念进行了阐述, 文献[7]提出了需求响应市场的设计原则与类型, 文献[8]基于随机规划理论构建了考虑日内需求响应交易市场的风电机组电力市场竞价决策模型, 算例结果表明通过需求响应交易可弥补风电处理的不确定性, 降低交易风险, 提高经济效益。

国内外已有研究将需求响应作为虚拟电厂供应侧电能的可替代资源加以利用, 文献[4]考虑需求响

基金项目: 国家电网山西公司科技项目“新电改形势下公司配电网适应性发展策略研究”

应的不确定性, 分别构建了基于激励和基于价格的需求响应虚拟电厂日前调度优化模型。文献[9-11]分别在含有风电-光伏-储能和风电-电动汽车的虚拟电厂中考虑需求响应资源, 建立虚拟电厂双层随机调度优化模型。在虚拟电厂参与电力市场交易方面, 文献[12-13]分别对虚拟电厂在日前和实时市场、旋转备用市场中的竞价策略进行了研究。文献[14]进一步针对虚拟电厂在能量市场和旋转备用市场中的联合竞价策略问题, 建立了含有跨时段约束的非线性混合整数规划模型。文献[15]构建了含有电动汽车和风电机组的虚拟电厂参与日前能量市场和调节市场的联合竞价策略的鲁棒优化模型。文献[16]基于博弈理论, 构建了多虚拟发电厂竞价模型, 并用遗传算法对虚拟发电厂之间的主观博弈行为进行模拟。综上所述, 目前国内外有关需求响应资源在虚拟电厂中应用的研究主要集中在虚拟电厂运行优化调度方面, 而虚拟电厂在市场竞价策略方面多考虑日前能量市场、实时能量市场与备用市场, 尚未有研究在市场交易层面考虑需求响应交易市场对虚拟电厂竞价策略的影响。

鉴于此, 本文在考虑虚拟电厂中分布式电源出力、负荷及市场电价的不确定性的条件下, 基于随机规划理论, 提出了含可再生能源的虚拟电厂参与日前能量市场、日内需求响应交易市场和实时能量市场的多阶段竞价策略模型。采用 IEEE 6 节点和 24 节点系统进行算例分析, 验证了所提出模型的有效性, 为我国电力体制改革背景下分布式能源及虚拟电厂参与电力市场交易提供决策支持。

1 虚拟电厂参与电力市场的基本流程

虚拟电厂可根据功能不同划分为技术型虚拟电厂和商业型虚拟电厂。由分布式可再生能源发电机组、分布式热机组和储能电池组成的商业型虚拟电厂是本文的主要研究对象, 其作为一种商业聚合, 可以参与电能交易市场与需求响应交易市场, 通过向电力用户出售电能获取收益, 计及需求响应交易的虚拟电厂运行基本框架如图 1 所示。

1.1 需求响应交易市场框架

当前国内外实施的需求响应普遍为基于单一参与主体利益的需求响应方案, 如基于输电网运营商的需求响应、基于售电公司的需求响应和基于配网运营商的需求响应, 然而这类需求响应方案往往会导导致需求响应参与者之间不公平的利益分配, 扭曲电力市场^[17-19]。为保证需求响应分配的公平性, 本文所考虑的需求响应交易市场将市场参与主体分成两类: 需求响应提供者(Demand response provide,

DRP)与需求响应购买者。其中, 需求响应提供者主要为大用户及负荷聚合商, 需求响应购买者包括发电商、电网公司和售电公司等。在市场运营商的组织下, 需求响应交易双方可通过集中竞价与双边协商两种方式达成交易, 充分考虑各参与主体的利益, 确保最佳的市场效率。需求响应交易市场的基本框架如图 2 所示。

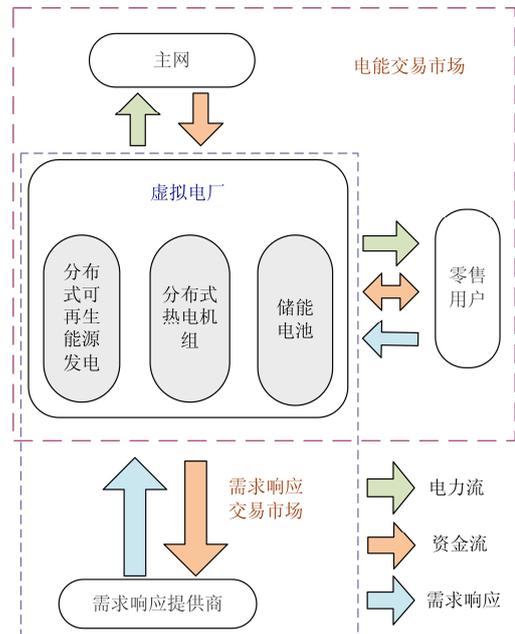


图 1 计及需求响应交易的虚拟电厂运行基本框架

Fig. 1 Basic framework of virtual power plant operation considering demand response transactions

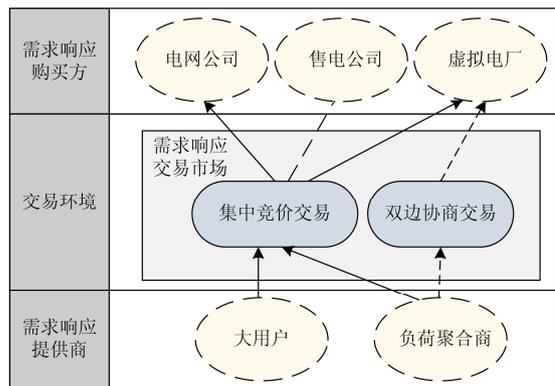


图 2 需求响应市场框架

Fig. 2 Framework of demand response market

1.2 考虑参与需求响应交易市场的虚拟电厂竞价流程

考虑到分布式可再生能源是虚拟电厂的主要组成部分, 本文的研究工作选择以可再生能源渗透率较高、发展较成熟的北欧电力市场为基础^[20], 同时引入日内需求响应交易市场, 电力市场的组成结构如图 3 所示。

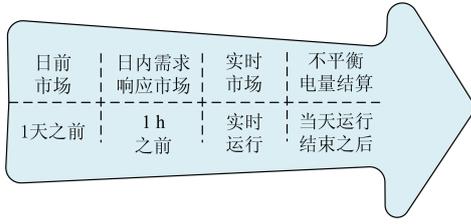


图3 考虑需求响应交易的电力市场结构及交易时间范围

Fig. 3 Power market structure and trading time range considering the demand response transaction

虚拟电厂需要提前 36~12 h 预测自己的可用出力,并在中午 12:00 日前交易市场关闭前向调度机构提交次日 24 个交易时段的竞价信息,即发电价格-量曲线。由于可再生能源出力的不确定性,虚拟电厂难以在日前市场控制竞标出力和实际出力之间的偏差,因此需要随着实时运行时间的临近,通过日内市场进行调节。日内市场包括平衡市场与需求响应交易市场,而需求响应价格通常会低于平衡电价,因此考虑到虚拟电厂的成本效益,同时为简化问题,本文研究将不考虑平衡市场,虚拟电厂的供需不匹配问题将通过从需求响应市场中购买负荷削减量予以解决,该市场于实时运行前 1 h 关闭。虚拟电厂在实时运行中的偏差电力将在当天交易结束后根据实时电价进行结算。

2 虚拟电厂多阶段市场竞价建模

2.1 虚拟电厂多阶段市场竞价基本假设

基于第一部分对于考虑参与需求响应交易市场的虚拟电厂竞价流程的分析可知,在电力市场中,虚拟电厂需要依次参与日前市场、日内需求响应交易市场及实时市场的竞价,必须在三个交易层面做出若干决策,因此其市场竞价决策可以定义为三阶段随机规划问题:

(1) 第一阶段(S1): 虚拟电厂在日前市场提交其次日出力曲线,并确定其供给本地零售用户的电力价格。

(2) 第二阶段(S2): 日前市场关闭后,公布日前成交价格。虚拟电厂在日内需求响应交易结束前决定需求响应资源购买量。

(3) 第三阶段(S3): 在分布式可再生能源出力和日内需求响应交易价格确定后,实时市场价格明确前,虚拟电厂调整其分布式热机组及储能设备的运行情况。

(4) 第四阶段(S4): 不平衡电量结算。由于此阶段虚拟电厂并未作出决策,因而可将此四阶段随机规划问题视为三阶段随机规划问题。

2.2 不确定因素建模

在虚拟电厂多阶段市场竞价模型中主要考虑三类不确定性因素:可再生能源出力、零售用户负荷需求及市场价格,其中市场价格包括日前市场价格、日内需求响应交易价格和实时电价。

(1) 风电出力

本文研究的虚拟电厂中的分布式可再生能源主要为风电,风电机组出力与风速相关,风速是随机性较强的因素,本文将利用韦伯分布来确定风速的概率分布^[21]。

$$f_v(V) = \left(\frac{\pi}{\varphi}\right) \left(\frac{V}{\varphi}\right)^{\pi-1} e^{-\left(\frac{V}{\varphi}\right)^\pi} \quad (1)$$

式中: v 为风速; $f_v(V)$ 为风速的概率密度函数; φ 和 π 分别为尺度参数和形状参数。

在风速已知的情况下,风电机组出力的测算公式为

$$Q_w(v) = \begin{cases} 0, & v < v_c, v > v_r \\ Q_r \frac{v - v_c}{v_r - v_c}, & v_c \leq v \leq v_r \\ Q_r, & v_r \leq v \leq v_f \end{cases} \quad (2)$$

式中: $Q_w(v)$ 为风机出力功率; Q_r 为风机的额定功率; v_c 为切入风速; v_r 为额定风速; v_f 为切出风速。

根据式(1)、式(2)可得风电机组出力的概率密度函数为^[22]

$$f_w(P_w) = \begin{cases} \alpha \{1 - e^{-\left(\frac{V_c}{\varphi}\right)^\pi} + e^{-\left(\frac{V_r}{\varphi}\right)^\pi}\}, & P_w = 0 \\ \alpha \left(\frac{k}{\varphi}\right) \left(\frac{\beta}{\varphi}\right)^{\pi-1} e^{-\left(\frac{\beta}{\varphi}\right)^\pi}, & 0 \leq P_w \leq P_r \\ \alpha \{e^{-\left(\frac{V_c}{\varphi}\right)^\pi} - e^{-\left(\frac{V_r}{\varphi}\right)^\pi}\}, & P_w = P_r \end{cases} \quad (3)$$

$$\text{其中:} \quad \alpha = \frac{V_r - V_c}{Q_r} \quad (4)$$

$$\beta = V_c + \alpha Q_w \quad (5)$$

(2) 零售用户负荷需求

假设本地零售用户与虚拟电厂网络相连,其对零售价格会表现出弹性响应,并以阶梯竞价曲线的形式展现(如图 5 所示)。零售用户的负荷需求可通过历史负荷数据进行预测。

$$L_t = \bar{L}_t + \varepsilon_t' \quad (6)$$

其中: \bar{L}_t 为基于历史负荷数据,通过 ARIMA 模型预测得到的本地零售用户的负荷需求; ε_t' 为预测误差,假设服从标准正态分布。

(3) 市场交易价格

假设每小时的日前市场价格、日内需求响应交易价格及实时电价均服从对数正态分布，其概率密度函数为^[23]

$$f_p(E^{\text{pr}}, \mu, \sigma) = \frac{1}{E^{\text{pr}} \sqrt{2\pi\sigma}} e^{-\frac{(\ln E^{\text{pr}} - \mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (7)$$

式中： E^{pr} 为分布函数参数； μ 、 σ 分别为均值和标准差。

3 考虑需求响应交易市场的虚拟电厂多阶段竞价模型

3.1 目标函数

考虑需求响应交易市场的虚拟电厂多阶段竞价的目的是实现虚拟电厂利润的最大化。虚拟电厂的收入主要为市场交易收入，主要包括三部分：日内市场售电量收入 I^{D} 、本地用户零售电量收入 I^{E} 和实时市场不平衡电量收入 I^{U} 。其成本则分为市场交易成本与虚拟电厂运行成本，其中市场交易成本包括通过集中竞价和双边交易在需求响应交易市场中购买需求响应资源的成本 C^{DR} 和实时市场不平衡电量成本 C^{U} ，运行成本包括发电机组的运行成本 C^{G} 和储能充放电成本 C^{S} 。从而，利润最大化的目标函数为

$$\max \sum_{t=1}^{NT} \left\{ E_{S1} \left[\begin{array}{l} I^{\text{D}} + E_{S2|S1} \\ -C^{\text{DR}} + E_{S3|S2,S1} \left(I^{\text{E}} - C^{\text{G}} - \right. \\ \left. C^{\text{S}} - C^{\text{U}} + I^{\text{U}} \right) \right] \right\} \quad (8)$$

式中， t 是时段指标， $t=1, 2, \dots, NT$ ($NT=24$)。

其中，日前市场售电收入的计算公式为

$$I^{\text{D}} = P_{t,s}^{\text{D}} Q_t^{\text{D}} \lambda \quad (9)$$

式中： s 是情景指标， $s=1, 2, \dots, NS$ ； $P_{t,s}^{\text{D}}$ 、 Q_t^{D} 为日前电价与交易电量； λ 是一个时段的长度(1 h)。

需求响应资源购买成本的计算公式为

$$C^{\text{DR}} = \sum_{d=1}^{ND} (C_{d,t,s}^{\text{Bi}} + C_{d,t,s}^{\text{Pool}}) \quad (10)$$

式中： ND 是外部需求响应提供商的集合； $C_{d,t,s}^{\text{Bi}}$ 、 $C_{d,t,s}^{\text{Pool}}$ 分别为来自外部需求响应提供者 d 的基于双边协商交易和集中竞价交易的需求响应购买成本。

本地用户零售电量收入的计算公式为

$$I^{\text{E}} = \sum_{i \in B} \sum_{e \in \gamma_i^{\text{E}}} I_{i,t,s}^{\text{E}} \quad (11)$$

式中： i 为节点指标； B 、 E 为所有节点及本地零售用户的集合； $I_{i,t,s}^{\text{E}}$ 为节点 i 向零售用户 e 售电的收入。

发电机组运行成本的计算公式为

$$C^{\text{G}} = \sum_{i \in B} \sum_{g \in \gamma_i^{\text{G}}} (C_{i,t,s}^{\text{G}} + CU_i^{\text{G}} y_{i,t}^{\text{G}} + CD_i^{\text{G}} z_{i,t}^{\text{G}}) \quad (12)$$

式中： G 为虚拟电厂中所有发电机组的集合； $C_{i,t,s}^{\text{G}}$ 为节点 i 发电机组 g 的发电成本； CU_i^{G} 、 CD_i^{G} 分别为节点 i 发电机组的启、停成本； $y_{i,t}^{\text{G}}$ 和 $z_{i,t}^{\text{G}}$ 分别为节点 i 在 t 时段的启、停发电机组数量。

储能充放电成本的计算公式为

$$C^{\text{S}} = \sum_{i \in B} \sum_{b \in \gamma_i^{\text{B}}} P_i^{\text{deg}} \left(\eta_i^{b,c} Q_{i,t,s}^{b,c} + \frac{Q_{i,t,s}^{b,d}}{\eta_i^{b,d}} \right) \lambda \quad (13)$$

式中： B 为虚拟电厂中所有储能设备的集合； P_i^{deg} 为储能电池的退化价格； $\eta_i^{b,c}$ 、 $\eta_i^{b,d}$ 分别为储能设备的充、放电成本； $Q_{i,t,s}^{b,c}$ 、 $Q_{i,t,s}^{b,d}$ 分别为储能设备的充、放电电量。

不平衡电量收入的计算公式为

$$I^{\text{U}} = P_{t,s}^{\text{N}} Q_{t,s}^{\text{N}} \lambda \quad (14)$$

式中： $P_{t,s}^{\text{N}}$ 为不平衡正电价； $Q_{t,s}^{\text{N}}$ 为实时运行的不平衡正电量。

不平衡电力成本的计算公式为

$$C^{\text{U}} = P_{t,s}^{\text{P}} Q_{t,s}^{\text{P}} \lambda \quad (15)$$

式中： $P_{t,s}^{\text{P}}$ 为不平衡负电价； $Q_{t,s}^{\text{P}}$ 为实时运行中的不平衡负电量。

3.2 约束条件

约束条件主要包括以下 5 个方面。

(1) 电能与市场平衡约束

虚拟电厂向主网实时输送的电能等于风电机组出力、发电机组出力和储能设施充放电之和，减去销售给本地零售客户的总电量。约束关系式为

$$Q_{r,t,s}^{\text{del}} = \sum_{i \in B} \left\{ \sum_{w \in \gamma_i^{\text{W}}} Q_{i,t,s}^{\text{W}} + \sum_{g \in \gamma_i^{\text{G}}} Q_{i,t,s}^{\text{G}} + \sum_{b \in \gamma_i^{\text{B}}} (Q_{i,t,s}^{b,d} - Q_{i,t,s}^{b,c}) - \sum_{e \in \gamma_i^{\text{E}}} [Q_{i,t,s}^{\text{E}} - QDR_{i,t,s}^{\text{pool},e} - QDRP_{i,t,s}^{\text{Bi},e}] \right\}, \forall t, s \quad (16)$$

式中： W 为虚拟电厂中所有风电机组的集合； $Q_{r,t,s}^{\text{del}}$ 、 $Q_{i,t,s}^{\text{W}}$ 、 $Q_{i,t,s}^{\text{G}}$ 、 $Q_{i,t,s}^{\text{E}}$ 分别为虚拟电厂向主网实时输送的电量、虚拟电厂中风电机组出力、发电机组出力以及本地零售用户售电量； $QDR_{i,t,s}^{\text{pool},e}$ 、 $QDRP_{i,t,s}^{\text{Bi},e}$ 分别为用户 e 通过需求响应交易市场基于集中竞价和双边交易提供的负荷削减量。

虚拟电厂向电网实时输送的电量与日前投标电量的差值若为正值，虚拟电厂则可在实时市场中出售富余电量，若为负值，虚拟电厂则需从实时市场

购买额外电量或需求响应交易市场向需求响应提供者购买负荷削减量。约束关系为

$$Q_{r,t}^{\text{del}} - Q_t^{\text{D}} = Q_{t,s}^{\text{P}} - Q_{t,s}^{\text{N}} - \sum_{d=1}^{ND} (QDR_{d,t,s}^{\text{pool}} + QDR_{d,t,s}^{\text{Bi}}) - \sum_{i \in B} \sum_{e \in \gamma_i^e} (QDR_{i,t,s}^{\text{pool},e} + QDR_{i,t,s}^{\text{Bi},e}) \quad (17)$$

式中: $QDR_{d,t,s}^{\text{pool}}$ 、 $QDR_{d,t,s}^{\text{Bi}}$ 分别为来自外部需求响应提供者 d 的基于集中竞价交易和双边协商交易提供的负荷削减量。

(2) 需求响应交易约束

虚拟电厂可以在需求响应交易市场中基于集中竞价交易和双边协商交易从需求响应供应商处购买需求响应服务, 其购买成本为需求响应价格与负荷削减量的乘积。在集中竞价市场中, 每个时段需求响应供应商将提供一次价格-投标量申报, 如图 4 所示, 并受到以下条件约束。

$$Q_{d,t,s}^n \leq Q_{d,t,s}^{n,\text{max}}; QDR_{d,t,s} = \sum_{n=1}^{NB_d} Q_{d,t,s}^n \quad (18)$$

$$C_{d,t,s}^{\text{Pool}} = \sum_{n=1}^{NB_d} P_{d,t,s}^n Q_{d,t,s}^n \lambda \quad (19)$$

式中: $Q_{d,t,s}^n$ 为需求响应供应商 d 在 n 时段需求响应交易市场中的需求响应成交量; $Q_{d,t,s}^{n,\text{max}}$ 为需求响应供应商 d 在 n 时段交易中提供的报价曲线中需求响应投标量的最大值; $QDR_{d,t,s}$ 为外部需求响应供应商 d 在 t 时段提供的负荷削减量; $P_{d,t,s}^n$ 为需求响应供应商 d 在 n 时段需求响应交易市场中的需求响应成交量 $Q_{d,t,s}^n$ 对应的需求响应价格。

此外, 虚拟电厂通过双边协商所购买的需求响应服务的价格是双方预先商定好且固定不变的, 所购买的需求响应服务总量不能超过需求响应供应商的需求响应能力, 即受到以下约束。

$$C_{d,t,s}^{\text{Bi}} = P_{d,t}^{\text{Bi}} Q_{d,t,s}^{\text{Bi}} \lambda \quad (20)$$

$$(QDR_{d,t,s}^{\text{pool}} + QDR_{d,t,s}^{\text{Bi}}) \lambda \leq DR_d^{\text{cap}}, \forall d, t, s \quad (21)$$

式中: $P_{d,t}^{\text{Bi}}$ 为需求响应供应商 d 需求响应服务的双边协商价格; DR_d^{cap} 为需求响应供应商 d 的需求响应能力。

(3) 本地零售用户的需求弹性约束

针对节点 i 处的本地零售用户, 虚拟电厂的售电收入为零售电量 $Q_{i,t,s}^e$ 与电价 P_i^e 的乘积, P_i^e 与 $Q_{i,t,s}^e$ 的关系可以近似为一个阶梯竞价曲线, 如图 5 所示, 且满足以下约束。

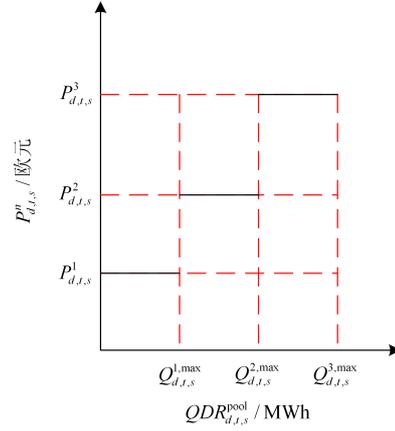


图 4 需求响应提供者 d 的价格-投标量申报曲线
Fig. 4 Price-bidding quantity declaration curve for demand response provider d

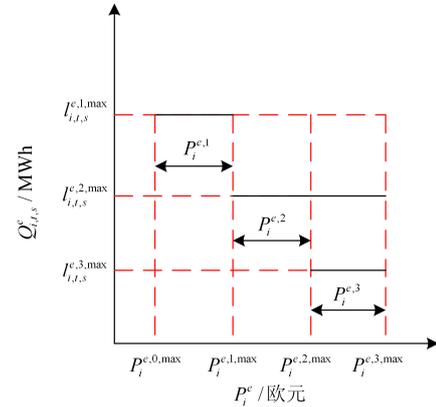


图 5 零售用户 e 的阶梯价格-需求曲线
Fig. 5 Ladder price-demand curve for retail user e

$$Q_{i,t,s}^e \leq QD_{i,t,s}^e; Q_{i,t,s}^e = \sum_{n=1}^{NB_i^e} I_{i,t,s}^{e,n,\text{max}} u_{i,t,s}^{e,n} \quad (22)$$

$$\sum_n u_{i,t,s}^{e,n} = 1; P_i^e = \sum_n P_i^{e,n} \quad (23)$$

$$P_i^{e,n-1} u_{i,t,s}^{e,n-1} \leq P_i^{e,n} u_{i,t,s}^{e,n} \quad (24)$$

$$I_{i,t,s}^e = \sum_{n=1}^{NB_i^e} P_i^{e,n} I_{i,t,s}^{n,\text{max}} \lambda \quad (25)$$

式中: $QD_{i,t,s}^e$ 为节点 i 处用户的负荷需求; NB_i^e 为节点 i 处用户 e 价格需求曲线的阶段数; $I_{i,t,s}^{e,n,\text{max}}$ 为 n 阶段用户价格需求曲线对应的最大负荷需求; $u_{i,t,s}^{e,n}$ 为 0-1 变量, 是计算零售电价 P_i^e 的辅助变量。

(4) 网络约束

直流网络约束可以描述为

$$Q_{i,t,s}^{\text{inj}} = Q_{i,t,s}^{\text{w}} + Q_{i,t,s}^{\text{g}} - Q_{i,t,s}^{\text{e}} - Q_{i,t,s}^{\text{b,c}} + Q_{i,t,s}^{\text{b,d}} \quad (26)$$

$$Q_{r,t,s}^{\text{inj}} = Q_{r,t,s}^{\text{w}} + Q_{r,t,s}^{\text{g}} - Q_{r,t,s}^{\text{e}} - Q_{r,t,s}^{\text{b,c}} + Q_{r,t,s}^{\text{b,d}} - Q_{r,t,s}^{\text{del}} \quad (27)$$

$$F_{i,j}^{\min} \leq \sum_{m \in B} h_{i,j}^m Q_{m,t,s}^{inj} \leq F_{i,j}^{\max}, \forall \{i,j\} \in \Omega \quad (28)$$

式中: $Q_{i,t,s}^{inj}$ 为 t 时刻情景 s 下节点 i 的注入功率;
 $Q_{r,t,s}^{inj}$ 为与主网相连的节点 r 的注入功率;
 $F_{i,j}^{\min}, F_{i,j}^{\max}$ 分别代表输电线路 $\{i,j\}$ 的功率下限与上限;
 $h_{i,j}^m$ 为线路 $\{i,j\}$ 功率分布变化因子。

(5) 风电机组运行约束

风电机组出力应位于其最小和最大出力之间, 运行约束为

$$Q_{i,\min}^w \leq Q_{i,t,s}^w \leq Q_{i,\max}^w \quad (29)$$

式中, $Q_{i,\min}^w$ 和 $Q_{i,\max}^w$ 分别为风电机组的最小和最大发电功率。

(6) 热电机组运行约束

热电机组运行约束包括机组最大和最小出力约束和爬坡约束, 分别如式(31)一式(33)所示。

$$Q_{i,\min}^g \leq Q_{i,t,s}^g \leq Q_{i,\max}^g, \quad \forall t,s \quad (30)$$

$$Q_{i,t,s}^g - Q_{i,t-1,s}^g \leq UP_i^g \cdot \Delta t, \quad \forall t,s \quad (31)$$

$$Q_{i,t,s}^g - Q_{i,t-1,s}^g \geq -DN_i^g \cdot \Delta t, \quad \forall t,s \quad (32)$$

式中: $Q_{i,\min}^g$ 和 $Q_{i,\max}^g$ 分别为热电机组的最小和最大发电功率; UP_i^g 和 DN_i^g 分别为热电机组的向上和向下爬坡速率。

(7) 储能电池运行约束

储能电池运行约束为

$$0 \leq Q_{i,t,s}^{b,c} \leq Q_{i,t,\max}^{b,c} \quad (33)$$

$$0 \leq Q_{i,t,s}^{b,d} \leq Q_{i,t,\max}^{b,d} \quad (34)$$

$$Q_{i,t,\max}^{b,c} = \frac{Q_{i,\max}^b - (1-\delta)Q_{i,t-1,s}^b}{\eta_i^{b,c} \lambda} \quad (35)$$

$$Q_{i,t,\max}^{b,d} = \frac{Q_{i,\max}^b (1-\delta)Q_{i,t-1,s}^b - Q_{i,\min}^b}{\eta_i^{b,d} \lambda} \quad (36)$$

式中: $Q_{i,t,\max}^{b,c}$ 和 $Q_{i,t,\max}^{b,d}$ 分别为 t 时刻储能电池的最大充电和放电功率; δ 为储能电池的自放电率; $Q_{i,t-1,s}^b$ 为 $t-1$ 时刻储能电池中的储能能量; $Q_{i,\max}^b$ 和 $Q_{i,\min}^b$ 分别为储能电池的最小和最大储能能量。

4 求解方法与算例分析

4.1 情景生成与求解方法

根据风电机组出力、零售用户负荷需求及市场价格的概率密度函数, 本文在虚拟电厂参与市场竞价的每个阶段通过蒙特卡洛模拟等概率抽取 10 个场景, 其情景构建过程如下: 首先, 抽样生成 $N1(10)$ 个日前市场价格。针对各日前市场价格情景, 生成

$N2(10)$ 个需求响应交易市场集中竞价交易价格情景。针对各需求响应价格情景, 生成 $N3(10)$ 个分布式可再生能源出力与负荷需求情景。最后, 针对各可再生能源出力与负荷需求情景, 生成 $N4(10)$ 个实时电价情景。因此, 生成情景的总数为 $NS = N1 \times N2 \times N3 \times N4 = 10^4$, 各情景分布概率相等。然而过多的情景会增加优化难度, 本文运用基于 Kantorovich 距离的情景削减技术^[24], 将情景数削减为 50 个, 削减后的情景集合能够以较少的情景数目最大程度地近似原始情景集合。此外, 上节中提出的考虑需求响应交易市场的虚拟电厂多阶段竞价模型为混合整数线性规划问题, 本文采用 AMPL/CPLEX 求解^[25]。

4.2 IEEE 6 节点系统分析

(1) 算例基本参数

算例选取 IEEE 6 节点 4 机系统(如图 6 所示), B_1 为与主网相连的节点。虚拟电厂含有 2 台分布式风机和 2 台分布式燃气发电机组, 其本地零售用户包括工业用户、商业用户和居民用户 3 类。虚拟电厂内无需求响应供应商, 为尽量减少不平衡电量结算成本, 虚拟电厂将在需求响应交易市场中与 3 个外部需求响应供应商进行交易, 且外部需求响应供应商不会与本地用户聚合, 影响本地零售用户的负荷需求。

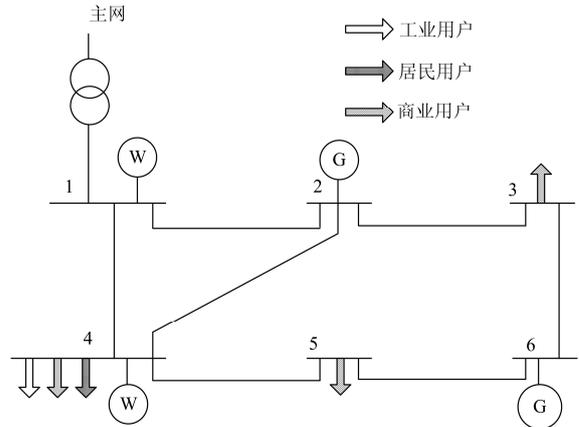


图 6 IEEE6 节点四机系统

Fig. 6 IEEE 6 nodes and four machines system

燃气机组的发电特征参数如表 1 所示^[26], 风电、电价与负荷分析基于文献[27-31], 图 7—图 9 为日前电价、风电机组出力与本地零售用户负荷需求的预测情况。本地零售用户的负荷阶梯价格-需求曲线如图 10 所示。假设电价和负荷预测误差均为 15%, 不平衡负电价与不平衡正电价分别为 $1.1 \lambda_{t,s}^D$ 和 $0.9 \lambda_{t,s}^D$ 。

图 11 和表 2 分别为需求响应供应商在集中竞价与双边协商需求响应交易市场中的的报价情况。

(2) 不同情景下虚拟电厂的竞价策略分析

虚拟电厂在不同风电机组出力预测误差水平与需求响应容量 DR^{cap} 条件下的竞价策略如图 12 和图 13 所示。

表 1 节点系统中燃气发电机组特征参数

Table 1 Characteristics of gas generator in node system

特征参数	B ₂	B ₆
a /(MBtu/MW ² h)	0.0029	0.0012
b /(MBtu/MWh)	6.05	6
c /(MBtu)	40.53	39.02
启动需要燃料/MBtu	20.14	25.18
最大出力/MW	16	20
最小出力/MW	3.5	5
最短运行时间/h	3	4
最短停运时间/h	3	2
爬坡速率/MW/h	4	5
停运成本/元	20	20
燃料费用/(欧元/MBtu)	3.2	

表 2 需求响应双边协商价格

Table 2 Bilateral negotiated price of demand response

需求响应供应商	DRP ₁	DRP ₂	DRP ₃
双边协商价格(欧元/MWh)	35	45	40

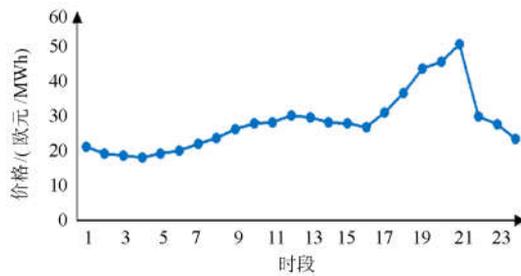


图 7 日前电价预测

Fig. 7 Forecast of day-ahead electricity price

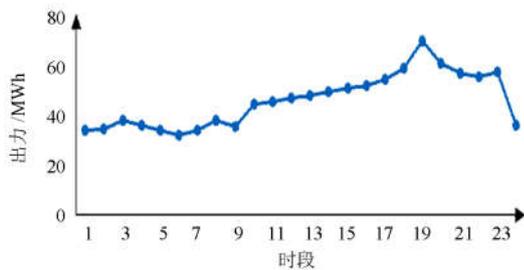


图 8 风电机组出力预测

Fig. 8 Forecast of wind turbine output

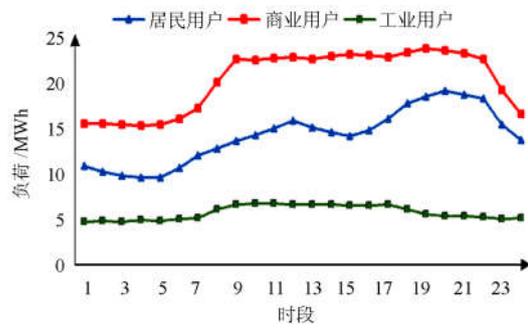


图 9 零售用户负荷预测

Fig. 9 Forecast of retail users' load

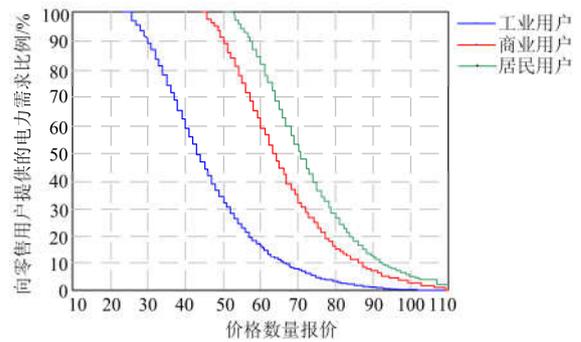


图 10 零售用户阶梯价格-需求曲线

Fig. 10 Ladder price-demand curve of retail users

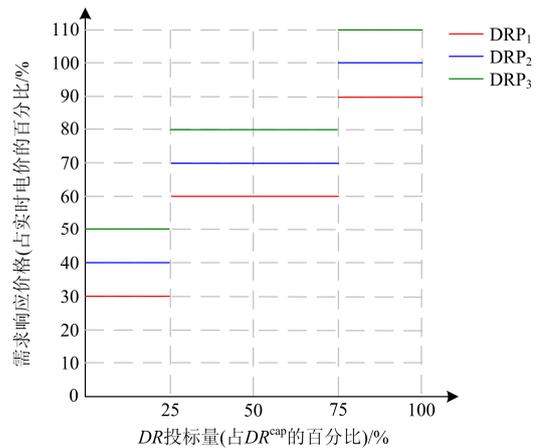


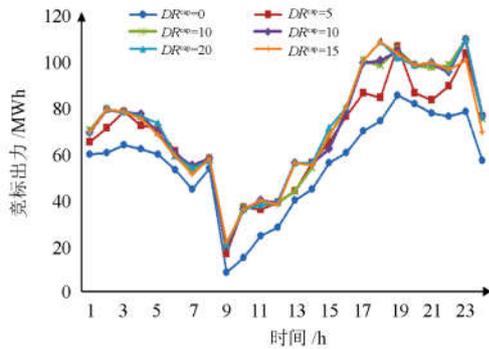
图 11 需求响应交易集中竞价市场中需求响应供应商的价-量申报曲线

Fig. 11 Price-quantity declaration curve for demand response provider in centralized bidding market of demand response transaction

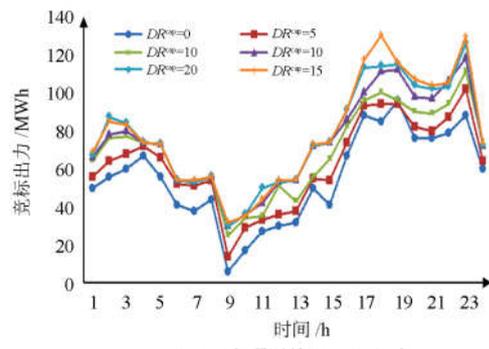
由图 12 和图 13(a)可以看出, 虚拟电厂日前市场竞标出力与 DR^{cap} 以及风电预测准确性有关。在同一风电误差预测水平下, DR^{cap} 越高, 则虚拟电厂竞标出力越大, 在同一 DR^{cap} 条件下, 虚拟电厂竞标出力则会随预测误差的提高而增加, 且在不同

DR^{cap} 情景之间(0~30 MWh)虚拟电厂的日前市场竞标总电量也会随着预测误差的提高而增加。这是由于虚拟电厂通过购买需求响应资源可以以较低的成本弥补风电出力的不确定性,因此当风电不确定性更高, DR^{cap} 也足够大时,虚拟电厂更倾向于增加能量市场竞标出力以有效利用风电。

另外,由图 13(b)可以看出,通过参与需求响应市场交易,虚拟电厂的经济效益显著提高,但当 DR^{cap} 增加到一定容量之后,虚拟电厂的利润则开始随着 DR^{cap} 的增加而减少,这表明与需求响应的



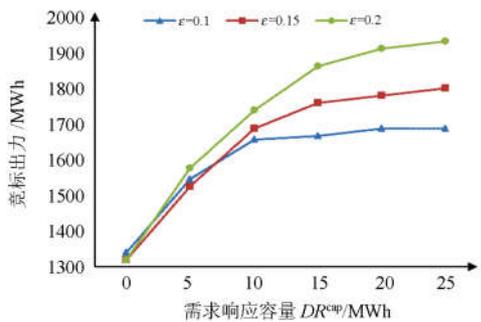
(a) 风电预测误差 $\epsilon_{wind}=0.1$ 时



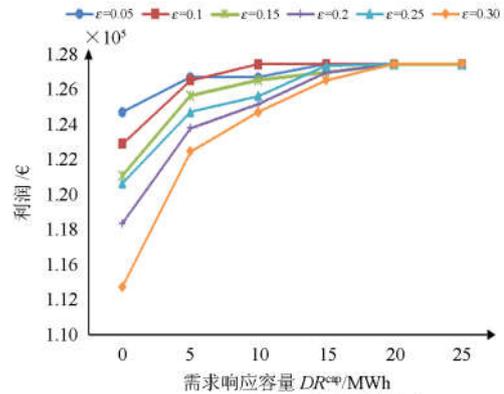
(b) 风电预测误差 $\epsilon_{wind}=0.2$ 时

图 12 需求响应容量 DR^{cap} 对虚拟电厂日前市场竞标电量的影响

Fig. 12 Impact of demand response capacity DR^{cap} on the bidding power quantity of virtual power plants in the day-ahead market



(a) DR^{cap} 对虚拟电厂日前市场竞标总电量的影响



(b) DR^{cap} 对虚拟电厂总利润的影响

图 13 需求响应容量和风力预测不确定性对虚拟电厂竞价策略的影响

Fig. 13 Impact of demand response capacity and the wind power forecasting uncertainty on bidding strategy of virtual power plants

“虚拟电能”相比,虚拟电厂更应通过实时市场购买电量来应对可再生能源的不确定性。此外,尽管不同风电预测误差水平下的虚拟电厂利润均随 DR^{cap} 稳步增长,但在低 DR^{cap} 情景中,风电预测误差越低,其利润水平越高,而在高 DR^{cap} 情景中(如 $DR^{cap} = 25$ MWh),虚拟电厂的利润则随风电预测误差的增加而增加。

表 3 和图 14 分别为本地用户的零售电价和不同风电预测误差条件下, DR^{cap} 对虚拟电厂零售收入的影响。当 DR^{cap} 增加时,虚拟电厂在日前市场中的竞价效率将得以提升,因此,在此情况下,虚拟电厂如表 3 所示放宽了本地用户的零售电价以获得更多的零售收入。此外,零售电价也取决于零售用户的接入位置,例如在所有商业用户零售电价中,节点 5 的价格最高,这是由于其没有直接与节点 1 和 4 的风电机组相连,而是更多地依靠节点 2 和 6 的燃气机组来满足其负荷需求。

4.3 IEEE 24 节点系统分析

算例选取 IEEE 24 节点系统作为分析对象,并对其改进(如图 15 所示)。虚拟电厂含有 5 台分布式风机、2 台分布式燃气发电机组以及 9 个本地零售用户接入点。其中节点 1、2、21、22 和 23 连接风机,节点 3 和 16 连接燃气发电机组,节点 5 和 13 连接工业用户,节点 4、6 和 15 连接居民用户,节点 1、14、16 和 18 连接商业用户。算例采用与 IEEE 6 节点系统一致的燃气机组参数、风电机组出力、本地零售用户负荷需求、日前电价、需求响应供应商情况等基础数据与假设条件。

表 3 本地用户零售电价
Table 3 Retail price for local user

节点	用户类型	DR^{cap} / MWh	欧元/MWh					
			风电预测误差/%					
B_3	商业	0	58	58	58	60	60	61
		25	56	57	58	59	60	61
	居民	0	56	57	57	57	57	57
		25	56	56	56	56	57	57
B_4	商业	0	47	47	47	47	47	47
		25	45	45	45	47	47	47
	工业	0	49	49	49	49	50	50
		25	48	48	48	49	49	50
B_5	商业	0	46	46	46	46	47	47
		25	46	46	46	46	47	47

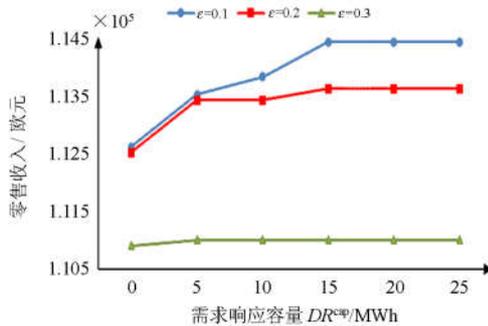


图 14 不同风电预测误差条件下, DR^{cap} 对虚拟电厂零售收入的影响

Fig. 14 Impact of DR^{cap} on retail revenue of virtual power plants under different wind power prediction errors

通过求解模型, 可得虚拟电厂在不同风电机组出力预测误差水平与需求响应容量 DR^{cap} 条件下的竞价策略, 不同情景下虚拟电厂参与电力市场竞价的总利润与零售收入情况分别如表 4 和表 5 所示。

由表 4 和表 5 可以看出, 随着需求响应容量的增加, 虚拟电厂参与电力市场交易的总利润与本地零售收入显著提高, 且不同预测误差水平情景的虚拟电厂利润差额逐渐减少, 如 $DR^{cap} = 0$ 时, $\epsilon_{wind} = 0.1$ 和 $\epsilon_{wind} = 0.3$ 两个情景的利润差额为 1.465 万欧元, 而当 $DR^{cap} = 40 \text{ MWh}$ 时, 上述两情景的利润水平已基本一致, 差额仅为 0.003 万欧元, 这说明需求响应交易可以减小由风电预测误差而引起的虚拟电厂市场交易风险, 提高虚拟电厂参与电力市场交易的总利润与本地零售收入。但同时需求响应交易对风电预测误差的弥补能力也是有限的, 如表 4 所示, 当 $DR^{cap} > 40 \text{ MWh}$ 时, $\epsilon_{wind} = 0.1$ 情景下的虚拟电厂利润开始下降, 表明在此情况下通过购买更多的需求响应容量来弥补由风电预测误差而引起的不平衡电量并不具有经济性。

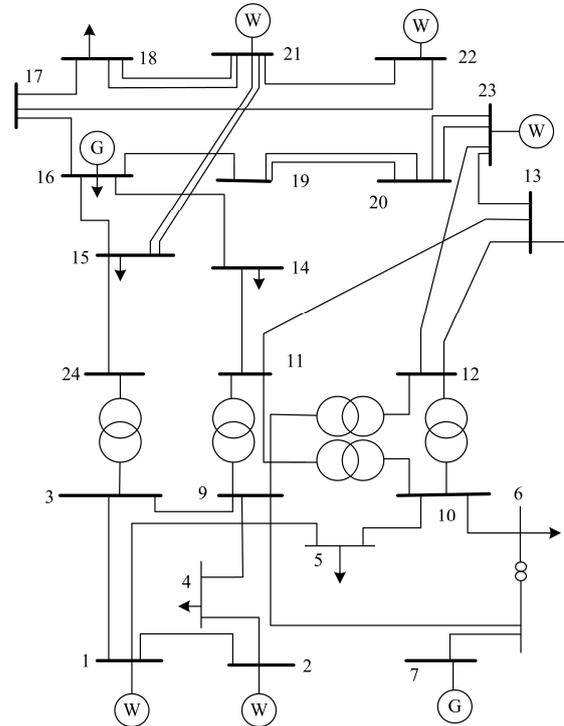


图 15 IEEE 24 节点系统

Fig. 15 IEEE 24 nodes system

表 4 不同情景下虚拟电厂竞价的总利润(万欧元)

Table 4 Total profit of virtual power plant bidding under different scenarios (ten thousand euros)

DR^{cap} / MWh	ϵ_{wind}		
	0.1	0.2	0.3
0	19.857	19.043	18.392
10	20.508	20.012	19.680
20	20.552	20.366	20.184
30	20.591	20.506	20.486
40	20.655	20.654	20.652
50	20.653	20.661	20.675

表 5 不同情景下虚拟电厂竞价的零售收入(万欧元)

Table 5 Retail revenue of virtual power plants bidding under different scenarios (ten thousand euros)

DR^{cap} / MWh	ϵ_{wind}		
	0.1	0.2	0.3
0	20.690	20.672	20.378
10	20.856	20.827	20.391
20	20.911	20.837	20.393
30	21.021	20.874	20.394
40	21.027	20.880	20.395
50	21.029	20.882	20.395

5 结论

本文基于随机规划理论, 以含有分布式可再生

能源的虚拟电厂为研究对象, 构建了其参与日前市场、日内需求响应交易市场以及实时市场的多阶段竞价模型。算例结果表明需求响应交易可有效解决虚拟电厂竞价过程中的可再生能源不确定性出力问题, 促进分布式可再生能源的消纳利用, 提高虚拟电厂的经济效益。

需要指出, 本文目前的竞价模型仅考虑了能量市场与需求响应市场, 是一种相对简化的电力市场结构, 如何在现有模型中引入辅助服务市场是下一步研究的重点。

参考文献

- [1] 中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见[EB/OL]. [2015-03-15]. http://tgs.ndrc.gov.cn/zywj/201601/t20160129_773852.html/.
Some Opinions of the CPC Central Committee and State Council on further deepening the reform of electric power system[EB/OL]. [2015-03-15]. http://tgs.ndrc.gov.cn/zywj/201601/t20160129_773852.html/.
- [2] MASHHOUR E, TAFRESHI S M M. Bidding strategy of virtual power plant participating in energy and spinning reserve markets-part I: problem formulation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(2): 949-956.
- [3] 陈春武, 李娜, 钟朋园, 等. 虚拟电厂发展的国际经验及启示[J]. 电网技术, 2013, 37(8): 2258-2263.
CHEN Chunwu, LI Na, ZHONG Pengyuan, et al. Review of virtual power plant technology abroad and enlightenment to China[J]. Power System Technology, 2013, 37(8): 2258-2263.
- [4] 牛文娟, 李扬, 王蓓蓓. 考虑不确定性的需求响应虚拟电厂建模[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(22): 3630-3637.
NIU Wenjian, LI Yang, WANG Beibei. Demand response based virtual power plant modeling considering uncertainty[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(22): 3630-3637.
- [5] NGUYEN D T, NEGNEVITSKY M, GROOT M D. Pool-based demand response exchange-concept and modeling[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(3): 1677-1685.
- [6] SAEBI J, NGUYEN D T, JAVIDI M H. Reserve procurement through demand response markets in wind integrated power systems[C] // 2016 24th Iranian Conference on Electrical Engineering, Shiraz, Iran, 2016.
- [7] 赵鸿图, 朱治中, 于尔铿. 电力市场中需求响应市场与需求响应项目研究[J]. 电网技术, 2010, 34(5): 146-153.
ZHAO Hongtu, ZHU Zhizhong, YU Erkeng. Study on demand response markets and programs in electricity markets[J]. Power System Technology, 2010, 34(5): 146-153.
- [8] HEYDARIAN-FORUSHANI E, MOGHADDAM M P, SHEIKH-EL-ESLAM M K, et al. Risk-constrained offering strategy of wind power producers considering intraday demand response exchange[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2014, 5(4): 1036-1047.
- [9] TAN Zhongfu, WANG Guan, JU Liwei, et al. Application of CVaR risk aversion approach in the dynamical scheduling optimization model for virtual power plant connected with wind-photovoltaic-energy storage system with uncertainties and demand response[J]. Energy, 2017, 124(4): 198-213.
- [10] JU Liwei, LI Huanhuan, ZHAO Junwei, et al. Multi-objective stochastic scheduling optimization model for connecting a virtual power plant to wind-photovoltaic-electric vehicles considering uncertainties and demand response[J]. Energy Conversion and Management, 2016, 128(15): 160-177.
- [11] JU Liwei, TAN Zhongfu, YUAN Jinyun, et al. A bi-level stochastic scheduling optimization model for a virtual power plant connected to a wind-photovoltaic-energy storage system considering the uncertainty and demand response[J]. Applied Energy, 2016, 171(1): 184-199.
- [12] RAHIMIYAN M, BARINGO L. Strategic bidding for a virtual power plant in the day-ahead and real-time markets: a price-taker robust optimization approach[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(4): 949-956.
- [13] MASHHOUR E, MOGHADDAS-TAFRESHI S M. Bidding strategy of virtual power plant for participating in energy and spinning reserve markets — part I: problem formulation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(2): 949-956.
- [14] MASHHOUR E, MOGHADDAS-TAFRESHI S M. Bidding strategy of virtual power plant for participating in energy and spinning reserve markets — part II: numerical analysis[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(2): 957-964.
- [15] 杨甲甲, 赵俊华, 文福拴, 等. 含电动汽车和风电机组的虚拟发电厂竞价策略[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(13): 92-102.
YANG Jiajia, ZHAO Junhua, WEN Fushuan, et al. Bidding strategy of virtual power plant with electric vehicle and wind turbine[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(13): 92-102.
- [16] 王尧. 虚拟发电厂协调优化控制与竞价策略研究[D].

- 北京: 华北电力大学, 2015.
- WANG Yao. Study on interactive dispatch and bidding strategy of virtual power plants[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2015.
- [17] NGUYEN D T, NEGNEVITSKY M, GROOT M D. Pool-based demand response exchange-concept and modeling[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(3): 1677-1685.
- [18] NGUYEN D T, NEGNEVITSKY M, GROOT M D. A new and separated market for demand response in restructured power systems[C] // Power System Conference and Exposition, Phoenix, USA, 2011.
- [19] NGUYEN D T, NEGNEVITSKY M, GROOT M D. Walrasian market clearing for demand response exchange[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(1): 535-544.
- [20] BANG C, FOCK F, TOGEBY M. The existing Nordic regulating power market [EB/OL]. [2016-06-06]. http://www.ea-energianalyse.dk/reports/1027_the_existing_nordic_regulating_power_market.pdf.
- [21] 曾鸣, 杨雍琦, 王雨晴, 等. 基于蒙特卡罗方法的电力系统电源侧协调规划模拟仿真研究[J]. 华北电力大学学报, 2016, 43(5): 94-104.
- ZENG Ming, YANG Yongqi, WANG Yuqing, et al. Generation side coordination power system planning simulation based on Monte Carlo method[J]. Journal of North China Electric Power University, 2016, 43(5): 94-104.
- [22] 王琪. 风电规模化并网条件下供热机组优化控制研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2013.
- WANG Qi. Research on optimization control of heating units under the condition of large-scale integration of wind power[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2013.
- [23] 刘瑞花, 刘俊勇, 何迈, 等. 半绝对离差购电组合优化策略及风险管理[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(23): 9-13.
- LIU Ruihua, LIU Junyong, HE Mai, et al. Optimization strategy and risk management of semi-absolute difference purchase[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 40(22): 113-117.
- [24] HEITSCH H, ROMISCH W. Scenario reduction algorithms in stochastic programming[J]. Computational Optimization and Applications, 2003, 24(2-3): 187-206.
- [25] FOURER R, GAY D M, KERNIGHAN B W. A modeling language for mathematical programming[J]. Management Science, 1990, 36(5): 519-554.
- [26] 刘曦. 虚拟发电厂最优调度及其储能损耗成本模型研究[D]. 长沙: 湖南大学, 2016.
- LIU Xi. Research on optimal scheduling and storage system degradation cost model of virtual power plant[D]. Changsha: Hunan University, 2016.
- [27] Wind power analysis with MATLAB[EB/OL]. <http://www.mathworks.com/videos/wind-resource-assessment-data-analysis-using-matlab-81682.html>.
- [28] Wind power analysis with MATLAB[EB/OL]. <http://www.mathworks.com/videos/wind-resource-assessment-data-analysis-using-matlab-81682.html>.
- [29] 胡宇航, 皮一晨, 崔静安, 等. 电动汽车充电站负荷建模研究[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(8): 107-112.
- HU Yuhang, PI Yichen, CUI Jingan, et al. Research on electric vehicle charging station modeling[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(8): 107-112.
- [30] 熊军华, 牛珂, 张春歌, 等. 基于小波变异果蝇优化支持向量机短期负荷预测方法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(13): 71-77.
- XIONG Junhua, NIU Ke, ZHANG Chungu, et al. LSSVM in short-term load forecasting based on wavelet transform and mutant fruit fly optimization algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(13): 71-77.
- [31] 林顺富, 郝朝, 汤晓栋, 等. 基于数据挖掘的楼宇短期负荷预测方法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(7): 83-89.
- LIN Shunfu, HAO Chao, TANG Xiaodong, et al. Study of short-term load forecasting method based on data mining for buildings[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(7): 83-89.

收稿日期: 2017-04-06

作者简介:

宋巍(1976—), 男, 高级工程师, 主要从事电网规划设计研究工作;

王佳伟(1980—), 男, 高级工程师, 主要从事电网规划设计研究工作;

赵海波(1981—), 男, 高级工程师, 主要从事配电网规划研究工作。

(编辑 葛艳娜)