

基于均衡模型的需求响应资源市场化运行模式研究

张凯, 王覲*, 张少华

上海大学机电工程与自动化学院, 上海 200072

* 通信作者. E-mail: xianwang@shu.edu.cn

收稿日期: 2018-07-31; 接受日期: 2018-10-04; 网络出版日期: 2018-11-22

摘要 随着电力市场化改革的深入以及智能电网建设的快速推进, 需求响应 (demand response, DR) 资源参与市场竞争已成为一种趋势, 因此研究基于市场机制的需求响应资源运行模式具有重要的现实意义. 本文首先提出了一种利用需求响应的市场化运营模式, 其中, 需求响应聚合商 (demand response aggregator, DRA) 通过在 DR 市场采购 DR 资源参与日前市场竞争, 为提高 DRA 参与日前市场竞争的积极性, 建立一种补偿机制, 将引入 DR 资源后零售商获取的额外利润的一部分作为补偿给予 DRA. 为了研究该模式的合理性和有效性, 建立 DRA 参与投标的日前市场与 DR 市场联合均衡模型, 其中, 在日前市场中 DRA 和传统发电商以供应函数投标方式参与竞价; DR 市场的价格由 DR 用户以供应函数的投标方式竞争决定. 然后, 将该均衡模型的求解转化为一个凸优化问题的求解, 在理论上证明了均衡解的存在性和唯一性, 并考虑到实际应用中存在的信息不对称性, 利用分布式算法进行求解. 最后, 通过算例分析验证了理论模型和求解方法的合理性及有效性.

关键词 日前电力市场, 需求响应聚合商, 需求响应市场, 寡头竞争均衡模型, 分布式算法

1 引言

作为智能电网建设的重要组成部分, 需求响应 (demand response, DR) 通过价格信号和激励机制来引导用户的用电行为, 可以提高电力市场运行效率, 并且能有效改善电力系统的灵活性与可靠性, 从而有利于可再生能源的消纳利用^[1~3]. 智能电网技术的发展为各类 DR 项目提供了技术保障, 为了有效利用各类 DR 资源, 研究基于市场机制的 DR 资源运行模式, 有利于提高用户和相关机构参与 DR 项目的积极性, 具有重要的理论和现实意义^[4~6].

在 DR 资源运行模式的相关研究中, 大多是通过需求响应聚合商 (demand response aggregator, DRA) 来整合 DR 资源, 从而参与电力市场交易^[7], 并且均考虑通过合同的方式将 DR 资源进行整合. 在关于 DRA 参与市场竞争的研究中, 文献 [8] 引入由独立系统运营商 (independent system operator,

引用格式: 张凯, 王覲, 张少华. 基于均衡模型的需求响应资源市场化运行模式研究. 中国科学: 信息科学, 2018, 48: 1450–1466, doi: 10.1360/N112018-00132
Zhang K, Wang X, Zhang S H. Investigating the market-based operation mechanism of DR resources using the equilibrium model (in Chinese). Sci Sin Inform, 2018, 48: 1450–1466, doi: 10.1360/N112018-00132

ISO)、DRA 和居民用户构成的多层市场结构模型, 考虑多个 DRA 相互竞争, 但未考虑 DRA 参与竞争对市场价格的影响。文献 [9] 利用 DRA 聚合用户负荷资源参与电网调度, 建立电网公司、DRA 和居民用户的分层调度模型, 引入市场电价机制引导 DRA 进行投标博弈, 但未考虑 DRA 参与发电侧市场竞争。文献 [10] 研究多个 DRA 和发电商共同参与日前市场投标对市场的影响, 以系统运行成本最低为目标建立优化模型对市场出清, 该文献考虑 DRA 和发电商均为价格接受者, 不具备市场力。由于电力市场具有寡头竞争特性, 市场参与者可通过策略性竞争行为来行使市场力, 文献 [11] 建立了以 DRA 收益最大化为目标的优化模型, 除了考虑单个 DRA 以价格接受者参与日前市场竞争, 还考虑其作为价格影响者参与实时市场的竞价。

上述文献中, DR 资源的补偿费用大多通过协商或行政手段来制定, 因而无法充分反映 DR 资源的市场价值^[12]。在美国德州电力市场 (ERCOT) 的工业实践中, DR 资源主要分为 3 类: 自愿的负荷响应 (voluntary load response, VLR)、向上调节负荷 (qualified balancing up load, BUL), 以及作为一种能源 (load acting as a resource, LaaR)^[13]。当作为能源参与市场时, 参与者需要满足一定的负荷要求, 因此小型 DR 资源只能通过合同方式借助 DRA 参与市场, DR 用户的补偿均通过合同协商确定。本文的 DR 资源类型与 LaaR 类似, 因此, 为了保证电力市场公平合理的竞争环境, 有效激励 DR 用户 (终端用户) 的参与, 本文考虑构建一个独立的 DR 资源交易市场, DR 用户以竞价的方式为 DRA 提供 DR 资源, 并获得基于市场机制的 DR 资源补偿价格。在关于 DR 资源交易市场的研究中, 文献 [14~16] 考虑建立 DR 市场 (demand response exchange, DRX), 风电商、ISO 等作为买方可通过购买 DR 资源来提高灵活性, DRA/DR 用户则作为卖方通过出售 DR 资源获得收益。但上述文献只研究了 DR 市场, 并没有研究 DRA 从 DR 市场中获取 DR 资源对其参与日前批发市场的影响。现有的相关文献大多通过建立优化模型来研究单个参与者的最优投标策略问题^[17~20], 但不能精确考虑寡头竞争电力市场环境下, 该参与者与其他参与者的策略交互影响关系。寡头博弈均衡模型常用来研究寡头市场参与者的博弈行为和策略交互影响关系, 一般用于预测电力市场参与者在较长时期内的投标策略和市场均衡状态, 以及分析电力市场的市场力大小和市场效率^[21~25]。因而采用寡头博弈均衡理论来分析市场参与者的各种策略性行为, 对电力市场的设计和运行具有重要理论指导意义。

基于以上背景, 本文提出了一种新型的利用 DR 资源的市场化运营模式。为了研究本文提出的 DR 资源市场化运营模式对日前市场的影响, 首先建立一个同时考虑日前市场和 DR 市场投标竞争联合均衡模型。其中, 在日前市场中 DRA 和传统发电商以供应函数投标方式参与竞价, DRA 在 DR 市场中购入其在日前市场的中标量, 而 DR 市场的价格由 DR 用户以供应函数投标方式竞争决定。然后, 将该均衡模型的求解转化为一个凸优化问题的求解, 在理论上证明了所提均衡模型解的存在性和唯一性。由于 DR 涉及了大量住宅和商业用户, 为了适应实际电力市场环境下的信息不对称性和大规模的特性, 利用分布式算法进行求解。最后, 通过算例验证了理论模型和求解方法的合理性及有效性。

2 DR 资源市场运营模式

图 1 给出了引入 DR 资源市场化运行模式的电力市场交易框架。其中, DRA 与传统发电商共同参与日前批发市场投标竞价, 获得中标出力 (也称均衡出力)。由于 DRA 本身不具备发电的能力, 本文引入一个 DR 市场, 其中, DR 用户可利用其灵活性, 通过削减负荷来提供 DR 资源, 并以 DR 市场价格获得相应的补偿。DR 市场出清后, 各 DR 用户按照其中标量在相应的时间段内减少负荷, 其获得的事后补偿金额为实际负荷减少量与 DR 市场价格的乘积。因此, 本文的 DR 资源为基于激励的 DR。DRA 则在 DR 市场中以 DR 市场价格购入其在日前市场的中标出力, DR 市场的交易总量即为 DRA

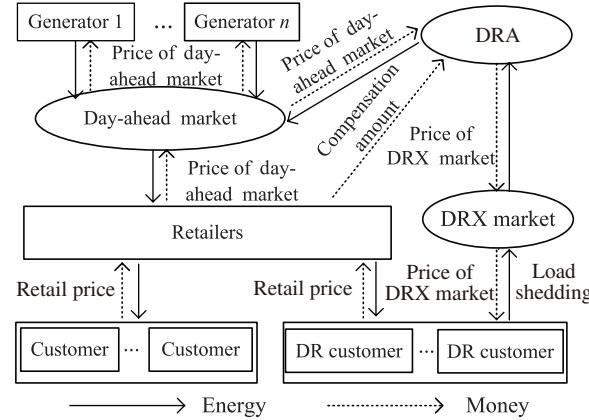


图 1 电力市场交易框架

Figure 1 Trading framework of the electricity market

在日前市场的中标出力, DR 市场的价格由 DR 用户以供应函数的方式投标竞争决定.

由于 DR 市场的价格由 DR 用户竞价决定, 因此在实际运行中 DR 市场价格可能高于日前市场价格. 当 DR 市场价格高于日前市场价格时, 若仅仅以前日市场价格对 DRA 进行补偿会导致其遭受一定经济损失, 因此为提高 DRA 参与日前市场竞争的积极性, 吸引 DRA 参与日前市场竞争, 需要考虑给 DRA 一定额外的经济补偿.

文献 [26] 在考虑 DR 资源的情况下, 建立以零售商购电成本最低为目标的优化模型, 表明在电力市场中引入 DR 资源可以为零售商带来相当可观的经济效益. 由于 DRA 参与日前市场竞争可以在一定程度上降低传统发电商的市场力, 降低日前市场价格, 因此零售商们可以以更低的价格购得其所需的电量, 使其收益增加. 虽然零售商们此时在零售市场少卖出一部分电量 (该部分电量即为 DRA 中标量), 但这部分电量较少, 因而造成的损失较少, 总体而言零售商们的收益仍然增加, 其收益增加值即为零售商的购电成本减小量与少卖出电量的收益减小量的差值. 为了鼓励 DRA 参与日前市场竞争, 零售商们将考虑 DR 后的额外利润的一部分给予 DRA 作为经济补偿. 因此, DR 聚合商除了以前日市场价格卖出其在日前市场的中标电量, 还将获得来自零售商的激励补偿.

3 日前电力市场与 DR 市场联合均衡模型

国外电力工业市场化改革实践表明, 电力市场具有寡头竞争特性, 市场参与者可通过策略性竞争行为来行使市场力, 会严重影响电力市场的经济效率. 因而, 采用寡头博弈均衡理论来分析市场参与者的各种策略性行为及其对电力市场经济效率的影响, 对电力市场的设计和运行有重要理论指导意义.

3.1 模型假设

3.1.1 日前批发市场

考虑某日前批发市场由 n 个传统发电商和 1 个 DRA 组成, 假设日前市场某小时时段的市场需求为 D , 总的发电出力等于传统发电商与 DRA 出力之和, 即市场需求 D 满足:

$$D = \sum_{i=1}^n Q_i + Q_{\text{DRA}}, \quad (1)$$

式中, Q_i 表示传统发电商 i ($i = 1, \dots, n$) 的出力, Q_{DRA} 表示 DRA 的出力.

假设所有发电商和 DRA 均采用供应函数投标:

$$Q_i(B_i, p_1) = B_i p_1, \quad B_i \geq 0, \quad i = 1, \dots, n, \quad (2)$$

$$Q_{\text{DRA}}(B_{\text{DRA}}, p_1) = B_{\text{DRA}} p_1, \quad B_{\text{DRA}} \geq 0, \quad (3)$$

该供应函数描述了在每一给定价格下发电商和 DRA 愿意提供的电量, 其中, p_1 为日前市场价格, B_i 表示发电商 i ($i = 1, \dots, n$) 的投标策略, B_{DRA} 表示 DRA 的投标策略.

电网公司作为数据处理中心 [27], 当收到所有发电商和 DRA 的供应函数投标后, 根据供需平衡条件确定统一的日前市场出清价格 p_1 , 即

$$\sum_{i=1}^n Q_i + Q_{\text{DRA}} = \sum_{i=1}^n B_i p_1 + B_{\text{DRA}} p_1 = D. \quad (4)$$

通过上式可得

$$p_1(B) = \frac{D}{\sum_{i=1}^n B_i + B_{\text{DRA}}}, \quad (5)$$

其中, $B = (B_1, B_2, \dots, B_n, B_{\text{DRA}})$ 为所有发电商和 DRA 的供应函数投标策略.

传统发电商 i ($i = 1, \dots, n$) 具有如下 2 次发电成本函数:

$$C_{1i}(Q_i) = a_{1i} Q_i + h_{1i} Q_i^2, \quad i = 1, \dots, n, \quad (6)$$

其中, a_{1i} 和 h_{1i} 为大于零的成本系数.

3.1.2 DR 市场

DRA 参与日前市场竞争售出的中标量需要在 DR 市场从 DR 用户购得. 假设 q_j 表示 DR 用户 j ($j = 1, \dots, N$) 的需求响应量 (负荷削减量), 则所有用户的需求响应量之和等于 DRA 在日前市场的中标量, 即满足

$$Q_{\text{DRA}} = \sum_{j=1}^N q_j, \quad (7)$$

其中, $q_j \geq 0, j = 1, \dots, N$.

假设每个 DR 用户 j ($j = 1, \dots, N$) 与发电商类似, 采用如下的供应函数投标竞争:

$$q_j(b_j, p_2) = b_j p_2, \quad b_j \geq 0, \quad j = 1, \dots, N, \quad (8)$$

该供应函数描述了在每一给定的价格下 DR 用户愿意削减的负荷, 其中, p_2 为 DR 市场价格, b_j 表示用户 j ($j = 1, \dots, N$) 的投标策略.

电网公司收到所有 DR 用户的投标后, 根据供需平衡条件确定统一的 DR 市场出清价格 p_2 , 即

$$p_2(b) = \frac{Q_{\text{DRA}}}{\sum_{j=1}^N b_j}, \quad (9)$$

其中, $b = (b_1, b_2, \dots, b_N)$ 为所有 DR 用户的供应函数投标策略.

假设每个用户都具有如下的二次停电成本函数:

$$C_{2j}(q_j) = a_{2j} q_j + h_{2j} q_j^2, \quad j = 1, \dots, N, \quad (10)$$

其中, a_{2j} 和 h_{2j} 为大于零的成本系数.

3.2 均衡模型的建立和求解

3.2.1 日前批发市场均衡模型

根据模型假设, 传统发电商 i ($i = 1, \dots, n$) 的决策问题可表示为

$$\max_{B_i \geq 0} \pi_i = p_1 Q_i - C_{1i}(Q_i), \quad (11)$$

$$\text{s.t. } \sum_{i=1}^n Q_i + Q_{\text{DRA}} = D, \quad (12)$$

$$Q_i = B_i p_1, \quad B_i \geq 0, \quad (13)$$

式中, π_i 表示传统发电商 i 的利润.

DRA 的决策问题可表示为

$$\max_{B_{\text{DRA}} \geq 0} \pi_{\text{DRA}} = (p_1 - p_2) Q_{\text{DRA}} + \lambda [p_0 D - p_1 (D - Q_{\text{DRA}}) - p_3 Q_{\text{DRA}}], \quad (14)$$

$$\text{s.t. } \sum_{i=1}^n Q_i + Q_{\text{DRA}} = D, \quad (15)$$

$$Q_{\text{DRA}} = B_{\text{DRA}} p_1, \quad B_{\text{DRA}} \geq 0, \quad (16)$$

其中, $(p_1 - p_2) Q_{\text{DRA}}$ 表示 DRA 在日前市场投标售电的收入减去其在 DR 市场购买 DR 资源的成本. p_3 为零售价格, 假定它为某一常数. λ 表示补偿系数, $\lambda [p_0 D - p_1 (D - Q_{\text{DRA}}) - p_3 Q_{\text{DRA}}]$ 即为 DRA 从零售商处获得的补偿. p_0 为未考虑 DRA 时的日前市场价格, 即由 n 个由式 (17)~(19) 表示的传统发电商决策模型构成的日前批发市场均衡模型的均衡价格:

$$\max_{B_i \geq 0} \pi_i = p_0 Q_i - C_{1i}(Q_i), \quad (17)$$

$$\text{s.t. } \sum_{i=1}^n Q_i = D, \quad (18)$$

$$Q_i = B_i p_0, \quad B_i \geq 0. \quad (19)$$

n 个由式 (11)~(13) 表示的传统发电商决策问题和 1 个由式 (14)~(16) 表示的 DRA 决策问题, 构成了日前批发市场均衡模型.

3.2.2 DR 市场均衡模型

根据模型假设, DR 用户 j ($j = 1, \dots, N$) 的决策问题可表示为

$$\max_{b_j \geq 0} \theta_j = p_2 q_j - C_{2j}(q_j), \quad (20)$$

$$\text{s.t. } \sum_{j=1}^N q_j = Q_{\text{DRA}}, \quad (21)$$

$$q_j = b_j p_2, \quad b_j \geq 0, \quad (22)$$

式中, θ_j 表示 DR 用户 j 的利润.

N 个由 (20)~(22) 表示的 DR 用户决策模型构成了 DR 市场的均衡模型. 由于日前批发市场和 DR 市场相互影响, 因此这两个市场的均衡模型构成了一个联合均衡模型.

3.2.3 日前批发市场均衡模型的求解

当日前批发市场上的所有发电商和 DRA 均没有单方面改变其报价策略的动机时, 则该市场达到了 Nash 均衡。用 $\{B_i^*, B_{\text{DRA}}^*, p_1^*\}_{i=1,\dots,n}$ 表示日前市场的均衡点, 该均衡点的存在性和唯一性可通过引理 1 和定理 1 证明。

引理1 如果 $\{B_i^*, B_{\text{DRA}}^*, p_1^*\}_{i=1,\dots,n}$ 是日前市场的一个均衡点, 则对于任意发电商 i ($i = 1, \dots, n$) 均有 $B_i^* < B_{-i}^* = \sum_{i=1}^n B_i^* + B_{\text{DRA}}^* - B_i^*$, 并且每个发电商的均衡出力 $Q_i^* < \frac{D}{2}$, 对于 DRA 有 $B_{\text{DRA}}^* < (1 + 2\lambda) \sum_{i=1}^n B_i^*$, 其均衡出力 $Q_{\text{DRA}}^* < \frac{1+2\lambda}{2+2\lambda} D$ 。

定理1 由式(11)~(13) 和 (14)~(16) 构成的日前市场均衡模型具有唯一的均衡解, 并且该均衡解是如下凸优化问题的最优解:

$$\min_{\substack{0 \leq Q_i < D/2 \\ 0 \leq Q_{\text{DRA}} < \frac{1+2\lambda}{2+2\lambda} D}} \sum_{i=1}^n f_{1,i}(Q_i) + f_{1,\text{DRA}}(Q_{\text{DRA}}), \quad (23)$$

$$\text{s.t. } \sum_{i=1}^n Q_i + Q_{\text{DRA}} = D, \quad (24)$$

其中,

$$f_{1,i}(Q_i) = \left(1 + \frac{Q_i}{D - 2Q_i}\right) C_{1i}(Q_i) - \int_0^{Q_i} \frac{D}{(D - 2x_i)^2} C_{1i}(x_i) dx_i, \quad i = 1, \dots, n, \quad (25)$$

$$f_{1,\text{DRA}}(Q_{\text{DRA}}) = \int_0^{Q_{\text{DRA}}} (p_2 + \lambda p_3) \frac{D - x_{\text{DRA}}}{(1 + 2\lambda)D - (2 + 2\lambda)x_{\text{DRA}}} dx_{\text{DRA}}. \quad (26)$$

引理 1 和定理 1 的证明可分别参见附录 A 和 B.

3.2.4 DR 市场均衡模型的求解

DR 用户削减自身的用电负荷, 从而在 DR 市场中为 DRA “提供” 负荷, 此时 DR 市场的均衡模型与日前批发市场均衡模型类似, 参照定理 1, 可将原均衡问题转化为如下的凸优化问题:

$$\min_{0 \leq q_j < Q_{\text{DRA}}/2} \sum_{j=1}^N f_{2,j}(q_j), \quad (27)$$

$$\text{s.t. } \sum_{j=1}^N q_j = Q_{\text{DRA}}, \quad (28)$$

其中,

$$f_{2,j}(q_j) = \left(1 + \frac{q_j}{Q_{\text{DRA}} - 2q_j}\right) C_{2j}(q_j) - \int_0^{q_j} \frac{Q_{\text{DRA}}}{(Q_{\text{DRA}} - 2x_j)^2} C_{2j}(x_j) dx_j, \quad j = 1, \dots, N. \quad (29)$$

用于日前批发市场均衡模型的证明方法可同样应用于该均衡模型存在唯一性的证明。

3.3 分布式算法

传统的求解电力市场均衡模型的算法如非线性互补方法^[28], 需要各市场参与者的完全信息, 如发电成本信息、用电效益信息等, 但在实际电力市场环境下, 这些信息为各参与者的私有信息, 各个参与

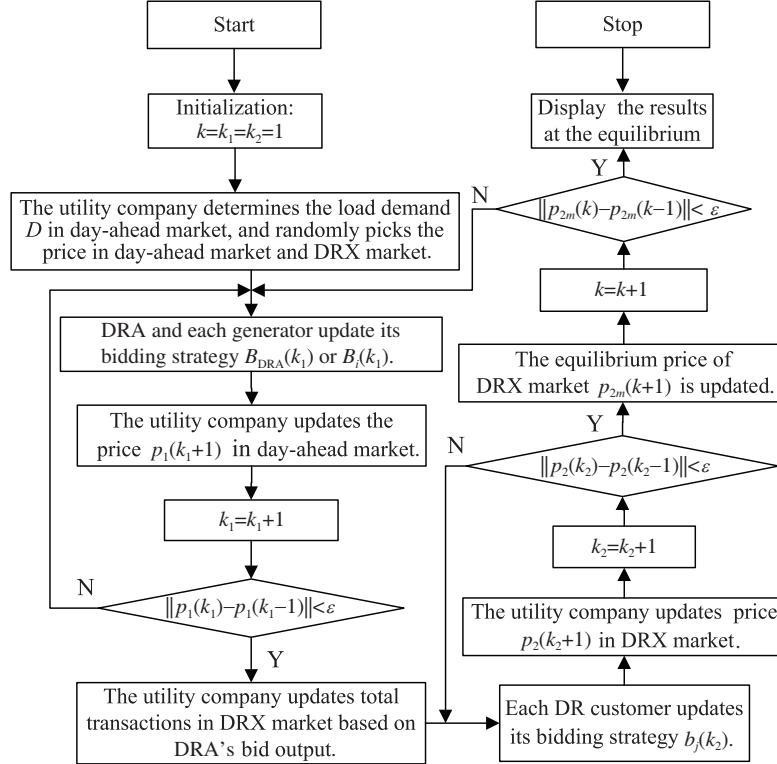


图 2 均衡模型的求解算法流程图

Figure 2 Solution algorithm flow chart of the equilibrium model

者除了掌握自己的私有信息,一般只能获取市场管理者发布的公共信息.此外,由于 DR 涉及了大量住宅和商业用户,传统的集中式算法需要收集所有 DR 用户提供的必要信息并计算得出结果,由于计算和通信能力有限,这种信息不对称性和系统规模的巨大限制了传统均衡问题求解算法的实际应用.近年来出现的分布式算法^[29,30]可以通过个体间的局部信息交流而完成整个网络代价函数的优化,避免了传统方法难以应用于大系统及计算量太大等缺憾,因而分布式算法在实际电力市场环境下更具实用性.文献^[27,31]通过把市场均衡问题转化为一个等价的优化问题,进而采用分布式算法求解.该方法可以适应实际电力市场环境下的信息不对称性和大规模的特性,因而更具实用性.

由 3.2 小节可知,可以通过求解由式 (23)~(26)、(27)~(29) 表示的凸优化问题的最优解分别求解与之等价的均衡模型.由于在实际的电力市场中各个参与者可能无法得到其他所有竞争者的信息,因此本文采用分布式算法对模型进行求解,该算法只需要参与者和电网公司的双向交流,即电力市场中各博弈者只需要知道自己的信息,而不需要去了解其他博弈者的信息,这在实际应用中具有较好的可操作性.

本文基于分布式算法中的对偶梯度法^[32]进行求解,具体求解流程如图 2 所示,电网公司随机生成一个任意的初始日前市场价格 $p_1(0)$ 和初始 DR 市场价格 $p_2(0)$, ε 为计算精度.

(1) 日前市场均衡模型的分布式迭代算法.当日前市场模型的求解迭代到 k_1 步时,传统电商更新竞价策略:

$$B_i(k_1) = \left[\frac{(f'_{1,i})^{-1}(p_1(k_1))}{p_1(k_1)} \right]^+, \quad i = 1, \dots, n. \quad (30)$$

DRA 更新其竞价策略:

$$B_{\text{DRA}}(k_1) = \left[\frac{(f'_{1,\text{DRA}})^{-1}(p_1(k_1))}{p_1(k_1)} \right]^+. \quad (31)$$

发电商和 DRA 更新报价后直接将报价信息提交给电网公司, 电网公司收到发电商和 DRA 的报价后, 更新日前市场价格 p_1 :

$$p_1(k_1 + 1) = \left\{ p_1(k_1) - \gamma_1 \left[B_{\text{DRA}}(k_1)p_1(k_1) + \sum_{i=1}^n B_i(k_1)p_1(k_1) - D \right] \right\}^+, \quad (32)$$

式中, γ_1 表示步长, $[\cdot]^+$ 表示结果在可行域上的投影, $(\cdot)^{-1}$ 表示该函数的逆函数.

在这里, 电网公司将接收所有发电商和 DRA 的报价信息, 并在更新日前市场价格后将其发布给各个发电商和 DRA, 发电商和 DRA 得到最新的日前市场价格后继续更新竞价策略, 直至在分布式环境下达到日前市场的均衡解. 当日前市场达到均衡解后, 电网公司根据 DRA 的中标量即可确定 DR 市场的 DR 总交易量:

$$d(k) = Q_{\text{DRA}}^* = B_{\text{DRA}}^* p_1^*. \quad (33)$$

(2) DR 市场均衡模型的分布式迭代算法. 当电网公司公布 DR 总交易量后, DR 市场上各 DR 用户开始竞价. 当 DR 市场模型的求解进行到 k_2 步时, DR 用户根据式 (34) 更新自己的投标策略:

$$b_j(k_2) = \left[\frac{(f'_{2,j})^{-1}(p_2(k_2))}{p_2(k_2)} \right]^+, \quad j = 1, \dots, N. \quad (34)$$

电网公司收到 DR 的报价后, 更新 DR 市场价格 p_2 :

$$p_2(k_2 + 1) = \left\{ p_2(k_2) - \gamma_2 \left[\sum_{j=1}^N b_j(k_2)p_2(k_2) - d(k) \right] \right\}^+, \quad (35)$$

式中, γ_2 表示步长.

当 DR 市场达到均衡解后, 若 DR 市场均衡价格发生变化, 则 DRA 的利润也将随之改变, 日前市场各个发电商将更新竞价策略, 重复以上步骤, 直至 DR 市场均衡价格不变, 此时日前市场价格和各参与者的报价策略都将不再改变, 即由日前市场和 DR 市场构成的联合均衡模型达到均衡解.

文献 [32] 已证明, 只要原始凸优化问题存在最优解, 则该算法一定收敛于该最优解. 由于定理和附录已经证明了凸优化问题的最优解存在且唯一, 并且凸优化问题的最优解即为原问题的均衡解, 因此该算法一定收敛于均衡解. 当选取的步长足够小时, 算法能够快速收敛于 Nash 均衡点, 关于步长的选择以及它和收敛速度的关系可以参考文献 [33, 34]. 此外, 从各个博弈者的竞价策略可以看出, 他们的报价策略只与自身和电网公司发布的信息有关, 而不需要知道其他博弈者的信息, 很好地解决了实际电力市场的信息不对称问题.

4 算例分析

考虑某日前电力市场, 该电力市场有 3 个传统发电商 (用 G1, G2 和 G3 表示) 和 1 个 DRA. 传统发电商的发电成本函数为 $C_{1i}(Q_i) = a_{1i}Q_i + h_{1i}Q_i^2$, 其发电成本系数 $a_{11} = 20 \$/\text{MWh}$, $h_{11} =$

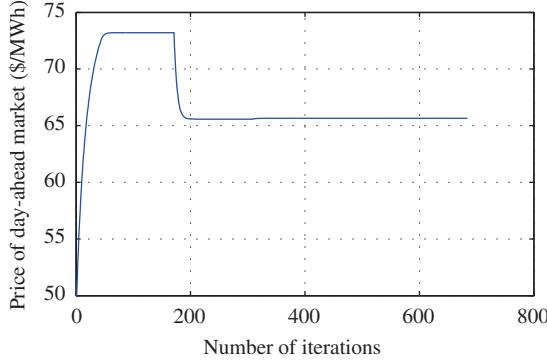


图 3 (网络版彩图) 日前市场价格演化

Figure 3 (Color online) Evolution of price in the day-ahead market

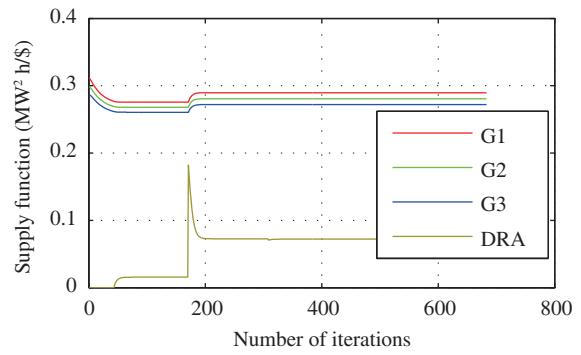


图 4 (网络版彩图) DRA 与发电商的竞价策略演化

Figure 4 (Color online) Evolution of DRA and generators' bidding strategies in the day-ahead market

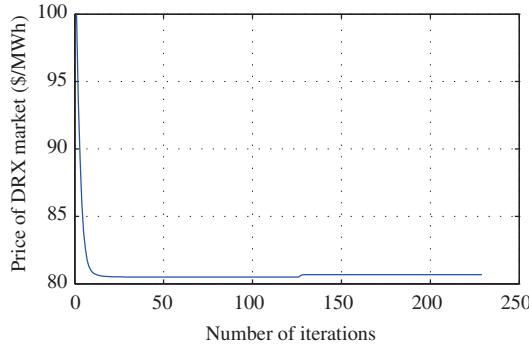


图 5 (网络版彩图) DR 交易市场价格演化

Figure 5 (Color online) Evolution of price in the DRX market

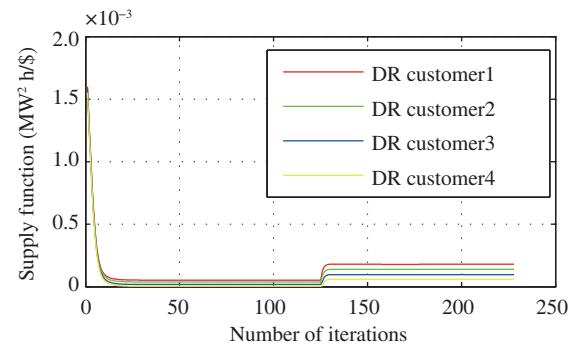


图 6 (网络版彩图) 4 位 DR 用户的竞价策略演化

Figure 6 (Color online) Evolution of 4 DR customers' bidding strategies in the DRX market

$0.4 \text{ \$/(MW}^2\text{h)}$; $a_{12} = 20 \text{ \$/MWh}$, $h_{12} = 0.45 \text{ \$/(MW}^2\text{h)}$; $a_{13} = 20 \text{ \$/MWh}$, $h_{13} = 0.5 \text{ \$/(MW}^2\text{h)}$; 装机容量均为 40 MW.

DR 市场有 20 个 DR 用户, DR 用户的停电成本函数为 $C_{2i}(q_i) = a_{2i}q_i + h_{2i}q_i^2$, $a_{2i} \in [80, 81]$, $h_{2i} \in [10, 12]$, 各 DR 用户成本函数中的参数均在对应区间内等差选取. 假设零售价格为 90 \\$/MWh, 令 $\gamma_1 = 0.1$, $\gamma_2 = 0.1$.

4.1 分布式算法的收敛性

当日前市场需求为 60 MW, 补偿系数为 0.5 时, 为了验证算法的收敛性和有效性, 假设 DR 市场中有 800 个 DR 用户. 图 3 和 4 给出了日前市场价格和发电商与 DRA 的日前市场投标策略随迭代步数 k_1 的变化趋势, 图 5 和 6 显示了 DR 市场价格和部分 DR 用户投标策略随迭代步数 k_2 的变化趋势. 当计算过程经过 1.378598 s 时算法达到收敛, 并且任意改变计算初值, 各市场价格和参与者的竞价策略均能快速地收敛.

4.2 补偿系数对电力市场均衡结果的影响

当日前市场需求为 60 MW 时, 表 1 给出了补偿系数对电力市场均衡结果的影响, 其中, 零售商收

表1 补偿系数对电力市场均衡结果的影响

Table 1 The impacts of the compensation coefficient on equilibrium results

Item	Compensation coefficient						
	0 (without DR)	0.1	0.3	0.5	0.7	0.9	
G1	Supply function ($MW^2h/\$$)	0.293	0.293	0.277	0.284	0.289	0.293
	Bid output (MW)	24.00	24.00	20.04	19.51	19.08	18.71
	Profit (\$/h)	1256	1256	887	799	733	683
G2	Supply function ($MW^2h/\$$)	0.285	0.285	0.269	0.275	0.280	0.283
	Bid output (MW)	23.33	23.33	19.48	18.94	18.49	18.12
	Profit (\$/h)	1200	1200	848	762	698	649
G3	Supply function ($MW^2h/\$$)	0.277	0.277	0.262	0.267	0.271	0.274
	Bid output (MW)	22.68	22.68	18.94	18.38	17.92	17.54
	Profit (\$/h)	1148	1148	811	727	665	617
DRA	Supply function ($MW^2h/\$$)	—	0	0.021	0.046	0.068	0.088
	Bid output (MW)	—	0	1.54	3.17	4.51	5.63
	Profit (\$/h)	—	0	36	120	231	360
Price of day-ahead market (\$/MWh)		81.94	81.94	72.29	68.74	66.07	63.97
Price of DRX market (\$/MWh)		—	—	86.76	88.65	90.20	91.49
Total profit of DR customers (\$/h)		—	0	8	20	33	45
Increase in retailers' revenue (\$/h)		—	0	193	366	485	573
Net increase in retailers' revenue (\$/h)		—	0	135	183	146	57

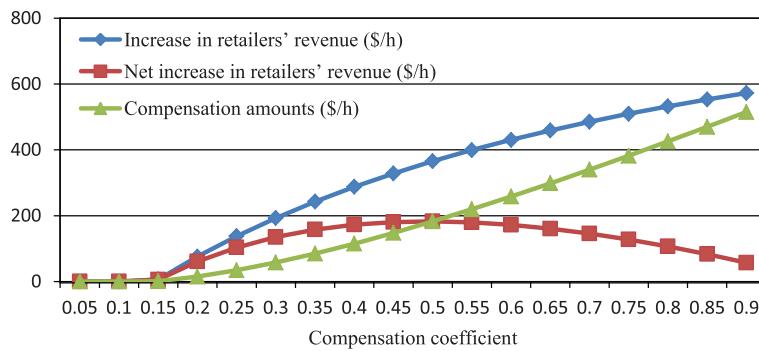


图7(网络版彩图) 补偿系数对零售商收益和补偿量的影响

Figure 7 (Color online) The impacts of compensation coefficient on retailers' revenues and compensation amounts

益净增加值为考虑DR资源后零售商的收益增加值减去其给DRA的补偿量。可以看出,当DRA参与日前市场投标时,零售商能获得一定的额外收益,因此零售商们愿意提供一定补偿激励DRA参与日前市场竞争。从图7可以看出,随着补偿系数的增大,零售商的收益增加值随之增大,但由于补偿给DRA的金额也增大,因此零售商的收益净增加值先增大后减小,在本算例中,当补偿系数为0.5时,零售商的收益净增加值最大,因此这个补偿系数是零售商最优补偿系数。

从表1可以看出,当DRA参与日前市场投标时,DR市场价格始终高于日前市场价格,DR用户以高于日前市场价格的激励价格削减负荷,并获得收益;DRA则在DR市场中以高于日前市场的价格购入其在日前市场的中标量,遭受一定的投标损失,但由于其从零售商处获得了一定的经济补偿,因

表 2 日前市场需求对电力市场均衡结果的影响
Table 2 The impacts of the day-ahead market demand on equilibrium results

Item	Demand of day-ahead market (MW)					
	40	50	60	70	80	
G1	Supply function ($MW^2h/\$$)	0.213	0.250	0.284	0.314	0.341
	Bid output (MW)	13.63	16.66	19.51	22.28	24.99
	Profit (\$/h)	525	666	799	937	1082
G2	Supply function ($MW^2h/\$$)	0.208	0.244	0.275	0.304	0.329
	Bid output (MW)	13.33	16.23	18.94	21.55	24.10
	Profit (\$/h)	506	638	762	890	1023
G3	Supply function ($MW^2h/\$$)	0.204	0.237	0.267	0.294	0.317
	Bid output (MW)	13.04	15.81	18.38	20.85	23.26
	Profit (\$/h)	488	612	727	846	969
DRA	Supply function ($MW^2h/\$$)	0	0.019	0.046	0.075	0.104
	Bid output (MW)	0	1.30	3.17	5.31	7.65
	Profit (\$/h)	0	43	120	227	365
Price of day-ahead market (\$/MWh)	With DR (\$/MWh)	63.98	66.63	68.74	70.97	73.29
	Without DR (\$/MWh)	63.98	69.97	75.96	81.94	87.93
	Price drop (%)	0	5.0	10.5	15.5	20.0
Price of DRX market (\$/MWh)		—	86.48	88.65	91.12	93.83
Total profit of DR customers (\$/h)		0	7	20	41	70
Net increase in retailers' revenue (\$/h)		0	68	183	334	522

此当其获得的经济补偿大于投标损失时, 便参与日前市场竞争. 当补偿系数较小 (补偿系数小于 0.15) 时, DRA 获得的补偿小于其在日前市场的投标损失, 将无法吸引 DRA 加入日前市场竞争.

从表 1 还可看出, 补偿系数的增大使得 DRA 提高其在日前市场中的投标策略参数 (供应函数斜率), 其余发电商也会提高投标策略参数, 引起日前市场价格下降. 传统发电商的均衡出力减小, 导致其利润下降. DRA 的均衡出力增加, 使得 DR 市场的交易总量增加, 导致 DR 市场价格上升, DR 用户的总利润也上升. 虽然日前市场价格的降低以及 DR 市场价格的上升导致 DRA 的投标损失增加, 但补偿系数的增加使其获得的补偿增大, 因此 DRA 的利润增大.

综上, 在本文提出的 DR 资源市场化运行模式下, 当 DRA 获得足够补偿时便参与日前市场竞争, 可以降低日前市场价格, 缓解发电商在日前市场中的市场力滥用行为; 并且零售商有意愿激励 DRA 参与日前市场竞争, 选择一个合适的补偿系数能使其自身收益最大化.

4.3 日前市场需求对电力市场均衡结果的影响

当补偿系数为 0.5 时, 表 2 给出了日前市场需求对电力市场均衡结果的影响. 可以看出, 当 DRA 参与日前市场投标后, 随着日前市场需求的增大, 发电商和 DRA 会通过改变投标策略抬高日前市场价格, 同时各个发电商和 DRA 的均衡出力均有所增加, 利润也随之增大. 由于 DRA 的均衡出力增加, 引起 DR 市场价格上升, DR 用户的总利润增大.

从表 2 还可看出, 当日前市场需求较小时, DRA 不参与日前市场竞争. 这是由于当日前市场需求较低时, 日前市场价格较低, 使得 DRA 获得的补偿较少, 不足以弥补其在日前市场的投标损失. 因此,

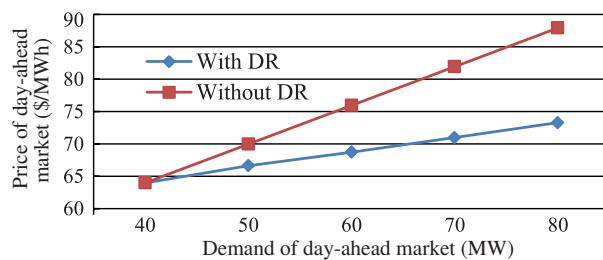


图 8 (网络版彩图) DR 资源和日前市场需求对日前市场价格的影响

Figure 8 (Color online) The impacts of DR resources and day-ahead market demand on the price of day-ahead market

表 3 零售价格对电力市场均衡结果的影响

Table 3 The impacts of the retail price on equilibrium results

Item	Retail price (\$/MWh)					
	70	90	110	130	150	
G1	Supply function ($MW^2h/\$$)	0.290	0.284	0.278	0.272	0.293
	Bid output (MW)	19.00	19.51	20.00	20.45	24.00
	Profit (\$/h)	721	799	880	964	1256
G2	Supply function ($MW^2h/\$$)	0.281	0.275	0.270	0.264	0.285
	Bid output (MW)	18.40	18.94	19.44	19.91	23.33
	Profit (\$/h)	686	762	840	923	1200
G3	Supply function ($MW^2h/\$$)	0.272	0.267	0.262	0.257	0.277
	Bid output (MW)	17.84	18.38	18.90	19.38	22.68
	Profit (\$/h)	654	727	804	884	1148
DRA	Supply function ($MW^2h/\$$)	0.073	0.046	0.023	0.003	0
	Bid output (MW)	4.76	3.17	1.67	0.26	0
	Profit (\$/h)	182	120	62	9.74	0
Price of day-ahead market (\$/MWh)		65.58	68.74	71.99	75.30	81.94
Price of DRX market (\$/MWh)		90.49	88.65	86.91	85.28	-
Total profit of DR customers (\$/h)		35	20	9	1	0
Net increase in retailers' revenue (\$/h)		301	183	87	12	0

只有当用电需求足够大时, DRA 才会参与日前市场竞价。此外, 从图 8 可以看出, DRA 参与日前市场竞争平缓了日前市场价格的波动, 并且大大降低了日前市场价格, 日前市场需求越大, 降低的效果越明显。

4.4 零售价格对电力市场均衡结果的影响

当日前市场需求为 60 MW, 补偿系数为 0.5 时, 表 3 给出了零售价格对电力市场均衡结果的影响。随着零售价格的上升, DRA 获得的补偿减少, 导致其降低投标策略参数, 其余发电商也会降低投标策略参数, 从而引起日前市场价格上升。发电商的均衡出力上升, 利润也上升。由于 DRA 均衡出力减少, 使得 DR 市场的交易总量减小, 导致 DR 市场价格下降, DR 用户的总利润也下降。由于日前市场价格上升以及 DR 市场价格下降带来的投标损失减小效应小于零售价格增加带来的补偿减少效应, 因此 DRA 的利润减小。

表 4 DR 用户数量对电力市场均衡结果的影响
Table 4 The impacts of the number of DR customers on equilibrium results

Item	Number of DR customers					
	5	10	20	40	80	800
G1	Supply function ($MW^2h/\$$)	0.293	0.279	0.284	0.287	0.288
	Bid output (MW)	24.00	19.91	19.51	19.28	19.14
	Profit (\$/h)	1256	864	799	762	742
G2	Supply function ($MW^2h/\$$)	0.285	0.271	0.275	0.278	0.279
	Bid output (MW)	23.33	19.35	18.94	18.69	18.55
	Profit (\$/h)	1200	826	762	726	707
G3	Supply function ($MW^2h/\$$)	0.277	0.263	0.267	0.270	0.271
	Bid output (MW)	22.68	18.80	18.38	18.13	17.99
	Profit (\$/h)	1148	789	727	692	674
DRA	Supply function ($MW^2h/\$$)	0	0.027	0.046	0.058	0.065
	Bid output (MW)	0	1.94	3.17	3.90	4.32
	Profit (\$/h)	0	73	120	148	164
Price of day-ahead market (\$/MWh)		81.94	71.38	68.74	67.25	66.44
Price of DRX market (\$/MWh)		—	95.37	88.65	84.82	82.73
Total profit of DR customers (\$/h)		0	25	20	10	7
Net increase in retailers' revenue (\$/h)		0	119	183	217	235
						252

从表 3 还可看出, 当零售价格较高时, DRA 获得的补偿较少, DRA 在日前市场的投标损失大于其从零售商处获得的补偿, 因此将不参与日前市场竞争.

4.5 DR 用户数量对电力市场均衡结果的影响

当日前市场需求为 60 MW, 补偿系数为 0.5 时, 表 4 给出了 DR 用户数量对电力市场均衡结果的影响. 随着 DR 用户数的增大, DR 市场价格和 DR 用户的总利润均下降. 这表明 DR 用户数的增大, 可减少 DR 用户在 DR 市场中的市场力, 使得 DR 用户以较低的价格削减负荷, 导致 DR 用户的总利润下降.

DR 用户数增加引起的 DR 市场价格下降, 使得 DRA 提高其在日前市场中的投标策略参数, 其余发电商也会提高投标策略参数, 从而导致日前市场价格下降. DRA 均衡出力增加, 利润也增大. 传统发电商均衡出力减少, 利润也减少. 这表明 DR 市场中参与竞争的用户数增加, 不仅可改善 DRA 的收益, 还更有助于缓解发电商在日前市场中的市场力, 降低日前市场价格.

从表 4 还可看出, 当 DR 用户数较少时, DRA 不参与日前市场竞争. 这是因为, 当 DR 用户数量较少时, DR 用户的市场力较大, 使得 DR 市场价格升高, DRA 的投标损失小于其获得的补偿.

5 结论

本文首先提出了一种利用 DR 资源的市场化运营模式, 其中, DRA 通过在 DR 市场采购 DR 资源参与日前市场竞争, DR 市场的价格由 DR 用户竞价决定. 若 DR 市场价格高于日前市场价格将导致 DRA 无法获利, 为提高 DRA 参与日前市场竞争的积极性, 建立一种补偿机制, 将引入 DR 资源后

零售商获取的额外利润的一部分作为补偿给予 DRA。为了研究该模式的合理性和有效性,建立 DRA 参与投标的日前市场与 DR 市场联合均衡模型。通过将该均衡模型的求解转化为一个凸优化问题的求解,在理论上证明了所提均衡模型解的存在性和唯一性,并考虑到实际应用中存在的信息不对称性,利用分布式算法进行求解。算例分析验证了理论模型和求解方法的合理性及有效性,并表明:(1)在该模式下,如果零售商合理选择补偿系数,DRA 会自愿参与日前市场竞价,零售商也将获得更多的利润。同时,还可以降低日前市场价格,缓解发电商在日前市场中的市场力滥用行为。日前市场需求越大,DRA 参与日前市场竞争对日前市场价格降低的效果越明显。(2)在该模式下,零售商有意愿对 DRA 进行补偿,补偿力度越大,日前市场价格降低的效果越明显,对零售商而言,选择一个适中的补偿系数可以使其收益最大化。(3)提高 DR 市场的竞争程度,不仅可改善 DRA 的收益,而且更有助于降低日前市场价格,缓解发电商在日前市场中的市场力滥用行为。

本文研究仍存在一定的局限性,今后进一步的研究方向包括:可以计及更符合实际的输电网络约束,并建立考虑社会福利最大化的双层均衡模型;可以考虑零售价格与日前批发市场联动,即零售价格会随着日前批发市场价格波动而波动。

参考文献

- 1 Zhang Q, Wang X F, Wang J X, et al. Survey of demand response research in deregulated electricity markets. *Autom Electron Power Syst*, 2008, 32: 97–106 [张钦, 王锡凡, 王建学, 等. 电力市场上需求响应研究综述. 电力系统自动化, 2008, 32: 97–106]
- 2 Paterakis N G, Erdinç O, Catalão J P S. An overview of demand response: key-elements and international experience. *Renew Sustain Energy Rev*, 2017, 69: 871–891
- 3 Wang H, Xu X Y, Yan Z. Multi-objective optimization of security constrained unit commitment model and solution considering flexible load. *Power Syst Technol*, 2017, 41: 1904–1911 [王晗, 徐潇源, 严正. 考虑柔性负荷的多目标安全约束机组组合优化模型及求解. 电网技术, 2017, 41: 1904–1911]
- 4 Deng R L, Yang Z Y, Chow M Y, et al. A survey on demand response in smart grids: mathematical models and approaches. *IEEE Trans Ind Inf*, 2015, 11: 570–582
- 5 Albadi M H, El-Saadany E F. A summary of demand response in electricity markets. *Electric Power Syst Res*, 2008, 78: 1989–1996
- 6 Zhao H T, Zhu Z Z, Yu E K. Study on demand response markets and programs in electricity markets. *Power Syst Technol*, 2010, 34: 146–153 [赵鸿图, 朱治中, 于尔铿. 电力市场上需求响应市场与需求响应项目研究. 电网技术, 2010, 34: 146–153]
- 7 Carreiro A M, Jorge H M, Antunes C H. Energy management systems aggregators: a literature survey. *Renew Sustain Energy Rev*, 2017, 73: 1160–1172
- 8 Gkatzikis L, Koutsopoulos I, Salondis T. The role of aggregators in smart grid demand response markets. *IEEE J Sel Areas Commun*, 2013, 31: 1247–1257
- 9 Liu X F, Gao B T, Luo J, et al. Non-cooperative game based hierarchical dispatch model of residential loads. *Autom Electron Power Syst*, 2017, 41: 54–60 [刘晓峰, 高丙团, 罗京, 等. 基于非合作博弈的居民负荷分层调度模型. 电力系统自动化, 2017, 41: 54–60]
- 10 Parvania M, Fotuhi-Firuzabad M, Shahidehpour M. ISO's optimal strategies for scheduling the hourly demand response in day-ahead markets. *IEEE Trans Power Syst*, 2014, 29: 2636–2645
- 11 Henriquez R, Wenzel G, Olivares D E, et al. Participation of demand response aggregators in electricity markets: optimal portfolio management. *IEEE Trans Smart Grid*, 2018, 9: 4861–4871
- 12 Guo H Y, Chen Q X, Xia Q, et al. Flexible ramping product in electricity markets: basic concept, equilibrium model and research prospect. *Proc CSEE*, 2017, 37: 3057–3066 [郭鸿业, 陈启鑫, 夏清, 等. 电力市场中的灵活调节服务: 基本概念、均衡模型与研究方向. 中国电机工程学报, 2017, 37: 3057–3066]
- 13 Lee W J, Quilumba F L, Shi J, et al. Demand response – an assessment of load participation in the ERCOT nodal market. In: *Proceedings of IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, 2012

- 14 Nguyen D T, Negnevitsky M, de Groot M. Pool-based demand response exchange-concept and modeling. *IEEE Trans Power Syst*, 2011, 26: 1677–1685
- 15 Wu H, Shahidehpour M, Alabdulwahab A, et al. Demand response exchange in the stochastic day-ahead scheduling with variable renewable generation. *IEEE Trans Sustain Energy*, 2015, 6: 516–525
- 16 Heydarian-Foroushani E, Moghaddam M P, Sheikh-El-Eslami M K, et al. Risk-constrained offering strategy of wind power producers considering intraday demand response exchange. *IEEE Trans Sustain Energy*, 2014, 5: 1036–1047
- 17 Parvania M, Fotuhi-Firuzabad M, Shahidehpour M. Optimal demand response aggregation in wholesale electricity markets. *IEEE Trans Smart Grid*, 2013, 4: 1957–1965
- 18 Schachter J A, Mancarella P. Demand response contracts as real options: a probabilistic evaluation framework under short-term and long-term uncertainties. *IEEE Trans Smart Grid*, 2016, 7: 868–878
- 19 Faria P, Spinola J, Vale Z. Aggregation and remuneration of electricity consumers and producers for the definition of demand-response programs. *IEEE Trans Ind Inf*, 2016, 12: 952–961
- 20 Asadinejad A, Tomsovic K. Optimal use of incentive and price based demand response to reduce costs and price volatility. *Electric Power Syst Res*, 2017, 144: 215–223
- 21 Yang Y, Zhang Y, Li F X, et al. Computing all nash equilibria of multiplayer games in electricity markets by solving polynomial equations. *IEEE Trans Power Syst*, 2012, 27: 81–91
- 22 Li G, Shi J, Qu X L. Modeling methods for GenCo bidding strategy optimization in the liberalized electricity spot market – a state-of-the-art review. *Energy*, 2011, 36: 4686–4700
- 23 Wang Y L, Zhao J H, Wen F S, et al. Market equilibrium of multi-energy system with power-to-gas functions. *Autom Electron Power Syst*, 2015, 39: 1–10 [王业磊, 赵俊华, 文福拴, 等. 具有电转气功能的多能源系统的市场均衡分析. 电力系统自动化, 2015, 39: 1–10]
- 24 Liu L G, Liu H X, Liu Z F, et al. Cooperation capacity optimization of wind power and thermal power based on Cournot model. *Sci Sin Technol*, 2016, 46: 467–474 [刘连光, 刘鸿熹, 刘自发, 等. 基于古诺模型的风火电合作容量优化. 中国科学: 技术科学, 2016, 46: 467–474]
- 25 Liu L G, Liu H X, Liu Z F, et al. Analysis of tripartite asymmetric evolutionary game among wind power enterprises, thermal power enterprises and power grid enterprises under new energy resources integrated. *Sci Sin Technol*, 2015, 45: 1297–1303 [刘连光, 刘鸿熹, 刘自发, 等. 新能源接入下风火网三方非对称进化博弈分析. 中国科学: 技术科学, 2015, 45: 1297–1303]
- 26 Feuerriegel S, Neumann D. Measuring the financial impact of demand response for electricity retailers. *Energy Policy*, 2014, 65: 359–368
- 27 Li N, Chen L J, Dahleh M A. Demand response using linear supply function bidding. *IEEE Trans Smart Grid*, 2015, 6: 1827–1838
- 28 Wang X, Li Y Z, Zhang S H. Oligopolistic equilibrium analysis for electricity markets: a nonlinear complementarity approach. *IEEE Trans Power Syst*, 2004, 19: 1348–1355
- 29 Wang Y M, Wang S X, Wu L. Distributed optimization approaches for emerging power systems operation: a review. *Electric Power Syst Res*, 2017, 144: 127–135
- 30 Hong Y G, Zhang Y Q. Distributed optimization: algorithm design and convergence analysis. *Control Theory Appl*, 2014, 31: 850–857 [洪奕光, 张艳琼. 分布式优化: 算法设计和收敛性分析. 控制理论与应用, 2014, 31: 850–857]
- 31 Kamyab F, Amini M, Sheykhhha S, et al. Demand response program in smart grid using supply function bidding mechanism. *IEEE Trans Smart Grid*, 2016, 7: 1277–1284
- 32 Cheng Y C. Dual gradient method for linearly constrained, strongly convex, separable mathematical programming problems. *J Optim Theory Appl*, 1987, 53: 237–246
- 33 Bertsekas D P, Tsitsiklis J N. Parallel and Distributed Computation: Numerical Methods. Englewood Cliffs: Prentice-Hall, 1989. 210–219
- 34 Bertsekas D P. Nonlinear Programming. Belmont: Athena Scientific, 1999. 192–209

附录 A

证明 对于传统发电商而言, 令 $B_{-i} = \sum_{i=1}^n B_i + B_{\text{DRA}} - B_i$, $i = 1, \dots, n$, 代入式 (2) 和 (5) 得到

$$p_1 = \frac{D}{B_i + B_{-i}}, \quad Q_i = \frac{DB_i}{B_i + B_{-i}}, \quad (\text{A1})$$

将式(A1)代入式(11),并对 B_i 求导,有

$$\frac{\partial\pi_i}{\partial B_i}=\frac{D^2}{(B_{-i}+B_i)^2}\left[\frac{B_{-i}-B_i}{B_{-i}+B_i}-\frac{B_{-i}}{D}C'_{1i}\left(\frac{DB_i}{B_{-i}+B_i}\right)\right]. \quad (\text{A2})$$

由于 $\frac{B_{-i}-B_i}{B_{-i}+B_i}\leqslant 1$,当 $\frac{B_{-i}}{D}C'_{1i}(0)>1$ 时, $\frac{\partial\pi_i}{\partial B_i}<0$, π_i 关于 B_i 单调递减,此时 $B_i^*=0$,即 $Q_i^*=0$,发电商*i*不参与日前市场投标.

当 $\frac{B_{-i}}{D}C'_{1i}(0)\leqslant 1$ 时,令 $\frac{\partial\pi_i}{\partial B_i}=0$,即

$$\frac{B_{-i}^*-B_i^*}{B_{-i}^*+B_i^*}-\frac{B_{-i}^*}{D}C'_{1i}\left(\frac{DB_i^*}{B_{-i}^*+B_i^*}\right)=0. \quad (\text{A3})$$

由于 $\frac{B_{-i}^*}{D}C'_{1i}\left(\frac{DB_i^*}{B_{-i}^*+B_i^*}\right)>0$,因此可得 $B_{-i}^*-B_i^*>0$,即

$$Q_i^*=\frac{DB_i^*}{B_i^*+B_{-i}^*}<\frac{D}{2}. \quad (\text{A4})$$

对于DRA而言,有

$$p_1=\frac{D}{\sum_{i=1}^n B_i+B_{\text{DRA}}}, \quad Q_{\text{DRA}}=\frac{DB_{\text{DRA}}}{\sum_{i=1}^n B_i+B_{\text{DRA}}}. \quad (\text{A5})$$

将式(A5)代入式(14),并对 B_{DRA} 求导,有

$$\frac{\partial\pi_{\text{DRA}}}{\partial B_{\text{DRA}}}=\frac{D^2}{(\sum_{i=1}^n B_i+B_{\text{DRA}})^2}\left[\frac{(1+\lambda)(\sum_{i=1}^n B_i-B_{\text{DRA}})}{\sum_{i=1}^n B_i+B_{\text{DRA}}}-\frac{(p_2+\lambda p_3)\sum_{i=1}^n B_i}{D}+\lambda\right]. \quad (\text{A6})$$

由于 $\frac{(1+\lambda)(\sum_{i=1}^n B_i-B_{\text{DRA}})}{\sum_{i=1}^n B_i+B_{\text{DRA}}}+\lambda\leqslant 1+2\lambda$,当 $\frac{\sum_{i=1}^n B_i}{D}(p_2+\lambda p_3)>1+2\lambda$ 时, π_{DRA} 关于 B_{DRA} 单调递减,此时 $B_{\text{DRA}}^*=0$,即 $Q_{\text{DRA}}^*=0$,DRA不参与日前市场投标.

当 $\frac{\sum_{i=1}^n B_i}{D}(p_2+\lambda p_3)\leqslant 1+2\lambda$ 时,令 $\frac{\partial\pi_{\text{DRA}}}{\partial B_{\text{DRA}}}=0$,即

$$\frac{(1+\lambda)(\sum_{i=1}^n B_i^*-B_{\text{DRA}}^*)}{\sum_{i=1}^n B_i^*+B_{\text{DRA}}^*}-\frac{(p_2+\lambda p_3)\sum_{i=1}^n B_i^*}{D}+\lambda=0. \quad (\text{A7})$$

由于 $(p_2+\lambda p_3)\sum_{i=1}^n B_i^*>0$,因此可得 $(1+2\lambda)\sum_{i=1}^n B_i^*-B_{\text{DRA}}^*>0$,即

$$Q_{\text{DRA}}^*=\frac{DB_{\text{DRA}}^*}{\sum_{i=1}^n B_i^*+B_{\text{DRA}}^*}<\frac{1+2\lambda}{2+2\lambda}D. \quad (\text{A8})$$

附录 B

证明首先,通过推导可以得出 $f''_{1,i}(Q_i)>0$, $f''_{1,\text{DRA}}(Q_{\text{DRA}})>0$,即优化问题(23)~(26)是一个严格的凸优化问题,并且存在唯一的最优解.该凸优化问题的最优性条件为

当 $1\leqslant i\leqslant n$,

$$\left[\left(1+\frac{Q_i^*}{D-2Q_i^*}\right)C'_{1i}(Q_i^*)-\omega_1\right](Q_i-Q_i^*)\geqslant 0; \quad (\text{B1})$$

当 $i=\text{DRA}$,

$$\left[\frac{(p_2+\lambda p_3)(D-Q_{\text{DRA}}^*)}{(1+2\lambda)D-(2+2\lambda)Q_{\text{DRA}}^*}-\omega_1\right](Q_{\text{DRA}}-Q_{\text{DRA}}^*)\geqslant 0. \quad (\text{B2})$$

原均衡问题的最优性条件:

当 $1\leqslant i\leqslant n$,

$$\nabla\pi_i(B_i^*)(B_i-B_i^*)=\left[\frac{D}{B_{-i}^*+B_i^*}-\frac{B_{-i}^*}{B_{-i}^*-B_i^*}C'_{1i}\left(\frac{DB_i^*}{B_i^*+B_{-i}^*}\right)\right](B_i-B_i^*)\leqslant 0; \quad (\text{B3})$$

当 $i=\text{DRA}$,

$$\nabla\pi_{\text{DRA}}(B_{\text{DRA}}^*)(B_{\text{DRA}}-B_{\text{DRA}}^*)=\left[\frac{D}{\sum_{i=1}^n B_i^*+B_{\text{DRA}}^*}-(p_2+\lambda p_3)\frac{\sum_{i=1}^n B_i^*}{(1+2\lambda)\sum_{i=1}^n B_i^*-B_{\text{DRA}}^*}\right](B_{\text{DRA}}-B_{\text{DRA}}^*)\leqslant 0, \quad (\text{B4})$$

即

$$\left[p_1^*-\frac{(p_2+\lambda p_3)(D-Q_{\text{DRA}}^*)}{(1+2\lambda)D-(2+2\lambda)Q_{\text{DRA}}^*}\right](Q_{\text{DRA}}-Q_{\text{DRA}}^*)\leqslant 0. \quad (\text{B5})$$

可以看出式(B1)和(B3)、式(B2)和(B5)分别等价,即原均衡问题的最优性条件与该凸优化问题的最优性条件等价,因此可将原问题转化为该凸优化问题进行求解,该凸优化问题的最优解即为原问题的均衡解。由于该凸优化问题的最优解存在且唯一,可得原均衡问题的均衡解存在且唯一。

Investigating the market-based operation mechanism of DR resources using the equilibrium model

Kai ZHANG, Xian WANG* & Shaohua ZHANG

School of Mechatronic Engineering and Automation, Shanghai University, Shanghai 200072, China

* Corresponding author. E-mail: xianwang@shu.edu.cn

Abstract The bidding of DR resources in the day-ahead market has become a trend with the reformation of the electricity market and the development of smart grids. Therefore, a market-based operation mechanism with DR resources must be investigated. First, a market mechanism in an auction-based framework for the participation of DR resources in the electricity market was designed. In this mechanism, a DR market was built to manage the flexibility of DR resources for a DRA, and the DRA was considered to bid in the day-ahead market. A compensation mechanism was established to encourage the DRA to participate in the day-ahead market. Second, a joint equilibrium model of the day-ahead and DR markets was proposed. Herein, the supply function bid form was applied by the DRA and generators in the day-ahead market. Third, in the DRX market, the supply function bid mode was also applied by DR customers, and the price in the DR market was determined on the basis of the bids of DR customers. Then, the existence and uniqueness of the Nash equilibrium were theoretically proven. Considering information asymmetry in practical application, a distributed algorithm was further proposed to determine equilibrium outcomes. Finally, numerical examples were presented to verify the reasonableness and effectiveness of the proposed model and algorithms.

Keywords day-ahead electricity market, demand response aggregator, demand response exchange, oligopolistic equilibrium model, distributed algorithm



Kai ZHANG was born in 1994. He received his B.S. degree in electrical engineering from the Shanghai University in 2016. He is currently pursuing his M.S. degree at the Shanghai University. His research interests include the application of distributed algorithms in the equilibrium analysis of the electricity market.



Xian WANG was born in 1970. She is an associate professor at the Shanghai University. She received her B.S. degree in mathematics and M.S. degree in control theory and application from the East China Normal University in 1992 and 1995, respectively. She received her Ph.D. degree from Shanghai University in 2006. Her research interests include game analysis for the electricity market.



Shaohua ZHANG was born in 1966. He is a professor at the Shanghai University. He received his B.S. degree from Xi'an Jiao Tong University in 1988, his M.S. degree from Shanghai University of Technology in 1991, and his Ph.D. degree from Shanghai University in 2001. All of his academic degrees are in electrical engineering. His research interests include game analysis and risk management for the electricity market.