

Coordination Optimization Method for Microgrid User's Demand Response in Local Electricity Markets

Yan Xiong, Jiekang Wu

School of Automation, Guangdong University of Technology, Guangzhou Guangdong
Email: xiongyan524@126.com, wujiekang@163.com

Received: Mar. 21st, 2018; accepted: Apr. 6th, 2018; published: Apr. 13th, 2018

Abstract

A coordination optimization model for demand response (DR) of microgrid under islanding operation mode and users with distribution generation of renewable energy is presented in this paper. The distribution generators with such renewable energy as wind energy and photovoltaic energy and with clean energy such as closed-cycle gas turbine (CCGT) and combined cooling, heating and power system (CCHP) is considered in the proposed microgrid. The locational marginal price (LMP) is taken as its rate structure and total social surplus maximization as its objective of the proposed model, and the constraints include the forecasting errors of renewable energy and load, user's DR capacity factor and bidding strategy. Case study is based on a PJM-5bus system microgrid. The analysis of calculation result considers the influence of user's DR capacity on renewable energy absorption and demand response level's inverse effect on load forecasting is illustrated in the case study example, and it is proved to provide reference for coordination of microgrid user's DR resources. The result shows that reasonable coordination of microgrid user's DR resources in local electricity market under user's demand satisfaction could increase load's demanding elasticity, promoting its absorption, increasing the utilization and penetration rate, and alleviating demand response inverse effect on load, producing considerable economic value.

Keywords

Local Electricity Market, Microgrid, Demand Response, Locational Marginal Price, The Rate of Renewable Energy Penetration

就地电力市场中微电网用户需求响应的协调优化方法

熊 焰, 吴杰康

广东工业大学自动化学院, 广东 广州
Email: xiongyan524@126.com, wujiekang@163.com

收稿日期: 2018年3月21日; 录用日期: 2018年4月6日; 发布日期: 2018年4月13日

摘要

本文构建了包含可再生能源分布式发电的微电网及用户在孤岛模式下参与就地电力市场需求响应的协调优化模型。模型的分布式发电包含了风能、光伏能等可再生能源发电设备以及燃气-蒸汽联合循环(CCGT)、冷热电联供系统(CCHP)等清洁能源发电机组。模型以总的社会剩余价值最大化作为优化目标,在就地电力市场中采用节点边际电价的费率结构;约束条件考虑了可再生能源发电和负荷的预测误差、用户需求响应容量系数和报价策略。通过对基于PJM-5母线系统的微电网进行仿真,计算结果分析了用户需求响应能力对可再生能源消纳的影响和需求响应水平对负荷预测的反效应,为微电网用户参与需求响应提供了参考。分析结果表明:微电网用户通过在就地电力市场中合理的协调需求响应,在满足用户负荷需求的前提下,增加了负荷的需求弹性,促进了可再生能源的消纳,提高了可再生能源的利用率和穿透率,产生可观的经济价值。

关键词

就地电力市场, 微电网, 需求响应, 节点边际电价, 可再生能源穿透率

Copyright © 2018 by authors and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

随着电力市场的自由开放程度逐渐增大,不同电力市场的结构也趋于相似或一致。在垄断电力市场中,由于缺乏自由竞争,供应方能够通过行使市场权力来获得高于边际成本的收益,需求侧响应对价格产生的影响甚微;而在完全自由竞争下的开放电力市场中这种权力将减弱或消失。可再生能源在电力系统中穿透率不断提高,其自身具有的随机性和波动性给电力系统的协调控制带来了挑战[1] [2]。供需互动是电力市场化改革、智能电网建设、可再生能源大规模并网等电力系统新形势下的发展趋势,也是构建完善、健全、高效电力市场的必要条件,对系统安全、可靠、绿色的运行产生积极的影响[3]。具有快速调节特性的需求响应(demand response, DR)作为一种极具潜力的调节手段,在电力市场中发挥了重要作用:需求响应能够提高电力系统的灵活性和稳定性,并提高整个系统的能源利用效率,成规模的需求响应容量可以实现很好的调峰性能以应对可再生能源并网带来的波动性,既能给供电企业和参与需求的用户带来直接效益,还能在更大范围内给更多的用户创造间接价值[4] [5]。微电网技术的发展对提高电力系统稳定性、降低用电成本和提高可再生能源的消纳有很大潜力;同时微电网具有的自发电、能量存储和双向功率传输等特性在电力市场中具有更大的价值潜力[6]。微电网在协调调度过程中用调节灵活、响应迅速、价格低廉的需求响应容量取代成本高、效率低的发电机组,能够节约大量的运行维护成本[7]。可再生能源的分布具有一定的地域特性,因地制宜的发展微电网,能够避免电能的远距离传输,降低输送损耗,减少线路拥堵;当微电网在孤岛模式下运行时,这种优势将更加明显。因此微电网用户在孤岛模式下参

与就地电力市场需求响应, 对发展可再生能源具有重要意义。

需求响应能够通过基于价格的响应方案增加短期系统容量, 避免或推迟为了满足峰值负荷而产生的峰值容量成本[8]。虽然需求响应技术能够提高用户需求的价格弹性, 但可再生能源渗透率的不断上升又将增加基于价格的需求响应行为的不确定性[9] [10]; 同时负荷参加需求响应还将会产生反效应, 如增加了负荷预测的不确定性[11]和实际负荷的波动性[12]; 适当增加机组组合的鲁棒性能够很好地平抑各种不确定性造成的影响[13]。

文献[14]构建了一种联营方式下的需求响应交换市场, 将需求响应进行单独交易, 增强了需求响应参与电力市场的灵活性。文献[15]对包含大量风电和水电的北欧电力市场进行分析, 将日前市场的电力交易转移到日内市场, 通过需求响应和快速启停的水电机组协调, 减轻了风力预测误差所带来的影响。文献[16]分析了需求曲线的不确定性对剩余价值的影响, 提出了广义社会价值的概念; 指出了当需求曲线存在不确定性时, 传统的剩余价值和广义剩余价值间的区别, 并证明了由发电成本和机会成本构成的广义剩余价值最小时能得到最大社会剩余价值, 进一步明确了电力市场剩余价值的具体范畴。以上研究虽然分析了需求响应在电力市场中的协调作用及不确定性, 但并未对参与需求响应容量的设置进行分析, 这将进一步增大用户参与需求响应的不确定性和响应成本。

文献[17] [18] [19]利用需求响应和储能系统的协作平抑了可再生能源功率波动对电网的影响, 但储能系统又增加了固定成本, 若通过需求响应的负荷转移代替部分储能, 将进一步提高经济性。文献[20]从需求响应资源的时间维度入手, 分析了不同用户类型对长期、中期、短期激励信号的灵敏度, 为不同类型、类型的用户制定需求响应方案提供了参考依据。文献[21]提出了微电网在“时前”电力市场环境下的随机匹配交易模型, 模型允许供需各方自由竞价随机匹配, 通过预测误差补偿来消除预测误差对市场运营的影响, 这又对发电机组及需求响应的调节特性、信息的采集与通信技术提出了较高要求, 增加了实现难度。文献[22]在分析了高渗透率的风电和需求响应对日前电力市场中节点边际电价(locational marginal price, LMP)影响的基础上, 提出了一种通过负荷转移来保持 LMP 非负的协调策略, 提高了风电的利用率并减轻了线路拥堵, 但并未对风电的边际成本进行分析, 仅通过 DR 协调来保持 LMP 非负, 风能的经济效益未能充分发挥。综合以上分析可知: 通过快速启停的分布式发电机组与需求响应相配合, 缩短电力市场报价截止时间(gate closing time), 能够减小可再生能源预测误差的影响并促进其在电网中的消纳。

本文在总结可再生能源和需求响应对电力市场影响的基础上, 提出了微电网孤岛模式下自由竞争的就地电力市场模型。模型中用户通过制定合理的响应容量、报价策略和负荷转移方案, 综合考虑可再生能源和负荷的预测误差, 实现了就地电力市场总的社会剩余价值最大化。通过对基于 PJM-5 母线系统的微电网进行仿真, 验证了模型的有效性。

2. 就地电力市场中的出清机制

在电力市场中, 电价是影响所有市场参与者行为的最重要信号, 而市场出清价格(market clearing price, MCP)则是最基本的定价理念[23]。欧洲电力市场多采用统一定价, 而北美地区则以 LMP 作为管理输电线路拥堵的价格机制, 在许多独立供电运营商(independent system operator, ISO)如 PJM, CAISO、ISO-NE、NYISO 和 MISO 中都得到了很好的应用[24]。当微电网在孤岛方式运行时, 微电网用户之间构成的就地电力市场可用理想的自由竞争电力市场模型来分析。

2.1. 可再生能源设备发电的边际成本

可再生能源设备发电的运行可变成本最低, 其可用容量在系统运行时将被优先调用。通常电力市场中将可再生能源发电设备的边际成本设为 0, 而当夜间负荷极低的情况下 LMP 将出现负值。负的 LMP

将使风电所有者削减或切除部分风电来保证自身的利益, 这将降低风能的利用率; 太阳能光伏发电设备的输出功率白天随光照强度的增强而提高, 此时系统负荷也较高, 夜间通常按零功率设计, 因此通常不会出现为了保证自身利益的主动弃光。法维翰(Navigant)咨询公司 2015 年 7 月对北美地区 17 家包括了独立系统运营商和可再生能源设备用户、厂商做了一项联合调查, 详细分析了风力发电机和太阳能光伏发电设备的可变成本: 风力发电机属于旋转发电设备, 可变成本主要由不同风速下的磨损消耗、覆冰条件下恢复运行、接收调度指令削减部分或全部负荷等产生的运行维护成本构成; 而太阳能光伏发电设备为静止发电设备, 维护周期固定而不受发电量的影响, 当削减负荷时通过减小逆变器输出电流实现, 能延长逆变器和冷却散热系统的工作寿命, 同时由于逆变器按夜间按零功率设计的, 可变成本几乎为 0。合理的设定边际成本能够提高可再生能源的穿透率, 避免运行过程中弃风。

2.2. 就地电力市场中的社会剩余价值

就地电力市场中的供需关系按照经济学理论如图 1 所示: 供给曲线随着出清价格的提高而增加供应量, 需求曲线则随着在出清价格的降低而增加需求量。在完全自由竞争的电力市场中, Q 点达到了一个供需平衡, 当供给每增加 1 个单位或 MW 电量的边际成本与需求每增加一个单位或 MW 报价相等且为 C^* 时, 以该点的价格出清能得到最大社会剩余价值。在供给曲线下方为发电成本, 高于发电成本按出清价格得到的部分为发电收益, 需求曲线下高出发电收益的部分为需求收益, 发电收益和需求收益两部分相加就社会剩余价值。

3. 需求响应的协调策略

需求响应是指当批发电力市场价格升高或系统可靠性受威胁时, 电力用户接收到供电方发出的诱导性减少负荷的直接补偿通知或者电力价格上升信号后, 改变其固有的用电习惯和模式, 达到减少或者推移某时段的用电负荷而对电力供应的响应, 保障电网稳定、抑制电价上升的短期行为[25]。

3.1. 需求响应容量系数的制定

在就地电力市场中, 用户可根据自身的用电重要程度和愿意接受的价格水平, 将预测负荷 d^0 按固定负荷 d^f 和响应负荷 d^r 两部分一起提交给系统调度运营方, 其中响应负荷 d^r 与预测负荷 d^0 的比值称为需求响应容量系数, 在本文中用 α 表示。这个系数反应了用户的需求响应能力和活跃程度, 也间接反应了需求价格弹性。当 α 越大时, 需求侧的报价曲线就越平, 受价格变化的影响越小, 价格弹性也就越好, 使得调

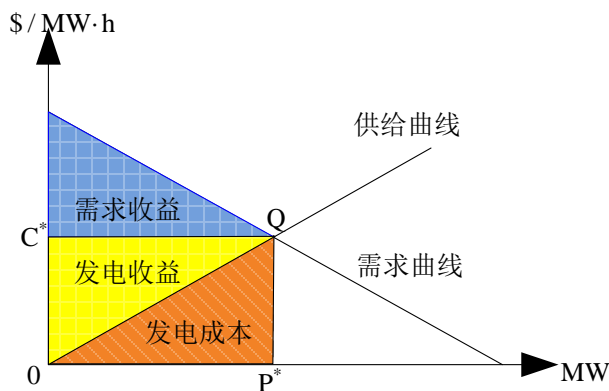


Figure 1. Relationship of supply and demand in total free competitively market

图 1. 完全自由竞争市场的供需关系图

度起来更加灵活;但是过高的 α 对负荷类型的要求就越高,如需要储能和自发电来增加需求响应容量,增加了响应成本;而过低的响应负荷比例又会导致需求响应效益的降低,失去参加需求响应的意义。关于需求响应系数 α 本文在不影响分析结果的基础上按式(1)确定。

$$\alpha^{\max} = \frac{d_t^{0,\max} - d_t^{0,\text{mean}}}{d_t^{0,\max}} \quad (1)$$

式中 α^{\max} 是用户在调度周期内的最大需求响应容量系数, $d_t^{0,\max}$ 、 $d_t^{0,\text{mean}}$ 分别为用户在调度周期内负荷预测的最大值和平均值。这样处理的原因是通常用户负荷出现最大值的时段系统的负荷也为最高,在不考虑输电线路的拥堵和价格波动的情况下,最佳响应方案就是响应后的负荷为一条直线,该直线纵坐标代表了负荷的平均水平或均值。

如图2所示:该调度周期内的负荷高峰出现在 t_0 时段,最大负荷和平均负荷的差值即为该时刻的最佳需求响应容量。当需求响应容量的设定高于该值时,必然在其它时段出现新的负荷高峰;而需求响应容量低于该值时,该时段的响应效果达不到最佳。因此本文的最大需求响应容量系数 α^{\max} 按负荷最大的 t_0 时段确定,其余时段的固定负荷均不会超过平均负荷。若线路拥堵引起价格波动较大时,该系数需要做相应增加。

3.2. 需求响应的负荷转移策略

需求响应的本质就是通过削减、转移负荷和通过自发电或储能设备减少对电网的电力消费[26]。需求响应转移系数作为一个重要指标能反映需求响应在削减、转移和自发电等方面的状态。文中用 γ 表示需求响应的转移系数, $\gamma_{\tau \rightarrow t}$ 表示负荷在 τ 时段转移到 t 时段的负荷占 τ 时段响应负荷 d_τ^r 的比值。需求响应转移矩阵 γ 为主对角线元素为零的方阵,即响应负荷不会返回到发生响应的时段。

$$\mathbf{d}^b = \boldsymbol{\gamma}^T * \mathbf{d}^r \quad (2)$$

$$d_t^b = \sum_{\tau=1}^T \gamma_{\tau \rightarrow t} d_\tau^r \quad (3)$$

d_t^b 是 t 时段的返回负荷, d_τ^r 是负荷在 τ 时段的响应负荷,式(3)表明了两个变量间的相互转换关系。

$$\gamma_\tau = \sum_{t=1}^T \gamma_{\tau \rightarrow t} \quad (4)$$

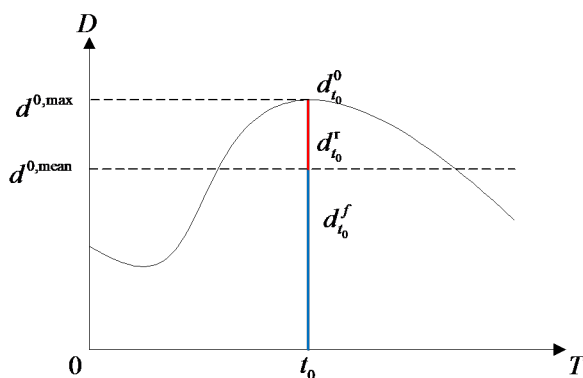


Figure 2. Relationship of maximum demand response capacity and average load level

图2. 最大需求响应容量与平均负荷水平的关系

式(4)中当 γ_r 的值等于 1 时, 需求响应模式为负荷转移模式, 转移的负荷完全返回; 当 γ_r 的值小于 1 时, 需求响应模式为负荷转移和削减模式, 转移的负荷不能完全返回, 会出现部分负荷削减; 而当 γ_r 的值大于 1 时, 需求响应模式必须包含自发电, 通过自发电来抵消返回过程中增加的负荷。

3.3. 需求响应的报价策略

电力市场中用户的报价曲线通常为分段折线, 报价最高的部分对应固定负荷, 即必须要满足的负荷; 随着报价曲线的下降, 负荷的重要程度也随之降低; 在报价曲线的最低部分, 通常为返回负荷或是可削减负荷。由于在微电网中, 单个负荷的容量较低, 可考虑按照递减的直线来进行报价, 处理起来比较方便。本中采用图 3 所示的报价策略, 图中的斜线段部分表示了系统中第 j 个负荷在 t 时段的需求响应报价策略。

$$\rho_{j,t} = -e_{j,t}d_{j,t} + f_{j,t} \quad (5)$$

其中:

$$d_{j,t} \in [d_{j,t}^0 - d_{j,t}^r, d_{j,t}^0 + d_{j,t}^b]$$

$$e_{j,t} = \frac{\rho_{j,t}^{\max} - \rho_{j,t}^{\min}}{d_{j,t}^r + d_{j,t}^b}$$

$$f_{j,t} = \frac{\rho_{j,t}^{\max}(d_{j,t}^0 + d_{j,t}^b) - \rho_{j,t}^{\min}(d_{j,t}^0 - d_{j,t}^r)}{d_{j,t}^r + d_{j,t}^b}$$

式(5)是用户需求响应的报价策略: $\rho_{j,t}$ 是第 j 个负荷在 t 时段的报价; 最小需求容量($d_{j,t}^0 - d_{j,t}^r$)为负荷 j 在 t 时段的固定负荷容量, 该容量不参与需求响应, 纵坐标为固定负荷容量能够接受的最高电价 $\rho_{j,t}^{\max}$ 。由于在就地电力市场中信息对所有用户都足够透明, 最高和最低报价可参考该负荷所在节点 t 时段预期 LMP 的最大值和最小值; 最大需求容量($d_{j,t}^0 + d_{j,t}^b$)是 t 时段用户的预测负荷容量与其它时段转移到该时段的负荷容量之和, 即当电价达到最低值 $\rho_{j,t}^{\min}$ 时全部满足的负荷容量。

4. 系统模型

4.1. 目标函数

本模型的优化目标为社会剩余价值最大, 式(6)为目标函数, 优化时取负的最小值。

$$\min \sum_{t=1}^{N_T} \left(\sum_{i=1}^{N_G} c_{i,t} p_{i,t} - \sum_{j=1}^{N_D} \rho_{j,t} d_{j,t} \right) \quad (6)$$

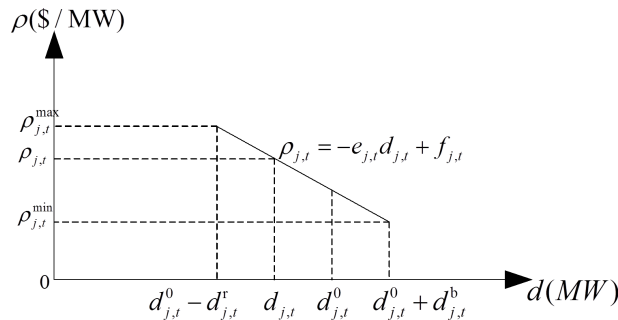


Figure 3. Demand response bidding strategy line

图 3. 需求响应报价策略折线图

式中 N_T 、 N_G 、 N_D 分别为调度周期、微电网中的发电设备数量和负荷数量； $c_{i,t}$ 、 $p_{i,t}$ 分别为第 i 个发电设备在 t 时段的发电成本、发电功率； $\rho_{j,t}$ 、 $d_{j,t}$ 分别为第 j 个负荷在 t 时段的用电成本、负荷功率。

4.2. 约束条件

4.2.1. 功率平衡约束

不考虑线路损耗的情况下在各时刻系统功率应当平衡，即发电设备的发电功率之和与负荷的用电功率之和相等。

$$\sum_{i=1}^{N_G} p_{i,t} - \sum_{j=1}^{N_D} d_{j,t} = 0 \quad (7)$$

4.2.2. 发电设备出力约束

$$p_{i,t}^{\min} \leq p_{i,t} \leq p_{i,t}^{\max} \quad (8)$$

式中 $p_{i,t}^{\min}$ 和 $p_{i,t}^{\max}$ 分别为第 i 个发电设备在 t 时段的最小功率和最大功率，并满足以下条件：

$$p_{i,t}^{\min} = I_{i,t} p_i^{\min} \quad (9)$$

式中 p_i^{\min} 、 p_i^{\max} 为第 i 个发电设备启动状态下的最小、最大输出功率； $I_{i,t}$ 为启停状态变量，1 表示启动，0 表示停机。

$$p_{i,t}^0 = (1 + \varepsilon_{G,i}) p_{i,t}^f \leq p_i^{\max} \quad i \in G(\text{Re}) \quad (10)$$

$$p_{i,t}^{\max} = \begin{cases} I_{i,t} p_i^{\max} & i \in G(\text{Th}) \\ I_{i,t} p_{i,t}^0 & i \in G(\text{Re}) \end{cases} \quad (11)$$

$G(\text{Th})$ 和 $G(\text{Re})$ 分别表示常规能源发电设备和可再生能源发电设备的集合； $p_{i,t}^f$ 、 $p_{i,t}^0$ 分别是第 i 个可再生能源发电设备在 t 时段的预测出力和考虑误差后的出力，误差 $\varepsilon_{G,i} \sim N(\mu_{G,i}, \sigma_{G,i}^2)$ 。当可再生能源按可用容量完全消纳时，按式(12)协调，此时可再生能源利用率为 100%。

$$p_{i,t} = p_{i,t}^0 \quad i \in G(\text{Re}) \quad (12)$$

若可再生能源发电设备参与调度运行，则可再生能源的利用率 η_a 和穿透率 η_p 按式(13)~(14)计算。

$$\eta_a = \frac{\sum_{i \in G(\text{Re})} \sum_{t=1}^{N_T} p_{i,t}}{\sum_{i \in G(\text{Re})} \sum_{t=1}^{N_T} p_{i,t}^0} \quad (13)$$

$$\eta_p = \frac{\sum_{i \in G(\text{Re})} \sum_{t=1}^{N_T} p_{i,t}}{\sum_{j=1}^{N_D} \sum_{t=1}^{N_T} d_{j,t}} \quad (14)$$

4.2.3. 输电线路约束

$$pf_{l,t} = \sum_{b=1}^{N_b} gsf_{lb} \left(\sum_{i \in U(b)} p_{i,t} - \sum_{j \in D(b)} d_{j,t} \right) \quad (15)$$

$pf_{l,t}$ 、 gsf_{lb} 分别为线路 l 在 t 时段传输的功率和母线 b 注入的功率对线路 l 的转移因子； $U(b)$ 、 $D(b)$ 分别为属于母线 b 的发电设备和负荷的集合。

$$pf_l^{\min} \leq pf_{l,t} \leq pf_l^{\max} \quad (16)$$

pf_l^{\max} 、 pf_l^{\min} 为线路 l 的最大、最小传输功率，根据线路参考方向取正、负值。本模型只考虑线路

阻抗, 发电转移因子矩阵可按(17)~(19)计算。

$$GSF = H * A * Z \quad (17)$$

$$H = \text{diag}(x_l^{-1}); l = 1, \dots, N_L \quad (18)$$

$$Z = \begin{bmatrix} (B')^{-1} & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (19)$$

GSF 是发电转移因子矩阵, x_l 是第 l 条线路的阻抗, B'_{N_b-1} 是消除了参考节点的缩减导纳矩阵(此处选取最后一个节点为参考节点), H 是线路阻抗倒数构成的对角矩阵, A 是线路相关矩阵[24]。

4.2.4. 需求响应约束

$$d_{j,t} = d_{j,t}^0 - d_{j,t}^r + d_{j,t}^b \quad (20)$$

$d_{j,t}^0$ 、 $d_{j,t}^r$ 、 $d_{j,t}^b$ 分别为第 j 个负荷在 t 时段的计算负荷、响应负荷和返回负荷。

$$d_{j,t}^0 = (1 + \varepsilon_{D,j}) d_{j,t}^f \quad (21)$$

$$d_{j,t}^r = \alpha_{j,t} d_{j,t}^0 \quad (22)$$

$d_{j,t}^f$ 为第 j 个负荷在 t 时段的预测负荷, 误差 $\varepsilon_{D,j} \sim N(\mu_{D,j}, \sigma_{D,j}^2)$; $\alpha_{j,t}$ 为第 j 个负荷在 t 时段需求响应容量系数。

$$d_{j,\tau \rightarrow t}^r = \gamma_{j,\tau \rightarrow t} d_{j,\tau}^r \quad (23)$$

$$d_{j,t}^b = \sum_{\tau=1}^{N_T} d_{j,\tau \rightarrow t}^r \quad (24)$$

$$\sum_{t=1}^{N_T} \gamma_{j,\tau \rightarrow t} = 1 \quad (25)$$

$\gamma_{j,\tau \rightarrow t}$ 、 $d_{j,\tau \rightarrow t}^r$ 分别为第 j 个负荷在 τ 时段向 t 时段的负荷转移率和转移容量。

4.2.5. 其他约束

由于微电网中分布式发电技术保证了可再生能源发电设备的响应速度不会超过本文模型调度周期内的时间间隔, 时间间隔为 1 小时; 又因为负荷需求响应的速度通常快于发电设备, 因此在本模型中不考虑启停、爬坡约束。

5. 算例及仿真

5.1. 模型说明

如图 4 所示, 模型采用 PJM-5 母线系统, 虚线左侧为电源侧, 右侧为负荷侧。母线 A 包含 1 个太阳能光伏电站和 1 个风力发电场; 母线 C 由冷热电联供系统 CCHP 供电; 母线 D 含 1 风力发电场; 母线 E 为燃气 - 蒸汽联合循环 CCGT 机组; 母线 B、C、D 负荷比例为 1:1:1, 均参与需求响应; 调度周期为 24 小时, 时间间隔为 1 小时。可再生能源和负荷的预测误差分别取 20% 和 5%; 为了分析线路阻塞的影响, 考虑线路 4 出现拥堵, 其最大传输容量设为 15MW;

各发电设备容量及边际成本如图 1 所示。表 1 为可再生能源发电设备出力及系统负荷预测值, 计算采用改进的邻域再搜索粒子群算法 NR-PSO [27]。

根据线路参数得到发电转移因子矩阵 GSF 。

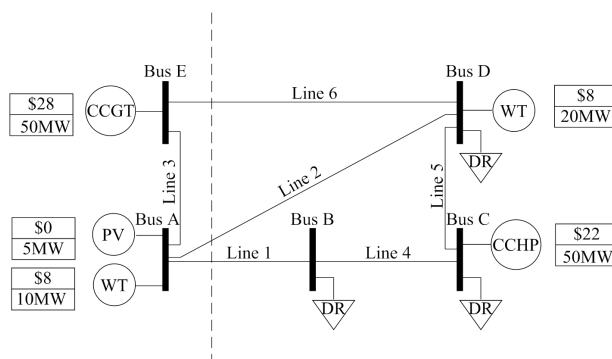


Figure 4. Microgrid model based on PJM-5bus System

图 4. PJM-5 母线系统微电网模型

Table 1. Forecasted values of renewable output and load

表 1. 可再生能源发电设备出力及负荷预测值

t	$p_{1,r}^t$ /MW	$p_{2,r}^t$ /MW	$p_{4,r}^t$ /MW	$d_{1,r}^t$ /MW	$d_{2,r}^t$ /MW	$d_{3,r}^t$ /MW
1	0.00	9.51	6.84	12.80	12.80	12.80
2	0.00	0.00	8.78	12.00	12.00	12.00
3	0.00	10.00	20.00	11.60	11.60	11.60
4	0.00	1.40	11.61	11.20	11.20	11.20
5	0.00	0.95	16.62	11.20	11.20	11.20
6	0.00	0.34	2.40	11.60	11.60	11.60
7	1.67	10.00	12.22	12.80	12.80	12.80
8	2.36	5.11	7.61	15.20	15.20	15.20
9	2.92	6.77	16.49	17.40	17.40	17.40
10	3.89	1.14	6.20	19.00	19.00	19.00
11	4.17	4.77	13.46	19.80	19.80	19.80
12	4.86	0.00	5.21	20.00	20.00	20.00
13	5.00	7.95	4.53	19.80	19.80	19.80
14	4.03	6.72	3.36	20.00	20.00	20.00
15	2.92	8.63	9.16	20.00	20.00	20.00
16	2.36	8.83	20.00	19.40	19.40	19.40
17	1.39	0.33	14.41	19.20	19.20	19.20
18	1.25	3.31	0.00	19.20	19.20	19.20
19	0.00	3.60	16.99	18.60	18.60	18.60
20	0.00	8.64	1.70	18.40	18.40	18.40
21	0.00	0.53	7.42	18.40	18.40	18.40
22	0.00	2.91	0.00	18.60	18.60	18.60
23	0.00	5.65	20.00	17.40	17.40	17.40
24	0.00	3.95	9.32	14.40	14.40	14.40

$$GSF = \begin{bmatrix} 0.1818 & -0.5455 & -0.2727 & 0 & 0.0909 \\ 0.5455 & 0.3636 & 0.1818 & 0 & 0.2727 \\ 0.2727 & 0.1818 & 0.0909 & 0 & -0.3636 \\ 0.1818 & 0.4545 & 0.2727 & 0 & 0.0909 \\ 0.1818 & 0.4545 & 0.7273 & 0 & 0.0909 \\ -0.2727 & -0.1818 & -0.0909 & 0 & -0.6364 \end{bmatrix}$$

5.2. 仿真分析

先按照潮流优化结果计算出该周期内各母线节点的 LMP。由于可再生能源的预测值和预测误差变化

大, 在计算日前 LMP 时先不考虑可再生能源, 这样处理虽然降低了需求弹性, 但不会对优化结果产生影响。

表 2 是日前电力市场中不考虑可再生能源接入时各母线节点的 LMP 值, d^* 为系统负荷的标么值。通过计算得到的各节点的 LMP 在 22\$/MW·h 到 35\$/MW·h 之间, 这将作为各负荷需求响应报价曲线的上、下限值。根据表 2 的 LMP 值可知, 当系统负荷达到 80% 时, 由于线路 4 出现拥堵和 CCHP 机组容量约束引起了 LMP 值的变化。

5.2.1. 需求响应对最大社会剩余价值的影响

表 3 是最大需求响应容量系数 α^{\max} 变化时最大社会剩余价值 sw^{\max} 的对应值。算例中 α^{\max} 按负荷预测值并由式(1)计算的结果为 0.17, 对应的 sw^{\max} 为 5216\$, 而无需求响应($\alpha^{\max}=0$)时的 sw^{\max} 为 4972\$, 采用需求响应增加了 4.91% 的剩余价值。由表 3 可知: 与无需求响应($\alpha^{\max}=0$)时的 sw^{\max} 相比, 随着 α^{\max} 的逐渐增加, sw^{\max} 的增速逐渐放缓; 当 α^{\max} 为 5%、10% 时对应的 sw^{\max} 的增加量分别为 115 \$ 和 103\$; 而当 α^{\max} 超过 17% 后增加量最大也不超过 48\$。可见需求响应能够明显提高 sw^{\max} , 但随着需求响应容量系数的不断提高, 这种效果将逐渐减弱。

5.2.2. 自发电能力对需求响应中标价格的影响

需求响应中的自发电能力对用户的用电成本影响较大。图 5 是仿真计算得到的母线 B、C、D 处负荷参加需求响应的中标价格。

母线 B 处的负荷 1 为纯负荷参与需求响应, 没有自发电能力, 中标价格在三个负荷中最高, 最高值 29.8\$/MW·h; 母线 C 处的负荷 2 有足够的自发电容量, 在微电网中的可再生能源发电容量被征用之后仍

Table 2. Bus's LMPs as system load increasing (\$/MW.h)

表 2. 系统负荷增长时各负荷母线的 LMP 值(/\$/MW.h)

d^*	LMP _B	LMP _C	LMP _D
0.1	22	22	22
0.2	22	22	22
0.3	22	22	22
0.4	22	22	22
0.5	22	22	22
0.6	22	22	22
0.7	22	22	22
0.8	34	22	26.5
0.9	34	22	26.5
1.0	34	22	26.5
1.1	34	22	26.5

Table 3. Values of maximum social welfare under difference maximum demand response capacity factor

表 3. 不同最大需求响应容量系数下的最大社会剩余价值

No.	1	2	3	4	5	6	7
$\alpha^{\max}/\%$	0	5	10	17	25	30	35
$sw^{\max}/\text{\$}$	4972	5086	5190	5216	5264	5291	5260

能够保持自身的边际成本不受系统拥堵影响, 参与需求响应是为了实现社会剩余价值最大, 中标价格为三个负荷中最低, 一直维持在 22\$/MW·h; 母线 D 处负荷 3 虽然有可再生能源发电并入, 但波动较大, 需要外购电量来补足缺口, 因此中标价格高于负荷 2, 但由于可再生能源发电的边际成本极低, 中标价格仍比负荷 1 要低, 最高为 26.9\$/MW·h。由图 5 知可再生能源的接入能够降低用电成本, 但持续稳定的自发电能力才是保证用电成本保持在较低价格水平的关键。

5.2.3. 需求响应对可再生能源的消纳

合理的需求响应方案能够有效的促进可再生能源的消纳。表 4 比较了需求响应前后可再生能源的利用率、穿透率, 可知当有需求响应与可再生能源配合时, 不会产生弃风、弃光, 可再生能源的利用率能达到 100%, 穿透率也达到 31%; 当没有需求响应时, 可再生能源的利用率降到 63%, 穿透率也降至 16%, 需求响应对提高可再生能源的利用率和穿透率效果明显。可再生能源利用率提高的主要原因是: 通过负荷转移, 需求响应在系统负荷高峰期缓解了线路 4 的拥堵状况, 为可再生能源并网发电提供了传输通道, 促进了可再生能源消纳。

5.2.4. 需求响应对负荷预测的反效应

各母线负荷均参与需求响应, 这将增大负荷的预测误差。图 6 是各节点负荷参与需求响应后与预测负荷在各时段产生的误差值。

负荷 2 所引起的负荷预测误差最大, 从-8.2%到 15.8%, 主要原因是母线 C 处有足够容量的自发电, 使得负荷 2 的电价不受系统负荷波动的影响, 参与需求响应的能力最强; 负荷 1 的母线 B 没有自发电能力, 需求弹性较差, 参与需求响应的能力最弱, 引起的负荷预测误差最小, 但也达到了最小-5.8%到最大 10.8%; 负荷 3 所在的母线 D 包含了可再生能源的自发电, 但受风能的波动影响, 需求响应能力介于负荷 1、2 之间, 引起的负荷预测误差也在两者之间, 误差范围为-6.4%到 9.3%。可见, 随着需求响应能力的增强将会增大负荷的预测误差, 在协调需求响应过程中, 虽然需求响应的灵活性能够削弱这种误差带来的影响, 但也应避免过大的反效应导致需求响应成本的增加。

Table 4. Effects of demand response on renewable absorption
表 4. 需求响应对可再生能源消纳的影响

	可再生能源穿透率/%	可再生能源利用率/%
有需求响应	31	100
无需求响应	16	63

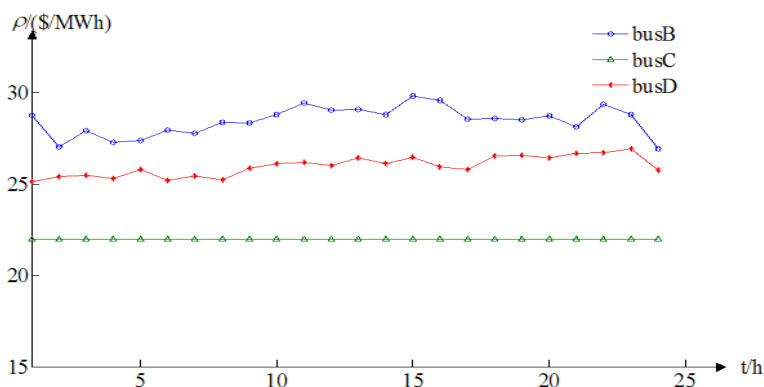


Figure 5. Demand response bidding results at load buses
图 5. 各母线参加需求响应的中标报价

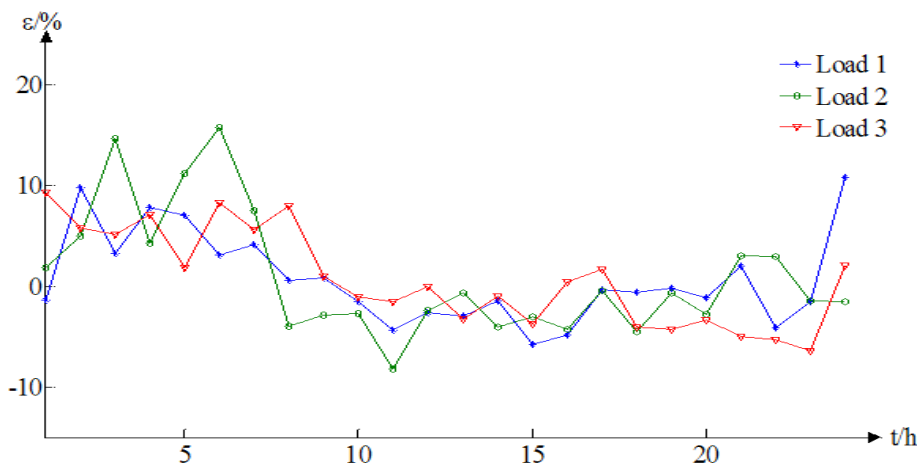


Figure 6. Demand response influence on load forecasting error

图 6. 需求响应对负荷预测值的误差影响

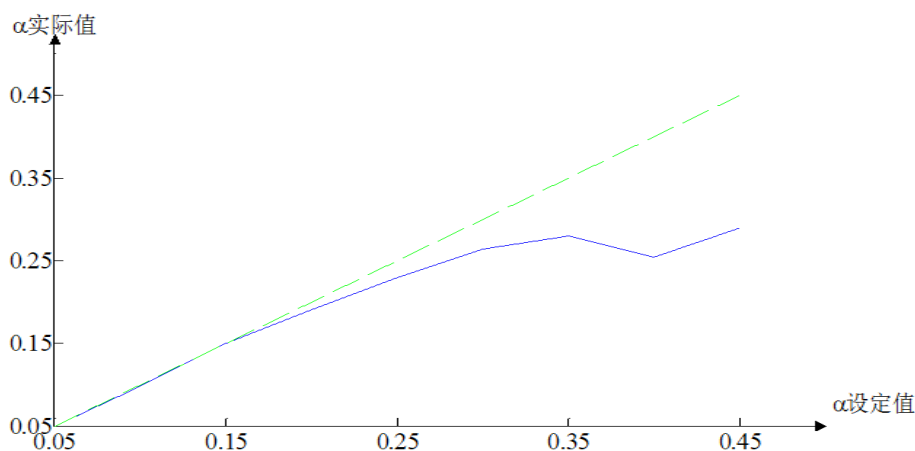


Figure 7. Relationship between setting value and actual value of maximum demand response capacity factor

图 7. 最大需求响应容量系数设定值与实际值关系

5.2.5. 最大需求响应容量系数 α^{\max} 的选取

在设置最大需求响应容量系数 α^{\max} 时, 应综合考虑可再生能源的功率穿透率、预测误差和负荷的预测误差。本模型可再生能源功率穿透率为和预测误差分别为 26%和 20%、负荷预测误差设为 5%; 综合考虑穿透率和各误差, 最大需求响应系数可设在 32.76%, 这与仿真结果接近。

图 7 表明了本模型最大需求响应容量系数 α^{\max} 与实际值的关系: 表中虚线斜率为 1, 表示协调过程中征用的需求响应容量达到最大值; 实线部分为。由图 7 可以看出, 随着 α^{\max} 的不断增大, 实际值也逐渐增加, 在 α^{\max} 为 35%时达到了最大 27%, 高于 35%时实际值的增速放缓; 由于多余的设定容量不会被征用, 造成了不必要的资源浪费并对用电方案的制定产生影响。

6. 结论

1) 就地电力市场减弱了供需各方的市场权利, 完全自由竞争的市场环境能激励用户更好的参与需求响应, 提高可再生能源的利用率和穿透率, 实现社会剩余价值的最大化。

2) 微电网用户参与需求响应的经济性受自发电能力影响大, 持续稳定的自发电能力和合理的需求响应方案是经济运行的必要保障。

3) 可再生能源的出力较高时会增大部分线路的拥堵程度, 积极的需求响应策略有利于控制输电线路的传输容量, 为可再生能源的吸纳提供路径, 提高可再生能源的利用效率。

4) 模型没有考虑可再生能源的环保价值。如在欧盟地区执行的欧洲碳排放交易体系(EU-ETS)下, 还能将节约的碳排放权进行交易, 产生额外的环保价值, 这也将在今后的研究工作中予以分析。

基金项目

国家自然科学基金项目(50767001)。

参考文献

- [1] Morales, J.M., Conejo, A.J. and Perez-Ruiz, J. (2011) Simulating the Impact of Wind Production on Locational Marginal Prices. *IEEE Transactions on Power System*, **26**, 820-828. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2010.2052374>
- [2] 曾鸣, 杨雍琦, 李源非, 等. 能源互联网背景下新能源电力系统运营模式及关键技术初探[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(3): 681-691.
- [3] 王锡凡, 肖云鹏, 王秀丽. 新形势下电力系统供需互动问题研究及分析[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(29): 5018-5028.
- [4] Khodaer, A., Shahidehpour, M. and Bahramirad, S. (2011) SCUC with Hourly Demand Response Considering Inter-Temporal Load Characteristics. *IEEE Transactions on Smart Grid*, **2**, 564-571. <https://doi.org/10.1109/TSG.2011.2157181>
- [5] Wu, L. (2013) Impact of Price-Based Demand Response on Market Clearing and Locational Marginal Prices. *IET Generation, Transmission & Distribution*, **7**, 1087-1095. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2012.0504>
- [6] Stadler, M., Cardoso, G., Mashayekh, S., et al. (2016) Value Streams in Microgrids: A Literature Review. *Applied Energy*, **162**, 980-989. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.081>
- [7] O'Connell, N., Pinson, P., Madsen, H., et al. (2014) Benefits and Challenges of Electrical Demand Response: A Critical Review. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, **39**, 686-699. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.098>
- [8] Albadi, M.H. and El-Saadany, E.F. (2008) A Summary of Demand Response in Electricity Markets. *Electric Power Systems Research*, **78**, 1989-1996. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2008.04.002>
- [9] Roozbehani, M., Dahleh, M.A. and Mitter, S.K. (2012) Volatility of Power Grids under Real-Time Pricing. *IEEE Transactions on Power System*, **27**, 1926-1940. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2195037>
- [10] Botterud, A., Zhou, Z., Wang, J.H., et al. (2012) Wind Power Trading under Uncertainty in LMP Markets. *IEEE Transactions on Power System*, **27**, 894-904. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2011.2170442>
- [11] Wang, J.K., Kennedy, S.W. and Kirtley Jr., J.L. (2014) Optimization of Forward Electricity Markets Considering Wind Generation and Demand Response. *IEEE Transactions on Smart Grid*, **5**, 1254-1261. <https://doi.org/10.1109/TSG.2014.2298035>
- [12] Le Boudec, J.-Y. and Tomozei, D.-C. (2011) Satisfiability of Elastic Demand in the Smart Grid. *ENERGY 2011: The First International Conference on Smart Grid, Green Communication and IT Energy-Aware Technologies*, Venice.
- [13] Zhao, C., Wang, J., Watson, J.P., et al. (2013) Multi-Stage Robust Unit Commitment Considering Wind and Demand Response Uncertainties. *IEEE Transactions on Power Systems*, **28**, 2708-2717. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2244231>
- [14] Wu, H.Y., Shahidehpour, M., Alabdulwahab, A., et al. (2015) Demand Response Exchange in the Stochastic Day-Ahead Scheduling with Variable Renewable Generation. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, **6**, 516-525.
- [15] Amelin, M. (2015) An Evaluation of Intraday Trading and Demand Response for a Predominantly Hydro-Wind System under Nordic Market Rules. *IEEE Transactions on Power System*, **30**, 3-12. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2324632>
- [16] Liu, G. and Tomsovic, K. (2015) Robust Unit Commitment Considering Uncertain Demand Response. *Electric Power Systems Research*, **119**, 126-137. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2014.09.006>
- [17] 鞠立伟, 于超, 谭忠富. 计及需求响应的风电储能两阶段调度优化模型及求解算法[J]. 电网技术, 2015, 39(5): 1287-1293.
- [18] 赵波, 薛美东, 陈荣柱, 等. 高可再生能源渗透率下考虑预测误差的微电网经济调度模型[J]. 电力系统自动化, 2014(7): 1-8.
- [19] Diaz, N.L., Luna, A.C., Vasquez, J.C., et al. (2017) Centralized Control Architecture for Coordination of Distributed

- Renewable Generation and Energy Storage in Islanded AC Microgrids. *IEEE Transactions on Power Systems*, **32**, 5202-5213. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2016.2606653>
- [20] 王蓓蓓, 杨雪纯, 杨胜春. 基于中长期时间维度的需求响应潜力及效果的系统动力学分析[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(24): 6368-6377.
- [21] 史开拓, 刘念, 张建华, 雷金勇. 多运营主体的微电网随机匹配交易机制[J]. 电网技术, 2016, 40(2): 587-594.
- [22] Zhao, Z. and Wu, L. (2014) Impacts of High Penetration Wind Generation and Demand Response on LMPs in Day-Ahead Market. *IEEE Transactions on Smart Grid*, **5**, 220-229. <https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2274159>
- [23] Shahidehpour, M., Yamin, H. and Li, Z. (2002) Market Operations in Electric Power Systems. Wiley, Hoboken, 60-65. <https://doi.org/10.1002/047122412X>
- [24] Li, F. and Bo, R. (2009) Congestion and Price Prediction under Load Variation. *IEEE Transactions on Power System*, **24**, 911-922. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2016599>
- [25] Shariatzadeh, F., Mandal, P. and Srivastava, A.K. (2015) Demand Response for Sustainable Energy Systems: A Review, Application and Implementation Strategy. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, **45**, 343-350. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.062>
- [26] Siano, P. (2014) Demand Response and Smart Grids—A Survey. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, **30**, 461-478. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.022>
- [27] 熊焰, 吴杰康, 王强, 等. 风光气储互补发电的冷热电联供优化协调模型及求解方法[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(14): 3616-3625.

知网检索的两种方式:

1. 打开知网页面 <http://kns.cnki.net/kns/brief/result.aspx?dbPrefix=WWJD>
下拉列表框选择: [ISSN], 输入期刊 ISSN: 2161-8763, 即可查询
2. 打开知网首页 <http://cnki.net/>
左侧“国际文献总库”进入, 输入文章标题, 即可查询

投稿请点击: <http://www.hanspub.org/Submission.aspx>

期刊邮箱: sg@hanspub.org