

基于鲁棒后悔度的含风电日前和日内市场两阶段出清优化

江岳文¹, 陈梅森², 温步瀛¹

(1. 福州大学电气工程与自动化学院, 福建省福州市 350116;

2. 国网福建省电力有限公司检修分公司, 福建省福州市 350005)

摘要: 由于风电的不确定性, 含有风电较多的系统将引入日内市场, 以减小实时市场的功率偏差, 提高系统运行的经济性和稳定性。文中利用区间模型表示风电出力的不确定性, 在日前市场中考虑日内市场风电偏差功率的不确定性, 建立日前市场和模拟日内市场联合优化模型; 在各个日内市场考虑对应实时市场风电偏差功率的不确定性, 建立各日内市场和模拟实时市场联合优化模型。在日前市场和日内市场中考虑购电决策者的后悔心理, 以鲁棒后悔度最小为目标, 实现分阶段不同时间尺度购电出清优化, 提高日前市场和日内市场购电方案的经济性和鲁棒性。最后, 基于一个具体算例对优化模型和结果进行详细的分析, 体现了两阶段优化出清方法的可行性和优越性。

关键词: 鲁棒后悔度; 日前市场优化; 日内市场优化; 实时市场; 风电

0 引言

电力交易在日前市场^[1]确定次日的交易计划, 通过实时市场来调节不平衡电量, 从而保证系统稳定运行^[2-4]。随着风电并网规模的增加, 风电的不确定性使得交易的不确定性增加, 实时市场的不平衡功率增大, 可能超出实时市场调节能力, 造成弃风或者失负荷现象的发生。由于风电功率预测精度随着时间尺度减少而增加^[5-6], 为了减少实时市场的调整负担, 保证日前交易计划的可执行性和系统的稳定运行, 需要在日前市场和实时市场之间引入日内市场^[7-9]。日前市场出清后, 利用风电功率最新的预测值, 在日内市场调节机组的出力水平^[10], 应对风电的预测偏差, 减少实时市场的不平衡电量, 促进风电接纳。文献[10]指出西班牙电力市场在一天中开展6次日内市场, 可再生能源发电商可以充分利用日内市场修正自身的竞标电量和电价; 文献[11]在日内多次调整发电机组的出力和启停状态; 文献[12]则重点探索了日内市场的价值, 利用日内市场不断修正日前市场的计划以应对风电的随机性。对于同时含日前市场、日内市场和实时市场的电力交易, 文献[13]将日前市场、日内市场和实时市场分别进行优化, 没有考虑市场之间的相互影响。大量的文

献^[8,9,14-16]从市场参与者的角度考虑投标者在日前市场、日内市场和实时市场上联合决策, 获取最大的效益; 从系统运行者的角度把日前、日内和实时3个市场联合优化运行的研究目前较少, 文献[12]在考虑日前市场、日内市场联合优化时兼顾了实时运行调节。虽然3个市场联合可以全局优化购电方案, 但日前市场和实时市场的时间间隔较长, 在日前市场中估计的实时市场交易环境可能会与实际的实时市场交易环境差异较大, 对日前市场的购电参考价值较小, 且模型过于复杂, 影响因素难以甄别。相对于日前市场, 日内市场距离实时市场的时间间隔较小, 对实时市场交易环境的预测更为准确, 如果把日内市场和实时市场联合考虑则对日内市场的出清意义更大。

因此, 本文在上述文献研究的基础上, 考虑完全竞争的联营模式和供需一定的市场环境, 以减少辅助服务、提高市场效率为目的, 提出在日前市场交易中优先考虑日内市场的影响, 建立日前市场和模拟日内市场联合优化模型; 在日内市场联合考虑实时市场的影响, 建立了日内市场和模拟实时市场联合优化模型, 通过实现日前市场和日内市场不同时间尺度的两阶段优化, 得到含风电的日前和日内市场最优购电方案。

1 风电不确定性的区间表示方法

目前针对风电不确定性的表示方法主要有概率场景法和区间数法。概率场景法需要生成多个典型

收稿日期: 2018-06-28; 修回日期: 2018-10-31。

上网日期: 2019-02-19。

国家自然科学基金青年基金资助项目(51707040); 福建省自然科学基金资助项目(2018J01482)。

场景才能表示各种风电可能的出力情况,增加了模型的求解难度;通过风电输出功率的上界和下界即区间数法表示风电输出功率的不确定性不仅可以利用鲁棒优化方法得到一个具体的调度方案^[17-18],还可以利用区间优化方法得到各机组调度出力的区间解^[19-20],为此文中用区间表示风电的不确定性。

在日前市场,通过风电功率短期预测得到的风电功率为:

$$P_{wD,j,t} = P_{wDm,j,t} + z_{wD,j,t} P_{wDo,j,t} \quad (1)$$

式中: $P_{wD,j,t}$ 为第 j 个风电场 t 时段日前市场预测得到的风电实际输出功率; $P_{wDm,j,t}$ 为第 j 个风电场 t 时段日前市场风电功率预测区间中点; $P_{wDo,j,t}$ 为第 j 个风电场 t 时段日前市场风电功率预测区间宽度的 $1/2$; $z_{wD,j,t}$ 为 $[-1,1]$ 之间的随机变量。

同理,在每个日内市场之前预测得到的风电输出功率为:

$$P_{w1,j,t}^f = P_{w1m,j,t}^f + z_{w1,j,t}^f P_{w1o,j,t}^f \quad (2)$$

式中: $P_{w1,j,t}^f$ 为第 j 个风电场 t 时段日内市场预测得到的风电输出功率; $P_{w1m,j,t}^f$ 为第 j 个风电场 t 时段日内市场风电功率预测区间中点; $P_{w1o,j,t}^f$ 为第 j 个风电场 t 时段日内市场风电功率预测区间宽度的 $1/2$; $z_{w1,j,t}^f$ 为 $[-1,1]$ 之间的随机变量。

站在日前市场的时间尺度上,各日内市场的风电功率预测必将与日前市场一样。但一般在某一个日内市场之前预测该日内市场的风电功率 $P_{w1,j,t}$ 的预测精度会大于在日前市场的风电预测功率 $P_{wD,j,t}$ 的精度。假设日前市场的时间尺度上模拟的各日内市场可能的风电输出功率为:

$$P_{w1,j,t} = P_{w1m,j,t} + z_{w1,j,t} P_{w1o,j,t} \quad (3)$$

式中: $P_{w1,j,t}$ 为第 j 个风电场 t 时段模拟日内市场可能的风电输出功率; $P_{w1m,j,t}$ 为第 j 个风电场 t 时段模拟日内市场可能的风电功率预测区间中点; $P_{w1o,j,t}$ 为第 j 个风电场 t 时段模拟日内市场可能的风电功率预测区间宽度的 $1/2$; $z_{w1,j,t}$ 为 $[-1,1]$ 之间的随机变量。

根据上述分析,日前市场风电功率预测区间宽度会大于模拟日内市场可能风电功率预测区间宽度,即

$$P_{wDo,j,t} > P_{w1o,j,t} \quad (4)$$

$$P_{wDm,j,t} - P_{wDo,j,t} + P_{w1o,j,t} \leq P_{w1m,j,t} \leq$$

$$P_{wDm,j,t} + P_{wDo,j,t} - P_{w1o,j,t} \quad (5)$$

从式(5)可知, $P_{w1m,j,t}$ 在区间 $[P_{wDm,j,t} - P_{wDo,j,t} + P_{w1o,j,t}, P_{wDm,j,t} + P_{wDo,j,t} - P_{w1o,j,t}]$ 范围内,即日前市场和模拟日内市场可能的风电功率预测区间的关系可以表示为:

$$P_{w1m,j,t} = P_{wDm,j,t} + z_{DI,j,t} (P_{wDo,j,t} - P_{w1o,j,t}) \quad (6)$$

式中: $z_{DI,j,t}$ 为 $[-1,1]$ 之间的随机变量。

2 日前市场和模拟日内市场联合优化模型

2.1 目标函数

虽然风电和负荷的预测误差均会在日内市场产生偏差功率,但是相对于风电功率预测误差,负荷预测误差较小。本文为了凸显风电不确定性对日前、日内及实时市场的影响,暂时忽略负荷预测误差的影响。

结合风电功率不确定性的影响,联合考虑日前能量市场和模拟日内能量市场的费用来优化日前市场的购电方案,总费用可以表示为:

$$F_{T1}(P_{d,i,t}, I_{d,i,t}, P_{m,i,t}, I_{m,i,t}, z_{DI,j,t}) = F_{ahead} + F_{intra} + S_{up} \quad (7)$$

式中: F_{ahead} 为日前能量市场费用; F_{intra} 为模拟日内能量市场费用; S_{up} 为机组的启停费用。

1) 日前市场能量费用。目前国内采用固定电价、优先上网的方式来接纳风电,因此风电的电价不会影响风电上网电量,可以认为日前市场的风电购电价格为 0,因而日前市场的购电费用只包含了常规机组的购电费用。由于风电在日前市场的预测功率是一个区间,需要确定一个最优的风电购电出力 $P_{w,j,t}^o$ 。当前市场采用市场清算电价(MCP)出清方式,并考虑风电上网能量费用的影响,日前能量市场费用可以表示为:

$$F_{ahead} = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{i=1}^{N_g} \rho_{d,t} P_{d,i,t} I_{d,i,t} + \rho_w \sum_{j=1}^{N_w} P_{w,j,t}^o \right) \quad (8)$$

式中: $\rho_{d,t}$ 为日前市场 t 时段的出清价格; ρ_w 为日前能量市场风电购电价格,在风电优先上网模式下,可以认为 $\rho_w = 0$; $P_{d,i,t}$ 为日前市场第 i 台机组 t 时段的购电出力; $I_{d,i,t}$ 为日前市场第 i 台机组 t 时段的启停状态, $I_{d,i,t} = 0$ 表示第 i 台机组在 t 时段为停机状态, $I_{d,i,t} = 1$ 表示第 i 台机组在 t 时段为开机状态; N_g 为常规机组数量; N_w 为风电场个数; T 为日前市场时段数,一般以 1 h 为一个时段,此时 $T = 24$ 。

2) 模拟日内市场能量费用。模拟日内市场是在日前市场基础上调整发电机组的出力和启停状态。假设:各发电机组在日内市场只申报上调出力价格、下调出力价格以及相应的功率调整区间;日内市场也采用 MCP 出清方式。由于各发电机组申报的上调出力和下调出力的价格不同,相应的出清价也不同,其中第 m 个模拟日内市场在 t 时段需要上调 N_{gu} 台发电机组的出力,上调出力的购电费用可以表示为:

$$F_{\text{up},m,t} = \sum_{i=1}^{N_{\text{gu}}} \rho_{\text{u},m,t} P_{m,i,t} I_{m,i,t} \quad (9)$$

式中: $\rho_{\text{u},m,t}$ 为第 m 个模拟日内市场 t 时段的购电出清价格; $P_{m,i,t}$ 为第 i 台机组在第 m 个模拟日内市场 t 时段的中标电量; $I_{m,i,t}$ 为第 i 台机组在第 m 个模拟日内市场 t 时段的启停状态, 当日前市场的机组启停计划不合理时, 可以在日内市场重新调整机组的启停状态, 因此 $I_{d,i,t}$ 和 $I_{m,i,t}$ 可能会有所不同。

同理, 当第 m 个模拟日内市场 t 时段需要下调 N_{gd} 台发电机组出力时, 下调出力的售电费用可以表示为:

$$F_{\text{down},m,t} = \sum_{i=1}^{N_{\text{gd}}} \rho_{\text{d},m,t} P_{m,i,t} I_{m,i,t} \quad (10)$$

式中: $\rho_{\text{d},m,t}$ 为第 m 个模拟日内市场 t 时段的售电出清价格。

在同一个时段, 电力交易中心可以在上调某些发电机组出力的同时下调另一些机组的出力, 因此第 m 个模拟日内市场 t 时段的费用既包含了上调机组出力的购电费用也包含了下调机组出力的售电费用, 即

$$F_{\text{intra},m,t} = \sum_{i=1}^{N_{\text{gu}}} \rho_{\text{d},m,t} P_{m,i,t} I_{m,i,t} + \sum_{j=1}^{N_{\text{gd}}} \rho_{\text{u},m,t} P_{m,j,t} I_{m,j,t} \quad (11)$$

考虑各个模拟日内市场的费用, 模拟的日内市场总费用可以表示为:

$$F_{\text{intra}} = \sum_{m=1}^{N_M} \sum_{t=1}^{T_m} F_{\text{intra},m,t} \quad (12)$$

式中: T_m 为第 m 个模拟日内市场的时段数; N_M 为模拟日内市场的个数。

3) 机组启停费用。当发电机组启动时, 需要付出额外的启动费用, 在电力市场环境下, 各发电机组可以申报自身的启动成本, 启动费用可以表示为:

$$S_{\text{up}} = \sum_{i=1}^{N_g} \sum_{t=1}^{T_m} S_i I_{m,i,t} (1 - I_{m,i,t-1}) \quad (13)$$

式中: S_i 为第 i 台机组的启动报价。

2.2 约束条件

1) 功率平衡约束

日前市场各时段的常规机组出力和风电购电出力需要满足功率平衡约束:

$$\sum_{i=1}^{N_g} P_{d,i,t} I_{d,i,t} + \sum_{j=1}^{N_w} P_{w,j,t}^o = P_{L,t} \quad (14)$$

式中: $P_{L,t}$ 为 t 时段的负荷预测值。

在日前市场出清后, 还可以通过实时市场平衡日内市场的不平衡电量, 且日内市场距离实际运行时间较短, 预测精度较高, 因此在日前市场和模拟日

内市场联合出清时, 暂不考虑模拟日内市场风电功率预测误差的影响, 直接根据模拟日内市场风电功率预测区间中点购电。因此, 功率平衡约束可以表示为:

$$\sum_{i=1}^{N_g} (P_{d,i,t} I_{d,i,t} + P_{m,i,t} I_{m,i,t}) + \sum_{j=1}^{N_w} P_{wlm,j,t} = P_{L,t} \quad (15)$$

2) 机组约束

机组约束包括日前市场和模拟日内市场机组出力约束、机组爬坡速率约束和启停约束。

3) 备用容量约束

由于日前市场风电功率预测误差较大, 如果在日前市场为风电购买备用, 则需要准备较多的备用容量, 导致经济性较差。相对于日前市场, 日内市场的风电功率预测误差较小, 需要的备用容量也较少, 如果日内市场的最大上备用容量或者最大下备用容量不足, 还可以通过调整机组启停状态增加系统的备用容量, 因此文中只在模拟日内市场考虑备用容量约束。具体公式如下。

$$\sum_{j=1}^{N_w} (P_{wlm,j,t} + P_{wlo,j,t}) \leq \sum_{i=1}^{N_g} \min(P_{i,\max} I_{m,i,t}, P_{d,i,t} + P_{m,i,t} + R_{i,\text{up}} \Delta t) \quad (16)$$

$$\sum_{j=1}^{N_w} (P_{wlm,j,t} - P_{wlo,j,t}) \geq \sum_{i=1}^{N_g} \min(P_{i,\min} I_{m,i,t}, P_{d,i,t} + P_{m,i,t} - R_{i,\text{down}} \Delta t) \quad (17)$$

式中: $P_{i,\max}$ 为第 i 台机组的最大出力; $P_{i,\min}$ 为第 i 台机组的最小出力; $R_{i,\text{up}}$ 为第 i 台机组向上爬坡速率; $R_{i,\text{down}}$ 为第 i 台机组向下爬坡速率; Δt 为时间间隔。

4) 线路潮流约束

在日前市场及模拟日内市场, 线路的传输功率应该不超过线路最大传输功率。

5) 风电购电出力约束

风电购电出力应该在风电功率预测区间范围内, 即

$$P_{\text{wDm},j,t} - P_{\text{wDo},j,t} \leq P_{w,j,t}^o \leq P_{\text{wDm},j,t} + P_{\text{wDo},j,t} \quad (18)$$

2.3 基于鲁棒后悔度的日前市场和模拟日内市场联合购电优化模型

日前市场出清时, 模拟日内市场的风电功率预测区间未知, 当购电决策者在日前市场确定一个购

电方案后,会在电网实际运行过程中知道风电的实际输出功率,如果决策者在知道风电实际输出功率后发现有更优的购电方案,将会产生后悔心理。研究表明,决策者产生的后悔心理会影响决策者的行为^[20-24]。因此,论文利用后悔度理论得到最优的日前市场购电方案,日前市场每个购电方案的后悔度可以表示为:

$$D_{d, \text{regret}}(P_{d,i,t}, I_{d,i,t}, P_{m,i,t}, I_{m,i,t}, z_{\text{DI},j,t}) = F_{\text{T1}}(P_{d,i,t}, I_{d,i,t}, P_{m,i,t}, I_{m,i,t}, z_{\text{DI},j,t}) - F_{\text{T1}}(P_{d,i,t}^*, I_{d,i,t}^*, P_{m,i,t}^*, I_{m,i,t}^*, z_{\text{DI},j,t}) \quad (19)$$

式中: $F_{\text{T1}}(P_{d,i,t}, I_{d,i,t}, P_{m,i,t}, I_{m,i,t}, z_{\text{DI},j,t})$ 表示决策变量为 $(P_{d,i,t}, I_{d,i,t}, P_{m,i,t}, I_{m,i,t})$ 、不确定量为 $z_{\text{DI},j,t}$ 时的日前和模拟日内市场总费用; $(P_{d,i,t}^*, I_{d,i,t}^*, P_{m,i,t}^*, I_{m,i,t}^*)$ 表示不确定量为 $z_{\text{DI},j,t}$ 时的最优购电方案; $F_{\text{T1}}(P_{d,i,t}^*, I_{d,i,t}^*, P_{m,i,t}^*, I_{m,i,t}^*, z_{\text{DI},j,t})$ 表示相应的最优购电总费用; $D_{d, \text{regret}}(P_{d,i,t}, I_{d,i,t}, P_{m,i,t}, I_{m,i,t}, z_{\text{DI},j,t})$ 表示决策方案为 $(P_{d,i,t}, I_{d,i,t}, P_{m,i,t}, I_{m,i,t})$ 、不确定量为 $z_{\text{DI},j,t}$ 时的后悔度。

以鲁棒后悔度最小为目标,得到最优的日前市场和模拟日内市场联合购电方案,目标函数可以具体表示为:

$$\min_{P_{d,i,t}, I_{d,i,t}, P_{m,i,t}, I_{m,i,t}} \max_{z_{\text{DI},j,t}} D_{d, \text{regret}}(P_{d,i,t}, I_{d,i,t}, P_{m,i,t}, I_{m,i,t}, z_{\text{DI},j,t}) \quad (20)$$

3 日内市场和模拟实时市场联合优化模型

3.1 目标函数

利用上述的日前市场和模拟日内市场联合优化模型,可以得到适应性最好的日前市场购电方案以及相应的模拟日内市场参考出清方案。在日内市场实际出清时,可以得到最新的日内市场风电功率预测区间,需要根据最新的风电功率预测信息再次优化得到日内市场出清方案。由于风电的不确定性,与日前市场的风电功率预测区间相比,日内市场的风电功率预测精度虽然有所增加,但是依然存在误差,当风电实际输出功率与日前市场和日内市场的总购电出力不同时,需要通过实时市场来平衡。此时对于第 m 个日内市场,其目标函数可以表示为:

$$F_{\text{T2},m}(P_{m,i,t}', I_{m,i,t}', z_{\text{w1},j,t}) = \sum_{t=1}^{T_m} (F_{\text{intra},m,t}' + F_{\text{real},t}) + S_{\text{up},2} \quad (21)$$

式中: $P_{m,i,t}'$ 为实际日内市场 t 时段的最优调整出力; $I_{m,i,t}'$ 为实际日内市场 t 时段调整后的机组启停状态; $F_{\text{real},t}$ 为与日内市场时间区间对应的模拟实时市场能量费用; $S_{\text{up},2}$ 为机组启停费用,具体公式见式(13); $F_{\text{intra},m,t}'$ 为 t 时段实际日内市场费用,由于

在日前市场和模拟日内市场联合优化中并没有考虑日内市场风电功率的不确定性,在模拟日内市场中未考虑风电功率的调整费用。

日内市场和模拟实时市场联合优化中,实际日内市场的风电功率预测结果也是一个区间,需要根据日前市场风电购电出力 $P_{w,j,t}^o$ 以及实际日内市场的风电功率预测区间,确定一个最优的日内市场风电调整出力 $P_{w,j,t}^1$,因此同式(11)相比,日内市场和模拟实时市场联合优化的日内市场费用需要增加风电功率调整费用,具体表示为:

$$F_{\text{intra},m,t}' = \sum_{i=1}^{N_{\text{gu}}} \rho_{d,m,t} P_{m,i,t}' I_{m,i,t}' + \sum_{j=1}^{N_{\text{gd}}} \rho_{u,m,t} P_{m,j,t}' I_{m,j,t}' + \rho_{\text{w1}} \sum_{j=1}^{N_w} P_{w,j,t}^1 \quad (22)$$

式中: ρ_{w1} 为日内市场风电功率调整价格,在风电优先上网模式下,可认为 $\rho_{\text{w1}}=0$ 。

当风电实际出力与预测出力不同时,将会产生偏差功率,需要利用实时市场来平衡这个偏差。偏差功率的大小为:

$$P_{\text{de},t} = P_{\text{L},t} - \sum_{i=1}^{N_g} (P_{d,i,t} I_{d,i,t} + P_{m,i,t}' I_{m,i,t}') - \sum_{j=1}^{N_w} (P_{w,j,t}^o + P_{w,j,t}^1) \quad (23)$$

当偏差功率小于0时,此时实际风电出力较大,系统发电功率过剩,需要在实时市场出售多余的电能, t 时段模拟实时市场的能量费用可以表示为:

$$F_{\text{real},t} = \rho_{\text{rd},t} P_{\text{de},t} \quad P_{\text{de},t} < 0 \quad (24)$$

式中: $\rho_{\text{rd},t}$ 为实时市场偏差功率小于0时的出售电能的价格。

当偏差功率大于0时,此时实际风电出力较小,系统发电功率不足,需要在实时市场购买电能, t 时段模拟实时市场的能量费用可以表示为:

$$F_{\text{real},t} = \rho_{\text{ru},t} P_{\text{de},t} \quad P_{\text{de},t} \geq 0 \quad (25)$$

式中: $\rho_{\text{ru},t}$ 为实时市场偏差功率大于0时的购买电能的价格。

综上所述, t 时段模拟实时市场的能量费用可以表示为:

$$F_{\text{real},t} = \begin{cases} \rho_{\text{ru},t} P_{\text{de},t} & P_{\text{de},t} \geq 0 \\ \rho_{\text{rd},t} P_{\text{de},t} & P_{\text{de},t} < 0 \end{cases} \quad (26)$$

3.2 约束条件

1) 功率平衡约束

由于在日内市场和模拟实时市场联合优化中考虑了实时市场风电输出功率的不确定性,因此日内市场的功率平衡约束与式(15)有所差别,具体表示为:

$$\sum_{i=1}^{N_g} (P_{d,i,t} I_{d,i,t} + P_{m,i,t} 'I_{m,i,t} ') + \sum_{j=1}^{N_w} (P_{w,j,t}^o + P_{w,j,t}^l) = P_{L,t} \quad (27)$$

2) 风电购电出力约束

调整后的风电出力应该在日内市场风电功率预测区间范围内,即

$$P_{wlm,j,t}^f - P_{wlo,j,t}^f \leq P_{w,j,t}^o + P_{w,j,t}^l \leq P_{wlm,j,t}^f + P_{wlo,j,t}^f \quad (28)$$

另外,还包括日内市场的机组出力约束、爬坡速率约束、备用容量约束、线路潮流约束。

3.3 基于鲁棒后悔度的日内市场和模拟实时市场联合购电优化模型

在日内市场,风电实际输出功率也是未知的,根据 2.3 节描述可知,以鲁棒后悔度为目标可以得到适应性最好的日内市场购电方案,因此目标函数可以转换为:

$$\min_{P_{m,i,t}', I_{m,i,t}', z_{wl,j,t}^f} \max_{z_{wl,j,t}^f} D_{m, \text{regret}}(P_{m,i,t}', I_{m,i,t}', z_{wl,j,t}^f) \quad (29)$$

式中: $D_{m, \text{regret}}$ 表示在第 m 个日内市场决策变量为 $(P_{m,i,t}', I_{m,i,t}')$ 、不确定量为 $z_{wl,j,t}^f$ 时的后悔度。

4 算例分析

4.1 算例数据

为了验证论文提出模型的可行性,以 IEEE 30 节点网络为例进行分析。风电场于节点 26 接入系统,装机容量为 100 MW;日前市场和日内市场各时段风电功率实际区间预测值如附录 A 图 A1 所示;各时段负荷预测值见附录 A 图 A2;各时段实时市场购、售电价格预测值见附录 A 图 A3;日前市场各发电机相关参数见附录 A 表 A1;日前能量市场各发电机组采用一次函数 $(b_{i,t} + a_{i,t})P_{d,i,t}$ 进行报价,具体参数见附录 A 表 A2;日内市场各发电机组报价参数见附录 A 表 A3 和表 A4。假设模拟日内市场的风电功率预测区间的宽度是日前市场的 50%,一天中共组织 6 次日内市场交易,每个日内市场包含 4 个时段,即 $T_m = 4, N_M = 6$ 。两阶段出清优化模型均属于 NP 难解问题,为了求解上述两个模型,采用拉格朗日两段松弛和交叉熵混合算法进行求解,算法具体流程参考文献[25]。

4.2 算例结果

4.2.1 日前市场和模拟日内市场联合优化购电结果

根据 4.1 节中的数据,得到日前市场和模拟日内市场联合优化的日前市场购电出力如表 1 所示。

表 1 日前市场各发电机组在各时段的优化购电出力
Table 1 Optimization power purchase of units in each period in day-ahead market

时段 t	发电机组出力/MW						风电购 电出力/ MW	火电总 购电出 力/MW
	节点 1	节点 2	节点 5	节点 8	节点 11	节点 13		
1	154.6	61.9	45.2	18.0	0	0	50.3	279.7
2	153.6	65.4	49.6	0	0	0	56.4	268.6
3	161.8	64.0	40.7	0	0	0	58.5	266.5
4	144.4	58.5	46.5	18.0	0	0	62.9	267.3
5	149.1	65.6	39.4	18.0	0	0	67.9	272.2
6	164.6	79.8	49.9	18.0	0	0	45.1	312.4
7	166.5	80.0	49.9	31.4	0	0	47.1	327.8
8	162.8	72.2	45.1	39.9	12.0	0	55.5	332.0
9	154.5	74.9	40.6	35.0	12.0	0	73.3	317.0
10	120.5	77.1	42.3	37.8	33.7	26.5	61.6	337.9
11	138.8	80.0	50.0	40.0	28.9	18.5	40.2	356.0
12	122.9	79.9	49.9	40.0	33.0	27.4	32.9	353.1
13	127.4	79.9	50.0	40.0	17.4	23.6	41.8	338.2
14	129.8	79.9	47.0	39.2	31.4	11.3	41.3	338.7
15	125.8	80.0	49.9	39.9	35.0	10.4	49.0	341.0
16	133.9	80.0	50.0	39.9	33.4	11.1	51.6	348.4
17	137.5	80.0	49.7	40.0	19.5	20.2	65.7	346.8
18	146.9	79.9	48.4	37.6	33.6	21.6	52.0	368.1
19	151.5	80.0	50.0	40.0	35.0	30.0	38.6	386.5
20	144.1	80.0	50.0	40.0	35.0	30.0	38.4	379.1
21	138.2	79.2	45.7	40.0	33.9	27.0	30.3	364.1
22	134.9	80.0	50.0	40.0	35.0	13.7	24.5	353.6
23	113.6	76.5	49.5	36.0	34.5	28.1	23.9	338.2
24	106.5	80.0	50.0	40.0	34.7	16.5	35.3	327.6

当风电实际出力最大时,即达到区间预测的上限,此时风电上偏差功率最大,其偏差功率称为最大可能的上偏差功率;当风电实际出力最小时,此时下偏差功率最大,其偏差称为最大可能的下偏差功率,即

$$\begin{cases} P_{up,t} = \sum_{j=1}^{N_w} (P_{wDm,j,t} + P_{wDo,j,t} - P_{w,j,t}^o) \\ P_{down,t} = \sum_{j=1}^{N_w} [P_{w,j,t}^o - (P_{wDm,j,t} - P_{wDo,j,t})] \end{cases} \quad (30)$$

式中: $P_{up,t}$ 为最大可能的上偏差功率; $P_{down,t}$ 为最大可能的下偏差功率。

由式(30)可知,风电最大可能的上偏差功率和最大可能的下偏差功率之和为日前市场风电功率预测区间宽度,当风电最大可能的上偏差功率较小时,此时说明购电决策者更愿意在日前市场购买风电,反之,当风电最大可能的上偏差功率较大时,购电决策者不愿意在日前市场多购买风电。由于文中一个时段为 1 h,功率和电量在数值上是相等的,各时段的最大可能偏差功率之和即为总的最大可能的偏差

电量,即

$$\begin{cases} E_{\text{down}} = \sum_{t=1}^T P_{\text{down},t} \\ E_{\text{up}} = \sum_{t=1}^T P_{\text{up},t} \end{cases} \quad (31)$$

式中: E_{down} 为总的风电最大可能的下偏差电量; E_{up} 为总的风电最大可能的上偏差电量。

表 1 优化得到的购电方案中,日前市场和模拟日内市场联合优化的鲁棒后悔度为 2 594 美元。在优化得到的日前市场购电方案中,风电最大可能的上偏差电量 E_{up} 为 329.1 MW·h,最大可能的下偏差电量 E_{down} 为 367.6 MW·h。由于日内市场售电价格较低,如果在日前市场多购电,再到日内市场出售的经济性较差,因此购电决策者会减少日前市场火电的购电量,增加日前市场风电购电量,导致风电上偏差电量减少,下偏差电量增加。

4.2.2 日内市场和模拟实时市场联合优化购电结果

各个日内市场和模拟实时市场联合优化的日内市场调整出力如表 2 所示,日内市场调整出力以日前市场为基础。

根据式(14)的日前市场功率平衡约束和式(27)的日内市场功率平衡约束可知,日内市场常规机组调整出力与风电调整出力之和为 0,因此在表 2 中未列出风电调整出力结果。模拟实时市场风电最大可能的上、下偏差功率是指当风电实际出力在日内市场风电功率预测区间内变化时,实时市场最大可能的上、下偏差功率,具体表示为:

$$\begin{cases} P_{\text{real},\text{up},t} = \sum_{j=1}^{N_w} (P_{\text{wlm},j,t} + P_{\text{wlo},j,t} - P_{\text{w},j,t}^{\text{o}} - P_{\text{w},j,t}^{\text{l}}) \\ P_{\text{real},\text{down},t} = \sum_{j=1}^{N_w} [P_{\text{w},j,t}^{\text{o}} + P_{\text{w},j,t}^{\text{l}} - (P_{\text{wlm},j,t} - P_{\text{wlo},j,t})] \end{cases} \quad (32)$$

式中: $P_{\text{real},\text{up},t}$ 为实时市场风电最大可能的上偏差功率; $P_{\text{real},\text{down},t}$ 为实时市场风电最大可能的下偏差功率。

各时段风电最大可能上、下偏差功率之和即为实时市场风电最大可能上、下偏差电量,即

$$\begin{cases} E_{\text{real},\text{down}} = \sum_{t=1}^T P_{\text{real},\text{down},t} \\ E_{\text{real},\text{up}} = \sum_{t=1}^T P_{\text{real},\text{up},t} \end{cases} \quad (33)$$

式中: $E_{\text{real},\text{down}}$ 为实时市场风电最大可能的下偏差电量; $E_{\text{real},\text{up}}$ 为实时市场风电最大可能的上偏差电量。

表 2 日内市场各时段调整出力
Table 2 Regulation power of intra-day market in each period

日内市场序号	时段 t	日内市场 常规机组 调整出力/ MW	模拟实时市场 风电最大可能 下偏差电量/ (MW·h)	模拟实时市场 风电最大可能 上偏差电量/ (MW·h)	鲁棒后悔 度/美元
1	1	0.315 0	9.145 4	9.709 9	470
	2	-0.786 0	3.974 1	9.046 5	
	3	1.094 3	10.016 9	11.059 8	
	4	-4.041 4	3.688 2	17.377 9	
2	5	-3.719 5	3.468 2	16.298 5	412
	6	1.543 3	9.028 1	3.775 4	
	7	-2.642 8	4.766 1	13.162 0	
	8	1.812 1	5.535 6	1.884 4	
3	9	0.729 9	11.823 1	10.272 9	433
	10	-0.504 2	9.818 8	12.742 5	
	11	-0.163 3	5.910 3	5.127 9	
	12	0.266 5	9.084 6	3.801 3	
4	13	-3.877 0	4.720 3	12.403 0	412
	14	-0.997 1	1.572 4	3.755 7	
	15	0.146 2	10.582 4	8.827 8	
	16	-1.164 4	6.363 6	8.237 5	
5	17	-0.499 6	13.821 6	11.535 0	362
	18	1.150 8	14.499 8	6.358 0	
	19	-1.310 1	3.854 0	5.429 7	
	20	1.794 0	4.394 5	0.621 9	
6	21	0.769 0	3.940 5	3.154 1	227
	22	-0.414 9	2.663 6	3.046 6	
	23	-0.989 9	6.187 0	8.001 3	
	24	-0.018 5	2.067 9	1.785 8	

在日内市场和模拟实时市场联合优化中,各个日内市场鲁棒后悔度之和为 2 317 美元。利用式(32)和式(33)最大可能的偏差电量计算方法可得到实时市场风电最大可能的下偏差电量为 160.90 MW·h,最大可能的上偏差电量为 187.44 MW·h。

4.3 鲁棒后悔度模型和传统鲁棒优化模型结果比较分析

为了说明本文购电方案的优越性,利用传统的鲁棒优化模型进行对比分析。对于日前市场和模拟日内市场联合优化,建议出清方案中鲁棒后悔度为 2 594 美元, E_{up} 为 329.1 MW·h, E_{down} 为 367.6 MW·h,传统鲁棒优化模型的结果如下:鲁棒后悔度为 5 451 美元, E_{up} 为 518.8 MW·h, E_{down} 为 177.9 MW·h。在日内市场和模拟实时市场联合优化中,文中建议出清方案鲁棒后悔度为 2 317 美元, $E_{\text{real},\text{up}}$ 为 187.44 MW·h, $E_{\text{real},\text{down}}$ 为 160.9 MW·h,传统鲁棒优化模型的结果如下:鲁棒后悔度为 8 072 美元, $E_{\text{real},\text{up}}$ 为 348.34 MW·h, $E_{\text{real},\text{down}}$ 为 0。

从以上的结果分析看出,无论在哪个出清阶段,相比于鲁棒后悔度模型,利用传统鲁棒优化模型得到的结果的 E_{up} 和 $E_{real,up}$ 较大, E_{down} 和 $E_{real,down}$ 较小,甚至在日内市场和模拟实时市场联合优化中 $E_{real,down}=0$ 。这说明利用传统的鲁棒优化模型,不论是在日前市场还是在日内市场,购电决策者愿意购买更多的火电。因为传统的鲁棒优化模型都是在风电出力最小的情况下做优化,没有考虑到风电出力较大的情况,导致风电购电出力较小, E_{up} 较大, E_{down} 较小,结果较为保守。

4.4 风电预测精度对出清结果的影响分析

4.4.1 模拟日内市场风电预测精度对日前和模拟日内联合购电优化结果的影响

假设其他条件不变,改变模拟日内市场的风电功率预测区间宽度(以日前市场的风电功率预测区间宽度为基础),后悔度变化情况如表 3 所示。

表 3 模拟日内市场风电功率预测区间宽度对日前市场和模拟日内市场联合优化结果的影响
Table 3 Effect of the width of wind power prediction interval in simulative intra-day market on joint optimization result of day-ahead and simulative intra-day markets

模拟日内市场风电功率 预测区间宽度/%	鲁棒后悔度/ 美元	$E_{down}/$ (MW · h)	$E_{up}/$ (MW · h)
25	3 844	376.7	312.0
50(原始数据)	2 594	367.6	329.1
75	1 359	362.1	334.6

从表 3 中数据可以看出,随着模拟日内市场风电功率区间预测精度的增加,鲁棒后悔度会增加。这是由于日前市场和模拟日内市场风电功率预测精度差别会更大,日前市场的购电决策方案更难适应日内市场的情况,导致购电决策者的鲁棒后悔度增加。

从表 3 中数据还可以看出,随着模拟日内市场风电区间预测精度的减少,最大可能的下偏差电量减少,最大可能的上偏差电量增加。这是由于在现有日内市场报价水平下,日内市场火电购电价格相对较低,购电决策者更愿意在日内市场购买火电,导致日前市场火电购电量较少,风电购电量较多,风电最大可能的下偏差电量会大于上偏差电量,随着模拟日内市场风电功率预测精度的减少,日前市场的风电功率不确定性相对增加,导致购电决策者愿意预留更多的电量到日内市场购买。

4.4.2 日前市场风电功率预测精度对日前和模拟日内联合购电优化结果的影响

日前市场预测区间宽度对日前市场和模拟日内

市场联合优化鲁棒后悔度的影响如图 1 所示,从图中可以看出,当日前市场的风电功率预测区间宽度变大时,鲁棒后悔度会增加,这是由于风电功率预测精度下降,风电输出功率的不确定性增加,导致日内市场可能的风电购售电场景变多,日前市场的购电方案无法适应更大的风电不确定性,使购电决策者会产生更大的后悔心理。

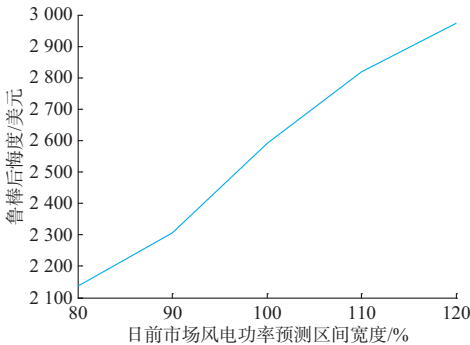


图 1 日前市场风电功率预测区间宽度对日前市场和模拟日内市场联合优化鲁棒后悔度的影响
Fig.1 Effect of the width of wind power prediction interval in day-ahead market on robust regret of joint optimization of day-ahead and simulative intra-day markets

4.4.3 日内市场风电功率预测精度对日内市场调整出力的影响

日内市场风电功率预测区间宽度对日内市场和实时市场联合优化结果的影响如图 2 所示。

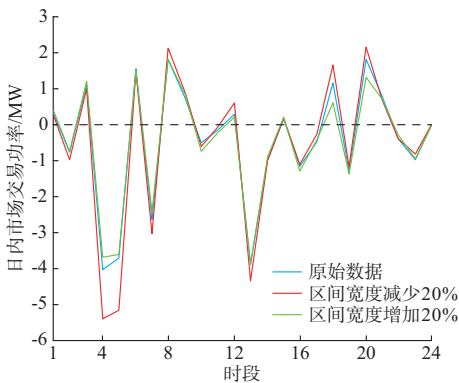


图 2 日内市场风电功率预测区间宽度对日内市场和实时市场联合优化结果的影响
Fig.2 Effect of the width of wind power prediction interval in intra-day market on joint optimization result of intra-day and simulative real-time markets

从图 2 可以看出,在售电出力较多的时段(时段 3 至 5),随着日内市场风电功率预测区间宽度的减少,售电出力会增加,而在购电出力较多的时段(如时段 18 和 20)中,随着日内市场风电功率预测区间宽度的减少,购电出力会增加。某些时段,随着风电

功率预测区间变化,日内市场交易功率基本没有变化,这是由于在这些时段下,日内市场交易功率较小,且在日内市场中使用 MCP 出清方式,增加日内市场的交易功率,会使日内市场出清价增加,如果交易功率增加较小,而出清价增加较多,会使经济性下降。因此,在交易量较小的时段,随着风电功率预测区间的变化,日内市场交易量基本不变。

5 结语

为了应对风电的随机性,提高调度计划的可执行性,论文利用两阶段出清优化模型即日前市场和模拟日内市场优化模型、日内市场和模拟实时市场优化模型,基于鲁棒后悔度,从不同时间尺度优化日前和日内市场的购电决策。详细分析风电预测结果对优化出清的影响,得到如下结论。

1)当日前市场和模拟日内市场风电功率预测精度差别较大,日前市场的购电决策方案更难适应日内市场的情况,导致购电决策者的鲁棒后悔度增加。

2)当日前市场的风电功率预测精度降低,日内市场可能的风电购售电场景变多,日前市场的购电方案无法适应更大的风电不确定性,购电决策者的鲁棒后悔度会增加。

3)当各日内市场风电预测精度发生变化,日内市场在购售电较多的时段调整出力变化明显,其他时段影响不大。

4)无论是日前市场和模拟日内市场联合优化还是日内市场和模拟实时市场联合优化,相比于传统鲁棒优化模型,基于鲁棒后悔度模型的最优决策方案具有更小的后悔度,更大的风电下偏差电量和更小的风电上偏差电量。

适合于区间数的有效算法还需进一步探讨,以提高模型计算效率;下一步研究还需根据市场模式和风电预测精度,优化日内市场数量。

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>)。

参考文献

[1] 舒畅,钟海旺,夏清. 基于优化理论市场化的日前电力市场机制设计[J]. 电力系统自动化,2016,40(2):55-62.
SHU Chang, ZHONG Haiwang, XIA Qing. Day-ahead electricity market design based on market interpretation of optimization theory[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(2): 55-62.

[2] FARAHMAND H, AIGNER T, DOORMAN G L, et al. Balancing market integration in the northern European continent: a 2030 case study [J]. IEEE Transactions on

Sustainable Energy, 2012, 3(4): 918-930.

[3] JIANG Yuewen, CHEN Meisen, YOU Shi. A unified trading model based on robust optimization for day-ahead and real-time markets with wind power integration [J]. Energies, 2017, 10(4): 554.

[4] REDDY S S, BIJWE P R, ABHYANKAR A R. Optimal posturing in day-ahead market clearing for uncertainties considering anticipated real-time adjustment costs [J]. IEEE Systems Journal, 2015, 9(1): 177-190.

[5] 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.
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.

[6] JIANG Yu, CHEN Xingying, YU Kun, et al. Short-term wind power forecasting using hybrid method based on enhanced boosting algorithm[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2017, 5(1): 126-133.

[7] KIVILUOMA J, MEIBOM P, TUOHY A, et al. Short-term energy balancing with increasing levels of wind energy[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2012, 3(4): 769-776.

[8] MORALES J M, CONEJO A J, PEREZ-RUIZ J. Short-term trading for a wind power producer [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2010, 25(1): 554-564.

[9] AYON X, ANGELES MORENO M, USAOLA J. Aggregators' optimal bidding strategy in sequential day-ahead and intraday electricity spot markets [J]. Energies, 2017, 10(4): 450.

[10] KIVILUOMA J, O'MALLEY M, TUOHY A, et al. Impact of wind power on the unit commitment, operating reserves, and market design [C]// IEEE Power & Energy Society General Meeting, July 24-29, 2011, Detroit, USA: 8p.

[11] MEIBOM P, BARTH R, HASCHKE B, et al. Stochastic optimization model to study the operational impacts of high wind penetrations in Ireland[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(3): 1367-1379.

[12] JAFARI A M, ZAREIPOUR H, SCHELLENBERG A, et al. The value of intra-day markets in power systems with high wind power penetration [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(3): 1121-1132.

[13] AIGNER T, FARAHMAND H, GJENGEDAL T. Modeling the northern European electricity market[C]// IEEE Power & Energy Society General Meeting, July 22-26, 2012, San Diego, USA: 8p.

[14] SANCHEZ-MARTIN P, ALBERDI-ALEN A. Day ahead and intraday stochastic decision model for EV charging points[C]// IEEE Grenoble Conference, June 16-20, 2013, Grenoble, France: 6p.

[15] 艾欣,周志宇,魏妍萍,等. 基于自回归积分滑动平均模型的可转移负荷竞价策略[J]. 电力系统自动化,2017,41(20):26-31. DOI:10.7500/AEPS20170119009.
AI Xin, ZHOU Zhiyu, WEI Yanping, et al. Bidding strategy for time-shiftable loads based on autoregressive integrated moving average model [J]. Automation of Electric Power

- Systems, 2017, 41(20): 26-31. DOI: 10. 7500/AEPS20170119009.
- [16] WAN Can, XU Zhao, PINSON P, et al. Optimal prediction intervals of wind power generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(3): 1166-1174.
- [17] 丁浩,高峰,刘坤,等. 基于鲁棒优化的含风电工业微电网经济调度模型[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(17): 160-167.
DING Hao, GAO Feng, LIU Kun, et al. An economic dispatch model in an industrial microgrid with wind power based on robust optimization [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(17): 160-167.
- [18] 魏韡,刘锋,梅生伟. 电力系统鲁棒经济调度: (一) 理论基础[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(17): 37-43.
WEI Wei, LIU Feng, MEI Shengwei. Robust and economical scheduling methodology for power systems: Part one theoretical foundations [J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(17): 37-43.
- [19] WANG Yang, XIA Qing, KANG Chongqing. Unit commitment with volatile node injections by using interval optimization[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(3): 1705-1713.
- [20] LOOMES G, SUGDEN R. Testing for regret and disappointment in choice under uncertainty [J]. Economic Journal, 1987, 97: 118-129.
- [21] RITOV I. Probability of regret: anticipation of uncertainty resolution in choice[J]. Organizational Behavior & Human Decision Processes, 1996, 66(2): 228-236.
- [22] DONG C, HUANG G H, CAI Y P, et al. An interval-parameter minimax regret programming approach for power management systems planning under uncertainty[J]. Applied Energy, 2011, 88(8): 2835-2845.
- [23] FAN Lei, WANG Jianhui, JIANG Ruiwei, et al. Min-Max regret bidding strategy for thermal generator considering price uncertainty[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(5): 2169-2179.
- [24] JIANG Ruiwei, WANG Jianhui, ZHANG Muhong, et al. Two-stage minimax regret robust unit commitment[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3): 2271-2282.
- [25] 王刚,孙文健,李歧强,等. 基于鲁棒后悔度的光储微网优化调度[J]. 电网技术, 2017, 41(1): 106-111.
WANG Gang, SUN Wenjian, LI Qiqiang, et al. Robust regret optimal scheduling of microgrid with PV and battery [J]. Power System Technology, 2017, 41(1): 106-111.

江岳文(1977—),女,通信作者,博士,教授,硕士生导师,主要研究方向:风电并网优化运行和电力市场。E-mail: jiangyuewen2008@163.com

陈梅森(1992—),男,硕士,主要研究方向:电力市场。E-mail: 1035196177@qq.com

温步瀛(1967—),男,博士,教授,主要研究方向:风电并网优化运行和电力市场。E-mail: wenby87@fzu.edu.cn

(编辑 蔡静雯)

Robust Regret Based Two-stage Clearing Optimization of Day-ahead and Intra-day Markets with Wind Power

JIANG Yuewen¹, CHEN Meisen², WEN Buying¹

(1. College of Electrical Engineering and Automation, Fuzhou University, Fuzhou 350116, China;

2. Maintenance Branch Company of State Grid Fujian Electric Power Co. Ltd., Fuzhou 350005, China)

Abstract: Due to the uncertainty of wind power, the intra-day market is introduced for the system with large-scale wind power integration, to reduce the power deviation in a real-time market and promote the economy and stability of power system operation. By using the interval model to express the uncertainty of wind power output, this paper proposes a joint optimization model of day-ahead and simulative intra-day markets with consideration of uncertainty of wind power deviation of the intra-day day market in the day-ahead market. Similarly, a joint optimization model of intra-day and simulative real-time markets is built with consideration of uncertainty of wind power variation of the related real-time market in each intra-day market. Considering the regret psychology of power purchase decision-makers in day-ahead and intra-day markets, the two-stage clearing schedules for minimizing the robust regret are obtained according to different time scales. Thus, the economy and the robustness of the power purchase scheme in day-ahead and intra-day markets are improved. Finally, a case is studied and analyzed in detail to verify the feasibility and superiority of the proposed model.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51707040) and Fujian Provincial Natural Science Foundation of China (No. 2018J01482).

Key words: robust regret; day-ahead market optimization; intra-day market optimization; real-time market; wind power