

风电场群联合共享储能两阶段协同并网优化

江岳文^{1,2,3}, 郑晨昕¹

(1. 福州大学电气工程与自动化学院, 福建省 福州市 350108;

2. 智能配电网装备福建省高校工程研究中心, 福建省 福州市 350108;

3. 福州大学综合能源规划与优化运行研究中心, 福建省 福州市 350108)

Two-stage Operation Optimization for Grid-connected Wind Farm Cluster With Shared Energy Storage

JIANG Yuewen^{1,2,3}, ZHENG Chenxin¹

(1. College of Electrical Engineering and Automation, Fuzhou University, Fuzhou 350108, Fujian Province, China;

2. Fujian Province University Engineering Research Center of Smart Distribution Grid Equipment, Fuzhou 350108, Fujian Province, China;

3. Research Center of Integrated Energy Planning and Optimal Operation, Fuzhou University, Fuzhou 350108, Fujian Province, China)

ABSTRACT: The cooperation of wind farms may reduce risks from the wind power uncertainty. This paper proposes a two-stage operation optimization for a grid-connected wind farm cluster with shared energy storage. Firstly, the uncertain cost sharing formula of wind farms based on the improved Shapley value is invented. Secondly, a day-ahead scheduling model for the wind farm cluster and the shared energy storage is established based on the Nash negotiation model and the cooperative cost sharing mechanism. Then combined with the day-ahead scheduling results and the deviation cost, a real-time scheduling rolling optimization model is built considering the influence of the wind power prediction errors. Finally, the rationality of this two-stage operation model is verified by example analysis. The results show that the cooperative relationship between the wind farms effectively reduces the operating cost of the wind farm cluster. The collaboration model makes the two-stage scheduling results for each wind farm objective and fair, which can guarantee the fairness of the cooperation benefits and improve the operating income of each member.

KEY WORDS: wind farm cluster; shared storage; cooperative game; two-stage optimization; improved Shapley value method

摘要: 风电场合作并网可降低风电不确定性影响, 该文针对风电场群联合共享储能协同并网机制展开研究。首先, 结合改进 Shapley 值法建立了风电场群不确定性成本分摊机制; 其次, 基于纳什谈判模型和合作成本分摊机制建立了多风电

场联合共享储能日前调度优化模型, 结合日前调度结果与偏差成本, 进一步考虑风电预测误差影响建立了实时调度滚动优化模型; 最后, 通过算例分析对风电场群联合共享储能两阶段协同并网优化的合理性进行验证。结果表明, 协同并网能有效降低风电场集群运营成本, 且风电场群各成员在该协同并网优化机制下所得的两阶段调度结果客观公正, 依此调度结果所结算的合作收益受到充分保障, 从而有效提升了各成员运营收益。

关键词: 风电场群; 共享储能; 合作博弈; 两阶段优化; 改进 Shapley 值法

DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2022.0217

0 引言

随着风电装机容量不断增长, 风电需要突破自身缺点短板, 向高质量目标发展, 以逐渐实现平价上网, 适应市场竞争机制^[1-3]。而多风电场联合并网可通过平滑效应及偏差互补有效控制风电不确定性带来的风险, 从而给风电场群带来合作收益, 提升整体市场竞争力^[4-5]。同时风电场还可通过配置储能可达到良好的出力调整效果并降低不确定性风险^[6-9]。风电场群由于大概率的出力平滑效应和偏差互补, 整体出力不确定性已得到一定改善, 如若配置共享储能, 则在储能投资规模、储能利用程度、储能成本分摊上皆有优势, 可给风电场群带来更大的合作收益^[10]。

许多文献针对风电场合作问题展开研究: 在费用分摊上, 文献[11]使用核仁法和 Shapley 值法分配风电场与 P2G (power to gas) 设备合作参与电力市

基金项目: 国家自然科学基金项目(51707040)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China (51707040).

场带来的相应利润;文献[12]采用改进 Shapley 值法分摊风电场集群的波动成本,客观衡量各风电场波动给集群出力整体规律带来的影响。在并网优化模型上,文献[13]提出以风储联合系统收益最大为调度目标的多模式联合优化调度模型,并在调度后采用 Shapley 值法分配集群收益;文献[14]所提出的多风电场联合抽水蓄能电站合作模型同样是以联盟收益最大化为目标求解最优市场竞标策略,并验证合作博弈分摊联盟收益的合理性。目前在风储以及多风电场合作优化调度的研究上多以整体运行效益最大化为目标^[15-17],但在合作关系下有效促进个体收益最大化更能调动多方合作动力。为此,文献[18]采用纳什谈判优化各合作方的发电资源和容量分配,使各微电网实现年利润最高增长;文献[19]围绕风-光-氢多主体能源系统建立基于纳什谈判的优化运行模型,在最大化各方收益的同时还起到改善联盟出力的效果。

本文针对风电场集群与共享储能组成的联盟建立两阶段并网模型。首先,采用改进 Shapley 值法厘清各成员波动成本,建立风电场群不确定性成本分摊机制;其次,建立结合纳什谈判框架与集群收益分摊机制的日前调度模型,并采用改进粒子群法求解,接着考虑日前调度结果及集群成员预测偏差情况,建立联盟实时滚动调度模型;再次,根据风电场群联合共享储能两阶段协同并网调度结果结算联盟各成员收益,形成完整的两阶段合作流程;最后,通过算例分析验证风电场集群与共享储能合作并网模型的有效性与合理性。

1 风电场群联合共享储能协同并网机理

1.1 风电场群与共享储能协同并网框架

1) 协同并网框架。

风电场群与共享储能并网框架如图1所示。

风电场群各成员出力与储能放电功率于并网点汇集进入电网。各成员可同时直接并网以及调用共享储能充放电。则同一时刻会出现部分成员向储能充电,部分成员调用储能放电,成员间充放电需求相抵的情况。充放电需求相抵部分可通过虚拟储能平台直接并网,不经过物理储能、不产生储能运行损耗,因此相当于一个即充即放、放电效率为1的虚拟储能,而物理储能实际调用需求仅为相抵后剩余功率。

2) 协同并网两阶段优化原理。

风电场群联合共享储能协同并网调度主要包括日前优化与实时优化两阶段。在第一阶段的前

调度中,集群需根据短期预测数据对风电场群各成员未来1日调度策略进行优化。此阶段以纳什谈判模型为框架,将风电场及集群综合售电收益、储能成本和波动成本分摊机制引入调度决策生成中,同时考虑物理储能正常工作范围、并网点最大可接纳风电情况等约束,并通过改进粒子群算法求解调度策略,从而充分保障各风电场合作收益。考虑到波动成本特性,此处涉及集群波动成本分摊时采用改进 Shapley 值法,结合边际波动成本以及相关指标,在决策中更加全面客观的反应各成员波动情况以及给集群出力质量带来的影响。

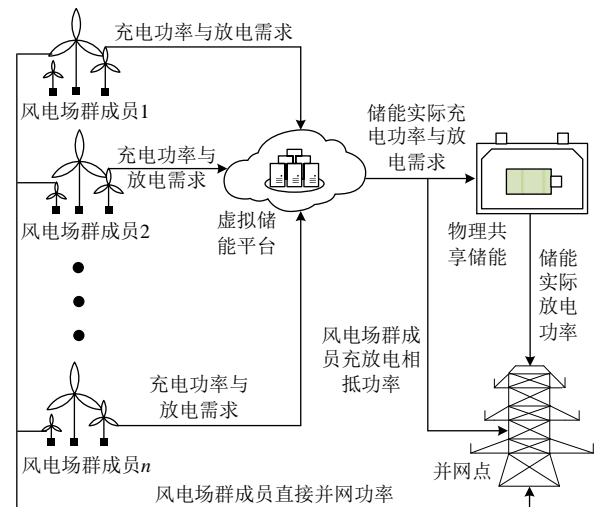


图1 风电场群联合共享储能并网示意图

Fig. 1 Grid-connected wind farm cluster with shared energy storage

由于风电的不确定性,风电短期预测数据存在一定误差,集群需根据更加精确的超短期预测数据和日前调度结果,在考虑偏差成本的条件下再对各风电场群成员出力滚动优化。考虑到日前阶段已充分保障到各成员利益,而实时阶段主要目的是对集群预测误差的弥补调整,此处以风电场集群实时收益最大为目标,增加对风电日前与实时出力偏差的约束,在达到阶段目的同时也保证对各方收益的维护。风电场集群在两阶段协同并网优化运营后,还需要根据调度结果对各阶段集群运营收益进行结算、汇总与分摊。

1.2 协同并网中不确定性成本计算与分摊

在风电不确定性的影响下,风电场群并网时主要考核的不确定性成本有波动成本和偏差成本。由于不确定性成本的计算贯穿决策前后,本文首先对其进行介绍。

1.2.1 波动成本

1) 风电场集群并网波动成本考核。

波动成本旨在补偿风电并网时出力波动时电

网带来的额外调度成本，风电场群-共享储能出力汇于一点合作并网，在协同并网优化的两阶段内都需要对风电场群波动成本进行考察。以《华中区域发电厂并网运行管理实施细则》^[20]中对功率变化的考察为参考，更严格的对风电场群的波动成本进行计算。设风电场群每 15min 内的有功功率变化限值公式如下：

$$P_{\text{lim}} = \begin{cases} 3, & P_n \leq 30 \\ \frac{P_n}{10}, & 30 < P_n \leq 100 \\ 10, & 100 < P_n \end{cases} \quad (1)$$

其中： P_n 为风电场群额定容量； P_{lim} 表示 15min 内的风电场群总出力变化限值。在单位时刻内功率变化超出 P_{lim} 部分将计入考核，则 t 时刻风电场群的波动成本考核电量 Q^F 为

$$\Delta P_W(t) = |P_W(t) - P_W(t-1)| \quad (2)$$

$$Q^F(t) = \max(\Delta P_W(t) - P_{\text{lim}}, 0) \Delta t \quad (3)$$

其中： $P_W(t)$ 表示风电场群 t 时刻总并网功率； $\Delta P_W(t)$ 表示 t 时刻风电场群总并网功率变化值。

风电出力波动给电力系统调度带来的附加成本大小不仅与风电出力功率变化有关，还受出力波动规律的影响。在相同波动电量下，顺电网负荷需求变化规律波动相较逆负荷需求波动给电网带来影响更小，应在风电场群波动成本考核中加入对波动规律的考核，此处通过考量风电场群出力与电网负荷需求之间的相似度实现。

首先，对风电场群等电量-顺负荷等效出力 P'_W 进行计算^[21]，其并网电量与风电场群实际并网电量同等，出力变化趋势与电网负荷 P_L 相同，如下所示：

$$\sum_{t=1}^{96} P'_W(t) \Delta t = \sum_{t=1}^{96} P_W(t) \Delta t \quad (4)$$

$$\frac{P'_W(t) - P'_W(t-1)}{P'_W(t-1)} = \frac{P_L(t) - P_L(t-1)}{P_L(t-1)} \quad (5)$$

其次，根据风电场群等效出力，从波形与幅值上对风电场群实际出力波动情况进行评估，具体公式^[12, 22]如下：

$$S_{\text{wave}} = \frac{\sum_{t=1}^{96} (P_W(t) P'_W(t))}{\sqrt{\sum_{t=1}^{96} (P_W(t))^2} \sqrt{\sum_{t=1}^{96} (P'_W(t))^2}} \quad (6)$$

$$D_1(P'_W, P_W) = \sum_{t=1}^{96} |P'_W(t) \log_2 \frac{P'_W(t)}{P_W(t)}| \quad (7)$$

$$D_2(P_W, P'_W) = \sum_{t=1}^{96} |P_W(t) \log_2 \frac{P_W(t)}{P'_W(t)}| \quad (8)$$

$$S_{\text{ampl}} = \frac{D_1(P'_W, P_W) + D_2(P_W, P'_W)}{2nP_n} \quad (9)$$

其中： S_{wave} 、 S_{ampl} 分别表示风电场群实际出力与等效出力之间的波形相似度和幅值差异度； S_{wave} 采用余弦相似度算法； S_{ampl} 采用相对熵方法；相对熵具有不对称性，则 $D_1(P'_W, P_W)$ 表示 P'_W 相对 P_W 熵值； $D_2(P_W, P'_W)$ 表示 P_W 相对 P'_W 熵值； S_{ampl} 取二者平均值。此时可得衡量并网风电场的出力与负荷需求之间相似程度的指标负荷跟踪度 S_L ：

$$S_L = S_{\text{wave}} - S_{\text{ampl}} \quad (10)$$

设电网对风电场群波动成本的考察标准如下：当 S_L 值小于 0.9 时，惩罚系数 c 取为 1；当 S_L 值大于等于 0.9 时， c 取值为 0.7。设 p_F 为单位波动考核成本，则风电场群合作并网产生的波动成本为

$$C^F = cp_F \sum_{t=1}^{96} Q^F(t) \quad (11)$$

2) 风电场集群波动成本分摊。

在平滑效应下，集群内部成员出力波动正负抵消，使风电场群波动成本下降的同时，各成员需为风电场群总体波动承担的责任模糊不清。且集群合作中常会出现某一风电场波动幅度较大，但与其他成员出力波动方向相反的情况，在平滑效应下其起到了平抑其他成员出力波动的效果，降低集群波动成本，带来合作收益。如此时按各风电场出力情况计算或按波动大小分摊集群波动成本，其分摊结果则对此类起到平抑波动作用的风电场较为不公。而 Shapley 值法可根据各成员波动边际波动成本进行分摊，从而体现各风电场成员的加入给集群带来平滑效应的增强情况。同时由于本波动成本分摊机制将运用于调度决策生成过程，采用 Shapley 值法进行分摊还能起到激励成员积极平抑集群波动，促进平滑效应。但 Shapley 值法还未充分量化跟踪负荷波动情况。风电场群某成员负荷跟踪度 S_L 值越高，越能带动集群向负荷波动规律靠近；同时并网电量越大的风电场在集群出力中占比越大，其波动规律更容易影响集群整体走向，因此要充分展示各成员出力给整体出力波动规律带来的影响，需进一步结合 S_L 和并网电量对 Shapley 值进行调整，督促各风电场成员出力跟踪负荷变化，进一步提升整体并网质量。故此处采用改进 Shapley 值法，即在 Shapley 值法的基础上，结合负荷跟踪度进行再调整。设总联盟中含有 n 位成员，首先计算 Shapley 值如下：

$$W(|S|) = \frac{(n-|S|)! (|S|-1)!}{n!} \quad (12)$$

$$X_i = \sum_{S_i \in S} W(|S|)[C(S) - C(S-i)] \quad (13)$$

其中： $W(|S|)$ 为 n 位成员中形成子联盟 S 的概率； $C(S)$ 为包含风电场 i 的子联盟对应波动成本； X_i 表示联盟第 i 个风电场从联盟总成本中 $C^{S,F}$ 应分摊到的 Shapley 值。

改进 Shapley 值法中风电场 i 的再分摊系数 K_i 以及相关计算公式如下：

$$K_{S,i} = \frac{1}{\sum_{j=1}^n S_{L,j}} \quad (14)$$

$$K_{Q,i} = \frac{Q_i}{\sum_{j=1}^n Q_j} \quad (15)$$

$$K_i = w_1 K_{Q,i} + w_2 K_{S,i} \quad (16)$$

$$\Delta K_i = K_i - \frac{1}{n} \quad (17)$$

$$C_i^F = X_i + \delta \Delta K_i C^{D,F} \quad (18)$$

其中： $K_{S,i}$ 为风电场 i 考虑负荷跟踪度 S_L 的再分摊系数； $K_{Q,i}$ 为风电场 i 考虑风电场并网电量的再分摊系数； $S_{L,i}$ 、 Q_i 为风电场 i 负荷跟踪度与发电量； w_1 、 w_2 为 K_S 和 K_Q 对应权重，由熵值法计算得到； δ 为再分摊的调节系数，用于调节再分摊程度大小； ΔK_i 为风电场 i 再分摊修正因子； C_i^F 为改进 Shapley 值法下风电场 i 最终分得的风电场群波动成本。

1.2.2 偏差成本

偏差成本的考核意义在于补偿风电场群实时调度出力偏离日前申报出力时给电网正常运行带来的干扰，只在风电场群协同实时优化中进行考察。参考华中地区有关规定，每时刻并网风电场偏差成本的减免考核电量为日前申报的 5%，超出部分计入偏差成本考核。本模型中风电场群偏差考核的设置如下所示：

$$\Delta P_W^{R,d}(t) = |P_W^R(t) - P_W^D(t)| \quad (19)$$

$$Q_d(t) = \max(\Delta P_W^{R,d}(t) - 0.05 P_W^D(t), 0) \Delta t \quad (20)$$

其中： $\Delta P_W^{R,d}(t)$ 表示实时调度与日前调度之间总并网功率之差； $Q_d(t)$ 表示 t 时刻风电场群的偏差考核电量。设 p_d 为单位偏差考核成本，则风电场群的偏差成本为

$$C^D = p_d \sum_{t=1}^{96} Q_d \quad (21)$$

偏差与波动同属风电不确定性表现，在集群中同样存在通过正负偏差相抵降低整体偏差的情况，可采用 Shapley 值法，如公式(12)(13)计算可得各风

电场所需支付的偏差成本 C_i^D 。

2 风电场群与共享储能合作并网两阶段模型

2.1 风电场群与共享储能日前调度模型

2.1.1 目标函数

纳什谈判作为合作博弈模型的一种，其优化目标函数为联盟各成员合作收益的乘积，基本约束条件为各方合作收益大于零，其最优解可使合作各方获得帕累托最优效益^[16]。将纳什谈判模型结合风电场集群不确定性成本分摊机制引入风电场群联合共享储能协同并网模型，能充分保障联盟成员调度策略的公平性，在此情况下得到的联盟优化调度策略可在各风电场间达到利益平衡点，让合作关系更加透明公正的同时最大化各风电场能在集群中获得的合作收益。在纳什谈判模型下，风电场群联合共享储能的日前调度目标函数如公式(22)所示：

$$\max\left(\prod_{i=1}^n (R_i^D - R_i^{D,S})\right) \quad (22)$$

其中： n 为风电场群成员个数； $R_i^{D,S}$ 为风电场 i 不合作情况下的日前调度收益，不合作情况下的风电场日前调度模型见附录一； R_i^D 为风电场群任意成员 i 在合作模式下日前调度总收益，计算公式如下：

$$R_i^D = R_i^{D,D} + R_i^{D,I} - C_i^{D,S} - C_i^{D,F} \quad (23)$$

其中： $R_i^{D,D}$ 表示风电场 i 的直接售电收益； $R_i^{D,I}$ 表示风电场 i 通过给储能充电产生的间接售电收益； $C_i^{D,S}$ 表示风电场 i 使用共享储能产生的运行成本； $C_i^{D,F}$ 表示风电场 i 分得的集群波动成本。

1) 直接售电收益。

直接售电收益是各风电场直接并网电量产生的收益，计算如下：

$$R_i^{D,D} = \sum_{t=1}^T \Delta t p_E(t) P_i^{D,W}(t) \quad (24)$$

其中： t 为调度时刻，一个完整调度周期(通常为1天)共包含 T 个时刻； $P_i^{D,W}(t)$ 为 t 时刻风电场 i 日前规划的直接并网功率； $p_E(t)$ 为 t 时刻日前市场上的出清电价。

2) 间接售电收益。

间接售电收益是各风电场通过调用储能放电并网获得的相应收益，包括物理共享储能和虚拟储能平台计算如下：

$$R_i^{D,I} = \sum_{t=1}^T \Delta t p_E(t) (P_i^{D,ED}(t) + P_i^{D,VD}(t)) \quad (25)$$

其中： $P_i^{D,ED}(t)$ 为 t 时刻物理共享储能给风电场 i 所提供的放电功率； $P_i^{D,VD}(t)$ 为 t 时刻虚拟储能平

台给风电场 i 所提供的放电功率。

3) 储能运行成本。

物理储能实际充放度电产生的运行成本为

$$C_i^{D,S} = \sum_{t=1}^T \Delta t p_s \left(\frac{P_i^{D,ED}(t)}{\eta} + \eta P_i^{D,EC}(t) \right) \quad (26)$$

其中： η 为物理共享储能的充、放电效率； $P_i^{D,EC}$ 为 t 时刻风电场 i 给共享物理储能的实际充电功率； p_s 为物理储能运行的度电成本。

4) 波动成本。

风电场群波动成本为

$$P_{W,i}^D(t) = P_i^{D,W}(t) + P_i^{D,ED}(t) + P_i^{D,VD}(t) \quad (27)$$

$$\Delta P_W^D(t) = \sum_i^n (|P_{W,i}^D(t) - P_{W,i}^D(t-1)|) \quad (28)$$

$$C^{D,F} = c_{P_F} \sum_{t=1}^T (\max(\Delta P_W^D(t) - P_{lim}, 0) \Delta t) \quad (29)$$

其中： $P_{W,i}^D(t)$ 表示风电场群成员 i 在 t 时刻日前调度总并网功率，为各风电场群成员的直接并网功率以及物理共享储能、虚拟储能平台所提供放电功率之和； $\Delta P_W^D(t)$ 表示 t 时刻内风电场群总并网功率变化值； $C^{D,F}$ 为日前调度下风电场群波动成本，结合 1.2.1 节公式(1)—(11)的风电场群波动成本考核机制求得，进一步根据 1.2.1 节公式(12)—(18)进行分摊则可得日前调度中风电场群各成员波动成本 $C_i^{D,F}$ 。

2.1.2 约束条件

1) 风电场群出力约束。

设 P_A 为风电场群—共享储能并网节点最大可容纳功率，则对风电场群联合共享储能并网功率约束如下：

$$0 \leq \sum_i^n P_{W,i}^D(t) \leq P_A(t), t \in T \quad (30)$$

2) 物理储能约束。

对物理共享储能的约束包括储能最大充放电功率、初始状态、正常工作范围以及调度周期内充放电功率相等约束，充放电功率相等约束使得物理储能在下一个调度周期开始时仍能回到初始状态。具体公式^[23]如下：

$$P^{D,ED}(t) = \sum_{i=1}^n \frac{P_i^{D,ED}(t)}{\eta} \quad (31)$$

$$P^{D,EC}(t) = \sum_{i=1}^n \eta P_i^{D,EC}(t) \quad (32)$$

$$0 \leq P^{D,EC}(t) \leq X^E P^E, \quad \forall t \in T \quad (33)$$

$$0 \leq P^{D,ED}(t) \leq (1 - X^E) P^E, \quad \forall t \in T \quad (34)$$

$$S(t) = S(t-1) + \frac{X^E P^{D,EC}(t) + (1 - X^E) P^{D,ED}(t)}{E_{cap}} \quad (35)$$

$$S(0) = 0.5 \quad (36)$$

$$0.1 \leq S(t) \leq 0.9, \quad \forall t \in T \quad (37)$$

$$\sum_{t=1}^T P^{D,EC}(t) = \sum_{t=1}^T P^{D,ED}(t) \quad (38)$$

其中： $P^{D,EC}(t)$ 、 $P^{D,ED}(t)$ 分别表示共享储能 t 时刻的充放电功率； $S(t)$ 表示共享储能的荷电状态(state of charge, SOC)； E_{cap} 表示储能的额定容量； X^E 表示共享储能的充放电状态，为 0-1 变量：当 X^E 为 1 时，表示储能充电；为 0 时表示放电。

3) 风电场群成员出力约束。

约束任意时刻下风电场群成员 i 的调度出力不大于此成员的预测可出力。则有：

$$P_i^{D,D}(t) = P_i^{D,W}(t) + P_i^{D,EC}(t) + P_i^{D,VC}(t) \quad (39)$$

$$0 \leq P_i^{D,D}(t) \leq P_i^{D,F}(t), \quad \forall t \in T, \forall i \in N \quad (40)$$

其中： $P_i^{D,D}(t)$ 为风电场 i 的 t 时刻调度总出力，包括其直接并网出力、给物理共享储能充电功率以及给虚拟储能平台所提供的充电功率 $P_i^{D,VC}(t)$ ； $P_i^{D,F}(t)$ 为风电场 i 在 t 时刻短期预测可出力； N 表示风电场集群中共含 N 位风电场成员。

同时还要对调度周期内风电场群成员 i 调用储能系统的充放电功率进行等电量约束，此处储能系统包括物理储能与虚拟储能平台。此约束平衡各风电场调用储能的充放电功率，促进各风电场公平调用储能体系。同时，间接售电收益按风电场调用储能放电功率结算，约束充放电功率相等也能保障各风电场售电收益结算的公平性。公式如下：

$$\sum_{t=1}^T \left(\frac{P_i^{S,ED}(t)}{\eta} + P_i^{S,VD}(t) \right) = \sum_{t=1}^T (\eta P_i^{S,EC}(t) + P_i^{S,VC}(t)), \quad \forall i \in N \quad (41)$$

4) 风电场群合作约束。

在合作博弈模型中，各风电场群成员的总体收益一定不低于不合作时各风电场群成员收益，是集群合作存在的基本前提。具体公式如下：

$$R_i^D \geq R_i^{D,S}, \quad \forall i \in N \quad (42)$$

2.1.3 改进粒子群算法

日前调度模型包含复杂非线性部分，使用改进粒子群算法求解。粒子群算法简单易操作，但容易陷入局部最优解。故本文使用引入局部收敛判断系数 S_p 改进粒子群算法进行求解^[24]，公式如下：

$$S_p = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m (f_j - f_{best})^2}{m}} \quad (43)$$

其中： m 为设定的迭代次数； f_j 为第 j 次迭代中粒子种群的最佳适应度； f_{best} 为迭代过程中全局最优

粒子的适应度。当种群迭代到一定次数而局部收敛判断系数 S_P 过小时,表明 m 次迭代后种群寻优进程停滞,说明种群陷入局部最优或已寻到全局最优。在 S_P 小于一定值时,在取值范围内对种群速度进行随机变异,如种群已寻找到全局最优,变异对寻优结果没有影响;如种群陷入局部最优,速度变异可帮助种群跳出局部最优寻找到更优粒子。

2.2 风电场群与共享储能实时调度模型

在实时阶段优化需基于日前调度策略对风电场群预测误差进行调节。由于在日前调度已经充分考虑到风电场群各成员利益,同时实时阶段售电收益根据风电场群出力与日前调度结果偏差结算。所以实时调度模型以风电场集群收益最大化为目标滚动优化求解调度策略,在简化调度的同时也兼顾各风电场成员收益。调度的目标函数如下所示:

$$\max R^R = R^{R,E} - C^{R,S} - C^{R,F} - C^{R,d} \quad (44)$$

其中: R^R 为合作模式下联盟实时调度收益; $R^{R,E}$ 为实时调度下风电场群的售电收益; $C^{R,F}$ 为风电场群实时阶段波动成本; $C^{R,S}$ 为实时阶段物理共享储能的运行成本; $C^{R,d}$ 为集群实时调度总出力与日前调度偏差产生的偏差成本。

为统一计算,此处将集群直接售电收益与间接售电收益合并为售电收益,实时调度售电收益的计算是在日前调度收益的基础上,实时并网电量较日前调度结果多发的以实时市场价格售出、少发的则以实时市场价格买入,如下所示:

$$P_{W,i}^R(t) = P_i^{R,W}(t) + P_i^{R,ED}(t) + P_i^{R,VD}(t) \quad (45)$$

$$R^{R,E} = \sum_{t=1}^T (\Delta p_R(t) \sum_i^n (P_{W,i}^R(t) - P_{W,i}^D(t))) \quad (46)$$

其中: $P_W^R(t)$ 表示 t 时刻风电场群实时总并网功率; $P_i^{R,W}(t)$ 、 $P_i^{R,ED}(t)$ 、 $P_i^{R,VD}(t)$ 分别表示实时调度中集群成员 i 直接并网功率、储能实际供给成员 i 的放电功率和虚拟储能平台提供给成员 i 的放电功率; $p_R(t)$ 为 t 时刻实时市场的出清电价。

实时调度中风电场群的储能运行成本与日前模型中的对应费用类似,如公式(26)所示;波动成本计算如 1.2.1 节公式(1)—(11)所示。实时调度还需增加对偏差成本的考虑,风电场群偏差成本计算如 1.2 节公式(12)—(14)所示。

实时调度模型的约束条件同日前调度模型,公式(39)中各时刻成员可出力上限需滚动更换为各风电场群成员最新预测可出力。实时阶段优化以集群收益最大为目标,可采用 CPLEX 求解器对实时优化模型进行求解。

3 风电场群合作收益结算与分摊

结合两阶段协同并网优化策略,风电场群各项收益与成本结算与分摊如下:

1) 售电收益。

风电场群运营售电收益为日前调度收益与实时调度收益之和,而各成员所分得的售电收益可由两阶段调度策略直接计算如下:

$$R_i^{R,E} = \sum_{t=1}^T \Delta p_R(t) (P_{W,i}^R(t) - P_{W,i}^D(t)) \quad (47)$$

$$R_i^E = R_i^{D,D} + R_i^{D,I} + R_i^{R,E} \quad (48)$$

其中: $R_i^{R,E}$ 为实时调度下风电场群成员 i 售电收益; R_i^E 为成员 i 在集群两阶段协同并网优化下的最终售电收益。

2) 储能运行成本。

风电场群储能运行成本的结算与分摊也可根据两阶段调度策略直接计算得到:

$$C_i^{R,S} = \sum_{t=1}^T \Delta p_S \left(\left(\frac{P_i^{R,ED}(t)}{\eta} + \eta P_i^{R,EC}(t) \right) - \left(\frac{P_i^{D,ED}(t)}{\eta} + \eta P_i^{D,EC}(t) \right) \right) \quad (49)$$

$$C_i^S = C_i^{D,S} + C_i^{R,S} \quad (50)$$

其中: $P_i^{R,EC}(t)$ 为实时调度中成员 i 在 t 时刻给物理储能的充电功率; $C_i^{R,S}$ 为成员 i 实时调度下产生的储能运行成本; C_i^S 为成员 i 在集群两阶段协同优化后所分得的储能运行成本。

3) 波动成本。

日前优化阶段中所涉及的波动成本计算与分摊主要目的是给集群决策提供依据,而风电场群所需支付的波动成本是根据集群实时调度优化结果计算得到。将实时调度中的总并网功率 $P_W^R(t)$ 带入如 1.2.1 节公式(1)—(11)所示的波动成本考核机制,则可得到风电场群波动成本 C^F ;风电场群波动成本分摊同样采用如 1.2.1 节公式(12)—(18)所示的改进 Shapley 值法,则可得到成员 i 波动成本 C_i^F 。

4) 偏差成本。

风电场群偏差成本在集群实时调度中产生,采用 Shapley 值法进行分摊,计算如 1.2.2 节公式(12)—(13)所示。

4 算例分析

4.1 算例相关数据

设某风电集群由风电场 1、风电场 2、风电场 3 和共享储能构成,3 个风电场的装机容量分别为 75、50 和 60MW。风电场群以及其成员具体预测出力情

况^[25]、风电场群并网节点最大可容纳功率曲线、电网负荷曲线以及电力市场出清电价曲线见附录二。风电场群装配的共享储能额定功率为风电场群额定容量的 20%，为 37MW；共享储能额定容量为 37MW h。设每 15min 为一个调度时段，则一个调度周期中共有 96 时段。风电场群并网时，波动成本的单位考核价格为 0.3654 元/(kW h)，偏差成本的单位考核价格为 0.1250 元/(kW h)。物理储能的单位运行成本为 0.207 元/(kW h)，储能充电效率与放电效率均为 0.9。

4.2 日前调度出力结果分析

求解风电场群日前调度策略的收敛曲线见附录三。日前调度模型中各风电场总并网功率包括各风电场群成员的直接并网功率、物理储能实际放电、虚拟储能平台提供的并网功率。日前调度模型下风电场群及成员总并网功率对比如图 2 所示。

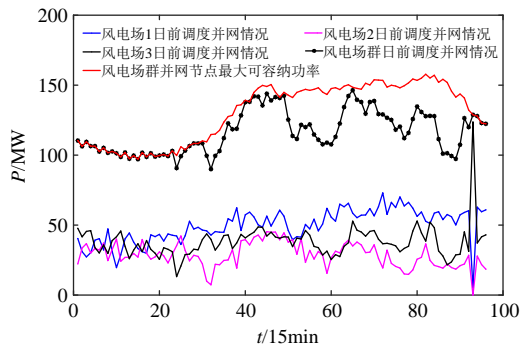


图 2 风电场群日前调度并网功率

Fig. 2 Grid-connected power curve of wind farm cluster in day-ahead optimal scheduling

如图 2 所示，集群各成员出力波动较为明显，但集群出力在平滑效应的作用下趋于平缓。

假设集群各成员非合作情况下装配的储能额定功率为各风电场额定容量的 20%，分别为 15、10、12MW；储能额定容量大小同额定功率。当各风电场调度出力之和大于节点最大可容纳值时，按各风电场额定容量比例分配出力。根据附录一模型求解可得非合作时调度出力策略。纳什谈判模型与非合作模型的弃风情况如图 3 所示。

弃风电量都主要集中在 1—30 时段，结合图 2 以及附录二图 10 可以看到，此时段风电场集群短期预测出力大于并网节点最大可容纳功率、集群调度总出力贴合最大容纳曲线，是集群风电存在富余的阶段，符合客观实际。合作模式中各风电场积极调用储能，相较非合作情况，集群弃风量降低 18.47%。设储能充电功率为正，放电功率为负，则日前调度下物理共享储能的充放电情况以及 SOC 变化如图 4 所示。

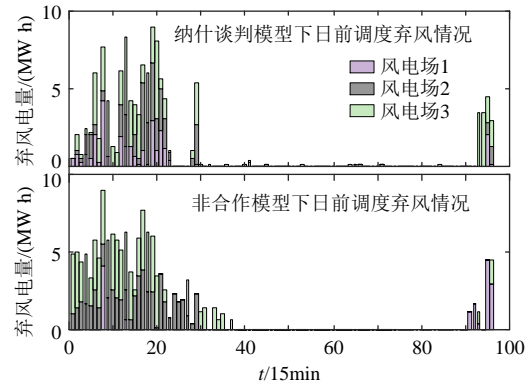


图 3 风电场群成员日前调度弃风情况

Fig. 3 Wind power curtailment of wind farm cluster in day-ahead optimal scheduling

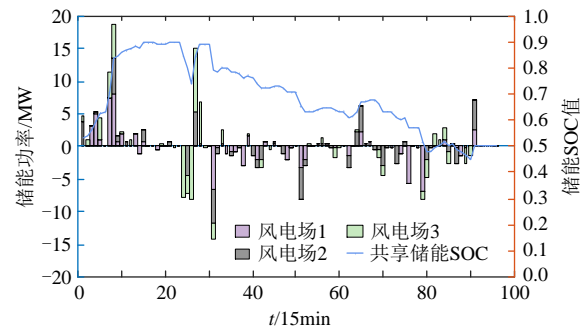


图 4 共享物理储能日前调度情况

Fig. 4 Day-ahead scheduling curve of shared energy storage

共享储能整体调用趋势为先充电再放电，最后荷电状态恢复到 0.5。风电场群并网曲线较附录二图 10 风电场群短期预测出力有一定抬升，结合储能充放电情况可以发现与弃风情况相对比，在弃风情况密集发生时段，储能充电；在之后风电场集群短期预测出力小于并网节点最大可容纳功率时段，储能放电，充分起到调节场群出力的作用。

4.3 实时调度出力结果分析

由于风电的不确定性，风电场的短期预测数据与风电场超短期预测数据还存在一定误差，如附录二图 10 所示。其中，风电场 1、风电场 2 和风电场 3 的短期预测出力较超短期预测出力预测准确率仅有 92.79%、88.40% 和 89.80%，风电场群需进行实时滚动调度，假设实时滚动优化调度周期仍为 15min (可以根据实际需要设置)，此时风电场群并网情况如图 5 所示。

从风电场群的并网出力来看，实时调度出力的并网功率曲线与日前调度并网曲线变化趋势基本贴合，说明实时调度中的偏差考核一定程度上督促风电场群按日前并网结果出力。由于风电场群超短期预测出力总体高于日前预测出力，风电场群并网功率整体上高于日前调度出力。实时调度各成员的弃风情况如图 6 所示。

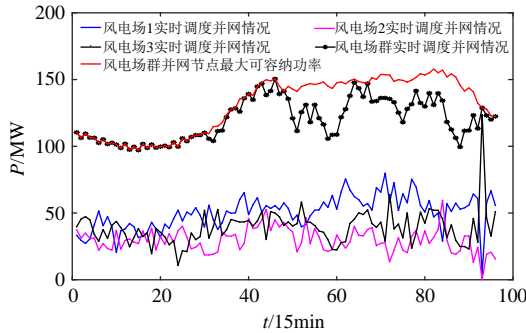


图5 风电场群实时调度并网功率

Fig. 5 Grid-connected power curve of wind farm cluster in real-time optimal scheduling

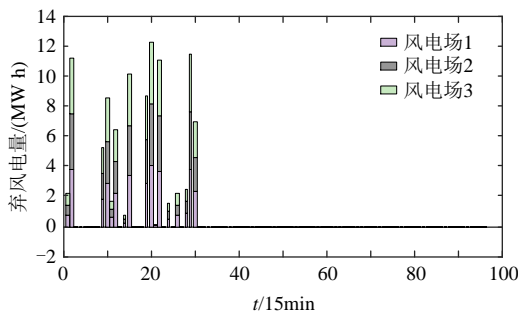


图6 风电场群成员实时调度弃风情况

Fig. 6 Wind power curtailment of wind farm cluster in real-time optimal scheduling

弃风情况密集发生时段与日前调度模式下的结果相同，时段内各成员弃风电量比例相近。由于此时段预测可出力功率相较于日前提升，实时调度下的弃风电量大小较日前有所上涨。此时共享物理储能以及虚拟储能的调用情况如图7、8所示。

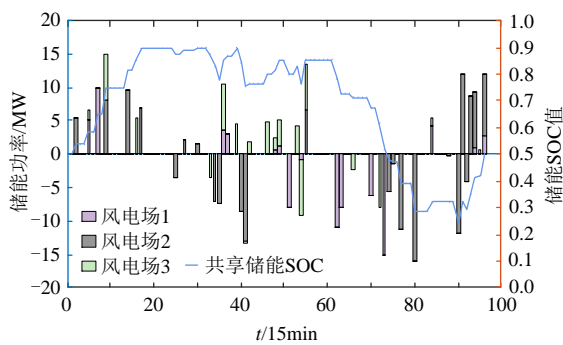


图7 共享物理储能实时调度情况

Fig. 7 Real-time scheduling curve of shared energy storage

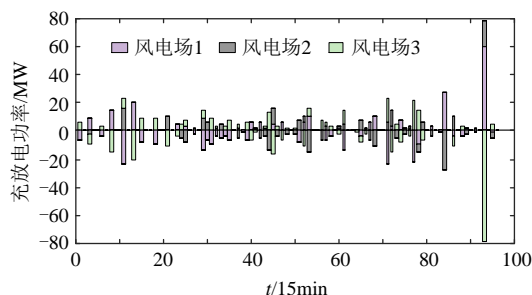


图8 虚拟储能实时调度情况

Fig. 8 Real-time scheduling curve of virtual energy storage

实时调度下的储能调用趋势与日前相同，储能在风电供应充足时先充电，在并网空间充裕时再放电。同时，与附录二图10风电场群的总预测曲线相比，日前、实时调度策略下的集群并网曲线波动程度均有所减轻，在调度后半周期的平均出力都有提升，充分体现储能平抑波动以及调节出力的能力。日前优化与实时优化中，共享储能的SOC变化范围分别为(0.45~0.90)和(0.23~0.90)，均未达到共享储能的最大工作范围，表明风电场群实际所需共享储能容量小于配置容量。

如图8所示，在虚拟储能平台上，集群各成员实时调度中调用共享储能充放电需求在一个调度周期中的大部分时刻出现相抵情况。与图7相比，物理共享储能实际被调用时刻较少且充放电功率较小。而虚拟平台上的充放电相抵功率远大于物理储能实际充放电功率，相抵功率不经过储能实体，直接由风电场提供、被风电场使用，使得共享储能产生的运行损耗和成本大大减少；同时成员间调用储能充放电功率的相抵情况一定程度降低共享储能的容量需求，在共享储能规划阶段风电场集群可降低投资费用，选用额定容量更小的储能。

4.4 风电场运营收益与成本分摊分析

4.4.1 日前调度收益分摊

日前调度策略下的集群收益如表1所示。

直接售电收益	间接售电收益	储能运行成本	波动成本
167.740	8.957	1.194	0.268

10⁴元

日前调度策略下的风电场群各成员直接售电收益、间接售电收益和储能运行成本，可以由并网功率以及共享储能和虚拟储能调用功率直接计算得到。而各成员的波动成本采用改进 Shapley 值法对集群波动成本进行合理分摊，具体过程如表2—4所示。

风电场	S_{wave}	S_{ampl}	S_L
风电场 1	0.9795	0.1563	0.8231
风电场 2	0.9541	0.2404	0.7138
风电场 3	0.9472	0.1953	0.7518
风电场 12	0.9872	0.1032	0.8840
风电场 13	0.9736	0.1604	0.8132
风电场 23	0.9865	0.1257	0.8608
风电场群	0.9903	0.1014	0.8889

表3 各风电场的边际波动成本

Table 3 Marginal fluctuating cost of wind farms 10^3 元

组合方式	集群名称	$C(S)$	$C(S-i)$	$C(S)-C(S-i)$
风电场 1 参与集群	风电场 1	16.313	0	16.313
	风电场 1、2	17.133	21.001	-3.868
	风电场 1、3	10.588	24.798	-14.210
	风电场集群	2.680	17.098	-14.418
风电场 2 参与集群	风电场 2	21.001	0	21.001
	风电场 2、3	17.098	24.798	-7.700
	风电场 1、2	17.133	16.313	0.819
	风电场集群	2.680	10.588	-7.908
风电场 3 参与集群	风电场 3	24.798	0	24.798
	风电场 1、3	10.588	16.313	-8.901
	风电场 2、3	17.098	21.001	-3.903
	风电场集群	2.680	17.133	-14.453

表4 各风电场再分摊系数

Table 4 Indicator about reallocation of wind farms

风电场	S_{L_i}	K_{S_i}	Q_i	K_{Q_i}	ΔK_i
风电场 1	0.823	0.308	4.775	0.427	0.027
风电场 2	0.714	0.355	2.757	0.246	-0.023
风电场 3	0.752	0.337	3.664	0.327	-0.004

表 2 中, 风电场 12 表示风电场 1 和风电场 2 联合出力组成的子联盟, 其余子联盟表达方式同上。从表 2 可以看到, 风电场群成员 1、2、3 出力的负荷跟踪度相差较大, 因此在整个调度周期中出力波动规律总体强正相关性的可能比较小, 此时合作产生的平滑效果良好, 集群的波动规律可得到有效改善, 风电场群负荷跟踪度提升明显。整体上风电场群的出力曲线与负荷曲线最为贴近。

设 $C(S)$ 为包含风电场成员 i 的子联盟波动成本; $C(S-i)$ 为除风电场成员 i 外其他子联盟成员的波动成本; $C(S)-C(S-i)$ 则为风电场成员 i 的边际波动成本。此时可计算各风电场的边际波动成本如表 3 所示。

表 4 中的指标权重采用熵值法计算, 得到的结果为(0.475, 0.525)。此处改进 Shapley 法的调节系数取为 3。最终可得风电场群各成员最终分摊结果与非合作情况对比如表 5 所示。

相较非合作模式可以看到在纳什谈判合作博

表5 不同日前调度模式下风电场群成员收益对比

Table 5 Comparison of wind farms revenue under different kinds of day-ahead scheduling 10^4 元

调度模式	风电场群成员	直接售电收益	间接售电收益	储能成本	波动成本	总收益
纳什谈判模式	风电场 1	73.024	3.213	0.432	-0.208	76.013
	风电场 2	40.195	2.739	0.359	0.293	42.282
	风电场 3	54.523	3.005	0.403	0.183	56.942
非合作模式	风电场 1	74.344	2.009	1.432	0	74.921
	风电场 2	40.971	0.720	0.459	0.118	41.114
	风电场 3	55.656	1.094	0.800	0.286	55.664

弈模式下各风电场的日前调度总收益得到有效提升。在具体各项收益上, 非合作模式下各风电场直接售电收益略高于合作博弈模式下的直接售电收益, 但从售电收益总体(直接售电收益与间接售电收益之和)来看, 合作博弈模式下的售电收益更高, 这表明在本合作模式下, 各风电场更积极的调用储能调节出力, 并且大部分充放电需求在虚拟储能平台上聚合相抵, 使得各风电场与非合作模式相比在物理储能运行成本相近、乃至更低的情况下, 间接售电收益得以增长数倍。其中风电场 1 的额定容量最大, 预测可出力整体上高于其他成员, 售电收益高于其他风电场; 同时风电场 1 的波动成本为负值, 这是因为在合作中, 风电场 1 出力本身波动程度较小, 且从表 3 中可以看到风电场 1 在大部分子联盟中的边际成本都为负数, 说明其出力波动情况与集群中其他成员都主要呈弱正相关, 加入联盟后能有效降低合出力的波动程度, 带来极大的合作收益, 其边际偏差成本为负值。为公平奖励风电场 1 带来的合作收益, 综合考量下其所分得的波动成本为负值, 无需支付成本还能从联盟中额外获得收益。此时对风电场 2、3 来说, 其所分得的收益仍高于非合作模式下总收益, 同样能从联盟中获益。

4.4.2 实时调度收益分摊

实时阶段优化后集群运营收益如表 6 所示。

表6 风电场群实时调度收益

Table 6 Real-time scheduling revenue of wind farm cluster 10^4 元

售电收益	储能运行成本	波动成本	偏差成本
5.286	0.474	0.304	0.389

由于超短期预测出力较短期预测的提升, 实时调度中风电场集群可多出力, 实时售电收益为正值, 同时实时调度中储能运行范围更广, 调用更充分, 储能运行成本较日前调度结果略微提升。

4.4.3 风电场群最终收益分摊

集群偏差成本用 Shapley 值法分摊如表 7 所示。

风电场群最终需要结算与分摊的波动成本为实时调度中产生的波动成本。波动成本最终分摊同样采用改进 Shapley 值法, 分摊过程类似日前阶段计算中的表 2—5, 则风电场群及成员两阶段最终收益与成本如表 8 所示。

偏差成本分摊中, 因风电场 1 短期预测出力较超短期预测出力预测准确率最高, 出力不确定性最小, 且其偏差趋势与其他成员呈弱正相关, 故其所分得的偏差成本也相应最小, 符合客观实际。

表7 各风电场的边际偏差成本

Table 7 Marginal deviation cost of wind farms 10^3 元

组合方式	集群名称	$C(S)$	$C(S-i)$	$C(S)-C(S-i)$
风电场1 参与集群	风电场1	9.495	0	9.495
	风电场1、2	9.858	13.826	-3.967
	风电场1、3	7.888	10.734	-2.845
风电场2 参与集群	风电场集群	3.891	12.454	-8.563
	风电场2	13.826	0	13.826
	风电场2、3	12.454	10.734	1.720
风电场3 参与集群	风电场1、2	9.858	9.495	0.363
	风电场集群	3.891	7.888	-3.997
	风电场3	10.734	0	10.734
风电场3 参与集群	风电场1、3	7.888	9.495	-1.606
	风电场2、3	12.454	13.826	-1.371
	风电场集群	3.891	9.858	-5.966

表8 风电场群及成员最终收益

Table 8 Final revenue of wind farm cluster and its members 10^4 元

风电场	售电收益	储能运行成本	波动成本	偏差成本	总收益
风电场群	181.99	1.668	0.304	0.389	182.965
风电场1	77.132	0.415	-0.696	-0.082	77.495
风电场2	45.373	0.871	0.304	0.362	43.836
风电场3	59.480	0.381	0.696	0.109	58.294

在风电场群成员的运营结果计算过程中可以看出,风电场群的波动成本与偏差成本远小于按成员个体计算的对应成本。同时,风电场群的间接售电收益在风电场群调用储能放电时产生,而风电场群的储能运行成本远小于间接售电收益。表明风电场群合作带来的收益主要体现在以下两点:

一是调用储能时,各风电场成员充放电功率相抵,相抵功率不考虑储能的运行损耗与储能运行成本,相较单独风电场配备储能时,储能的运行成本下降,储能带来的收益大幅增加。结合表5,在日前非合作模式调度下,各风电场单独分开调用储能,不考虑相抵情况时,为控制储能使用成本,各风电场很少调用储能。合作模式与之相比,总储能运行成本较不合作时下降55.63%的同时,集群间接售电收益也就是通过调用储能获得的收益较不合作时上升134.29%。

二是波动成本与偏差成本,由于风电场联合并网时会产生正负波动、偏差相抵的情况,从日前调度结果来看风电场群波动成本较不合作时降低33.66%,集群出力波动情况得到有效改善;并且风电场联合并网时合出力曲线的相似程度较各风电场单独出力曲线显著上升,风电场群的并网曲线整体波动规律更顺应电网需求,在实时调度中集群负荷跟踪度提升至0.90,波动成本惩罚系数可降至0.7。

5 结论

风电场群与共享储能合作并网模型主要囊括日前调度、实时调度与收益分摊3部分,适用于风电场群合作的全流程。在两阶段规划下,风电场集群能有效平抑波动、调整出力、提升风电消纳能力,产生一定合作收益。主要得到以下结论:

1) 日前优化阶段将合作博弈中的纳什谈判引入调度模型,以风电场群各成员的合作收益之积最大为目标函数,在确保各成员收益高于非合作收益的同时,能够寻求收益均衡点,充分保障各成员收益。在调度中同时采用改进Shapley值法分摊风电场群的波动成本,考虑成员带来边际收益,可体现各成员出力给集群带来的影响。

2) 由于存在风电场群预测误差,实时优化阶段会在日前调度策略结果上,对集群并网策略进行调整,最终可以得到考虑日前调度结果和集群实际预测出力情况形成的并网策略,保障风电场群合作收益。

3) 相较于各成员单独配备储能的不合作情况,风电场群联合使用共享储能通过虚拟储能平台降低物理储能实际调用频率,减少共享储能的运行成本,不仅可以降低风电场群集群对储能容量的实际需求,在投资规划阶段就能节省经济投入,还能鼓励风电集群各成员充分调用储能调节出力、平抑波动,使集群获得合作收益的同时改善出力曲线。

附录见本刊网络版(<http://www.dwjs.com.cn/CN/1000-3673/current.shtml>)。

参考文献

- 陈国平,董昱,梁志峰.能源转型中的中国特色新能源高质量发展分析与思考[J].中国电机工程学报,2020,40(17):5493-5505. CHEN Guoping, DONG Yu, LIANG Zhifeng. Analysis and reflection on high-quality development of new energy with Chinese characteristics in energy transition[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(17): 5493-5505(in Chinese).
- 文云峰,杨伟峰,汪荣华,等.构建100%可再生能源电力系统述评与展望[J].中国电机工程学报,2020,40(6):1843-1855. WEN Yunfeng, YANG Weifeng, WANG Ronghua, et al. Review and prospect of toward 100% renewable energy power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(6): 1843-1855(in Chinese).
- TU Qiang, BETZ R, MO Jianlei, et al. Achieving grid parity of wind power in China-Present levelized cost of electricity and future evolution[J]. Applied Energy, 2019, 250: 1053-1064.
- 申颖,赵千川,李明扬.多时空尺度下风电平滑效应的分析[J].电网技术,2015,39(2):400-405. SHEN Ying, ZHAO Qianchuan, LI Mingyang. Analysis on wind power smoothing effect in multiple temporal and spatial scales[J]. Power System Technology, 2015, 39(2): 400-405(in Chinese).
- BAEYENS E, BITAR E Y, KHARGONEKAR P P, et al. Coalitional aggregation of wind power[J]. IEEE Transactions on Power Systems,

- 2013, 28(4): 3774-3784.
- [6] BARRA P H A, DE CARVALHO W C, MENEZES T S, et al. A review on wind power smoothing using high-power energy storage systems[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2021, 137: 110455.
- [7] 徐国栋, 程浩忠, 马紫峰, 等. 用于平滑风电出力的储能系统运行与配置综述[J]. *电网技术*, 2017, 41(11): 3470-3479.
XU Guodong, CHENG Haozhong, MA Zifeng, et al. An overview of operation and configuration of energy storage systems for smoothing wind power outputs[J]. *Power System Technology*, 2017, 41(11): 3470-3479(in Chinese).
- [8] KHALOIE H, MOLLAHASSANI-POUR M, ANVARI-MOGHADDAM A. Optimal behavior of a hybrid power producer in day-ahead and intraday markets: a Bi-objective CVaR-based approach [J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2021, 12(2): 931-943.
- [9] 李铁, 李正文, 杨俊友, 等. 计及调峰主动性的风光水火储多能系统互补协调优化调度[J]. *电网技术*, 2020, 44(10): 3622-3630.
LI Tie, LI Zhengwen, YANG Junyou, et al. Coordination and optimal scheduling of multi-energy complementary system considering peak regulation initiative[J]. *Power System Technology*, 2020, 44(10): 3622-3630(in Chinese).
- [10] 郭伟, 张建成. 针对风电场群的储能系统优化配置方法研究[J]. *可再生能源*, 2017, 35(12): 1869-1875.
GUO Wei, ZHANG Jiancheng. Research on optimization method of energy storage system for wind farm group[J]. *Renewable Energy Resources*, 2017(12): 1869-1875(in Chinese).
- [11] ZHANG Rufeng, JIANG Tao, LI Fangxing, et al. Coordinated bidding strategy of wind farms and power-to-gas facilities using a cooperative game approach[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2020, 11(4): 2545-2555.
- [12] 郑晨昕, 江岳文. 基于改进 Shapley 值的风电波动成本分摊策略[J]. *电网技术*, 2021, 45(11): 4387-4394.
ZHENG Chenxin, JIANG Yuewen. Wind power fluctuation cost allocation based on improved Shapley value[J]. *Power System Technology*, 2021, 45(11): 4387-4394(in Chinese).
- [13] 陆秋瑜, 罗澍忻, 胡伟, 等. 集群风储联合系统广域协调控制及利益分配策略[J]. *电力系统自动化*, 2019, 43(20): 183-191.
LU Qiuyu, LUO Shuxin, HU Wei, et al. Wide-area coordinated control and benefit assignment strategy of clustering wind-energy storage integrated system[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2019, 43(20): 183-191(in Chinese).
- [14] 武昭原, 周明, 姚尚润, 等. 基于合作博弈论的风储联合参与现货市场优化运行策略[J]. *电网技术*, 2019, 43(8): 2815-2824.
WU Zhaoyuan, ZHOU Ming, YAO Shangrun, et al. Optimization operation strategy of wind-storage coalition in spot market based on cooperative game theory[J]. *Power System Technology*, 2019, 43(8): 2815-2824(in Chinese).
- [15] 陈厚合, 杜欢欢, 张儒峰, 等. 考虑风电不确定性的混合储能容量优化配置及运行策略研究[J]. *电力自动化设备*, 2018, 38(8): 174-182, 188.
CHEN Houhe, DU Huanhuan, ZHANG Rufeng, et al. Optimal capacity configuration and operation strategy of hybrid energy storage considering uncertainty of wind power[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2018, 38(8): 174-182, 188(in Chinese).
- [16] 王浩浩, 陈嘉俊, 朱涛, 等. 计及储能寿命与调频性能的风储联合投标模型及算法[J]. *电网技术*, 2021, 45 (1): 208-215.
WANG Haohao, CHEN Jiajun, ZHU Tao, et al. Joint bidding model and algorithm of wind-storage system considering energy storage life and frequency regulation performance[J]. *Power System Technology*, 2021, 45(1): 208-215(in Chinese).
- [17] 德格吉日夫, 谭忠富, 李梦露, 等. 考虑不确定性的风储电站参与电力现货市场竞价策略[J]. *电网技术*, 2019, 43(8): 2799-2807.
DE Gejirifu, TAN Zhongfu, LI Menglu, et al. Bidding strategy of wind-storage power plant participation in electricity spot market considering uncertainty[J]. *Power System Technology*, 2019, 43(8): 2799-2807(in Chinese).
- [18] ALI L, MUYEEN S M, BIZHANI H, et al. Optimal planning of clustered microgrid using a technique of cooperative game theory[J]. *Electric Power Systems Research*, 2020, 183: 106262.
- [19] 马腾飞, 裴玮, 肖浩, 等. 基于纳什谈判理论的风-光-氢多主体能源系统合作运行方法[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(1): 25-39.
MA Tengfei, PEI Wei, XIAO Hao, et al. Cooperative operation method for wind-solar-hydrogen multi-agent energy system based on Nash bargaining theory[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(1): 25-39(in Chinese).
- [20] 国家能源局华中监管局. 华中区域发电厂并网运行管理实施细则[Z]. 2020.
- [21] 李璐, 郑亚先, 陈长升, 等. 风电的波动成本计算及应用研究[J]. *中国电机工程学报*, 2016, 36(19): 5155-5163.
LI Lu, ZHENG Yaxian, CHEN Changsheng, et al. Calculation of wind power variation costs and its application research[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2016, 36(19): 5155-5163(in Chinese).
- [22] 陈晓榕, 江岳文. 风电波动成本分摊方法[J]. *电力自动化设备*, 2020, 40(11): 99-105.
CHEN Xiaorong, JIANG Yuewen. Wind power variability cost allocation method[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2020, 40(11): 99-105(in Chinese).
- [23] 曾宇, 刘友波, 高红均, 等. 基于模型预测控制的高压配电网负荷转供与储能电站协同运行[J]. *电网技术*, 2021, 45(5): 1902-1911.
ZENG Yu, LIU Youbo, GAO Hongjun, et al. Load transfer capability of HV distribution network and coordinated operation with energy storage power station based on model predictive control[J]. *Power System Technology*, 2021, 45(5): 1902-1911(in Chinese).
- [24] 江岳文, 陈冲, 温步瀛. 含风电场的电力系统机组组合问题随机模拟粒子群算法[J]. *电工技术学报*, 2009, 24(6): 129-137.
JIANG Yuewen, CHEN Chong, WEN Buying. Particle swarm research of stochastic simulation for unit commitment in wind farms integrated power system[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2009, 24(6): 129-137(in Chinese).
- [25] ROBERTS O, ANDREAS A. United states virgin islands: St. Thomas (Bovoni) & St. Croix (Longford)[R]. Golden: NREL-DATA, 1997.



江岳文

在线出版日期: 2022-07-19.

收稿日期: 2022-02-21.

作者简介:

江岳文(1977), 女, 通信作者, 博士, 教授, 研究方向为风电并网优化运行、电力系统优化运行等, E-mail: jiangyuewen2008@163.com;

郑晨昕(1997), 女, 硕士研究生, 研究方向为电力系统优化运行与风电并网等, E-mail: zhengchenxin1997@163.com.

(责任编辑 王金芝)

附录一 风电场群成员不合作时日前调度模型

1) 目标函数。

$$\max R_i^{\text{D},\text{S}} = R_i^{\text{S},\text{D}} + R_i^{\text{S},\text{I}} - C_i^{\text{S},\text{S}} - C_i^{\text{S},\text{F}} \quad (51)$$

其中： $R_i^{\text{D},\text{S}}$ 表示风电场*i*不合作情况下的日前调度收益； $R_i^{\text{S},\text{D}}$ 表示风电场*i*不合作情况下的直接售电收益； $R_i^{\text{S},\text{I}}$ 表示风电场*i*通过给储能充电产生的间接售电收益； $C_i^{\text{S},\text{F}}$ 为风电场*i*不合作情况下产生的波动成本； $C_i^{\text{S},\text{S}}$ 为风电场*i*使用储能产生的运行成本。各费用的计算公式具体如下：

$$R_i^{\text{S},\text{D}} = \sum_{t=1}^T \Delta t p_E(t) P_i^{\text{S},\text{W}}(t) \quad (52)$$

$P_i^{\text{S},\text{W}}(t)$ 为不合作情况下*t*时刻风电场*i*日前规划的直接并网功率，其产生收益为直接售电收益。

$$R_i^{\text{S},\text{I}} = \sum_{t=1}^T \Delta t \eta p_E(t) P_i^{\text{S},\text{ED}}(t) \quad (53)$$

$P_i^{\text{S},\text{ED}}(t)$ 为*t*时刻储能提供给风电场*i*的放电功率。不合作时各风电场间不构成虚拟储能平台，风电场各自配备专属实体储能。

$$P_{W,i}^{\text{S}}(t) = P_i^{\text{S},\text{W}}(t) + P_i^{\text{S},\text{ED}}(t) \quad (54)$$

$$\Delta P_{W,i}^{\text{S}}(t) = |P_{W,i}^{\text{S}}(t) - P_{W,i}^{\text{S}}(t-1)| \quad (55)$$

$$C_i^{\text{S},\text{F}} = c p_F \sum_{t=1}^T (\max(\Delta P_{W,i}^{\text{S}}(t) - P_{\text{lim}}, 0) \Delta t) \quad (56)$$

其中： $P_{W,i}^{\text{S}}(t)$ 表示风电场*i*在*t*时刻的总并网功率； $\Delta P_{W,i}^{\text{S}}(t)$ 表示*t*时刻风电场*i*总并网功率变化值； $C_i^{\text{S},\text{F}}$ 为不合作情况下风电场*i*日前调度波动成本；结合1.2.1节式(1)—(11)的波动成本考核机制求得。

设 $P_i^{\text{S},\text{EC}}$ 为*t*时刻风电场*i*给储能系统实际的充电功率，则不合作时风电场*i*的储能运行成本为

$$C_i^{\text{S},\text{S}} = \sum_{t=1}^T \Delta t p_S \left(\frac{P_i^{\text{S},\text{ED}}(t)}{\eta} + \eta P_i^{\text{S},\text{EC}}(t) \right) \quad (57)$$

2) 约束条件。

$$0 \leq P_{W,i}^{\text{S}}(t) \leq P_{L,i}(t), t \in T \quad (58)$$

$P_{L,i}$ 为根据风电场*i*装机容量所分得的并网节点最大可容纳功率阈值。

风电场*i*所配备储能约束如下：

$$0 \leq P_i^{\text{S},\text{EC}}(t) \leq X^E P_i^E, \quad \forall t \in T \quad (59)$$

$$0 \leq P_i^{\text{S},\text{ED}}(t) \leq (1 - X^E) P_i^E, \quad \forall t \in T \quad (60)$$

$$S_i(t) = S_i(t-1) + \frac{X^E P_i^{\text{S},\text{EC}}(t) + (1 - X^E) P_i^{\text{S},\text{ED}}(t)}{E_{\text{cap},i}} \quad (61)$$

$$S_i(0) = 0.5 \quad (62)$$

$$0.1 \leq S_i(t) \leq 0.9, \quad \forall t \in T \quad (63)$$

$$\sum_{t=1}^T P_i^{\text{S},\text{EC}}(t) = \sum_{t=1}^T P_i^{\text{S},\text{ED}}(t) \quad (64)$$

$S_i(t)$ 为风电场*i*单独配备储能的荷电状态； $E_{\text{cap},i}$ 为此储能的额定容量。

风电场*i*在*t*时刻可出力约束如下：

$$0 \leq P_i^{\text{S},\text{W}}(t) + P_i^{\text{S},\text{EC}}(t) \leq P_i^{\text{S},\text{F}}(t), \quad \forall t \in T \quad (65)$$

$P_i^{\text{S},\text{F}}(t)$ 为风电场*i*的*t*时刻短期预测可出力。

附录二 算例分析概况

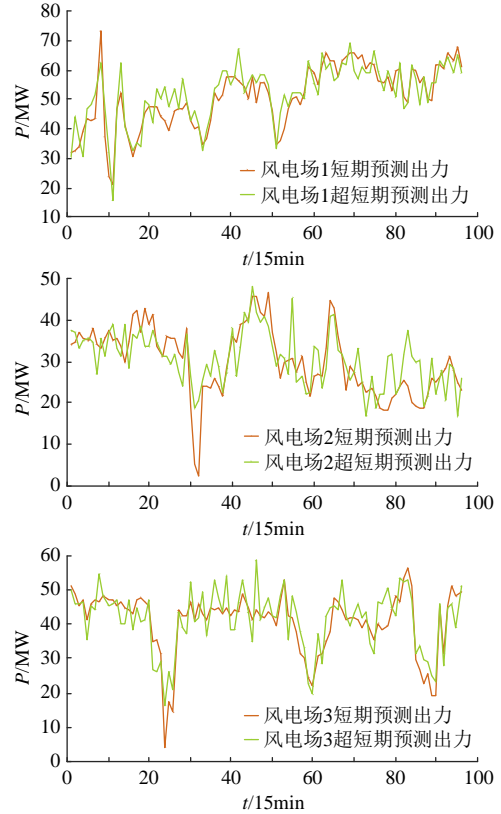


图9 风电场群各成员出力预测情况

Fig. 9 Wind power prediction results of wind farms

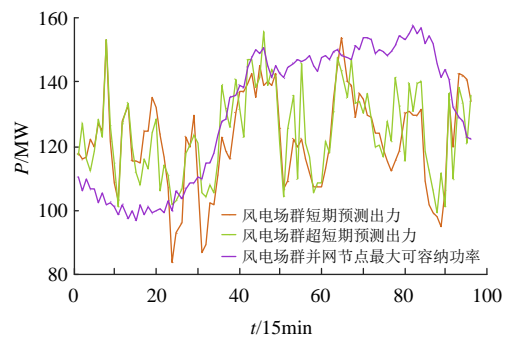


图10 风电场群预测出力与联盟并网节点最大可容纳功率

Fig. 10 Wind power prediction results of wind farm cluster

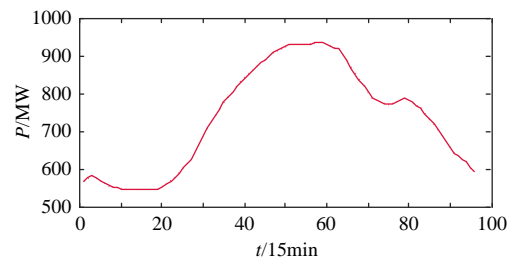


图11 电网负荷

Fig. 11 Curve of power load

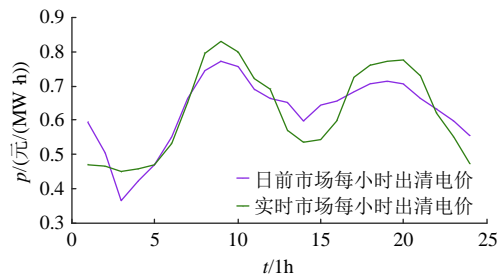


图 12 电力市场出清电价

Fig. 12 Market clearing price of electricity

附录三 改进粒子群算法收敛情况

在算例中使用的改进粒子群算法设局部最优判断迭代次数为 30，判断指标设为 0.1。则综合图 13 的收敛曲线来看，在迭代次数为 80~120、250~280 等处粒子群陷入局部最优，在激发速度更

新机制后跳出局部最优，找到下一个更优种群，适应值逐步攀升。在求解过程后期，种群触发多次速度变异，仍未寻到更优解，最终结果稳定在最高值处。

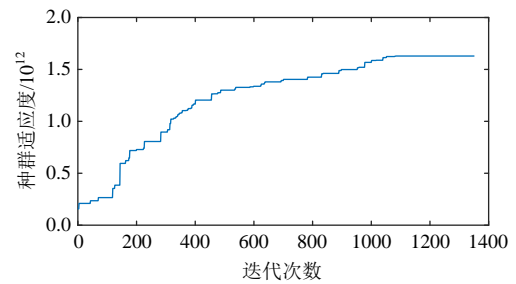


图 13 改进粒子群算法收敛曲线

Fig. 13 Convergence curve of improved particle swarm optimization

Two-stage Operation Optimization for Grid-connected Wind Farm Cluster With Shared Energy Storage

JIANG Yuewen^{1,2,3}, ZHENG Chenxin¹

(1. College of Electrical Engineering and Automation, Fuzhou University, Fuzhou 350108, Fujian Province, China; 2. Fujian Province University Engineering Research Center of Smart Distribution Grid Equipment, Fuzhou 350108, Fujian Province, China; 3. Research Center of Integrated Energy Planning and Optimal Operation, Fuzhou University, Fuzhou 350108, Fujian Province, China)

KEY WORDS: wind farm cluster; shared storage; cooperative game; two-stage optimization; improved Shapley value method

This paper proposes a two-stage operation optimization for grid-connected wind farm cluster with shared energy storage, which is shown in Fig. 1.

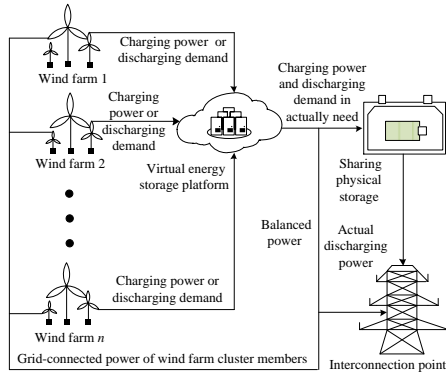


Fig. 1 Grid-connected wind farm cluster with shared energy storage

As shown in Fig. 1, the power output of each wind farm and discharging power of energy storage are collected into the interconnection point. For shared physical energy storage, the charging and discharging demands from wind farms will balance each other at some times. The balanced amount can be directly interconnected through the platform like virtual energy storage, with no operating losses. This system can bring cooperative profit to each other. To maximize the benefits, Nash negotiation model is used, where the objective function of the day-ahead operation optimization is

$$\max\left(\prod_{i=1}^n (R_i^D - R_i^{D,S})\right) \quad (1)$$

Where, R_i^D is the day-ahead scheduling benefit of wind farm in cooperation model, while $R_i^{D,S}$ is this in non-cooperative model; and n is the number of wind farms. The function of R_i^D is

$$R_i^D = R_i^{D,D} + R_i^{D,I} - C_i^{D,S} - C_i^{D,F} \quad (2)$$

Where, $R_i^{D,D}$ is the day-ahead grid-connected benefit; $R_i^{D,I}$ and $C_i^{D,S}$ are the day-ahead discharge benefit and operating cost from using shared energy storage, respectively; $C_i^{D,F}$ is the fluctuation cost of day-ahead scheduling. For the smooth effect blurring each

member's contribution to the cluster fluctuation, improved Shapley value method is used to build a rational mechanism for apportioning cluster fluctuation cost.

Due to the uncertainty of wind power, the predicted power output of wind farms varies in real time. The real-time scheduling optimization can balance errors of the day-ahead schedule, resulting in additional deviation cost, which is allocated by Shapley value method. Finally, all members will share the operating benefits and cost of the cluster according to the two-stage scheduling results.

Table 1 compares the day-ahead scheduling benefit of cooperation model and a classic model of a single wind farm with its own energy storage. Table 2 shows the scheduling benefit of this two-stage model, where R_i^E is the two-stage benefit by grid-connected and using shared energy storage; C_i^S is the shared energy storage operating cost; C_i^F is the final fluctuation cost; C_i^d is the cost from deviation of two-stage scheduling results; R_i is the two-stage scheduling benefit. The result demonstrates this cooperation mechanism can effectively smoothing wind power fluctuations and improve the interests of all members, which keeps the partnerships between wind farms equitable and reasonable.

Table 1 Comparison of wind farms revenue under different kinds of day-ahead scheduling 10^4¥

model	wind farm	$R_i^{D,D}$	$R_i^{D,I}$	$C_i^{D,S}$	$C_i^{D,F}$	R_i^D
Nash negotiation	wind farm 1	73.024	3.213	0.432	-0.208	76.013
	wind farm 2	40.195	2.739	0.359	0.293	42.282
	wind farm 3	54.523	3.005	0.403	0.183	56.942
non-cooperation	wind farm 1	74.344	2.009	1.432	0	74.921
	wind farm 2	40.971	0.720	0.459	0.118	41.114
	wind farm 3	55.656	1.094	0.800	0.286	55.664

Table 2 Final revenue of wind farm cluster and its members 10^4¥

wind farm	R_i^E	C_i^S	C_i^F	C_i^d	R_i
wind farm cluster	181.99	1.668	0.304	0.389	182.965
wind farm 1	77.132	0.415	-0.696	-0.082	77.495
wind farm 2	45.373	0.871	0.304	0.362	43.836
wind farm 3	59.480	0.381	0.696	0.109	58.294