

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2026.03.011

计及储能高效利用的风储双阶段调度策略

储云迪, 刘钰, 刘烨鹏, 侯世玺

(河海大学人工智能与自动化学院, 江苏南京 211100)

摘要:针对现有风储调度策略未充分考虑储能高效利用和系统联络线波动问题,文中提出计及储能高效利用的风储双阶段调度策略。在日前调度阶段,文中建立以最小化运行成本和弃风率、最大化储能利用率为目标的多目标优化模型,并采用多目标粒子群优化(multi-objective particle swarm optimization, MOPSO)算法求解最优调度方案。该模型充分考虑风电、光电等可再生能源的波动性,并通过优化储能充放电计划提升储能利用效率和调度经济性。在日内调度阶段,所提模型基于模型预测控制(model predictive control, MPC)方法实时调整储能及可调资源出力,修正调度误差,增强系统响应和稳定性。对文中所提模型进行仿真验证,得到MPC方法优化后,调度误差减小约50%,越限功率降低57%,联络线平稳性得到改善,同时风电消纳率提高15.6%,储能利用率提升12%,运行成本降低10.5%。仿真结果表明,所提双阶段调度策略可以显著提升风储电场整体性能,有效优化储能资源,减小调度误差,并提高系统的可靠性和经济性。

关键词:风储调度策略;储能利用率;双阶段调度;多目标粒子群优化(MOPSO);日内调度;模型预测控制(MPC)

中图分类号:TM731

文献标志码:A

文章编号:2096-3203(2026)03-0095-10

0 引言

随着可再生能源行业的快速发展,电力行业正逐步从以传统发电为核心转变为以新能源发电为核心。电力系统的稳定、可靠是保证电力安全供应的重要前提。然而,风能具有显著的间歇性和不稳定性^[1-3],大量风电并网给电力系统稳定运行和能源有效利用带来挑战。储能技术可以通过提高系统对供电波动的适应能力,提高电力系统的稳定性和可靠性^[4-8]。与此同时,储能装置具有增加峰值负荷供应的能力,将其接入系统能够优化电网升级改造周期^[9-12]。但当前储能投资价格较高^[13],且部分已投运储能设备存在闲置。因此,研究充分考虑储能高效利用的风储双阶段调度策略具有重要意义。

关于储能提高电力系统的稳定性,文献[14-15]综合研究5G基站储能调控与储热型光热发电的稳态功率优化,提出相关的数学模型和控制方法。文献[16-18]综合研究储能系统的选址与分区定容优化方法,重点关注提高电力系统的稳定性与能效,旨在促进系统在面对不确定性负荷和波动性负荷时的可靠运行和高效能量管理能力。文献[19-21]综合研究电力系统中储能装置的暂态稳定控制策略,重点关注储能装置对提升系统暂态稳定性与电压控制的效果,并验证了动态限幅优化的比例积

分(proportional integral, PI)闭环控制、分布式协调控制等方法可以显著提升电力系统的暂态稳定性。在风储联合调度方面,文献[22-23]综合考虑电池储能与热储能的动态特性,对风电出力的不确定性进行分析,并构建了一个包含经济性分析的风电-电热储能综合能源系统优化模型。文献[24]通过算例验证了风光储联合鲁棒规划模型的有效性,证明该模型能够有效缓解源侧出力不确定性所带来的缺陷。文献[25-26]基于风电在不同时间尺度下的出力预测,深入研究风储联合出力模型,并制定适用于实时阶段的风储联合调度策略。文献[27]分析火电机组在不同负荷率下的运行成本,构建了旨在促进风光消纳与降低系统总成本的风光火储联合调度模型。文献[28-29]综合研究风储联合调度的优化策略,旨在提升系统的效率和稳定性。这些研究结合混合储能系统的配置、市场投标模型与调频控制策略,着力解决风电出力不确定性及储能充放电不均衡问题,为风储联合调度提供系统性的理论支持,推动电力系统的稳定运行与经济优化。

综上,风储联合优化调度研究大多考虑各种变化因素,通过在系统优化求解中采用合理的模型、算法、调度策略应对多样化的电力调度问题。但研究大多忽略了储能利用率数学模型的构建。

为应对电力调度模型构建中的挑战,以及解决系统联络线波动下储能利用率量化分析不足的问题,文中提出一种结合日前预测与日内超短期修正的双阶段优化调度框架,主要贡献如下:

收稿日期:2025-08-06;修回日期:2025-10-23

基金项目:国家自然科学基金资助项目(62103132,62003132);

江苏省自然科学基金资助项目(BK20241779)

(1) 创新性地构建了储能利用率数学模型, 将其纳入风储双阶段调度多目标优化框架, 以实现储能资源的高效利用。在模型预测控制(model predictive control, MPC)的支持下, 系统动态调整储能充放电计划, 以应对风电出力的波动, 减少储能资源闲置时间, 实现经济性优化。

(2) 基于 MPC 和多目标粒子群优化(multi-objective particle swarm optimization, MOPSO)算法, 提出一种计及风储效能的双阶段多时间尺度调度策略。在日前调度阶段, 利用 MOPSO 强大的全局搜索和高效收敛能力给出初步调度计划。在日内调度阶段, 通过 MPC 滚动优化动态调整可调资源出力, 增强系统的实时响应能力。

1 风储联合单元双阶段优化调度

1.1 风储双阶段调度框架

图 1 为双阶段调度框架。浅绿色箭头为日前信息传输, 风储电场每日上报前一调度日的预测出力和机组预测状态。调度中心在调度日 00:00 前计算一次日前调度计划, 并每 24 h 制定一次, 计划尺度为 15 min, 随后将计划下发给风储电场并与外部大电网进行信息交流。红色箭头为日内信息传输, 风储电场在每个滚动优化周期内上报超短期风储预测信息和上周期实际风电功率, 以供调度中心制定滚动优化调度计划。调度中心每 5 min 滚动制定一次日内计划, 计划尺度为 5 min。双阶段风储调度流程如图 2 所示。

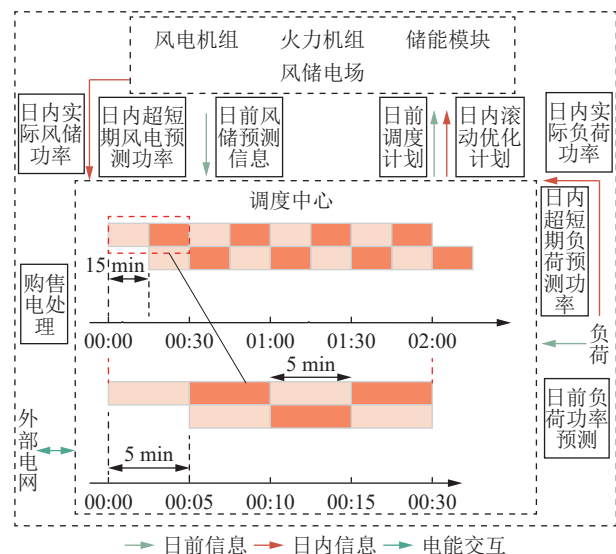


图 1 风储双阶段优化调度框架
Fig.1 Dual stage optimal scheduling framework for wind-storage

在双阶段调度框架中, 调度过程分为日前调度和日内滚动优化两个阶段。日前调度的主要目标

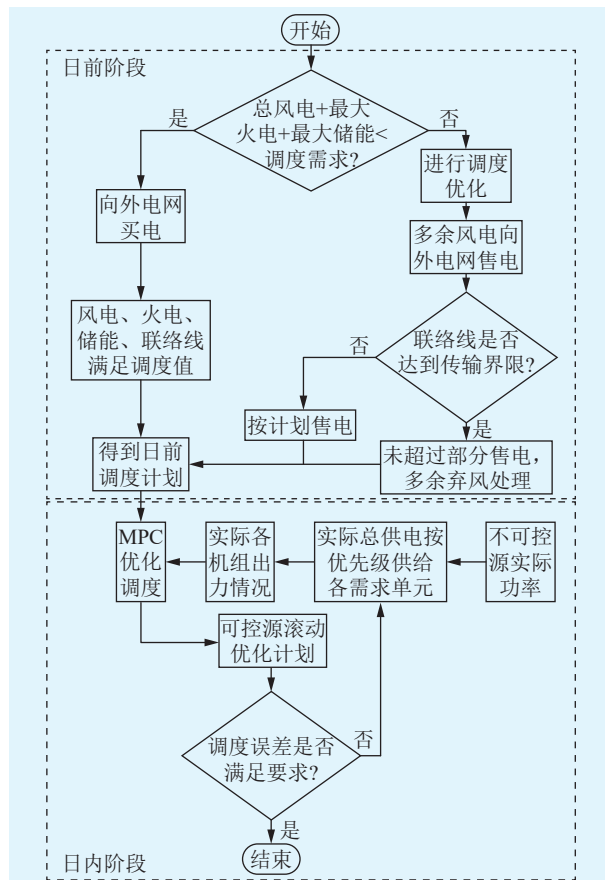


图 2 双阶段风储调度流程

Fig.2 Two-stage wind-storage dispatch process

是最小化系统运行成本、降低弃风率, 以及提升储能利用率。该阶段基于风电出力预测, 制定初步的调度计划, 包括各时段储能充放电安排和火电机组出力等决策变量, 并将初步计划与风电实时出力情况传递至日内阶段, 以此为调度基准。

在日内滚动优化阶段, 系统采用 MPC 进行实时优化, 以动态调整储能和火电机组出力, 适应风电实际出力波动, 进而减小系统偏差。该阶段的决策变量包括储能充放电功率和火电机组实时出力调整。日内滚动优化在日前阶段的初始储能调度计划基础上, 灵活调整储能充放电功率, 以补偿风电出力的波动, 从而维护系统的稳定性。

具体实施中, 图 2 中的可控源代表储能和火电机组, 通过储能与火电机组的出力协同调节, 适应风电出力的不确定性和实时负荷需求。日前阶段确定的储能调度值作为初步操作计划, 日内滚动优化在此基础上进行动态调整, 以实现更为稳定的储能操作框架。

1.2 MOPSO 算法

MOPSO 算法可以将适用于单目标问题的经典粒子群优化算法用于解决多目标问题。MOPSO 算法求解机制简单, 综合优化性能良好, 适合处理调

度优化这类变化较多的多变量与约束问题。

MOPSO 算法流程具体步骤如下。

第一步: 对粒子群内个体的速度和位置进行初始赋值, 每个粒子的位置对应系统的一个调度计划方案。将系统模型、调度参数、系统结构组成和 MOPSO 算法的其他参数逐一初始化。

第二步: 将粒子输入系统粒子群优化算法模型中计算, 根据约束对超出界限的粒子施加反向速度, 并计算粒子适应度值。粒子初始位置作为第一代个体极值。

第三步: 根据更新公式更新速度、位置、个体极值, 根据个体极值挑选帕累托最优值, 若无解或多解则挑选支配力更强的解。

第四步: 进行两层排序, 先将更新的新一轮个体极值加入到非支配解外部存储库中, 在外部存储库中筛选被支配粒子。再计算此时存储库容量, 如果超限则计算拥挤程度, 并使用轮盘赌法淘汰多余粒子。

第五步: 在外部存储库中根据拥挤程度轮盘赌挑选群体最优粒子作为领导者。

第六步: 为了增加粒子多样性、扩大算法搜索空间和避免算法陷入局部最优, 在粒子原位置处使用一次小概率变异操作, 变异率为 $\pm 30\%$ 。

第七步: 进行循环操作, 未达结束条件则返回至第三步。

2 日前优化调度

日前阶段优化调度主要针对多目标问题, 建立风储联合单元的多目标调度模型, 并使用 MOPSO 算法进行优化决策。

风储联合单元发电处于并网运行模式, 在满足一系列电力系统约束条件下, 综合考虑电场发电的可靠度、经济性、设备使用率, 建立以风储电场运行成本最小、弃风率最小、储能利用率最大为目标的风储多目标优化调度模型。

2.1 运行成本

风储联合单元的运行成本主要考虑运行所需的经济成本、系统运行发电造成的环境成本以及调度目标要求带来的惩罚成本, 运行成本取最小值, 即:

$$\min f = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N (C_{G,i,t} P_{i,t} + C_{E,t} P_{i,t} + C_{PU,t}) \quad (1)$$

式中: f 为总运行成本; T 为风储系统调度周期总的时段数; N 为电源的类型数目; $C_{G,i,t}$ 为电源 i 在时段 t 内的经济成本; $P_{i,t}$ 为电源 i 在时段 t 内所提供的发电功率; $C_{E,t}$ 为时段 t 内的环境成本; $C_{PU,t}$ 为时段 t 内

的总惩罚成本。

2.1.1 经济成本

经济成本即发电成本, 主要包括发电源的燃料成本、磨损成本、维护成本、联络线成本和储能成本, 系统经济成本为:

$$C_{G,i,t} = C_{GCF,i,t} P_{i,t} + C_{GCA,i,t} P_{i,t} + C_{GCM,i,t} P_{i,t} + C_{GCL,t} + C_{GCB,t} \quad (2)$$

式中: $C_{GCF,i,t}$ 为电源 i 在时段 t 内单位功率出力所需的燃料成本; $C_{GCA,i,t}$ 为电源 i 在时段 t 内折算到单位时间内单位功率出力所需的磨损成本; $C_{GCM,i,t}$ 为电源 i 在时段 t 内的维护成本; $C_{GCL,t}$ 为时段 t 内的联络线成本; $C_{GCB,t}$ 为时段 t 内的储能成本。

风电与储能不需要燃料供给, 仅考虑火力发电燃料成本, 其单位燃料成本为:

$$C_{GCF,i,t} = AP_{i,t}^2 + BP_{i,t} + C \quad (3)$$

式中: A 、 B 、 C 为成本参数。

各电源的单位磨损成本为:

$$C_{GCA,i,t} = \frac{C_{i,inst}}{8760P_{i,ra}f_{i,ca}} \times \frac{(1+r_d)^s r_d}{(1+r_d)^s - 1} \quad (4)$$

式中: $C_{i,inst}$ 为电源 i 的安装成本; $f_{i,ca}$ 为电源 i 的容量因子; $P_{i,ra}$ 为电源 i 的额定功率; r_d 为电源 i 的折旧磨损率; s 为使用年限。

各电源的维护成本为:

$$C_{GCM,i,t} = U_{i,mc} P_{i,t} \quad (5)$$

式中: $U_{i,mc}$ 为电源 i 单位功率出力对应的维护费用。

联络线传输成本为:

$$C_{GCL,t} = U_{lia} P_{lia,t} \quad (6)$$

式中: U_{lia} 为联络线调度单位功率出力对应的经济成本; $P_{lia,t}$ 为时段 t 内联络线传输功率。

储能系统成本为:

$$C_{GCB,t} = U_{bat} P_{bat,t} \quad (7)$$

式中: U_{bat} 为储能调度单位功率出力对应的经济成本; $P_{bat,t}$ 为时段 t 内储能出力功率。

2.1.2 环境成本

风储电场发电为清洁能源, 主要考虑火电机器的环境处理成本, 污染物考虑常见的碳化物、硫化物和氮化物。因此, 环境成本可按式(8)计算。

$$\min C_{E,t} = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^J \sum_{i=1}^N \beta_j \alpha_{i,j} P_{i,t} \quad (8)$$

式中: J 为排放的污染物的类型; $\alpha_{i,j}$ 为在电源 i 中, 单位时间内单位出力功率对应的第 j 种污染物的排放量; β_j 为处理第 j 种污染物的单位处理费用。

2.1.3 惩罚成本

依据调度要求, 为了维护系统稳定工作, 储能

系统需要注意储能越限、储能频繁模式转换、储能效率低下等情况。惩罚成本为:

$$C_{PU,t} = C_{puol,t} + C_{puswp,t} + C_{puavsp,t} + C_{purep,t} \quad (9)$$

式中: $C_{puol,t}$ 为储能出力在时段 t 内的越限惩罚成本; $C_{puswp,t}$ 为时段 t 内储能频繁模式转换的惩罚成本; $C_{puavsp,t}$ 为时段 t 内储能效率低下的惩罚成本; $C_{purep,t}$ 为时段 t 内储能荷电状态 (state of charge, SOC) 异常的惩罚成本。

储能系统出力超过规定界限的惩罚成本为:

$$C_{puol,t} = K_{ol} \sum_{t=1}^T P_{batol,t} \quad (10)$$

$$P_{batol,t} = \begin{cases} P_{bat,t} - P_{bat,max} & P_{bat,t} \geq P_{bat,max} \\ P_{bat,min} - P_{bat,t} & P_{bat,t} < P_{bat,min} \end{cases} \quad (11)$$

式中: K_{ol} 为储能越限惩罚系数; $P_{batol,t}$ 为时段 t 内储能越限量; $P_{bat,min}$ 为储能出力下限; $P_{bat,max}$ 为储能出力上限。

储能系统出力和吸收模式频繁转换的惩罚成本为:

$$C_{puswp,t} = K_{swp} E_{sw,t} \quad (12)$$

式中: K_{swp} 为储能频繁模式转换系数; $E_{sw,t}$ 为时段 t 内储能模式变化总量。

储能系统在时段 t 内未发挥削峰填谷功能的 SOC 异常惩罚成本为:

$$C_{puavsp,t} = K_{avsp} \sum_{t=1}^T E_{avsp,t} \quad (13)$$

$$E_{avsp,t} = \begin{cases} 1 & P_{bat,t}(P_{L,t} - P_{L,pl}) \leq 0; P_{bat,t}(P_{L,t} - P_{L,vi}) \leq 0 \\ 0 & P_{bat,t}(P_{L,t} - P_{L,pl}) > 0; P_{bat,t}(P_{L,t} - P_{L,vi}) > 0 \end{cases} \quad (14)$$

式中: K_{avsp} 为储能效能低下的惩罚系数; $E_{avsp,t}$ 为时段 t 内储能削峰填谷功能缺失值; $P_{L,t}$ 为时段 t 内负荷功率; $P_{L,pl}$ 为负荷高峰门限; $P_{L,vi}$ 为负荷低谷门限。

2.2 储能利用率

在风储联合单元调度中, 储能模块应有效削峰填谷并灵活吸纳风能, 以充分发挥其技术价值。为此, 必须在控制系统运行成本的同时, 提高储能设备的使用效率, 实现调度的综合目标。对储能利用率进行建模, 定义为:

$$R_{ESU} = P_{ESused,T} / P_{ESmax,T} \quad (15)$$

式中: R_{ESU} 为储能利用率; $P_{ESused,T}$ 为调度周期总时段 T 内储能实际利用量, $P_{ESused,T} = \sum_{t=1}^T |P_{bat,t}|$; $P_{ESmax,T}$ 为调度周期总时段 T 内储能最大利用量, $P_{ESmax,T} = TP_{bat,max}$ 。该指标将储能的使用频率与使用深度数据化, 使储能利用效率可以作为目标进行优化。

2.3 风电利用率

风资源在我国的总量极大、分布极广, 但其随机性较强导致预测难度较大, 资源浪费现象严重。因此高效利用风电资源、促进弃风消纳具有重要意义。风电利用率可按式(16)计算。

$$R_{WTU} = \frac{P_{WTused}}{P_{WTall}} \quad (16)$$

式中: R_{WTU} 为风电利用率, 对应弃风率为 $1-R_{WTU}$; P_{WTused} 为风电实际利用量; P_{WTall} 为风电总量。

2.4 约束条件

风储联合单元并网模式下, 系统调度需要考虑诸多约束, 如系统功率平衡约束、分布式电源出力约束、储能充放电约束等, 具体如下。

(1) 系统功率平衡约束。

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + P_{lia,t} + P_{bat,t} = P_{L,t} \quad (17)$$

(2) 分布式电源出力约束。

$$P_{i,min} \leq P_{i,t} \leq P_{i,max} \quad (18)$$

式中: $P_{i,min}$ 为电源 i 的出力下限; $P_{i,max}$ 为电源 i 的出力上限。

(3) 分布式电源爬坡约束。

$$\Delta P_{i,min} \leq P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq \Delta P_{i,max} \quad (19)$$

式中: $\Delta P_{i,min}$ 为电源 i 的爬坡下限; $\Delta P_{i,max}$ 为电源 i 的爬坡上限。

(4) 储能充放电约束。

$$P_{bat,min} \leq P_{bat,t} \leq P_{bat,max} \quad (20)$$

(5) 储能充放电爬坡约束。

$$\Delta P_{bat,min} \leq P_{bat,t} - P_{bat,t-1} \leq \Delta P_{bat,max} \quad (21)$$

式中: $\Delta P_{bat,min}$ 为储能爬坡下限; $\Delta P_{bat,max}$ 为储能爬坡上限。

(6) 储能 SOC 约束。

$$E_{min}^{SOC} \leq E_t^{SOC} \leq E_{max}^{SOC} \quad (22)$$

式中: E_{min}^{SOC} 为储能 SOC 下限; E_{max}^{SOC} 为储能 SOC 上限; E_t^{SOC} 为时段 t 内储能 SOC。

(7) 联络线约束。

$$P_{lia,min} \leq P_{lia,t} \leq P_{lia,max} \quad (23)$$

式中: $P_{lia,min}$ 为联络线功率传输下限; $P_{lia,max}$ 为联络线功率传输上限。

3 日内滚动优化调度

日内阶段使用 MPC 理论进行调度目标模型推导与滚动优化, 消减风电随机性对日前计划的影响。

3.1 MPC 优化理论

MPC 是一种基于模型的闭环优化控制方法,其特点是在有限时间内对优化量进行滚动优化。MPC 的核心部分主要包括预测模型、滚动优化和反馈校正。

在某一时刻,基于过去历史信息和当前实时测量数据,合理预测将来有限时域内系统的输出,通过优化得到后续若干个最优控制变量,但只执行第一个变量,重复上述流程直至结束。

3.2 预测模型

MPC 预测模型需要具有预测输出量的功能,其设计过程如下。

可控机组功率预测值为:

$$P_{TPP,t+\Delta t} = P_{TPP,t} + \Delta P_t^{TP} \quad (24)$$

$$P_{batP,t+\Delta t} = P_{batP,t} + \Delta P_t^{bat} \quad (25)$$

式中: $P_{TPP,t}$ 为 t 时段前常规火电出力; ΔP_t^{TP} 为 t 时段火电出力增量; $P_{batP,t}$ 为 t 时段前储能模块出力; ΔP_t^{bat} 为 t 时段储能出力增量。

进一步,可得到储能电池的 SOC 预测值:

$$E_{t+\Delta t}^{SOC} = (1-\theta)E_t^{SOC} - \frac{\Delta t}{E_{bat}}P_{batP,t} - \frac{\Delta t}{E_{bat}}\Delta P_t^{bat} \quad (26)$$

式中: θ 为储能电池的自放电率; E_{bat} 为储能电池总电量。

根据调度功率平衡约束,有:

$$P_{WTP,t} + P_{TPP,t} + P_{liaP,t} + P_{batP,t} = P_{LP,t} \quad (27)$$

式中: $P_{WTP,t}$ 为 t 时段前风电出力; $P_{liaP,t}$ 为 t 时段前联络线传输功率; $P_{LP,t}$ 为 t 时段前负荷功率。可得联络线功率预测值为:

$$P_{liaP,t+\Delta t} = P_{liaP,t} - \Delta P_t^{TP} - \Delta P_t^{lia} + \Delta P_t^L - \Delta P_t^{WT} \quad (28)$$

式中: ΔP_t^{lia} 、 ΔP_t^L 、 ΔP_t^{WT} 分别为 t 时段联络线传输功率增量、负荷功率增量和风电出力增量。

汇总式(24)~式(28),可得预测模型为:

$$\begin{aligned} \mathbf{x}(t+\Delta t) &= [P_{TPP,t+\Delta t} \quad P_{batP,t+\Delta t} \quad E_{t+\Delta t}^{SOC} \quad P_{liaP,t+\Delta t}]^T = \\ & \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{\Delta t}{E_{bat}} & 1-\theta \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{TPP,t} \\ P_{batP,t} \\ E_t^{SOC} \\ P_{liaP,t} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \\ 0 & -\frac{\Delta t}{E_{bat}} \\ -1 & -1 \end{bmatrix} \times \\ & \begin{bmatrix} \Delta P_t^{TP} \\ \Delta P_t^{bat} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 1 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_t^L \\ \Delta P_t^{WT} \end{bmatrix} \quad (29) \end{aligned}$$

$$\mathbf{y}(t) = \begin{bmatrix} E_t^{SOC} \\ P_{liaP,t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{TPP,t} \\ P_{batP,t} \\ E_t^{SOC} \\ P_{liaP,t} \end{bmatrix} \quad (30)$$

式中: $\mathbf{x}(t+\Delta t)$ 为系统 $t+\Delta t$ 时段的状态变量矩阵; $\mathbf{y}(t)$ 为系统 t 时段时的输出量矩阵。

3.3 滚动优化

滚动优化阶段需要设计目标函数并求解。文中所设计的目标函数 $J_{within-day}$ 为:

$$\min J_{within-day} = (\mathbf{R}-\mathbf{Y})^T \mathbf{P}(\mathbf{R}-\mathbf{Y}) + \Delta \mathbf{U}^T \mathbf{Q} \Delta \mathbf{U} \quad (31)$$

式中: \mathbf{R} 为日内计划参考轨迹(日前计划求解结果); \mathbf{Y} 为向后预测 p 个时段的输出值; $\Delta \mathbf{U}$ 为向后 m 个控制时段的控制量; \mathbf{P} 、 \mathbf{Q} 分别为偏差量和控制量的权重系数矩阵。滚动优化的目标即为求解 $\Delta \mathbf{U}$ 并实施。将其转化为一个可求解的二次规划问题,利用 MATLAB Quadprog 二次规划工具求解。

日内滚动优化须满足上下限约束:

$$\begin{cases} \Delta P_{\min}^{TP} \leq \Delta P_t^{TP} \leq \Delta P_{\max}^{TP} \\ \Delta P_{\min}^{bat} \leq \Delta P_t^{bat} \leq \Delta P_{\max}^{bat} \\ P_{TPP,\min} \leq P_{TPP,t} \leq P_{TPP,\max} \\ P_{batP,\min} \leq P_{batP,t} \leq P_{batP,\max} \\ E_{\min}^{SOC} \leq E_t^{SOC} \leq E_{\max}^{SOC} \end{cases} \quad (32)$$

式中: ΔP_{\max}^{TP} 、 ΔP_{\min}^{TP} 分别为 t 时段火电出力增量的上限与下限; ΔP_{\max}^{bat} 、 ΔP_{\min}^{bat} 分别为 t 时段储能出力增量的上限与下限; $P_{TPP,\max}$ 、 $P_{TPP,\min}$ 分别为 t 时段前常规火电出力的上限与下限; $P_{batP,\max}$ 、 $P_{batP,\min}$ 分别为 t 时段前储能模块出力的上限与下限。

3.4 反馈校正

由于功率预测存在误差,故引入反馈校正,具体为将系统当前时刻有功功率实际值作为新一轮滚动优化的初始值,构成滚动优化过程,如式(33)所示。

$$P_{0,t+\Delta t} = P_{real,t+\Delta t} \quad (33)$$

式中: $P_{0,t+\Delta t}$ 为 $t+\Delta t$ 时段前常规火电/储能电池功率滚动优化初始值; $P_{real,t+\Delta t}$ 为 $t+\Delta t$ 时段前常规火电/储能电池功率的实际测量值。

4 算例分析

文中采用 MATLAB R2019b 软件进行仿真运行,风电联合单元配备火电机组、场区储能模块及风力发电机组。所用风力发电出力数据来自云南某风电场,风电场内火电机组与储能模块为可控型。场区配备有风电功率预测系统,选用其典型日的风电场预测数据与实际数据进行仿真。风电场装机容量为 55 MW,选择 2021 年 4 月共 30 d 的采样数据,采样间隔为 15 min。可控型常规火力机组的最大装机容量为 50 MW,储能部分采用国内电力系统常用的电池储能,其装机最大能量容量为 60 MW·h,最大充放电功率为 20 MW, SOC 运行最大值设置

为 0.9, 最小值设置为 0.1, 各发电源相关参数、污染物排放指数和处理费用参考文献[30]。联络线购电售电的分时电价为 0.23 元/(kW·h)。

4.1 日前优化调度结果

图 3 为基于日前调度模型, 使用 MOPSO 得到的某典型日出力结果, 代表调度中心对风电场侧下发的当日出力计划, 时间尺度为 15 min。图 3 中常规火电机组出力与风电出力始终大于界限值 0, 代表两种机组始终处于出力状态, 火电机组出力限制在出力下限 20 MW 和出力上限 50 MW 之间。储能机组出力数值在-20 MW 至 20 MW 之间, 出力为负时代表储能吸收电能蓄电。

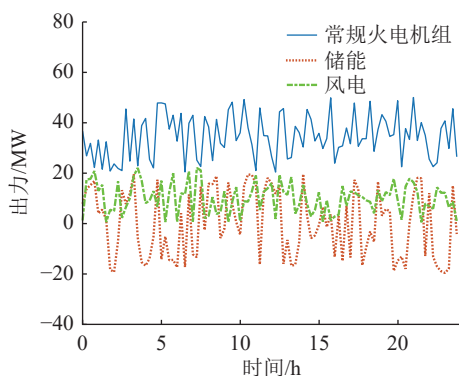


图 3 日前各机组出力

Fig.3 Output of each unit from the previous day

由图 3 可知, 常规机组出力的波峰和波谷位置与风电机组出力的波谷与波峰位置在横轴的映射相重合, 即风电出力较小时为了满足调度需求, 传统火电机组会加大出力, 同时可以看出储能出力的上升下降变化趋势与风电大部分相同, 而与火电大部分相反, 表示储能在风电出力减少时会吸取较为丰富且低价的火电来蓄电。

表 1 为利用 MOPSO 算法对多种目标进行加权重组合仿真得到的结果对比。其中, K_{re} 为风电消纳率和储能利用率在混合目标当中的比例, 以运行成本最低为主要目标, 减少弃风和提高储能利用率为次要目标。基于该风电场实际测试数据的仿真结果表明, 采用文中策略(设定 $K_{re}=1:1$)后, 相较于传统单目标优化方法的平均水平, 系统的风电消纳率提升了 15.6%, 储能利用率提升了 12%, 运行成本降低了 10.5%。除此之外, 可以看出当追求成本单目标最优时, 风电消纳率与储能利用率两项目标不太理想。其原因是储能模块调度和风力发电的成本一般会高于传统机组, 所以追求成本最低时两项次要目标的数据会偏低。当使用双目标优化时, 成本最低为固定目标, 分别搭配其他两项次要目标进行优化。随着储能利用率和风电利用率的提高, 发电成本也因成本差而随之变大。而储能的调度成本

比风力发电更高, 可以明显看出, 以储能利用率为第二目标时优化的总成本更大。在三目标混合优化中, 储能利用率目标所占参数权重比例越大, 其优化后利用率和发电成本越高。

表 1 日前优化调度参数对比

Table 1 Comparison of day-ahead optimized scheduling parameters

目标	K_{re}	发电成本/ 10^3 元	风电消纳率/%	储能利用率/%
成本单目标		605.30	85.72	17.46
成本-风电消纳率目标		621.02	98.80	21.30
成本-储能利用率目标		648.23	83.90	51.83
成本-风电消纳率-储能利用率三目标	1:1	629.02	89.17	34.60
成本-风电消纳率-储能利用率三目标	2:1	624.04	91.23	24.52
成本-风电消纳率-储能利用率三目标	1:2	633.02	86.31	37.18

4.2 日内优化调度结果

在日内调度阶段, 文中主要研究 MPC 的控制效果。为了保持超短期风电功率的适用性和真实性, 将实际功率与预测功率的平均值叠加误差最常表现的正态分布值作为超短期预测值。在 MPC 滚动优化中, 优化周期为 5 min, 每小时优化 12 次, 在日内(24 h)实现 288 次滚动优化, 预测步长为 12(即向前预测 60 min), 控制步长为 6(即每次调度决策持续 30 min), 优化调整后控制量出力计划如图 4 所示。图 5 为不同预测精度下施加与未施加 MPC 的滚动优化调度结果对比。表 2 为不同超短期预测精度下的调度优化结果。

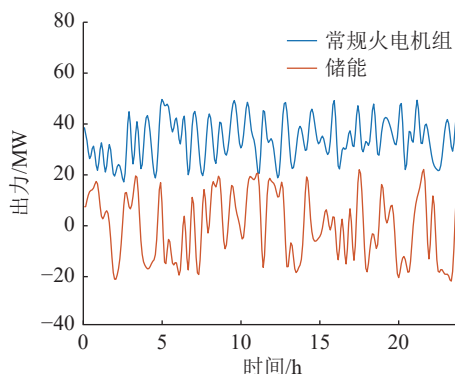


图 4 日内调整后可控机组出力

Fig.4 Controllable unit output after intra-day adjustment

图 5(a)为高预测精度下日内调度联络线跟踪计划功率的对比。对于风电场区与大电网的传输联络线, 正值表示风电场从外电网购电以满足调度计划, 负值则表示向外电网出售多余电力。由于西南地区风资源丰富, 机组配合出力通常能满足调度需求, 因此联络线在大多数时刻处于售电模式, 负

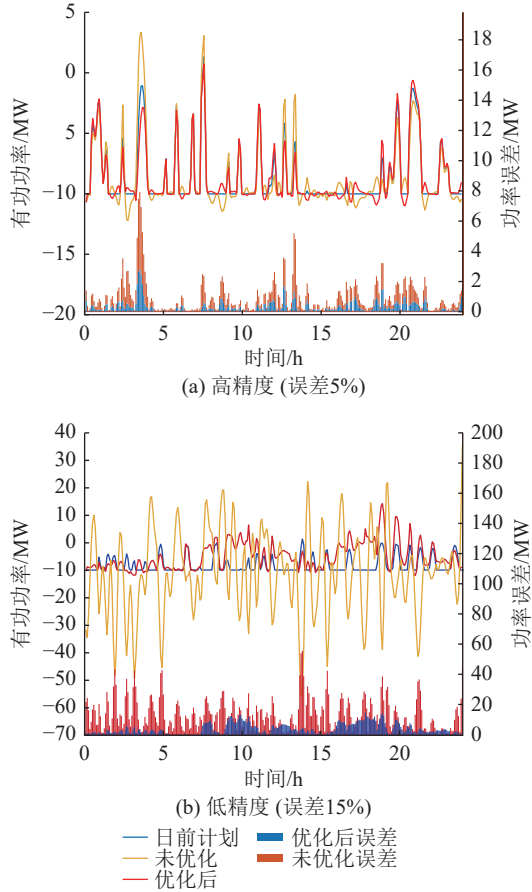


图5 不同超短期预测精度日内调度联络线情况对比
Fig.5 Comparison of intra-day dispatch tie-line power under different ultra-short-term forecasting accuracies

表2 不同超短期预测精度调度优化结果对比

Table 2 Comparison of dispatch optimization results under different ultra-short-term forecasting accuracies

精度	状态	调度误差/%	越限处理量/MW
高精度	未优化	6.98	43.62
	优化后	3.45	18.49
低精度	未优化	89.30	2 061.2
	优化后	26.72	31.51

值频率较高。所提方法显著减少了联络线在稳定限制区附近越过限制的次数和功率总量。在变化幅度较大的时刻,优化后的联络线功率与计划值之间的差距明显减小,更加贴合调度计划。随着实际功率与计划值之间差距的缩小,联络线被动切换购售电模式的情况也减少,表明优化算法在降低不确定性和提高功率稳定性方面的有效性。

调度误差包含了调度过程中联络线功率的误差信息,计算式如下:

$$\delta_{\text{dis}} = \frac{\sum_{t=1}^T |P_{\text{lia_real},t} - P_{\text{lia_pre},t}|}{\sum_{t=1}^T |P_{\text{lia_pre},t}|} \quad (34)$$

式中: δ_{dis} 为调度误差; $P_{\text{lia_real},t}$ 为时段 t 内联络线实际传输功率; $P_{\text{lia_pre},t}$ 为时段 t 内联络线计划传输功率。

越限处理量体现了稳定限制区域调度的波动情况,定义如下:

$$P_{\text{overedge}} = \begin{cases} P_{\text{lia_real},t} - P_{\text{lia_max}} & P_{\text{lia_real},t} \geq P_{\text{lia_max}} \\ P_{\text{lia_min}} - P_{\text{lia_real},t} & P_{\text{lia_real},t} < P_{\text{lia_min}} \end{cases} \quad (35)$$

式中: P_{overedge} 为总越限功率处理量。

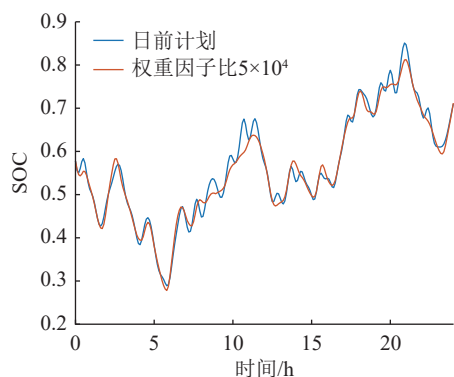
定量分析显示,优化后调度误差显著改善,下降约 50%,系统联络线跟踪计划功率的准确率提高,表明日内滚动优化在平抑风电造成的误差波动方面效果显著,提升了整体调度控制系统的稳定性。同时,越限处理量下降了 57%,降低了调度中心处理超出界限电量的成本,增强了风电场区与外电网之间的联络稳定性和安全性。

由图 5 和表 2 可见,在相同调度场景下,功率预测精度的差异导致显著的调度结果变化。在高预测精度条件下,非可控能源出力的预测误差显著降低,使调度中心对可控资源的管理更加精准。优化后的调度误差从未优化的 6.98% 降至 3.45%,越限处理量大幅降低至 18.49 MW,验证了算法的有效性。值得注意的是,即使在低预测精度下,尽管调度误差仍高达 26.72%,优化后的越限处理量仅为 31.51 MW,说明算法在不利条件下依然展现出适应性和调度能力。因此,对于总体功率基数较大的调度单元,预测精度对调度结果具有决定性影响,须特别关注其对调度效率的影响。表 2 数据显示,即便在低预测精度条件下,算法的优化效果依然显著,进一步证明了算法的高适应性,为实际调度提供了理论支持。

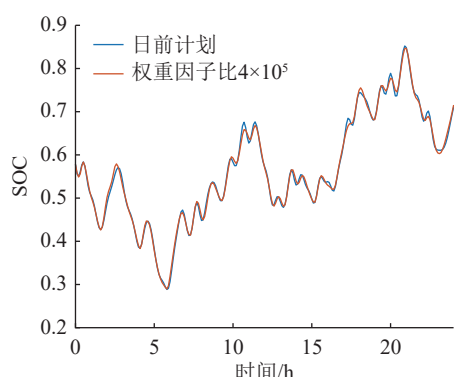
对于 MPC,其参数设置对于跟踪效果影响较大。图 6 为 MPC 滚动优化时,储能 SOC 误差权重系数因子与另一误差权重系数因子之比取不同值时,SOC 的实际情况与日前计划的跟踪效果对比。

误差权重因子是指日内目标函数中预测输出与日前参考值差值的权重矩阵中的元素,权重矩阵中的两类权重因子分别对应两种输出量。权重因子是 MPC 的重要参数,当权重之比过轻时,MPC 控制跟踪计划的功能未得到良好表现;当权重之比过重时,MPC 控制失去对其他量的控制调节空间,会弱化其他输出量的控制效果,造成短期波动增加。同时高度依赖参考计划会增加对控制量的操作,带来日前模型中相关惩罚成本的增加。因此权重因子的取值需要根据实际情况合理选取,不可固化参数。控制权重因子的取值与误差权重因子同理。

平稳性 ξ 定义如下:



(a) 权重因子比 5×10^4 实际跟踪情况



(b) 权重因子比 4×10^5 实际跟踪情况

图6 多权重因子跟踪对比

Fig.6 Comparison of multiple weight factor tracking

$$\xi = \frac{|P_{lia}|_{\max} - |P_{lia}|_{\min}}{\overline{|P_{lia}|}} \quad (36)$$

式中： $|P_{lia}|_{\max}$ 为当前整个调度周期内联络线传输功率绝对值的最大值； $|P_{lia}|_{\min}$ 为联络线传输功率绝对值的最小值； $\overline{|P_{lia}|}$ 为整个调度周期联络线传输功率绝对值的平均值。

日前计划、未优化和优化后的平稳性分别为1.116 7、1.356 4和1.201 2，优化后平稳性数值更低，且更接近日前计划。平稳性数值越低代表联络线在调度周期内的功率峰谷差值越小。可以得到，优化后联络线输送功率的波动程度更小，电网整体更趋于平缓稳定。

5 结论

文中针对风储联合优化调度问题，提出一种计及弃风消纳和储能高效利用的双阶段调度策略体系。在日前阶段，建立了考虑运行成本、弃风率和储能利用率的多目标调度模型并使用MOPSO求解；在日内阶段，运用了MPC跟踪日前计划并求解新的调度变化量。仿真实验证明，所用的日前模型和优化算法能够满足调度需求，可以合理规划出力计划并有效利用储能资源。模型从误差量、越限量和稳定性等多个角度切入日内调度结果，构建了较

完整的分析体系。通过不同调度场景和条件的仿真实验，文中验证了双阶段调度策略的有效性。MPC能够有效补偿风电、光电等可再生能源的不确定性带来的调度误差，并成功跟踪调度计划，提高系统的稳定性和可靠性。用某风电场测试数据进行仿真计算，得到使用文中策略后，风电消纳率提高了15.6%，储能利用率提升了12%，运行成本降低了10.5%。在高预测精度下，调度误差从未优化时的6.98%降至3.45%，越限功率减少了57%。仿真结果表明，所提调度策略能显著提升资源利用率，降低调度误差，并增强系统稳定性。

参考文献:

[1] WANG W, YUAN B Q, SUN Q, et al. Application of energy storage in integrated energy systems: a solution to fluctuation and uncertainty of renewable energy[J]. *Journal of Energy Storage*, 2022, 52: 104812.

[2] 周焱桥, 李觉友, 陈果, 等. 计及高比例风电电力系统运行可靠性的分布鲁棒优化建模与评估[J]. *电力系统保护与控制*, 2025, 53(11): 116-124.

ZHOU Yanqiao, LI Jueyou, CHEN Guo, et al. Distributionally robust optimization modeling and evaluation of power system operational reliability with high wind power penetration[J]. *Power System Protection and Control*, 2025, 53(11): 116-124.

[3] 刘洋, 伍双喜, 朱誉, 等. 基于CEEMDAN和DBO-GRNN的风电功率超短期预测[J]. *电力建设*, 2024, 45(8): 97-105.

LIU Yang, WU Shuangxi, ZHU Yu, et al. Ultra-short-term prediction of wind power based on CEEMDAN and DBO-GRNN[J]. *Electric Power Construction*, 2024, 45(8): 97-105.

[4] ZHOU B, FANG J K, AI X M, et al. Storage right-based hybrid discrete-time and continuous-time flexibility trading between energy storage station and renewable power plants[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2023, 14(1): 465-481.

[5] ABDELTAWAB H, MOHAMED Y A I. Energy storage planning for profitability maximization by power trading and ancillary services participation[J]. *IEEE Systems Journal*, 2022, 16(2): 1909-1920.

[6] 高帅, 王维庆, 李笑竹, 等. 具有激励相容特性的风电场群集中式共享储能的交易机制[J]. *电力系统保护与控制*, 2025, 53(4): 108-119.

GAO Shuai, WANG Weiqing, LI Xiaozhu, et al. Trading mechanism for centralized shared energy storage in wind farm clusters with incentive-compatible characteristics[J]. *Power System Protection and Control*, 2025, 53(4): 108-119.

[7] 周年光, 谢欣涛, 马俊杰, 等. 风电场配套储能的自适应虚拟惯性—阻尼控制[J]. *电力科学与技术学报*, 2024, 39(3): 150-158.

ZHOU Nianguang, XIE Xintao, MA Junjie, et al. An adaptive virtual inertial damping control for wind farm integrated energy storage system[J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2024, 39(3): 150-158.

[8] 李煜阳, 李相俊, 刘国静, 等. 适应多功能需求的储能系统优化

- 运行研究[J]. 供用电, 2021, 38(6): 29-34,42.
- LI Yuyang, LI Xiangjun, LIU Guojing, et al. Research on distributed energy storage operation majorization under multiple application scenarios[J]. *Distribution & Utilization*, 2021, 38(6): 29-34,42.
- [9] SU X J, ZHANG Z Y, LIU Y H, et al. Sequential and comprehensive BESSs placement in unbalanced active distribution networks considering the impacts of BESS dual attributes on sensitivity[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2021, 36(4): 3453-3464.
- [10] HANNAN M A, WALI S B, KER P J, et al. Battery energy-storage system: a review of technologies, optimization objectives, constraints, approaches, and outstanding issues[J]. *Journal of Energy Storage*, 2021, 42: 103023.
- [11] 孙建华, 王佳旭, 杜晓勇, 等. 考虑频率安全约束的高比例风电电力系统储能优化配置策略[J]. 电力科学与技术学报, 2024, 39(5): 151-162.
- SUN Jianhua, WANG Jiaxu, DU Xiaoyong, et al. Optimization strategy for energy storage configuration in high proportion wind power system considering frequency safety constraints [J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2024, 39(5): 151-162.
- [12] 徐雁飞, 宋天昊, 袁铁江, 等. 风-储联合发电系统容量优化配置及其影响因素分析[J]. 电力电容器与无功补偿, 2021, 42(1): 173-180.
- XU Yanfei, SONG Tianhao, YUAN Tiejiang, et al. Capacity optimization configuration of wind-storage power generation system and analysis of its influencing factors[J]. *Power Capacitor & Reactive Power Compensation*, 2021, 42(1): 173-180.
- [13] STECKEL T, KENDALL A, AMBROSE H. Applying leveled cost of storage methodology to utility-scale second-life lithium-ion battery energy storage systems[J]. *Applied Energy*, 2021, 300: 117309.
- [14] 张泽栋, 王维, 叶季蕾, 等. 储热型太阳能光热发电稳态功率模型[J]. 发电技术, 2022, 43(5): 731-739.
- ZHANG Zedong, WANG Wei, YE Jilei, et al. Study on steady state power model of concentrated solar power with heat storage system[J]. *Power Generation Technology*, 2022, 43(5): 731-739.
- [15] 蒋廷耀, 谢龙恩, 杜雨, 等. 基于深度强化学习的 5G 基站储能调度策略[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(9): 147-157.
- JIANG Tingyao, XIE Longen, DU Yu, et al. Dispatching strategy of energy storage for 5G base stations based on deep reinforcement learning[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(9): 147-157.
- [16] 吴琛, 刘晨曦, 黄伟, 等. 提升新能源电力系统稳定性的构网型变流器选址定容方法[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(12): 130-136.
- WU Chen, LIU Chenxi, HUANG Wei, et al. Siting and sizing method of grid-forming converters for improving stability of power system with renewable energy[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(12): 130-136.
- [17] 米阳, 王沛林, 周杰, 等. 基于电力系统分区惯量估计的储能容量配置策略[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(7): 13-20.
- MI Yang, WANG Peilin, ZHOU Jie, et al. Energy storage capacity configuration strategy based on partitioned inertia estimation of power system[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2024, 44(7): 13-20.
- [18] 胡海涛, 杨凯, 葛银波, 等. 电气化铁路分区所再生制动能量利用系统及其控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(11): 4286-4297.
- HU Haitao, YANG Kai, GE Yinbo, et al. Regenerative braking energy utilization system and control strategy for sectioning post in electrified railway[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2024, 44(11): 4286-4297.
- [19] OJETOLA S T, WOLD J, TRUDNOWSKI D J. Multi-loop transient stability control via power modulation from energy storage devices[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2021, 36(6): 5153-5163.
- [20] 尹寒航, 周小平, 陈燕东, 等. 计及电网侧储能交互作用的 MIDC 后续换相失败机理分析及抑制策略[J]. 高电压技术, 2024, 50(7): 2820-2832.
- YIN Hanhang, ZHOU Xiaoping, CHEN Yandong, et al. Subsequent commutation failure mechanism analysis and prevention of MIDC system considering interaction of grid side energy storage[J]. *High Voltage Engineering*, 2024, 50(7): 2820-2832.
- [21] 李圣清, 刘博文, 李焕平, 等. 基于一致性算法光伏逆变器和储能分组协调电压控制策略[J]. 太阳能学报, 2024, 45(9): 345-352.
- LI Shengqing, LIU Bowen, LI Huanping, et al. Coordinated voltage control strategy of photovoltaic inverter and energy storage group based on consensus algorithm[J]. *Acta Energetica Solaris Sinica*, 2024, 45(9): 345-352.
- [22] 万玉良, 刘鑫, 吴晓丹, 等. 风电与多能源储能联合调峰多场景动态鲁棒优化模型[J]. 可再生能源, 2020, 38(5): 690-695.
- WAN Yuliang, LIU Xin, WU Xiaodan, et al. Dynamic robust optimization model of wind power and multi energy storage combined for power grid peak regulation[J]. *Renewable Energy Resources*, 2020, 38(5): 690-695.
- [23] 周丹, 孙可, 郑朝明, 等. 考虑供热系统热储能特性的电-热综合系统随机优化调度模型研究[J]. 可再生能源, 2020, 38(3): 380-387.
- ZHOU Dan, SUN Ke, ZHENG Zhaoming, et al. A stochastic optimal dispatch method for integrated electrical-thermal energy system considering heat storage characteristics of heating system[J]. *Renewable Energy Resources*, 2020, 38(3): 380-387.
- [24] 彭春华, 熊志盛, 张艺, 等. 基于多场景置信间隙决策的风光储联合鲁棒规划[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(16): 178-187.
- PENG Chunhua, XIONG Zhisheng, ZHANG Yi, et al. Joint robust planning of wind-photovoltaic-energy storage system based on multi-scenario confidence gap decision[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(16): 178-187.
- [25] 徐伟航, 杨茂, 孙莉. 利用电化学储能追踪风电预测曲线的风

- 储联合调度经济性分析[J]. 南方电网技术, 2023, 17(11): 87-96.
- XU Weihang, YANG Mao, SUN Li. Economic analysis of wind storage joint scheduling using battery energy storage to track wind power prediction curve[J]. Southern Power System Technology, 2023, 17(11): 87-96.
- [26] 杨银国, 冯胤颖, 魏韡, 等. 基于可消纳区间的风-火-储大基地日前-实时协同调度[J]. 上海交通大学学报, 2025, 59(9): 1270-1280.
- YANG Yinguo, FENG Yinying, WEI Wei, et al. Coordinated day-ahead scheduling and real-time dispatch of a wind-thermal-storage energy base considering flexibility interval[J]. Journal of Shanghai Jiao Tong University, 2025, 59(9): 1270-1280.
- [27] 李炳阳, 李新利, 杨国田, 等. 风光火储联合供应火电厂厂用电系统优化调度[J]. 热力发电, 2024, 53(2): 142-152.
- LI Bingyang, LI Xinli, YANG Guotian, et al. Optimized dispatching of wind-PV-thermal-storage for auxiliary power system of thermal power plant[J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(2): 142-152.
- [28] 孙鑫, 魏文荣, 李琼林, 等. 计及不确定性的风储联合系统多时间尺度市场参与策略[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(2): 18-25.
- SUN Xin, WEI Wenrong, LI Qionglin, et al. Multi-time scale market participation strategy of wind-energy storage combined system considering uncertainty[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(2): 18-25.
- [29] 张小莲, 覃世球, 陈冲, 等. 考虑储能充放电均衡度的风储联合调频控制策略[J]. 电网技术, 2024, 48(5): 1938-1946.
- ZHANG Xiaolian, QIN Shiqiu, CHEN Chong, et al. Wind turbine storage joint frequency modulation control strategy considering the balance of energy storage charge and discharge [J]. Power System Technology, 2024, 48(5): 1938-1946.
- [30] 王金全, 黄丽, 杨毅. 基于多目标粒子群算法的微电网优化调度[J]. 电网与清洁能源, 2014, 30(1): 49-54.
- WANG Jinquan, HUANG Li, YANG Yi. Optimal dispatch of microgrid based on multi-objective particle swarm optimization[J]. Advances of Power System & Hydroelectric Engineering, 2014, 30(1): 49-54.

作者简介:



储云迪

储云迪(1990),女,博士,副教授,研究方向为新型电力系统运行与优化(E-mail: 20191011@hhu.edu.cn);

刘钰(2002),男,硕士在读,研究方向为新型电力系统运行与优化;

刘焯鹏(1999),男,硕士,研究方向为新型电力系统运行与优化。

Two-stage scheduling strategy for wind-storage systems with efficient storage utilization

CHU Yundi, LIU Yu, LIU Yepeng, HOU Shixi

(College of Artificial Intelligence and Automation, Hohai University, Nanjing 211100, China)

Abstract: Existing wind-storage dispatch strategies often overlook the optimization of energy storage utilization and the impact of fluctuations in tie-line power. To address these issues, a two-stage wind-storage dispatch strategy is proposed. In the day-ahead scheduling stage, a multi-objective optimization model is formulated to minimize system operating costs, wind curtailment, and maximize energy storage utilization. The model is solved using a multi-objective particle swarm optimization (MOPSO) algorithm. The model fully accounts for the volatility of renewable energy sources such as wind power and photovoltaic power, and improves energy storage utilization efficiency and dispatch economy by optimizing the charge-discharge schedule of energy storage. In the intra-day scheduling stage, model predictive control (MPC) is employed to dynamically adjust the output of energy storage and dispatchable resources, minimizing scheduling errors and enhancing system stability. Simulation results demonstrate that the proposed strategy significantly improves system performance. Specifically, MPC reduces scheduling errors by 50%, limits exceedance by 57%, improves tie-line stability, increases wind power utilization by 15.6%, boosts energy storage efficiency by 12%, and lowers operating costs by 10.5%. These findings validate that the proposed strategy optimizes energy storage utilization, reduces scheduling errors, and enhances the reliability and economic efficiency of the wind-storage system.

Keywords: wind-storage dispatch strategy; energy storage utilization; two-stage scheduling; multi-objective particle swarm optimization (MOPSO); intra-day scheduling; model predictive control (MPC)

(编辑 陈雯嘉)