

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2023.01.009

考虑光伏预测误差兼顾平抑波动的双层储能运行策略

陈阳^{1,2}, 谢丽蓉¹, 马兰¹, 安冬^{2,3}, 卢浩鹏¹

(1. 可再生能源发电与并网控制教育部工程研究中心(新疆大学), 新疆乌鲁木齐 830047; 2. 中国农业大学电子信息学院, 北京 100083; 3. 农业部农业信息获取技术重点实验室, 北京 100083)

摘要:为满足新能源发电并网要求、保证电力系统稳定运行,针对间歇性新能源发电的不确定性及波动性给电网设备稳定运行带来的安全问题,文中提出一种以补偿预测误差和平抑并网功率波动为目标的双层规划模型。首先,构建容量与误差满足率特性曲线得出最优储能容量,提高储能系统的经济性。其次,上层规划模型以预测误差最小为目标,建立储能系统充放电功率分配策略,并考虑储能电池循环寿命,设置非必要补偿值以避免其过充过放;下层规划模型以并网波动率最小为目标函数,采用模型预测控制算法对补偿后的光伏出力进行超前滚动优化控制,实现对光伏出力波动的平滑。最后,以上述模型为基础建立模型评估指标函数,以新疆某 21 MW 光伏电站为例进行算例分析,验证了策略的可行性。

关键词:新能源发电;补偿预测误差;平抑功率波动;双层规划模型;模型预测控制;评估指标函数

中图分类号: TM614

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2023)01-0070-10

0 引言

随着新能源市场的逐步扩大以及我国电力能源结构的深化改革,以光伏为主的新能源依靠其零碳排放、工艺娴熟、可持续发展等优点被大力发展,但光伏发电具有间歇性、波动性、预测精度低以及易受天气因素影响等缺点,在大规模并网时给电网的稳定运行带来较大压力^[1-4]。储能技术具有可随时充放、可控性强、可快速调节的特点,可以有效补偿预测误差和平滑输出功率波动^[5-10]。

目前光伏发电配备储能系统已是行业共识,且储能可在可再生能源发电侧主要应用于平抑波动、补偿预测误差、提升电能质量等^[11-12]。文献[13]引入机会约束替代传统确定约束,有效解决了光伏发电弃光率高的问题;文献[14]针对可再生能源出力的不确定性,采用储能优化合理消纳发电负荷;文献[15]利用日前时段光伏出力的预测误差曲线分析置信水平,以此确定储能的额定功率和容量;文献[16]采用智能优化算法求解最优储能容量;文献[17]针对储能循环寿命,建立带选择性的滤波分配策略以求解最优储能容量;文献[18]针对预测误差建立补偿域,并采用一阶低通滤波求解储能容量。综上,大多数学者将光伏预测出力或历史预测数据作为次日的调度值,会产生较大误差,而日前的储能容量或者出力计划较难满足并网要求。

在光伏并网方面^[19-23],文献[24-25]以初始投资和波动惩罚最低与联络线波动最低为目标建立储能充放电模型来平滑光伏出力;最近有研究指出,模型预测控制(model predictive control, MPC)在电力系统中得到较多应用,并且具有良好的鲁棒性^[26]。文献[27]提出一种基于 MPC 平抑光伏输出功率波动的储能充放电策略;文献[28-29]采用多目标优化方案和优化算法得出最优容量配置方案;文献[30]基于 MPC 建立跟踪调度计划控制策略;文献[31-32]采用两步预测的多变量 MPC,有效减少了延迟时间。上述文献在利用储能补偿光伏预测误差及平抑功率波动时,没有考虑兼顾平抑功率波动,只针对单一目标研究,因此研究储能容量以及进一步分析多层模型是必不可少的。

针对上述问题,文中提出一种以补偿光伏预测误差和平抑并网功率波动为目标的双层规划模型。首先,建立容量与误差满足率特性曲线,提高系统经济性。其次,上层模型选取典型日光伏实际出力进行日前出力预测,建立充放电功率分配策略设定非必要补偿值,使其预测误差保持在规定范围之内;下层模型针对光伏补偿出力,采用模型预测控制算法,对出力进行实时滚动优化修正,使其最大化满足并网波动要求。最后,验证储能容量配置的合理性以及建立模型评估,验证策略的合理性。

1 储能系统结构及其发电特性

光伏电站日前对光伏出力进行短期或超短期

收稿日期:2022-07-23;修回日期:2022-10-22

基金项目:国家自然科学基金资助项目(62163034)

预测,但在实际情况中,光照辐射强度受到各种因素影响会出现短暂的骤降或骤升,导致光伏出力的预测误差增大以及出力波动率变高等问题,给并网运行设备带来很大的安全隐患。对此,加入储能系统可以极大消除预测误差以及最大限度地平抑并网波动出力,减少弃光率。为了直观表示三者的功率流向,建立储能蓄电池、光伏电站与电网三者控制结构一体图,如图 1 所示。

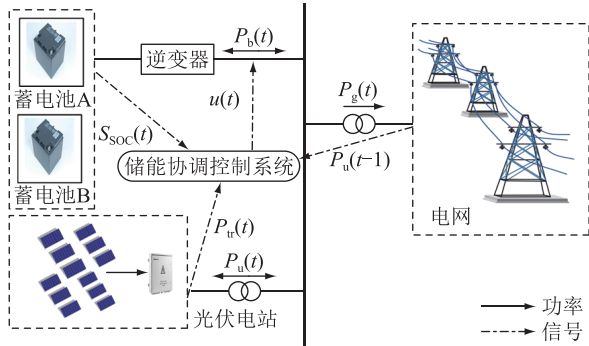


图 1 控制结构一体图

Fig.1 Integrated control structure diagram

由图 1 可知,系统由 2 组不同工况的蓄电池、光伏电站和电网组成,三者通过交流母线互联。其中,蓄电池的响应尺度处于几分钟到几十分钟之间,光伏并网调度每 15 min 滚动优化一次,蓄电池的响应时间满足并网用于补偿和平滑光伏出力要求。图 1 中, $P_u(t)$ 为 t 时刻的光伏电站实际出力; $P_g(t)$ 为 t 时刻的实际并网功率; $P_b(t)$ 为 t 时刻的蓄电池充放电功率; $P_u(t)$ 为 t 时刻光伏补偿预测误差后的输出功率; $P_u(t-1)$ 为储能控制系统在 $t-1$ 时刻采集的功率数据; $S_{soc}(t)$ 为 t 时刻的蓄电池荷电状态; $u(t)$ 为 t 时刻储能系统下发的输出功率指令。

目前多目标规划问题最为常见并受到国内外学者广泛研究与应用的一般为双层规划问题,且现实的决策系统大部分为双层决策。作为双层决策的数学模型,双层规划是双层递阶结构的优化问题,上、下层分别独立并且各自具有独立的目标函数和约束条件,而上层问题的目标函数和约束条件不仅与上层决策变量有关,还依赖下层问题最优解。一般情况下双层规划模型具有如下形式:

$$\begin{cases} \min F(x, y) \\ \text{s.t. } G(x, y) \leq 0 \end{cases} \quad (1)$$

$y = y(x)$ 由下层规划求解得到。

$$\begin{cases} \min f(x, y) \\ \text{s.t. } g(x, y) \leq 0 \end{cases} \quad (2)$$

双层模型与一般的数学规划不同,其中, x 、 y 为模型决策变量; F 、 f 为双层优化模型目标函数;

G 、 g 为双层优化模型约束条件。

双层优化模型的目的通常是同时考虑全局和个体的最优,一般很难保证结果有全局最优解,但当满足一定约束条件时,就认为已经达到了全局最优解。

2 双层模型控制策略

2.1 双层规划模型

文中针对光伏电站预测误差大、波动率高的问题,合理配置储能容量分别用于补偿预测误差和平滑功率波动,并建立双层规划模型。上层规划模型的目标函数为预测误差最小,决策变量为储能的容量配置;下层规划模型的目标函数为并网波动率最低,决策变量为蓄电池的荷电状态功率。通过变分模态分解 (variational mode decomposition, VMD) 优化麻雀搜索算法 (sparrow search algorithm, SSA) 获得预测出力数据,双层规划模型控制框图如图 2 所示。其中,下层平抑出力波动中的 k 为光伏电站采集功率的时间点。

上层补偿预测误差目标函数为:

$$\min P(t) = P_u(t) - P_{pre}(t) \quad (3)$$

式中: $P(t)$ 为 t 时刻光伏出力的不平衡功率; $P_{pre}(t)$ 为 t 时刻光伏电站预测出力。

上层补偿预测误差约束条件为:预测误差允许范围 $[-10\%P_{pre}, 10\%P_{pre}]$ 。

文中使用蓄电池 A 组和蓄电池 B 组分别补偿预测误差和平抑波动,其充放电功率限制约束为:

$$\begin{cases} -E_{\min}(t) < E_a(t) < E_{\max}(t) \\ -E_{\min}(t) < E_b(t) < E_{\max}(t) \end{cases} \quad (4)$$

式中: $E_a(t)$ 、 $E_b(t)$ 分别为 t 时刻蓄电池 A、B 的充放电功率; $E_{\max}(t)$ 、 $E_{\min}(t)$ 分别为 t 时刻输出功率的上、下限。

下层平抑波动目标函数为:

$$\min \Delta p(t) = (P_u(t) - P_u(t-1))^2 \quad (5)$$

式中: $\Delta p(t)$ 为 t 时刻并网波动功率。

下层平抑波动约束条件:

根据国家电网并网技术规范条例^[33],本光伏电站属于小型电站,由上层模型求解得到混合出力。设 t 时刻光伏并网功率为 $P_g(t)$,滚动时间为 1 s,则最大功率变化区间 $[P_{g1,\min}(t), P_{g1,\max}(t)]$ 在 1 min 内时应满足式(6):

$$\begin{cases} P_{g1,\min}(t) = \max_{t=1,2,\dots,59} \left\{ P_g(t) - \frac{1}{5}P_u(t) \right\} \\ P_{g1,\max}(t) = \min_{t=1,2,\dots,59} \left\{ P_g(t) + \frac{1}{5}P_u(t) \right\} \end{cases} \quad (6)$$

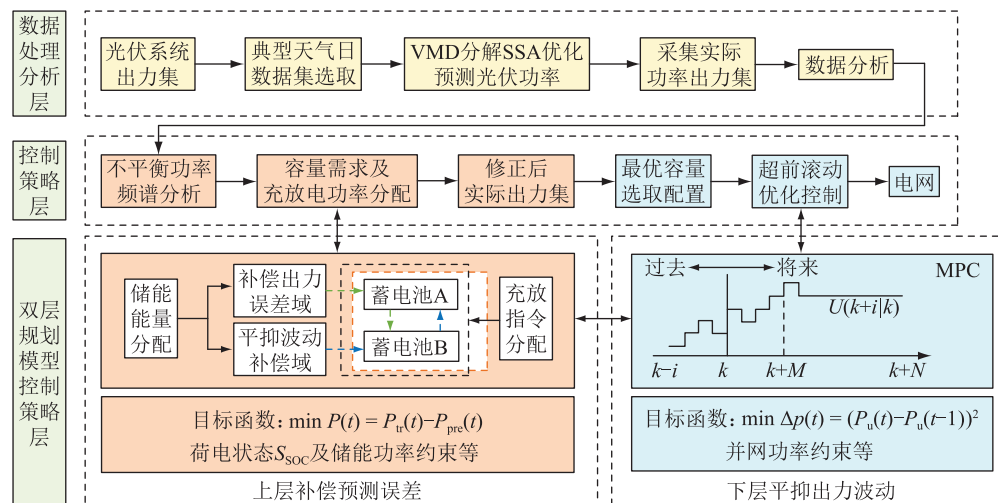


图2 双层模型控制框图

Fig.2 Block diagram of double model control

光伏输出功率 10 min 有功功率变化量区间 $[P_{b10,min}(t), P_{b10,max}(t)]$ 计算公式为:

$$\begin{cases} P_{b10,min}(t) = \max_{t=1,2,\dots,599} \left\{ P_g(t) - \frac{1}{5}P_u(t) \right\} \\ P_{b10,max}(t) = \min_{t=1,2,\dots,599} \left\{ P_g(t) + \frac{1}{5}P_u(t) \right\} \end{cases} \quad (7)$$

2.2 储能系统配置方法

为了补偿误差和平抑波动,须合理配置储能容量以提高光伏电站的经济性,采用差额补偿法对双储能容量进行配置。

储能电池额定功率一般由光伏电站的预测误差值和波动值确定,其计算公式如下:

$$P_p = \max\{P(t), \Delta p(t)\} \quad (8)$$

式中: P_p 为额定功率,是基于完全补偿和完全平滑出力波动的条件进行计算的,因此计算结果远大于实际需求。

对预测误差进行傅里叶变换,假使分解后的光伏需求功率频率在 $[f_{min}, f_{max}]$ 范围内,则须进行补偿。

储能补偿功率 $F_{ess}^*(f)$ 可以通过式(9)求出:

$$F_{ess}^*(f) = \begin{cases} F_{im}(f) & f \in [f_{min}, f_{max}] \\ 0 & f \notin [f_{min}, f_{max}] \end{cases} \quad (9)$$

式中: $F_{im}(f)$ 为对不平衡功率进行傅里叶分解后的频域值; f_{min} 、 f_{max} 分别为低、高截止频率。针对分解后的频域值,再次对其进行反傅里叶变换,同时考虑储能装置的充放电效率,得到储能实际补偿功率 $E_p^*(t)$ 为:

$$E_p^*(t) = \begin{cases} \frac{E_p(t)}{\eta_d} & E_p(t) > 0 \\ E_p(t)\eta_c & E_p(t) < 0 \end{cases} \quad (10)$$

式中: η_c 、 η_d 分别为蓄电池的充、放电效率; $E_p(t)$ 为功率的时域值, $E_p(t) > 0$ 时电池为放电状态, $E_p(t) < 0$ 时电池为充电状态。储能实际充、放电功率最大值则为实际额定功率 P_{ess} :

$$P_{ess} = \max\{|E_p^*(t)|\} \quad (11)$$

合理配置储能容量可以在完成控制目标的条件下达经济最优。系统通过对时域补偿功率在 $[0, T]$ 时间段内进行积分,从而得到累计功率 $e_E(t)$ 为:

$$e_E(t) = \int_0^T E_p^*(t) dt \quad (12)$$

式中: T 为预测误差的采样时间周期。

获得累计功率值后,得出储能容量 E_{ess} :

$$E_{ess} = \frac{\max\{e_E(t)\} - \min\{e_E(t)\}}{S_{SOC,up} - S_{SOC,low}} \quad (13)$$

式中: $S_{SOC,up}$ 、 $S_{SOC,low}$ 分别为蓄电池运行状态的上、下限。但在实际中,在考虑电池寿命情况下,荷电状态上限一般低于 1,因此分别设置 $S_{SOC,up}$ 、 $S_{SOC,low}$ 为 0.9 和 0.1。

由于储能装置应满足以上约束,因此须根据实时的荷电状态来判断配置的容量大小是否合理。储能荷电状态 S_{SOC} 可表示为:

$$S_{SOC}(t) = S_{SOC,0} - \frac{e_E(t)}{E_{ess}} \quad (14)$$

式中: $S_{SOC,0}$ 为蓄电池的初始荷电状态。

2.3 储能电池充放电功率分配策略

传统储能控制策略将是预测误差的正负值直接分配给储能电池作为充放电指令,基本策略是比较光伏电站实际出力功率和光伏电站预测出力功率: $P(t) > 0$ 表示当前实际功率比预测功率高,储能电池充电; $P(t) < 0$ 表示实际功率比预测功率低,储

能电池放电。

因此控制策略可以表示为:

$$E_a(t) = \begin{cases} e(t) - P_{ir}(t) - P_{pre}(t) & P(t) > 0 \\ e(t) + P_{ir}(t) - P_{pre}(t) & P(t) < 0 \end{cases} \quad (15)$$

该控制补偿策略虽然可以有效补偿预测误差,提高预测准确率,但是并未考虑蓄电池的过充过放,如果蓄电池的 S_{SOC} 已经达到危险区,则应控制在下一步不再进行补偿预测误差,而对于下一时刻遇到较大所需补偿的容量,蓄电池很大概率会进入危险区。

为了避免过充过放现象导致储能电池加速衰老,设定任意时刻储能电池的荷电状态应保持在一定范围内:

$$S_{SOC,low} \leq S_{SOC}(t) \leq S_{SOC,up} \quad (16)$$

如果 t 时刻储能电池的荷电状态大于上限或小于下限,则处于危险区,储能电池停止工作。文中利用蓄电池 A 单独进行补偿预测误差,以预测误差最小为目标函数;同时,针对误差较大的区域,考虑补偿之后储能很大程度将处于危险区,且其对整体补偿效果的影响微乎其微,故放弃较大的误差值,建立非必要补偿值与预测误差缩减率关系,如图 3 所示。

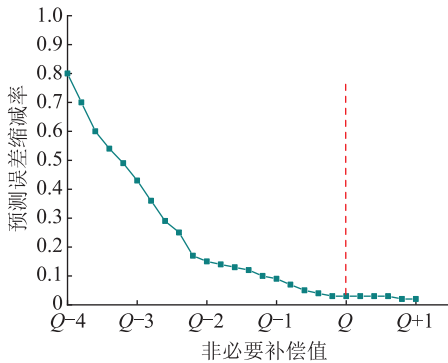


图 3 非必要补偿值与预测误差缩减率关系

Fig.3 The relationship between unnecessary compensation value and prediction error reduction rate

由图 3 可见,随着非必要补偿值的增大,误差缩减率呈下降趋势,当补偿值到达 Q 时,误差缩减率的下降趋势趋于平稳,随着非必要补偿值的增大不再有明显变化,此时的 Q 即当前典型出力的非必要补偿值。

通过以上条件约束,在常规控制策略的基础上,保证蓄电池在充放电以及非必要补偿值 Q 约束内,根据预测提前得知的出力曲线,计算得出合适的储能容量。修正后的储能充放电分配策略如式 (17) 所示。

$$S_{SOC}(t) = \begin{cases} S_{SOC}(t-1) & Q < P(t) \text{ 且 } S_{SOC}(t-1) > S_{SOC,up} \\ S_{SOC}(t-1) + \min\left\{\frac{Q}{E_{ess}}, S_{SOC,up} - S_{SOC}(t-1)\right\} & Q < P(t) \text{ 且 } S_{SOC}(t-1) < S_{SOC,up} \\ S_{SOC}(t-1) + \min\left\{\frac{P(t)}{E_{ess}}, S_{SOC,up} - S_{SOC}(t-1)\right\} & 0 < P(t) < Q \\ S_{SOC}(t-1) - \min\left\{\frac{|P(t)|}{E_{ess}}, S_{SOC}(t-1) - S_{SOC,low}\right\} & -Q < P(t) < 0 \\ S_{SOC}(t-1) - \min\left\{\frac{Q}{E_{ess}}, S_{SOC}(t-1) - S_{SOC,low}\right\} & P(t) < -Q \text{ 且 } S_{SOC}(t-1) > S_{SOC,low} \\ S_{SOC}(t-1) & P(t) < -Q \text{ 且 } S_{SOC}(t-1) < S_{SOC,low} \end{cases} \quad (17)$$

式中: $S_{SOC}(t-1)$ 为 $t-1$ 时刻的蓄电池荷电状态。

由式 (17) 可知:

(1) 储能电池充电状态。当 $0 < P(t) < Q$ 时,表示功率需求无越界现象且在正常范围内,正常充电;当 $Q < P(t)$ 且 $S_{SOC}(t-1) < S_{SOC,up}$ 时,表示当前时刻功率需求大于非必要补偿值 Q ,但此时蓄电池荷电状态未进入危险区,则使其在当前时刻充一部分电,确保储能满足未来的补偿需求;当 $Q < P(t)$ 且 $S_{SOC}(t-1) > S_{SOC,up}$ 时,表示功率需求不仅大于非必要补偿值 Q 且蓄电池荷电状态进入危险区,则储能电池无动作,且蓄电池荷电状态保持与前一时刻相同。

(2) 储能电池放电状态。当 $-Q < P(t) < 0$ 时,表示功率需求无越界现象且在正常范围内,正常放电;当 $P(t) < -Q$ 且 $S_{SOC}(t-1) > S_{SOC,low}$ 时,表示当前时刻功率需求大于非必要补偿值 Q ,但此时蓄电池荷电状态未进入危险区,则使其在当前时刻放一部分电,确保储能满足未来的补偿需求。当 $P(t) < -Q$ 且 $S_{SOC}(t-1) < S_{SOC,low}$ 时,表示功率需求不仅大于非必要补偿值 Q 且蓄电池荷电状态进入危险区,则储能电池无动作,且蓄电池荷电状态保持和前一时刻相同。

2.4 光伏出力平抑控制策略

上层控制策略没有考虑光伏出力在更短时间内功率变化波动影响。目前对光伏出力进行平抑控制有较多方法,常见的有一阶低通滤波算法、经验模态分解算法、自适应小波包分解算法、MPC 等。而 MPC 具有实时优化滚动、超前分配控制的优点,在处理当前时刻的输出值的同时会考虑之后一段

时间内的约束条件。MPC 算法主要由预测模型、滚动优化和负反馈校正 3 个部分组成,算法的核心思想是实时滚动预测优化策略,在任意时刻会兼顾未来时刻的约束条件,获得最优控制序列,具有很强的实时性,具体优化控制时序如图 4 所示。

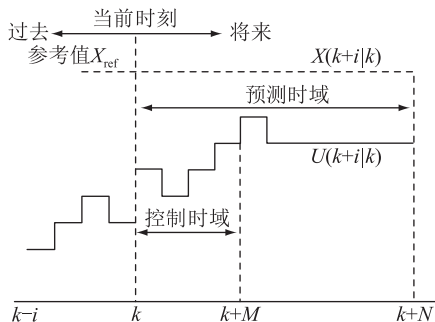


图 4 MPC 示意

Fig.4 Schematic diagram of MPC

由图 4 可知,当滚动优化到 k 时刻时,整个优化时间的周期长度为 $[k-i, k+N]$,其中 $[k-i, k]$ 时段的数据由光伏实际出力采集获得,而优化周期内 $[k, k+N]$ 各个时段的数据则由预测算法进行超短期预测得到,同时将实际数据与预测数据作为模型的输入变量,通过选取优化的求解算法得到未来时段 $[k, k+M]$ 的光伏出力优化控制序列,并将求解的控制序列的第一项元素值作为该系统的控制输出量。再次循环将第一个 $k+i$ 时刻的元素值重复作为新的输入变量应用于模型控制系统,获得更新后出力指令序列,重复上述步骤。

由于上层模型中预测光伏出力时间尺度是分钟级别,无法进行全局优化,而 MPC 的优点是滚动优化控制。文中将 MPC 算法应用于下层平抑光伏出力,以波动率最小为目标函数,同时满足下层模型的各种约束条件,可以进一步将控制波动率的问题转化为优化性能指标问题,得出实时的最优控制充放电控制序列,使系统整体具有良好的鲁棒性和稳定性。

文中所提控制策略的流程如图 5 所示。控制策略流程具体步骤如下:

- (1) 输入预测光伏功率,采集实际功率数据以及分析处理数据;
- (2) 通过分析其功率需求求解得到储能蓄电池 A、B 容量;
- (3) 考虑容量荷电状态能量约束,应用蓄电池充放电分配策略进行预测误差补偿,为避免过充过放减少电池寿命,考虑加入非必要补偿值,得到补偿后出力。
- (4) 考虑光伏并网约束,采取 MPC 算法实时滚

动优化补偿后出力,达到最优的平抑效果。

- (5) 建立模型评估策略合理性。

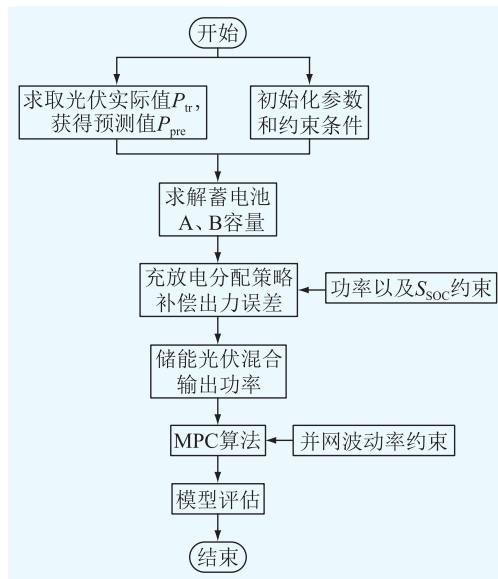


图 5 控制策略流程

Fig.5 Flow chart of control strategy

3 算例仿真

3.1 研究对象与参数的确定

为避免光伏出力的偶然性和随机性,选取新疆某 21 MW 光伏电站全年度发电出力数据中 4 种典型日天气的实际出力数据;为避免单一预测模型导致配置的储能容量产生偏差,采用 VMD-SSA 组合预测算法求解得出光伏预测出力,并将其作为出力的目标值。求解后的预测数据如图 6 所示。

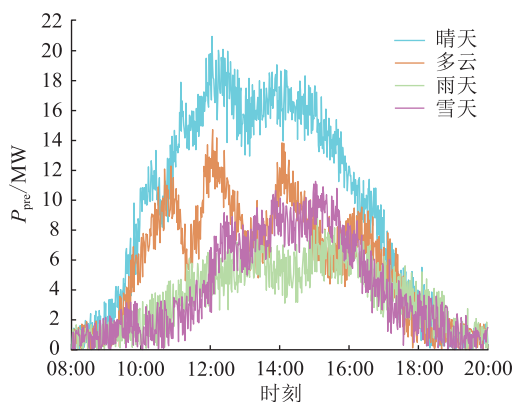


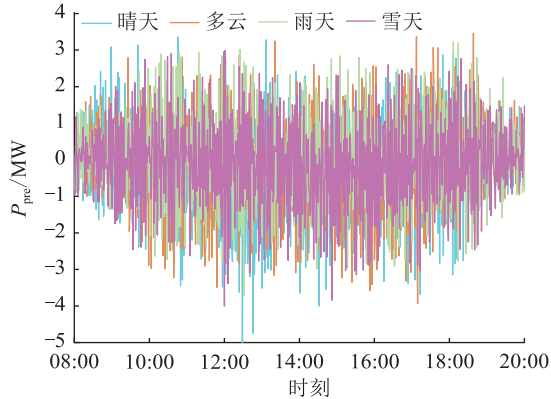
图 6 典型日预测出力曲线

Fig.6 Typical daily predictive force curves

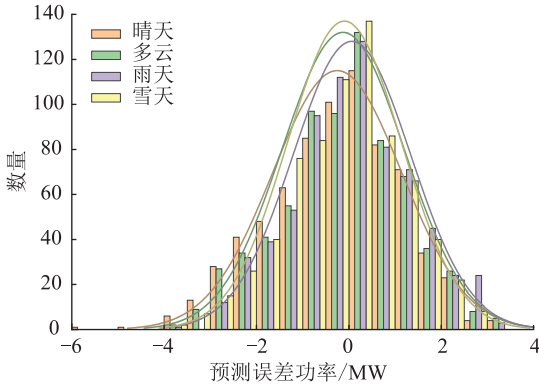
文中光伏电站数据采集时间尺度间隔为 1 min,采样点数为 720。由图 6 可以看出,光伏电站最大输出功率不超过 21 MW。储能蓄电池的自放电效率一般为 2%,文中忽略不计,充放电效率为 100%,4 种典型日天气的 $S_{soc,0}$ 都设为 0.5。

3.2 储能功率和容量的确定

为获得适合补偿预测误差和平抑波动所需的储能功率和容量,通过上层规划模型目标函数计算得到各典型日天气光伏出力误差数值,以控制功率预测误差补偿在光伏出力指标范围内和将误差平抑到5%以内为目标。首先,须获得合适的非必要补偿误差值,将预测误差数据可视化,结果见图7。



(a) 典型日误差功率



(b) 典型日误差功率直方图

图7 预测误差功率

Fig.7 Prediction error power

由图7(b)可知,典型日天气基本误差集中在 $[-2 \text{ MW}, 2 \text{ MW}]$ 之间,只有极个别分布在区间之外,分别计算4种典型日补偿预测误差,得到非必要补偿值 Q 为 2.0 MW 、 1.89 MW 、 1.85 MW 和 1.9 MW 。对数据进行筛选处理,分别按照2.1节所述公式配置储能容量和功率,结果如表1所示。

表1 储能容量和额定功率配置

Table 1 Configuration of storage capacity and rated power

天气	补偿预测误差		平抑波动	
	充放电功率/MW	容量/(MW·h)	充放电功率/MW	容量/(MW·h)
晴天	1.56	1.81	1.25	1.34
多云	1.34	1.95	1.21	1.38
雨天	1.29	1.64	1.00	1.06
雪天	1.43	1.71	1.02	1.16

由表1可知,典型日下不同天气所需的储能容量不同,而容量的改变直接影响补偿预测误差准确率,且储能容量成本高。因此,考虑到成本以及误差满足概率,在上层满足充放电补偿策略及下层满足MPC算法的基础上,为进一步验证储能容量配置的合理性,建立蓄电池A与蓄电池B的容量变化与满足率关系,结果如图8所示。

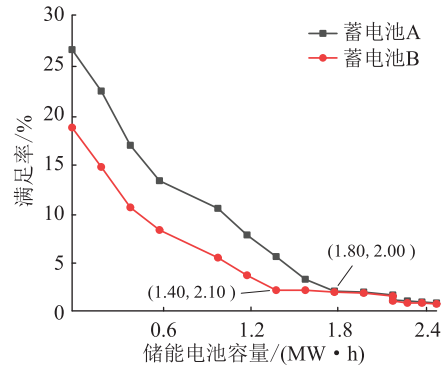


图8 不同容量与满足率特性关系

Fig.8 Performance relation between different capacity and satisfaction rate

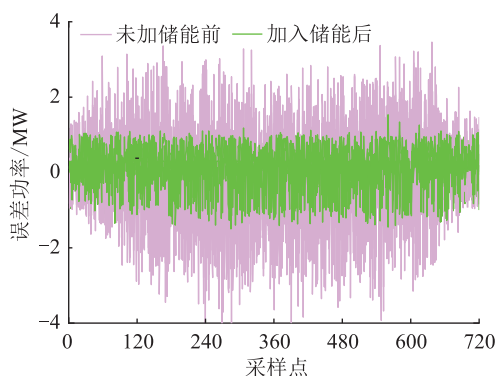
由图8可知,在考虑上层充放电补偿策略和下层MPC算法控制策略的前提下,得出补偿预测误差蓄电池A与平抑波动蓄电池B的最优容量配置分别为 $1.80 \text{ MW}\cdot\text{h}$ 、 $1.40 \text{ MW}\cdot\text{h}$ 。故上层补偿预测误差容量为 $2 \text{ MW}\cdot\text{h}$,最大充放电功率为 1.5 MW ;下层平抑波动的容量为 $1.5 \text{ MW}\cdot\text{h}$,最大充放电功率为 1.35 MW 。

3.3 不同场景的仿真分析

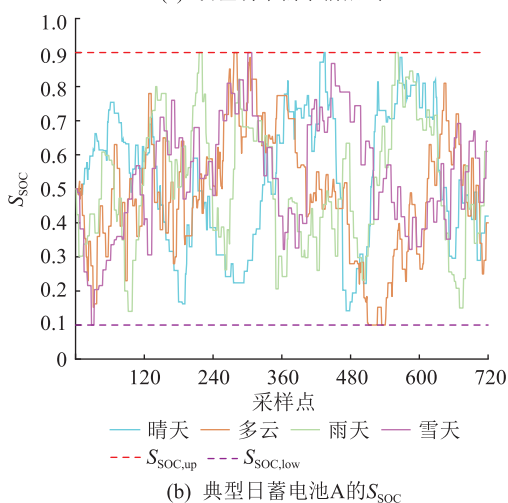
为确定储能容量配置大小是否合理,结合上层充放电补偿策略以及约束条件,补偿预测误差需求曲线与蓄电池A充放电 S_{SOC} 变化如图9所示。

由图9可知,在未加储能前,误差需求的波动较大,不能满足出补偿预测误差需求。加入储能系统及充放电策略之后,补偿预测误差总体分别分布在 $[-1 \text{ MW}, 1 \text{ MW}]$ 之间,误差带基本处于5%,满足光伏电站的误差标准。加入储能策略,考虑到非必要补偿值,虽然个别误差较大没有进行补偿,但是有效避免了蓄电池A出现过充过放,且加入策略的蓄电池A在4种典型日天气下分别避免单日过充147次、112次、67次和105次,其 S_{SOC} 在补偿之后值分别为0.43、0.40、0.62和0.65,满足荷电状态的上下限波动范围,只有在极少时间处于警示区。

为进一步验证控制策略的有效性,引入预测指标函数,均方根误差 R_{MSE} 和平均绝对百分比误差 M_{APE} 可以有效表征系统的模型预测效果,建立模型评价指标如表2所示。



(a) 误差功率需求前后对比



(b) 典型日蓄电池A的 S_{SOC}

图9 补偿出力前后对比

Fig. 9 Compensation forecast front and rear comparison

表2 评价指标

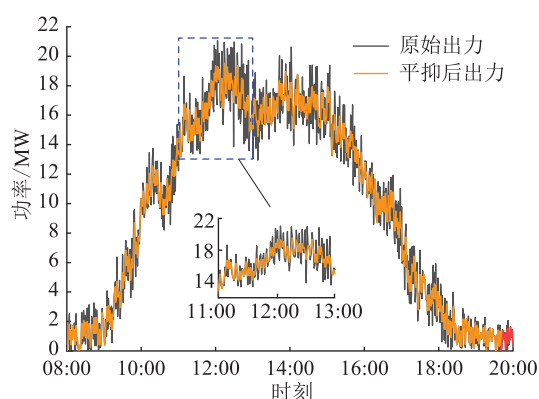
Table 2 Evaluation indicators

天气	补偿前		补偿后	
	R_{MSE}/MW	$M_{APE}/\%$	R_{MSE}/MW	$M_{APE}/\%$
晴天	1.416 6	111.000	0.616 7	61.673
多云	1.327 1	103.810	0.790 5	44.615
雨天	1.272 0	101.570	0.543 5	28.794
雪天	1.236 7	97.367	0.504 1	27.160

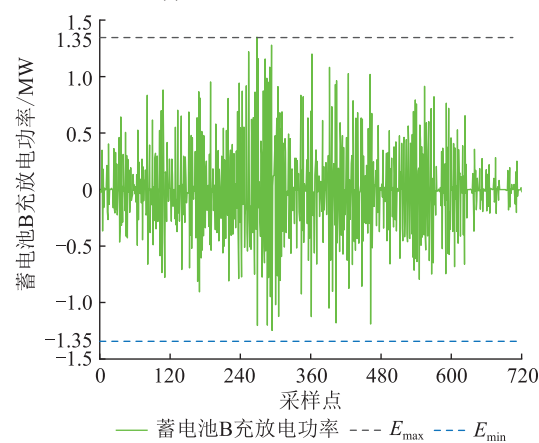
该光伏电站加入储能电池配合储能充放电策略后,模型评价指标均显著降低,且评价指标均值满足补偿误差的要求范围,说明文中策略合理,因此可以证明储能容量配置的合理性。

在下层平抑模型中,使用 MPC 算法对补偿预测之后的实际出力进行平滑处理以达到并网要求。首先,将典型日数据的 725 个数据点作为采样数据,以当前时刻作为初始值,预测时长为整个典型日时段,控制步长为 1 min,日内则进行优化 720 次,在 MPC 算法策略下晴天典型日的平抑前后曲线对比和蓄电池 B 充放电功率如图 10 所示。

以晴天出力为例,得到平抑前后对比如图 10



(a) 晴天典型日平抑前后对比



(b) 蓄电池B充放电功率

图10 晴天加策略后出力与蓄电池 B 输出

Fig.10 Output and battery B output after adding strategy in sunny days

(a)所示。平抑后光伏出力较平滑,因为 MPC 具有良好的滚动优化以及反馈校正,得出的新一轮控制输出序列可以有效平滑连续出力,提高光伏并网的稳定性。蓄电池 B 的充放电功率如图 10(b)所示,蓄电池功率未出现越界和过放,这是因为在 MPC 的控制策略下,可提前预知储能的充放电功率并进行合理分配,表明 MPC 输出的控制序列是有效的,从而间接延长蓄电池的使用年限。平抑前后功率比较如表 3 所示。

表3 平抑前后功率比较

Table 3 Power comparison before and after stabilization

参数	晴天	多云	雨天	雪天
平抑前波动率/%	0.33	0.36	0.21	0.29
平抑后波动率/%	0.05	0.05	0.06	0.05
平抑前最大波动功率变化/MW	7.11	5.42	4.98	5.19
平抑后最大波动功率变化/MW	1.14	1.06	1.05	1.05
平抑前功率变化总和/MW	1 220.0	846.0	1 053.5	995.4
平抑后功率变化总和/MW	545.4	511.4	535.6	533.8
功率变化总和下降百分比/%	55.33	39.59	49.16	46.37

由表 3 可得,使用储能和 MPC 后,光伏实际出

力的波动率明显降低,最大波动功率变化分别下降 5.97 MW、4.36 MW、3.93 MW、4.14 MW,功率变化总和分别下降 55.33%、39.59%、49.16%、46.37%,并且波动均满足不超过 5%的要求,表明使用 MPC 对功率波动有着良好的平抑效果。

4 结语

文中针对光伏发电预测误差大、波动大问题,首先,根据预测误差要求和波动率要求,考虑储能充放电约束等,对双储能容量进行了配置。其次,建立上层补偿预测误差和下层平抑光伏波动的双层规划模型,并且建立模型评价指标对双层模型进行评估。上层模型针对预测算法的不足加入储能蓄电池 A 补偿,合理的制定充放电分配策略及设定非必要补偿值,采用配置的蓄电池 A 进行了验证,上层补偿结果均满足误差在 5%以内。下层模型为克服光伏并网问题,应用模型预测算法降低光伏波动,采用配置的蓄电池 B 进行了验证,得出 4 种典型日下光伏电站功率变化率总和分别下降 55.33%、39.59%、49.16%、46.37%。进一步利用模型评估验证策略的合理性,为储能在光伏发电新能源利用提供了一些参考。考虑储能容量成本和加入能量型电池的混合使用将是下一步的研究方向。

参考文献:

- [1] 易铭,黄云辉,朱当,等. 基于弱电网的光伏储能系统小干扰稳定性分析[J]. 智慧电力,2021,49(2):69-75.
YI Ming,HUANG Yunhui,ZHU Dang,et al. Small signal stability analysis of photovoltaic energy storage system under weak grid[J]. Smart Power,2021,49(2):69-75.
- [2] 杨帆,夏荣立,杨威. 碳达峰、碳中和背景下新能源发展趋势研究[J]. 中国工程咨询,2021(9):22-26.
YANG Fan,XIA Rongli,YANG Wei. Research on the development trend of new energy in the context of carbon peaking and carbon neutral[J]. China Engineering Consultants,2021(9):22-26.
- [3] 陈景文,肖妍,莫瑞瑞,等. 考虑光伏校正的微电网储能容量优化配置[J]. 电力系统保护与控制,2021,49(10):59-66.
CHEN Jingwen,XIAO Yan,MO Ruirui,et al. Optimized allocation of microgrid energy storage capacity considering photovoltaic correction[J]. Power System Protection and Control,2021,49(10):59-66.
- [4] 张蓉. “十四五”新能源消纳的思考[J]. 中国电力企业管理,2021(4):23-25.
ZHANG Rong. Thinking about new energy consumption in the 14th Five-Year Plan[J]. China Power Enterprise Management,2021(4):23-25.
- [5] 苗青青,石春艳,张香平. 碳中和目标下的光伏发电技术[J]. 化工进展,2022,41(3):1125-1131.
MIAO Qingqing,SHI Chunyan,ZHANG Xiangping. Photovoltaic technology under carbon neutrality[J]. Chemical Industry and Engineering Progress,2022,41(3):1125-1131.
- [6] 李建林,袁晓冬,郁正纲,等. 利用储能系统提升电网电能质量研究综述[J]. 电力系统自动化,2019,43(8):15-24.
LI Jianlin,YUAN Xiaodong,YU Zhenggang,et al. Comments on power quality enhancement research for power grid by energy storage system[J]. Automation of Electric Power Systems,2019,43(8):15-24.
- [7] 崔杨,陈正洪,孙朋杰. 弃光限电条件下不同纬度地区短期光伏发电功率预测对比分析[J]. 太阳能学报,2018,39(6):1610-1618.
CUI Yang,CHEN Zhenghong,SUN Pengjie. Comparison and analysis of short-term PV power prediction at different latitude under condition of discarding pv power[J]. Acta Energetica Solaris Sinica,2018,39(6):1610-1618.
- [8] 王捷,林余杰,吴成坚,等. 碳中和背景下太阳能光伏产业现状及发展[J]. 储能科学与技术,2022,11(2):731-732.
WANG Jie,LIN Yujie,WU Chengjian,et al. Current status and development of solar photovoltaic industry in the context of carbon neutrality[J]. Energy Storage Science and Technology,2022,11(2):731-732.
- [9] 李建林,张则栋,谭宇良,等. 碳中和目标下储能发展前景综述[J]. 电气时代,2022(1):61-65.
LI Jianlin,ZHANG Zedong,TAN Yuliang,et al. A review of the prospects of energy storage development under the carbon neutrality target[J]. Electric Age,2022(1):61-65.
- [10] 瞿娟. 全钒液流储能电池数学模型的研究[J]. 储能科学与技术,2022,11(2):735-736.
QU Juan. Study on the mathematical model of all-vanadium liquid flow energy storage battery[J]. Energy Storage Science and Technology,2022,11(2):735-736.
- [11] 苏向敬,陈思利,米阳,等. 分布式电池储能在含高比例可再生能源不平衡配电网中的序次优化配置[J]. 电网技术,2019,43(10):3698-3707.
SU Xiangjing,CHEN Sili,MI Yang,et al. Sequential and optimal placement of distributed battery energy storage systems within unbalanced distribution networks hosting high renewable penetrations[J]. Power System Technology,2019,43(10):3698-3707.
- [12] 陈丽娟,吴甜恬,柳惠波,等. 基于需量管理的两阶段大用户储能优化模型[J]. 电力系统自动化,2019,43(1):194-200.
CHEN Lijuan,WU Tiantian,LIU Huiibo,et al. Demand management based two-stage optimal storage model for large users[J]. Automation of Electric Power Systems,2019,43(1):194-200.
- [13] 郭立东,雷鸣宇,杨子龙,等. 光储微网系统多目标协调控制策略[J]. 电工技术学报,2021,36(19):4121-4131.
GUO Lidong,LEI Mingyu,YANG Zilong,et al. Multi-objective coordinated control strategy for photovoltaic and energy-storage microgrid system[J]. Transactions of China Electrotechnical

- Society, 2021, 36(19): 4121-4131.
- [14] 严干贵, 李洪波, 段双明, 等. 基于模型参数辨识的储能电池状态估算[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(24): 8145-8154, 8251.
- YAN Gangui, LI Hongbo, DUAN Shuangming, et al. Energy storage battery state estimation based on model parameter identification[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(24): 8145-8154, 8251.
- [15] 李相俊, 马会萌, 姜倩. 新能源侧储能配置技术研究综述[J]. 中国电力, 2022, 55(1): 13-25.
- LI Xiangjun, MA Huimeng, JIANG Qian. Review of energy storage configuration technology on renewable energy side[J]. Electric Power, 2022, 55(1): 13-25.
- [16] 刘畅, 卓建坤, 赵东明, 等. 利用储能系统实现可再生能源微电网灵活安全运行的研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(1): 1-18, 369.
- LIU Chang, ZHUO Jiankun, ZHAO Dongming, et al. A review on the utilization of energy storage system for the flexible and safe operation of renewable energy microgrids[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(1): 1-18, 369.
- [17] 陈亚爱, 林演康, 王赛, 等. 基于滤波分配法的混合储能优化控制策略[J]. 电工技术学报, 2020, 35(19): 4009-4018.
- CHEN Yaai, LIN Yankang, WANG Sai, et al. Optimal control strategy of hybrid energy storage based on filter allocation method[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2020, 35(19): 4009-4018.
- [18] 谢丽蓉, 郑浩, 魏成伟, 等. 兼顾补偿预测误差和平抑波动的光伏混合储能协调控制策略[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(3): 130-138.
- XIE Lirong, ZHENG Hao, WEI Chengwei, et al. Coordinated control strategy of photovoltaic hybrid energy storage considering prediction error compensation and fluctuation suppression[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(3): 130-138.
- [19] 徐天奇, 田业, 高鑫, 等. 新能源全消纳并网友好型虚拟发电厂优化调度研究[J]. 电力工程技术, 2021, 40(2): 33-38.
- XU Tianqi, TIAN Ye, GAO Xin, et al. Optimal dispatching of virtual power plant with new energy power generation full consumption and friendly integration into power grids[J]. Electric Power Engineering Technology, 2021, 40(2): 33-38.
- [20] 徐玉韬, 谈竹奎, 肖永, 等. 基于HHT与滤波算法的风电波动平抑策略研究[J]. 电气传动, 2019, 49(2): 56-60.
- XU Yutao, TAN Zhukui, XIAO Yong, et al. Research on wind power fluctuation mitigation based on HHT and filtering algorithm[J]. Electric Drive, 2019, 49(2): 56-60.
- [21] 马伟, 王玮, 吴学智, 等. 平抑光伏并网功率波动的混合储能系统优化调度策略[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(3): 58-66.
- MA Wei, WANG Wei, WU Xuezhi, et al. Optimal dispatching strategy of hybrid energy storage system for smoothing power fluctuation caused by grid-connected photovoltaic[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(3): 58-66.
- [22] 闫群民, 刘语忱, 董新洲, 等. 基于CEEMDAN-HT的平抑光伏出力混合储能容量优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(21): 43-53.
- YAN Qunmin, LIU Yuchen, DONG Xinzhou, et al. Hybrid energy storage capacity optimization configuration for smoothing PV output based on CEEMDAN-HT[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(21): 43-53.
- [23] 刘颖明, 王瑛玮, 王晓东, 等. 基于蚁狮算法的风电集群储能容量配置优化方法[J]. 太阳能学报, 2021, 42(1): 431-437.
- LIU Yingming, WANG Yingwei, WANG Xiaodong, et al. Optimization of storage capacity allocation in wind farm cluster based on ant lion optimization algorithm[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2021, 42(1): 431-437.
- [24] 马兰, 谢丽蓉, 叶林, 等. 基于混合储能双层规划模型的风电波动平抑策略[J]. 电网技术, 2022, 46(3): 1016-1029.
- MA Lan, XIE Lirong, YE Lin, et al. Wind power fluctuation-suppression strategy based on hybrid energy storage bi-level programming model[J]. Power System Technology, 2022, 46(3): 1016-1029.
- [25] 薛帅, 高厚磊, 郭一飞, 等. 大规模海上风电场的双层分布式有功控制[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(3): 1-9.
- XUE Shuai, GAO Houlei, GUO Yifei, et al. Bi-level distributed active power control for a large-scale wind farm[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(3): 1-9.
- [26] 罗仕华, 胡维昊, 黄琦, 等. 市场机制下光伏/小水电/抽水蓄能电站系统容量优化配置[J]. 电工技术学报, 2020, 35(13): 2792-2804.
- LUO Shihua, HU Weihao, HUANG Qi, et al. Optimization of photovoltaic/small hydropower/pumped storage power station system sizing under the market mechanism[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2020, 35(13): 2792-2804.
- [27] 戴瑞海, 林雁, 林启待, 等. 基于模型预测控制平抑光伏输出功率波动的储能充放电策略[J]. 智慧电力, 2019, 47(4): 8-15, 52.
- DAI Ruihai, LIN Yan, LIN Qidai, et al. Strategy of energy storage for PV power smoothing based on model predictive control[J]. Smart Power, 2019, 47(4): 8-15, 52.
- [28] 孙玉树, 张国伟, 唐西胜, 等. 风电功率波动平抑下的MPC双储能控制策略研究[J]. 电工技术学报, 2019, 34(3): 571-578.
- SUN Yushu, ZHANG Guowei, TANG Xisheng, et al. Research on MPC and dual energy storage control strategies with wind power fluctuation mitigation[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(3): 571-578.
- [29] 刘涛, 何启发, 肖朝霞, 等. 基于FCS-MPC的五桥臂UPQC电能质量补偿策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(8): 65-75.
- LIU Tao, HE Qifa, XIAO Zhaoxia, et al. A power quality compensation strategy of five-leg UPQC based on FCS-MPC[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(8): 65-75.
- [30] 边晓燕, 史越奇, 裴传逊, 等. 计及经济性和可靠性因素的

- 区域综合能源系统双层协同优化配置[J]. 电工技术学报, 2021, 36(21):4529-4543.
- BIAN Xiaoyan, SHI Yueqi, PEI Chuanxun, et al. Bi-level collaborative configuration optimization of integrated community energy system considering economy and reliability[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(21):4529-4543.
- [31] 李晓文, 王旭, 齐志远. 氢电综合能源供应微电网的优化调度[J]. 供用电, 2022, 39(1):40-46.
- LI Xiaowen, WANG Xu, QI Zhiyuan. Optimal scheduling of micro-grid for comprehensive hydrogen-electricity supply[J]. Distribution & Utilization, 2022, 39(1):40-46.
- [32] 吴岩, 王玮, 吴学智, 等. 微电网跟踪调度计划双层双时间尺度实时控制策略[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(1):120-134.
- WU Yan, WANG Wei, WU Xuezhi, et al. Two-layer double-time scale real-time control strategy of microgrid for tracking scheduling plan[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(1):120-134.
- [33] LU MINHUI, SUN WENWEN, HE GUOQING. Interpretation and revision proposals of GB/T 29319-2012, technical requirements for connecting photovoltaic power system to distribution network[J]. China Standardization, 2022(1):62-65.

作者简介:



陈阳

陈阳(1996),男,硕士,研究方向为新能源发电技术(E-mail:a734021157@163.com);

谢丽蓉(1969),女,硕士,教授,博士生导师,研究方向为控制系统优化、新能源发电技术;

马兰(1995),女,博士在读,研究方向为风光新能源发电优化。

Double-layer energy storage operation strategy that takes into account PV output error and smooths out fluctuations

CHEN Yang^{1,2}, XIE Lirong¹, MA Lan¹, AN Dong^{2,3}, LU Haopeng¹

(1. Renewable Energy Power Generation and Grid Connection Control Engineering

Research Center of the Ministry of Education (Xinjiang University), Urumqi 830047, China;

2. School of Electronic Information, China Agricultural University, Beijing 100083, China;

3. Key Laboratory of Agricultural Information Acquisition Technology, Ministry of Agriculture, Beijing 100083, China)

Abstract: In order to meet the grid connection requirements of new energy power generation and ensure the stable operation of the power system, in view of the security problems brought by the uncertainty and volatility of intermittent new energy power generation to the stable operation of power grid equipment, a bilevel programming model aimed at compensating the output error and stabilizing the grid connection power fluctuation is proposed. First of all, the capacity and error satisfaction rate characteristic curve is constructed to obtain the optimal energy storage capacity to improve the economy of the energy storage system. Then, the upper planning model takes the minimum output error as the goal. The charging and discharging power distribution strategy of the energy storage system is established, the cycle life of the energy storage battery is considered and unnecessary compensation values is set to avoid its overcharge and overdischarge. The lower planning model takes the minimum grid connection fluctuation rate as the objective function, and the model predictive control algorithm is adopted to carry out the advanced rolling optimization control for the compensated photovoltaic output, so as to achieve the smooth fluctuation of photovoltaic output. Finally, based on the above model, the model evaluation index function is established, and a 21 MW photovoltaic power station in Xinjiang is taken as an example to verify the feasibility of the strategy.

Keywords: new energy power generation; compensate the prediction error; stabilize power fluctuation; bilevel programming model; model predictive control; evaluation index function

(编辑 钱悦)