

引用格式:王西胜,刘辉,刘迪,等.电网友好型风电场多功能电—氢混合储能系统容量配置[J].电力科学与技术学报,2024,39(5):141-150.

Citation: WANG Xisheng, LIU Hui, LIU Di, et al. Capacity configuration of multi-functional electric-hydrogen hybrid energy storage system in grid-friendly wind farm[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(5): 141-150.

电网友好型风电场多功能电—氢混合储能系统容量配置

王西胜¹, 刘 辉², 刘 迪², 黄贤淼², 赵一名², 王开让², 夏明超³, 裴彬辉³

(1. 国网冀北电力有限公司, 北京 100043; 2. 国网冀北电力有限公司电力科学研究院, 北京 100045;

3. 北京交通大学电气工程学院, 北京 100044)

摘 要:在风电场内优化配置储能资源,可有效平抑风电强随机性与波动性对电力系统造成的负面影响,促进电网友好型风电场建设。目前,风电场储能系统存在应用功能单一、设备利用率低、盈利能力差等问题,制约了风电场储能系统的大规模应用。为此,该文对一次调频、功率预测补偿与新能源消纳等多种储能应用功能,提出一种风电场的多功能电—氢混合储能系统容量优化配置方法。首先,提出考虑一次调频、功率预测补偿与新能源消纳3种功能的风电场储能系统运行策略,进而提出了考虑储能设备特性的电—氢混合储能的能量管理策略;其次,在此基础上,基于时序生产模拟的方法,以净收益最大化为目标建立风电场多功能混合储能系统优化配置模型;最后,通过对河北省某风电场混合储能系统优化配置进行实例计算与分析。研究结果表明:采用该策略下的容量配置方法,能在考虑储能设备特性的基础上,满足电力系统多时间尺度的需求,有效提高电力系统的经济性。

关 键 词:储能容量配置;多功能储能系统;电—氢混合储能;电网友好型风电场

DOI: 10.19781/j.issn.1673-9140.2024.05.015 中图分类号: TM863 文章编号: 1673-9140(2024)05-0141-10

Capacity configuration of multi-functional electric-hydrogen hybrid energy storage system in grid-friendly wind farm

WANG Xisheng¹, LIU Hui², LIU Di², HUANG Xianmiao², ZHAO Yiming²,

WANG Kairang², XIA Mingchao³, PEI Binhui³

(1. State Grid Jibei Electric Power Co., Ltd., Beijing 100043, China; 2. Electric Power Research Institute, State Grid Jibei Electric Power Co., Ltd., Beijing 100045, China; 3. School of Electrical Engineering, Beijing Jiaotong University, Beijing 100044, China)

Abstract: Optimizing the allocation of energy storage resources within wind farms can effectively mitigate the negative impacts of wind power induced strong randomness and volatility on the power system, promoting the construction of grid-friendly wind farms. Currently, wind farm energy storage systems face issues such as single application functions, low equipment utilization rates, and poor profitability, which constrain the large-scale application of energy storage systems in wind farms. To address these issues, this paper proposes a method for optimizing the capacity allocation of a multifunctional electrical-hydrogen hybrid energy storage system in wind farms, incorporating various energy storage application functions such as primary frequency regulation, power prediction compensation, and renewable energy absorption. Firstly, an operational strategy for the wind farm energy storage system is proposed, considering the three functions of primary frequency regulation, power prediction compensation, and renewable energy absorption. Furthermore, an energy management strategy for the electrical-hydrogen hybrid energy storage system, taking into account the characteristics of the energy storage equipment, is proposed. Secondly, based on this, a wind farm multifunctional hybrid energy storage system optimization allocation model is established with the goal of maximizing

收稿日期: 2023-04-20; 修回日期: 2024-03-19

基金项目: 国家电网科技项目(52018K20007K)

通信作者: 夏明超(1976—),男,博士,教授,主要从事综合能源系统、新能源与储能等方面的研究; E-mail: mchxia@bjtu.edu.cn

net revenue, using a time-series production simulation method. Finally, a case study is conducted on the optimization and allocation of a hybrid energy storage system in a wind farm in Hebei province. The research results show that the capacity allocation method under this strategy, which considers the characteristics of energy storage equipment, can meet the multi-time scale demands of the power system and effectively improve the economy of the power system.

Key words: energy storage capacity configuration; multifunctional energy storage system; electric hydrogen hybrid energy storage; grid-friendly wind farm

构建以新能源为主体的新型电力系统,既是能源电力转型的必然要求,也是实现“双碳”目标的关键途径之一^[1-2]。在新能源接入电网规模不断扩大的过程中,风电出力的随机性、波动性、间歇性等特点给电力系统的安全性、稳定性、经济性都带来了极大挑战^[3-4]。因此,寻求稳定、高效的新能源电网友好型并网方法,是高比例新能源接入电网亟待解决的问题。

储能系统具有能量时移、快速响应与灵活布置等特点^[5-6],随着储能技术的飞速发展,“新能源+储能”的新型结构越来越受到青睐。储能与新能源场站的结合,不但可以提高新能源消纳水平^[7],还可以提供功率预测补偿^[8]与调频^[9]等辅助服务,从而降低新能源并网对电力系统的负面影响,提升新能源并网的友好性与经济性。但是,单一储能技术无法同时满足电力系统不同时间尺度的各项要求,而混合储能技术能实现不同储能技术之间的优势互补,弥补单一储能技术的缺陷^[10]。文献[11]提出了一种超级电容和蓄电池的混合储能系统,该系统能较好地应对复杂的风电功率波动。文献[12]提出了一种基于飞轮和锂电池的混合储能平抑一调频方案,并考虑混合储能系统的全生命周期成本,依据多时间尺度的需求,构建容量优化配置的层次化模型。文献[13-14]针对采用混合储能平抑风电功率波动时系统成本过高的问题,提出了一种基于卡尔曼滤波和模型预测控制的混合储能平抑风电波动控制策略。文献[15]在新能源电站耦合氢储能,将天气预测和神经网络算法联合,实现了对光伏和风电的预测。文献[16]提出了一种考虑电解槽运行特性的以氢储能为主体的电—氢混合储能方案,并将其用于抑制风电波动,收到了较好的效果。

储能配置是储能应用环节的前期工作。目前,在新能源储能容量配置方面,国内外的学者们展开了大量研究。文献[17]综合考虑储能的多种参数,提出了一种储能多参数等价折算的方法,进而提出了能平抑新能源波动的储能优化配置模型。文献[18]在考虑新能源出力不确定性和系统运行灵活性的

基础上,建立了多时间尺度下的储能配置模型。文献[19]中的储能系统通过充、放电,参与电力系统惯量支撑和一次调频,并通过生产模拟的方法进行了储能的容量优化配置。文献[20]针对平抑风电功率波动过程中储能系统有功功率参考误差大的问题,提出考虑荷电状态(state of charge, SOC)自恢复的混合储能系统容量优化配置策略。文献[21]建立了以缩减弃风率和弃光率最小为目标的储能系统功率与容量配置的数学模型。文献[22]针对风电汇集区域建设储能电站,提出了一种基于运营策略的储能容量配置方法。然而现阶段储能配置仍存在以下局限:一是储能系统应用功能过于单一,大多数研究只考虑了单一功能下储能容量配置问题,缺乏多功能融合的储能优化配置方法;二是混合储能运行功能未与电储能与氢储能的设备特性结合,缺乏考虑电—氢混合储能运行特点的多功能储能系统容量配置方法。

综上所述,本文针对一次调频、功率预测补偿与新能源消纳等多种储能应用功能,提出一种风电场多功能电—氢混合储能系统容量优化配置方法。首先,提出了在风电场电—氢混合储能系统中考虑多功能充放电优先级的运行策略,并在考虑了电储能与氢储能设备特性的基础上,提出了电—氢混合储能的多功能运行策略;其次,基于时序生产模拟的方法,以净收益最大化为目标,建立风电场多功能混合储能系统优化配置模型;最后,通过对河北省某风电场储能系统进行实例计算与分析,验证了所提电网友好型风电场多功能电—氢混合储能系统策略的经济性与优化配置方法的有效性。

1 电—氢混合储能多功能运行策略

1.1 电—氢混合储能系统的总体架构

电—氢混合储能系统的总体架构如图1所示。在图1中,该总体架构分为2个部分:一部分是信息流,一部分是能量流。在能量流中,新能源场站经过AC/AC变换、电化学储能和氢储能经过AC/DC变换协调出力一起并入电网。在信息流中,能量管

理系统通过智能电表和电池管理系统(battery management system, BMS)系统分别采集新能源实时出力和各储能的状态,计算的各储能设备的充、放电功率,并将其下发至储能变流器。

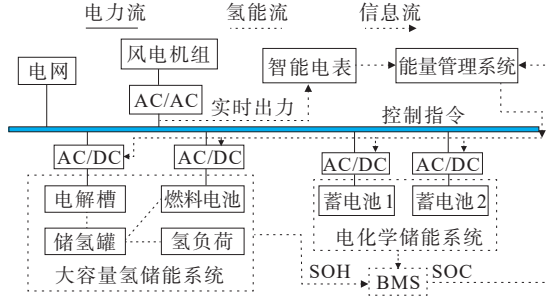


图1 电—氢混合储能系统的总体架构

Figure 1 Overall architecture of electricity-hydrogen hybrid energy storage system

1.2 储能系统多功能运行策略

储能系统作为重要的高弹性资源,既能降低新能源出力波动性与随机性对电网的影响,又能通过主动参与电网调频、功率预测补偿等方式增加风电场收益。

1) 一次调频场景。

最新发布的《风电场接入电力系统技术规定》(GB/T 19963—2011)要求,风电场应具备快速控制自身有功功率、提供惯量响应和一次调频的功能。在风电场合理配置储能可以提供一次调频能力,从而降低风电出力波动对电网频率影响,并增加风电场收益。

储能系统参与一次调频常采用模拟发电机组的下垂控制与虚拟惯性控制2种控制方式^[17]。基于这两种控制方式,可以得到调频功率表达式:

$$\Delta P = K_f(f_N - f_{pll}) + T_j \frac{\Delta f}{\Delta t} \quad (1)$$

式中,第1项 $K_f(f_N - f_{pll})$ 为模拟同步发电机的一次调频; K_f 为一次调频系数; f_N 为系统的额定频率; f_{pll} 为系统的实时频率;第2项 $T_j \frac{\Delta f}{\Delta t}$ 为模拟同步发电机的惯性调频; T_j 为惯量系数; Δf 为频率变化量; Δt 为时间变化量。

通过式(1),可得风电场需要提供的调频功率和容量,即

$$P_f = \frac{\left[(f_N - f_{pll}) K_f + \frac{df_{pll}}{dt} T_j \right] P_N}{f_N} \quad (2)$$

$$E_f = P_f \Delta t \quad (3)$$

式中, P_N 为风电机组的额定功率; E_f 为风电场容量。

电力系统的频率时刻都在波动并处于动态平衡中,为避免储能系统频繁参与调频而导致频繁充、放电,引起过度损耗,需设置一次调频死区,其方式如图2所示。《风电场接入电力系统技术规定》(GB/T 19963—2011)容许一次调频的死区可根据电力系统实际情况确定,一般将其设定为0.030~0.100 Hz。为使辅助调频机组先于火电机组出力,本文规定风电储能系统的调频死区为0.033 Hz。

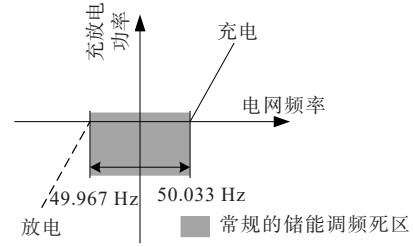


图2 储能参与一次调频死区设置方式

Figure 2 Setting method for deadband of energy storage participating in primary frequency regulation

2) 功率预测补偿场景。

风电场的功率应符合《风电功率预测系统功能规范》(NB/T 31046—2022)的相关规定:对风电场短期风电功率结果(日前预测与月预测)平均准确率不应低于83%。但受限于自然条件与风电出力特性等因素,现有风电场功率预测技术难以完全满足该技术要求。可实时充、放电的储能系统能弥补风电日前预测出力与实际出力之间的差距,从而间接提高风电预测精度并实现发电计划追踪。根据调度指令,储能系统还可以使风电场按照确定的发电计划向电网注入能量,补偿风电场与预定发电计划之间的偏差。

为防止储能电池频繁在充、放电状态中切换,设置误差区间。当风电场的实际功率大于误差区间上限时,储能系统进入充电状态;当风电场实际出力小于误差区间下限时,储能系统进入放电状态。即

$$P_{HESS} = \begin{cases} P_t - P_{daiup}, & P_t \geq P_{daiup} \\ 0, & P_{daiup} > P_t \geq P_{dailow} \\ P_t - P_{dailow}, & P_{dailow} > P_t \end{cases} \quad (4)$$

式中, P_{HESS} 为储能充、放电功率; P_t 为风电场实时出力; P_{daiup} 为功率预测误差区间上限; P_{dailow} 为功率预测误差区间下限。

3) 消纳场景。

受电源结构性矛盾、跨区通道能力有限、源—

荷曲线不匹配等因素的影响,风电场出力受到一定限制。配置储能系统有助于实现大电网削峰填谷的目的,从而降低风电场的弃电率。消纳场景运行方式为

$$\begin{cases} P_{\text{HESS}}^{\text{ch}} = (1 - x\%)P_t, & x < 100 \\ P_{\text{HESS}} = 0, & x = 100 \\ P_{\text{HESS}}^{\text{disch}} = (1 - x\%)P_t, & x > 100 \end{cases} \quad (5)$$

式中, $P_{\text{HESS}}^{\text{ch}}$ 和 $P_{\text{HESS}}^{\text{disch}}$ 分别为混合储能的充、放电需求功率; x 为调度指令。

4) 多功能储能系统运行策略。

考虑电网的实际运行需求,风电场应先满足调频要求,再满足限电消纳要求,最后进行功率预测补偿。本文基于这种优先级原则,设计储能系统3种功能出力流程,结果如图3所示。当电力系统实时频率不在所设死区范围内时,储能系统启动并参与一次调频。若电力系统的实时频率在死区范围内,则储能系统无须调频,转而进行消纳判断。如果当前时刻有限电或增发要求时,电力系统需要进行新能源消纳。如果当前时刻没有消纳需求时,电力转而进行功率预测补偿判断。当风电出力在调度误差区间内时,储能系统无须进行充、放电操作。当风电出力在调度误差超过误差区间时,储能系统马上运行,进行功率预测误差补偿。

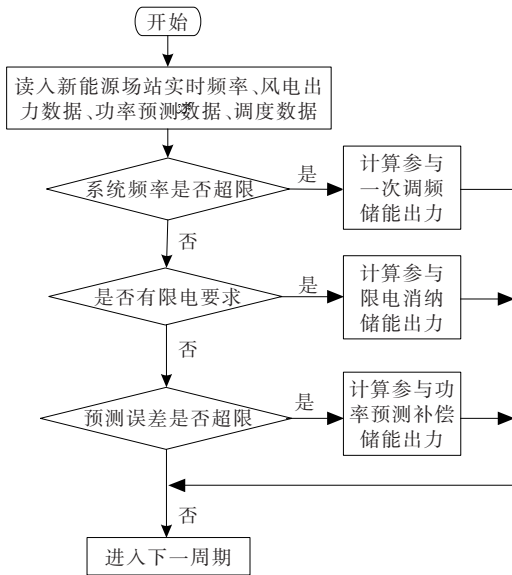


图3 多功能储能系统运行策略流程

Figure 3 Operation strategy flowchart of multi-functional energy storage system

1.3 电—氢混合储能运行策略

在设定的这3种功能储能出力优先级的基础上,对电—氢混合储能的能量进行合理分配。根据电储能响应时间短的特点,在需要频繁启停的调频

场景和功率预测补偿场景中主要使用电储能。根据氢储能存储能量密度高、自损耗率低等特点,在新能源消纳过程中则主要使用氢储能。通过这样分配,能充分利用电化学储能和氢储能的各自优势。

为提升风电场储能系统的运行可靠性,本文提出电—氢混合储能互为备用的运行策略。在这3个场景中,电化学储能可在电解槽功率不足时辅助氢储能,进行风电消纳;氢储能则可在电储能功率不足时辅助,进行功率预测补偿。考虑到碱性电解槽只能在额定功率的25%~120%的范围稳定运行,且其能实现精确至分钟级别的功率调节,故在电—氢混合储能系统中,采用电化学储能辅助碱性电解槽的安全、稳定运行,同时这也能避免电解槽频繁启停。

电化学储能荷电状态长期处于高位或低位运行是很不好的。这既不利于电化学储能寿命,又会缩减其在下一时刻的充、放电裕度。因此,在电—氢混合储能系统中,当荷电状态处于高位且碱性电解槽在上一时刻处于启动状态时,该系统将由电化学储能进行放电;当荷电状态处于低位时,该系统将由氢燃料电池进行放电。

2 混合储能系统容量配置模型

2.1 目标函数

本文根据储能系统的运行特点,以年综合净收益为目标函数。该目标函数考虑了电化学储能成本、氢储能成本、辅助调频收益、功率预测补偿收益、卖电收益和卖氢收益,即

$$\max f_1 = \max(S_x + S_y + S_f - C_{\text{bess}} - C_q) \quad (6)$$

式中, S_x 、 S_y 、 S_f 分别为新能源消纳、功率预测补偿以及调频产生的收益; C_{bess} 、 C_q 分别为电化学储能系统与氢储能系统成本。

全生命周期成本(life cycle cost, LCC)是指在整个系统的寿命周期内,投资、购置、运行、维护、回收设备等过程中发生的或可能发生的一切直接或间接的费用总和。本文基于LCC理论,构建了储能系统的经济模型。设储能系统总的使用周期为 N' 年,折现率为 i ,则储能经济模型由以下几部分构成。

1) 初始投资及装置成本。

储能系统的装置成本为

$$C_{\text{sys.p}} = [c_{\text{FC}} P_{\text{FC}}^{\text{stibrated}} + c_{\text{STO}} V_{\text{STO}}^{\text{stibrated}} + c_{\text{EL}} P_{\text{EL}}^{\text{stibrated}} + \left(c_E \frac{t}{\eta_b} + c_p \right) P_{\text{rat}}] \frac{i(1+i)^{N'}}{(1+i)^{N'} - 1} \quad (7)$$

式中, η_b 为储能变流器转换效率; $C_{\text{sys},p}$ 为储能系统的年均初始投资成本; c_{FC} 为碱性电解槽投资成本系数; c_{EL} 为燃料电池投资成本系数; c_{STO} 为储氢罐容量投资系数; $P_{\text{FC}}^{\text{stabrated}}$ 、 $P_{\text{EL}}^{\text{stabrated}}$ 、 $V_{\text{STO}}^{\text{stabrated}}$ 分别为氢储能额定功率、燃料电池的额定功率和额定容量; P_{rat} 为电化学储能变流器额定功率; c_E 为储能电池本体单位功率价格; t 为储能系统的额定放电时长; c_P 为储能能量转换装置单位功率价格。

2) 辅助设备成本。

辅助设备成本(balance of plant, BOP) C_{bop} 为

$$C_{\text{bop}} = C_{\text{pbop}} P_{\text{rat}} + C_{\text{ebop}} E_{\text{rat}} + C_{\text{FCbop}} P_{\text{FC}}^{\text{stabrated}} + C_{\text{STObop}} V_{\text{STO}}^{\text{stabrated}} + C_{\text{ELbop}} P_{\text{EL}}^{\text{stabrated}} \quad (8)$$

式中, C_{pbop} 和 C_{ebop} 分别为电化学储能单位功率辅助成本和单位容量辅助成本; C_{FCbop} 、 C_{STObop} 、 C_{ELbop} 分别为氢储能碱性槽、储氢罐、燃料电池的单位辅助成本; E_{rat} 为电池容量。

3) 运行维护成本。

运行维护成本按照投资成本比例进行估算, 即

$$C_{\text{om}} = a C_{\text{sys},p} \quad (9)$$

式中, C_{om} 为运行维护成本; a 为电-氢混合储能系统运行维护成本占投资成本的比例。

4) 寿命损耗成本。

基于储能电池生产商提供的参数, 可以得到储能的循环寿命 N_{BE} 。电池寿命损耗和循环次数相关, 即储能电池每经过一次充放电循环, 寿命会减少为此前一次循环过程的 $1/N_{\text{BE}}$ 。因此, 可构建电池的寿命损耗成本模型。其表达式为

$$C_s = \frac{C_{\text{bat}}}{N_{\text{BE}}} \quad (10)$$

式中, C_s 为储能电池每一次充、放电循环的寿命成本; C_{bat} 为储能电池投资成本。

假设储能装置在工作寿命周期内的总充、放电次数为 n , 每次相对应的电池寿命损耗成本为 $C_{s,k}$, 则储能电池加入等年值系数后, 可得到折算到每年的储能等年值寿命损耗成本, 即

$$C_{\text{loss}} = \sum_{k=0}^n C_{s,k} \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (11)$$

式中, C_{loss} 为每年的储能等年值寿命损耗成本。

5) 混合储能系统收益。

储能系统参与调频的收益主要包含两部分: 一部分为调频里程补偿收益, 另一部分为调频容量补偿收益。

调频单元在一个周期内的调频里程为在该时段内响应自动发电控制(automatic generation con-

trol, AGC) 的控制指令的调整量之和, 调频里程补偿公式为

$$S_{\text{fl}} = \sum_{t=1}^N D^{i,t} B^t K_p^{i,t} M_k^i \quad (12)$$

式中, S_{fl} 为调频里程补偿电量; $D^{i,t}$ 为调频单元 i 在交易时段 t 内的调节里程; $K_p^{i,t}$ 为调频单元 i 在交易时段 t 内的综合调频性能指标; B^t 为交易时段 t 内的调频里程出清价格; M_k^i 为调频单元 i 的调节系数。在本文中, 储能、火储、风储、光储调节系数均为 0.7。

调频容量补偿计算公式为

$$S_{\text{fz}} = \sum_{t=1}^N C_{i,t} B_{\text{Cp}} \quad (13)$$

式中, S_{fz} 为调频容量补充电量; N 为当日总交易时段数; $C_{i,t}$ 为调频单元 i 在交易时段 t 内的中标调频容量; B_{Cp} 为调频容量的补偿价格。

储能系统参与功率预测补偿的收益主要包含两部分: 一部分为自动功率控制(automatic power control, APC) 服务的补偿收益, 一部分为将实际风功率大于预测上限的本该弃掉的能量卖电的收益。

APC 服务补偿收益计算式为

$$R = K_s D [\ln(K_{\text{pd}}) + 1] Y_{\text{APC}} \quad (14)$$

式中, R 为服务补偿收益; Y_{APC} 为 APC 调节性能补偿标准, 水电机组和直控新型储能的 Y_{APC} 为 2.5 元/MW; 负荷聚合商主体的 Y_{APC} 为 10 元/MW; K_s 为 APC 主体类型系数, 直控新型储能和水电机组的 K_s 均为 1; K_{pd} 为机组当天的调节性能指标; D 为调节深度。

卖电收益的计算公式为

$$S_d = \sum_{t=1}^N P_b^{\text{ch}} S_{\text{dianjia}} \quad (15)$$

式中, S_d 为卖电收益; N 为当日总交易时段数; P_b^{ch} 为储能电池在采样时间段内的充电电量; S_{dianjia} 为单位能量风电并网电价。

储能系统参与新能源消纳的收益主要包含两部分: 一部分为限电补偿收益, 一部分为卖掉本该弃掉的能量(电或氢)的收益。

限电补偿收益计算式为

$$S_x = K_b Q_{\text{xian}} \quad (16)$$

式中, S_x 为限电补偿收益; K_b 为单位限电量的补偿系数; Q_{xian} 为储能所减少的弃电量。

卖氢收益的计算公式为

$$S_q = \sum_{t=1}^N m_q^{\text{ch}} S_{\text{qj}} \quad (17)$$

式中, S_q 为卖氢的收益; N 为当日总交易时段数; m_q^{ch}

为氢储能在采样时间段内的生成氢气的总重量; S_{qj} 为单位重量氢气的价格。

2.2 约束条件

1) 功率平衡约束。

电—氢混合储能能量分配由电以及氢储能组成,即

$$P_{\text{HESS}} = P_{\text{EL}}^{\text{ch}} + P_{\text{BAT}}^{\text{ch}} + P_{\text{uncomp}}^{\text{ch}} - P_{\text{uncomp}}^{\text{disch}} - P_{\text{FC}}^{\text{disch}} + P_{\text{BAT}}^{\text{disch}} \quad (18)$$

式中, P_{HESS} 为混合储能总的充、放电功率; $P_{\text{BAT}}^{\text{ch}}$ 为电池组的充电功率; $P_{\text{uncomp}}^{\text{ch}}$ 和 $P_{\text{uncomp}}^{\text{disch}}$ 分别为混合储能充、放电未响应功率; $P_{\text{EL}}^{\text{ch}}$ 为碱性电解槽的充电功率; $P_{\text{FC}}^{\text{disch}}$ 为燃料电池的充电功率; $P_{\text{BAT}}^{\text{disch}}$ 为电池组的放电功率。

2) 运行状态约束。

电化学储能装置的运行过程中,其充、放电功率受变流器功率的限制,其约束公式为

$$P_{\text{BAT}} = \begin{cases} P_{\text{pcs}}, & |P_{\text{BAT}}| > |P_{\text{pcs}}| \\ P_{\text{BAT}}, & |P_{\text{BAT}}| \leq |P_{\text{pcs}}| \end{cases} \quad (19)$$

式中, P_{pcs} 为变流器运行的最大充、放电功率。当电池的充、放电功率大于变流器允许的最大充、放电功率时,储能电池将以 P_{pcs} 功率进行充、放电操作。

电化学储能的充、放电功率除了受变流器额定功率的限制,还受储能电池荷电状态的约束,其约束公式为

$$\begin{cases} P_{\text{BAT},t}^{\text{ch}} \leq \frac{E_{\text{rat}}(S_{\text{soc,max}} - S_{\text{soc},t})}{\eta} \\ P_{\text{BAT},t}^{\text{disch}} > E_{\text{rat}}(S_{\text{soc},t} - S_{\text{soc,min}})\eta \end{cases} \quad (20)$$

式中, $P_{\text{BAT},t}^{\text{ch}}$ 为 t 时刻电化学储能充电功率; $P_{\text{BAT},t}^{\text{disch}}$ 为 t 时刻电化学储能放电功率; η 为电池充、放电效率; $S_{\text{soc,min}}$ 为储能系统的荷电状态下限,通常取值为0.15; $S_{\text{soc,max}}$ 为储能系统的荷电状态上限,通常取值为0.9; $S_{\text{soc},t}$ 为在第 t 时刻储能系统的荷电状态。

氢储能在运行过程中和电化学储能一样,也需考虑功率约束和容量约束。氢储能的功率约束分别为

$$\begin{cases} P_{\text{EL}}^{\text{stab,min}} \leq P_{\text{EL}}^{\text{stab}} \leq 1.2P_{\text{EL}}^{\text{stab,rated}} \\ P_{\text{FC}}^{\text{stab,min}} \leq P_{\text{FC}}^{\text{stab}} \leq P_{\text{FC}}^{\text{stab,rated}} \end{cases} \quad (21)$$

$$P_{\text{EL},t}^{\text{stab}} P_{\text{FC},t}^{\text{stab}} \leq 0 \quad (22)$$

式中, $P_{\text{EL},t}^{\text{stab}}$ 为电解槽在 t 时刻的运行功率; $P_{\text{EL}}^{\text{stab,min}}$ 为电解槽最低运行功率; $P_{\text{FC},t}^{\text{stab}}$ 为 t 时刻燃料电池功率; $P_{\text{FC}}^{\text{stab,min}}$ 为燃料电池放电功率下限。式(22)表示在任何时候电解槽的充、放电状态与燃料电池的充、放电状态刚好相反。

碱性电解槽工作的数学模型为

$$v_{\text{EL},t} = \frac{k_2 \eta_F P_{\text{EL},t}}{2F k_1 U_{\text{EL,cell},t}} \quad (23)$$

式中, $v_{\text{EL},t}$ 为电解槽在 t 时刻的制氢速率; $U_{\text{EL,cell},t}$ 为电解槽的开、停机状态,电解槽开机时,该值为1;否则,电解槽停机时,该值为0; $P_{\text{EL},t}$ 为电解槽在 t 时刻的输入功率; k_1 为功率单位转换系数,取值为 1×10^{-6} ; k_2 为标况下出氢速率转换系数; η_F 为法拉第效率,取值为99%; F 为法拉第常数,其值为96 485 C/mol。

储氢系统储氢量的数学表达式为

$$m_{\text{STO},t} = m_{\text{STO},t-1} + (v_{\text{STO},t}^{\text{in}} - v_{\text{STO},t}^{\text{out}}) \Delta t \quad (24)$$

式中, $m_{\text{STO},t}$ 为 t 时刻罐内储氢量; $v_{\text{STO},t}^{\text{in}}$ 为 t 时刻储氢罐充氢速率; $v_{\text{STO},t}^{\text{out}}$ 为 t 时刻储氢罐放氢速率; Δt 为时间增量。

储氢罐的在 t 时刻的储氢量数学表达式为

$$I_{\text{SOH},t} = \frac{P_{\text{STO},t}}{P_{\text{STO}}^{\text{max}}} \quad (25)$$

$$P_{\text{STO},t} = \frac{m_{\text{STO},t} R T_{\text{STO}}}{V_{\text{STO}}} \quad (26)$$

式中, $I_{\text{SOH},t}$ 为 t 时刻储氢罐的储氢状态; $P_{\text{STO},t}$ 为 t 时刻储氢罐压强; $P_{\text{STO}}^{\text{max}}$ 为储氢罐最大压强; $m_{\text{STO},t}$ 为 t 时刻罐内储氢量; V_{STO} 为储氢罐几何容积; R 为气体常量; T_{STO} 为罐内气体热力学温度。

燃料电池放电功率数学模型如下:

$$P_{\text{FC},t} = \frac{2F k_1 U_{\text{FC,cell},t} v_{\text{FC},t}}{k_2} \quad (27)$$

式中, $P_{\text{FC},t}$ 为 t 时刻的燃料电池放电功率; $U_{\text{FC,cell},t}$ 为 t 时刻燃料电池的工作电压,取理论标准电势1.229 V; $v_{\text{FC},t}$ 为燃料电池的耗氢率。

氢储能的容量约束分别为

$$v_{\text{STO},t}^{\text{stabin}} = v_{\text{EL},t}^{\text{stab}} \quad (28)$$

$$v_{\text{STO},t}^{\text{stabout}} = v_{\text{FC},t}^{\text{stab}} \quad (29)$$

$$I_{\text{stab},t}^{\text{soh}} - I_{\text{stab},t-1}^{\text{soh}} = \left(\frac{v_{\text{STO},t}^{\text{stabin}}}{m_{\text{STO}}^{\text{stabrated}}} - \frac{v_{\text{STO},t}^{\text{stabout}}}{m_{\text{STO}}^{\text{stabrated}}} \right) \Delta t \quad (30)$$

$$I_{\text{stab,min}}^{\text{soh}} \leq I_{\text{stab},t}^{\text{soh}} \leq I_{\text{stab,max}}^{\text{soh}} \quad (31)$$

式中, $v_{\text{STO},t}^{\text{stabin}}$ 和 $v_{\text{STO},t}^{\text{stabout}}$ 分别为 t 时刻储氢罐进、出气量; $v_{\text{EL},t}^{\text{stab}}$ 为 t 时刻储氢罐电解槽生产的氢气量; $v_{\text{FC},t}^{\text{stab}}$ 为 t 时刻燃料电池消耗氢量; $m_{\text{STO}}^{\text{stabrated}}$ 为储氢罐最大储氢量; $I_{\text{stab},t}^{\text{soh}}$ 为 t 时刻的储氢状态, $I_{\text{stab,min}}^{\text{soh}}$ 与 $I_{\text{stab,max}}^{\text{soh}}$ 分别为储氢罐储氢状态的最小值与最大值。

2.3 多功能场景评价指标

为验证储能参与一次调频效果,本文引入一次调频评价指标 J 。 J 越小,调频效果越好; J 越大,调频效果越差。 J 的计算式为

$$J = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \Delta f_i^2} \quad (32)$$

式中, Δf_i 为采样点 i 时刻的频率偏差。

为验证储能参与功率预测补偿的效果, 本文引入日前功率预测精度考核指标, 其表达式为

$$I_{ACC} = 1 - \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n (p_i - p_i')^2 \frac{|p_i - p_i'|}{\sum_{i=1}^n |p_i - p_i'|}}}{I_{cap}} \quad (33)$$

式中, p_i 为采样点 i 时刻的风电场出力预测值; p_i' 为 i 时刻风电场出力实际值; I_{cap} 为风电场额定功率; n 为采样总数。 I_{ACC} 越小, 功率预测数据越准确; I_{ACC} 越大, 功率预测越不准确。

为衡量储能装置新能源消纳的情况, 采用弃电率来进行技术性评价。弃电率的计算式为

$$X = E_q / E_f \quad (34)$$

式中, X 为弃电率; E_q 为调度限电指令要求新能源场站少发的电量; E_f 为新能源场站实际发出的最大电量。

2.4 储能系统优化配置流程

本文根据储能系统的运行特点, 以经济效益最大化为目标, 采用时序生产模拟方法, 以期实现风电场多功能储能系统优化配置, 如图4所示。时序生产模拟方法不仅可以有效地解决风电场储能系统优化配置问题, 还能保证储能系统电荷状态与充、放电功率的时序性, 在分析与配置方案经济性时非常方便。其具体步骤如下。

1) 导入风电场相关数据。确定储能系统相关计算参数。导入风电场全年的实际出力数据、日前预测数据、实时频率数据和风电场限电数据; 导入储能系全寿命周期成本经济参数; 确定调频死区、误差区间上下限及SOC容量分配。

2) 参数初始化。设置储能电池容量区间, 充、放电转换效率等。选取储氢罐容量配置的区间为 $30 \sim 50 \text{ MW} \cdot \text{h}$, 间隔步长为 $5 \text{ MW} \cdot \text{h}$; 碱性电解槽功率配置边界为 $6 \sim 18 \text{ MW}$, 间隔步长为 3 MW ; 燃料电池功率配置边界为 $1 \sim 6 \text{ MW}$, 间隔步长为 1 MW ; 变流器功率配置边界为 $2 \sim 11 \text{ MW}$, 间隔步长为 3 MW ; 储能配置时长边界为 $0.5 \sim 1.5 \text{ h}$, 设置间隔步长为 0.5 h 。

3) 设置变流器额定功率、电池额定容量。设置模拟时间 T , 进行模拟运行时刻的初始化设置, 设

$t=1$, 并设置 E_t 为该时刻下的初始储能额定容量。设储能电池初始储能容量为 $E_b = E_t/2$, H_t 为储氢罐额定容量, 储氢罐初始容量 $E_{b2} = 0.1 H_t$ 。

4) 计算 t 时刻储能可用充、放电功率。根据图4多场景协同运行策略, 计算电—氢混合储能的充、放电功率 P_{HES} 。

5) 根据电—氢混合储能能量管理策略对混合储能的充、放电功率 P_{HES} 进行分配, 分别得电化学储能和氢储能所需充、放电功率; 根据储能功率约束和容量约束对电化学储能和氢储能充、放电功率进行修正。

6) 更新电池组、氢储能当前周期的容量。

7) 判断上述步骤是否完成一次充、放电运行模拟循环。若完成一次充放电循环, 则计算储能损耗; 否则, 进入步骤8。

8) 判断运行模拟周期是否结束。若模拟周期还未循环完成, 则返回继续步骤4); 否则, 计算当前储能容量下的全寿命周期成本以及所有收益。

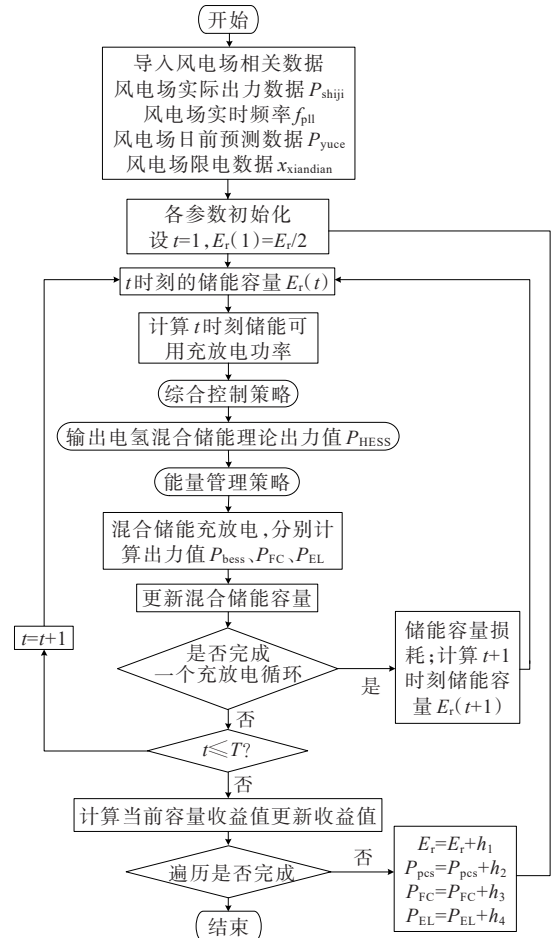


图4 多功能场景储能优化配置流程

Figure 4 Optimization configuration flowchart of multi-functional scene energy storage

9) 判断所有方案是否遍历完成。若所有方案未完成,则继续执行步骤2;若所有方案已完成,则输出净收益最大对应的储能最佳配置容量。

3 算例分析

本文选取河北省某 200 MW 风电场出力数据与该地电网全年频率和功率预测数据对多功能应用的储能配置进行算例模拟与分析。该储能系统性能与经济性参数见表 1。

表 1 算例参数指标

Table 1 Example parameter indicators

参数	单位	取值
折现率	%	10
电池单位容量价格	万元/(MW·h)	108.50
电池单位功率价格	万元/MW	206.40
运行维护成本所占比例	%	2
电池单位电量辅助成本	万元/(MW·h)	4
电池单位功率辅助成本	万元/MW	2.06
电解槽单位功率辅助成本	万元/MW	5
储氢罐单位电量辅助成本	万元/(MW·h)	12
燃料电池单位功率辅助成本	万元/MW	6
储能 SOC 区间		0.1~0.9
一次调频死区/Hz		49.967~50.033
电解槽单位功率价格	万元/MW	300
燃料电池单位功率价格	万元/MW	500
储氢罐投资成本系数	万元/m ³	1.5
氢储能设备寿命	a	25
预测补偿服务价格	元/MW	40
风电并网价格	元/(MW·h)	365
SOH 区间		0.1~0.9
电解槽单位功率价格	万元/MW	300
燃料电池单位功率价格	万元/MW	500
售氢价格	元/kg	35

3.1 单一储能与混合储能配置结果分析

通过遍历寻优的方式求解容量配置模型,分别对单一电化学储能、电—氢储能进行容量配置。

由于燃料电池成本较高,同时氢转电的损失较大,所以该系统中燃料电池功率最优配置极低,其功率仅为 1 MW。储氢罐容量、电解槽功率、电化学储能功率和容量均能随着配置步长的增长逐步找到最优解。以净收益最大化为目标进行优化,得到多功能场景最优容量配置,结果见表 2。

由表 2 可知,相较于单一电化学储能,电—氢混合储能净收益大幅提高。系统全寿命周期成本从 420.70 万元增长至 681.02 万元,净收益从 688.84 万元增长至 1 005.40 万元,增长了 45.96%。其中,新能源消纳收益增长显著,从 316.32 万元增长至 797.60 万元。其主要原因是新能源消纳更依赖于储能容量,而电化学储能作为功率型储能,其容量成本比氢储能成本更高,且卖氢收益比卖电收益更好,功率预测补偿场景部分功率也转化为氢气,增加了收益。从技术层面看,弃电率从 5.39% 降至 3.22%,效果显著。同时,电—氢混合储能并不是简单的分层、分场景运行,氢储能同样应用于一次调频场景、功率预测补偿场景。因此,调频场景和功率预测补偿场景经济和技术层面均有一定提升,一次调频评价指标从 0.024 60 下降至 0.024 14,日前预测精度从 99.91% 上升至 99.99%。氢储能的加入使电化学储能的功率需求从 9 MW 减少至 5 MW,这进一步表明了电—氢混合储能系统的有效性。对比传统混合储能系统,本文所提的电氢混合储能方法能够更好地模拟全年时序情况,容量配置结果也更准确,全年经济效益更好。

表 2 容量配置结果

Table 2 Capacity configuration results

	设备容量						经济性					技术性			
	电池储 能功率/ MW	电池储 能容/ (MW·h)	电解槽 功率/ MW	储氢罐 容量/ (MW·h)	燃料电 池功率/ MW	全寿命周 期成本/ 万元	总收益/ 万元	净收益/ 万元	调频 收益/ 万元	预测补 偿收益/ 万元	消纳 收益/ 万元	一次调 频评价 指标	日前预 测精度	弃电率	
单一电化学储能	9	9	0	0	0	420.70	1 089.60	688.84	431.28	341.95	316.32	0.024 6	0.999 1	0.053 9	
传统混合储能	7	7	6	25	1	550.80	1 336.74	785.94	461.33	349.30	526.11	0.242 7	0.999 6	0.042 1	
电—氢混合储能	5	5	12	35	1	681.02	1 646.40	1 005.40	487.20	361.60	797.60	0.024 14	0.999 90	0.032 2	

3.2 单一场景和多功能场景结果分析

对电-氢混合储能在单一场景和多功能场景的收益性进行对比分析,结果如图5所示。

从图5中可看出,相比于单一功能储能系统的收益,多功能储能系统综合收益显著提升。在相同的配置下,单一场景的收益没有成本高,即净收益为负。且单一场景的收益相比于多功能场景中每一部分的收益提升不大。这进一步说明所提多功能场景效果更好。

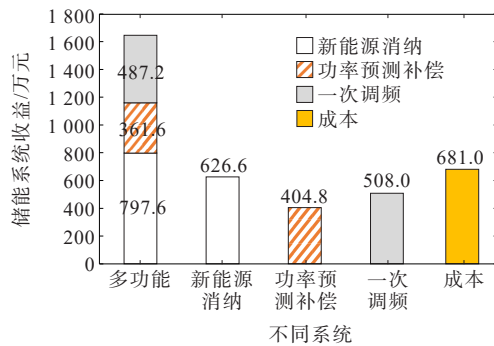


图5 多功能储能系统与单一功能储能系统收益对比图

Figure 5 Comparison of revenue from multi-functional energy storage systems vs. single-function energy storage systems

4 结语

本文在分析风电场辅助服务需求的基础上,提出了电-氢混合储能系统参与风电场一次调频、削峰填谷与功率预测补偿3种辅助服务的运行策略与多功能储能系统运行策略,并以经济性为目标,提出了基于时序生产模拟方法的风电场多功能储能系统优化配置方法,主要结论如下:

1) 建立了多功能储能系统运行模型、全生命周期成本模型及多类型辅助服务收益模型,进而建立了电网友好型风电场多功能储能系统优化配置模型,并采用时序生产模拟方法实现了储能系统优化配置;

2) 考虑碱性电解槽的运行特性和电化学储能的不平衡度,制定了电-氢混合储能的能量管理策略,能避免电解槽的频繁启停和低功率运行。电储能和氢储能的协调配合,可以优势互补,更好地满足不同场景的需求;

3) 通过采用河北某风电场数据进行实际算例验证,与单一储能方式相比,本文所用电-氢混合储能能够提升净收益值,其年均净收益值增长了47.41%,所提储能配置方法可为风电场储能系统的投资与决策提供规划指导。

参考文献:

- [1] 李金,高红亮,刘科孟,等.碳中和背景下基于边缘节点技术的电力系统转型研究[J/OL].电测与仪表,1-11[2024-10-09].<http://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1202.th.20221020.1756.012.html>.
LI Jin, GAO Hongliang, LIU Kemeng, et al. Research on power system transformation based on edge node technology in the context of carbon neutrality[J/OL]. Electrical Measurement & Instrumentation, 1-11[2024-10-09].<http://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1202.th.20221020.1756.012.html>.
- [2] 张建新,常东旭,邱建,等.适应新型电力系统的安全稳定控制系统及装置设计方法[J].电网与清洁能源,2023,39(12): 10-19.
ZHANG Jianxin, CHANG Dongxu, QIU Jian, et al. A design method of stability control device and system adapted to new power systems[J]. Power System and Clean Energy, 2023, 39(12): 10-19.
- [3] 刘沅昆,张维静,张艳,等.面向新型电力系统的新能源与储能联合规划方法[J].智慧电力,2022,50(10): 1-8.
Liu Yuankun, Zhang Weijing, Zhang Yan, et al. Joint planning method of new energy and energy storage for new power system [J]. Smart Power, 2022, 50 (10) : 1-8..
- [4] 马瑞,李浩,吴震宇.考虑置信水平的混合储能平抑风电波动[J].电力科学与技术学报,2022,37(1): 35-40.
MA Rui, LI Hao, WU Zhenyu. Wind power fluctuations suppression with hybrid energy storage considering the confidence level[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2022, 37(1): 35-40.
- [5] 谢小荣,马宁嘉,刘威,等.新型电力系统中储能应用功能的综述与展望[J].中国电机工程学报,2023,43(1): 158-169.
XIE Xiaorong, MA Ningjia, LIU Wei, et al. Functions of energy storage in renewable energy dominated power systems: review and prospect[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(1): 158-169.
- [6] 鲁鹏,田浩,武伟鸣,等.需求侧能量枢纽和储能协同提升风电消纳和平抑负荷峰谷模型[J].电力科学与技术学报,2021,36(1): 42-51.
LU Peng, TIAN Hao, WU Weiming, et al. Demand side energy hub and energy storage cooperate to smooth peak and valley and improve wind power consumption model [J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2021, 36(1): 42-51.
- [7] 杨京渝,罗隆福,阳同光,等.计及谷时段风电消纳的储能系统平抑风电功率波动控制策略[J].电力系统保护与控制,2023,51(10): 131-141.
YANG Jingyu, LUO Longfu, YANG Tongguang, et al. Smoothing wind power fluctuation control strategy for an energy storage system considering wind power consumption in the valley period[J]. Power System

- Protection and Control,2023,51(10): 131-141.
- [8] 时帅,吴慧娴,黄冬梅,等.考虑复杂海洋气候条件影响的海上风电场储能容量配置研究[J].电力系统保护与控制,2022,50(10): 172-179.
SHI Shuai, WU Huixian, HUANG Dongmei, et al. Energy storage capacity configuration of an offshore wind farm considering the influence of complex ocean climate conditions[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(10): 172-179.
- [9] 杨德健,王鑫,严干贵,等.计及调频死区的柔性风储联合频率控制策略[J].电工技术学报,2023,38(17): 4646-4656.
YANG Dejian, WANG Xin, YAN Gangui, et al. Flexible frequency regulation scheme of DFIG embed battery energy storage system considering deadbands[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(17): 4646-4656.
- [10] WANG Y L, SONG F H, MA Y Z, et al. Research on capacity planning and optimization of regional integrated energy system based on hybrid energy storage system[J]. Applied Thermal Engineering, 2020, 180: 115834.
- [11] 林莉,林雨露,谭惠丹,等.计及SOC自恢复的混合储能平抑风电功率波动控制[J].电工技术学报,2024,39(3): 658-671.
LIN Li, LIN Yulu, TAN Huidan, et al. Hybrid energy storage control with SOC self-recovery to smooth out wind power fluctuations[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(3): 658-671.
- [12] 洪烽,贾欣怡,梁璐,等.面向风电场频率支撑的混合储能层次化容量优化配置[J/OL].中国电机工程学报:1-12[2024-03-12]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.TM.20231226.0923.002.html>.
HONG Feng, JIA Xinyi, LIANG Lu, et al. Hierarchical capacity optimization configuration of hybrid energy storage for wind farm frequency support[J/OL]. Proceedings of the CSEE, 1-12. [2024-03-12]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.TM.20231226.0923.002.html>.
- [13] 秦磊,董海鹰,王润杰.基于卡尔曼滤波和模型预测控制的混合储能平抑风电功率波动策略[J/OL].电网技术:1-12[2024-01-12]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2023.1105>.
QIN Lei, DONG Haiying, WANG Runjie, et al. Hybrid energy storage based on Kalman filter and model predictive control to smooth out wind power fluctuation strategy[J/OL]. Power System Technology: 1-12. [2024-01-12]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2023.1105>.
- [14] 赵寒亭,张耀,霍巍,等.基于纵向联邦学习的短期风电功率协同预测方法[J].电力系统自动化,2023,47(16): 44-53.
ZHAO Hanting, ZHANG Yao, HUO Wei, et al. Collaborative forecasting method for short-term wind power based on vertical federated learning[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(16): 44-53.
- [15] ZHANG Y, WEI W. Decentralized coordination control of PV generators, storage battery, hydrogen production unit and fuel cell in islanded DC microgrid[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2020, 45(15): 8243-8256.
- [16] 袁铁江,郭建华,杨紫娟,等.平抑风电波动的电-氢混合储能容量优化配置[J].中国电机工程学报,2024,44(4): 1397-1406.
YUAN Tiejiang, GUO Jianhua, YANG Zijuan, et al. Optimal allocation of power electric-hydrogen hybrid energy storage of stabilizing wind power fluctuation[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(4): 1397-1406.
- [17] 王睿琪,薛熙臻,黄阮明,等.面向新能源波动平抑的储能多参数等价折算配置方法[J].电网技术,2024,48(4): 1498-1510.
WANG Ruiqi, XUE Xizhen, HUANG Ruanming, et al. Multi-parameter equivalent conversion configuration method for energy storage with new energy fluctuation smoothing[J]. Power System Technology, 2024, 48(4): 1498-1510.
- [18] 朱晓荣,山雨琦.考虑灵活性的储能容量多阶段分布鲁棒规划[J].电力自动化设备,2023,43(6): 152-159+167.
ZHU Xiaorong, SHAN Yuqi. Multi-stage distributionally robust planning of energy storage capacity considering flexibility[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(6): 152-159+167.
- [19] LI X J, WANG S X. Energy management and operational control methods for grid battery energy storage systems[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2021, 7(5): 1026-1040.
- [20] 赵靖英,乔珩埔,姚帅亮,等.考虑储能SOC自恢复的风电波动平抑混合储能容量配置策略[J].电工技术学报,2024,39(16): 5206-5219.
ZHAO Jingying, QIAO Hengpu, YAO Shuailiang, et al. Hybrid energy storage system capacity configuration strategy for stabilizing wind power fluctuation considering SOC self-recovery[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(16): 5206-5219.
- [21] BYERS C, BOTTERUD A. Additional capacity value from synergy of variable renewable energy and energy storage[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(2): 1106-1109.
- [22] 刘凡,李凤婷,张高航,等.计及循环寿命和运营策略的风电汇集区域储能电站优化配置[J].电力系统保护与控制,2023,51(8): 127-139.
LIU Fan, LI Fengting, ZHANG Gaohang, et al. Optimal configuration of storage power stations in a wind power gathering area considering cycle life and operation strategy[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(8): 127-139.