

基于发电侧共建共享的季节性-短期混合储能系统优化配置

乔艺林^{1,2}, 王楚通³, 熊厚博¹, 张笑演², 林雨眠¹, 郭创新¹

(1.浙江大学 电气工程学院, 浙江 杭州 310000; 2.国网嘉兴供电公司, 浙江 嘉兴 314000; 3.华北电力大学 电气工程学院, 河北 保定 071000)

摘要:为解决清洁能源富集地区多时间尺度电力电量失衡问题,文章提出了一种基于发电侧共建共享原则的季节性-短期混合储能系统协同配置方法。首先,根据水电季节性出力特性建立了氢储能系统的跨季节时序耦合运行模型;其次,提出了日内时间尺度上氢-电储能系统的耦合运行机制,以配置混合储能系统后发电侧年净收益最大为目标,建立了混合储能系统规划模型,并将非凸非线性的规划模型转换为混合整数线性规划模型;再次,考虑发电侧不同主体面临的差异性投资风险,对混合储能系统的投资成本进行了合理分摊;最后,以浙江某地区实际数据为算例进行分析。结果表明,该配置方法可以有效改善该地区季节性电量失衡和日内电力失衡问题,并保证了发电侧各主体合作共建储能系统的稳定性。

关键词:多时间尺度电力电量失衡;发电侧;季节性-短期混合储能;氢储能

中图分类号:TK91;TK71;TK81 **文献标志码:**A **文章编号:**1671-5292(2025)05-0654-09

0 引言

随着能源绿色低碳转型地推进,以水电、风电、光伏为代表的可再生能源得到迅速发展^[1,2],这导致一些地区面临着季节性电量失衡和日内电力失衡的双重问题^[3-7]。

配置季节性储能是解决长时间尺度下电力系统电力电量失衡问题的关键方法之一^[8],通过富裕电量或低价电制氢并进行长时存储,正逐渐成为季节性储能领域的研究热门^[9,10]。文献[11]构建了制氢-氢储能-混氢燃气轮机系统,通过丰能季电制氢,枯能季天然气掺氢发电实现富裕清洁能源的季节性转移。文献[12]构建了考虑综合需求侧响应的电-氢-气综合能源系统,建立以最小化系统运行总成本为目标函数的协调优化模型。文献[13]根据季节性氢储能的关键特征,并考虑统一能源系统对储能功能的不同需求,建立储能互补机制,提高了高比例新能源接入下的综合能源系统的供能可靠性和能源综合利用率。文献[14]构建了包含氢-电混合储能的区域综合能源系统,对太阳能的不稳定进行消纳调节并实现用户侧的电热氢能源供给。对于目前储能系统投资成

本较高的问题,多家主体共同投资可发挥出储能系统的规模效益,文献[15]提出一种发电侧共享储能机制,并在此基础上建立基于合作博弈的共享储能规划模型。文献[16]考虑到可再生能源的不确定性,提出了一种基于合作博弈的云储能(Cloud Energy Storage System,CESS)鲁棒优化配置模型。文献[17]提出了一种考虑多重不确定性,基于合作博弈的风-光-液态空气储能集群优化方法。

目前,对于氢储能系统的跨场景时序耦合运行建模以及季节性-短期混合储能的日内耦合运行机制的研究较少,此外,对发电侧合作共建储能的研究未能考虑不同类型电源对合作需求的差异性。对此,本文基于氢储能系统多时间尺度运行特性,提出了一种发电侧季节性-短期混合储能系统的配置方法。提出了面向发电侧的混合储能系统共建共享机制,针对不同类型发电机组共建储能系统所面临的差异化投资风险,对传统Shapley公式进行改进,确保投建储能系统后的发电收益和储能投资成本在发电侧内部的合理分摊,增强了发电侧合作共建储能系统的稳定性。最后,以浙

收稿日期:2024-06-21。

基金项目:国家自然科学基金联合基金重点支持项目(U22B2098);河北省自然科学基金青年项目(E2024502048);中央高校科研基金面上项目(2024MS097)。

通信作者:郭创新(1969-),男,博士,教授,研究方向为能源互联网运行与规划、风险调度、新能源接入。E-mail:guochuangxin@zju.edu.cn

江省某水、光资源富集地区为算例,对上述规划方法进行验证。结果表明,该方法可有效解决该地区由于传输断面限制导致的汛期弃电以及枯水期缺电的问题,避免了光伏优先上网导致的水电收益受损,确保了发电侧共建储能系统的稳定性。

1 混合储能多时间尺度耦合运行机制

1.1 氢电混合储能日内耦合运行机制

本文提出一种考虑传输断面限制的季节性储能-短期混合储能系统优化配置方法,该混合储能系统的多时间尺度运行框架如图 1 所示。

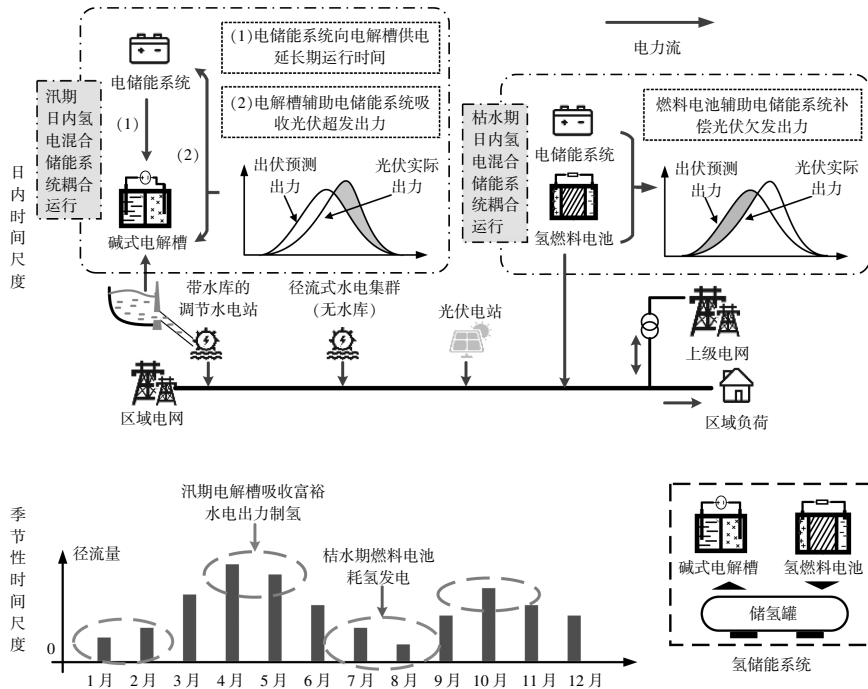


图 1 氢电混合储能系统多时间尺度运行框架

Fig.1 Multi-time scale operation framework of hydrogen – electric hybrid energy storage system

由图 1 可知,该混合系统由氢储能系统和电储能系统组成,并进行耦合优化调度。电解槽在汛期吸收富裕电量制氢,枯水期通过燃料电池发电减小区域电量缺口,并避免电力外送通道上功率传输方向频繁变动。此外氢储能系统还可配合电储能平抑光伏预测偏差,以此改善不同时间尺度下电力系统的电力电量失衡问题。

1.2 季节性储能系统跨场景时序耦合建模

1.2.1 源荷场景的典型日设置

河流的径流量一般在月时间尺度上变化较大,本文采用 K-means 聚类方法将每月的日均径流量聚为一类,最终形成与 12 个月对应的 12 个典型日以代表全年径流量的变化情况,同时设定每个典型日所处日期为相应月份的第一天,可减少本文模型的计算复杂度。

1.2.2 储氢装置的跨场景时序耦合运行模型

氢储能系统 (Hydrogen Storage System, HSS)

的储氢量作为跨季节时序耦合变量,其月内逐日变化曲线可拆分为两部分,一部分为典型日 s 日内储氢装置的储氢量的变化曲线 $S_{s,t}^{HSS}$,另一部分为典型日 s 全天储氢装置与外界的氢气交换总量 ΔS_s^{HSS} ,如图 2 所示。

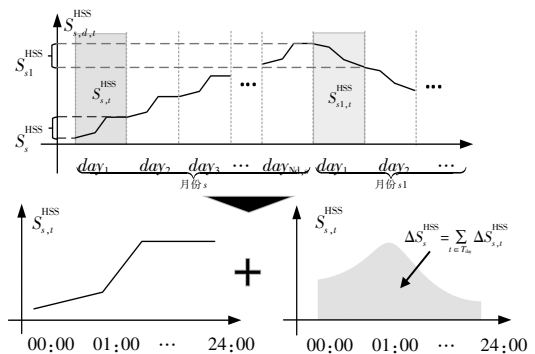


图 2 跨场景时序耦合变量的分解

Fig.2 Decomposition of variables coupled across scenario timing

由于氢储能系统每月典型日的运行情况代表了全月每日的运行情况,即储氢装置在月内每天与外界的氢气交换量为定值,即:

$$\Delta S_s^{\text{HSS}} = \sum_{t \in T_{\text{day}}} \Delta S_{s,t}^{\text{HSS}} = (S_{s,24}^{\text{HSS}} - S_{s,1}^{\text{HSS}} + \Delta S_{s,1}^{\text{HSS}}) \quad (1)$$

式中: $\Delta S_{s,t}^{\text{HSS}}$ 为典型日 s 下时段 t 内储氢装置与外界的氢气交换量; $T_{\text{day}}=\{1,2,\dots,24\}$ 为日内调度周期包含的时段数,即24h; $S_{s,1}^{\text{HSS}}$ 、 $S_{s,24}^{\text{HSS}}$ 分别为储氢装置在典型日 s 下初始时段和末尾时段的储氢量。

储氢装置的月内运行模型为

$$S_{s,d,t}^{\text{HSS}} = (1 - \gamma_{\text{loss}}^{\text{HSS}}) [S_{s,d,t-1}^{\text{HSS}} + (d-1)\Delta S_s^{\text{HSS}}] + \Delta S_{s,t}^{\text{HSS}}, \quad \forall d \in D_s, D_s = \{1, 2, \dots, N_{d,s}\} \quad (2)$$

式中: $S_{s,d,t}^{\text{HSS}}$ 为典型日 s 代表月份下第 d 天 t 时段储氢装置的储氢量; $\gamma_{\text{loss}}^{\text{HSS}}$ 为储氢装置的氢气耗散系数,取0.001%; S_s^{HSS} 为储氢装置在典型日 s 全天与外界的氢气交换总量; D_s 为典型日 s 代表月份的日期集合; $N_{d,s}$ 为典型日 s 代表月份所包含的天数。

结合式(1),(2)可得储氢量在相邻月份典型日之间的耦合关系为

$$S_{s+1,1}^{\text{HSS}} = (1 - \gamma_{\text{loss}}^{\text{HSS}}) [S_{s,24}^{\text{HSS}} + \Delta S_s^{\text{HSS}} (N_{d,s} - 1)] + \Delta S_{s+1,1}^{\text{HSS}} \quad (3)$$

式中: $S_{s+1,1}^{\text{HSS}}$ 为储氢装置在典型日 s 下初始时段内的储氢量; $\Delta S_{s+1,1}^{\text{HSS}}$ 为储氢装置在典型日 s 下初始时段内与外界的氢气交换量。

结合氢储能系统制氢、耗氢设备的运行模型,可得到氢储能系统的整体跨场景时序耦合运行模型。此外,本文所提混合储能配置方法重点考虑各月典型日内的运行策略,故对月内其他天储能系统的运行不作关注。

1.2.3 氢储能系统的跨场景时序耦合运行模型

氢储能系统的制氢、用氢设备的工作功率和储氢装置注入、释放氢气速率的关系为

$$P_{\text{ec}} = Q_{\text{cha}} / \kappa_{\text{ec}}, P_{\text{fc}} = Q_{\text{dis}} / \kappa_{\text{fc}} \quad (4)$$

式中: P_{ec} 为电解槽的工作功率; κ_{ec} 为电解槽的制氢效率; P_{fc} 为燃料电池的工作功率; κ_{fc} 为燃料电池的发电效率。

1.3 氢电混合储能系统日内耦合运行策略

1.3.1 平抑光伏预测偏差

电储能系统主要用于平抑光伏出力波动和预测偏差,当配置容量较大时投资成本较高,当配置容量较小时,会导致其长期处于过充、过放状态,影响循环寿命。使用氢储能系统辅助电储能系统平抑光伏预测偏差,可发挥氢储能系统边际投资成本较低的优势,减少光伏预测偏差的平抑成本,具体策略:

①当光伏实际出力高于预测出力且电解槽处于工作状态时,可提高电解槽运行功率辅助电储能系统吸收光伏超发功率;

②当光伏实际出力低于预测出力且燃料电池处于工作状态时,燃料电池提高出力辅助电储能系统弥补光伏功率缺额,即:

$$P_{\text{PV},s,t}^{\text{grid}} = P_{\text{PV},s,t}^{\text{act}} + \underbrace{(P_{\text{dis},s,t}^{\text{PV}} - P_{\text{cha},s,t}^{\text{PV}})}_{\text{电储能系统}} + \underbrace{(P_{\text{fc},s,t}^{\text{PV}} - P_{\text{PV},s,t}^{\text{ec}})}_{\text{氢储能系统}} \quad (5)$$

式中: $P_{\text{PV},s,t}^{\text{grid}}$ 为光伏实际上网功率; $P_{\text{PV},s,t}^{\text{act}}$ 为光伏电池板实际发电功率; $P_{\text{PV},s,t}^{\text{ec}}$ 为电解槽吸收的光伏超发功率; $P_{\text{cha},s,t}^{\text{PV}}$ 为电储能系统吸收的光伏超发功率; $P_{\text{fc},s,t}^{\text{PV}}$ 为燃料电池补偿的光伏欠发功率; $P_{\text{dis},s,t}^{\text{PV}}$ 为电储能系统补偿的光伏欠发功率。

1.3.2 延长电解槽工作时间

电解槽主要通过消纳发电侧富裕出力制氢,当发电侧全体出力之和长期处于较低水准时,电解槽须停机以保证设备运行安全,此时将产生弃水现象。通过电储能放电支撑电解槽以安全工作功率运行,可延长其运行时间,减少弃水。电解槽工作功率为

$$P_{\text{ec},s,t} = P_{\text{hydro},s,t}^{\text{ec}} + P_{\text{dis},s,t}^{\text{ec}} + P_{\text{PV},s,t}^{\text{ec}} \quad (6)$$

式中: $P_{\text{hydro},s,t}^{\text{ec}}$ 为水电向电解槽的供电功率; $P_{\text{dis},s,t}^{\text{ec}}$ 为电储能系统向电解槽的供电功率; $P_{\text{PV},s,t}^{\text{ec}}$ 为光伏电站超发功率。

2 季节性-短期混合储能系统优化配置模型

2.1 目标函数

配置混合储能系统的目的在于减少弃水电量、降低缺电风险以及平抑光伏预测偏差,从而提高发电侧的整体收益。因此,以配置混合储能系统后全体发电商的整体收益最大为目标函数,其表

达式为

$$\max F = F_{\text{hydro}} + F_{\text{PV}} - C_{\text{HSS}} - C_{\text{EES}} \quad (7)$$

式中: F_{hydro} 为水电发电商的年运行收益; F_{PV} 为光伏发电商的年运行收益; C_{HSS} 为氢储能系统的年化配置成本; C_{EES} 为电储能系统的年化配置成本。

2.2 氢储能系统运行模型

2.2.1 电解槽运行约束

电解槽运行在 25%~120%额定功率时,可实现运行功率的安全大范围调节;当其长时间运行在 25% 额定功率以下时,电解槽有爆炸风险^[18-20]。故要对其低功率运行时长进行限制。

$$P_{\text{ec},\min}^{\text{tech}} \leq P_{\text{ec},s,t} \leq P_{\text{ec},\max}^{\text{tech}} \quad (8)$$

$$z_{\text{ec},s,t} = \begin{cases} 1, & \text{if } P_{\text{ec},s,t} \leq P_{\text{ec},\min}^{\text{safe}} \\ 0, & \text{else} \end{cases} \quad (9)$$

$$C_{\text{ec}}^{\text{risk}} = \sum_{s \in \Omega_{\text{con}}} \sum_{t \in T_{\text{day}}} z_{\text{ec},s,t} M_{\text{ec}} \quad (10)$$

式(8)为电解槽的技术允许工作功率范围, $P_{\text{ec},\min}^{\text{tech}}$, $P_{\text{ec},\max}^{\text{tech}}$ 分别为电解槽技术最小/最大允许工作功率,取 5%和 120%额定功率。式(9)中: $z_{\text{ec},s,t}$ 为电解槽是否处于低功率工作状态的判据因子,是 0,1 变量; $P_{\text{ec},\min}^{\text{safe}}$ 为电解槽最小安全允许工作功率,取 25% $P_{\text{ec},N}$ 。当电解槽工作功率高于最小安全允许工作功率时,电解槽处于正常运行范围,判据因子取 0;当电解槽工作于最小安全允许工作功率及以下时,认为电解槽处于低功率运行状态,判据因子取 1。式(10)表示当电解槽连续两个时段处于低功率运行状态时,将面临高额经济惩罚,以此表征电解槽长时间低功率运行带来的爆炸风险, $C_{\text{ec}}^{\text{risk}}$ 为电解槽低功率运行风险成本; M_{ec} 为极大正数。

2.2.2 燃料电池运行约束

$$0 \leq P_{\text{fc},s,t} \leq P_{\text{fc},N} \quad (11)$$

式中: $P_{\text{fc},s,t}$ 为燃料电池在典型日 s 下时段 t 内的运行功率; $P_{\text{fc},N}$ 为燃料电池配置功率。

2.3 发电侧偏差考核

在满足电网安全约束的前提下,源荷不平衡量首先由水电调整,超出水电调整范围的部分由省网关口平衡。为促进光伏电站提升预测精度,保障水电站正常运行收益,本文对该地区发电侧考核政策作如下设定:

①由于水电站承担电网安全性调节任务,故对其出力计划不做考核,仅在发电侧整体出力违反电网安全约束时,对水电出力进行调整以保障光伏全额上网;②光伏上报日前出力预测曲线,当日内实际出力与日前预测出力偏差超出预测值的 10%时,对偏差功率进行考核。

$$P_{\text{PV},s,t}^{\text{check}} = \max \left\{ \left| P_{\text{PV},s,t}^{\text{grid}} - P_{\text{PV},s,t}^{\text{pre}} \right| - 0.1 P_{\text{PV},s,t}^{\text{pre}}, 0 \right\} \quad (12)$$

$$C_{\text{PV}}^{\text{check}} = \sum_{s \in \Omega_{\text{con}}} \sum_{t \in T_{\text{day}}} P_{\text{PV},s,t}^{\text{check}} \delta_{\text{PV}} \quad (13)$$

式中: $P_{\text{PV},s,t}^{\text{check}}$ 为典型日 s 下时段 t 内的光伏偏差考核功率; $C_{\text{PV}}^{\text{check}}$ 为光伏偏差考核成本; δ_{PV} 为单位偏差考核功率的惩罚系数,取 5 倍光伏上网电价。

2.4 其他约束

储能系统不可同时充、放能,相关约束见文献[18],[19]。水电站相关约束见文献[20],[21]。

3 模型线性化

3.1 电解槽工况判断线性化

本文电解槽的工作功率系数的上、下限分别取 0.05 和 1.20,为提高线性化的精度,对电解槽额定功率的配置范围进行合理的限制^[20]。可将不考虑功率外送下电力系统的最大净功率差设为电解槽额定功率配置上限,考虑最大传输功率后电力系统的最大净功率差设为配置下限,即:

$$P_{\text{ex},N}^{\max} = \max \sum_{s \in N_s} \sum_{t \in T} P_{\text{gen},s,t} - P_{\text{load},s,t},$$

$$P_{\text{ec},N}^{\min} = \max \sum_{s \in N_s} \sum_{t \in T_{\text{day}}} P_{\text{gen},s,t} - P_{\text{load},s,t} - P_{\text{trans}}^{\max} \quad (14)$$

式中: $P_{\text{gen},s,t}$ 为典型日 s 下时段 t 内发电侧整体出力。

由此,非凸非线性约束被近似转换为线性约束。

3.2 光伏出力偏差考核成本线性化

将光伏偏差考核功率分解为正偏差考核功率和负偏差考核功率,即:

$$\begin{cases} P_{\text{PV},s,t}^{\text{check}} = P_{\text{PV},s,t}^{\text{check}+} + P_{\text{PV},s,t}^{\text{check}-} \\ P_{\text{PV},s,t}^{\text{check}+} \geq (P_{\text{PV},s,t}^{\text{act}} - P_{\text{cha},s,t}^{\text{PV}} - P_{\text{PV},s,t}^{\text{ec}} - P_{\text{PV},s,t}^{\text{pre}}) - \\ \quad 0.1 P_{\text{PV},s,t}^{\text{pre}}, P_{\text{PV},s,t}^{\text{check}+} \geq 0 \\ P_{\text{PV},s,t}^{\text{check}-} \geq (P_{\text{PV},s,t}^{\text{pre}} - P_{\text{PV},s,t}^{\text{act}} - P_{\text{fc},s,t}^{\text{PV}} - P_{\text{dis},s,t}^{\text{PV}}) - \\ \quad -0.1 P_{\text{PV},s,t}^{\text{pre}}, P_{\text{PV},s,t}^{\text{check}-} \geq 0 \end{cases} \quad (15)$$

由于本文规划模型以盈利最大为目标,偏差考核成本作为负数项,可以保证式(15)约束是紧的。通过上述线性化方法,原非凸非线性模型被转化为混合整数线性规划模型,可采用 Gurobi9.51 商业求解器求解。

4 算例分析

4.1 算例设置

浙江某地区有 450 MW 调节水电站一座,径流式小水电站若干,300 MW 集中式光伏电站一座。以水电站 #1 代表径流式水电集群,水电站 #2 代表调蓄式水电站。

4.2 氢电混合储能系统优化配置结果

氢电混合储能系统的配置结果见表 1。配置效益见表 2。

表 1 氢电混合储能系统配置结果
Table 1 Configuration result of hydrogen electric hybrid energy storage system

设备名称	配置结果	成本/万元
电解槽	143.55 MW	31 725.41
高压储氢罐	794 080.5 m ³	51 615.23
燃料电池	279.6 MW	127 219.93
电储能系统	120.52 MW·h/70.47 MW	33 434.88

表 2 氢电混合储能系统的配置收益
Table 2 Configuration benefits of hydrogen-electric hybrid energy storage system

	初始场景	配置混合储能后	配置储能效果
弃水电量/MW·h	242 335	0	↓ 100%
电量缺口/MW·h	723 460	76 499	↓ 89.4%
外送电量/MW·h	2 390 000	2 430 300	↑ 1.69%
光伏电站出力加权均方根误差	0.924 656	0.992 218	↑ 7.31%
发电侧年均收益 万元	282 063.5	289 406.61	↑ 2.6%

注:表中↑/↓表示配置储能后相应的改善效果。

由表 1,2 可知,配置混合储能系统后,汛期受限于联络线传输容量限制产生的弃水电量可全部由电解槽消纳。制得的氢气存入高压储氢罐内,并在水电出力不足时由燃料电池消耗氢气发电,减少了对外部电网购电的依赖性。受制于当前电储能投资成本较高以及电-氢-电综合转换效率较低,配置混合储能系统的经济效益提升不明显。但随着氢电转换效率的提升和储能单位投资成本的下降,该方法的经济效益将逐步显现。

4.2.1 季节性电量失衡改善

配置混合储能后,季节性电量如图 3 所示。

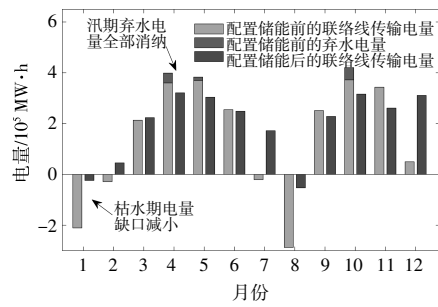


图 3 配置混合储能系统后季节性电量失衡改善情况
Fig.3 Improvement of seasonal power imbalance before and after the configuration of hybrid energy storage system

氢储能系统运行如图 4 所示。

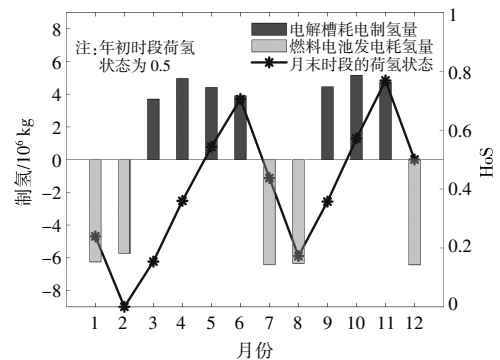


图 4 氢储能系统的跨季节时序耦合运行过程
Fig.4 The inter-seasonal time-series coupling operation process of hydrogen energy storage system

由图 3 可看出,该区域汛期弃水电量被全部消纳,枯水期电量缺口大幅减小,季节性电量失衡问题已得到较大改善。由图 4 可看出,氢储能系统作为季节性储能主要用于改善季节性电量失衡问题,在 1,2,7,8 以及 12 月这些河流径流量较小的月份,燃料电池耗氢发电以减小因水电出力下降导致的电量缺口。在其余月份,电解槽耗电制氢以减少弃水电量。此外,氢储能系统在 1 a 内完成两次充、放周期性循环,符合季节性储能系统低循环次数的要求。

4.2.2 日内电力平衡改善

在枯水期水电出力较小时,光伏出力对联络线功率传输方向影响较大。2 月份为联络线功率传输方向变动最明显的月份,以配置混合储能系统前后该月典型日的联络线传输功率变化情况作对比分析,如图 5,6 所示。

由图 5,6 可看出,在配置储能系统后,可通过燃料电池发电补偿夜间因光伏出力下降带来的电力缺口,避免了联络线功率传输方向的频繁变动,保障电网安全运行。

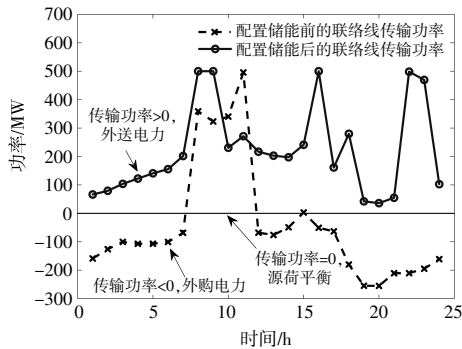


图5 配置混合储能系统后日内电力失衡改善情况
Fig.5 Improvement of intra-day power imbalance after hybrid energy storage system configuration

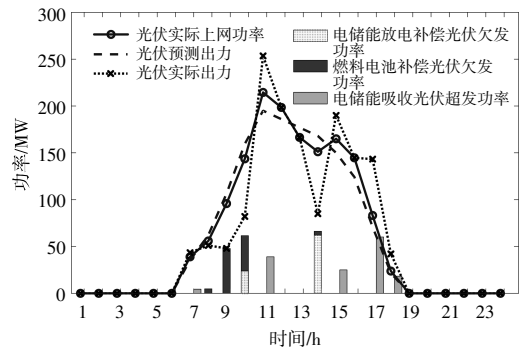


图8 枯水期燃料电池辅助电储能系统平抑光伏出力负偏差

Fig.8 The fuel cell assisted electric energy storage system suppresses the negative deviation of photovoltaic output during dry season

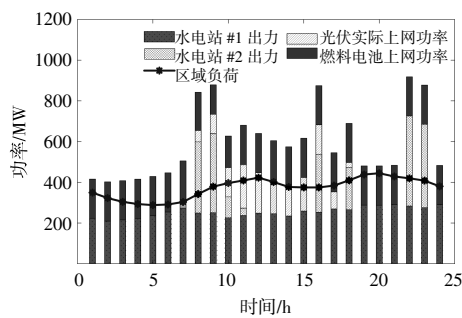


图6 枯水期区域电力系统源荷平衡情况

Fig.6 Source load balance of regional power system in low water period

表3 光伏电站建设不同类型储能的效益对比
Table 3 Comparison of benefits of different types of energy storage in photovoltaic power station construction

光伏电站储能建设类型	容量配置 MW·h/MW	偏差惩罚 万元	净收益 万元
电储能	163.71/71.05	6 990.31	14 331.08
氢电混合储能	120.52/70.47	2 295.52	14 532.19

4.3 氢电混合储能日内耦合优化运行分析

4.3.1 氢储能辅助电储能平抑光伏预测误差

以5月为汛期典型日、2月为枯水期典型日对氢储能系统辅助平抑光伏预测误差的效果进行分析,如图7,8所示。

氢储能系统的协调运行有效减少了电储能系统的光伏预测误差平抑压力,若由电储能独自平抑光伏预测偏差,其配置收益将低于混合储能的配置收益。对比结果如表3所示。

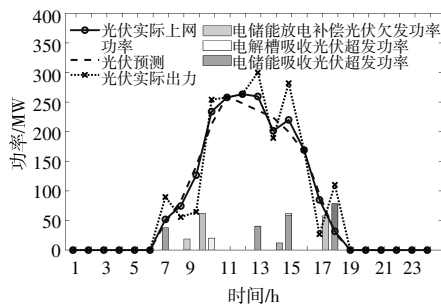


图7 汛期电解槽辅助电储能系统平抑光伏出力正偏差
Fig.7 The positive deviation of photovoltaic output is suppressed by electrolytic cell assisted electric energy storage system in flood season

4.3.2 电储能系统辅助氢储能系统消纳弃水电量

目前,受制于电-氢-电转换效率较低,水电站在峰价时段优先并网。因此在某些径流量相对较小的月份,可能会出现水电站向电解槽供电功率不足的现象,此时可控制电储能系统放电,支撑电解槽继续工作以增加弃水消纳量。图9为5月典型日的供电功率的变化情况。

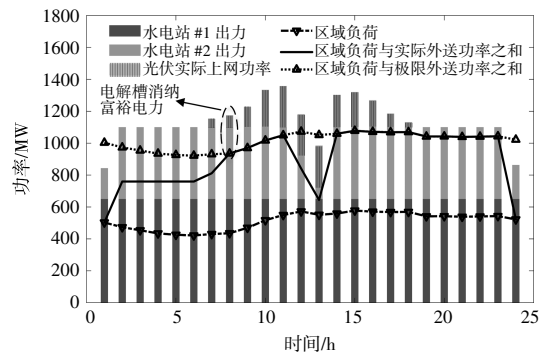


图9 汛期区域电力系统源荷平衡情况

Fig.9 Source load balance of regional power system in flood season

由图9可知,在0~1时段内,水电站#2停机蓄水,水电站#1优先保障负荷供电,已无余电向电解槽供应。但在前一日的23~24时段,电解槽尚处于工作状态。为保障电解槽处于连续工作状态,电储能系统向其供电使之以技术最低允许工

作功率运行,避免了最小连续停机时长约束导致的弃水。在14~18时段内,随着光伏出力逐渐下降,各电站出力之和有所下降。由于水电峰价上网时段持续到23时段,故水电站向电解槽的供电功率有所下降。在14~15和17~18时段,出现了电解槽辅助电储能吸收光伏超发功率的现象,既避免了电解槽长时间低功率运行面临的停机风险,又减少了电储能为应对偶发光伏预测偏差过大事件增加的过度投资。在18~20时段,由于无外部电源供电,为满足电解槽最小连续运行时长限制,电储能系统向电解槽以最小技术允许工作功率和最小安全允许工作功率工作1h,之后停机避免电储能过度放电。直至23时段后的水电谷价上网时段,水电站#1降低上网功率并向电解槽供电,电解槽重新开机运行。

在电储能系统的协助下,电解槽的运行时长得以延长,避免了因电解槽最小连续运行时长限制而产生的弃水,经济效益也有所提升。与单独配置氢储能系统消纳弃水的效益进行对比,结果如表4所示。

表4 水电站建设不同类型储能的效益对比
Table 4 Comparison of benefits of different types of energy storage in hydropower station construction

水电站储能建设类型	容量配置	年弃水电量/MW·h	年净收益/万元
氢储能	电解槽/MW	145.92	
	燃料电池/MW	238.57	1 235.84 257 130.19
	高压储氢罐/m ³	723 851.34	
氢电混合储能	电解槽/MW	143.07	
	燃料电池/MW	270.42	0 264 658.69
	高压储氢罐/m ³	781 929.96	

4.4 混合储能系统投资成本与效益的分摊

氢电混合储能系统的建设和运行遵循多家电站共建共享的原则,对于储能建设成本和运行收益的分摊属于合作博弈的问题,传统Shapley分摊根据联盟内各参与主体的边际贡献将合作产生的收益和成本进行分配。本文在收益分配按照原Shapley值法的基础上,可按边际贡献的反对投资成本进行分摊。即边际贡献更高的个体获得更高的收益以及付出更低的成本。成本分摊公式和分摊结果为

$$\Psi'_i = C_{\text{total}} \frac{1}{\varphi_i(v)} / \sum_{i=1}^3 \frac{1}{\varphi_i(v)} \quad (16)$$

式中: C_{total} 为储能系统投资总成本; Ψ'_i 为改进Shapley值法中主体*i*分摊的年化成本; $\varphi_i(v)$ 为主体*i*的边际贡献。

改进分摊机制前、后,收益和成本分配情况如表5、6所示。

表5 传统Shapley分摊机制下的收益/成本分配情况
Table 5 The distribution of benefits/costs under traditional Shapley allocation mechanism

联盟参与主体	边际贡献占比	收益分配/万元	投资成本分摊/万元	年净收益/万元	初始场景年净收益/万元
水电站#1	0.645	186 667.26	15 696.72	170 970.54	182 596
水电站#2	0.262	75 824.53	6 376.03	69 448.50	66 348.6
光伏电站	0.093	26 914.81	2 263.25	24 651.57	7 265.66

表6 改进Shapley分摊机制下的收益/成本分配情况
Table 6 Improved benefit/cost allocation under Shapley allocation mechanism

联盟参与主体	收益分配/万元	投资成本分摊/万元	年净收益/万元	初始场景年净收益/万元	合作效益提升/%
水电站#1	186 667.26	2 736.77	183 930.49	182 596	↑0.73
水电站#2	75 824.53	6 737.45	69 087.08	66 348.6	↑4.13
光伏电站	26 914.81	18 980.8	7 934.01	7 265.66	↑9.19

由表6可知,水电站#1获得了比不参与建设储能系统时更高的经济收益,而水电站#2和光伏电站的经济收益仍比不参与建设储能系统时有所提升。根据合作博弈的整体理性和个体理性原则,该方法可以有效保障三者共同参与氢电混合储能系统的投资建设。

5 结论

为改善清洁能源富集地区多时间尺度下的电力电量失衡问题,本文提出了一种发电侧氢电混合储能系统规划方法。通过制定日内耦合优化运行策略,以及长时储能跨场景时序耦合运行模型,利用氢储能和电储能优势互补的特性,使得该地区发电侧的整体年均收益提升了2.6%,弃水电量实现全额消纳,年度电量缺口下降了89.4%,光伏预测准确度提升了7.31%。提出了一种改进的Shapley值成本分摊方法。结果表明,该方法可有效兼顾联盟内各成员面临的差异性风险,进一步保证了联盟的稳定性和公平性。

参考文献:

[1] 黎博,陈民铀,钟海旺,等.高比例可再生能源新型电

- 力系统长期规划综述[J].中国电机工程学报,2023,43(2):555-581.
- [2] 王勇,王颖.中国实现碳减排双控目标的可行性及最优路径—能源结构优化的视角 [J]. 中国环境科学,2019,39(10):4444-4455.
- [3] 张智刚,康重庆.碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望 [J]. 中国电机工程学报,2022,42(8):2806-2819.
- [4] 李咸善,杨宇翔.基于双向电价补偿的含氢储能风电和梯级水电联合优化调度[J].电网技术,2020,44(9):3297-3306.
- [5] 黄显峰,颜山凯,李大成,等.对水电效益影响最小的水光互补运行方式研究[J].水利水电科技进展,2022,42(6):15-20.
- [6] 明波,李研,刘攀,等.嵌套短期弃电风险的水光互补中长期优化调度研究[J].水利学报,2021,52(6):712-722.
- [7] 朱燕梅,黄炜斌,陈仕军,等.水光互补日内优化运行策略[J].工程科学与技术,2021,53(3):142-149.
- [8] 孟翔宇,陈铭韵,顾阿伦,等.“双碳”目标下中国氢能发展战略[J].天然气工业,2022,42(4):156-179.
- [9] 张振扬,解辉.液氢的制、储、运技术现状及分析[J].可再生能源,2023,41(3):298-305.
- [10] 周军,常恒,梁光川,等.基于氢供应链优化的加氢站选址与用氢成本分析 [J]. 可再生能源,2023,41(7):861-867.
- [11] 鲁明芳,李咸善,李飞,等.季节性氢储能-混氢燃气轮机系统两阶段随机规划 [J]. 中国电机工程学报,2023,43(18):6978-6991.
- [12] 降国俊,崔双喜,樊小朝,等.考虑电转氢气过程及综合需求响应的电-氢-气综合能源系统协调优化运行[J].可再生能源,2021,39(1):88-94.
- [13] 张红,袁铁江,谭捷,等.面向统一能源系统的氢能规划框架[J].中国电机工程学报,2022,42(1):83-94.
- [14] 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):1397-1405.
- [15] 王永利,向皓,郭璐,等.面向多能互补的分布式光伏与电氢混合储能规划优化研究[J].电网技术,2024,48(2):564-576.
- [16] Wang C,Zhang X,Xia Y,et al.A two-stage robust optimal configuration model of generation-side cloud energy storage system based on cooperative game[J].IET Gener. Transm. Distrib,2023,17:1723-1733.
- [17] 晏才鑫,裘智峰,王春生.考虑合作博弈的风-光-液态空气储能集群日前市场不确定性优化方法研究[J].控制理论与应用,2023,40(11):2028-2038.
- [18] 刘道兵,袁野,李世春,等.利用氢储能在含可再生能源系统容量配置综述[J].电测与仪表,2022,59(12):1-13.
- [19] 张政,武新宇,程春田,等.计及弃水电量价值的水火电短期联合调度模型 [J]. 电力自动化设备,2022,42(11):78-85.
- [20] 钟儒鸿,程春田,廖胜利,等.兼顾多电网调峰与水电消纳的跨流域梯级水电站调度方法[J].电力系统自动化,2021,45(14):114-122.
- [21] 宋天琦,马韵婷,张智慧.光伏耦合电解水制氢系统作为虚拟电厂资源的运行模式与经济性分析[J].发电技术,2023,44(4):465-472.

Optimization of seasonal and short-term hybrid energy storage system based on co-construction and sharing of power generation side

Qiao Yilin^{1,2}, Wang Chutong³, Xiong Houbo¹, Zhang Xiaoyan², Lin Yumian¹, Guo Chuangxin¹
(1.School of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310000, China; 2.State Grid Jiaxing Power Supply Company, Jiaxing 314000, China; 3.School of Electrical Engineering, North China Electric Power University, Baoding 071000, China)

Abstract: To solve the problem of multi-time scale power and energy imbalance in clean energy-rich areas, this paper proposes a collaborative configuration method for seasonal and short-term hybrid energy storage systems based on the principle of co-construction and sharing on the power generation side. First, a cross-season sequential coupled operation model of the hydrogen energy storage system is established according to the seasonal output characteristics of hydropower. Second, a coupled operation mechanism of the hydrogen-electric energy storage system on the intra-day time scale is proposed. A planning model for the hybrid energy storage system is developed to maximize the annual net income of the generation side after the system is configured. The non-convex nonlinear programming model is converted into a mixed integer linear programming model. Then, the investment cost of the hybrid energy storage system is reasonably apportioned, considering the differentiated investment risks faced by different stakeholders on the power generation side. Finally, actual data from a region in Zhejiang Province is analyzed. The results show that the proposed method can effectively mitigate seasonal energy imbalance and intra-day power imbalance in the region while ensuring the stability of cooperative energy storage system construction among stakeholders on the generation side.

Keywords: multi-time scale power quantity balance; power generation side; seasonal and short-term mixed energy storage; hybrid energy