



双向可逆的集中式电氢耦合系统容量优化配置

冯兴, 杨威, 张安安, 张曦, 李茜, 雷宪章

(西南石油大学 电气信息学院, 四川 成都 610500)

摘要: 针对风光富集地区大型新能源发电厂的弃风弃光问题, 利用可逆固体氧化物燃料电池 (reversible solid oxide fuel cell, RSOC) 结合氢储能的双向转换特性消纳多余风光资源, 提出一种双向可逆的集中式 RSOC 电氢耦合系统容量优化配置方法。首先构建集中式 RSOC 电氢耦合系统架构, 建立发电系统、电氢转换系统等模型; 其次考虑燃料电池特性建立 RSOC 性能衰减模型, 考虑特高压通道可用传输能力不确定性生成典型场景; 进而建立集中式 RSOC 双层容量规划模型, 上层以运营期收益最大为目标优化 RSOC、储氢库容量配置, 下层以综合成本最低为目标优化各设备出力, 联合粒子群算法与 Cplex 求解器进行求解。最后通过算例分析, 验证 RSOC 的加入提高了系统经济性及环境效益, 同时投资灵敏度分析表明电池单位容量成本是制约系统经济运行的重要因素。

关键词: 集中式电氢耦合系统; 可逆固体氧化物燃料电池; 容量规划; 氢储能; 性能衰减

DOI: 10.11930/j.issn.1004-9649.202312101

0 引言

自 2008 年以来, 中国新能源行业快速发展, 现新能源装机总量稳居世界第一, 但由于风光出力的间歇性与波动性、输电通道的限制以及电力市场建设不够完善等原因给新能源的消纳带来巨大压力, 弃风弃光问题日益凸显。为解决此问题, 国内外学者从新能源出力预测、储能配置、协调控制技术等方面开展了大量研究^[1-4]。随着电转氢技术的成熟, 氢能既可作为存储能源也可作为终端能源^[5], 将燃料电池与氢能结合成为一种新型的储能应用形式, 已在微网和分布式园区级综合能源系统成功应用^[6-7]。中国可再生能源丰富的“三北”地区适合采用集中开发模式, 但弃风弃光现象更为严重, 有必要研究如何利用氢储能耦合燃料电池技术提升大规模可再生能源发电基地的风光资源消纳能力。

目前关于氢能的应用研究受到广泛关注, 应

用手段主要集中在质子交换膜燃料电池、碱性电解槽、固体氧化物电解槽 (solid oxide electrolytic cell, SOEC) 等, 文献 [8-9] 将氢储能应用于园区综合能源系统, 把氢能作为能量转换枢纽, 提出了氢储能单元优化配置模型。文献 [10] 介绍了一种风-氢混合系统, 分析了热平衡对电解槽和燃料电池运行的影响。文献 [11] 提出一种应用固体氧化物燃料电池 (solid oxide fuel cell, SOFC) 的冷热电三联供的经济调度模型。但上述研究中氢能为单向转换且制氢与发电采用 2 套系统, 灵活性和经济性较差, 可逆固体氧化物燃料电池 (reversible solid oxide fuel cell, RSOC) 是一种具备电-氢双向转换能力且更高效的能源装备, 具有良好的发展前景。

现有 RSOC 研究中, 针对园区综合能源系统或孤岛微网等规模较小的应用场景已有较多探讨。文献 [12] 针对微电网高比例新能源接入的场景, 设计了一种基于 RSOC 的全生命周期运营优化模型。文献 [13] 介绍了一种应用于工业园区的 RSOC 联产系统, 通过消纳分布式风电产生氢气供给公共汽车, 而在负荷高峰时 RSOC 作为电能补充设备为园区提供电能。文献 [14] 分析了基于 RSOC 和储氢、基于天然气供给的 SOFC 2 种园区级燃料电池热电联产系统的运行情况, 验证了

收稿日期: 2023-12-28; **修回日期:** 2024-06-30。

基金项目: 四川省科技计划项目 (低碳经济视角下充换电负荷与分布式电源协同规划关键技术研究, 2024YFHZ0104; “双碳”目标下水风光蓄储多能互补能源基地规划与协同优化关键技术研究及示范, 2023YFQ0073)。



RSOC 技术的适用性。但上述研究尚未探讨 RSOC 在大规模新能源集中应用场景中的应用方案,且均未考虑 RSOC 性能衰减和电力传输通道可用容量限制等关键因素。

基于此,本文提出双向可逆的集中式 RSOC 电氢耦合系统架构,考虑 RSOC 性能衰减等影响因素,对其规划配置问题进行探索。首先搭建集中式 RSOC 电氢系统架构以及关键模型;然后建立 RSOC 性能衰减模型及输电通道可用传输能力不确定性量化模型;进而建立 RSOC 双层容量配置模型,上层运营期收益最大为目标优化配置,下层以综合成本最低为目标优化运行,联合粒子群算法与 Cplex 求解器进行求解;最后以某可再生能源发电厂为对象进行算例分析。

1 集中式 RSOC 电氢耦合系统

1.1 电氢耦合系统架构

本文所提集中式 RSOC 电氢耦合系统架构如图 1 所示,主要由发电单元、电氢双向转换单元以及余热利用单元构成。发电单元基于各类新能源发电,将风、光等一次可再生能源转换为电能;电氢双向转换单元以 RSOC 和储氢库为核心,其中 RSOC 是一种可以在电解(SOEC)和发电(SOFC)2 种模式之间转换的双向燃料电池;由于 RSOC 的工作温度与废气温度均在 400℃ 以上,余热利用价值较高,但系统内部热负荷较少且热能不宜远距离传输,选用水箱热泵为主体构

建余热利用单元。

当系统发电能力大于消纳能力时,无法消纳的电能通过 SOEC 模式制氢转化为氢能储存;当发电能力无法满足消纳时,通过 SOFC 模式发电补充电能;消纳的电能小部分就地直接利用,大部分通过特高压通道远距离输送。RSOC 工作的同时也能对其高温二次利用,既可用于保持自身温度,也可用于厂区其他设备加热,提高能量利用率。针对大量风光资源转化的氢能,由于系统自身基本不存在氢负荷,须配置较大规模的储氢库储存,除去用于燃料电池发电的部分,多余氢气通过公路运输用于交通、化工生产等行业。

1.2 电氢耦合系统模型构建

1) 发电系统模型。系统的主要发电模块为太阳能光伏发电和风力发电。光伏系统功率输出模型^[15-16]可概括为

$$P_{PV} = G_S S_{PV} \eta_{PV} \eta_S / 1\ 000 \quad (1)$$

式中: G_S 为单个光伏板面积上的太阳总辐照度; S_{PV} 为光伏板面积; η_{PV} 为太阳能板的转换效率; η_S 为系统效率。

独立风机输出功率可概括为

$$P_{WT} = \begin{cases} 0, & v \notin (v_{in}, v_{out}) \\ P_{WN}(v - v_{in}) / (v_0 - v_{in}), & v \in [v_{in}, v_0] \\ P_{WN}, & v \in [v_0, v_{out}] \end{cases} \quad (2)$$

式中: P_{WN} 为风机额定功率; v 、 v_{in} 、 v_{out} 、 v_0 分别为实际、切入、切出及额定风速。

2) 电氢转换模型。RSOC 是系统的核心设备,其能量转换过程^[17]可表示为

$$\begin{cases} M_{SOEC}^t = P_{SOEC}^t \eta_{SOEC} / H_{SOEC} \\ P_{SOFC}^t = H_{SOFC} M_{SOFC}^t \eta_{SOFC} \end{cases} \quad (3)$$

式中: M_{SOEC}^t 、 M_{SOFC}^t 为 RSOC 的 t 时刻产氢、耗氢功率; P_{SOEC}^t 、 P_{SOFC}^t 为 RSOC 的 t 时刻电解、发电功率; H_{SOEC} 、 H_{SOFC} 为电解模式和发电模式的电氢转换系数; η_{SOEC} 、 η_{SOFC} 分别为电解效率和发电效率。

3) 储氢库模型。储氢库作为与 RSOC 配套的储存设备,其实时容量可表示为

$$d_H^t = (1 - \tau) d_H^{t-1} + \int_0^t (n_c d_{HC}^t - d_{HS}^t / \eta_d) dt \quad (4)$$

式中: d_H^t 为 t 时刻储氢容量; τ 为储氢库自耗率; d_{HC}^t 为储氢库充气速率; d_{HS}^t 为储氢库放气速率;

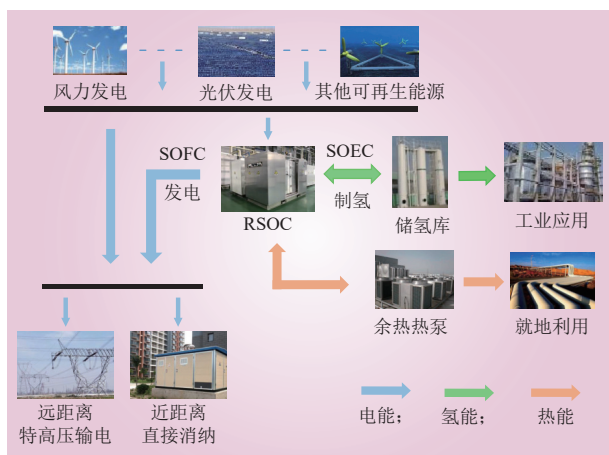


图 1 集中式 RSOC 电氢耦合系统架构

Fig. 1 Centralized RSOC electric-hydrogen coupled system architecture



η_c 和 η_d 为充放效率。

4) 氢储运成本模型。氢能的储运对储氢库的容量配置和运输成本有较大影响, 主要通过清算周期 (即储氢库剩余氢气的运输频率) 体现, 针对此建立集中式电氢耦合系统氢储运成本模型为

$$\begin{cases} Y_H = C_H^C + C_H^S \\ C_H^S = \frac{365}{T_S} d_H F_{es} \\ C_H^C = F_{ecs} S_C^t + F_{ecb} \sum \frac{P_C(t) - P_C(t + \Delta t)}{\Delta t} \end{cases} \quad (5)$$

式中: Y_H 为系统氢气储运成本, 包括运输成本 C_H^S 和储藏成本 C_H^C ; T_S 为储氢库的清算周期; d_H 为氢气运输量; F_{es} 、 F_{ecs} 、 F_{ecb} 分别为单位氢气运输成本、储藏成本和储氢库单位功率充/放成本; S_C^t 为 t 时刻储氢库储藏量; $P_C(t)$ 为储氢库 t 时刻总充气量与放气量。

5) 余热利用模型。RSOC 的工作温度与废气温度均在 400 °C 以上, 在各类燃料电池中余热利用价值最高^[18]。但由于大型新能源发电厂一般位于偏远地区, 厂区内热负荷较少且热能不宜远距离传输。在本系统内余热一般直接用于厂内的取暖、烘干以及化工过程的分解或生产。综合各种利用形式, 系统选用水箱热泵利用模式, 可利用热量为

$$R_{SOFC}^{H_2} = V_{SOFC}^{H_2} \eta_{SOFC}^{rec} \Delta H_{SOFC} / 3\,600 \quad (6)$$

式中: $V_{SOFC}^{H_2}$ 为氢气的消耗量; η_{SOFC}^{rec} 为 RSOC 热利用效率; ΔH_{SOFC} 为电池堆单位反应释放热量。

2 RSOC 性能衰减模型与通道传输能力不确定性模型

2.1 RSOC 性能衰减模型

ROSC 的工作性能与系统运行状态关联密切, 集中式电氢耦合系统的容量配置须考虑电池退化、性能衰减带来的影响, 否则可能会出现电池组频繁更换或运行后期性能退化不满足需求^[19]。RSOC 性能衰减主要包括微结构损坏、热力学梯度损坏和氧化还原损坏。

本文通过降解率^[20]来衡量电池容量的退化情况, 降解率 R_{dt} 定义为电池输出初始电压在限定时间范围内发生的电压百分比变化。通过能斯特方

程确定电池的开路电压 V_t 与电池的输出电压 V_R , 即可得出降解率, 可表示为

$$R_{dt} = (V_t - V_R) / V_R \times 100\% \quad (7)$$

$$V_t = 1.25 - 2.45 \times 10^{-4} T + \frac{RT}{2F} \ln(P_{H_2} P_{O_2}^{0.5} / P_{H_2O}) \quad (8)$$

$$V_R = V_t - (\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3) V_t \quad (9)$$

式中: V_t 为 RSOC 的理想输出电压; V_R 为 RSOC 的实际输出电压; T 为电堆温度; R 、 F 分别为气体常数与法拉第常数; P_{H_2} 、 P_{O_2} 、 P_{H_2O} 分别为电堆内部的氢气分压、氧气分压、水分压; λ_1 、 λ_2 、 λ_3 为 RSOC 的微观结构、热力学和氧化还原 3 种影响因素的退化系数。

3 种影响因素中, 微观结构损坏在一定时间范围内可以通过 RSOC 的电解与发电 2 种工作模式循环来减轻其影响, 微观结构损坏系数 λ_1 可表示为

$$\lambda_1 = \begin{cases} \sigma_1 T_{RSOC}, & T_{RSOC} \geq T_0 \\ (\sigma_1 - \sigma_2) T_{RSOC}, & T_{RSOC} < T_0 \end{cases} \quad (10)$$

式中: σ_1 、 σ_2 为折损系数; T_{RSOC} 为 2 种工作模式的时间差; T_0 为微观结构退化可逆时间上限。

热力退化系数 λ_2 在热控制稳定的情况下视为常数。氧化还原系数 λ_3 主要表现在与运行时长有关的电压损耗^[21], 可表示为

$$\lambda_3 = (\sigma_3 + \sigma_4 + \sigma_5) T_{SOFC} \quad (11)$$

式中: σ_3 为活化过电压退化系数; σ_4 为欧姆过电压退化系数; σ_5 为浓度过电压退化系数。

2.2 输电通道可用传输能力概率模型

特高压直流输电通道的传输能力既受线路本身承载力约束, 还受联络线两端电网发用电情况调控, 上级机构由此制定送电计划作为下级发电厂的输出边界^[22]。送电计划中的可用传输能力对单个发电厂而言具有较强的不确定性, 其对系统优化调度与容量配置均有较大影响, 所以如何对输电通道传输容量不确定性进行量化亟待解决。

由于输电通道可用传输能力变化规律性较弱, 且关于其概率分布的研究较少, 要对其不确定性进行量化, 首先需要判断其概率分布类型。在具有样本数据较少的情况下, 采取自展抽样对样本数据进行扩充, 通过 100 000 次抽样结果得出通道可用传输能力近似满足正态分布, 概率密度函数表示为



$$K_r = \left[\left(\exp(\mu_r - x) / (2\sigma_r^2) \right) \right] / (\sigma_r \sqrt{2\pi}) \quad (12)$$

式中： μ_r 为输电通道传输能力平均值，取 11.1； σ_r 为输电通道传输能力的标准差，取 2.2。

基于式(12)中参数，采用均匀性和每维独立性较好的拉丁超立方方法进行 5 层抽样，得到输电通道可用传输能力一年的分布情况，如图 2 所示。通过对抽样结果分场景进行聚类，即可得到集中式电氢耦合系统可用传输能力曲线（即消纳能力曲线），将其作为系统等效电负荷进行优化配置。

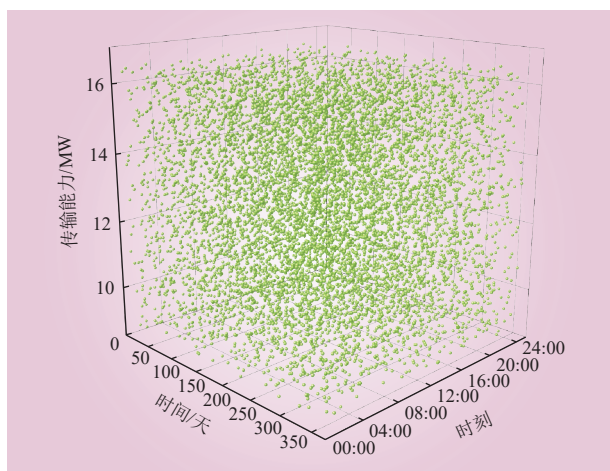


图 2 通道可用传输能力抽样结果
Fig. 2 Sampling results of channel available transmission capacity

3 电氢耦合系统双层优化配置模型

3.1 上层优化模型

集中式电氢耦合系统面向大型新能源发电厂的电氢设备配置，上层模型的决策变量为所求 RSOC 和储氢库的容量^[23]。

1) 目标函数。上层模型以系统运营期内最大化收益为目标，目标函数可概括为

$$\max F_{up} = B_S - C_S^{inv} - C_S^{ope} - C_G^{pw} - Y_H \quad (13)$$

$$\begin{cases} B_S = E_S^{on} P_S^{on} + E_D^{on} P_D^{on} + E_R^S P_R^S + E_H^S P_H^S \\ C_S^{inv} = E_i^{inv} P_i (1 - L_i) \\ C_S^{ope} = E_i^{ope} W_i \\ C_G^{pw} = E_G^{pw} P_G^{pw} \end{cases} \quad (14)$$

式中： B_S 为收入； C_S^{inv} 、 C_S^{ope} 、 C_G^{pw} 分别为投资成本、运维成本、弃风弃光成本； E_S^{on} 、 E_D^{on} 、

E_R^{on} 、 E_H^{on} 分别为增发电量售卖单价、特高压输电通道利用收益单价、RSOC 余热利用收益单价和氢气售卖单价； P_S^{on} 、 P_D^{on} 、 P_R^{on} 、 P_H^{on} 分别为 RSOC 上网电量、系统总外送电量、余热回收量和卖氢量； E_i^{inv} 为第 i 种设备单位容量价格， P_i 为第 i 种设备配置容量； L_i 为第 i 中设备残值率； E_i^{ope} 为第 i 种设备运维单价； W_i 为第 i 种设备产能量； E_G^{pw} 为弃风弃光惩罚价格； P_G^{pw} 为弃风弃光量。

2) 约束条件。上层优化的约束条件为储氢库清算周期约束和燃料电池退化约束，以及由于消纳方式的特殊性加入特高压输电通道利用约束，可表示为

$$\begin{cases} 1 \leq T_S \leq 30 \\ R_{dt} \leq 40\% \\ r_{S,min} \leq r_S \leq r_{S,max} \end{cases} \quad (15)$$

$$r_S = (P_W^t + P_G^t + P_S^t) / (\mu_x P_{TH}) \quad (16)$$

式中： T_S 为储氢库的清算周期； r_S 为特高压输电通道利用率； P_W^t 为 t 时刻系统的风力发电； P_G^t 为 t 时刻系统的光伏发电功率； P_S^t 为 t 时刻燃料电池的输出功率； P_{TH} 为输电通道功率极限； μ_x 为容量折算系数； $r_{S,max}$ 、 $r_{S,min}$ 分别为通道利用率上下限。

3.2 下层优化模型

下层优化模型是根据上层优化模型确定的设备容量，优化系统内发电和储能设备的运行情况。

1) 目标函数。下层目标函数为最小化系统综合成本，表示为

$$\min F_{down} = C_S^{ope} + Y_H + C_G^{pw} \quad (17)$$

2) 约束条件包括等式约束和不等式约束，等式约束包括电能、氢能与热能供需平衡约束，表示为

$$\begin{cases} P_{PWG} + P_{ELOAD} + P_{SOEC} = P_{NG} + P_{SOFC} \\ P_{SOEC}^H = P_{SOFC}^H + d_{HC}^t - d_{HS}^t \\ H_{RSOC} = H_R + H_G \end{cases} \quad (18)$$

式中： P_{PWG} 为弃风弃光功率； P_{ELOAD} 为电负荷功率； P_{SOEC} 为 RSOC 电解功率； P_{NG} 为新能源发电功率； P_{SOFC} 为 RSOC 发电功率； P_{SOEC}^H 为 RSOC 产氢功率； P_{SOFC}^H 为 RSCO 耗氢功率； d_{HC}^t 、 d_{HS}^t 为储氢库充/放氢功率； H_{RSOC} 为 RSOC 产热量； H_R 余热回收量； H_G 为系统散热量。

不等式约束为设备运行约束，其中 RSOC 功率约束为

$$\begin{cases} P_{\text{SOFC}}^t \leq \chi_{\text{SOFC}}^t P_{\text{SOFC,max}}^t \\ \chi_{\text{SOFC}}^t P_{\text{SOFC,min}}^t \leq P_{\text{SOFC}}^t \\ P_{\text{SOEC}}^t \leq \chi_{\text{SOEC}}^t P_{\text{SOEC,max}}^t \\ \chi_{\text{SOEC}}^t P_{\text{SOEC,min}}^t \leq P_{\text{SOEC}}^t \\ \chi_{\text{SOEC}}^t + \chi_{\text{SOFC}}^t \leq 1 \end{cases} \quad (19)$$

式中： χ_{SOEC}^t 、 χ_{SOFC}^t 为 t 时刻 RSOC 工作状态标志； $P_{\text{SOFC,max}}^t$ 、 $P_{\text{SOFC,min}}^t$ 为 RSOC 最大、最小发电功率； $P_{\text{SOEC,max}}^t$ 、 $P_{\text{SOEC,min}}^t$ 为 RSOC 最大、最小电解功率； P_{SOFC}^t 、 P_{SOEC}^t 为 t 时刻 RSOC 的发电、电解功率。

RSOC 爬坡约束表示为

$$\begin{cases} P_{\text{RSOC}}(t) - P_{\text{RSOC}}(t-1) \leq U_{\text{RSOC}} \\ P_{\text{RSOC}}(t+1) - P_{\text{RSOC}}(t) \leq D_{\text{RSOC}} \end{cases} \quad (20)$$

式中： U_{RSOC} 、 D_{RSOC} 为 RSOC 上下坡的最大功率； P_{RSOC} 为 RSOC 的输出功率。

储氢库运行约束表示为

$$\psi_{\min} \leq d_{\text{H}}^t \leq \psi_{\max} \quad (21)$$

$$\begin{cases} \eta_{\text{dis}}^{\text{H}_2} d_{\text{Hmin}}^t \leq d_{\text{HS}}^t \leq \eta_{\text{dis}}^{\text{H}_2} d_{\text{Hmax}}^t \\ \eta_{\text{ch}}^{\text{H}_2} d_{\text{Hmin}}^t \leq d_{\text{HC}}^t \leq \eta_{\text{ch}}^{\text{H}_2} d_{\text{Hmax}}^t \\ \eta_{\text{ch}}^{\text{H}_2} + \eta_{\text{dis}}^{\text{H}_2} \leq 1 \end{cases} \quad (22)$$

式中： d_{H}^t 为 t 时刻储氢库储量； $\psi_{\min}$ 、 $\psi_{\max}$ 为储氢库储量下限与上限； $\eta_{\text{ch}}^{\text{H}_2}$ 和 $\eta_{\text{dis}}^{\text{H}_2}$ 为储氢库的充放标志； d_{HS}^t 和 d_{HC}^t 为 t 时刻储氢库充放功率； d_{Hmax}^t 、 d_{Hmin}^t 为储氢库功率上下限。

3.3 算法求解

采用粒子群算法对上层配置模型进行求解，通过调用 Cplex 求解器求解下层优化运行问题。上层向下层传递设备容量，下层以成本最低为目标优化设备每小时的出力情况，并向上层传递运行状况、降解率等信息以计算收益，下层以降解率超过 40%^[24]为边界条件确定系统运营年限。双层优化配置模型的部分参数见表 1。求解流程图如图 3 所示。

4 算例分析

4.1 基本信息

以新疆某可再生能源发电厂为规划对象，其

表 1 算法相关参数

Table 1 Algorithm related parameters

最大速度	粒子数目	学习因子	惯性权重	最大迭代次数	SOFC 热效率	SOFC 电效率	SOEC 耗热系数	储氢装置充放效率	固定资产残值率/%	风机光伏寿命/年
10	20	1.5、2	0.4~0.9	40	0.25	0.56	0.4	0.98	5	20

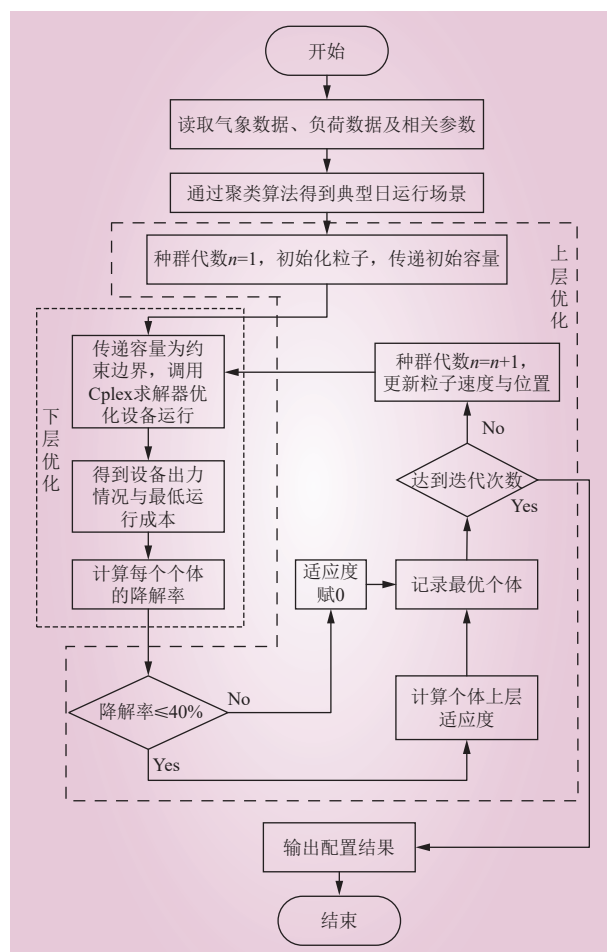


图 3 算法流程图

Fig. 3 Algorithm flowchart

中风力发电由 25 台风力异步发电机组成^[25]，总容量为 30 MW；光伏阵列太阳能电池组件总功率为 50 MW。系统主要环节经济参数^[26]见表 2。气象数据使用新能源行业常用商业软件 Meteonorm 数据库中新疆地区近年气象数据，通过 K-means 聚类算法将其分为 3 个典型日进行算例计算，图 4 为典型日系统逐时出力曲线。

4.2 方案对比

为了验证本文所提模型与方法的优越性，设置 4 种运行方案进行对比分析。1) 配置蓄电池，



表 2 主要环节价格
Table 2 Prices of main links

RSOC 投资成本/ (元·kW ⁻¹)	储氢库 投资成本/ (元·kg ⁻¹)	设备运行 维护成本/ (元·(kW·h) ⁻¹)	氢气储存 成本/ (元·(Nm ³) ⁻¹)	运输成本/(元·(Nm ³) ⁻¹)	氢气售 卖价格/ (元·(Nm ³) ⁻¹)	氢制电增发 电量收益/ (元·(kW·h) ⁻¹)	余热利用 收益/ (元·(kW·h) ⁻¹)	特高压输电 通道利用收益/ (元·(kW·h) ⁻¹)
6000~8000	3000~5000	0.04~0.16	1~1.9	1.2~1.5 (液), 1.145~2.1 (气)	3.5~5	0.14~0.22	0.25~0.4	0.02~0.12

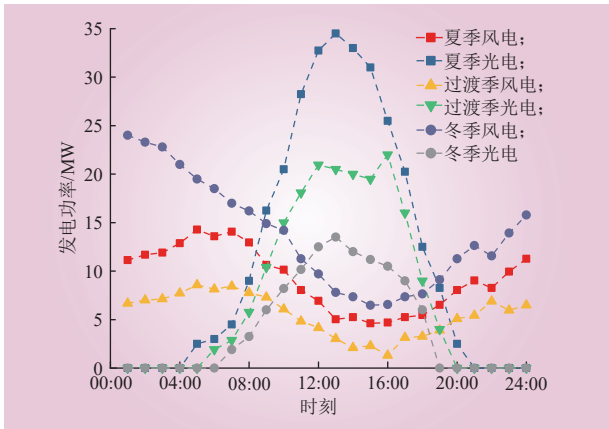


图 4 典型日风光出力曲线
Fig. 4 Typical daily wind power photoelectric output curve

寿命设为 4 年，结合国家风光储输示范工程^[27]实际装机配比进行配置。2) 配置碱性电解槽和储氢库，电解槽寿命设为 8 年。3) 配置 RSOC 和储氢库，考虑寿命衰减计算其寿命（即运营周期）。4) 配置 RSOC 和储氢库，考虑寿命衰减计算其寿命，同时加入弃风弃光约束以实现风光完全消纳。

基于以上 4 种方案得到的最优配置结果与迭代过程如图 5 所示，相应的参数对比见表 3。

通过对比方案 1 与其他方案可知，使用传统蓄电池储能方案的投资成本最低，但与 RSOC 相比蓄电池主要存在以下问题。当容量配置确定时，蓄电池的充电功率远低于 RSOC 的电解功

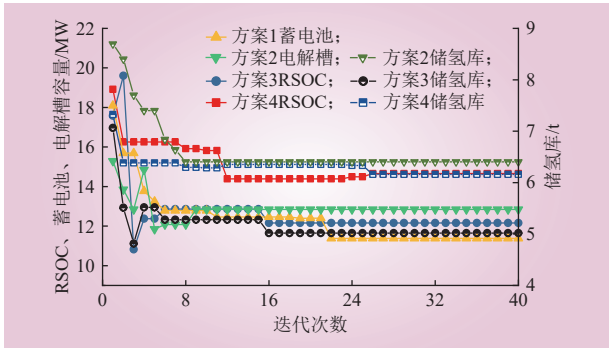


图 5 方案迭代收敛情况
Fig. 5 Iterative convergence of the scheme

表 3 4 种方案指标对比
Table 3 Comparison of parameters of four schemes

方案	蓄电 池/ MW	电解 槽/ MW	RSOC/ MW	储氢 库/t	投资成 本/万元	弃风弃光量/ ((MW·h)·年 ⁻¹)	运营 周期/ 年	投资 回收期/ 年
1	11.3	0	0	0	5693.4	13285.7	4.0	0
2	0	12.8	0	6.4	6484.5	5683.2	8.0	7.2
3	0	0	12.2	5.1	18022.5	8304.4	8.8	7.6
4	0	0	14.6	6.2	21880.2	0.0	9.1	7.9

率，因为 RSOC 可以通过外加电压的方式提高电解功率，导致蓄电池的消纳能力低于 RSOC；另外蓄电池还受到本身的容量限制（风光充裕时仅能解决几小时的消纳问题，且该情况下进行放电调控困难），存在即使功率满足需求，但存储容量达到上限无法消纳的情况，而 RSOC 外加的储氢库（氢储能密度足够大，能够具备几天的调控周期）能够避免这种现象。由于以上原因，导致方案 1 的弃风弃光量较大，年收益为负数，未对其投资回收期进行计算。

通过对比方案 2 和方案 3 可知，碱性电解槽投资成本远低于 RSOC，但仅配置电解槽只能实现单向电制氢，负荷较高时无法利用氢能发电，导致储氢库容量增大。虽然方案 2 节约了投资成本，降低了弃风弃光成本，较方案 3 总成本降低约 60%。但单向转换导致系统缺乏灵活性，并且损失了增发电量收益与通道利用收益（包含通道利用率提高节约的输电成本，以及电压水平稳定使各个设备减少的损耗成本），在投资成本大幅降低的情况下投资回收期仅相差 5%，所以 RSOC 相较于电解槽仍有巨大的投资潜力。

通过对比方案 3 与方案 4，结合图 6 夏季典型日功率平衡可以看出，方案 3 因为爬坡速率和出力范围的限制，不可避免地出现弃风弃光现象（弃电量大约为方案 4 消纳电量的 7%）。为实现风光完全消纳，方案 4 的配置结果较方案 3 增大 20%，但每年可节省弃风弃光成本约 400 万，

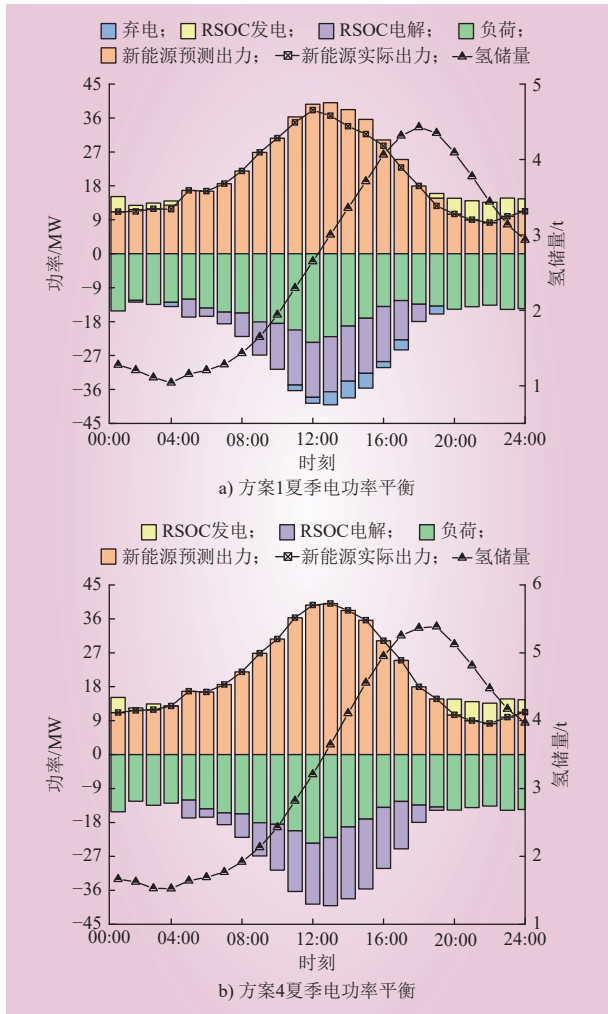


图 6 夏季系统功率平衡情况

Fig. 6 System power balance in summer

投资回收期仅延长 0.3 年。

由以上分析可知，4 种方案的经济性均与弃风弃光成本关系密切，当弃风弃光惩罚价格较高时，方案 4 的经济性明显优于其他方案，本文在促进风光消纳的背景下，选择方案 4 详细分析其可行性。

4.3 系统运行情况分析

方案 4 典型日的发电与制氢情况如图 7 所示。其中消纳能力为联络线所在电网调节能力的综合体现，即输电通道允许外送最大功率。消纳能力曲线作为调节目标，在发电能力大于消纳能力时将多余的电能通过电解槽制取氢气，当消纳能力较高，仅靠风光发电存在较大缺额时，通过燃料电池将氢能转换成电能。RSOC 的加入调节了系统原本出力状态，使出力趋于平稳，达到削峰填

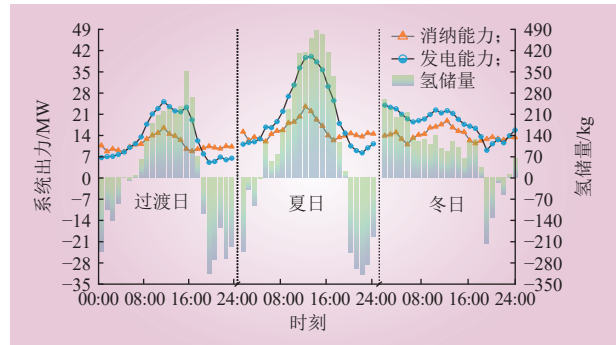


图 7 典型日系统出力与制氢量

Fig. 7 Typical daily system output and hydrogen production capacity

谷的作用。

同时 RSOC 的加入可以提高系统的能量利用率，通过电-氢转换，将原本的弃风、弃光利用起来，降低系统的能量浪费，提高所属特高压输电通道利用率。图 8 为系统一年的弃风弃光率与通道利用率变化情况。需要注意的是，方案 4 的运行方式为风光完全消纳，即加入 RSOC 后不应该存在弃风弃光率，但由于电-氢-电转换过程中具有能量损耗，所以图 8 中加入 RSOC 后弃风弃光率代表转换过程的能量损耗率。

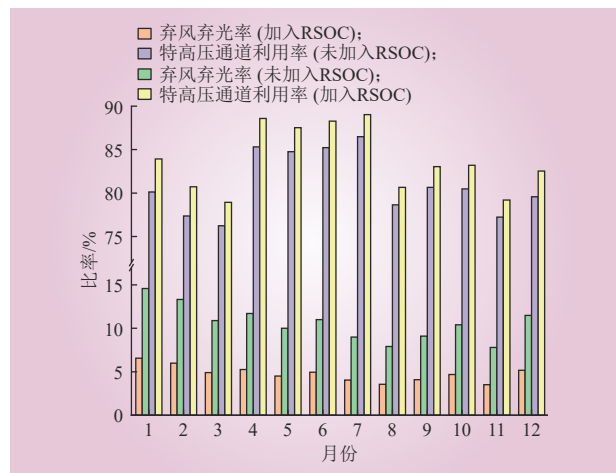


图 8 系统弃风弃光率与通道利用率

Fig. 8 System wind and light rejection rate and channel utilization rate

假定大型新能源发电系统在原本的运行状态下是可行的，即不考虑最初风光发电以及特高压线路的投资、运行等成本，着重关注加入 RSOC 后对系统的改善，来分析其经济可行性。

首先从各个环节分析系统的收益与成本。SOEC



模式电解水制氢的成本主要来自电力环节，而在集中式 RSOC 电氢耦合系统中，电力来自原本无法消纳的电能，因此主要考虑设备的运行维护成本，制氢成本大大降低。储运环节中，储运方式主要考虑高压氢气和液氢 2 种方式，高压氢气主要在系统内部的制氢和发电环节使用。而液氢的能量密度在运输方面具有很大优势，但液氢由于初始投资过高和液化成本问题，只有当规模较大时其运输成本低于气态氢。

从表 4 可知，系统一年可生产绿氢约 523 t，污染物减排量达 7500 t，由储运模型得出系统储氢库每 3 天清算一次。须注意图 9 中储藏成本计算时的储藏量远不止表 2 中的氢产量，因为氢产量不包含燃料电池发电耗氢部分，而储藏容量要考虑系统的最大氢量，所以计算储藏成本时的容量远大于最终剩余的氢产量（约 2~3 倍），因此储藏成本较高。

表 4 系统年运行关键指标

Table 4 Key annual operating volumes of the system

总外送电量/ (MW·h)	氢产量/t	污染物减 排量/t	余热回收量/ (MW·h)
117864.5	523.7	7524.3	14641.2

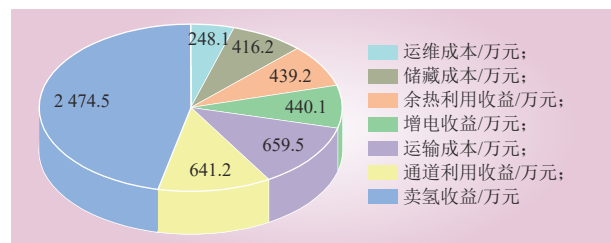


图 9 系统年收益与成本

Fig. 9 Annual revenue and cost of the system

加入 RSOC 后系统的收益主要为燃料电池发电量的收益、余氢售卖收益、燃料电池余热利用收益以及通道利用收益。其中增发电量与余热利用的收益占比较小，主要收入来源是卖氢收益与通道利用收益。通道利用收益单位价格虽然较低，但其涵盖系统总发电量。由图 9 可知 RSOC 的加入给系统每年带来的净利润约 2 700 万元，而 RSOC 的投资费用约 22 000 万元，系统投资回收周期约 8 年。由以上分析可以看出基于 RSOC 的电氢耦合运营模式在理论上具有可行性，并且年投资效益也有较好的投资前景。

4.4 灵敏度分析

1) 投资灵敏度分析。以投资回收期作为衡量标准，重点分析 RSOC 购置成本、储运成本、收益波动（氢气与增发电量售卖单价）对系统运行结果的影响。当 3 个环节单位价格分别在 $\pm 10\%$ 、 $\pm 20\%$ 变化时，投资回收期结果变化如图 10 所示。

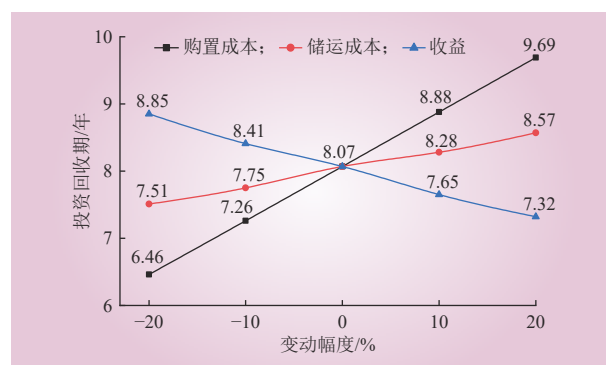


图 10 回收期灵敏度对比

Fig. 10 Payback period sensitivity comparison

由图 10 可知，系统收益与回收期呈负相关，收益升高 20%，回收期缩短 9.3%。对回收期最敏感的影响因素为设备购置成本，所以实现 RSOC 集中式利用的关键还是要通过燃料电池产业的材料研发来降低成本。同时由于系统氢产量巨大，投资回收期对氢气的售价也较为敏感，若未来的氢能价格上涨或有政策性售价补贴，对 RSOC 的应用推广也有十分积极的作用。

2) 弃风弃光灵敏度分析。由于弃风弃光成本对系统经济性与配置结果影响较大，并且其具有较大主观影响因素，通过改变弃风弃光惩罚价格观察配置结果的变化，进行弃风弃光灵敏度分析，结果如图 11 所示。

由图 11 可知，随着惩罚价格的升高，配置结果整体呈上升趋势。在惩罚价格为 0 时，因为设备购置成本较高，通过主动弃风弃光来降低容量需求提升经济性，系统配置容量结果较低。当惩罚价格上升，需要增大容量来避免弃风弃光现象，RSOC 容量提高至约 15 MW 时，配置结果可实现风光全消纳，提升惩罚价格不再影响配置结果。但配置结果并不是随着惩罚价格的提高而线性增大，因为随着弃风弃光量的减少，系统氢产量和发电量增多，意味着更高的运维与储运成本。

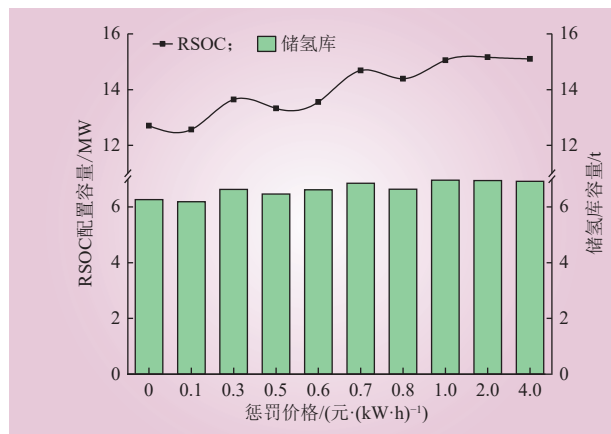


图 11 弃风弃光惩罚价格灵敏度对比

Fig. 11 Comparison of price sensitivity for wind and light abandonment penalties

5 结语

1) 由 4 种方案对比结果可知, 从实际工程运行角度来看, 传统储能经济性仍然处于较优水平, 但若加入弃风弃光成本, 即以消纳新能源为目的, RSOC 电氢耦合系统具有明显优势。

2) 从系统运行情况的详细分析可以看出, 加入 RSOC 无论是经济效益还是对能效的改善都是十分积极的, 并且具有良好的污染物减排效果。

3) 灵敏度分析指出制约电氢耦合系统发展的主要因素是设备购置成本过高, 所以对燃料电池材料的研发仍是促进行业发展的重要途径。并且弃风弃光惩罚价格对配置结果的影响不是线性增大的, 在高弃风弃光率与高储运成本间须根据实际情况作出取舍。

同时在技术和经济层面, 燃料电池的研究具有积极的政策背景, 虽然其暂未规模化应用于大型发电厂, 但在分布式系统已有良好的开端。并且随着相关技术的不断突破, 大规模制、储、运氢的成本会逐渐下降, 本文的研究工作可为未来集中式 RSOC 电氢耦合系统发展提供一定借鉴, 对于集中式 RSOC 如何改善大型发电厂调频、调峰能力, 还有待更深入研究。

参考文献:

- [1] 周强, 汪宁渤, 冉亮, 等. 中国新能源弃风弃光原因分析及前景探究 [J]. 中国电力, 2016, 49(9): 7-12, 159.
- [2] ZHOU Qiang, WANG Ningbo, RAN Liang, *et al.* Cause analysis on wind and photovoltaic energy curtailment and prospect research in China[J]. *Electric Power*, 2016, 49(9): 7-12, 159.
- [3] LIN X, LIU W F, HE J M, *et al.* Research on medium and long-term new energy consumption in Shanxi Province[C]//2021 6th Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE). Chongqing, China. IEEE, 2021: 1700-1704.
- [4] 刘联涛, 刘飞, 吉平, 等. 储能参与新能源消纳的优化控制策略 [J]. 中国电力, 2023, 56(3): 137-143.
- [5] LIU Liantao, LIU Fei, JI Ping, *et al.* Research on optimal control strategy of energy storage for improving new energy consumption[J]. *Electric Power*, 2023, 56(3): 137-143.
- [6] LIU J Z, WANG Q H, SONG Z Q, *et al.* Bottlenecks and countermeasures of high-penetration renewable energy development in China[J]. *Engineering*, 2021, 7(11): 1611-1622.
- [7] 姜海洋, 杜尔顺, 朱桂萍, 等. 面向高比例可再生能源电力系统的季节性储能综述与展望 [J]. 电力系统自动化, 2020, 44(19): 194-207.
- [8] JIANG Haiyang, DU Ershun, ZHU Guiping, *et al.* Review and prospect of seasonal energy storage for power system with high proportion of renewable energy[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2020, 44(19): 194-207.
- [9] 徐国栋, 程浩忠, 马紫峰, 等. 用于缓解电网调峰压力的储能系统规划方法综述 [J]. 电力自动化设备, 2017, 37(8): 3-11.
- [10] XU Guodong, CHENG Haozhong, MA Zifeng, *et al.* Overview of ESS planning methods for alleviating peak-shaving pressure of grid[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2017, 37(8): 3-11.
- [11] 潘光胜, 顾伟, 张会岩, 等. 面向高比例可再生能源消纳的电氢能源系统 [J]. 电力系统自动化, 2020, 44(23): 1-10.
- [12] PAN Guangsheng, GU Wei, ZHANG Huiyan, *et al.* Electricity and hydrogen energy system towards accomodation of high proportion of renewable energy[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2020, 44(23): 1-10.
- [13] 熊宇峰, 陈来军, 郑天文, 等. 考虑电热气耦合特性的低碳园区综合能源系统氢储能优化配置 [J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 31-38.
- [14] XIONG Yufeng, CHEN Laijun, ZHENG Tianwen, *et al.* Optimal configuration of hydrogen energy storage in low-carbon park integrated energy system considering electricity-heat-gas coupling characteristics[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2021, 41(9): 31-38.
- [15] 李笑竹, 陈来军, 殷骏, 等. 面向低碳供能的多园区共享氢储能系统



- 容量规划[J]. 高电压技术, 2022, 48(7): 2534–2544.
- LI Xiaozhu, CHEN Laijun, YIN Jun, *et al.* Capacity planning of multiple parks shared hydrogen energy storage system for low-carbon energy supply[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(7): 2534–2544.
- [10] 司杨, 陈来军, 陈晓弢, 等. 基于分布鲁棒的风-氢混合系统氢储能容量优化配置[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(10): 3–10.
- SI Yang, CHEN Laijun, CHEN Xiaotao, *et al.* Optimal capacity allocation of hydrogen energy storage in wind-hydrogen hybrid system based on distributionally robust[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10): 3–10.
- [11] 孙雯, 陈紫薇, 张玉琼, 等. 基于动态规划的 SOFC 冷热电三联供综合能源系统日前经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(21): 7775–7783.
- SUN Wen, CHEN Ziwei, ZHANG Yuqiong, *et al.* Economic day-ahead scheduling of SOFC-based integrated tri-generation energy system using dynamic programming[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(21): 7775–7783.
- [12] 李远征, 任潇, 葛磊蛟, 等. 基于可逆固体氧化物电池的电氢耦合微电网全生命周期规划-运营研究[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(13): 5169–5185.
- LI Yuanzheng, REN Xiao, GE Leijiao, *et al.* Research for entire lifecycle planning-operation of electric-hydrogen coupled microgrid based on reversible solid oxide cell[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(13): 5169–5185.
- [13] BUFFO G, FERRERO D, SANTARELLI M, *et al.* Energy and environmental analysis of a flexible Power-to-X plant based on reversible solid oxide cells (rSOCs) for an urban district[J]. Journal of Energy Storage, 2020, 29: 101314.
- [14] GDF A, EGM B, LM C, *et al.* Comparative life cycle assessment of two different SOFC-based cogeneration systems with thermal energy storage integrated into a single-family house nanogrid[J]. Applied Energy, 285: 1–20.
- [15] 范宏, 邢梦晴, 王兰坤, 等. 考虑氢储的风光氢综合能源系统多时间尺度随机生产模拟[J]. 上海交通大学学报, 2024, 58(6): 881–892.
- FAN Hong, XING Mengqing, WANG Lankun, *et al.* Multi-time scale probabilistic production simulation of wind-solar hydrogen integrated energy system considering hydrogen storage[J]. Journal of Shanghai Jiaotong University, 2024, 58(6): 881–892.
- [16] 邱高, 刘俊勇, 刘友波, 等. 风电外送通道极限传输能力的自适应向量机估计[J]. 电工技术学报, 2018, 33(14): 3342–3352.
- QIU Gao, LIU Junyong, LIU Youbo, *et al.* Adaptive support vector machine estimation for total transfer capability of wind power exporting corridors[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(14): 3342–3352.
- [17] 高赐威, 王崴, 陈涛. 基于可逆固体氧化物电池的电氢一体化能源站容量规划[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(17): 6155–6169.
- GAO Ciwei, WANG Wei, CHEN Tao. Capacity planning of electric-hydrogen integrated energy station based on reversible solid oxide battery[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(17): 6155–6169.
- [18] GIAP V T, KIM Y S, LEE Y D, *et al.* Waste heat utilization in reversible solid oxide fuel cell systems for electrical energy storage: fuel recirculation design and feasibility analysis[J]. Journal of Energy Storage, 2020, 29: 101434.
- [19] NAEINI M, LAI H X, COTTON J S, *et al.* A mathematical model for prediction of long-term degradation effects in solid oxide fuel cells[J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2021, 60(3): 1326–1340.
- [20] HAGEN A K, BARFOD R, HENDRIKSEN P V, *et al.* Degradation of anode supported SOFCs as a function of temperature and current load[J]. Journal of the Electrochemical Society, 2006, 153(6): A1165.
- [21] CHEN Y R, WANG M, LISO V, *et al.* Parametric analysis and optimization for exergoeconomic performance of a combined system based on solid oxide fuel cell-gas turbine and supercritical carbon dioxide Brayton cycle[J]. Energy Conversion and Management, 2019, 186: 66–81.
- [22] 崔杨, 李崇钢, 张节潭, 等. 考虑直流通道灵活性的含光热电站系统供热期协调调度方法[J]. 高电压技术, 2022, 48(6): 2054–2064.
- CUI Yang, LI Chonggang, ZHANG Jietan, *et al.* Coordinated scheduling method in heating season of concentrating solar power system considering flexibility of HVDC tieline[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(6): 2054–2064.
- [23] 曾鸣, 刘英新, 周鹏程, 等. 综合能源系统建模及效益评价体系综述与展望[J]. 电网技术, 2018, 42(6): 1697–1708.
- ZENG Ming, LIU Yingxin, ZHOU Pengcheng, *et al.* Review and prospects of integrated energy system modeling and benefit evaluation[J]. Power System Technology, 2018, 42(6): 1697–1708.
- [24] NUGGEHALLI SAMPATHKUMAR S, AUBIN P, COUTURIER K, *et al.* Degradation study of a reversible solid oxide cell (rSOC) short stack using distribution of relaxation times (DRT) analysis[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2022, 47(18): 101314.



- 10175–10193.
- [25] 国家能源局. 2019 年前三季度风电并网运行情况 [R]. 北京. 2019.
- [26] CHU W J, ZHANG Y J. The efficiency and economic feasibility study on wind-hydrogen system[C]//2020 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC). Chengdu, China. IEEE, 2020: 18–35.
- [27] 国家能源局. “风光储输”示范工程: 打造新能源领域的“中国标准” [R]. 北京. 2013.

作者简介:

冯兴（1999—），男，硕士研究生，从事电氢耦合综合能源系统研究，E-mail: 1501699446@qq.com;

杨威（1990—），男，通信作者，副教授，从事电力系统优化调度，综合能源系统研究，E-mail: yangwei_scu@126.com。

（责任编辑 蒋东方）

Capacity Optimization Configuration of a Bidirectional Reversible Centralized Electrohydrogen Coupling System

FENG Xing, YANG Wei, ZHANG Anan, ZHANG Xi, LI Qian, LEI Xianzhang

(School of electrical information, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China)

Abstract: In response to the problem of wind and light abandonment in large-scale new energy power plants in areas with abundant wind and solar energy, a bidirectional reversible centralized RSOC electric hydrogen coupling system capacity optimization configuration method is proposed by utilizing the reversible solid oxide fuel cell (RSOC) combined with the bidirectional conversion characteristics of hydrogen energy storage to absorb excess wind and solar resources. Firstly, construct a centralized RSOC electric hydrogen coupling system architecture, and establish models for power generation systems, electric hydrogen conversion systems, etc; Secondly, considering the characteristics of fuel cells, establish an RSOC performance degradation model, and generate typical scenarios considering the uncertainty of available transmission capacity of ultra-high voltage channels; Furthermore, a centralized RSOC double-layer capacity planning model is established. The upper layer optimizes the capacity configuration of RSOC and hydrogen storage with the goal of maximizing revenue during the operation period, while the lower layer optimizes the output of each equipment with the goal of minimizing comprehensive cost. The solution is solved by combining particle swarm optimization algorithm and CPLEX solver. Finally, through case analysis, it was verified that the addition of RSOC improved the system's economic and environmental benefits. At the same time, investment sensitivity analysis showed that the unit capacity cost of batteries is an important factor restricting the economic operation of the system.

This work is supported by Sichuan Science and Technology Program (Research on Key Technologies for Coordinated Planning of Charging and Swapping Loads and Distributed Power Sources from the Perspective of Low-Carbon Economy, No.2024YFHZ0104; Research and Demonstration of Key Technologies for Planning and Collaborative Optimization of Water, Gas, Wind, and Solar Energy Storage Multi-energy Complementary Energy Base under the "Dual Carbon" Goal, No.2023YFQ0073).

Keywords: centralized electro hydrogen coupling system; reversible solid oxide fuel cells; capacity planning; hydrogen energy storage; performance degradation