

基于可逆固体氧化物电池的风光氢综合能源系统容量规划

窦真兰¹, 袁本峰², 张春雁¹, 肖国萍², 王建强²

(1. 国网上海市电力公司, 上海 200023; 2. 中国科学院上海应用物理研究所, 上海 201800)

摘要: 可逆固体氧化物电池 (reversible solid oxide cell, RSOC) 作为新型氢储能技术, 有利于促进可再生能源消纳、提高系统运行效率。为此, 提出一种基于 RSOC 技术的风光氢综合能源系统规划设计方法。首先, 建立风光氢综合能源系统规划模型, 考虑 RSOC 辅助系统 (balance of plant, BOP) 功耗占比高、功率调节受限等约束。其次, 以系统年弃电电量、投资成本最小化为目标, 采用粒子群优化算法求解该规划问题。最后, 针对氢气价格、RSOC 成本等不确定性因素, 开展系统规划灵敏度分析。仿真结果表明该方法能够获得合理的配置方案, 大规模减小系统弃电频率, 提升系统资源配置的灵活性。

关键词: 可逆固体氧化物电池; 氢储能; 综合能源系统; 容量规划; 规划灵敏度分析

DOI: 10.11930/j.issn.1004-9649.202211106

0 引言

可再生能源由于清洁、环保、可再生等特性受到大规模开发和利用。然而, 可再生能源发电具有间歇性、随机性等特性, 造成弃风弃光、资源利用率低等现象^[1]。氢能具有绿色、高效和具备 Power-to-X 能量互换及连接不同类型能源的特征, 与可再生能源系统相结合能够实现风能、太阳能与氢能的相互转化, 有效平抑可再生能源发电的间歇性和随机性, 发展前景巨大^[2]。

目前, 风光氢综合能源系统的规划与运行研究受到广泛关注, 常用的氢电转化技术包括碱性电解水 (alkaline electrolytic cell, AEC) 制氢技术^[3]、质子交换膜 (proton exchange membrane, PEM) 技术^[4]和可逆固体氧化物 (reversible solid oxide cell, RSOC) 技术^[5]。相较于 RSOC 技术, AEC 和 PEM 技术成熟、商业化程度高, 已经成为风光氢综合能源系统研究中主要的氢电转换技术。文献 [6-8] 基于 AEC 技术建立了光伏发电制氢系统产氢效率优化模型。文献 [9-10] 提出了基

于 PEM 技术的可再生综合能源系统, 以经济成本、系统规模、污染物排放量最小化为目标, 开展系统多目标规划研究。文献 [11-12] 提出了基于 AEC 制氢技术和 PEM 燃料电池发电技术的综合能源系统, 以系统经济成本最小化为目标开展容量规划研究。文献 [13] 建立了柴油发电机、光伏、燃料电池和电解池的综合能源系统, 并以系统经济成本和弃电量为目标, 开展多目标规划研究。文献 [14] 提出了一种基于不同氢负荷水平的新能源制-储氢系统容量规划方法, 以系统效益为目标, 确定不同模式下的最佳制氢规模。

不同于 AEC 和 PEM 低温电解技术, RSOC 运行在 700~800 °C 高温环境下, 因此具有更高的氢电转化效率^[15]。其次, RSOC 单个装置可以实现制氢与发电可逆切换, 将其作为氢电转换装置应用于风光氢综合能源系统, 能够减小系统装置规模, 降低成本^[16]。目前关于 RSOC 技术的研究集中于材料、电池、电堆的研制与开发^[17-19], 在可再生综合能源系统中的应用研究相对较少。文献 [20] 提出了一个结合冷却、加热和动力能量系统的概念, 概念中采用 RSOC 技术作为氢电转换设备。文献 [21] 建立包含光热、RSOC、热回收系统的综合能源系统, 采用流体搜索算法 (fluid search optimization, FSO) 最小化系统的投资成

收稿日期: 2022-11-30; 修回日期: 2023-08-20。

基金项目: 国家电网有限公司科技项目 (5209KZ21N003)。

本。文献 [22-23] 建立了包含光伏阵列、风力发电机组、蓄电池、RSOC 系统的风光氢综合能源系统，以系统成本、系统缺额和冗余电力为目标，采用粒子群优化算法（particle swarm optimization, PSO）开展系统容量规划研究。上述研究仅简单选取 RSOC 技术作为系统氢电转换设备，没有考虑 RSOC 运行特性对系统容量规划的影响。

为此，本文在平抑风电、光伏以及风光互补功率波动的前提下，考虑环境效益和投资时间价值，以年投资成本、弃电缺电量最小化为目标，对基于 RSOC 技术的风光氢综合能源系统开展容量规划研究，并对氢气价格、RSOC 成本等不确定因素进行灵敏度分析。

1 RSOC 氢电转换系统模型

1.1 RSOC 氢电转换系统

RSOC 氢电转换系统的核心是固体氧化物电池，其可以在制氢与发电 2 种模式下进行可逆切换。在固体氧化物电解制氢（solid oxide electrolysis cell, SOEC）模式下，物料侧（阴极）将 H_2O 分解为 H_2 和 O^{2-} ， O^{2-} 从物料侧迁移至空气侧（阳极）生成 O_2 ；在固体氧化物燃料电池（solid oxide fuel cell, SOFC）模式下， O_2 在空气侧（阴极）发生还原反应生成 O^{2-} ，物料侧（阳极） H_2 与空气侧迁移过来的 O^{2-} 生成 H_2O 。

图 1 为 RSOC 氢电转换系统工艺流程。其中，1 为给水泵、2 为蒸汽发生器，4、8 分别为物料侧和空气侧的电加热器，5 为 RSOC 电堆，6、11 分别为物料侧和空气侧末端冷却器，7 为氢气压缩机，3、10 分别为物料侧和空气的高温换热器，12 为空气压缩机，13 为燃烧室，14、15 分别为物料侧和空气侧的尾气换热器。如图 1 b) 所示，在 SOEC 模式下，纯化后的液态水经过给水泵进入蒸汽发生器产生蒸汽，并进一步过热至 $210\text{ }^\circ\text{C}$ 。产生的过热蒸汽与电堆物料侧出口高温气体换热后，通过电加热器进一步加热至 $750\text{ }^\circ\text{C}$ 左右进入电堆。电堆物料侧出口的蒸汽、氢气混合气在与进口气体换热后，进一步冷却、除水，最后经过氢压机压缩至存储压力。在空气侧，空气经过空压机与电堆空气侧出口的高温气体换热后，通过电加热器进一步加热至 $750\text{ }^\circ\text{C}$ 左右进入

电堆。电堆空气侧出口气体经过与前端进气换热后进一步冷却、排空。如图 1 c) 所示，在 SOFC 模式下，物料侧氢气与少量水蒸气混合，经燃烧室尾气换热后，通过电加热器进一步加热至 $750\text{ }^\circ\text{C}$ 左右进入电堆。在空气侧，空气经过与燃烧室尾气换热后，通过电加热器进一步加热至 $750\text{ }^\circ\text{C}$ 左右进入电堆。电堆两侧出口的气体直接进入燃烧室燃烧，产生的烟气与前端气体进行换热后排空。

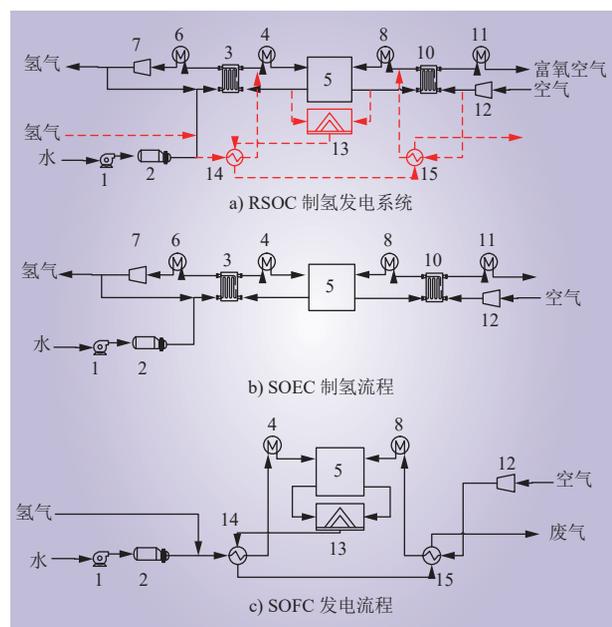


图 1 RSOC 系统流程

Fig. 1 RSOC system flow diagram

1.2 RSOC 氢电转换系统建模

AEC 和 PEM 等低温技术在综合能源系统或电网中的建模研究主要以电堆的运行特性来代表系统的运行特性 [6-13]。然而，这种方式不适用于 RSOC 氢电转换系统，RSOC 氢电转换系统在电堆外围配备了大量的辅助系统（balance of plant, BOP）来维持电堆的高温运行。尤其在 SOEC 模式下，系统消耗大量的能量来产生蒸汽以及对后端氢气进行压缩，该模式下系统 BOP 功耗约占系统能耗的 40% [23]，这对容量规划结果具有显著影响。目前，针对 RSOC 氢电转换系统的运行与优化研究都是基于复杂的机理仿真模型，这些模型采用专业的仿真软件开发，计算复杂、耗时，不适用于综合能源系统、电网等系统层次的优化研究。为此，本文建立了 RSOC 氢电转换系统功率

集总模型，考虑 BOP 功耗的影响。

如图 1 b) 所示，RSOC 在 SOEC 模式下的主要功耗部件包括 SOC 电堆、给水泵、电加热器、蒸汽发生器、氢气压缩机和空气压缩机等，其部件机理模型如下。

1) SOC 电堆模型为

$$P_{st} = EI \quad (1)$$

式中： P_{st} 为 SOC 电堆功率，W； I 为 SOC 电堆电流，A； E 为 SOC 电堆电压，V； E 由 I 决定，计算方法参考文献 [5]。

2) 给水泵模型为

$$P_{pu} = \frac{F_{h_2o} M_{h_2o} (p_{pu,out} - p_{pu,in})}{\rho_{h_2o} \eta_{pu,e} \eta_{pu,m}} \quad (2)$$

式中： P_{pu} 为给水泵的电功率，W； F_{h_2o} 为给水泵的输送流量，mol/s； M_{h_2o} 为水的摩尔质量，kg/mol； ρ_{h_2o} 为水的密度，kg/m³； $p_{pu,in}$ 和 $p_{pu,out}$ 分别为给水泵的进出口压力，Pa； $\eta_{pu,e}$ 和 $\eta_{pu,m}$ 分别为给水泵的等熵效率和轴功率。

3) 蒸汽发生器模型为

$$P_{vg} = F_{h_2o} (H_v - H_l) / \eta_{vg} \quad (3)$$

式中： P_{vg} 为蒸汽发生器的电功率，W； H_v 和 H_l 分别为蒸汽发生器进出口物料的焓值，J/mol； η_{vg} 为蒸汽发生器的加热效率。

4) 电加热器模型为

$$P_{eh,i} = F_{in,i} C_{p,i} \Delta T_i / \eta_{eh,i} \quad (4)$$

式中： i 表示水蒸气和空气； $P_{eh,i}$ 为电加热器的加热功率，W； $F_{in,i}$ 为电加热器入口介质流量，mol/s； $C_{p,i}$ 为介质平均比热容，J/(mol·K)； ΔT_i 为电加热器进出口温差，K； $\eta_{eh,i}$ 为电加热器的加热效率。

5) 压缩机模型为

$$P_{cp,i} = \frac{K}{K-1} p_{cp,in,i} V_{cp,in,i} \left[\left(\frac{p_{cp,out,i}}{p_{cp,in,i}} \right)^{\frac{K-1}{K}} - 1 \right] \quad (5)$$

式中： i 表示空气和氢气； $P_{cp,i}$ 为压缩机的功耗，W； K 为压缩介质的等熵指数； $p_{cp,in,i}$ 和 $p_{cp,out,i}$ 分别为压缩机的进出口压力，Pa； $V_{cp,in,i}$ 为气体体积流量，m³/s。

RSOC 氢电转换系统在实际运行过程中，系统内部介质在各设备节点的温度、压力保持恒定。因此，由式 (2) ~ (5) 可知，各功耗部件的运行功率主要由介质流量决定，而介质流量由

电堆电流确定，具体计算公式为

$$\begin{cases} F_{h_2o} = I / (2F\alpha) \\ V_{h_2} = IM_{h_2} / (2F\rho_{h_2}) \\ F_{air} = Ik / (4Fx_{o_2}) \\ V_{air} = F_{air} M_{air} / \rho_{air} \end{cases} \quad (6)$$

式中： F 为法拉第常数，取 96 485 C/mol； α 为电堆中水蒸气的转化率； V_{h_2} 和 V_{air} 为分别为氢气和空气的体积流量，m³/s； F_{air} 为空气的摩尔流量，mol/s； k 为空气侧过氧比； x_{o_2} 为空气中氧气的摩尔分率； M_{h_2} 和 M_{air} 分别为氢气和空气的摩尔质量，kg/mol； ρ_{h_2} 和 ρ_{air} 分别为氢气和空气的密度，kg/m³。

将式 (6) 代入式 (2) ~ (5)，即

$$P_{pu} = \frac{I}{2F\alpha} \frac{M_{h_2o} (p_{pu,out} - p_{pu,in})}{\rho_{h_2o} \eta_{pu,e} \eta_{pu,m}} = K_{pu} I \quad (7)$$

$$P_{vg} = \frac{I}{2F\alpha} \frac{(H_v - H_l)}{\eta_{vg}} = K_{vg} I \quad (8)$$

$$P_{eh,h_2o} = \frac{I}{2F\alpha} \frac{C_{p,h_2o} \Delta T_{h_2o}}{\eta_{eh,h_2o}} = K_{eh,h_2o} I \quad (9)$$

$$P_{eh,air} = \frac{I}{4Fx_{o_2}} \frac{C_{p,air} \Delta T_{h_2o}}{\eta_{eh,air}} = K_{eh,air} I \quad (10)$$

$$P_{cp,h_2} = \frac{IM_{h_2}}{2F\rho_{h_2}} \frac{K}{K-1} p_{cp,in,h_2} \left[\left(\frac{p_{cp,out,h_2}}{p_{cp,in,h_2}} \right)^{\frac{K-1}{K}} - 1 \right] = K_{cp,h_2} I \quad (11)$$

$$P_{cp,air} = \frac{IM_{air}}{4Fx_{o_2}\rho_{air}} \frac{K}{K-1} p_{cp,in,air} \left[\left(\frac{p_{cp,out,air}}{p_{cp,in,air}} \right)^{\frac{K-1}{K}} - 1 \right] = K_{cp,air} I \quad (12)$$

式中： K_{pu} 、 K_{vg} 、 K_{eh,h_2o} 、 $K_{eh,air}$ 、 K_{cp,h_2} 和 $K_{cp,air}$ 分别为各部件功率预测模型的系数，只与设备参数及转化系数相关，为恒定值。

因此，SOEC 模式下系统功率集总模型为

$$P_{SOEC} = ((1 + 1/\nu)E + K_{pu} + K_{eh,h_2o} + K_{eh,air} + K_{cp,air} + K_{cp,h_2}) I \quad (13)$$

式中： P_{SOEC} 为 RSOC 在 SOEC 模式下的系统总功耗，W； ν 为考虑系统散热功耗的 RSOC 系统堆耗比，取 13.5^[24]。

如图 1 c) 所示，RSOC 在 SOFC 模式下，外围高功耗 BOP 部件较少，因此只须考虑电堆散热功耗，系统输出功率模型为



$$P_{SOFC} = (1 - 1/\nu)EI \quad (14)$$

式中： P_{SOFC} 为RSOC在SOFC模式下系统总的输出功率，W。

2 系统配置优化

2.1 基于RSOC的风光氢综合能源系统

风、光发电可通过电力转换设备为负载提供电力，也可由制氢-储氢-发电满足工业用氢、负载用电需求。基于RSOC的风光氢综合能源系统示意如图2所示，系统采用电氢负荷的互补特性，来实现源-荷的协调运行。当系统风、光发电过剩时，剩余电力通过电解制氢进行消纳，产生的氢气存储于储氢罐中供给燃料电池发电；当系统风、光发电不足时，通过燃料电池发电供给负载，当氢气不足时，从制氢厂购置氢气。

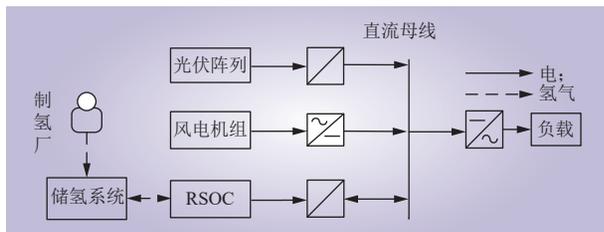


图 2 基于RSOC的风光氢综合能源系统示意
Fig. 2 Schematic diagram of the integrated energy system of wind photovoltaic and hydrogen based on RSOC system

采用经验模型分别对光伏阵列、风力发电机组出力进行预测^[25-26]。通过存储压力来评判储氢罐的存储水平，采用理想气体状态方程对存储压力进行预测，具体表达式为

$$P_{\text{tank},t} = P_{\text{tank},t-1} + \frac{\Delta n_{\text{H}_2} RT}{V_{\text{tank}}} \quad (15)$$

式中： $P_{\text{tank},t-1}$ 、 $P_{\text{tank},t}$ 分别为 $t-1$ 和 t 时刻储氢罐的存储压力，MPa； Δn_{H_2} 为RSOC氢电转换系统 $t-1$ 时刻所消耗/产生的氢气产量， 10^{-3} kmol/h； V_{tank} 为储氢罐的体积， m^3 。

2.2 目标函数

2.2.1 系统年弃电电量最小化

为了促进可再生能源有效利用，提高系统源-荷匹配性，将系统年弃电、缺电量的总和与负载所需电量的比值作为优化目标。

$$\eta_{\text{mis}} = \frac{\sum_t |P_{\text{mis},t}|}{\sum_t P_{\text{load},t}} \quad (16)$$

式中： $P_{\text{mis},t}$ 为 t 时刻系统源荷间的功率差值，kW； $P_{\text{load},t}$ 为 t 时刻的负载消耗功率，kW。

2.2.2 投资成本最小化

风光氢综合能源系统容量规划受RSOC氢电转换系统、储氢罐、光伏、风机的投资成本和氢气市场价格等因素的影响，另外还须考虑风光发电制氢所带来的环保效益。风光氢综合能源系统的投资成本为

$$C_{\text{NPC}} = C_{\text{N,pv}} + C_{\text{N,wind}} + C_{\text{N,RSOC}} + C_{\text{N,tank}} \quad (17)$$

式中： C_{NPC} 为系统年均净现值成本，元/年； $C_{\text{N,pv}}$ 、 $C_{\text{N,wind}}$ 、 $C_{\text{N,RSOC}}$ 和 $C_{\text{N,tank}}$ 分别为光伏、风机、RSOC以及储氢罐的年均净现值成本，元/年，具体表达式为

$$\begin{cases} C_{\text{N},i} = N_i [(C_i + C_{\text{R},i}\beta)C_{\text{RF}} + C_{\text{O\&M},i}] \\ C_{\text{RF}} = \frac{I_r(1 + I_r)^R}{(1 + I_r)^R - 1} \\ \beta = \sum_{n=1}^y \frac{1}{(1 + I_r)^{Ln}} \end{cases} \quad (18)$$

式中： i 表示光伏、风机、RSOC以及储氢罐； N_i 为各设备容量规模，kW或 m^3 （储氢罐）； C_i 为投资成本，元/kW或元/ m^3 （储氢罐）； $C_{\text{R},i}$ 为设备更新成本，元/kW或元/ m^3 （储氢罐）； $C_{\text{O\&M},i}$ 为设备年运行与维护成本，元/kW或元/ m^3 （储氢罐）； C_{RF} 为投资回收系数； I_r 为折现率； R 为项目生命周期，年； L 为设备的生命周期，年； n 为设备在整个项目周期中的更新次数，次。

系统购氢气成本为

$$C_{\text{H}_2} = S_{\text{H}_2} Q_{\text{H}_2} \quad (19)$$

式中： C_{H_2} 为每年购买氢气的成本，元/年； S_{H_2} 为氢气当前市场价格，30元/kg； Q_{H_2} 为系统每年从市场上购买的氢气量，kg，由燃料电池发电所需的氢气量与储氢罐能够提供的氢气量决定，即

$$Q_{\text{H}_2} = \sum_t \left(\frac{I_t}{2F\mu} M_{\text{H}_2} \Delta t - m_{\text{H}_2, \text{tank}, t} \right) \quad (20)$$

式中： I_t 为 t 时刻RSOC系统在SOFC模式下的输出电流，A； μ 为氢气的转化率； Δt 为规划模型的时间间隔，3600s； $m_{\text{H}_2, \text{tank}, t}$ 为 t 时刻储氢罐所能提供

的储氢量, kg, 采用理想气体状态方程进行预测, 即

$$m_{h_2, \text{tank}, t} = \frac{(p_{\text{tank}, t} - p_{\text{tank}, \text{min}}) V_{\text{tank}}}{RT} M_{h_2} \quad (21)$$

式中: $p_{\text{tank}, \text{min}}$ 为储氢罐存储压力的下限, MPa。

利用风、光伏发电制氢带来的年成本减少 R_{CR} ^[26] 为

$$R_{\text{CR}} = R_E + R_{\text{ECR}} \quad (22)$$

式中: R_E 为燃煤制氢发电的电力成本, 元/年; R_{ECR} 为燃煤发电所带来的环境效益, 元/年; R_E 和 R_{ECR} 可表示为

$$R_E = \sum_t (Q_{\text{pv}, t} + Q_{\text{wind}, t}) S_{\text{coal}} \quad (23)$$

$$R_{\text{ECR}} = \sum_{i=1}^n \Delta m_i (\rho_i + \mu_i) \quad (24)$$

式中: $Q_{\text{pv}, t}$ 和 $Q_{\text{wind}, t}$ 分别为光伏阵列和风电机组在 t 时刻的发电量, kW·h; S_{coal} 为燃煤发电制氢的成本, 0.139 元/(kW·h)^[27]。 Δm_i 为每年风力或光伏发电引起的第 i 种排放物的减少量, kg/年; ρ_i 和 μ_i 为第 i 种排放物的环境价值和惩罚数量级, 元/kg。

综上, 风光氢综合能源系统年净现值成本 C_{total} 为

$$C_{\text{total}} = C_{\text{NPC}} + C_{h_2} - R_{\text{CR}} \quad (25)$$

2.3 约束函数

1) 功率供需平衡约束为

$$P_{\text{pv}, t} + P_{\text{wind}, t} + f P_{\text{SOFC}, t} = (1 - f) P_{\text{SOEC}, t} + P_{\text{load}, t} + P_{\text{mis}, t} \quad (26)$$

式中: $P_{\text{pv}, t}$ 、 $P_{\text{wind}, t}$ 和 $P_{\text{SOFC}, t}$ 分别为 t 时刻光伏阵列、风电机组以及 SOFC 的输出功率, kW; $P_{\text{SOEC}, t}$ 和 $P_{\text{load}, t}$ 为 t 时刻 SOEC 和负载的消耗功率, kW; f 为二进制变量, 表示 RSOC 的运行模式 (1-SOFC 模式, 0-SOEC 模式)。

2) RSOC 系统约束。

RSOC 氢电转换系统运行功率约束为

$$\begin{cases} P_{\text{SOEC}, \text{min}} \leq P_{\text{SOEC}, t} \leq P_{\text{SOEC}, \text{max}} \\ P_{\text{SOFC}, \text{min}} \leq P_{\text{SOFC}, t} \leq P_{\text{SOFC}, \text{max}} \end{cases} \quad (27)$$

式中: $P_{\text{SOEC}, \text{min}}$ 和 $P_{\text{SOEC}, \text{max}}$ 为电解制氢的最小和最大运行功率, kW; $P_{\text{SOFC}, \text{min}}$ 和 $P_{\text{SOFC}, \text{max}}$ 为燃料电池最小和最大输出功率, kW。

RSOC 氢电转换系统爬坡功率约束为

$$\begin{cases} |P_{\text{SOEC}, t} - P_{\text{SOEC}, t-1}| \leq U_{\text{SOEC}, \text{max}} \\ |P_{\text{SOFC}, t} - P_{\text{SOFC}, t-1}| \leq U_{\text{SOFC}, \text{max}} \end{cases} \quad (28)$$

式中: $U_{\text{SOEC}, \text{max}}$ 和 $U_{\text{SOFC}, \text{max}}$ 分别为 RSOC 在 SOEC 和 SOFC 模式下的最大爬坡速率, kW。

3) 储氢罐的压力约束为

$$p_{\text{tank}, \text{min}} \leq p_{\text{tank}, t} \leq p_{\text{tank}, \text{max}} \quad (29)$$

式中: $p_{\text{tank}, \text{max}}$ 为储氢罐存储压力的上限, MPa。

2.4 模型求解

本文规划目标是寻求最优的光伏阵列、风力发电机组、RSOC 氢电转换系统、储氢罐配置规模, 使风光氢综合能源系统的年均净现值成本、年弃电电量最小, 因此该规划问题是一个多目标非线性优化问题。以光伏阵列额定功率、风力发电机组额定功率、RSOC 系统额定功率和储氢罐体积作为决策变量, 规划时长为 1 年 (8760 h), 时间间隔为 1 h。由于 2 个目标量纲不同、数量级不同, 因此采用功效系数法^[28] 将 2 个不同量纲目标的优化问题转化为单目标优化问题进行求解, 其表达式为

$$h(\eta_{\text{mis}}, C_{\text{total}}) = [d_1(\eta_{\text{mis}}) d_2(C_{\text{total}})]^{\frac{1}{2}} \quad (30)$$

式中: h 为基于功效系数法后的单目标函数; d_1 和 d_2 为目标 1 和目标 2 的归一化结果, 其表达式为

$$d_1(\eta_{\text{mis}}) = \frac{\eta_{\text{mis}, \text{max}} - \eta_{\text{mis}}}{\eta_{\text{mis}, \text{max}} - \eta_{\text{mis}, \text{min}}} \quad (31)$$

$$d_2(C_{\text{total}}) = \frac{C_{\text{total}, \text{max}} - C_{\text{total}}}{C_{\text{total}, \text{max}} - C_{\text{total}, \text{min}}} \quad (32)$$

式中: $\eta_{\text{mis}, \text{max}}$ 和 $\eta_{\text{mis}, \text{min}}$ 分别为目标 1 的理论最大值和最小值; $C_{\text{total}, \text{max}}$ 和 $C_{\text{total}, \text{min}}$ 分别为目标 2 的理论最大值和最小值。

采用粒子群优化算法^[29] 对基于功效系数法转化后的单目标问题进行求解, 算法流程如图 3 所示。

3 算例仿真与分析

3.1 算例概况

算例中光照强度、风速、负载负荷分布等波动数据参考文献 [22], 其日分布曲线如图 4 所示, 不同季节的风速、光照强度和负载负荷的平均值如表 1 所示, 系统投资成本及环境效益参数如表 2、3 所示, 规划模型参数如表 4 所示, K_{pu} 、 K_{vg} 、 K_{eh, h_2} 、 $K_{\text{eh}, \text{air}}$ 、 K_{cp, h_2} 和 $K_{\text{cp}, \text{air}}$ 数值由文献 [23] 模型参数计算所得。

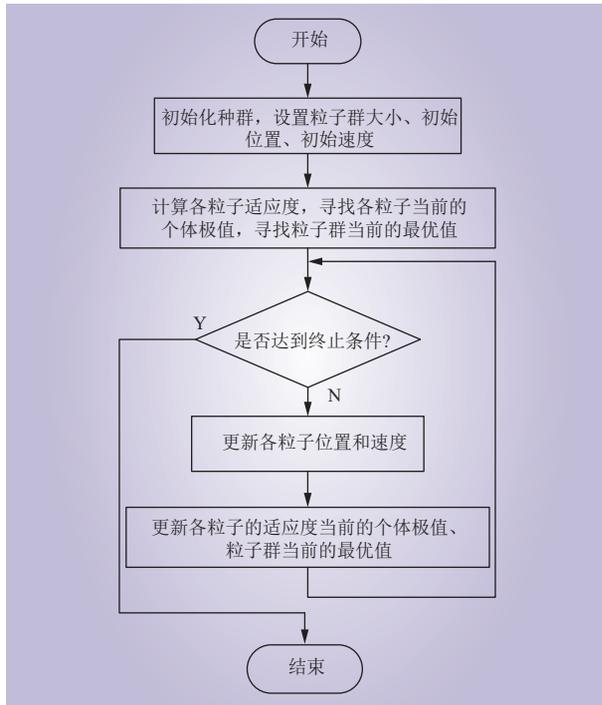


图 3 PSO 算法求解流程

Fig. 3 Solution flow chart of PSO algorithm

3.2 优化结果分析

设置粒子群优化算法种群规模为 2 000, 最大迭代次数为 300, 收敛判定误差为 10^{-3} 。表 5 为优化后的风光氢综合能源系统各设备最优配置容量。

图 5 为光伏阵列和风电机组全年的出力分布。由图 5 可知, 光伏阵列在夏、秋季节具有较高的输出功率, 在春、冬季节输出功率较低。风电机组在春、冬季节具有较高的输出功率, 尤其在冬季, 其高功率输出频率明显大于其他 3 个季节。

图 6 为有无 RSOC 氢电转换系统的风光综合能源系统弃电与缺电量分布。通过比较分析, RSOC 参与风光综合能源系统电力调节能够有效降低系统弃电缺电量。进一步参考表 6, 包含 RSOC 的风光氢综合能源系统年风光消纳率接近 100%, 而不包含 RSOC 的年弃电缺电量接近负载用电水平。

图 7 a) 为 RSOC 氢电转换系统全年的出力分布。从全年分布来看, RSOC 在 SOFC 模式下运行频率大于 SOEC 模式, 然而其运行功率小于 SOEC 模式。此外, 在 SOFC 模式下, RSOC 在

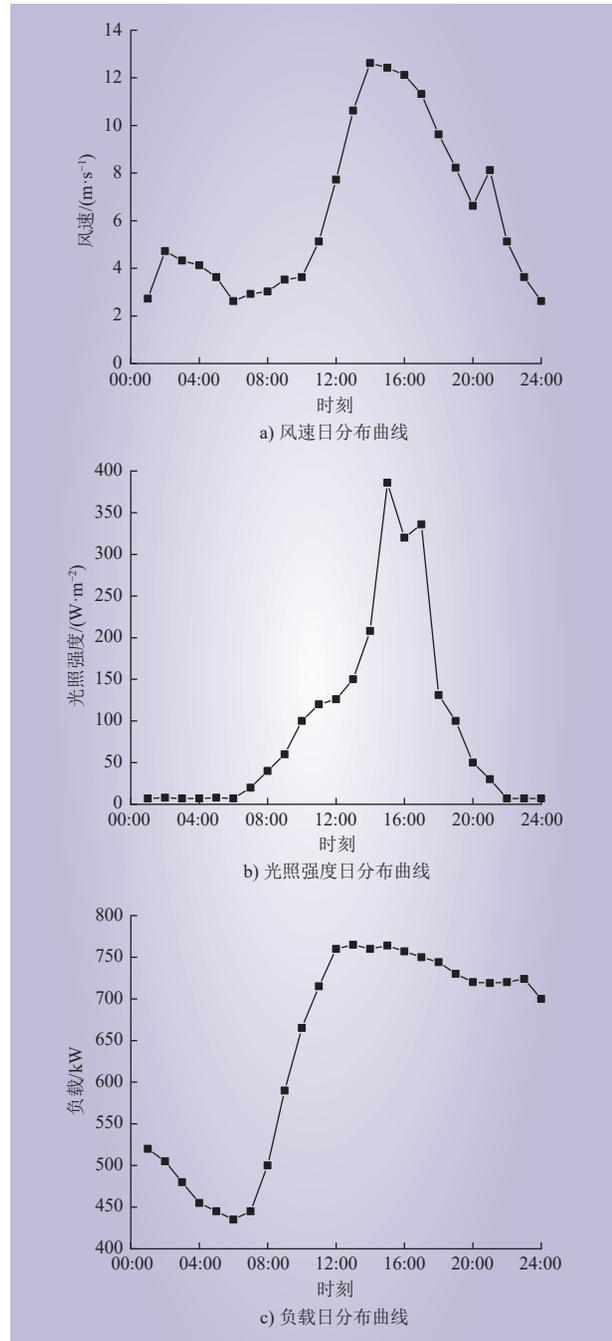


图 4 风速、光照强度、负载日分布曲线

Fig. 4 One-day profiles of wind velocity, solar radiation and load

春、冬季节的发电功率大于夏、秋季节。图 7 b) 为 RSOC 2 天的出力分布, 由于早晚风光出力较低, RSOC 处于 SOFC 模式发电供给负载。在中午和下午时段, 风光出力较高, 供给负载后出现电力冗余, RSOC 以 SOEC 模式运行消纳多余电力。

储氢罐压力分布与 RSOC 运行模式相关, 其

表 1 不同季节的平均风速、光照强度和负载负荷分布^[22]
Table 1 The average wind speed, global irradiance and load in four seasons^[22]

季节	风速/(m·s ⁻¹)	辐照强度/(W·m ⁻²)	负载负荷/kW
春季	6.31	193.5	643
夏季	5.10	337.3	651
秋季	5.53	311.2	636
冬季	7.30	163.5	580

表 2 设备投资成本^[22]
Table 2 The capital cost of each unit^[22]

设备	投资成本	维护成本	更新成本	寿命/年
风机	7 250/(元·kW ⁻¹)	580/(元·(kW·年) ⁻¹)	—	20
光伏	7 000/(元·kW ⁻¹)	560/(元·(kW·年) ⁻¹)	—	20
RSOC	16 244/(元·kW ⁻¹)	650/(元·(kW·年) ⁻¹)	4 873/(元·kW ⁻¹)	5
储氢罐	15 000/(元·kg ⁻¹)	450/(元·(kg·年) ⁻¹)	8 000/(元·kg ⁻¹)	5

表 3 传统燃煤发电排污相关参数^[27]
Table 3 The related parameters of the pollutant discharge of the traditional coal-fired power generation^[27]

污染物种类	排放量/(g·(kW·h) ⁻¹)	环境价值/(元·kg ⁻¹)	惩罚数量级/(元·kg ⁻¹)
CO ₂	86.4725	0.02275	0.01768
SO ₂	0.1083~3.9446	5.9995	4.6501
NO _x	0.1547~3.0938	7.995	6.1997

表 4 规划模型输入参数
Table 4 Input parameters of the planning model

模型参数	数值	模型参数	数值
K_{pu}	0.000 066 8	$P_{SOEC,max}/kW$	6 000
K_{vg}	0.449 6	$P_{SOFC,min}/kW$	60
K_{eh,h_2o}	0.038 3	$P_{SOFC,max}/kW$	3 000
$K_{eh,air}$	0.037 4	$U_{SOEC,min}/kW$	600
K_{cp,h_2}	0.197 3	$U_{SOEC,max}/kW$	600
$K_{cp,air}$	0.136 4	$P_{tank,min}/MPa$	20
$P_{SOEC,min}/kW$	120	$P_{tank,max}/MPa$	45

表 5 系统最优配置容量
Table 5 The optimal capacity of each unit

设备配置容量	数值
风力发电机组额定功率/kW	727
光伏阵列额定功率/kW	1 231
RSOC系统额定功率/kW	792
储氢罐体积/m ³	17

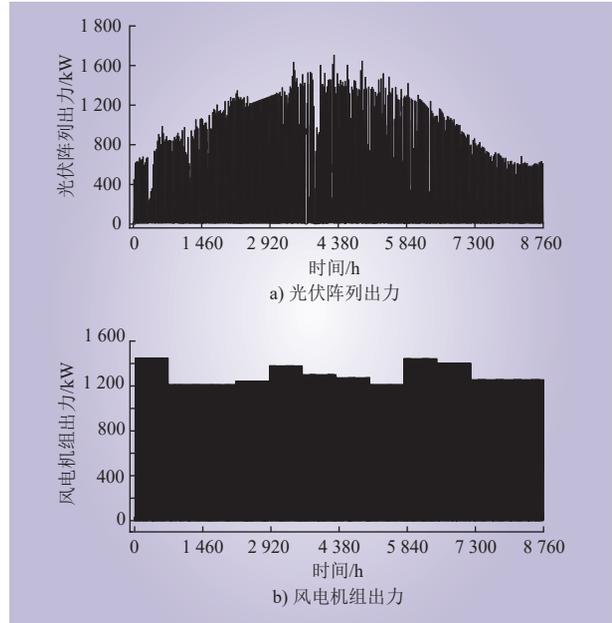


图 5 可再生能源出力分布

Fig. 5 The output distribution of the renewable energy

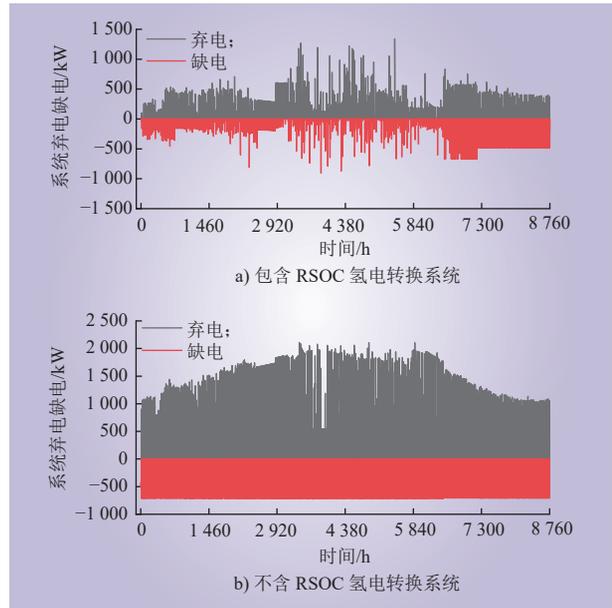


图 6 系统弃电缺电分布

Fig. 6 The redundant and lacking power distributions of the system

存储压力范围为 20~45 MPa。如图 8 所示，储氢罐在夏、秋季节处于高压水平，这是因为夏、秋季节风光总体出力较高，RSOC 在 SOEC 模式下的运行频率和功率都有所增加，氢气产量随之增加。从全年分布趋势来看，夏、秋季节的存储压力高于春、冬季节。

表 6 有无RSOC的综合能源系统源-荷匹配性比较
Table 6 Comparison of the source-load matching with and without the RSOC system

系统	年弃电电量/(MW·h)	$\eta_{\text{mis}}/\%$	年风光消纳率/%
含RSOC氢电转换	440	8	96
不含RSOC氢电转换	5 722	102	49

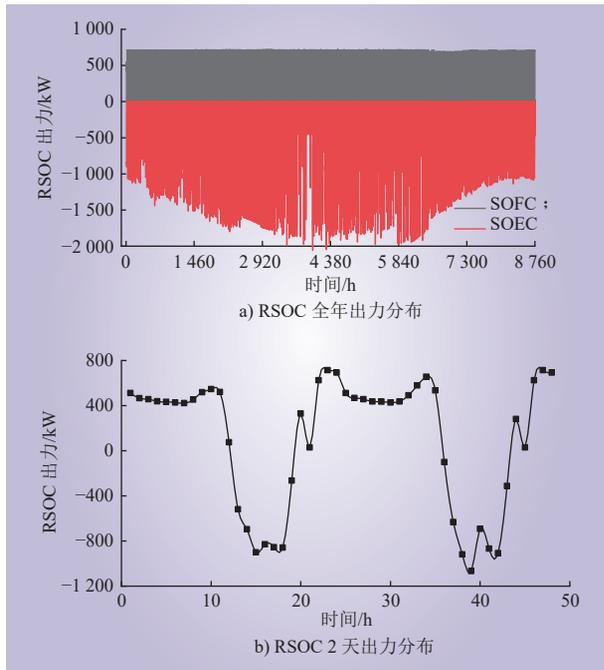


图 7 RSOC 系统出力分布

Fig. 7 The output distribution of RSOC system

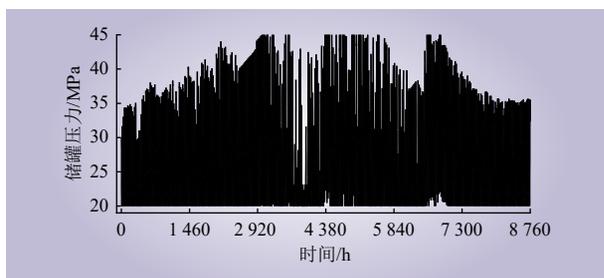


图 8 储氢罐压力分布

Fig. 8 The pressure distribution of the hydrogen storage tank

3.3 规划灵敏度分析

3.3.1 氢气价格影响

图 9 为氢气价格波动对系统容量规划的影响。随着氢气价格上涨，风电机组、光伏阵列、RSOC 系统和储氢罐规模逐渐增加。这是因为氢气价格上涨会增加 SOFC 购氢发电成本，因此规

划模型会增加 SOEC 制氢规模和储氢规模来降低从外部购氢成本。同时，需要增加光伏阵列和风电机组装机规模来满足制氢产量上升的需求。此外，氢气价格从 20 元/kg 升至 30 元/kg 时，设备容量规模变化明显，当氢气价格提高至 40 元/kg 时，设备规模上升趋势减缓。

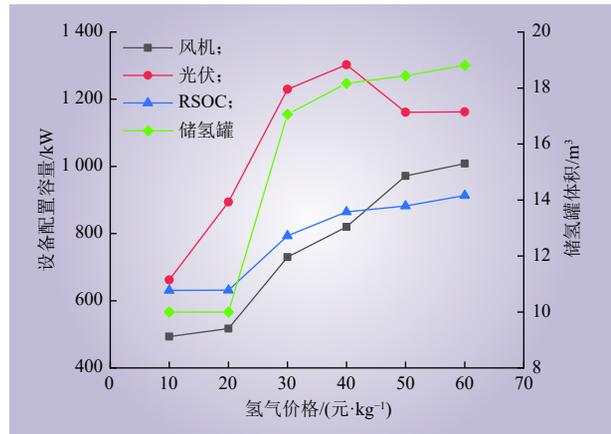


图 9 氢气价格对容量配置结果的影响

Fig. 9 The effect of the hydrogen price on the capacity configuration

图 10 为氢气价格对优化目标的影响。随着氢气价格上涨，系统年弃电电量和年净现值成本逐渐增加。这是因为光伏阵列、风电机组、RSOC 系统和储氢罐规模增加，导致年净现值成本增加。其次，光伏和风机装机规模上升增加了系统源荷不匹配性，导致系统年弃电电量上升。

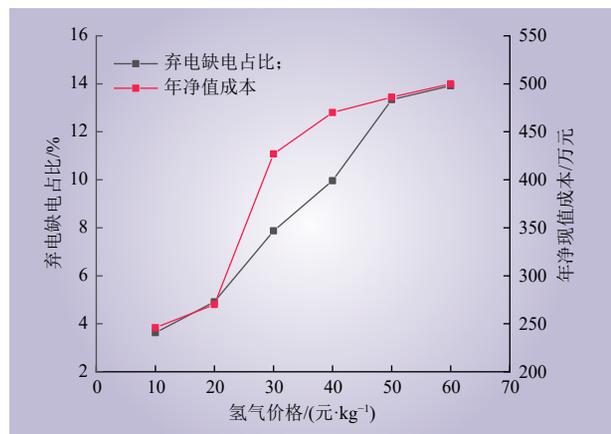


图 10 氢气价格对优化目标结果的影响

Fig. 10 The effect of the hydrogen price on the optimization objective

3.3.2 RSOC 系统成本的影响

RSOC 氢电转换系统目前还没有进入商用阶

段, 相关成本较高且参差不齐。图 11 为 RSOC 投资成本对设备容量规划的影响。随着 RSOC 成本上升, 风电机组、RSOC 系统和储氢罐规模逐渐减小, 然而光伏阵列的装机规模存在一定的波动, 但整体呈下降趋势。当 RSOC 成本升高至 4 万元/kW 左右时, 储氢罐配置规模已经低于下限值。

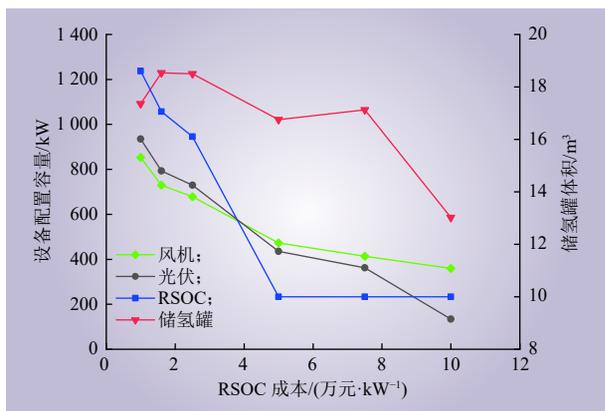


图 11 RSOC 成本对容量配置结果的影响
Fig. 11 The effect of the RSOC cost on the capacity configuration

图 12 为 RSOC 投资成本对优化目标的影响。随着 RSOC 成本上升, 各设备配置规模减小, 因此系统的投资成本逐渐降低。然而, 设备规模降低导致系统调节能力下降, 因此系统年弃电电量逐渐上升。当 RSOC 成本小于 2 万元/kW 时, 系统年弃电电量较小, 即系统具有较好的源荷调节能力。

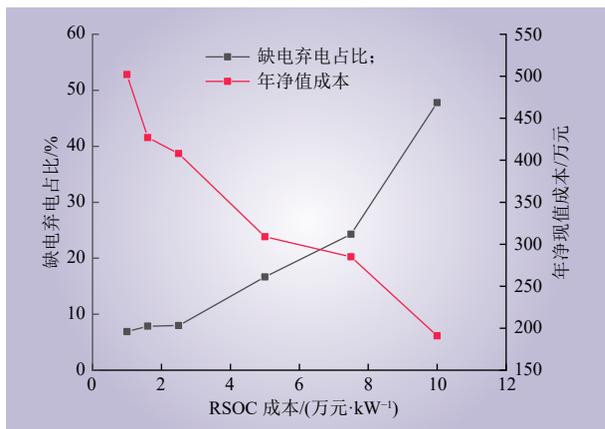


图 12 RSOC 成本对优化目标结果的影响
Fig. 12 The effect of the RSOC cost on the optimization objective

4 结论

本文建立了基于 RSOC 技术的风光氢综合能源系统容量规划模型, 在平抑风电、光伏以及风光互补功率波动的前提下, 考虑环境效益和投资时间价值, 以年投资成本、弃电电量最小化为目标, 采用粒子群优化算法求解各设备最优的配置规模。同时, 针对氢气价格、RSOC 成本等不确定性因素, 开展系统规划灵敏度分析, 主要结论如下。

1) 考虑 RSOC 系统自身运特性和相关约束, 建立了基于 RSOC 技术的风光氢综合能源系统容量规划模型;

2) 建立以系统年投资成本、弃电电量最小化为目标的规划方法。优化结果表明该方法能够获得合理的容量配置方案, 提升系统源荷调节的灵活性;

3) 氢气价格和 RSOC 成本对风光氢综合能源系统容量规划具有显著的影响。当氢气价格低于 30 元/kg、RSOC 成本小于 2 万元/kW 时, 有利于系统在较小的风光装机规模下获得灵活的源荷调节能力。

参考文献:

- [1] 王成山, 于波, 肖峻, 等. 平滑可再生能源发电系统输出波动的储能系统容量优化方法 [J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(16): 1-8.
WANG Chengshan, YU Bo, XIAO Jun, et al. Sizing of energy storage systems for output smoothing of renewable energy systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(16): 1-8.
- [2] 刘坚, 钟财富. 我国氢能发展现状与前景展望 [J]. 中国能源, 2019, 41(2): 32-36.
LIU Jian, ZHONG Caifu. Current status and prospects of hydrogen energy development in China[J]. Energy of China, 2019, 41(2): 32-36.
- [3] 李洋洋, 邓欣涛, 古俊杰, 等. 碱性水电解制氢系统建模综述及展望 [J]. 汽车工程, 2022, 44(4): 567-582.
LI Yangyang, DENG Xintao, GU Junjie, et al. Comprehensive review and prospect of the modeling of alkaline water electrolysis system for hydrogen production[J]. Automotive Engineering, 2022, 44(4): 567-582.
- [4] 何泽兴, 史成香, 陈志超, 等. 质子交换膜电解水制氢技术的发展现



- 状及展望[J]. *化工进展*, 2021, 40(9): 4762–4773.
- HE Zexing, SHI Chengxiang, CHEN Zhichao, *et al.* Development status and prospects of proton exchange membrane water electrolysis[J]. *Chemical Industry and Engineering Progress*, 2021, 40(9): 4762–4773.
- [5] NI M, LEUNG M K H, LEUNG D Y C. Parametric study of solid oxide steam electrolyzer for hydrogen production[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2007, 32(13): 2305–2313.
- [6] CABEZAS M D, FRANCO J I, FASOLI H J. Optimization of self-regulated hydrogen production from photovoltaic energy[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2020, 45(17): 10391–10397.
- [7] ISMAIL T M, RAMZY K, ELNAGHI B E, *et al.* Using matlab to model and simulate a photovoltaic system to produce hydrogen[J]. *Energy Conversion and Management*, 2019, 185: 101–129.
- [8] YANG Z M, ZHANG G P, LIN B H. Performance evaluation and optimum analysis of a photovoltaic-driven electrolyzer system for hydrogen production[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2015, 40(8): 3170–3179.
- [9] BARTOLUCCI L, CORDINER S, MULONE V, *et al.* Fuel cell based hybrid renewable energy systems for off-grid telecom stations: data analysis and system optimization[J]. *Applied Energy*, 2019, 252: 113386.
- [10] HASSANZADEHFARD H, TOORYAN F, COLLINS E R, *et al.* Design and optimum energy management of a hybrid renewable energy system based on efficient various hydrogen production[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2020, 45(55): 30113–30128.
- [11] BIDI F K, DAMOUR C, GRONDIN D, *et al.* Optimal fuel cell and electrolyser Energy Management System for microgrid[C]//IECON 2019-45th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. Lisbon, Portugal. IEEE, 2019: 2197–2202.
- [12] KONSTANTINOPOULOS S A, ANASTASIADIS A G, VOKAS G A, *et al.* Optimal management of hydrogen storage in stochastic smart microgrid operation[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2018, 43(1): 490–499.
- [13] GHARIBI M, ASKARZADEH A. Size and power exchange optimization of a grid-connected diesel generator-photovoltaic-fuel cell hybrid energy system considering reliability, cost and renewability[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019, 44(47): 25428–25441.
- [14] 彭生江, 杨德州, 孙传帅, 等. 基于氢负荷需求的氢能系统容量规划[J]. *中国电力*, 2023, 56(7): 13–20, 32.
- PENG Shengjiang, YANG Dezhou, SUN Chuanshuai, *et al.* Capacity planning of hydrogen production and storage system based on hydrogen load demand[J]. *Electric Power*, 2023, 56(7): 13–20, 32.
- [15] 白虎, 冯宇, 叶晓峰, 等. 平板型固体氧化物燃料电池的流场设计与优化概述[J]. *陶瓷学报*, 2022, 43(1): 28–44.
- BAI Hu, FENG Yu, YE Xiaofeng, *et al.* Progress in flow field design and optimization of solid oxide fuel cells[J]. *Journal of Ceramics*, 2022, 43(1): 28–44.
- [16] FRANK M, DEJA R, PETERS R, *et al.* Bypassing renewable variability with a reversible solid oxide cell plant[J]. *Applied Energy*, 2018, 217: 101–112.
- [17] ALYOUSEF Y, KENDALL K. Characterization of the electrochemical performance of micro-tubular solid oxide fuel cell (SOFC)[J]. *Journal of Taibah University for Science*, 2009, 2(1): 14–21.
- [18] YANG J F, CHEN J G, FAN Y M, *et al.* Preparation, structure and properties of $\text{Pr}_{1.2}\text{Sr}_{0.8}\text{NiO}_4$ cathode materials for intermediate-temperature solid oxide fuel cells[J]. *Acta Physico-Chimica Sinica*, 2011, 28(1): 95–99.
- [19] 张小坤, 吕大伟, 尹中强, 等. 平板型固体氧化物燃料电池内温度分布规律[J]. *中国电力*, 2023, 56(6): 123–131.
- ZHANG Xiaokun, LV Dawei, YIN Zhongqiang, *et al.* Temperature distribution in flat solid oxide fuel cell[J]. *Electric Power*, 2023, 56(6): 123–131.
- [20] LOTOTSKYY M, NYALLANG NYAMSI S, PASUPATHI S, *et al.* A concept of combined cooling, heating and power system utilising solar power and based on reversible solid oxide fuel cell and metal hydrides[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2018, 43(40): 18650–18663.
- [21] XI F, RUAN X J, RAZMJOOY N. Optimal configuration and energy management for combined solar chimney, solid oxide electrolysis, and fuel cell: a case study in Iran[J]. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 2023, 45(4): 9794–9814.
- [22] LI G L, YUAN B F, GE M, *et al.* Capacity configuration optimization of a hybrid renewable energy system with hydrogen storage[J]. *International Journal of Green Energy*, 2022, 19(14): 1583–1599.
- [23] LI G L, XIAO G P, GUAN C Z, *et al.* Assessment of thermodynamic performance of a 20 kW high-temperature electrolysis system using advanced exergy analysis[J]. *Fuel Cells*, 2021, 21(6): 550–565.

- [24] FRANK E, GORRE J, RUOSS F, *et al.* Calculation and analysis of efficiencies and annual performances of power-to-gas systems[J]. *Applied Energy*, 2018, 218: 217–231.
- [25] 欧阳斌, 袁志昌, 陆超, 等. 考虑源-荷-储多能互补的冷-热-电综合能源系统优化运行研究 [J]. *发电技术*, 2020, 41(1): 19–29.
- OYANG Bin, YUAN Zhichang, LU Chao, *et al.* Research on optimal operation of cold-thermal-electric integrated energy system considering source-load-storage multi-energy complementarity[J]. *Power Generation Technology*, 2020, 41(1): 19–29.
- [26] KONG L G, CAI G W, XUE S, *et al.* Modeling and coordinated control strategy of large scale grid-connected wind/photovoltaic/energy storage hybrid energy conversion system[J]. *Mathematical Problems in Engineering*, 2015, 2015: 1–14.
- [27] 孔令国. 风光氢综合能源系统优化配置与协调控制策略研究 [D]. 北京: 华北电力大学, 2017.
- KONG Lingguo. Study on optimal configuration and coordinated control strategy of wind, solar and hydrogen integrated energy system[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2017.
- [28] 邱利民, 孙大明, 等. 基于 REGEN 的大功率斯特林型脉管制冷机多目标性能优化 [C]//第九届全国低温工程大会论文集. 合肥, 2009: 24–29.
- [29] 盛浩云, 杨静, 张国平, 等. 基于改进 PSO 算法的微能源网优化配置研究 [J]. *电网与清洁能源*, 2021, 37(8): 23–31.
- SHENG Haoyun, YANG Jing, ZHANG Guoping, *et al.* Optimal configuration of micro energy network based on improved PSO algorithm[J]. *Power System and Clean Energy*, 2021, 37(8): 23–31.

作者简介:

窦真兰 (1980—), 女, 通信作者, 博士, 高级工程师, 从事综合能源系统及其控制技术等研究, E-mail: douzhl@126.com;

袁本峰 (1990—), 男, 博士, 工程师, 从事固体氧化物电解、新能源发电系统仿真等研究, E-mail: yuanbenfeng@sinap.ac.cn.

(责任编辑 蒋东方)

Capacity Planning of Integrated Energy System of Wind Photovoltaic and Hydrogen Based on Reversible Solid Oxide Cell

DOU Zhenlan¹, YUAN Benfeng², ZHANG Chunyan¹, XIAO Guoping², WANG Jianqiang²

(1. State Grid Shanghai Municipal Electric Power Company, Shanghai 200023, China; 2. Shanghai Institute of Applied Physics, CAS, Shanghai 201800, China)

Abstract: As a new energy storage technology, reversible solid oxide cell (RSOC) can promote the renewable energy consumption and improve the system efficiency. Therefore, a capacity planning method of an integrated energy system of wind photovoltaic and hydrogen based on RSOC is proposed. Firstly, the planning model of the integrated energy system of wind photovoltaic and hydrogen is established, considering the constraints of the high energy consumption of the balance of plant (BOP) system and the limited power regulation of the RSOC system. Secondly, the particle swarm optimization (PSO) algorithm is used to solve this planning problem, aiming at minimizing the annual redundant and lacking power, and investment cost. Finally, the system planning sensitivity analysis is performed for the uncertain factors of the RSOC cost and hydrogen price. The simulation results show that the proposed method can obtain a reasonable configuration scheme, greatly reducing the redundant and lacking power and improving the flexibility of the system resource allocation.

This work is supported by Science and Technology of SGCC (No.5209KZ21N003).

Keywords: reversible solid oxide cell; hydrogen energy storage; integrated energy system; capacity planning; planning sensitivity analysis