第 51 卷 第 5 期：2125-2137 高电压技术 Vol.51, No.5: 2125-2137
2025 年 5 月 31 日 High Voltage Engineering May 31, 2025
DOI: 10.13336/j.1003-6520.hve.20241124

风-储-氢-燃机协同平抑功率波动运行配置策略

孔令国[1]，范乃文[1]，石振宇[1]，康建东[2]，韩子娇[3]，刘　闯[1]
（1. 现代电力系统仿真控制与绿色电能新技术教育部重点实验室(东北电力大学)，吉林 132012；
2. 中国电力科学研究院有限公司，北京 100192；3. 国网辽宁省电力有限公司，沈阳 110006）

摘　要：针对大规模风电并网所带来的波动性、消纳率和经济性等挑战，提出了一种以氢储能与燃机为主、电池储能为辅的风-储-氢-燃机协同平抑功率波动的运行配置策略。首先，建立了高动态适应性的 SC-ALK 电解槽制氢系统容量优化模型；其次，构建了考虑风-储-氢-燃机耦合特性的最小平准化度电成本目标函数，并提出了 18 种运行工况下的风-储-氢-燃机协同优化的运行控制策略。然后，将所提出的运行控制策略与目标函数相结合，构建经济容量配置模型，并采用改进的粒子群算法进行求解。最后，利用全国七大区域的典型风电数据进行算例分析，以验证该方法的有效性，并得出各地区风电场的经济容量配置方案。
关键词：风-储-氢-燃机；掺氢燃机；控制策略；容量配置；经济性

Wind-storage-hydrogen-gas Turbine Coordinated Operation Strategy for Power Fluctuation Mitigation

KONG Lingguo[1], FAN Naiwen[1], SHI Zhenyu[1], KANG Jiandong[2], HAN Zijiao[3], LIU Chuang[1]
(1. Key Laboratory of Modern Power System Simulation and Control & Renewable Energy Technology, Northeast Electric Power University, Jilin 132012, China; 2. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China; 3. State Grid Liaoning Electric Power Company, Shenyang 110006, China)

Abstract: To address the challenges posed by the volatility, absorption rate, and economic efficiency of large-scale wind power integration, this paper proposes a coordinated operation strategy for power fluctuation mitigation, in which hydrogen storage and gas turbines are predominantly used,with battery storage as a supplement. Firstly, a capacity optimization model for a highly dynamic hydrogen production system with adaptable SC-ALK electrolyzer is established. Secondly, a levelized cost of electricity (LCOE) objective function is constructed in which the coupling characteristics of wind-storage-hydrogen-gas turbine systems are taken into account, and an operational control strategy for 18 different conditions is proposed. Then, the proposed operational control strategy and objective function are combined to build an economic capacity allocation model, which is solved using an improved particle swarm optimization algorithm. Finally, typical wind power data from seven major regions in China are used for case analysis to verify the effectiveness of the proposed method and to determine the economic capacity allocation schemes for wind farms in each region.
Key words: wind-storage-hydrogen-gas turbine; hydrogen-blended gas turbine; control strategy; capacity allocation; economics

0　引言

随着“双碳”目标推进，电力系统亟需进行低碳化转型[1]，氢能作为一种潜在的清洁能源备受关注。特别是在掺氢燃机技术的进步下，风-储-氢-燃机系统可以有效解决大规模风电并网所带来的波动性、消纳率和经济性等问题[2-3]。然而，如何将电力系统与氢能以及燃机耦合，制定相应的控制策略和技术解决方案是目前迫切需要解决的技术难题之一。因此，从减少波动性、提升经济性，并确保系统的稳定性和可靠性等方面考虑，亟需开展风-储-氢-燃机协同平抑功率波动运行配置策略的研究，进而推动电力系统向低碳化转型的顺利进行[4-5]。

目前，单一储能技术不能够完全满足现代新型电力系统对能量存储、平抑波动和成本效益等方面日益增加的复杂要求[6]。相对而言，电氢耦合技术

基金资助项目：吉林省发改委 2023 年省预算内基本建设资金(创新能力建设)计划支持(2023C032-1)。
Project supported by the Jilin Provincial Development and Reform Commission's 2023 Provincial Budget for Basic Construction Funds (Innovation Capacity Building) Plan (2023C032-1).

具备低碳清洁、高能量密度和长时间存储等诸多优势[7]，能够有效平抑波动、主动支撑系统[8-10]。混合储能系统功率的分配策略和容量配置等研究成为当前热点。在平抑波动和功率分配方面，关于混合储能系统的方案呈现出多样性。其中有研究专注设计了一种风-氢一体化能源系统集成超级电容器，以平滑风力发电波动，采用该策略优化碱性电解槽的运行模式，电解槽的切换时间减少了 93.5%，制氢量提高了 44.18%以上，系统经济性提高了 4.30%[11]。利用混合储能系统，包括不同类型的能量存储设备，如氢储能、电化学储能、超级电容器等，可调节可再生能源的波动性，通过设计分层控制策略，旨在保持储能装置的荷电状态在合理水平，避免过度放电，并为补偿风电波动留出储能空间[12-13]。研究表明通过各设备的功率调整可以提高其使用寿命，但其在优化配置方面考虑不充分。在研究混合储能系统容量配置方面，一种电-氢混合储能系统方案将氢储能作为主要储能形式，电化学储能作为辅助形式，旨在稳定大规模风电并网引起的波动，此系统制定了考虑碱性电解槽运行特性的混合储能能量管理策略，并建立了容量优化配置模型，以总成本最小为目标；另一研究策略是将电化学储能视为短时储能，氢储能作为长时储能，并提出了一种考虑电氢混合储能系统效率特性的经济下垂控制方法[14-15]；李彦哲[16]等综合考虑了微电网运行的经济性和环境效益，以最小化总净现值成本为目标函数，同时以可再生能源利用率和负荷缺失率为评价指标，建立了微电网容量优化配置模型。在典型风氢耦合系统中，袁铁江等[17]引入天然气及碳捕集系统，构建了以最小化期望年化成本为目标的系统优化配置模型，考虑了弃风、碳捕集、储气及功率平衡等约束，实现天然气与风电制氢系统的耦合；对于离网风氢耦合供氢系统，Yang[18]采用氢气和电池混合储能，并对其进行优化设计，总成本降低了 1.35%；而针对微电网容量配置结果不能完全平抑母线波动和电压波动的问题，提出了考虑微电网经济性和稳定性的电氢耦合混合储能的微电网容量配置方案[19]。

从该领域国内外相关研究成果来看，目前仍然缺乏一种能够同时兼顾合理分配功率、平抑风电波动、实现系统容量经济配置的风-储-氢-燃机运行配置策略。现有的配置策略主要集中在利用氢储能和电化学储能模块设计分配策略和优化模型，所提策略没有充分发挥氢储能的长时储能特性，且缺乏考虑燃气轮机的参与优势，燃气轮机的掺氢能力在用氢和负荷调节过程中没有严格的约束关系，提高了制氢与储氢的灵活性，使其在功率分配方面具有较强的潜力，有助于实现风-储-氢-燃机系统的协同耦合，从而制定优化容量配置策略。

因此，本文从电-氢-电双向耦合的角度出发，提出了一种以氢储能与燃气轮机为主、电池储能为辅的风-储-氢-燃机混合储能运行配置策略，对功率进行平滑滤波，在此基础上，构建超级电容器-碱式电解槽(super capacitor-alkaline electrolyzer，SC-ALK)制氢系统容量优化模型，灵活运用燃料电池、掺氢燃机、燃气轮机弥补功率缺额，然后，以风-储-氢-燃机系统的平准化度电成本最低为目标，通过改进粒子群算法进行容量配置，得到最优容量配置方案。最后，通过全国七大地理区域(西南、西北、华中、华东、华北、华南、东北)的风电数据进行算例分析，对各地区风电场设备的容量配置结果与经济性结果进行对比，为全国地理区域化风-储-氢-燃机经济制氢容量测算提供理论参考。

1 风-储-氢-燃机系统模型构建

1.1 风-储-氢-燃机系统结构

本文所设计的风-储-氢-燃机系统基本结构如图 1 所示，该系统主要包括发电模块和氢储能模块，发电模块包括风力机组、燃气轮机、掺氢燃机、电池储能组成，氢储能模块包括 SC-ALK 电解槽(提高电解槽的适应性和寿命)、储氢罐，燃料电池。该系统优先采用电池储能，其次利用氢储能来维持系统稳定，减少风电波动。

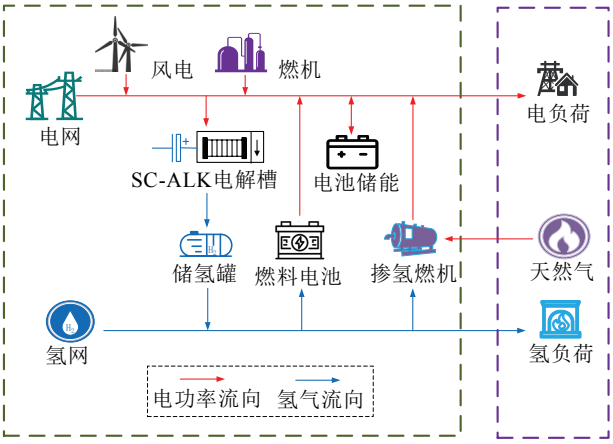


图 1 风-储-氢-燃机系统结构图

Fig.1 Diagram of wind-storage-hydrogen-engine system

1.2 各设备模型

1.2.1 燃气轮机模型

燃气轮机是消耗天然气的设备，天然气的消耗量一般由下式计算：

$$Q_{\mathrm{gas},t}=\frac{P_{\mathrm{g},t}\Delta t}{\beta\delta} \tag{1}$$

式中：$P_{\mathrm{g},t}$为燃气轮机的输出功率；β表示燃气轮机的发电效率，发电效率通常在30%到50%之间，本部分取40%；δ为天然气的最小燃烧热值，为33.50 MJ/m^3。

1.2.2 电池储能模型

在风-储-氢-燃机系统中加入电池储能可以提高供电的可靠性，降低系统中风能的弃用率。当风电功率大于上网负荷时，电池充电；反之，电池放电，电池充放电时存储能量的计算式如下：

$$E_{\mathrm{bat},t}=E_{\mathrm{bat},t-1}+P_{\mathrm{bat_ch},t-1}n_{\mathrm{ch}}\Delta t+\frac{P_{\mathrm{bat_dh},t-1}}{n_{\mathrm{dh}}}\Delta t \tag{2}$$

$$S_{\mathrm{OC},t}=\frac{E_{\mathrm{bat},t}}{E_{\mathrm{bat_N}}} \tag{3}$$

式中：$E_{\mathrm{bat},t}$为t时刻电池储能的电量；$P_{\mathrm{bat_ch},t}$和$P_{\mathrm{bat_dh},t}$为电池的充放电功率；n_{ch}和n_{dh}为电池充放电效率；$S_{\mathrm{OC},t}$为荷电状态；$E_{\mathrm{bat_N}}$为电池储能容量。

1.2.3 氢储能模型

1）电解槽制氢一般通过将水电解为氢气和氧气实现能量的转换与共存，其模型如下：

$$W_{\mathrm{el},t}=\frac{P_{\mathrm{el},t}n_{\mathrm{el}}\Delta t}{E_{\mathrm{ideal}}} \tag{4}$$

式中：$W_{\mathrm{el},t}$为t时刻所制氢气的质量；n_{el}为制氢效率；$P_{\mathrm{el},t}$为t时刻电解槽功率；Δt为时间间隔；E_{ideal}为理想情况下的1 kg氢气等效转换的电能，为39.2 kWh/kg[20]。

传统的制氢系统难以应对风电的功率波动，导致电解槽功率出现大幅波动，影响制氢效率和产氢稳定性，本文在传统的制氢模型的基础上引入超级电容器，用于对电解槽功率进行指数平滑滤波，从而抑制风电波动。指数平滑滤波是一种常用的时间序列数据平滑方法，用于消除数据中的波动，以便更清晰地显示数据的趋势，指数平滑式如下：

$$S_{r,t}=\alpha_{\mathrm{s}}P_{\mathrm{w},t}+\left(1-\alpha_{\mathrm{s}}\right)S_{r,t-1} \tag{5}$$

超级电容器存储的功率可表示为：

$$P_{\mathrm{sc},t}=P_{\mathrm{w},t}-S_{r,t} \tag{6}$$

式中：$P_{\mathrm{sc},t}$为t时刻超级电容器的功率；$P_{\mathrm{w},t}$为t时刻风电功率；$S_{r,t}$为t时刻的第r次平滑结果；α_{s}表示平滑系数，用于控制新数据的权重，通常取值范围为[0,1]，本文取0.15。

2）燃料电池输出功率模型如下：

$$P_{\mathrm{fc},t}=\frac{E_{\mathrm{ideal}}W_{\mathrm{fc},t}n_{\mathrm{fc}}}{\Delta t} \tag{7}$$

式中：$W_{\mathrm{fc},t}$为t时刻输入氢气的质量；n_{fc}为燃料电池转换效率。

3）储氢罐的数学模型如下：

$$m_{\mathrm{tanksH},t}=m_{\mathrm{tanksH},t-1}+(n_{\mathrm{H}}W_{\mathrm{el},t}-\frac{W_{\mathrm{fc},t}}{n_{\mathrm{H}}})\Delta t \tag{8}$$

$$L_{\mathrm{OH},t}=\frac{m_{\mathrm{tanksH},t}}{m_{\mathrm{tanksH_N}}} \tag{9}$$

式中：$m_{\mathrm{tanksH},t}$为t时刻储氢罐储存的氢气质量；n_{H}为储氢效率；$L_{\mathrm{OH},t}$为t时刻的荷氢状态；$m_{\mathrm{tanksH_N}}$为储氢罐容量。

在系统运行过程中，氢储能系统在t时刻所能输出的最大功率受到两方面因素的限制，一是系统中各元件自身容量的限制，二是储氢罐剩余容量的限制。其中电解槽功率上限为：

$$P_{\mathrm{el_max},t}=\min\left\{P_{\mathrm{el,N}},\frac{m_{\mathrm{tanksH_max}}-m_{\mathrm{tanksH},t}}{n_{\mathrm{el}}\Delta t}\right\} \tag{10}$$

式中：$P_{\mathrm{el,N}}$为电解槽的容量；$m_{\mathrm{tanksH_max}}$与$m_{\mathrm{tanksH_min}}$分别为储氢罐的上限和下限。

1.2.4 掺氢燃机模型

掺氢燃机通过消耗混氢天然气进行能量转换，模型如下：

$$P_{\mathrm{s},t}=\eta_{\mathrm{s}}^{\mathrm{GT}}V_{\mathrm{s},t}^{\mathrm{GT}}q_{\mathrm{HHV}}^{\mathrm{Mix}} \tag{11}$$

式中：$P_{\mathrm{s},t}$为掺氢燃机在t时段的出力；$\eta_{\mathrm{s}}^{\mathrm{GT}}$为掺氢燃机的能源转换效率；$V_{\mathrm{s},t}^{\mathrm{GT}}$为掺氢燃机在$t$时段所使用混合气体的体积；$q_{\mathrm{HHV}}^{\mathrm{Mix}}$为混合气体的体积高热值。

2 风-储-氢-燃机系统优化配置模型

2.1 目标函数

经济性和环境绩效是衡量能源系统优化程度的两个重要指标。故本文在同时兼顾考虑经济性和环境效益等因素的情况下，以平准化度电成本(levelized cost of electricity，LCOE)L_{COE}最低为优化目标构建了目标函数，其表达式为：

$$\min L_{\mathrm{COE}}=\frac{\sum_{i=1}^{N}C_{\mathrm{pa},i}+\sum_{i=1}^{N}\sum_{t=1}^{T}C_{\mathrm{om},i,t}}{W_{\mathrm{s}}}+\frac{\sum_{t=1}^{T}(C_t^{\mathrm{off}}+C_{\mathrm{wind},t}+C_{\mathrm{g},t}+C_{\mathrm{w},t}+C_{\mathrm{ct},t}-\varepsilon R_{\mathrm{h},t})}{W_{\mathrm{s}}} \tag{12}$$

式中：$C_{\mathrm{pa},i}$ 为年主设备投资置换费用，包括新型滤波电解槽、储氢罐、电池储能、燃料电池、燃气轮机等设备；$C_{\mathrm{om},i,t}$ 为年设备运行维护费用；$C_{\mathrm{wind},t}$、$C_{\mathrm{g},t}$ 分别为风电、气电购电成本；$C_{\mathrm{ct},t}$ 为燃机的碳排放成本；C_t^{off} 为弃风的惩罚成本；$R_{\mathrm{h},t}$ 为售氢收益；ε 为切换系数，场景 3 时 ε 取 1，否则取 0；W_{s} 为系统年发电量。

$$C_{\mathrm{RF}}=\frac{k\left(1+k\right)^{L_{\mathrm{sf},i}}}{k\left(1+k\right)^{L_{\mathrm{sf},i}}-1} \tag{13}$$

$$C_{\mathrm{pa},i}=(\sum_{i=1}^{\mathrm{N}}P_i^{\max}c_i)C_{\mathrm{RF}} \tag{14}$$

$$C_{\mathrm{om},i,t}=\sum_{i=1}^{N}\left(c_{\mathrm{oc},i}^{\mathrm{FIX}}P_i^{\max}+c_{\mathrm{oc},i}^{\mathrm{VAR}}\sum_{t=1}^{T}P_{i,t}\right) \tag{15}$$

式中：C_{RF} 为资金回收系数；k 为实际年利率；$L_{\mathrm{sf},i}$ 为设备 i 的寿命(20 年)；$P_i^{\max}$ 为各类设备的装机容量；c_i 表示各类设备的单价；$P_{i,t}$ 为第 i 个设备的运行功率；$c_{\mathrm{oc},i}^{\mathrm{FIX}}$ 和 $c_{\mathrm{oc},i}^{\mathrm{VAR}}$ 是固定和可变的维护成本。

$$C_{\mathrm{wind},t}=P_{\mathrm{w},t}c_{\mathrm{wind}} \tag{16}$$

$$C_{\mathrm{g},t}=Q_{\mathrm{gas},t}c_{\mathrm{g}} \tag{17}$$

$$C_{\mathrm{w},t}=Q_{\mathrm{w},t}c_{\mathrm{w}} \tag{18}$$

$$C_{\mathrm{ct},t}=A_{\mathrm{CE}}\cdot T_{\mathrm{c}} \tag{19}$$

$$C_t^{\mathrm{off}}=\lambda_{\mathrm{sq}}P_{\mathrm{Q},t}^{\mathrm{off}} \tag{20}$$

$$R_{\mathrm{h},t}=\lambda_{\mathrm{h}}P_{\mathrm{a},t} \tag{21}$$

式中：T_{c} 为碳税基价；c_{wind}、c_{g} 表示风电、气电考虑设备投资维护后的综合购电单价；c_{w} 表示处理水单价，为 3.32 元/t；$P_{\mathrm{Q},t}^{\mathrm{off}}$ 为弃风功率；λ_{sq} 为弃风的单位惩罚成本；λ_{h} 为售氢价格；$P_{\mathrm{a},t}$ 为产氢量。

年碳排放(annual carbon emissions，ACE)A_{CE} 是衡量能源系统环境绩效的重要指标之一，其表达式为：

$$A_{\mathrm{CE}}=Q_{\mathrm{gas},t}\varphi_1 \tag{22}$$

其中

$$Q_{\mathrm{gas},t}=\frac{P_{\mathrm{g},t}\Delta t}{\beta\delta} \tag{23}$$

式中：$Q_{\mathrm{gas},t}$ 为燃气轮机排放天然气的体积；φ_1 表示燃烧 1 m^3 天然气所排放的二氧化碳，本文 φ_1 取 2.3 $\mathrm{kg/m^3}$[15]；β 为燃气轮机的发电效率；δ 燃气轮机的二氧化碳排放因子，kg/kWh。

2.2 约束条件

容量配置优化模型考虑的约束条件包括电功率平衡约束、各装置容量约束、制氢储氢系统约束、储氢安全性约束、设备输出功率约束，具体如下：

1）电功率平衡约束：

$$P_{\mathrm{g},t}+P_{\mathrm{w},t}+P_{\mathrm{fc},t}+P_{\mathrm{s},t}=P_{\mathrm{load},t}+P_{\mathrm{el},t}+P_{\mathrm{ES},t} \tag{24}$$

式中：$P_{\mathrm{load},t}$ 为并网功率；$P_{\mathrm{ES},t}$ 为补偿功率，为储能系统需要吸收或释放的功率。

2）各装置容量约束：

$$0\le C_{\mathrm{fc},t}\le C_{\mathrm{fc,N}} \tag{25}$$

$$0.2C_{\mathrm{bat,N}}\le C_{\mathrm{bat},t}\le 0.8C_{\mathrm{bat,N}} \tag{26}$$

$$0\le C_{\mathrm{s},t}\le C_{\mathrm{s,N}} \tag{27}$$

式中：$C_{\mathrm{fc,N}}$，$C_{\mathrm{bat,N}}$，$C_{\mathrm{s,N}}$ 分别为燃料电池、电池储能、燃气轮机的最大容量；$C_{\mathrm{fc},t}$，$C_{\mathrm{bat},t}$，$C_{\mathrm{s},t}$ 分别为燃料电池、电池储能、燃气轮机 t 时刻的容量。

3）制氢储氢系统约束：

$$m_{\mathrm{tanksH},t}-m_{\mathrm{loadh},t}\ge 0 \tag{28}$$

$$m_{\mathrm{tanksH_min}}\le m_{\mathrm{tanksH},t}\le m_{\mathrm{tanksH_max}} \tag{29}$$

式中：$m_{\mathrm{loadh},t}$ 为场景 3 中 t 时刻储氢罐消耗氢气的质量。

4）储氢安全性约束：

$$Q_{\mathrm{tank,min}}\le Q_{\mathrm{tank},t}\le Q_{\mathrm{tank,max}} \tag{30}$$

$$Q_{\mathrm{tank,max}}=x_2\cdot\frac{x_1}{n_{\mathrm{el}}} \tag{31}$$

式中：$Q_{\mathrm{tank,max}}$ 代表以电解槽装机容量 x_1 满负荷制氢、此制氢流量连续存储时长为 x_2 的储氢容量；$Q_{\mathrm{tank,min}}$ 代表储氢罐最小安全容量；$Q_{\mathrm{tank},t}$ 代表 t 时刻储氢罐的安全容量。

5）设备输出功率约束：

$$0.05P_{\mathrm{el,N}}\le P_{\mathrm{el},t}\le P_{\mathrm{el,N}} \tag{32}$$

$$P_{\mathrm{s.min}}\le P_{\mathrm{s},t}\le P_{\mathrm{s.max}} \tag{33}$$

$$P_{\mathrm{w.min}}\le P_{\mathrm{w},t}\le P_{\mathrm{w.max}} \tag{34}$$

式中：$P_{\mathrm{s.max}}$ 与 $P_{\mathrm{s.min}}$ 分别为掺氢燃机的功率上限和下限；$P_{\mathrm{w.max}}$ 与 $P_{\mathrm{w.min}}$ 分别为风电功率的最大值和最小值。

3 控制策略及求解方法

3.1 运行控制策略

风-储-氢-燃机的运行控制策略在电网中起着关键作用，它决定了各设备的出力顺序，直接影响电池储能和氢储能系统的工作情况，进而影响整个配置方案的优劣。为了能够更直观的展现风-储-氢-燃机系统运行策略流程，本文将系统划分成 18 种运行状态(如图 2 所示)，并按照当上网负荷大于风电功率时的系统运行状态(对应工况①—⑦)、当上网负荷小于风电功率时的系统运行状态(对应工况⑧—⑱)将运行策略流程分成两部分。

数字①—⑦所表示的对应时间段内的工况，可描述为当上网负荷大于风电功率时，功率差额优先由电池储能供给，仍不满足功率差额时，再由燃料电池、掺氢燃机、燃机这 3 种不同场景能源设备供给。具体工况如下所述。

1）当上网负荷大于风电功率时，且电池储能能补足功率差额时，对应工况①。

2）当选择燃料电池优先弥补上网功率差额时**(场景 1)**：当上网负荷大于风电功率时，且电池储能不能补足功率差额时，则需燃料电池填补上网功率差额，若仍不足，再由燃机供给差额功率，对应工况②—③。

3）当选择掺氢燃机优先弥补上网功率差额时**(场景 2)**：当上网负荷大于风电功率时，且电池储能不能补足功率差额时，则需掺氢燃机填补上网功率差额，若仍不足，再由燃机供给差额功率，对应工况④—⑤。

4）当选择仅使用燃机弥补上网功率差额时**(场景 3)**：当上网负荷大于风电功率时，且电池储能不能补足功率差额时，此时，功率差额全部由燃机供给，对应工况⑥—⑦。

数字⑧—⑱所表示的对应时间段内的工况，可描述为当上网电量小于风电功率时，多余电量优先由电池储能存储，其次由电解槽制氢储存在储氢罐中。具体工况如下：

5）当风电功率大于上网负荷时，且电池储能能够完全存储多余电量时，为工况⑧。

6）当风电功率大于上网负荷时，且电池储能不能完全存储多余电量时，多余功率由电解槽制氢，当此功率介于电解槽所需功率最小值与电解槽额定功率之间时，为工况⑨—⑫；当此功率大于电解槽额定功率时，为工况⑬—⑮；当此功率在 0 和电解槽所需功率最小值之间时，为工况⑯—⑱。

3.2 模型求解方法

在风-储-氢-燃机系统中，以电解槽、储氢罐、电池储能的容量为优化变量，结合本文的运行控制策略，建立优化配置模型。因在传统的粒子群优化(particle swarm optimization，PSO)算法中，惯性权重 ω 通常被设定为常数或线性变化的方式，经常容易使算法陷入局部最优解。故为了平衡 PSO 算法的全局和局部搜索能力，本文采用了改进粒子群算法(即采用非线性递减方法来调整惯性权重 ω 的值)。

具体而言，本文的方法是通过非线性递减方式调整惯性权重 ω，使其在算法的不同迭代阶段具有不同的取值。在算法的前期，惯性权重较大，这样可以促使粒子进行全局快速搜索，以便尽快找到潜在的最优解。而在后期，惯性权重逐渐减小，这样粒子将更加专注于局部搜索，以寻找更精确的最优解。其表达式如下：

$$\omega_t = \delta_1 \cos\left(\frac{\pi}{2}\cdot\frac{t}{T_{\max}}\right)^{\left(n-\frac{t}{T_{\max}}\right)} \tag{35}$$

式中：ω_t 为惯性权重；δ_1 为系数，取 0.8；$T_{\max}$ 为最大迭代次数；n 为 1~1.5 的随机数。

这种调整方式充分利用了前期的探索和后期的精确搜索，有助于避免陷入局部最优解，并提高算法的收敛性和搜索效果。

本文采用改进粒子群算法求解优化变量的流程图如图 3 所示，步骤如下所述。

1）先设置基本参数，包括储能罐初始状态系数、设备基本参数等。

2）设定粒子迭代次数、种群大小，在边界范围内初始化粒子速度、位置。

3）将初始化粒子代入控制策略，输入不同地区的风电数据、负荷数据，求取系统各设备容量，根据式(12)和式(22)得出平准化度电成本和碳排放量。

4）对初始粒子求适应度值，并初次筛选局部最优解和全局最优解。

5）判断是否满足最大迭代次数，若满足，输出结果；否则，将更新后的粒子代入第 3)步，迭代循环至最大迭代次数终止，得到最优容量配置。

4 算例分析

4.1 算例分析

本文以全国七大综合地理区域(华北、华东、华中、华南、西南、东北、西北)划分风电场为研究对象，对其安装风-储-氢-燃机系统的经济性进行评估，并对氢储能系统和电池储能的容量进行优化配置。由于地理位置的不同，全年风电数据差异性较大，如图 A1 所示，为了方便不同区域的经济性对比，规定风机装机总量为 50 MW，每个区域选取 1 个典型风电场，并选取同一组上网负荷作为模型输入，以 10 min 为数据时间步长，全年一共 52 560 个时间节点进行算例分析，年负荷量为 87.982 万 MWh，全年上网负荷如图 4 所示，各区域风电、气电单价和各区域风电场的年利用小时数如表 1 所示。

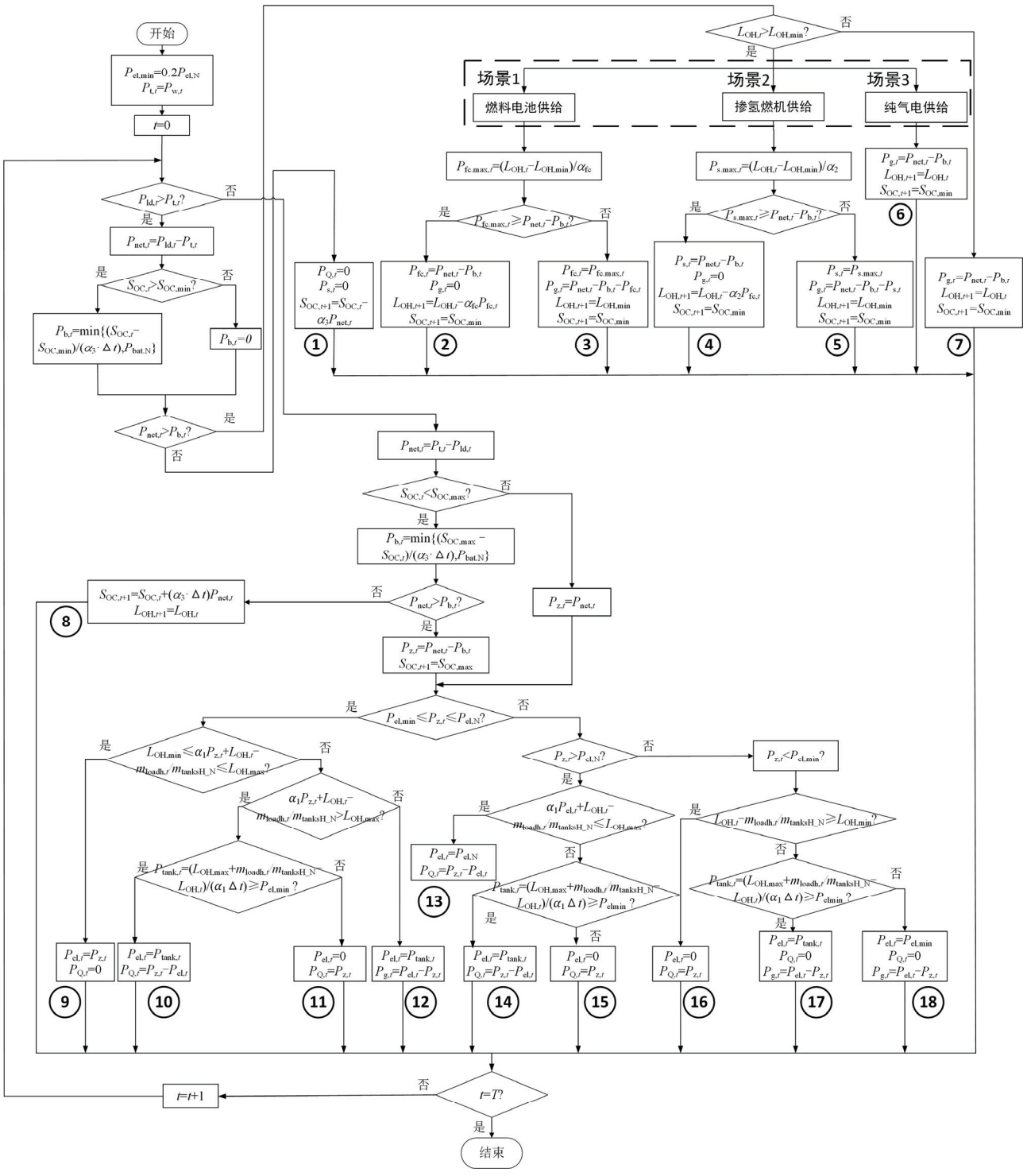


图 2 风-储-氢-燃机运行控制策略图

Fig.2 Diagram of operation and control strategy for wind-storage-hydrogen-engine system

4.2 参数设置

系统中各设备参数如表 2，其他相关经济参数如表 3 所示，相关参数设置为：氢储能系统初始存储状态为 50%，电池储能系统初始荷电状态为 50%。

4.3 经济容量结果分析

根据上文所建模型，采用改进粒子群算法求解，主要针对风-储-氢-燃机系统容量配置的以下 3 种场景。

场景 1，静止氢储能：风电→电池储能→氢储能(制氢+储氢+燃料电池)→燃气轮机。

场景 2，旋转氢储能：风电→电池储能→氢储能(制氢+储氢+掺氢燃机)→燃气轮机。

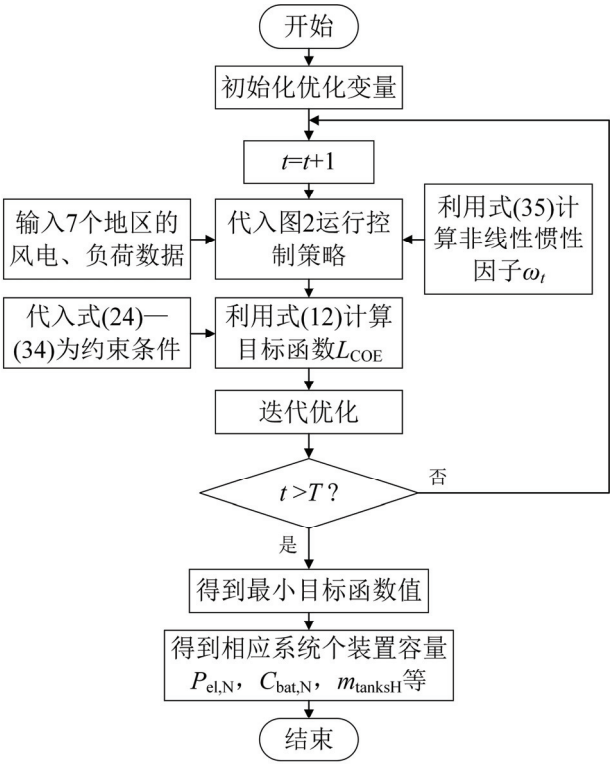


图 3　模型求解流程图

Fig.3　Model solving flowchart

表 1　中国七大区域风电、气电单价、年利用小时数

Table 1　The unit prices of wind power and gas power, as well as annual utilization hours, in the seven major regions of China

区域	风电单价/(元·kWh^{-1})	气电单价/(元·kWh^{-1})	风电利用小时数/h
华北(蒙东)	0.298 5[21]	0.512	2 648.6[22]
华东(江苏)	0.388[21]	0.73	1 951.7[22]
华中(湖北)	0.414 9[21]	0.682	2 054.8[22]
华南(广东)	0.452 9[21]	0.97	1 840.5[22]
西南(云南)	0.326[21]	0.58	2 785.2[22]
东北(吉林)	0.371 9[21]	0.66	1 833.2[22]
西北(甘肃)	0.304 5[21]	0.528	2 019[22]

场景 3，广义氢储能：风电→电池储能→氢储能(制氢+储氢+售氢)→燃气轮机。

在相同的场景下，观察到风电利用小时数与电解槽配置容量以及储氢管容量之间存在正相关关系。特别是在场景 1 和场景 2 中，这种关系尤为显著。这是因为在场景 1 和场景 2 中，由于发电容量不足，需要通过燃料电池和掺氢燃机来弥补能量缺口。因此，为了维持系统的最优运行，需要更大的氢储能系统来提供充足的储备空间。

表 4—6 为 3 种场景各区域的容量配置结果，根据表 4—6 可以观察到在不同区域和不同场景下，

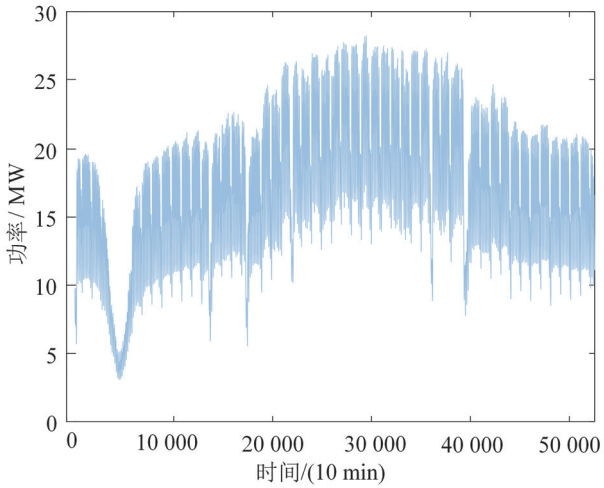


图 4　全年上网负荷功率

Fig.4　The annual grid-connected load power

表 2　各设备参数

Table 2　Parameters of each device

设备	参数	具体数值及单位	生命周期
风力机组	单价 运行维护费用	3 500 元/kW[15] 37 元/kW[15]	20
燃气轮机	单价 运维占比	4 000 元/kW[15] 2%[15]	20
电解槽	单价 运维占比	2 210 元/kW[20] 4%[20]	15
燃料电池	单价 运维占比	4 550 元/kW[20] 4%[20]	5
储氢罐	单价 运行维护费用	65 元/kg[20] 1%[20]	20
电池储能	单价 运行维护费用	630 元/kWh[23] 4%[23]	10
超级电容器	单价 运行维护费用	10 000 元/kWh[23] 2%[23]	20

电解槽功率、储氢罐容量以及其他关键参数的配置有所不同，但电池储能容量配置差异较大，主要因为电池储能在能源分配中处于首要位置，其受到风电波动的影响更为显著。总体趋势显示，在风电利用小时数较大的情况下，电解槽功率和储氢罐容量也相应增加，以满足系统的能量需求。

根据图 5、表 7 显示的情况，可以观察到以下趋势：在各个区域，当风电利用小时数增加时，电解槽容量和储氢罐容量的配置结果也随之增加。同时，平准化度电成本(levelized cost of electricity，LCOE)也随之增加。在场景 1 和场景 2 中，各个区域的 LCOE 趋势基本相似，而在场景 3 中，各个区域的 LCOE 趋势与前两者有明显的差异。这是因为在场景 3 中，完全依靠燃机来弥补功率不足，从而

表 3 其他参数

Table 3 Other parameters

名称	单位	数值
系统生命周期 T	—	52 560(10 min 一个步长)
系统建设周期 T_1	年	1
实际年利率 k	—	4.9%[15]
电解槽转化率 n_{el}	—	75%[24]
燃料电池转化率 n_{fc}	—	60%[24]
燃料电池替换成本	元/kW	16 830[25]
掺氢燃机比例	—	15%
电功率与储氢水平转换系数 α_1	g/kWh	3.15
掺氢燃机功率与储氢水平转换系数 α_2	g/kWh	0.035
电池储能与荷电水平转换系数 α_3	1/kWh	0.011
氢负荷	kg	40
售氢价格	元/标方	25
电解槽替换成本	元/kW	2 100[20]
电解槽电解水单价	元/t	3.32[15]
弃风惩罚系数 λsq	元/kW	0.6
$S_{OC,min}$	—	0.2
$S_{OC,max}$	—	0.8
$L_{OH,min}$	—	0.05
$L_{OH,max}$	—	0.95

表 4 各区域场景 1 容量配置结果

Table 4 The capacity configuration results for each region in scenario 1

区域	电解槽功率/MW	储氢罐/t	电池储能容量/MWh	燃料电池功率/MW
华北(蒙东)	16.850	33.811	32.636	23.836
华东(江苏)	12.387	17.078	28.667	21.666
华中(湖北)	19.681	35.628	32.828	24.552
华南(广东)	5.828	24.502	32.711	21.347
西南(云南)	18.692	36.265	5.421	19.779
东北(吉林)	5.176	14.502	14.896	21.263
西北(甘肃)	11.021	24.881	27.449	21.442

表 5 各区域场景 2 容量配置结果

Table 5 The capacity configuration results for each region in scenario 2

区域	电解槽功率/MW	储氢罐/t	电池储能容量/MWh	掺氢燃机功率/MW
华北(蒙东)	14.585	32.975	30.021	22.519
华东(江苏)	5.334	24.891	32.566	21.056
华中(湖北)	6.836	19.319	2.921	24.538
华南(广东)	4.713	20.185	22.167	22.030
西南(云南)	15.368	31.733	5.157	19.782
东北(吉林)	4.721	18.738	19.949	18.164
西北(甘肃)	8.948	19.567	5.677	17.652

导致 LCOE 与气电单价之间存在较强的正相关性。而在前两个场景中，由于还考虑了氢储能系统的价格影响，因此其趋势有所不同。由图 6 可知，在 3 种场景中，华南地区的 LCOE 最高。华南地区的风电利用小时数最低(1 840.5 h)，再加上最高的气电单价(0.97 元/kWh)，导致该地区的 LCOE 在所有区域中最高。尽管引入了掺氢燃机系统，制氢储氢设备配置结果也不算太高，但由于基础能源成本较高，LCOE 依然较高。这表明，在华南地区采用风-储-

表 6 各区域场景 3 容量配置结果

Table 6 The capacity configuration results for each region in scenario 3

区域	电解槽功率/MW	储氢罐/t	电池储能容量/MWh	燃机功率/MW
华北(蒙东)	5.667	24.089	25.235	27.644
华东(江苏)	5.891	25.969	30.503	27.195
华中(湖北)	5.001	21.984	28.719	27.622
华南(广东)	4.402	14.345	28.059	27.784
西南(云南)	7.003	39.178	13.418	27.759
东北(吉林)	4.167	13.504	22.250	28.206
西北(甘肃)	5.333	19.257	23.487	28.229

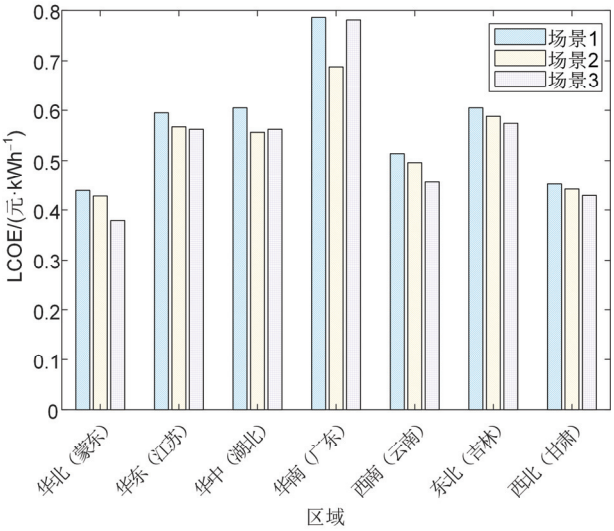


图 5 各区域 LCOE 对比

Fig.5 Comparison of LCOE for each region

表 7 各区域 LCOE 对比情况

Table 7 The comparison of LCOE in different regions

区域	场景 1 LCOE	场景 2 LCOE	场景 3 LCOE
华北(蒙东)	0.439	0.428	**0.379**
华东(江苏)	0.595	0.567	**0.562**
华中(湖北)	0.605	**0.556**	0.562
华南(广东)	0.786	**0.688**	0.781
西南(云南)	0.514	0.496	**0.456**
东北(吉林)	0.605	0.588	**0.574**
西北(甘肃)	0.452	0.442	**0.429**

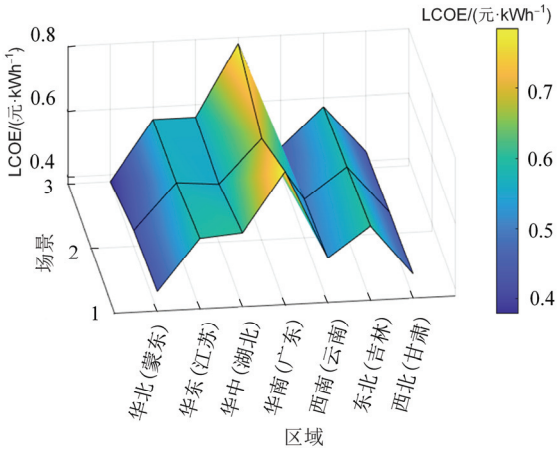


图 6　不同场景与 LCOE 的关系

Fig.6　Relationship between different scenarios and LCOE

氢-燃机系统的性价比不高。华中地区的风电利用小时数为 2 054.8 h，较低的风电利用小时数和较高的气电单价(0.682 元/kWh)导致 LCOE 较高，通过引入掺氢燃机系统，可以显著降低 LCOE。在华北和西北地区，整体 LCOE 偏低。华北的风电利用小时数较高(2 648.6 h)，使得风电成本相对较低。此外，该地区燃机系统的快速响应能力和较低的电解槽成本，有效降低了整体 LCOE，西北地区的风电趋势与风电总量与上网负荷的差异性最小，因此对于新能源的消纳能力较好，该地区的风电利用小时数适中(2 019 h)，较低的风电单价(0.304 5 元/kWh)和气电单价(0.528 元/kWh)使得该地区的 LCOE 较低。燃机系统的引入进一步降低了 LCOE，提升了系统经济性。随着未来新能源的快速发展，风电、气电和氢储能设备的价格预计会降低。而且，华北、西南等地区拥有丰富的风力资源，因此更容易满足未来绿色能源发展的需求。

为了更加充分地验证风-储-氢-燃机系统的经济性，本文以华中地区为例，又增加了两种运行场景(场景 4：采用常规氢储能系统、场景 5：采用电池储能)，并对该地区 5 种场景的容量配置结果进行了对比分析，其不同方案组合下容量配置结果和经济性如表 8 所示。

根据表 8 的对比结果，可以看出场景 2 在 LCOE 和 ACE 方面表现较为出色，具有较低的发电成本和碳排放量。这表明在华中地区，采用掺氢燃机可以有效弥补功率缺额，并且场景 1 和场景 2 采用燃料电池和掺氢燃机可减少碳排放。此外，在考虑碳排放成本的前提下，前 3 种场景在经济性上明显优

表 8　华中地区各场景对比结果

Table 8　Comparison results of different scenarios in Central China

华中	电解槽功率/MW	储氢罐/t	电池储能容量/MWh	LCOE/(元·kWh⁻¹)	ACE/kg
场景 1	19.681	35.628	32.828	0.605	7 967
场景 2	6.836	19.319	2.921	0.556	8 028
场景 3	5.001	21.984	28.719	0.562	8 204
场景 4	23.345	39.984	—	0.649	0
场景 5	—	—	68.667	0.668	0

于场景 4 和场景 5，这表明与传统的氢储能方案或者采用电池储能相比，风-储-氢-燃机系统在该地区具有更好的经济性。

以华东地区为例，构建 3 种场景典型日电功率平衡图，如图 7 所示。00:00—04:00 及 10:00—15:00 时段，风电较足，满足上网负荷需求的同时，依次供给电池储能、电解槽工作，然后出现少量弃风现象；04:00—10:00 及 15:00—22:00 时段，风电较弱，依次由电池储能、燃料电池/掺氢燃机、燃机弥补功率缺额，维持系统稳定运行。全天风电机组出力波动较大，但电解槽、电池储能、燃料电池和燃机等在一定程度上平抑了风电功率的波动性，同时又能够满足上网负荷的需求。

4.4　SC-ALK 波动性分析

以华东地区为例，场景 1 中的电解槽采用了二次指数平滑滤波，如图 8 所示。实线表示经过平滑后的电解槽功率曲线。通过图 7 中典型日中电解槽的功率可以看出，电解槽的制氢功率波动较大，这主要是由于风电功率的不稳定性。这直接导致电解槽频繁启停，影响其寿命。结合超级电容器和电解槽，图 9 展示了超级电容器的快速响应能力。通过计算加权平均，较大幅度的功率变化被部分用于计算，平均偏差为 3.897。另一部分功率数据则用于适应新的数据。因此，平滑后的电解槽曲线会变得更加平缓，在一定程度可以降低电解槽的容量配置，也使电解槽更多时间处于运行状态，避免了电解槽频繁启停从而提高电解槽的使用寿命。

5　结论

本文针对目前大规模可再生能源并网对电网的安全运行造成影响的问题，制定了风-储-氢-燃机的运行控制策略，并在常规的制氢模型上加入超级电容器对电解槽功率进行平滑滤波，对平抑风电波

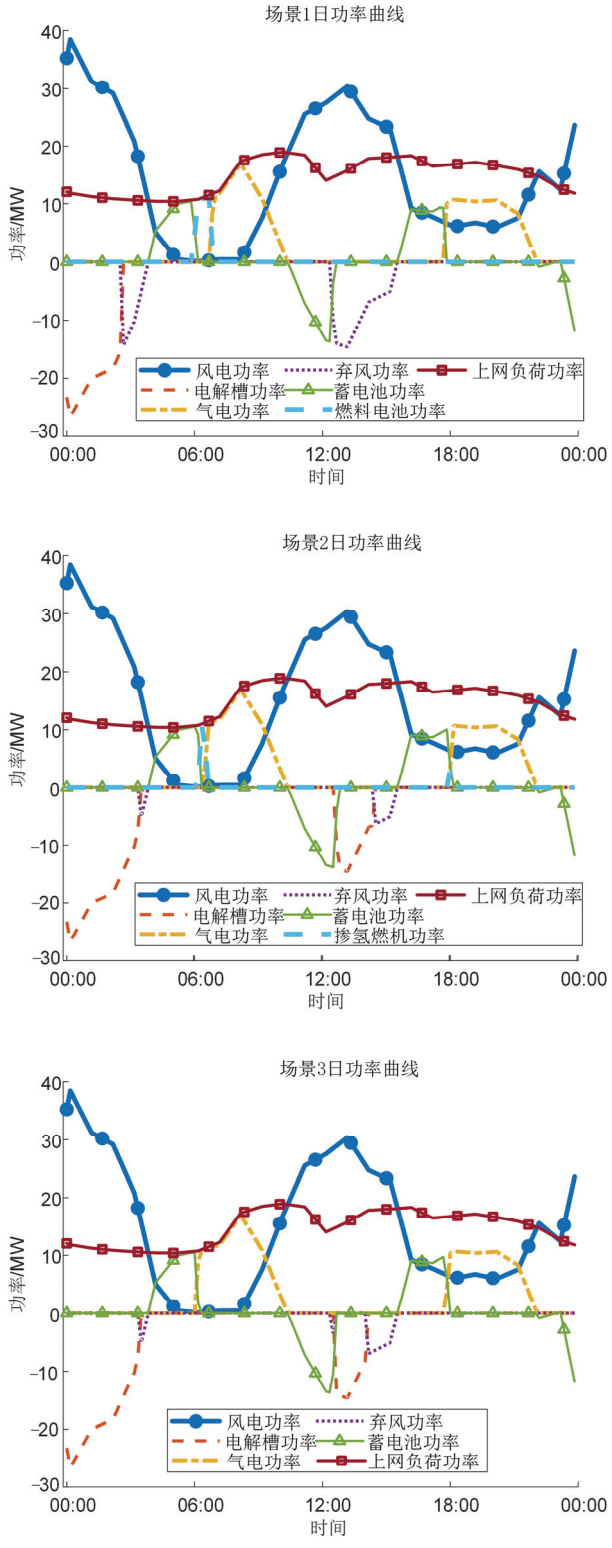


图 7 典型日电功率平衡图

Fig.7 Typical daily electricity power balance chart

动的风-储-氢-燃机的混合储能容量配置模型进行研究，主要工作可总结为：

1）建立了风-储-氢-燃机系统，利用电池储能和储氢系统以及燃机的特性制定了运行控制策略，

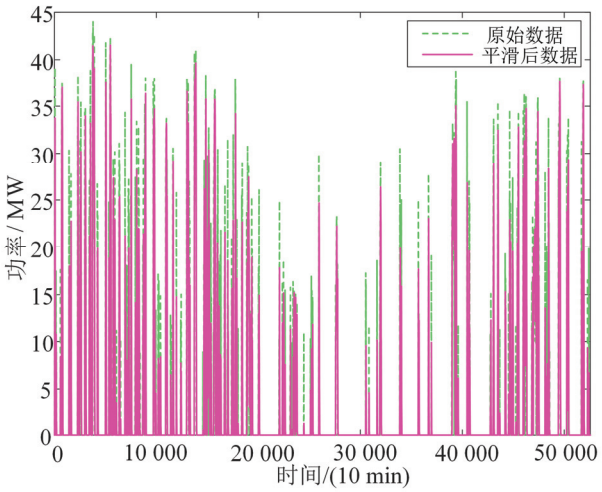


图 8 平滑前后的电解槽功率

Fig.8 Electrolytic cell power before and after smoothing

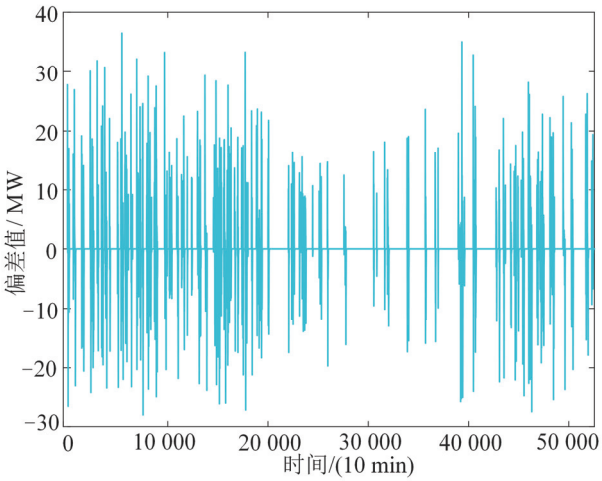


图 9 超级电容功率曲线

Fig.9 Deviation curve of electrolytic cell power

极大的减少了弃风电量，提高了对可再生能源的消纳能力以及系统的稳定运行能力，降低碳排放。二次指数平滑滤波可有效的使电解槽尽可能处于长时间的工作状态，提高电解槽的使用寿命。

2）通过对全国七大地理区域进行算例分析，华北(蒙东)和西南(云南)地区更适合采用风-储-氢-燃机系统的场景 3，比场景 1 的 LCOE 分别降低了 13.7%和 11.3%，可以得到更好的经济性，西北(甘肃)采用场景 3 次之，经济性提升 5.1%。而华北(蒙东)和西北(甘肃)3 种场景的经济性都优于其他地区，最适合推广风-储-氢-燃机系统，而其他地区如华南、华中和东北，虽然有一定的经济性改善，但相对较少，适用性较低。研究发现，在敏感性因素

方面，风电、气电购置单价、风电利用小时数是影响地区 LCOE 的重要因素。

3）通过对 3 种场景的配置结果和经济性分析，在不同的场景中，各区域的 LCOE 表现出显著差异：在场景 1 和场景 2 中，华北地区和西南地区的 LCOE 分别相差 2.5%和 3.5%。这种相似性源于氢储能系统价格影响的综合考虑。在场景 3 中，LCOE 明显不同，例如华北地区的 LCOE 为 0.379 元/kWh，比场景 1 降低了 13.7%；华南地区为 0.781 元/kWh，与场景 1 几乎持平，因完全依赖气电弥补功率不足，LCOE 与气电单价高度相关。以华中地区为例，风-储-氢-燃机系统与传统的氢储能方案或者采用电池储能相比，LCOE 分别降低了 14.3%和 16.7%，因此选择合适的储能和分配策略对降低 LCOE 至关重要，特别是引入掺氢燃机系统在某些区域效果显著，但对基础能源成本较高的地区(如华南)影响有限。

附录见本刊网络版(http://hve.epri.sgcc.com.cn)。

参考文献　References

[1] 李建林，姜冶蓉，马速良，等. 新型电力系统下分布式储能应用场景与优化配置[J]. 高电压技术，2024，50(1)：30-41.
LI Jianlin, JIANG Yerong, MA Suliang, et al. Application scenarios and optimal configuration of distributed energy storage under the new power system[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(1): 30-41.

[2] 杨　帆，王维庆，何　山，等. 基于多场景运行模拟的风-储-车容量随机规划[J]. 高电压技术，2023，49(3)：1161-1171.
YANG Fan, WANG Weiqing, HE Shan, et al. Stochastic planning of wind-storage-vehicle capacity based on multi-scenario operation simulation[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(3): 1161-1171.

[3] 蔡国伟，孔令国，薛　宇，等. 风氢耦合发电技术研究综述[J]. 电力系统自动化，2014，38(21)：127-135.
CAI Guowei, KONG Lingguo, XUE Yu, et al. Overview of research on wind power coupled with hydrogen production technology[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(21): 127-135.

[4] 朱显辉，胡　旭，师　楠，等. 考虑氢储动态效率的电氢耦合微网长期容量优化[J]. 高电压技术，2023，49(3)：1128-1139.
ZHU Xianhui, HU Xu, SHI Nan, et al. Long-term capacity optimization of electrohydrogen coupled microgrid considering dynamic efficiency of hydrogen storage[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(3): 1128-1139.

[5] IUORAŞ A M, SALCU S I, RUSU C G, et al. Power factor compensation for a single-phase AC-DC hybrid micro-grid[C]//2020 IEEE 11th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG). Dubrovnik, Croatia: IEEE, 2020: 455-458.

[6] 李军徽，贾才齐，朱星旭，等. 降低火电调频损耗的混合储能系统容量优化配置双层模型[J]. 高电压技术，2023，49(9)：3965-3976.
LI Junhui, JIA Caiqi, ZHU Xingxu, et al. Dual-layer model for capacity optimization of hybrid energy storage system to reduce thermal power frequency modulation loss[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(9): 3965-3976.

[7] 邓　旭. 双碳背景下电力系统灵活性资源协同规划及优化配置研究[D]. 徐州：中国矿业大学，2022.
DENG Xu. Flexibility resource collaborative planning and optimization allocation of power system in the context of carbon emission peak and carbon neutrality[D]. Xuzhou, China: China University of Mining and Technology, 2022.

[8] 荆　平，徐桂芝，赵　波，等. 面向全球能源互联网的大容量储能技术[J]. 智能电网，2015，3(6)：486-492.
JING Ping, XU Guizhi, ZHAO Bo, et al. Large-scale energy storage technology for global energy internet[J]. Smart Grid, 2015, 3(6): 486-492.

[9] 朱　妍. 储能是构建新型电力系统的必要环节[N]. 中国能源报，2023-01-16(07).
ZHU Yan. Energy storage is a necessary link in building a new power system[N]. China Energy News, 2023-01-16(07).

[10] ZHAI Y J, ZHANG J W, TAN Z W, et al. Research on the application of superconducting magnetic energy storage in the wind power generation system for smoothing wind power fluctuations[J]. IEEE Transactions on Applied Superconductivity, 2021, 31(5): 5700205.

[11] FANG R M, LIANG Y. Control strategy of electrolyzer in a wind-hydrogen system considering the constraints of switching times[J]. International journal of hydrogen energy, 2019, 44(46): 25104-25111.

[12] 雷　勇，林晓冬. 超导磁储能-蓄电池混合储能系统在平抑风电场功率波动中的应用[J]. 高电压技术，2019，45(3)：983-992.
LEI Yong, LIN Xiaodong. Application of hybrid energy storage system based on SMES and BESS in smoothing the power fluctuations of wind farms[J]. High Voltage Engineering, 2019, 45(3): 983-992.

[13] HASSAN S Z, MUMTAZ S, KAMAL T, et al. Performance of grid-integrated photovoltaic/fuel cell/electrolyzer/battery hybrid power system[C]//2015 Power Generation System and Renewable Energy Technologies (PGSRET). Islamabad, Pakistan: IEEE, 2015: 1-8.

[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.
YUAN Tiejiang, GUO Jianghua, 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): 1397-1405.

[15] ZHOU J L, WU Y N, ZHONG Z M, et al. Modeling and configuration optimization of the natural gas-wind-photovoltaic-hydrogen integrated energy system: a novel deviation satisfaction strategy[J]. Energy Conversion and Management, 2021, 243: 114340.

[16] 李彦哲，郭小嘉，董海鹰，等. 风/光/储微电网混合储能系统容量优化配置[J]. 电力系统及其自动化学报，2020，32(6)：123-128.
LI Yanzhe, GUO Xiaojia, DONG Haiying, et al. Optimal capacity configuration of Wind/PV/Storage hybrid energy storage system in microgrid[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2020, 32(6): 123-128.

[17] 袁铁江，曹继雷. 计及风电-负荷不确定性的风氢低碳能源系统容量优化配置[J]. 高电压技术，2022，48(6)：2037-2044.
YUAN Tiejiang, CAO Jilei. Capacity optimization allocation of wind hydrogen low-carbon energy system considering wind power-load uncertainty[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(6): 2037-2044.

[18] YANG G M, JIANG Y W, YOU S. Planning and operation of a hydrogen supply chain network based on the off-grid wind-hydrogen coupling system[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2020, 45(4): 20721-20739.

[19] LUBELLO P, PASQUI M, MATI A, et al. Assessment of hydrogen-based long term electrical energy storage in residential energy systems[J]. Smart Energy, 2022, 8: 100088.

[20] 申航宇，樊小朝，史瑞静，等. 独立光氢燃料电池热电联供系统容量配置优化[J]. 电气传动，2022，52(22)：44-50，65.

SHEN Hangyu, FAN Xiaochao, SHI Ruijing, et al. Capacity configuration optimization of cogeneration system for independent photohydrogen fuel cell[J]. Electric Drive, 2022, 52(22): 44-50, 65.

[21] 北极星风力发电网. 国家发展改革委关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知[EB/OL]. (2021-04-08)[2023-10-01]. https://news. bjx. com. cn/html/20210408/1146216. shtml.
Polaris Wind Power Network. Notice on matters related to the 2021 new energy feed-in tariff policy by the National Development and Reform Commission[EB/OL]. (2021-04-08)[2023-10-01]. https: //news. bjx. com. cn/html/20210408/1146216. shtml.

[22] 国家能源局. 国家能源局举行新闻发布会 发布 2021 年可再生能源并网运行情况等并答问[EB/OL]. (2022-01-29)[2023-10-01]. https://www. gov. cn/xinwen/2022-01-29/content_5671076. htm.
National Energy Administration. National energy administration held a press conference to release the operational status of renewable energy integration into the grid in 2021 and answered questions[EB/OL]. (2022-01-29)[2023-10-01]. https://www.gov.cn/xinwen/2022-01-29/content_5671076. htm

[23] 余全全，谢丽蓉. 风电并网多目标混合储能系统优化配置[J]. 现代电子技术，2021，44(22)：111-115.
YU Quanquan, XIE Lirong. Optimal configuration of multi-objective hybrid energy storage system for wind power grid-connection[J]. Modern Electronics Technique, 2021, 44(22): 111-115.

[24] 许传博，赵云灏，王晓晨，等. 碳中和愿景下考虑电氢耦合的风光场站氢储能优化配置[J]. 电力建设，2022，43(1)：10-18.
XU Chuanbo, ZHAO Yunhao, WANG Xiaochen, et al. Optimal configuration of hydrogen energy storage for wind and solar power stations considering electricity-hydrogen coupling under carbon neutrality vision[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(1): 10-18.

[25] 李 争，罗晓瑞，徐若思，等. 风光-氢储微电网系统多目标容量优化配置[J]. 热能动力工程，2023，38(4)：131-138.
LI Zheng, LUO Xiaorui, XU Ruosi, et al. Multi-objective capacity optimization of wind-PV-hydrogen energy storage micro-grid system[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2023, 38(4): 131-138.



孔令国
1984—，男，博士，教授，博导
从事可再生能源耦合氢能关键技术研究
E-mail: klgwin@neepu.edu.cn

KONG Lingguo
Ph.D., Professor



范乃文
2000—，男，硕士生
研究方向为可再生能源制氢技术经济性分析
E-mail: 1365548668@qq.com

FAN Naiwen



石振宇(通信作者)
1993—，男，硕士，实验师
从事源/网/荷耦合氢储能系统经济性研究
E-mail: szy@neepu.edu.cn

SHI Zhenyu
Corresponding author

收稿日期 2024-07-10 修回日期 2024-09-30 编辑 陈 蔓

附录 A

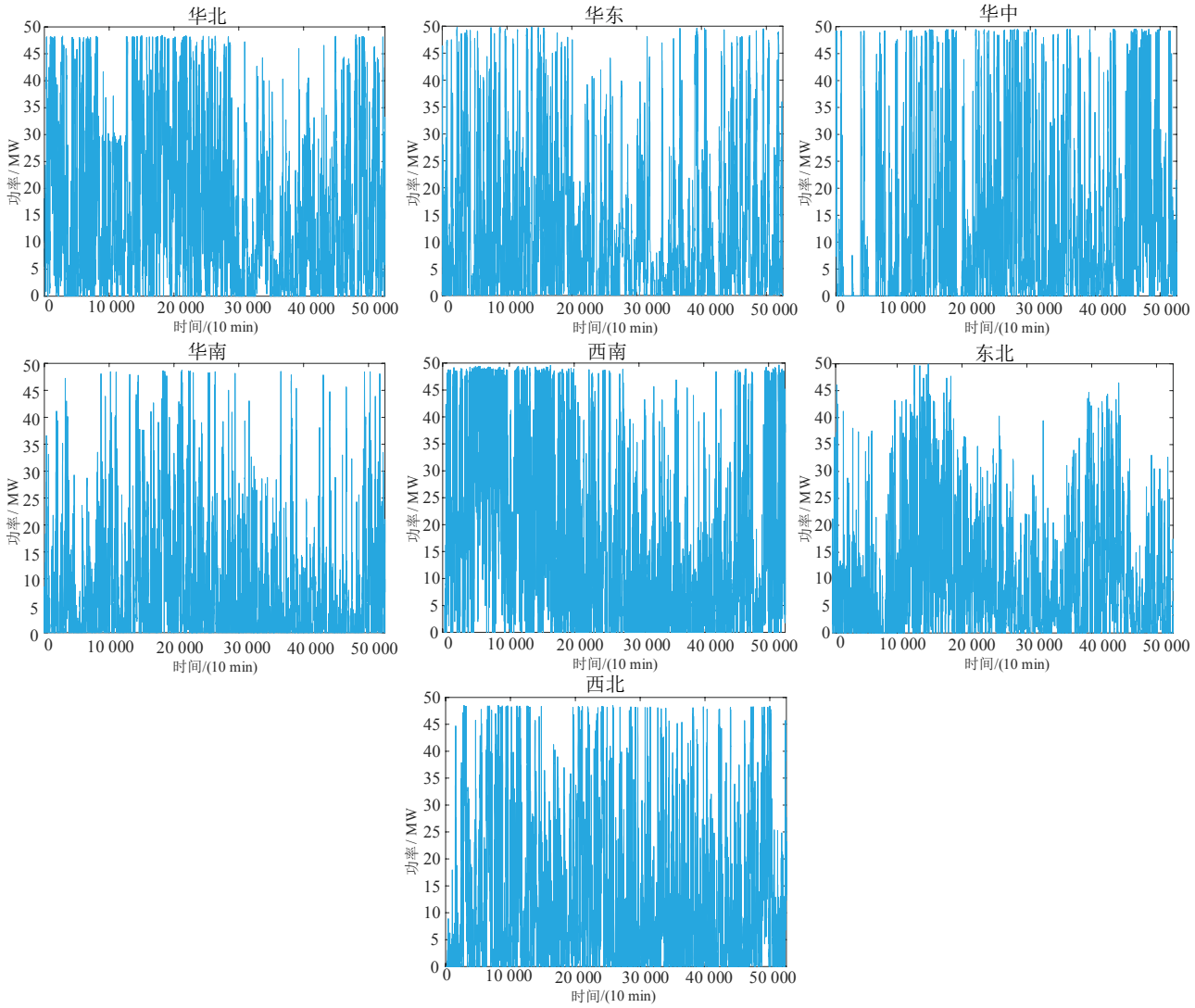


图 A1　各区域全年风电功率

Fig.A1　The annual wind power capacity in each region