

考虑储能动态老化特性的独立海岛零碳微网电-水协同双层规划

邹舒瑾¹, 江岳文^{1,2}, 林琼斌¹, 温步瀛^{1,2}, 缪健锋³, 涂承谦³

(1. 福州大学电气工程与自动化学院, 福州 350108; 2. 智能配电网装备福建省高校工程研究中心(福州大学), 福州 350108; 3. 国网福建省电力有限公司宁德供电公司, 福建 宁德 352100)

摘要: 建设零碳微网供水供电系统是推动海岛可持续发展的有效手段。但随着时间增加, 储能老化对其储存电量与运行功率有着不容忽视的影响。为了提高海岛微电网规划结果的可靠性, 提出一种考虑储能动态老化特性的独立海岛零碳微网电-水协同规划方法。首先, 建立电化学储能与氢储能的精细化物理模型, 分析储能老化对其运行效率的影响。其次, 引入淡水制备系统, 以微网总投资运维成本最小为目标建立独立海岛零碳微网电-水协同规划模型。为了提高模型求解速度, 将规划问题拆分为上下两层, 上层以固定的可再生能源装机容量为基础优化最小投资成本下的储能系统容量, 下层以上层计算出的储能系统装机容量为基础重新规划可再生能源装机容量。然后, 采用交替方向乘子法(alternating direction method of multipliers, ADMM)进行迭代求解, 直至投资总成本收敛获得最优海岛规划方案。最后, 通过对福建省某海岛进行仿真分析, 验证所提模型的合理性及方法的有效性。

关键词: 零碳微网; 独立海岛; 储能动态老化特性; 双层优化模型

Double-Layer Coordinated Planning for Electricity and Water in Zero-Carbon Microgrids on an Independent Island Considering the Dynamic Aging Characteristics of Energy Storage

ZOU Shujin¹, JIANG Yuewen^{1,2}, LIN Qiongbai¹, WEN Buying^{1,2}, MIAO Jianfeng³, TU Chengqian³

(1. College of Electrical Engineering and Automation, Fuzhou University, Fuzhou 350108, China; 2. Fujian Province University Engineering Research Center of Smart Distribution Grid Equipment, Fuzhou University, Fuzhou 350108, China; 3. Ningde Power Supply Company of State Grid Fujian Electric Power Co., Ltd., Ningde, Fujian 352100, China)

Abstract: Constructing a zero-carbon island microgrid with a water and power supply system is an effective means to promote the sustainable development of independent islands. However, energy storage aging significantly impacts its storage power and operating power over time. To improve the reliability of island microgrid planning results, a collaborative electricity-water planning method for zero-carbon microgrids on an independent island considering the dynamic aging characteristics of energy storage is proposed. Firstly, refined physical models of electrochemical energy storage and hydrogen energy storage are established to analyze aging effects on operating efficiency. Secondly, a freshwater preparation system is introduced to establish a zero-carbon microgrid electricity-water cooperative planning model for independent islands in order to minimize the total investment operation and maintenance cost of the microgrid. To enhance the model solution speed, the planning problem is divided into two layers. The upper layer optimizes the installed capacity of the energy storage system with minimum investment cost based on the capacity of renewable energy, and the lower layer replans renewable energy capacity based on the upper layer's results. Then, the ADMM method is used to solve iteratively until the total investment cost converges to obtain the optimal island planning scheme. Finally, the simulation analysis of a Fujian island verifies the method's rationality and effectiveness.

Key words: zero-carbon microgrid; independent island; dynamic aging characteristics; bi-level optimal model

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(52307087); 福建省科技重大专项专题项目(2022HZ028010)。

Foundation item: Supported by the National Natural Science Foundation of China (52307087); the Science and Technology Major Special Project of Fujian Province(2022HZ028010).

0 引言

充分利用海岛丰富的可再生能源发展清洁能源发电技术,是摆脱对化石燃料的依赖、推动海岛绿色发展的必由之路^[1]。目前我国大部分独立海岛电能和淡水供应难以做到完全自持;供水需要依靠船舶运输,成本极高;供电主要通过海底铺设电缆与柴油机发电来实现,但海底电缆价格昂贵,且运行维护较为困难,对远洋海岛而言并不适用。柴油机发电的供能方式严重污染环境^[2-3],构建零碳电-水协同供能微电网,降低对内陆运输与传统化石燃料的依赖,是海岛经济可持续发展的必经之路^[4-5]。

分布式能源发电技术的迅猛发展为海岛微网建设提供新的思路。文献[6]依据已有的微网策略提出含有新能源发电的分布式微电网能源规划方法和考虑交互策略的电源规划模型;文献[7-8]采用多目标粒子群优化算法对海岛可再生能源机组装机容量进行优化,提高电力供应的稳定性。但上述研究均需要利用柴油机供能,其运行所产生的污染严重影响生态环境,构建海岛零碳微网迫在眉睫。在高比例新能源微网中,通过储能系统及时响应负荷变化是应对可再生资源波动的重要手段^[9]。文献[10]构建了一种考虑电动船能耗不确定性的海岛光储微网容量配置鲁棒优化模型;文献[11]充分考虑统一能源系统对储能功能的不同需求,提出一种季节性氢储能的配置方法。然而,储能系统在微网运行过程中必然会发生老化,上述文献均未考虑项目全周期内储能系统储存的电量与运行功率因设备老化而发生的改变。文献[12]针对电化学储能的动态老化特性进行建模,在全生命周期成本中评估电化学储能的容量价值;文献[13]针对氢储能中电解槽与燃料电池的老化特性展开研究,提出考虑氢储能寿命衰减特性的氢耗最小策略。但是,现有研究大都局限于储能系统老化特性本身,在储能容量配置规划研究中电化学储能的充放电效率,电解槽的制氢效率,储氢罐的容量以及燃料电池的耗氢效率往往被简化假定为一个定值。这一假设与实际严重不符,不仅无法准确评估储能系统的真实出力情况,也可能因忽略老化的影响而高估储能系统的存储容量,导致无法满足微网功率平衡。

此外,依靠船舶运输淡水满足岛内供水需求消耗大量人力物力,就地制备淡水是缓解淡水资源短

缺的根本之道^[14-15]。文献[16-17]提出水电联产的供应模式,通过收集光热发电过程产生的气体制备淡水,提高能源系统的综合利用效率。现有研究在供电-供水系统设备的装置设计方面虽取得一定进展,但对于供电-供水系统协同储能系统运行的容量配置和经济性分析研究仍较少。

基于上述分析,本文根据电化学储能与氢储能老化原理分别搭建两种储能老化特性的精细化物理模型;引入海岛淡水制备方法,以独立远洋海岛为研究对象,建立一种考虑储能动态老化特性的独立海岛零碳微电网供水供电的模型。求解不计储能老化特性的规划模型并以其规划结果作为初始方案,将考虑储能老化特性的微网规划模型求解过程拆分为上下层,上层以初始方案中可再生能源装机为基础优化储能系统容量,下层按照上层计算出的储能容量重新规划可再生能源机组,上下层通过ADMM法传递参数迭代,直至微网总投资成本收敛,获得包含可再生能源、储能系统装以及海水淡化系统容量的最优海岛容量配置方案。

1 储能动态老化特性精细建模

储能系统在运行过程中发生的化学反应将导致设备老化、性能衰退。以电化学储能为代表的短期储能老化存在电池容量衰减、充放电效率降低等问题,以氢储能为代表的长期储能老化可能导致储氢量减少、溢氢现象和氢脆现象的发生,影响储能放电量及运行效率。本节分别讨论电化学储能与氢储能系统中电解槽、储氢罐与燃料电池的衰老机理,通过建立相应动态老化衰减模型,以动态储能效率模拟生产实际,提高后续海岛规划结果的准确性。

1.1 电化学储能动态老化特性模型

采用Rint电路可以将电化学储能内部结构等效为恒压源和内部阻抗的串联电路。设 U 和 I 分别表示等效电路外阻抗上的电压和电流,则 t 时段电化学储能的充放电效率 η_t 可以表示为:

$$\eta_t = \frac{UI}{UI + I^2 Z_t} = \frac{1}{1 + Z_t IU} \quad (1)$$

式中 Z_t 为 t 时段电化学储能内部阻抗。

电化学储能的内部阻抗能够反映储能的健康状况(state of health, SOH),可以依此参数估算电化学储能的充放电效率。随着使用时间的增加,其内部阻抗不断变化,可以近似将其线性化为^[12]:

$$Z_t = Z_0 + \frac{s_{\max} - s_t}{s_{\max} - s_{\min}} (Z_{\max} - Z_0) \quad (2)$$

$$s_{t+1} = s_t - (P_t^{\text{dis}} + P_t^{\text{cha}}) \Delta t / Q_{\max} \quad (3)$$

式中: Z_0 为电化学储能初始内部阻抗; s_t 为 t 时段电化学储能健康状态; $s_{\max}$ 与 $s_{\min}$ 分别为健康状态最大值与最小值; $Z_{\max}$ 为寿命结束时段电化学储能内部阻抗的最大值; P_t^{cha} 为 t 时段电化学储能的充电量; P_t^{dis} 为 t 时段电化学储能的放电量; $Q_{\max}$ 为电化学储能在使用寿命周期内的总充放电量。

初始电化学储能的充放电效率 η_0 可以表示为:

$$\eta_0 = \frac{1}{1 + Z_0 I / U} \Leftrightarrow \frac{I}{U} = \frac{1 - \eta_0}{\eta_0 Z_0} \quad (4)$$

结合式(1)–(4), 可以将其充放电效率 η_t 表示为:

$$\eta_t = \frac{1}{1 + \frac{1 - \eta_0}{\eta_0 Z_0} \left(Z_0 + \frac{s_{\max} - s_t}{s_{\max} - s_{\min}} (Z_{\max} - Z_0) \right)} \quad (5)$$

根据 t 时段电化学储能的充放电量即可计算出此时健康状态 s_t , 并通过其内阻抗可以计算此时的充放电效率。考虑到一定时间区间内电化学储能的老化程度差异小, 因此同一时间区间内可忽略电化学储能的参数变化, 其充放电效率与时间的关系可以用一次函数表示。

1.2 氢储能动态老化特性模型

氢储能由电解槽、储氢罐及燃料电池三部分组成, 具有环保、低碳以及允许长时间储存电能等优点, 是海岛微网实现低碳经济发展的关键。

1.2.1 电解槽动态老化特性模型

质子交换膜电解槽具有制氢纯度高、运行压力高且体积小的特点, 与可再生能源发电的波动性能能够很好地适配, 使用广泛, 具有较高商业价值, 因此本节以质子交换膜电解槽为例展开详细讨论。经过长时间工作, 电解槽内部发生化学反应, 导致氟化物释放、交换膜变薄、制氢效率下降^[18]。其制氢效率可以表示为其电压效率与电流效率的乘积。

$$\eta^{\text{ET}} = \varepsilon_U \cdot \varepsilon_I \quad (6)$$

式中: η^{ET} 为电解槽的制氢效率; ε_U 为电解槽的电压效率; ε_I 为电解槽的电流效率。

电流效率即法拉第效率, 可以表示为:

$$\varepsilon_I = (I - I_{\text{loss}}) / I = 1 - I_{\text{loss}} / (i \cdot B_A) \quad (7)$$

式中: I_{loss} 、 I 和 i 分别为电解槽的损失电流、流经电流和流经电流密度; B_A 为质子交换膜有效面积。

根据法拉第电解定律及菲克定律, 损耗氢气量

可以通过电解槽的损失电流与法拉第常数 F 表示, 阴极渗透到阳极的氢气扩散通量可以由质子交换膜的有效面积 B_A 、氢气在电解槽内的扩散系数 D 、氢气的溶解度系数 S 及膜两侧的氢气分压差 ΔP 表示。由于电解槽内的氢气主要损失于阳极隔间的渗透量, 因此可以近似认为单位时间内损失的氢气量等于阴极渗透到阳极的氢气扩散通量^[19]。基于上述分析, 电解槽损失电流 I_{loss} 可以表示为:

$$I_{\text{loss}} = 2F \cdot B_A \cdot D \cdot S \cdot \Delta P / e_M(t) \quad (8)$$

式中 $e_M(t)$ 为质子交换膜 t 时段的厚度, 随着电解槽运行降解不断减小。

结合式(7)–(8)得到动态电流效率表达式。

$$\varepsilon_I = 1 - 2F \cdot D \cdot S \cdot \Delta P / (i \cdot e_M(t)) \quad (9)$$

电解槽的电压效率 ε_U 是电解水热中性电压 U_{th} 与电解槽运行电压 U_{cell} 的比。忽略阴极过电压^[20], 电解槽运行电压可以表示为电解水热中性电压 U_{th} 、阳极过电压 E_{Anode} 与欧姆电压 U_R 之和。

$$\varepsilon_U = U_{\text{th}} / (U_{\text{th}} + E_{\text{Anode}} + U_R) \quad (10)$$

阳极过电压可以表示为电流密度 i 与阳极的转换电流密度 i_{0A} 的函数, 如式(11)所示。

$$E_{\text{Anode}} = \frac{RT_0}{\alpha_A z F} \ln \left(\frac{i}{i_{0A} \gamma_A} \right) \quad (11)$$

式中: R 为气体常数; T_0 为电解运行温度; α_A 为阳极电荷的传递系数; z 为化学计量系数; i_{0A} 为阳极的转化电流密度; γ_A 为阳极活性面积的比。

电解槽欧姆电阻计算表达式为:

$$R_{\text{ohm}} = e_M(t) / (B_A \cdot k) + e_A / (B_A \cdot \sigma_A) + e_C / (B_A \cdot \sigma_C) \quad (12)$$

式中: $e_M(t)$ 、 e_A 和 e_C 分别为电解槽中质子交换膜 t 时刻的厚度、阳极板的厚度和阴极板的厚度; k 、 σ_A 和 σ_C 分别为三者的电导率。

电解槽的质子交换膜老化后, 材料导电性能变弱, 其衰减的电导率 k 表示为^[20]:

$$k = (e_M(t) / e_M(0))^2 \cdot k_0 \quad (13)$$

式中: k_0 和 k 分别为电解槽电解质的初始和 t 时刻的电导率。初始电导率是关于质子交换膜的水分含量与工作温度相关的常数。

因此, 欧姆电压可以表示为:

$$U_R = I \cdot R_{\text{ohm}} = I \cdot \left(\frac{e_M(t)}{B_A k} + \frac{e_A}{B_A \sigma_A} + \frac{e_C}{B_A \sigma_C} \right) \quad (14)$$

结合式(11)一(14), 得到动态电压效率表达式。

$$\varepsilon_U \approx \frac{U_m}{\left(\frac{RT_0}{\alpha_A z F} \ln \left(\frac{i}{i_{0A} \gamma_A} \right) + i \left(\frac{e_A}{\sigma_A} + \frac{e_C}{\sigma_C} \right) + \frac{i \cdot e_M^2(0)}{e_M(t) k_0} \right) + U_m} \quad (15)$$

根据式(9)与式(15), 电解槽的质子交换膜经过长时间运行不断减薄, 导致氢气渗透损失量不断增加, 进而引起电流效率衰减、欧姆电阻增加以及欧姆电压不断上升, 最终导致电解槽制氢效率不断衰减, 具体表示为:

$$\eta^{ET} \approx \left(1 - \frac{2F \times D \times S \times \Delta P}{i \times e_M(t)} \right) \times \left[\frac{U_m}{\left(U_m + \frac{RT_0}{\alpha_A z F} \ln \left(\frac{i}{i_{0A} \gamma_A} \right) + i \left(\frac{e_M(t)}{k} + \frac{e_A}{\sigma_A} + \frac{e_C}{\sigma_C} \right) \right)} \right] \quad (16)$$

在实际工程中因计算电解槽的电流密度 i 难度大, 因此常用电解槽运行功率的标幺值 $\rho_{i,t}$ 对动态制氢效率 η^{ET} 化简。其运行功率的标幺值可以表示为:

$$\rho(i, t) = \frac{U_{i,t} i B_A}{U_{i,t,N} i_N B_A} = \frac{U_{i,t} i}{U_{i,t,N} i_N} \quad (17)$$

式中: $U_{i,t}$ 为 t 时段电流密度 i 时电解槽的运行电压; $U_{i,t,N}$ 为 $U_{i,t}$ 的额定值; i_N 为电解槽的额定电流密度。分析式(16)一(17)可知电解槽制氢效率与运行功率的标幺值均为关于电流密度的函数。可以将电解槽的制氢效率表示为电解槽运行功率标幺值与时间的函数^[13]。

$$\eta^{ET} = f(\rho_{i,t}, t) \quad (18)$$

式中 f 为电解槽制氢效率关于电解槽运行功率的标幺值 $\rho_{i,t}$ 与时间 t 的高阶函数。

1.2.2 储氢罐动态老化特性模型

储运安全是影响氢能产业大规模发展的关键。高压储氢罐通过加压泵将氢压缩存储到耐高压的容器中, 氢以气态储存, 其存储量与罐内压力密切相关。高压气态储氢具有结构简单且充放气速度快的优点, 是目前发展最成熟且常用的储氢技术。

罐内壁因长期承受高压而发生形变, 为维持其原始形状与结构, 罐壁内部会产生相应的应力。根据牛顿第三定律及材料的S-N曲线特性^[21], 罐壁所

受内应力与外力相等。随着设备使用时间增加, 储氢罐壁所能承受最大应力逐渐下降, 允许作用于罐壁的最大压强逐步减小, 从而导致存储氢气的质量减少。氢气存储量与使用寿命关系曲线如图1所示。

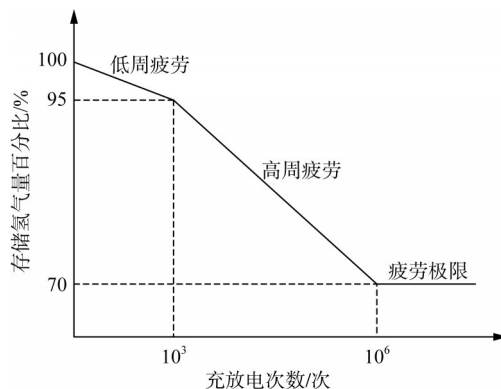


图1 氢气存储量与使用寿命变化图

Fig. 1 Hydrogen storage versus service life

由于短期内储氢罐的老化差异较小, 可以认为同一时间区间内储氢罐的最大氢气存储量相同, 并依此建立时间与最大氢气存储量的一次函数。

1.2.3 燃料电池动态老化特性模型

燃料电池中, 氢气和空气分别由阳极和阴极进入电堆, 在催化剂的作用下发生化学反应并将产生的电能经外电路送出。随运行时间增加, 其组件发生老化, 具体表现为其电压的降低。当电池电压降至初始电压的10%时, 可视为燃料电池的寿命结束。考虑老化特性的燃料电池退化效率 η^{FC} 是其输出电能与输入氢气具有能量的比, 与燃料效率、转化效率及电池电效率有关^[14]。

$$\eta^{FC} = \eta_{FC0} \cdot \eta_{conv} \cdot \xi_{conv} \cdot \eta_{ba} \cdot \xi_{ba} \quad (19)$$

1) 燃料效率 η_{FC0} 是燃料电池消耗氢气与供给氢气的比。由于燃料电池均配有氢循环泵, 其初始效率可视为1, 并假设在降解过程中不会发生变化。

2) 转换效率变异系数 ξ_{conv} 是燃料电池产生的电能与耗氢化学能量的比。在老化过程中, 转换效率变异系数随着燃料电池电压的下降而降低。转换效率变异系数 ξ_{conv} 可以表示为:

$$\begin{aligned} \xi_{conv} &= \eta_{conv}(t) / \eta_{conv}(0) \\ &= U_{rated}(t) / U_{rated}(0) \\ &= 0.9 + 0.1 \cdot S_{OH-FC} \end{aligned} \quad (20)$$

式中: $\eta_{conv}(t)$ 为 t 时段燃料电池的转换效率; $U_{rated}(t)$ 为 t 时段燃料电池衰减后的额定电压; S_{OH-FC}

为燃料电池的健康状况。

燃料电池 SOH 可以反映其工作健康状态,表征燃料电池电堆的老化程度,其表达式为:

$$S_{FC} = 1 - D \quad (21)$$

式中 D 为燃料电池的退化率,与其运行工况相关。

3) 电池电效率变异系数 ξ_{ba} 是燃料电池的输出能量与输入能量的比值,可以表示为:

$$\xi_{ba} = \eta_{ba}(t) / \eta_{ba}(0) \quad (22)$$

式中 $\eta_{ba}(t)$ 为 t 时段燃料电池电效率。

结合式 (19) — (22), 燃料电池退化效率 η^{FC} 与其退化率和电效率变异系数 ξ_{ba} 相关。退化率及电效率变异系数分别与燃料电池使用时间 t 及燃料电池运行功率的标幺值 ρ_i^{FC} 有关,可以将燃料电池退化效率 η^{FC} 经运行功率的标幺值与时间表示为:

$$\eta^{FC} = g(\rho_i^{FC}, t) \quad (23)$$

式中 g 为燃料电池耗氢效率 η^{FC} 关于其运行功率的标幺值 ρ_i^{FC} 与时间 t 的高阶函数。

2 独立海岛零碳微网容量配置优化建模

第1节中建立电化学储能与氢储能的动态老化模型,将其引入规划模型,通过运行功率和使用年限动态表征储能系统的充放电效率。基于动态参数计算储能的荷电存储量,从而准确评估储能的真实出力与容量状况,保障规划结果的合理性与安全性。

该模型依靠可再生能源机组零碳供电,并将所发电能用于海水淡化系统,就地制备岛内所需淡水,从而实现独立海岛的淡水供应自持。同时,通过电化学储能与氢储能的协同配合,积极应对可再生能源发电不稳定对海岛微网带来的巨大挑战。模型充分考虑海岛水电平衡、机组出力以及容量限制等约束条件,并以全寿命周期内微网项目的等年值投资成本最小化为目标,最终获得零碳供水供电电网的最优容量配置策略。

2.1 海水淡化系统模型建立

反渗透淡水处理技术以渗透膜两侧的压力差为推动力,通过筛除海水中的盐质和其他无法通过渗透膜的杂质,获得所需淡水,其工作原理如图2所示。通过控制膜前的进水压力,可以改变系统高压泵的转矩,从而调整高压的泵能耗和海水淡化系统的制水功率。海水淡化系统物理模型可以表示为:

$$0 \leq P_{f,t} \leq P_f^{f, \text{rated}} \quad (24)$$

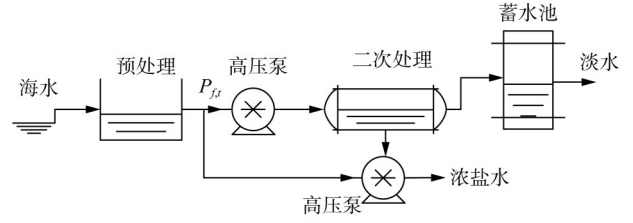


图2 海水淡化系统工作原理示意图

Fig. 2 Schematic diagram of the working principle of seawater desalination

$$S_{f,t} = S_{f,t-1} + \beta_f \eta_f^{\text{pre}} P_{f,t} - \varepsilon_f W_t + \rho P_t^{\text{ET}} \quad (25)$$

$$e_{\text{fsoc}}^{\min} V_f^{f, \text{rated}} \leq S_{f,t} \leq e_{\text{fsoc}}^{\max} V_f^{f, \text{rated}} \quad (26)$$

$$S_{f,t} \geq \varepsilon_f W_t \quad (27)$$

式中: $P_{f,t}$ 为淡水池 f 在 t 时段生产淡水消耗的功率,数值为正; $P_f^{f, \text{rated}}$ 为制水系统额定功率; $S_{f,t}$ 为淡水池 f 在 t 时段的水位; β_f 为淡水功率转化系数,表示消耗单位能量可以制备淡水的吨数; η_f^{pre} 为水泵制水效率; ρ 为淡水需求系数,表示氢储能消耗单位电能所能制备的淡水能量; P_t^{ET} 为电解槽在 t 时段的制氢功率,数值为负,表示电解水所需淡水可由蓄水池提供; $V_f^{f, \text{rated}}$ 为蓄水池的额定容积; $e_{\text{fsoc}}^{\min}$ 和 $e_{\text{fsoc}}^{\max}$ 分别为蓄水池水量的下限与上限; ε_f 为用户用水保障系数; W_t 为 t 时段海岛用水需求量。

2.2 目标函数

以最小化机组投资运维成本、储能设备更换成本和微网切负荷惩罚成本为目标,建立目标函数如式(28)所示。

$$\min F = C_{\text{inv}} + C_{\text{work}} + C_{\text{change}} + C_{\text{cut}} \quad (28)$$

1) C_{inv} 和 C_{work} 是以等年值表示的设备投资成本和运维成本,包括可再生能源发电机组、电化学储能与氢储能系统及海水淡化系统。其数学表达式为:

$$\begin{aligned} C_{\text{inv}} + C_{\text{work}} = & \sum_{m=1}^{N_m} (1 + a_m) \cdot b_m \cdot c_{\text{wind}} P_m^{\text{wind, rated}} + \\ & \sum_{n=1}^{N_n} (1 + a_n) \cdot b_n \cdot c_{\text{solar}} P_n^{\text{solar, rated}} + \\ & \sum_{k=1}^{N_k} (1 + a_k) \cdot b_k \cdot c_{\text{tidal}} P_k^{\text{tidal, rated}} + \\ & \sum_{e=1}^{N_e} (1 + a_e) \cdot b_e \cdot c_{\text{ess}}^{\text{cap}} S_e^{\text{ess, rated}} + \\ & \sum_{h=1}^{N_h} (1 + a_h) \cdot b_h \cdot (c_{\text{ET}} P_h^{\text{ET, rated}} + \\ & c_{\text{FC}} P_h^{\text{FC, rated}} + c_{\text{hes}} S_h^{\text{Hess, rated}}) + \\ & \sum_{f=1}^{N_f} (1 + a_f) \cdot b_f \cdot (C_0 + c_{\text{ire}} V_f^{f, \text{rated}}) \end{aligned} \quad (29)$$

式中： N_M 、 N_N 、 N_K 、 N_E 、 N_H 和 N_F 分别为风电机组、光伏组件、波浪能发电装置、电化学储能、氢储能、淡化系统的设备数量； a_m 、 a_n 、 a_k 、 a_e 、 a_h 和 a_f 分别为风电机组 m 、光伏组件 n 、波浪能发电装置 k 、电化学储能 e 、氢储能 h 、淡化系统 f 的运维成本系数； b_m 、 b_n 、 b_k 、 b_e 、 b_h 和 b_f 分别为风电机组 m 、光伏组件 n 、波浪能发电装置 k 、电化学储能 e 、氢储能 h 、淡化系统 f 的投资成本等年值系数，与设计运行年限有关； c_{wind} 、 c_{solar} 和 c_{tidal} 分别为风电机组、光伏组件和波浪能发电装置的单位容量成本； $c_{\text{ess}}^{\text{cap}}$ 为电化学储能单位容量成本； c_{ET} 和 c_{FC} 分别为电解槽和燃料电池的单位功率成本； c_{hes} 为储氢罐单位容量成本； C_0 为海水淡化系统基础建设成本； c_{fre} 为淡水蓄水池单位容量成本； $P_m^{\text{wind, rated}}$ 、 $P_n^{\text{solar, rated}}$ 和 $P_k^{\text{tidal, rated}}$ 分别为风电机组 m 、光伏组件 n 和波浪能发电装置 k 的额定功率； $S_e^{\text{ess, rated}}$ 为电化学储能 e 的额定荷电容量； $P_h^{\text{FC, rated}}$ 和 $P_h^{\text{ET, rated}}$ 分别为氢储能 h 中燃料电池额定输出功率和电解槽额定用电功率； $S_h^{\text{Hess, rated}}$ 为氢储能 h 中储氢罐额定存储量。

2) C_{change} 表示以等年值计算的储能更换费用。在微网运行周期内，储能系统因频繁发生化学反应，其使用寿命往往小于微网项目运行周期。因此，在计算储能系统的投资成本时需要考虑其更换费用。每次更换储能设备的价格存在差异，具体表示为：

$$\begin{aligned} C_{\text{change}} &= \sum_{n=1}^N \sum_{i \in S_{10}} c_{i, n, \text{change}} \\ &= d_i \sum_{i \in S_{10}} (1 - \tau)^{(n_i - 1)N_i} c_i P_i^{\text{rated}} \end{aligned} \quad (30)$$

式中： N 为设备需要更换总次数； S_{10} 为所需更换储能的集合； $c_{i, n, \text{change}}$ 为储能 i 第 n 次更换设备所需费用； d_i 为所需更换设备 i 的等年值成本系数； τ 为更换费用的年均下降比例； n_i 为储能 i 第 n 次更换； N_i 为所需更换设备 i 使用寿命； c_i 为储能 i 第1次更换时对应的单位成本； P_i^{rated} 为储能 i 的配置容量。考虑到电化学储能的结构特性，其更换费用往往不计入年均下降比例。

3) C_{cut} 是微网切除非一级负荷的惩罚成本，表示模型在非必要条件应避免切除非一级负荷，将其折算为等年值计入目标函数计算，表示为：

$$C_{\text{cut}} = \sum_{t=1}^{N_T} c_{\text{cut}} L_t \times 365/N_D \quad (31)$$

式中： N_T 和 N_D 为规划时段数和天数； c_{cut} 为单位切负荷成本； L_t 为在 t 时段微网切负荷量。

2.3 约束条件

考虑储能动态老化特性的独立海岛零碳微网在运行过程中需满足以下约束条件。其中，电化学储能与氢储能的工作效率与荷电容量通过其运行功率和使用年限动态表征。

1) 电化学储能运行约束

$$P_{e, t}^{\text{ess}} = P_{e, t}^{\text{dis}} + P_{e, t}^{\text{cha}} \quad (32)$$

$$X_{e, t}^{\text{dis}} + X_{e, t}^{\text{cha}} \leq 1 \quad (33)$$

$$0 \leq P_{e, t}^{\text{dis}} \leq P_e^{\text{ess, rated}} X_{e, t}^{\text{dis}} \quad (34)$$

$$-P_e^{\text{ess, rated}} X_{e, t}^{\text{cha}} \leq P_{e, t}^{\text{cha}} \leq 0 \quad (35)$$

$$S_{e, t}^{\text{ess}} = S_{e, t-1}^{\text{ess}} - \eta_{e, t}(t) P_{e, t}^{\text{cha}} \Delta t - \frac{P_{e, t}^{\text{dis}} \Delta t}{\eta_{e, t}(t)} \quad (36)$$

$$e_{\text{soc}, e}^{\min} S_e^{\text{ess, rated}} \leq S_{e, t}^{\text{ess}} \leq e_{\text{soc}, e}^{\max} S_e^{\text{ess, rated}} \quad (37)$$

$$S_e^{\text{dis, rated}} = H_e P_e^{\text{dis, rated}} \quad (38)$$

式中： $P_{e, t}^{\text{ess}}$ 为电化学储能 e 在 t 时段的输出功率； $P_{e, t}^{\text{dis}}$ 为 t 时段电化学储能 e 放电功率，数值为正； $P_{e, t}^{\text{cha}}$ 为 t 时段电化学储能 e 充电功率，数值为负； $X_{e, t}^{\text{dis}}$ 为 t 时段电化学储能 e 的放电标志位，为0-1变量，取1时电化学储能工作于放电状态，取0时电化学储能未处于放电状态； $X_{e, t}^{\text{cha}}$ 为 t 时段电化学储能 e 的充电标志位，为0-1变量，取1时电化学储能工作于充电状态，取0时电化学储能未处于充电状态；式(33)表示电化学储能充放电状态始终互斥； $S_{e, t}^{\text{ess}}$ 为 t 时段电化学储能 e 荷电容量； $\eta_{e, t}(t)$ 为电化学储能 e 考虑老化特性时在 t 时段的充放电效率，随着时间增加，其充放电效率不断减小，影响存储荷电量 $S_{e, t}^{\text{ess}}$ ； Δt 为间隔时间； $e_{\text{soc}, e}^{\min}$ 和 $e_{\text{soc}, e}^{\max}$ 分别为电化学储能 e 的容量状态周期性运行的下限与上限，式(37)表示电化学储能存储容量须保证在指定范围内； H_e 为电化学储能 e 的持续放电时长，表示充满额定容量时在额定功率下能够持续放电的小时数。

2) 氢储能运行约束

氢储能系统利用富余电能驱动电解槽将海水淡化处理后的淡水分解为氢气和氧气，并压缩存储氢气于储氢罐；在微电网发电量不足时，所存储的氢气通过燃料电池与氧气发生化学反应，释放电能。

$$P_{h, t}^{\text{Hess}} = P_{h, t}^{\text{FC}} + P_{h, t}^{\text{ET}} \quad (39)$$

$$X_{h, t}^{\text{FC}} + X_{h, t}^{\text{ET}} \leq 1 \quad (40)$$

$$0 \leq P_{h, t}^{\text{FC}} \leq P_h^{\text{FC, rated}} X_{h, t}^{\text{FC}} \quad (41)$$

$$-P_h^{\text{ET, rated}} X_{h, t}^{\text{ET}} \leq P_{h, t}^{\text{ET}} \leq 0 \quad (42)$$

$$S_{h,t}^{\text{Hess}} = S_{h,t-1}^{\text{Hess}} - \lambda \eta_{h,t}^{\text{ET}}(t) P_{h,t}^{\text{ET}} \Delta t - \frac{\gamma P_{h,t}^{\text{FC}} \Delta t}{\eta_{h,t}^{\text{FC}}(t)} \quad (43)$$

$$e_{\text{Hsoc},h}^{\min} S_{h,t}^{\text{Hess},\text{rated}} \leq S_{h,t}^{\text{Hess}} \leq e_{\text{Hsoc},h}^{\max} S_{h,t}^{\text{Hess},\text{rated}} \quad (44)$$

式中: $P_{h,t}^{\text{Hess}}$ 为 t 时段氢储能 h 的输出功率; $P_{h,t}^{\text{FC}}$ 为 t 时段氢储能 h 中燃料电池的功率, 数值为正; $P_{h,t}^{\text{ET}}$ 为 t 时段氢储能 h 中电解槽的功率, 数值为负; $X_{h,t}^{\text{FC}}$ 为 t 时段氢储能 h 中燃料电池的工作标志位, 为 0-1 变量, 取 1 时燃料电池处于工作状态, 取 0 时燃料电池未工作; $X_{h,t}^{\text{ET}}$ 为 t 时段氢储能 h 中电解槽的工作标志位, 为 0-1 变量, 取 1 时电解槽处于工作状态, 取 0 时电解槽未工作; 式(40)表示氢储能充放电状态互斥; $S_{h,t}^{\text{Hess}}$ 为氢储能 h 中储氢罐在 t 时段的氢气量; $\eta_{h,t}^{\text{FC}}(t)$ 和 $\eta_{h,t}^{\text{ET}}(t)$ 分别为考虑老化特性时 t 时段氢储能 h 中燃料电池耗氢效率和电解槽制氢效率, 其数值通过设备运行功率和使用年限动态表征, 影响氢气存储量变化; λ 为制氢系数, 即消耗单位能量能够制备的氢气量; γ 为耗氢系数, 即释放单位能量需要消耗的氢气量; $e_{\text{Hsoc},h}^{\min}$ 、 $e_{\text{Hsoc},h}^{\max}$ 分别为氢储能 h 的容量状态周期性运行的下限与上限, 式(44)表示储氢罐中的氢气量必须保证在指定范围内。

3) 微网容量约束

海岛微电网规划建设时, 可再生能源发电机组、储能系统及海水淡化系统的额定装机容量必须小于规划允许的装机容量上限; 海岛微电网实际运行时, 任一时段下可再生能源发电机组、储能系统以及海水淡化系统的输出功率均需保证在其额定容量内。

4) 储能协同运行约束

式(45)一(46)表示储能系统充放电状态必须保持一致, 以避免能量内部循环, 增加损耗。电化学储能具有成本低和能量转换效率高的优点, 但由于受到存储容量小和储存时间短的限制, 无法满足大容量的能量存储需求。氢储能在存储时间和存储容量上具备明显优势, 但其成本高且效率低, 经济性欠佳。因此, 式(47)一(48)表示电化学储能优先于氢储能进行充放电。

$$X_{e,t}^{\text{dis}} + X_{h,t}^{\text{ET}} \leq 1 \quad (45)$$

$$X_{e,t}^{\text{cha}} + X_{h,t}^{\text{FC}} \leq 1 \quad (46)$$

$$X_{h,t}^{\text{ET}} (e_{\text{soc},e}^{\max} S_e^{\text{ess},\text{rated}} - S_{e,t}^{\text{ess}}) = 0 \quad (47)$$

$$X_{h,t}^{\text{FC}} (S_{e,t}^{\text{ess}} - e_{\text{soc},e}^{\min} S_e^{\text{ess},\text{rated}}) = 0 \quad (48)$$

5) 微网功率平衡约束

$$P_{m,t}^{\text{wind}} + P_{n,t}^{\text{solar}} + P_{k,t}^{\text{tidal}} + P_{e,t}^{\text{ess}} + P_{h,t}^{\text{Hess}} = P_{f,t} + P_t^{\text{load}} - L_t \quad (49)$$

式中 P_t^{load} 为 t 时段用电负荷。

3 模型求解

考虑到采用大规模可再生能源历史数据作为规划场景能够更好地反映储能系统老化性能变化趋势, 本文选取项目全寿命周期共 20 a 进行规划分析。原始数据的庞大给规划模型的求解带来巨大计算量, 且式(43)中氢储能的耗氢效率 $\eta_{h,t}^{\text{FC}}$ 与制氢效率 $\eta_{h,t}^{\text{ET}}$ 分别是关于燃料电池运行功率 $P_{h,t}^{\text{FC}}$ 与电解槽运行效率 $P_{h,t}^{\text{ET}}$ 的函数, 使得储氢罐存储量的计算具有高度非线性, 无法直接通过线性方法快速求解。

因此, 考虑储能动态老化特性的独立海岛零碳微电网-水协同规划属于非线性大规模优化问题。为提高求解速度和准确性, 本文首先基于海岛 1 a 历史数据, 忽略储能系统的动态老化特性, 以一假设定值代替其充放电效率, 并对约束条件式(34)一(35)、式(41)一(42)进行线性化处理。随后采用 YALMIP 调用 GUROBI 的方法对线性化处理后的海岛一年规划问题进行求解, 获得配置可再生能源机组装机容量的初始方案。接着, 将本文所建立的储能系统动态老化模型引入海岛 20 a 全寿命周期规划研究, 以动态储能充放电效率、氢储能制氢耗氢效率和最大储氢罐可用容量代入规划模型, 求解该非线性复杂规划问题。将规划问题的求解拆分为上下两层, 上层以初始方案获得的可再生能源装机容量为基础, 规划求解考虑老化特性的储能系统装机容量, 下层按照上层计算出的储能系统装机容量配置微网, 并重新规划求解可再生能源机组容量。上下层非线性规划问题采用粒子群算法求解, 通过交替向乘子法传递参数^[22], 不断迭代, 直至模型目标函数的项目总投资成本值误差小于 0.1 % 时, 视为收敛, 最终获得该场景下微网投资成本最小的容量配置方案。

4 算例分析

4.1 海岛基础数据

本文选取福建省某海岛为例, 开展规划运行研究。该海岛离岸约 45 km, 没有与大陆相连的供水供电管线, 供水主要依靠天然降水和岛外船舶运

输, 供电则通过若干台柴油发电机实现, 2022 年向海岛供电 315.2 MWh。海岛负荷波动与季节密切相关, 夏季为用电高峰, 全岛月均用电约 35 MWh, 主要用于旅游、冷藏和渔业发展; 冬季为用电低谷, 全岛月均用电仅 15 MWh。海岛年均用水量约 3.5 万 t, 全岛最高负荷约为 200 kW, 预计到 2025 年底最大负荷将增至 300 kW。该岛可再生资源丰富: 风况良好, 10 m 实测年平均风速 7.479 m/s; 太阳能资源丰富, 年平均辐射量达 4 283.78 MJ/m², 利用价值高; 平均波浪高度 2.52 m, 可以通过波浪能进行发电。根据前文分析, 考虑一定时间区间内电化学储能及氢储能的老化程度差异较小, 且运行效率曲线高度相似, 可以选择某一时间区间中点表示该时段内储能的老化程度。时间区间的长短可以依据研究所需精度进行划分, 本文取 1 a 进行计算。电化学储能的使用寿命取 10 a, 当剩余容量降低至原始值的 80 % 时退出使用; 储氢罐的使用寿命取 20 a, 低周疲劳期取 5 a, 依据 S-N 曲线(应力疲劳分析法)可以拟合出其可用容量与使用年限的关系; 电解槽及燃料电池的使用寿命取 5 a, 其运行功率以标幺值 ρ 表示。各储能元件的参数参考文献[12–14]、[23], 其动态老化特性模型整理如表 1 所示。其中, 电化学储能充放电效率 10 a 后衰减 8.7 %, 电解槽制氢效率 5 a 后衰减 6.22 %, 燃料电池耗氢效率 5 a 后衰减 32.9 % ($\rho = 1$), 储氢罐容量 20 a 后衰减 30 %。

此外, 电化学储能最大装机容量取 200 kW, 单位容量成本 1 100 元/kWh, 运维成本系数取 0.02, 电池荷电状态 SOC 值上下限为 [0.1, 0.9], 持续放电时间 3 h; 氢储能运维成本系数取 0.02,

电解槽最大装机容量为 100 kW, 单位功率成本为 50 000 元/kW, 燃料电池最大装机容量为 200 kW, 单位功率成本为 52 000 元/kW; 储氢罐工作于压强 16 MPa 时单位容量成本为 1 325 元/L, SOC 值上下限 [0.1, 0.9]。给定折现率为 6%, 单位切负荷成本取 600 元/kWh, 最大允许切除非一级负荷比例 30 %, 且每日仅允许在负荷高峰的固定时段切负荷。由于波浪能发电成本昂贵且技术尚不成熟稳定, 本文假设波浪能发电装置的最大装机容量为 50 kW; 风电机组和光伏组件的最大装机容量均为 2 000 kW; 可再生能源机组的运维成本系数均取 0.02, 最大运行年限取 20 a; 风电机组、光伏组件及波浪能发电装置的单位容量成本分别为 9 000 元、4 000 元和 30 000 元。海水淡化系统基础建设成本 200 万元, 海水淡化蓄水池的单位容量成本为 1 000 元/t, 运维成本系数为 0.02, 蓄水池最大运行年限为 40 a, 运行淡化效率取 0.8, 淡水需求系数取 0.2。图 3—5 为风速、光照强度和波浪时序数据。

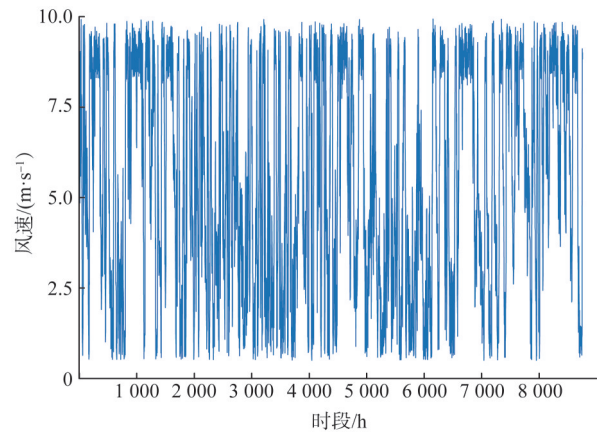


图 3 风速时序数据

Fig. 3 Wind speed time series

表 1 储能系统动态老化特性曲线拟函数式

Tab. 1 The proposed functional equation for the dynamic aging characteristic curve of the energy storage system

使用年限 t/a	电化学储能 充放电效率/%	氢储能系统/%			
		储氢罐存储容量	电解槽制氢效率	燃料电池耗氢效率	
				$0 \leq \rho \leq 0.2$	$0.2 < \rho \leq 1$
1	$0.903 - 0.003 t$	$1.01 - 0.01 t$	$0.060 2\rho^2 - 0.220 8\rho + 0.819 6$	$-3.5\rho^2 + 2.07\rho + 0.26$	$-0.11\rho^2 + 0.02\rho + 0.534$
2	$0.903 - 0.003 t$	$1.01 - 0.01 t$	$0.065 1\rho^2 - 0.233 9\rho + 0.816 7$	$-4.5\rho^2 + 2.37\rho + 0.22$	$-0.14\rho^2 + 0.03\rho + 0.513$
3	$0.903 - 0.003 t$	$1.01 - 0.01 t$	$0.071 5\rho^2 - 0.250 2\rho + 0.813 1$	$-4.8\rho^2 + 2.45\rho + 0.19$	$-0.18\rho^2 + 0.07\rho + 0.481$
4	$0.903 - 0.003 t$	$1.01 - 0.01 t$	$0.080 2\rho^2 - 0.270 7\rho + 0.808 4$	$-5.0\rho^2 + 2.53\rho + 0.16$	$-0.20\rho^2 + 0.09\rho + 0.455$
5	$0.903 - 0.003 t$	$1.01 - 0.01 t$	$0.092 3\rho^2 - 0.297 3\rho + 0.801 8$	$-5.5\rho^2 + 2.55\rho + 0.12$	$-0.19\rho^2 + 0.11\rho + 0.395$
6~10	$0.948 - 0.013 5 t$	$1.033 - 0.016 7 t$			
10~20		$1.033 - 0.016 7 t$			

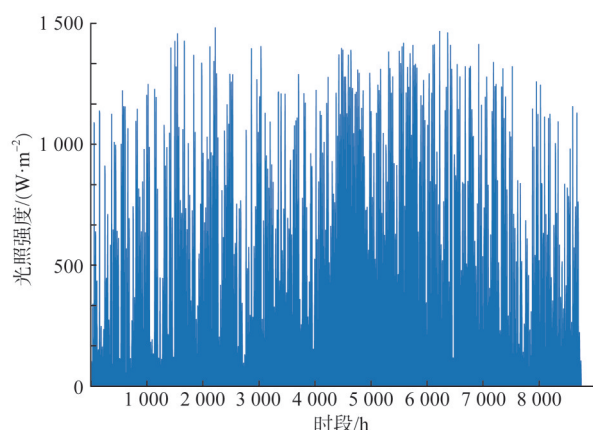


图4 光照强度时序数据

Fig. 4 Solar intensity time series

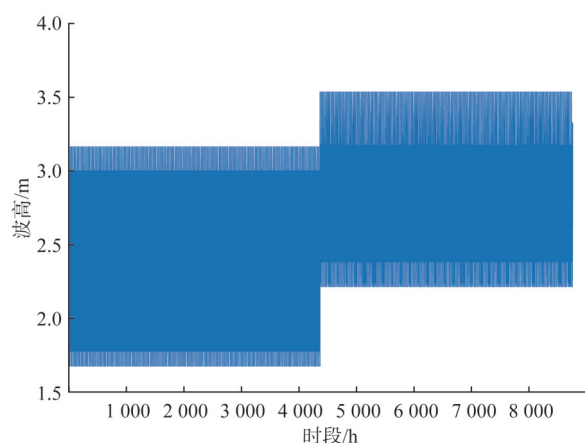


图5 波浪高度时序数据

Fig. 5 Wave height time series

4.2 算例仿真

4.2.1 考虑储能老化特性的海岛微网规划结果分析

为说明本文所提模型的有效性 with 规划结果的合理性,设置模型1,即在微网运行全寿命周期内考虑储能老化特性,建立考虑储能老化特性的独立海岛微电网规划模型,其规划结果如表2所示。

针对模型1下独立海岛微网运行情况展开详细分析。在项目全寿命周期内,可发电总量31.631 1 GWh,实际发电量19.755 GWh;负荷应供电14.128 GWh,切负荷14 MWh,年均切负荷0.7

MWh,切负荷率0.1%;电化学储能初始荷电量400 kWh,剩余电量613.17 kWh,电化学储能总充电量393.66万kWh,总放电量314.56 kWh;氢储能初始荷电量367.94 kWh,剩余电量2 477.48 kWh,电解槽总用电量737.4 MWh,燃料电池总放电量209 MWh,储能损耗电量1 319.4 MWh;制水水泵用电4 322.1 MWh,海岛电量平衡,依此方案配置微网能够保障系统可靠供水供电。

为进一步分析微网功率分布情况,节选模型1中典型代表性日(取第10年3 541—3 552时段),将日内可再生能源机组出力、储能系统出力、制水系统出力及负荷情况绘制如图6所示。

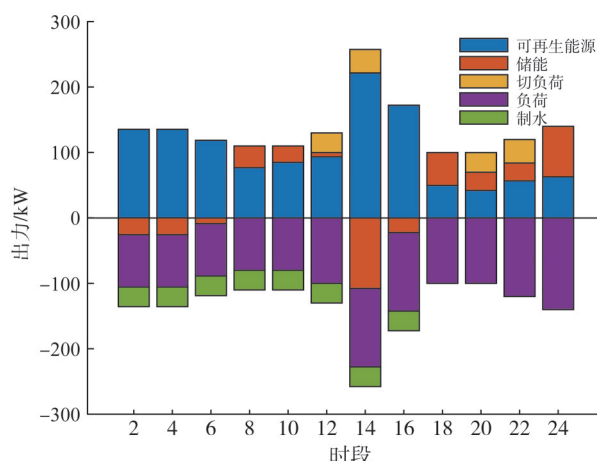


图6 模型1节选时段功率分布情况

Fig. 6 Output for the excerpted time period in model 1

分析可知,2—6时可再生能源丰富,机组发电量大,能够100%供应海岛用电负荷,且有剩余能量可用于制水或对储能系统充电。8—12时微网在允许切负荷时段切除部分非一级负荷,通过储能系统放电制备淡水,以保障后续资源匮乏时段的用水需求。在14时,微网切除部分非一级负荷,同时消耗电能为储能系统充电。这是由于后续时段微网发电量不足且不允许切除负荷,因此需在前序时段为储能系统充电,以满足后序时段的微网功率平衡。18—24时段下,机组发电量不足以满足岛内负荷需求,储能放电仅供应一级负荷,居民用水依靠

表2 模型1下海岛微网容量规划结果

Tab. 2 Results of island microgrid planning under model 1

模型	风电机组/kW	光伏组件/kW	潮汐机组/kW	电化学储能 (功率/kW)/(容量/kWh)	电解槽/kW/燃料 电池/kW	储氢罐/L	海水淡化泵/kW /蓄水池/t
1	306.51	444.26	50	200/800	25.53/119.25	6 541.2	30/1 980.9

制水系统中蓄水池的存余,不再消耗电量制备淡水。海水淡化系统通过柔性需求侧响应参与微网运行,合理分配资源,提高可再生能源的消纳量。目前,海岛主要通过每日固定时段消耗固定功率的方式制备淡水,若该时段内微网发电量不足,则需配置更大容量的储能系统保障供电充足,这种解决方案不仅增加储能系统的投资成本,还导致储能利用率低下,造成资源浪费。

4.2.2 规划结果与运行可靠性对比分析

为对比分析考虑储能老化特性对海岛微电网规划结果的影响,设置模型2,忽略储能系统的老化特性,即以固定运行效率模拟海岛微电网运行,其中,电化学储能充放电效率取90%,电解槽充电效率取80%,燃料电池放电效率取55%。计及储能设备的更换费用,联合规划风电、光伏、潮汐能、储能以及淡水制备设备容量,规划结果如表3所示。

1) 规划结果对比分析

对比分析两种模型中的容量配置及投资情况,将储能系统详细投资费用汇总于表4。在模型2中,可再生能源机组投资(一次投资)费用611.6万元,储能投资费用2 133.6万元,淡水投资费用398.1万元,总投资3 143.3万元;在模型1中,可再生能源机组投资费用603.56万元,储能投资费用3 163.19万元,淡水投资费用398.1万元,总投资4 164.85万元。与模型2相比,模型1中的可再生能源机组装机容量略微减小:风电机组容量减小2%,光伏组件装机容量减小1%,可再生能源机组投资费用降低1.31%。储能系统装机容量明显增加:电解槽增加138.8%,燃料电池增加24.54%,储氢罐存储容量增加119.9%,储能投资费用增加48.26%,总投资成本增加32.50%。

分析其原因,模型2中忽略储能老化的影响,其假设的储能参数过于理想,高估电化学储能的充放电效率及氢储能的制氢效率、耗氢效率与储氢容积,导致获得过于乐观的储能系统容量建设方案。

考虑到储能系统成本较高,该方案通过适量增加可再生能源发电机组的容量,降低微网对储能系统的依赖,从而最大程度减小总投资建设成本。因此模型2中可再生能源机组装机容量略大于模型1所得方案。模型1中考虑储能老化因素,其充放电效率较模型2逐年降低,为保障相同的负荷需求,需配置更大容量和额定功率的储能系统,以补偿老化导致的能量损失。尤其在极端气候条件下,为保障一级负荷可靠供电,即使储能价格昂贵仍必须提高储能容量。由于电化学储能价格较低,均按最大允许容量配置,因此氢储能装机容量大幅增加。储能容量和额定功率增加后,系统对发电机组的即时发电能力依赖性降低,此时纵使风光发电机组容量较小也可通过大容量储能在风况良好时逐步存储能量,并在发电量低时释放,从而平衡负荷波动。

传统海岛主要通过海缆供电和船舶送水的方式满足岛内生产生活所需。若通过海缆向独立海岛供电,需在内陆修建1座35 kV变电站、1条35 kV海底交流海缆、1座海岛35 kV变电站及其他相关设备。其中,新建一台35 kV变电站概算费用约为20~50万元,海岛修建变电站还需考虑运输费用、安装费用及防潮防腐处理费用,因此岛内变电站取50万元,内陆变电站取25万元计算;35 kV的海底电缆的价格在60~150万元/km之间,取120万元计算,则总费用约为5 475万元。海缆使用生命周期与微网项目工程相同,其投资费用远高于建设海岛微电网。模型1所获方案总投资费用较铺设海底电缆投资费用降低23.92%。此外,内陆船舶长距离输送淡水同样面临费用高昂的难题,随着输送距离的增加,每吨淡水运送费用高达数十甚至上百元^[24-25]。而在模型1中淡水制备成本仅需7.6元,因此,建设100%可再生能源零碳电-水协同海岛微电网,降低淡水运输成本,实现能源与水资源的高效协同利用,对海岛微电网建设具有重要的意义。

2) 运行可靠性对比分析

为进一步阐明在独立海岛微电网规划问题中考虑

表3 模型2下海岛微电网容量规划结果

Tab. 3 Results of island microgrid planning under model 2

模型	风电机组/kW	光伏组件/kW	潮汐机组/kW	电化学储能 (功率/kW)/(容量/kWh)	电解槽/kW/燃料电池/kW	储氢罐/L	海水淡化泵/kW /蓄水池/t
1	313.33	449.07	50	200/800	10.69/95.75	2 974.9	30/1 980.9

表 4 不同规划模型下储能详细投资费用

Tab. 4 Detailed investment costs of storage under different

	电化 学 储 能	氢储能系统			储能系统总 费用
		电解槽	燃料电池	储氢罐	
模型 1	176	361.99	1 758.49	866.71	3 163.19
模型 2	176	151.58	1 411.95	394.16	2 133.69

储能老化特性的必要性, 本文基于模型 2 获得的最优配置方案模拟微网 20 a 全寿命周期内实际运行情况。在必要时优先切除非一级负荷, 当微网供电严重失衡时允许切除一级负荷, 计算结果如表 5 所示。将两种规划方案运行时一级负荷切除情况绘制于图 7, 并讨论其供电可靠性。

表 5 不同规划模型下全寿命周期内微网运行切负荷情况

Tab. 5 Load-shedding over the full life cycle under different

	models			
	总切负荷量 /MWh	总切负荷时 段数	切除一级 负荷时段数	最高切负荷 比例/%
模型 1	14	438	0	30
模型 2	287	8 021	79	100

由表 5 可知, 依照模型 2 所得规划方案配置海岛微网, 项目全寿命周期内总切负荷量高达 287 MWh, 切负荷率为 2.03 %, 较模型 1 所得方案下微网全寿命周期内切负荷率增加 19.3 倍, 切负荷时段数增加近 20 倍。这是由于模型 2 获得的方案中储能容量配置不足导致的, 随着微网运行, 储能的充放电效率与最大存储容量逐年降低, 为保障相同的负荷供电, 必须配置更大的储能容量。依照模型 2 所得规划方案配置海岛微网, 当海岛可再生能源发电量不足时储能系统的最大存储电量不足以支撑持续放电, 必须频繁切除负荷以维持微网的功率平衡。

此外, 若依照模型 2 所得规划方案配置海岛微网, 在全寿命周期内将出现 79 个时段需要切除微网一级负荷以维持供电平衡, 即需 79 次对海岛一级负荷停电。极端情况下, 甚至可能导致全岛 100 % 断电, 致使岛内医疗用电、海防用电、工业供电等无法维持, 严重影响公共安全和社会稳定。

图 7 绘制不同规划模型下微网运行全寿命内一级负荷的切除情况。可以明显看出模型 2 所得方案下切除一级负荷频繁, 该现象主要集中发生在电解

槽及燃料电池使用寿命后期, 随着储氢罐最大可用容量的减少, 一级负荷切除量不断增加。而模型 1 的规划方案在项目全寿命周期内无需切除海岛一级负荷, 可以有效保障岛内供电平衡。综上分析, 充分考虑储能老化特性对其运行的影响, 合理规划配置海岛微网装机容量, 可以有效避免分析过于乐观, 从而提高项目可靠性, 降低决策风险。

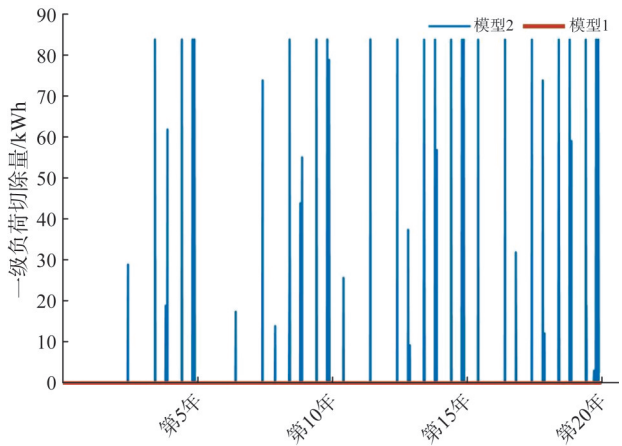


图 7 不同规划模型下微网运行时切一级负荷情况

Fig. 7 Results of cutting primary loads in microgrid operation under different models

5 结论

本文针对储能老化问题展开详细研究, 构建储能动态老化特性的具体模型, 并建立一种零碳微网供水供电系统的双层规划模型。模型应用于福建某海岛进行仿真分析, 得到以下结论。

1) 建设独立海岛 100 % 零碳微网, 合理利用可再生资源, 实现岛内用水用电自足, 相较于铺设海底电缆总投资减小 23.92 %; 制备每吨淡水平均建设投资约 7.6 元, 避免 10 元/吨的高昂船舶运输费用, 对海岛绿色健康发展具有重要意义。

2) 本文针对储能的运行机理分别建立“时间-功率-效率”的精细化物理模型, 获得更加精确可靠的储能运行效率曲线。结果表明, 在储能寿命周期内, 电化学储能的充放电效率衰减 8.7 %, 燃料电池的耗氢效率衰减 32.9 %, 电解槽的制氢效率衰减 6.22 %, 储氢罐最大可用容量衰减 30 %。

3) 分析不计考虑老化特性的微网规划方案和本文所获考虑储能动态老化特性的海岛微网规划方案在项目全寿命周期内运行结果可知, 前者存在 79 个时段需切除海岛一级负荷, 甚至有部分运行时段

出现全岛 100 % 切负荷的现象, 系统供电可靠性差; 而后者充分考虑储能老化对其运行的影响, 以动态储能参数模拟微网运行, 相比前者, 切负荷率降低 19.3 倍。考虑储能动态老化特性的海岛微网规划方案更有利于实际工程指导, 有效避免系统容量配置分析过于乐观导致的决策风险, 提高微网规划结果的可靠性。

参考文献

- [1] 李宏仲, 李想, 蒋轶周. 计及台风天气影响的远洋海岛微电网双层规划[J]. 电网技术, 2025, 49(2): 437-446.
LI Hongzhong, LI Xiang, JIANG Yizhou. Double-layer planning for pelagic island microgrid group considering typhoon weather effects[J]. Power System Technology, 2025, 49(2): 437-446.
- [2] 宁光涛, 李琳玮, 何礼鹏, 等. 面向绿色海岛微型综合能源系统的储能系统容量规划方法[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(2): 8-15.
NING Guangtao, LI Linwei, HE Lipeng, et al. Capacity planning method of energy storage system for micro integrated energy system in environmental friendly islands [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(2): 8-15.
- [3] 李飞宇, 随权, 林湘宁, 等. 考虑储电船舶参与的近海海岛灵活供能网络规划[J]. 中国电力, 2022, 55(11): 10-20.
LI Feiyu, SUI Quan, LIN Xiangning, et al. Flexible energy supply network planning for offshore islands considering participation of electric vessels [J]. Electric Power, 2022, 55(11): 10-20.
- [4] 张力波, 吴一锴, 王群伟. 考虑碳中和目标与成本优化的可再生能源大规模发展规划[J]. 广东电力, 2023, 36(7): 31-39.
ZHANG Libo, WU Yikai, WANG Qunwei. large-scale development of renewable energy in consideration of carbon neutrality and cost optimization [J]. Guangdong Electric Power, 2023, 36(7): 31-39.
- [5] 王雅雯. 基于需求侧响应的风光储微电网经济优化研究[J]. 广东电力, 2023, 36(9): 10-16.
WANG Yawen. Research on economic optimization of wind and solar energy storage microgrid based on demand response [J]. Guangdong Electric Power, 2023, 36(9): 10-16.
- [6] 邢晓敏, 杜钧淇, 李贻涛, 等. 海岛低碳综合能源微网优化方案[J]. 南方电网技术, 2023, 17(1): 3-13.
XING Xiaomin, DU Junqi, LI Yitao, et al. Optimization scheme design of island low-carbon integrated energy microgrid [J]. Southern Power System Technology, 2023, 17(1): 3-13.
- [7] 高强, 秦晓辉, 张媛媛, 等. 碳减排需求下面向多元交互策略设计的微电网分布式能源发展规划研究[J]. 电网技术, 2024, 48(9): 3574-3583.
GAO Qiang, QIN Xiaohui, ZHANG Yuanyuan, et al. Distributed energy development planning of microgrid with multi-vector interaction strategy design under carbon reduction demand [J]. Power System Technology, 2024, 48(9): 3574-3583.
- [8] LI Y A, LIU H D, ZHANG Q, et al. Distributed power planning on pelagic clustering islands [J]. OCEANS, 2017(1): 1-6.
- [9] 冯梦圆, 文书礼, 时珊珊, 等. 满足新型电力系统调峰调频需求的储能优化配置及运行研究综述[J/OL]. 上海交通大学学报, 1-32 [2024-07-25]. <https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2024.128>.
FENG Mengyuan, WEN Shuli, SHI Shanshan, et al. A review of optimal allocation and operation of energy storage system for peak shaving and frequency regulation in new type power systems [J/OL]. Journal of Shanghai Jiaotong University: 1-32 [2024-07-25]. <https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2024.128>.
- [10] 陈虹宇, 李星梅, 王玉玮. 含电动船充电站的海岛光储微网系统容量优化配置[J]. 智慧电力, 2024, 52(2): 48-54.
CHEN Hongyu, LI Xingmei, WANG Yuwei. Optimal capacity configuration of island photovoltaic storage microgrid system with electric ship charging station [J]. Smart Power, 2024, 52(2): 48-54.
- [11] 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.
ZHANG Hong, YUAN Tiejia, TAN Jie, et al. Hydrogen energy system planning framework for unified energy system [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(1): 83-94.
- [12] 彭冀浔. 电化学储能的成本分析及价值评估方法研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2023.
- [13] 江岳文, 杨国铭, 陈宇辛, 等. 考虑电解槽动态制氢效率的氢网运行优化[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(8): 3014-3027.
JIANG Yuewen, YANG Guoming, CHEN Yuxin, et al. Optimal operation for the hydrogen network under consideration of the dynamic hydrogen production efficiency of electrolyzers [J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(8): 3014-3027.
- [14] 王宁, 宋炳松, 高田宇. 考虑寿命衰减的燃料电池船舶自适应等效氢耗最小策略[J]. 中国舰船研究, 2025, 20(4): 222-232.
WANG Ning, SONG Bingsong, GAO Tianyu. Adaptive equivalent consumption minimization strategy for ship fuel cells suffering from life decay [J]. Chinese Journal of Ship Research, 2025, 20(4): 222-232.
- [15] 陈杨, 陈健, 张文, 等. 考虑电解槽和蓄电池寿命衰减特性的分布式电热氢系统优化调度策略[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(12): 135-142.
CHEN Yang, CHEN Jian, ZHANG Wen, et al. Optimal scheduling strategy of distributed electric-thermo-hydrogen system considering lifetime decay characteristics of electrolytic cell and battery [J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(12): 135-142.
- [16] 汪致洵, 林湘宁, 刘畅, 等. 基于光热电站水电联产的独立海岛综合供给系统容量优化配置[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(16): 5192-5203.
WANG Zhixun, LIN Xiangning, LIU Chang, et al. Optimal planning of integrated supply system in independent islands based on cogeneration of concentrating solar power plants [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(16): 5192-5203.
- [17] 张哲宇, 刘力, 吴潇雨, 等. 计及海水制氢与生物质转化的海岛微网随机调度优化模型[J]. 智慧电力, 2024, 52(8): 64-72.
ZHANG Zheyu, LIU Li, WU Xiaoyu, et al. Optimization model of island micro-energy grid stochastic scheduling considering seawater hydrogen production and biomass conver-

- sion[J]. Smart Power, 2024, 52(8): 64–72.
- [18] 徐滨, 王锐, 苏伟, 等. 质子交换膜电解水技术关键材料的研究进展与展望[J]. 储能科学与技术, 2022, 11(11): 3510–3520.
XU Bin, WANG Rui, SU Wei, et al. Research progress and prospect of key materials of proton exchange membrane water electrolysis [J]. Energy Storage Science and Technology, 2022, 11(11): 3510–3520.
- [19] FRENSCH S H, FOU DA-ONANA F, SERRE G, et al. Influence of the operation mode on PEM water electrolysis degradation [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2019, 44(57): 29889–29898.
- [20] CHANDESRIS M, MEDEAU V, GUILLET N, et al. Membrane degradation in PEM water electrolyzer: numerical modeling and experimental evidence of the influence of temperature and current density [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2015, 40(3): 1353–1366.
- [21] 张金豹, 胡铮, 张金乐, 等. 疲劳 S-N 曲线预测模型进展综述 [J]. 科学技术与工程, 2023, 23(13): 5390–5411.
ZHANG Jinbao, HU Zheng, ZHANG Jinle, et al. Review of advances in fatigue S-N curve prediction models [J]. Science Technology and Engineering, 2023, 23(13): 5390–5411.
- [22] 孔令国, 史立昊, 石振宇, 等. 基于交替方向乘子法的园区电-氢-热系统低碳优化调度 [J]. 电工技术学报, 2023, 38(11): 2932–2944.
KONG Lingguo, SHI Lihao, SHI Zhenyu, et al. Low-carbon optimal dispatch of electric-hydrogen-heat system in park based on alternating direction method of multipliers [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(11): 2932–2944.
- [23] 姚澄曦. 氢能燃料电池船储氢罐充气过程的应力评定及疲劳分析[D]. 哈尔滨: 哈尔滨工业大学, 2021.
- [24] 宋代旺, 刘玮, 邱冠华, 等. 中国海岛水资源和海水淡化技术 [J]. 海洋开发与管理, 2016, 33(z2): 28–33.
SONG Daiwang, LIU Wei, QIU Guanhua, et al. Island water resource and seawater desalination of China [J]. Ocean Development and Management, 2016, 33(z2): 28–33.
- [25] 张哲宇, 刘力, 吴潇雨, 等. 计及海水制氢与生物质转化的海岛微电网随机调度优化模型 [J]. 智慧电力, 2024, 52(8): 64–72.
ZHANG Zheyu, LIU Li, WU Xiaoyu, et al. Optimization model of island micro-energy grid stochastic scheduling considering seawater hydrogen production and biomass conversion [J]. Smart Power, 2024, 52(8): 64–72.

收稿日期: 2025-02-27; 网络首发日期: 2025-07-07

作者简介:

邹舒瑾(2001), 女, 硕士研究生, 研究方向为电力系统优化运行, shujinzou@163.com;

江岳文(1977), 女, 通信作者, 教授, 博士, 研究方向为风电并网优化运行、电力系统优化运行、电力市场, jiangyuewen2008@163.com;

林琼斌(1976), 男, 教授, 博士, 研究方向为电力电子系统建模与优化, qiongbinc@fzu.edu.cn.

(上接第37页 Continued from Page 37)

- [21] 别佩, 林少华, 王宁, 等. 基于电力潮流追踪与绿色电力交易的企业用电侧碳排放因子核算 [J]. 南方电网技术, 2023, 17(6): 34–43.
BEI Pei, LIN Shaohua, WANG Ning, et al. Accounting of carbon emission factors on the electricity consumption side of enterprises based on power flow tracking and green power trading [J]. Southern Power System Technology, 2023, 17(6): 34–43.
- [22] 杨军, 王楠楠, 王江, 等. 基于潮流追踪的有源配电网碳排放流分析方法 [J]. 浙江电力, 2024, 43(6): 80–87.
YANG Jun, WANG Nannan, WANG Jiang, et al. Carbon emission flow analysis method of active distribution network based on power flow tracking [J]. Zhejiang Electric Power, 2024, 43(6): 80–87.
- [23] 郑亚锋, 魏振华, 高宇峰, 等. 多能流系统经济-节能多目标最优运行 [J]. 电力系统及其自动化学报, 2020, 32(9): 77–85.
ZHENG Yafeng, WEI Zhenhua, GAO Yufeng, et al. Multi-energy flow system economy-energy-saving multi-objective optimal operation [J]. Proceedings of the CPU-EPSA, 2020, 32(9): 77–85.
- [24] KANG Chongqing, ZHOU Tianrui, CHEN Qixin, et al. Carbon emission flow from generation to demand: a network-based model [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(5): 2386–2394.
- [25] KANG Chongqing, ZHOU Tianrui, CHEN Qixin, et al. Carbon emission flow in networks [J]. Scientific Reports, 2012(2): 479–487.
- [26] CHENG Yaohua, ZHANG Ning, WANG Yi, et al. Modeling carbon emission flow in multiple energy systems [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(4): 3562–3574.
- [27] ZHANG Zhenwei, WANG Chengfu, LV Huacan, et al. Day-ahead optimal dispatch for integrated energy system considering power-to-gas and dynamic pipeline networks [J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2021, 57(4): 3317–3328.
- [28] DUAN Jiandong, YANG Yao, LIU Fan. Distributed optimization of integrated electricity-natural gas distribution networks considering wind power uncertainties [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2022(135): 107460.1–107460.9.

收稿日期: 2025-04-01; 网络首发日期: 2025-08-11

作者简介:

李再鹏(2000), 男, 硕士研究生, 研究方向为多能流系统低碳控制策略, lizp829@163.com;

陈湘萍(1977), 女, 通信作者, 教授, 博士, 研究方向为综合能源管理, 384198892@qq.com;

叶华洋(1993), 男, 工程师, 博士, 从事综合能源管理及电网防灾减灾的研究工作, 2170408358@qq.com.