



基于氢负荷需求的氢能系统容量规划

彭生江^{1,2}, 杨德州¹, 孙传帅³, 袁铁江³, 刘永成¹

(1. 华北电力大学 经济与管理学院, 北京 102206; 2. 国网甘肃省电力公司经济技术研究院, 甘肃 兰州 730000;
3. 大连理工大学 电气工程学院, 辽宁 大连 116024)

摘要: 在未来能源社会中, 氢能将作为能源电力系统的关键环节来实现各种能源的相互转化。为此, 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, 以合理推动风、光等可再生能源在电网中的应用与发展。该方法能够在满足区域氢负荷需求的同时, 获得最大程度的经济收益, 并确定了不同运行模式下的最佳制氢规模。此外, 该方法还考虑了氢能短缺及弃风、弃光的惩罚成本和系统环境效益。结果表明, 与采用风光联网不购电制氢模式相比, 采用风光联网购电制氢模式更为合理和经济, 避免了大容量制-储氢设备的冗余配置。

关键词: 氢负荷预测; 容量规划; 新能源消纳; 氢能综合利用

DOI: 10.11930/j.issn.1004-9649.202301030

0 引言

目前, 风电/光伏作为大电网电源, 其出力的波动性、反调峰特性导致弃风弃光现象严重^[1]。针对这一问题, 相关研究通过增加储能容量去平抑其出力波动^[2], 但多数储能技术的能量转化效率不高, 尤其是在长期储存和释放能量时, 会产生能量损失。并且, 储能设备的投资、运维和置换成本较高, 大量增加储能设备会造成设备冗余配置, 使成本与效益之间的协调存在较大问题。因此, 如何改进现有的储能技术, 解决储能容量增加带来的成本和效益协调优化问题, 成为了当前研究的难点^[3]。

氢能是一种清洁能源, 具有大规模、灵活性转化-存储特性, 是未来的主要能源之一^[4-6], 而通过风电/光伏电解水得到的绿氢是氢能的重要来源, 相比于传统的电化学储能, 绿氢是清洁能源, 且具有更大的储能容量, 能够消纳更多的风光出力, 进一步提高可再生资源利用率^[7]。氢能

的应用领域多样, 氢负荷能够大幅平衡能源电力系统的供需关系。文献^[8]阐述了氢能在工业、电力、热力和交通等不同用氢领域的增长规律, 分析并预测了典型场景下的用氢需求, 为解决氢储能系统的冗余配置问题提供了条件。除此之外, 氢能与电能的日负荷特性也有所不同^[9], 因此, 系统运行过程还须根据短时内的风光出力、氢能储存状态、电负荷需求以及氢负荷需求来划分氢能系统的运行模式。

氢储能系统较传统储能系统在成本、运行模式和收益方式等方面均有所不同。目前, 国内外学者针对可再生能源制-储氢系统的容量规划与配置问题开展了大量研究, 文献^[10]对制氢过程进行了建模, 考虑微电网配置运行成本、售电/售氢收益以及低碳制氢所带来的节碳收益, 建立了综合优化配置模型。文献^[11]提出一种计及阶梯式碳交易方式的风-光-氢储微电网低碳经济的配置方法, 引入了阶梯式碳交易机制, 并增加了系统的经济效益。文献^[12]提出了一种风/光/储能并网的微网结构, 考虑了微电网系统运行的经济和环境效益, 以总净现成本最小化为目标, 以可再生能源利用率和负荷损失率为评价指标, 建立了微电网的容量配置模型。现有研究多集中在微电网的氢能系统容量配置方面, 对大规模风/光接入后的氢储能系统容量配置研究较少, 并且鲜有考

收稿日期: 2023-01-10; **修回日期:** 2023-06-01。

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(氢储能耦合分散式风电消纳研究, 51577163); 国网甘肃省电力公司科学技术项目(大规模风光互补制氢关键技术研究, 52273018000G)。

考虑氢负荷对能源电力系统供需的平衡作用。综上所述，氢能具有大规模、灵活性转化-存储特性，能够平抑大规模风/光并网的出力波动。文章提出了基于不同氢负荷水平的风/光制-储氢系统容量规划方法，考虑了实时需氢量、氢气价格、氢能短缺、弃风弃光惩罚成本和系统环境效益，确定了氢能系统的配置方案以及风/光制-储氢系统的并网运行策略，采用氢负荷预测方法确定了不同用氢场景的负荷需求，并获得了最大程度的经济效益。

1 氢负荷预测及等效电负荷模型

风/光伏发电通过电力转换设备集成至电网，由电制-储氢供应工业、供热和交通领域的氢能需求^[3]。当风/光电能不足或储氢量达到峰值时，剩余的氢能通过燃料电池发电供给电网。风/光制-储氢综合利用系统示意如图 1 所示。系统中采用电/氢负荷的互补特性，可实现源-荷的协调运行。典型用氢场景包括工业领域（以合成氨、甲醇富氢化合物等作为用氢负荷），交通领域（以氢燃料电池车作为交通用氢负荷）以及供热领域（以天然气管道掺氢作为用氢负荷）。

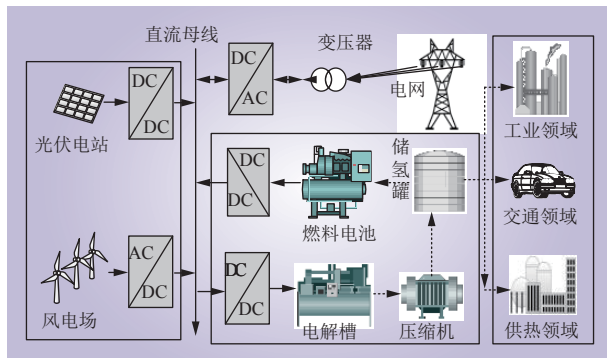


图 1 风/光制-储氢综合利用系统示意

Fig. 1 Wind/PV power system hydrogen production-storage comprehensive utilization diagram

1.1 等效电负荷转化建模

电解水制氢是将电能转化为化学能，水电解过程的能效系数是衡量制氢效率的指标，通常由产氢能量消耗与系统总供能之比表示。在氢能的综合利用场景中，通常不直接计算能效系数，而是通过计算单位氢气所需电能来得到等效氢负荷需求，即

$$P_{el}(t) = E_{eq}Q_{in}(t) \quad (1)$$

$$\begin{cases} D_{tan}(t) = D_{tan}(t-1) + P_{el}(t) - P_{dm}(t) \\ \text{s.t. } 0 \leq D_{tan}(t) \leq D_{tan} \end{cases} \quad (2)$$

$$P_{dm}(t) = P_{dm1}(t) + P_{dm2}(t) + P_{dm3}(t) \quad (3)$$

式中： $Q_{in}(t)$ 为电解槽在 t 时刻经压缩机输送至储氢罐的氢气量； $P_{el}(t)$ 为电解槽在 t 时刻的运行功率； E_{eq} 为制氢能耗； $D_{tan}(t)$ 为储氢罐储氢的等效电量的上限； $D_{tan}(t)$ 、 $D_{tan}(t-1)$ 分别为储氢罐在 t 和 $t-1$ 时刻的等效电量； $P_{dm}(t)$ 为 t 时刻总的等效电负荷； $P_{dm1}(t)$ 、 $P_{dm2}(t)$ 、 $P_{dm3}(t)$ 分别为 t 时刻工业、交通与工业领域的等效电负荷。

1.2 氢负荷预测建模

氢负荷预测是能源电力系统规划和运行的重要依据。现有预测方法主要是利用时序分析、机器学习等技术手段，通过挖掘历史数据来推测未来的氢需求，或是建立相关影响因素与用氢量之间的模型实现氢负荷预测。本文采用适用于数据匮乏场景的灰色预测模型 GM(1,1) 进行预测^[14]，该方法能够对历史数据的随机序列进行预处理，得到时序预测离散微分方程解的参数，并结合初始数据构建预测模型，具体流程如图 2 所示。

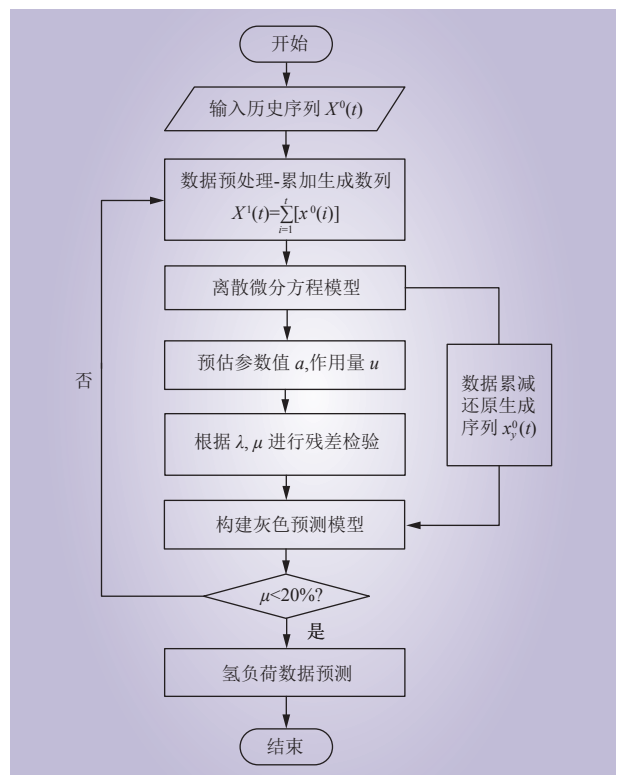


图 2 灰色模型氢负荷预测流程

Fig. 2 Flow chart of hydrogen load prediction using grey model

根据预测流程能够输出目标预测数据。其中， a 为离散微分方程的参数发展系数，反映序列 $X(t)$ 变化趋势； u 为灰色作用量，反映数据之间的变化关系； λ 为残差相对值； μ 为平均残差。历史数据总个数为 n ，选取数列的前 m 个为输入历史数列，当 $t \leq m$ 时为灰色建模过程， $t > m$ 时为误差验证。

2 氢能系统模型

2.1 电解槽模型

从外部结构来看，电解水制氢系统是通过消耗水和电，产生氧气和氢气。在工程应用中，电解水制氢过程受到的影响因素较多，为了方便研究，做如下假设。

- 1) 电制氢系统的工作温度不变；
- 2) 碱性电解液的浓度在电解过程中基本保持不变；
- 3) 不计压缩、分离过程中的气体损耗，且近似忽略氢气分离的短暂过程。

碱性电解槽运行功率为额定功率的 5%~100%，开关时长为 200 ms，为简化分析，认为电解槽在可购电制氢方案下运行，且始终运行在最优区间（50%~100% 额定功率），通过配置功率确定氢能系统的最佳配置方案，简化模型为

$$\begin{cases} 0 \leq P_{el}(t) \leq P_{el,max}, & \text{不购电} \\ P_{el,min} \leq P_{el}(t) \leq P_{el,max}, & \text{购电} \end{cases} \quad (4)$$

$$P_{el,min} = 0.5P_{el,max} \quad (5)$$

式中： $P_{el,min}$ 、 $P_{el,max}$ 分别为并网条件下电解槽最小、最大运行功率。

2.2 燃料电池模型

质子交换膜燃料电池（PEMFC）的运行功率为额定功率的 0~100%，燃料电池发电系统由多个 PEMFC 构成，通过对配置功率进行决策，能确定系统 PEMFC 的最佳配置方案。

$$P_{fc}(t) = H_{fc}(t)\eta_{fc}H_{LHV} \quad (6)$$

$$0 \leq P_{fc}(t) \leq P_{fc,max} \quad (7)$$

式中： $P_{fc,max}$ 为燃料电池模块的标称功率； η_{fc} 为燃料电池的发电效率； $H_{fc}(t)$ 为燃料电池实时耗氢量； H_{LHV} 为氢的低位发热量。风/光出力波动性较大，为了更好地满足上网电能的质量，本文中燃

料电池的功能主要是平滑风电和光电上网，为电网提供高质量电能。

3 风/光发电制-储氢系统容量规划模型

3.1 目标函数

系统并网运行时，负荷需求优先由风/光出力提供，当风/光出力不足时由电网提供。而在风/光出力充足时，系统在满足氢能需求的条件下将多余功率供给电网。

$$P_{wp}(t) = P_{wt}(t) + P_{pv}(t) \quad (8)$$

式中： $P_{wt}(t)$ 为风电场出力； $P_{pv}(t)$ 为光伏电站出力； $P_{wp}(t)$ 为风光联合出力。

3.1.1 系统成本

系统成本 C_C 主要包括电解槽、压缩机、储氢罐以及燃料电池的年投资成本。

$$C_C = \sum_{i=1}^4 N_i C_i \frac{r(1+r)^{L_i}}{(1+r)^{L_i} - 1} \quad (9)$$

式中： N_1 、 N_2 、 N_3 分别为电解槽、储氢罐和燃料电池单位容量； N_4 为变流器单位容量； C_1 为电解槽单位容量价格； C_2 为压缩机单位容量价格； C_3 和 C_4 分别为储氢罐和燃料电池输电工程单位容量价格； L_i 为工程年限； r 为设备折旧率。

氢能系统的年运维成本 C_{OM} 和购电成本 C_S 分别表示为

$$C_{OM} = \sum_{i=1}^4 N_i C_i l_i \quad (10)$$

$$C_S = \sum_{i=1}^T P_s(t) \zeta_S(t) \quad (11)$$

式中： $P_s(t)$ 、 $\zeta_S(t)$ 分别为购电功率和购电成本； l_i 为氢能系统运维成本占投资成本比例。

弃风和弃光惩罚成本 $C_{wp,cut}$ 和缺氢惩罚成本 C_{ph} 可分别表示为

$$C_{wp,cut} = \lambda_{wp} \sum_{t=1}^T P_{wp,cut}(t) \zeta_{wp}(t) \quad (12)$$

$$C_{ph} = \lambda_{ph} \sum_{t=1}^T (D_{dm}(t) - D_{sh}(t)) \zeta_{ph}(t) \quad (13)$$

式中： λ_{wp} 为弃风弃光惩罚成本系数； $P_{wp,cut}(t)$ 为弃风弃光功率； $\zeta_{wp}(t)$ 为风力与光伏发电的上网电

价； $\zeta_{ph}(t)$ 为市场上的实时氢气价格； λ_{ph} 为氢能短缺惩罚成本系数； $D_{dm}(t)$ 为氢能实时的需求量、 $D_{sh}(t)$ 为氢能实时可供应量。

3.1.2 系统收益

在面向市场方面，系统售氢收益 C_h 和向电网供电收益 C_e 可表示为

$$C_h = \sum_{t=1}^T D_{sh}(t) \zeta_{ph}(t) \quad (14)$$

$$C_e = \sum_{t=1}^T (P_{gs}(t) + P_{fc}(t)) \zeta_{wp}(t) \quad (15)$$

上网电量减少机组排污的收益为系统的环境收益，记为 C_{en1} 。

$$C_{en1} = \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^N \tau_p P_{gs}(t) \frac{n_k}{\mu_k} \quad (16)$$

式中： τ_p 为单位污染当量值的费用标准； N 为燃煤机组排污种类的数量； n_k 为污染物 k 对应的单位排放量； μ_k 为 k 的污染当量值。

$$C_{en2} = \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^N \tau_k n_k P_{el}(t) \frac{P_{el}(t) \times 10^3}{e_{el} + e_{com}} \quad (17)$$

式中： e_{el} 、 e_{com} 分别为电解槽制氢能耗和压缩氢能耗； τ_k 为制氢对应单位污染当量值的费用。

系统净收益 M 为

$$M = C_h + C_e + C_{en1} + C_{en2} - C_C - C_{OM} - C_S - C_{wp.cut} - C_{ph} \quad (18)$$

3.2 约束条件

1) 功率平衡约束为

$$P_{gs}(t) + P_{wp.cut}(t) + P_{el}(t) = P_{wp}(t) \quad (19)$$

式中： $P_{el}(t)$ 为电解槽的输入功率； $P_{gs}(t)$ 为风电/光伏上网功率。

2) 系统等效功率平衡约束为

电解槽制出氢气，通过压缩机压缩后存储在储氢罐中或直接出售，即

$$\begin{cases} Q_{in}(t) = \frac{P_{el}(t)}{e_{el} + e_{com}}, & \text{不购电} \\ Q_{in}(t) = \frac{P_{el}(t) + P_s(t)}{e_{el} + e_{com}}, & \text{购电} \end{cases} \quad (20)$$

存储在储氢罐中的氢气量为

$$Q_{tan}(t) = Q_{tan}(t-1) + Q_{in}(t) - Q_{sh}(t) - Q_{fc}(t) \quad (21)$$

$$D_{sh}(t) = Q_{sh}(t) \delta \quad (22)$$

式中： $Q_{tan}(t)$ 为 t 时刻储氢量； $Q_{in}(t)$ 为经过压缩机压缩到储氢罐中的氢气量； $Q_{tan}(t-1)$ 为 $t-1$ 时刻储氢量； $Q_{fc}(t)$ 为燃料电池在 t 时刻的耗氢量； $Q_{sh}(t)$ 为 t 时刻售氢量； δ 为高压氢气的质量体积分数。

3) 并网功率约束为

$$0 \leq P_{gs}(t) + P_{fc}(t) \leq P_{bw} \quad (23)$$

式中： P_{bw} 为风光并网容量上限。

4) 储氢罐容量约束为

$$0.1 Q_{tan} \leq Q_{tan}(t) \leq 0.9 Q_{tan} \quad (24)$$

式中： Q_{tan} 为储氢罐最大容量。

5) 供氢可靠性约束主要考虑的是氢能系统供氢负荷需求能力，采用负荷缺氢率 (hydrogen supply shortage probability, HSSP) 表示供氢可靠性，即

$$H_{SSP} = \frac{\sum_{i=1}^T [D_{dm}(t) - D_{sh}(t)]}{\sum_{i=1}^T D_{dm}(t)} \leq 5\% \quad (25)$$

式中： T 为选取采样区间的点数，显然 H_{SSP} 越小则供氢可靠性越高。

4 算例分析

4.1 基本数据

采用甘肃省某 400 MW 风电场和 50 MW 光伏电站出力数据作为原始数据，如图 3 所示。采用 K-means 均值聚类算法，将可再生能源历史出力数据聚合得到 3 个典型日数据，如图 4 所示。

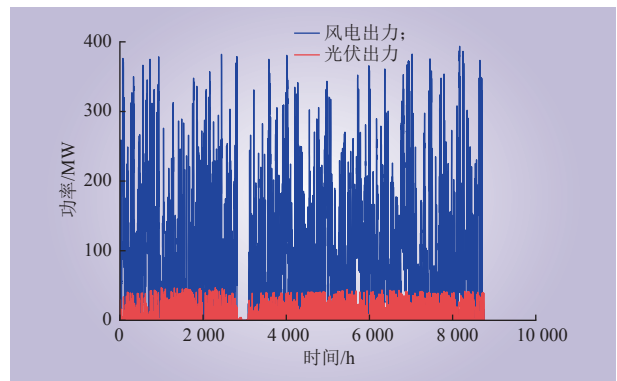


图 3 可再生能源出力数据
Fig. 3 Renewable energy output data

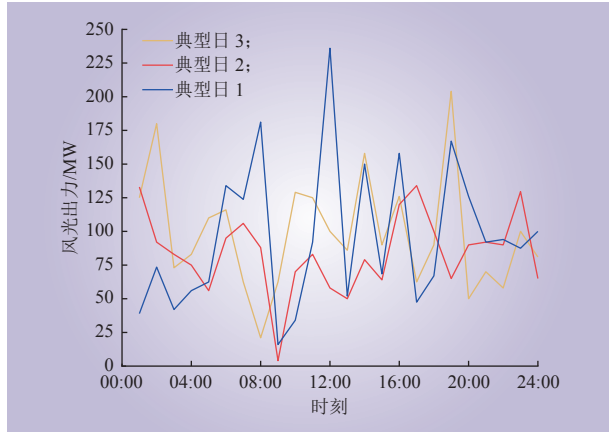


图 4 可再生能源典型日数据
Fig. 4 Typical power data of renewable energy

系统的新能源上网电价和购电电价以甘肃为基准，其中新能源上网电价为 0.4 元/(kW·h)，系统向电网购电的电价为 0.5 元/(kW·h)。

本文系统由变换器、电解槽、储氢设备及燃料电池组成，其初始投资、运维系数以及设备寿命等参数如表 1 所示。其中电解效率设置为 75%，氢气压缩能耗^[15]设置为 2 kW·h/kg，高压氢气的质量分数为 0.03 kg/L^[16-17]，燃料电池的发电效率设置为 55%，弃风弃光的惩罚系数和氢气供应不足的成本系数均为 0.5 元/(kW·h)；氢气的低热值为 120 MJ/kg (33.3 kW·h/kg)，售氢价格为 42 元/kg。系统购电的环境惩罚成本方面，根据排污收费标准算法，采用前 3 种污染物来估算系统的环境效益，传统燃煤机组的主要污染物包括 CO₂、SO₂ 和 NO_x，其污染物排放参数如表 2 所示。可再生

表 1 系统设备参数
Table 1 System equipment parameters

设备	初始投资	运维系数/%	寿命/年
输电变换器	1000/(元·kW ⁻¹)	5	20
电解槽	5000/(元·kW ⁻¹)	5	10
储氢设备	3750/(元·m ⁻³)	1	20
燃料电池	2250/(元·kW ⁻¹)	5	10

表 2 燃煤机组的污染物排放参数
Table 2 Pollutant emission parameters of coal-fired units

系数	污染物	排放量/(g·(kW·h) ⁻¹)	污染当量值/kg
n ₁	CO ₂	86.47250	20.0
n ₂	SO ₂	3.94460	0.95
n ₃	NO _x	3.09383	0.95

能源制氢的环境收益类比于传统煤炭制氢的环境惩罚成本^[18]，煤炭制氢主要污染物及收费标准如表 3 所示。

表 3 煤制氢的污染物排放参数
Table 3 Pollutant emission parameters for hydrogen production from coal

污染物	排污成本估算/(元·kg ⁻¹)	单位H ₂ 的污染物排放/kg
SO ₂	24.62	0.03
NO _x	32.11	0.04
VOC	21.98	0.00385

4.2 氢负荷需求

本文氢供应主要包括工业领域、供热领域和交通领域。供热领域以天然气掺氢为例，从国家统计局查阅相关数据，天然气掺氢比按照 23% 计算，交通领域氢能供应主要包括公交车和民用小型载客车，工业领域氢能供给主要为合成氨生产、甲醇合成和原油加工。以甘肃地区 2020 年 10 月氢负荷为例，工业领域、供热领域和交通领域的氢能需求占比分别为 16%、57% 和 27%，将该数据作为历史数据序列，采用 1.2 节中方法进行负荷预测，由于工业领域对氢能的需求较为平稳^[19]，相邻每小时氢负荷波动不超过 5%，据此随机生成 1 条工业领域氢负荷曲线，如图 5 所示。根据累计数据集^[20]可知，该区域日用气量主要有 2 个高峰期：08:00—13:00 和 14:00—20:00，天然气掺氢供应预测结果如图 5 蓝色曲线所示。交通领域的氢负荷曲线受人们的日常出行影响，其预测的氢能供应^[21]曲线显示，该区域日加氢量高

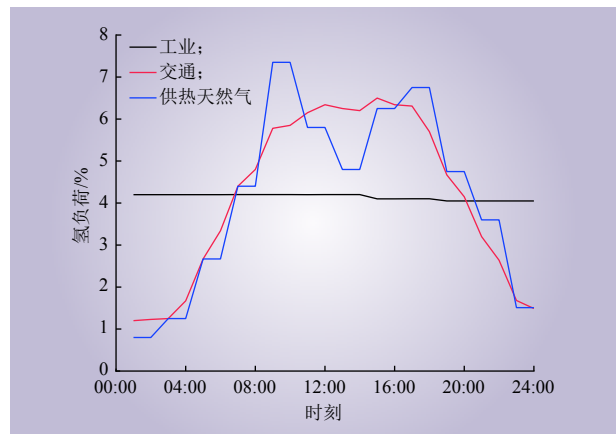


图 5 各个领域氢能需求曲线
Fig. 5 Hydrogen energy demand curve in various fields

峰期主要集中在 08:00—20:00。

4.3 容量规划

基于风光联网不购电制氢模式下，可再生能源的随机性和间歇性会使得某些时段制氢所需的风能不足，从而导致实时制氢需求不匹配。因此，为了确保氢能的稳定供应，需要配置大容量的储氢系统。如表 4 所示，在典型日 3 中，当每天的氢气需求从 12 t/d 增加到 15 t/d 和 30 t/d 时，储氢罐的容量分别为 80.1 m³、124 m³ 和 612.56 m³。图 6 为不同的氢气需求水平下，氢能系统各组成部分的投资成本百分比。在不购电的制氢模式下，当氢气需求量为 30 t/d 时，电解槽占系统总投资成本比例已增加到 84.33%，同时储氢系统占比也有所提高。因此，随着氢气需求的增加，对电解槽和氢气储罐的系统投资会增加，系统收入对应减少。与风光联网不购电制氢模式相比，采用风光联网购电制氢模式，允许系统从电网购电以生产氢气，避免在可再生资源匮乏时出现氢气短期供应不足的情况。

表 4 典型日 3 下的系统各功能部件配置参数

Table 4 Configuration parameters of each functional component of the system under typical day 3

制氢模式	氢能需求/(t·d ⁻¹)	输电工程/MW	电解槽/MW	储氢罐/m ³	燃料电池/MW	收益/10 ⁸ 元
不购电	12	173.688	47.793	80.1	/	4.2
	15	128.635	67.413	124.0	/	4.1
	30	90.627	100.082	612.56	/	1.4
购电	15	194.550	42.961	35.6	0.125	5.1
	30	150.534	80.570	40.9	0.040	6.1
	45	140.487	128.766	44.6	0.059	6.9
	60	130.505	171.673	54.1	0.120	6.8

图 7~9 表示了在不同典型日 1~3 中不同氢负荷需求对应的购电量，由图可知，氢能系统处于不同的典型日下收益差距较为明显，在同一氢能需求水平下，典型日 2 下的氢能系统的收益较小，主要是因为典型日 2 下可再生能源出力较少，需要向电网大量购电制氢。可以看出虽然各个典型日下的可再生能源出力相差较大，但在同一氢能需求水平下，氢能系统配置的电解槽、储氢设备的容量相差无几。

典型日 1~2 下系统配置参数如表 5 所示，在相同的氢负荷水平下，采用购电制氢模式配置的

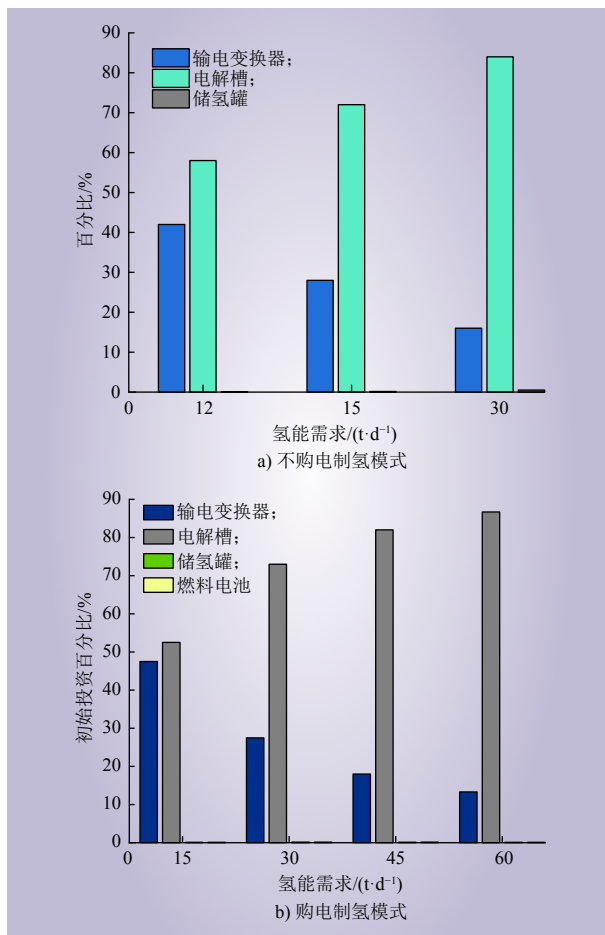


图 6 系统各设备初始投资比例

Fig. 6 The initial investment ratio of each equipment of the system

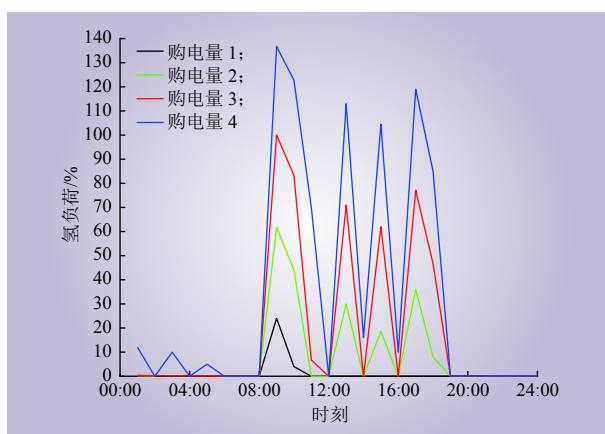


图 7 典型日 1 系统购电曲线

Fig. 7 Typical day 1 system power purchase curve

电解槽容量小于不购电制氢模式，并且购电制氢模式中储氢罐的容积远小于不购电制氢模式。

在风光联网购电的制氢模式下，典型日 1 可

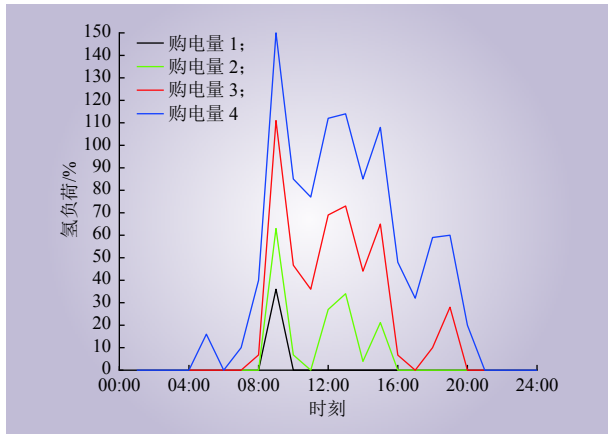


图 8 典型日 2 系统购电曲线

Fig. 8 Typical day 2 system power purchase curve

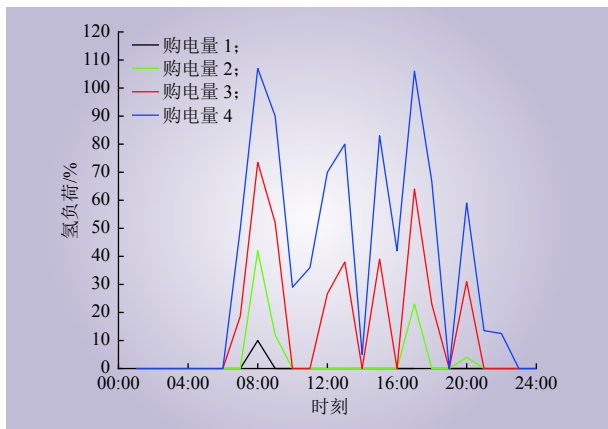


图 9 典型日 3 系统购电曲线

Fig. 9 Typical day 3 system power purchase curve

表 5 典型日 1 和 2 下系统购电制氢模式的系统各功能部件配置参数

Table 5 Configuration parameters of each functional component of the system for the power purchase and hydrogen production mode of the system on typical days 1 and 2

典型日	氢能需求/ (kg·d ⁻¹)	输电工程/ MW	电解槽/ MW	储氢罐/ m ³	燃料电池/ MW	收益/ 10 ⁸ 元
1	15000	194.55	42.961	35.6	0.125	5.1
	30000	151.50	85.859	40.7	0.139	5.9
	45000	109.032	128.765	46.7	0.620	6.8
	60000	66.535	171.674	53.3	1.723	6.7
2	15000	115.204	42.961	34.6	0.129	4.6
	30000	103.215	80.571	40.6	0.128	5.4
	45000	93.314	128.766	42.6	0.625	6.3
	60000	45.739	171.656	53.0	0.289	5.8

再生能源出力波动较大，典型日 2 和 3 波动较小。结合表 4 和表 5 可知，当氢能需求水平从

15 t/d 增加到 30 t/d、45 t/d 和 60 t/d 时，氢能系统配置的电解槽、储氢设备容量不断增加，同时，变换器配置容量不断降低。

5 结论

1) 与风光联网不购电制氢模式下相比，风光联网购电制氢模式下可再生能源与电网辅助制氢的方式更加合理，避免了可再生资源匮乏时出现氢气供应短缺的情况。

2) 风光联网购电制氢模式下，即使可再生能源出力波动相差较大，同一氢负荷需求水平下的电解槽、储氢设备的配置容量也相差无几，避免了制-储氢设备的大规模冗余配置。

3) 风光出力波动较大的条件下向电网购电的制氢成本较低，说明在应对大规模新能源发电时，采用风光联网购电制氢的模式可以更有效地利用可再生能源，同时提高经济性。

参考文献：

[1] 舒印彪, 张智刚, 郭剑波, 等. 新能源消纳关键因素分析及解决措施研究 [J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(1): 1-9.
SHU Yinbiao, ZHANG Zhigang, GUO Jianbo, *et al.* Study on key factors and solution of renewable energy accommodation[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(1): 1-9.

[2] 李翠萍, 东哲民, 李军徽, 等. 提升配电网新能源消纳能力的分布式储能集群优化控制策略 [J]. 电力系统自动化, 2021, 45(23): 76-83.
LI Cuiping, DONG Zhemin, LI Junhui, *et al.* Optimal control strategy of distributed energy storage cluster for prompting renewable energy accommodation in distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(23): 76-83.

[3] 姜海洋, 杜尔顺, 金晨, 等. 高比例清洁能源并网的跨国互联电力系统多时间尺度储能容量优化规划 [J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(6): 2101-2115.
JIANG Haiyang, DU Ershun, JIN Chen, *et al.* Optimal planning of multi-time scale energy storage capacity of cross-national interconnected power system with high proportion of clean energy[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(6): 2101-2115.

[4] 蒋东方, 贾跃龙, 鲁强, 等. 氢能在综合能源系统中的应用前景 [J]. 中国电力, 2020, 53(5): 135-142.
JIANG Dongfang, JIA Yuelong, LU Qiang, *et al.* Application

- prospect of hydrogen energy in integrated energy systems[J]. *Electric Power*, 2020, 53(5): 135–142.
- [5] YUE M L, LAMBERT H, PAHON E, *et al.* Hydrogen energy systems: a critical review of technologies, applications, trends and challenges[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2021, 146: 111180.
- [6] GENOVESE M, SCHLÜTER A, SCIONTI E, *et al.* Power-to-hydrogen and hydrogen-to-X energy systems for the industry of the future in Europe[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2023, 48(44): 16545–16568.
- [7] 陈建明, 肖佳璇. 基于弃风弃光问题的氢储能可行性研究[J]. *技术与市场*, 2019, 26(11): 23–25.
CHEN Jianming, XIAO Jiaxuan. Feasibility study of hydrogen storage based on the problem of abandoned wind and light[J]. *Technology and Market*, 2019, 26(11): 23–25.
- [8] 张红, 袁铁江, 谭捷. 统一能源系统氢负荷中长期预测[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(10): 3364–3372, 3662.
ZHANG Hong, YUAN Tiejia, TAN Jie. Medium and long-term forecast of hydrogen load in unified energy system[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(10): 3364–3372, 3662.
- [9] DENG Z H, JIANG Y W. Optimal sizing of wind-hydrogen system considering hydrogen demand and trading modes[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2020, 45(20): 11527–11537.
- [10] 左冠林, 郭红霞, 林文智, 等. 考虑低碳制氢的微电网优化配置[J]. *电力自动化设备*, 2023, 43(2): 9–18.
ZUO Guanlin, GUO Hongxia, LIN Wenzhi, *et al.* Optimal configuration of microgrid considering low-carbon hydrogen production[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2023, 43(2): 9–18.
- [11] 韩莹, 于三川, 李萃一, 等. 计及阶梯式碳交易的风光氢储微电网低碳经济配置方法[J]. *高电压技术*, 2022, 48(7): 2523–2533.
HAN Ying, YU Sanchuan, LI Luoyi, *et al.* Low-carbon and economic configuration method for solar hydrogen storage microgrid including stepped carbon trading[J]. *High Voltage Engineering*, 2022, 48(7): 2523–2533.
- [12] 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.
- [13] YANG Y, TONG L G, YIN S W, *et al.* Status and challenges of applications and industry chain technologies of hydrogen in the context of carbon neutrality[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2022, 376: 134347.
- [14] HU Y S, LI J G, MAN Y, *et al.* The dynamic hydrogen production yield forecasting model based on the improved discrete grey method[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2022, 47(42): 18251–18260.
- [15] KELLY N A, GIRDWOOD R. Evaluation of a thermally-driven metal-hydride-based hydrogen compressor[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2012, 37(14): 10898–10916.
- [16] ZHAO Y X, GONG M Q, ZHOU Y, *et al.* Thermodynamics analysis of hydrogen storage based on compressed gaseous hydrogen, liquid hydrogen and cryo-compressed hydrogen[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019, 44(31): 16833–16840.
- [17] ZHENG J Y, LIU X X, XU P, *et al.* Development of high pressure gaseous hydrogen storage technologies[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2012, 37(1): 1048–1057.
- [18] 程婉静, 李俊杰, 刘欢, 等. 两种技术路线的煤制氢产业链生命周期成本分析[J]. *煤炭经济研究*, 2020, 40(3): 4–11.
CHENG Wanjing, LI Junjie, LIU Huan, *et al.* Analysis of life cycle cost of coal hydrogen production chain based on two technical routes[J]. *Coal Economic Research*, 2020, 40(3): 4–11.
- [19] KLYAPOVSKIY S, ZHENG Y, YOU S, *et al.* Optimal operation of the hydrogen-based energy management system with P2X demand response and ammonia plant[J]. *Applied Energy*, 2021, 304: 117559.
- [20] 杨孟军. 高压储气竖井在城市燃气供应调峰中的应用研究[D]. 天津: 天津大学, 2007.
YANG Mengjun. Study on application of high-pressure gas storage shaft in peak shaving of urban gas supply[D]. Tianjin: Tianjin University, 2007.
- [21] WANG Y L, LI R W, DONG H R, *et al.* Capacity planning and optimization of business park-level integrated energy system based on investment constraints[J]. *Energy*, 2019, 189: 116345.

作者简介:

彭生江 (1975—), 男, 博士研究生, 高级工程师 (教授级), 从事电力系统规划设计为建设管理研究, E-mail: pshj@sina.com;

孙传帅 (1994—), 男, 通信作者, 硕士, 从事新能源并网研究, E-mail: 1925397839@qq.com.

(责任编辑 蒋东方)

(下转第 32 页)

Optimized Configuration of Hydrogen-Energy Microgrid Capacity Considering Source Charge Uncertainties

YUAN Tiejia¹, YANG Yang¹, LI Rui¹, JIANG Dongfang²

(1. School of Electrical Engineering, Dalian University of Technology, Dalian 116024, China; 2. State Grid Energy Research Institute Co., Ltd., Beijing 102209, China)

Abstract: With regards to the low energy conversion efficiency and uncontrollable factors on the robustness of electrothermal gas-coupled microgrid planning due to the randomness of new energy resources, an optimization method for the configuration of hydrogen-energy microgrid is proposed considering the uncertainties of source charges. First of all, by taking advantages of hydrogen energy storage, electric boilers and organic Rankine cycle (ORC) systems to expand the electrothermal gas conversion paths of traditional microgrids, a multi-energy coupled, low-carbon and efficient hydrogen energy microgrid is set up. Then, a typical daily selection method of electrical load-wind power output based on ordered clustering algorithm and fuzzy c-means (FCM) clustering algorithm is proposed, with the minimization of annualized total cost as the optimization objective, and by taking into account the constraints of power balance, equipment operation, hydrogen storage system and natural gas pipeline, the hydrogen energy microgrid capacity optimization configuration model is established. Finally, the actual data of an industrial park is analyzed to obtain the optimal configuration scheme and the cost of each equipment in the system. Using Matlab and Yalmip toolbox for sensitivity analysis, it is verified that the proposed method and model can effectively reduce the total cost and carbon emissions.

This work is supported by Science and Technology Project of SGCC (Research on the Joint Planning Simulation of Electrolysis Water Hydrogen Production-Hydrogen Storage and Hydrogen Supply System and the Cooperative Interaction Mode of Electric-Hydrogen, No.5419-202257456A-2-0-ZN).

Keywords: microgrid; hydrogen energy; source charge uncertainty; electrothermal coupling; capacity optimization configuration

(上接第 20 页)

Capacity Planning of Hydrogen Production and Storage System Based on Hydrogen Load Demand

PENG Shengjiang^{1,2}, YANG Dezhou¹, SUN Chuanshuai³, YUAN Tiejia³, LIU Yongcheng¹

(1. School of Economics and Management, North China Electric Power University, Beijing 102206, China; 2. Economic and Technical Research Institute of State Grid Gansu Province Electric Power Company, Lanzhou 730000, China; 3. School of Electrical Engineering, Dalian University of Technology, Dalian 116024, China)

Abstract: In the future energy society, the value of hydrogen energy will be realized in the conversion of various types of energy sources, particularly as the key link in the power system. To this end, a new energy system capacity planning method based on different hydrogen load levels is proposed to promote the application and development of renewable energy sources more efficiently such as wind and photovoltaic energy in the power grid. The method can maximize the economical benefits of the system while meeting the regional hydrogen energy demand. Under different hydrogen production modes, the optimal hydrogen production system scale can also be determined. In addition, the penalty costs of curtailing wind and solar power and hydrogen energy supply shortage are taken into consideration as well as the environmental benefits of the system. The results show that it is more reasonable and economical to adopt the mode of grid-integrated wind power and photovoltaic energy transactions for electricity in hydrogen production, which avoids the redundant configuration of large-capacity hydrogen production-storage equipment.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (Hydrogen Energy Storage Coupled with Decentralized Wind Power Consumption Research, No.51577163), Science and Technology Project of State Grid Gansu Electric Power Company (Research on Key Technology of Large-Scale Landscape Complementary Hydrogen Production, No.52273018000G).

Keywords: hydrogen load forecast; capacity planning; new energy consumption; comprehensive hydrogen utilization