

上网电量比例对风光制氢耦合及其经济效益影响研究

徐 林, 罗安琪, 陈 玲, 李晓明

(中国电力工程顾问集团中南电力设计院有限公司, 湖北 武汉 430071)

摘要: 以 1 h 为调度时间尺度, 基于风光 8 760 h 出力特性及制氢负荷特性, 研究了不同上网电量比例下的风光制氢耦合特性及其经济效益, 以期在项目调度过程中实现经济效益整体最优。研究结果表明: 当上网电量比例在一定的范围内, 系统制氢用电量基本保持不变, 对应的制氢量也保持不变。随着上网电量比例的持续增大, 制氢量、弃电比例均出现较大的变化。在风光制氢一体化项目中, 当风光出力不能满足系统不可调节负荷用电需求时, 系统才从电网侧购电, 即电网仅为支撑性电源, 购电比例不受上网电量比例的影响。制氢电价与氢价不会同时出现最低值。在风光制氢一体化项目实际运行过程中, 需根据项目特性调整调度方案, 以期获取最低的氢价, 实现项目经济效益整体最优。

关键词: 上网电量比例; 风光制氢; 制氢电价; 氢价

Research on the coupling of wind solar hydrogen production and its economic benefits affected by the proportion of on-grid electricity

XU Lin, LUO Anqi, CHEN Ling, LI Xiaoming

(China Power Engineering Consulting Group Zhongnan Electric Power Design Institute Co., Ltd., Wuhan 430071, China)

Abstract: With a scheduling time scale of 1 hour, based on the output characteristics and hydrogen production load characteristics of wind solar 8 760 hours, the coupling characteristics and economic benefits of wind solar hydrogen production under different grid electricity ratios were studied, in order to achieve the overall optimal economic benefits in the project scheduling process. The research results indicate that when the proportion of on grid electricity is within a certain range, the hydrogen production electricity consumption of the system remains basically unchanged, and the corresponding hydrogen production amount also remains unchanged. With the continuous increase in the proportion of grid connected electricity, there have been significant changes in hydrogen production and the proportion of abandoned electricity. In the integrated wind solar hydrogen production project, when the wind solar output cannot meet the power demand of the system's non adjustable load, the system purchases electricity from the grid side, that is, the grid is only a supporting power source, so the proportion of electricity purchased is not affected by the proportion of grid connected electricity. The hydrogen production electricity price and hydrogen price will not have a minimum value at the same time. In the actual operation process of the integrated wind solar hydrogen production project, it is necessary to adjust the scheduling plan according to the project characteristics in order to obtain the lowest hydrogen price and achieve the overall optimal economic benefits of the project.

Keywords: proportion of on-grid energy; wind solar hydrogen production; electricity price of hydrogen production; hydrogen price

0 引言

“十四五”时期，我国可再生能源已进入高质量发展新阶段，并呈现出新的特征：一是大规模发展，在跨越式发展基础上，进一步加快提高发电装机占比；二是高比例发展，由能源电力消费增量补充转为增量主体，在能源电力消费中的占比快速提升；三是市场化发展，由补贴支撑发展转为平价低价发展，由政策驱动发展转为市场驱动发展；四是高质量发展，既大规模开发，也高水平消纳，更保障电力稳定可靠供应。我国可再生能源将进一步引领能源生产和消费革命的主流方向，发挥能源绿色低碳转型的主导作用，为实现碳达峰、碳中和目标提供主力支撑^[1]。

为解决可再生能源的消纳问题，我国各省、自治区提供了不同的方案。内蒙古自治区提出风光制氢一体化示范项目等6种市场化并网消纳实施方案；西藏自治区提出源网荷储一体化、多能互补等多种方式；新疆维吾尔自治区提出新能源规模化制氢等8种模式推进新能源消纳；青海省提出源网荷储一体化、氢能产业等多种模式。在不同的模式中，发电侧、储能、负荷侧及相应的电网均是一个较为复杂的系统^[2]。在满足各项政策的前提下，发电侧、储能与负荷侧等如何调度，新能源电量如何分配以实现更优的经济效益，是亟待解决的问题。

本文将以内蒙古地区风光制氢一体化示范项目为例，以1 h为调度时间尺度，研究上网电量比例对风光制氢耦合特性及其经济效益的影响。由于制氢类项目中，一般以氢价判断项目的经济效益，故本文以氢价的高低为依据判断项目整体经济效益。

1 项目政策及电量平衡方程

1.1 内蒙古风光制氢一体化项目政策

《内蒙古自治区风光制氢一体化项目实施细则2023年修订版（试行）》及《蒙西地区六类市

场化消纳新能源项目并网运行技术规范(1.0版)》对风光制氢类项目主要要求为：

1) 风光制氢一体化项目的电源、电网、制氢、储能等部分应为同一投资主体控股，作为一个市场主体运营，建设运行期内需按照同一法人统一经营管理。

2) 并网型项目按照不超过制氢所需电量的1.2倍确定新能源规模。

3) 离网型项目按照制氢所需电量确定新能源规模，新能源综合利用率不低于90%。

4) 风光制氢一体化项目需配置电储能，调峰能力原则上不低于新能源规模的15%，时长不低于4 h。

5) 并网型风光制氢一体化项目具备独立市场主体地位，可向电网送电，年上网电量不超过年总发电量的20%，年下网电量不超过年总用电量的10%，上、下网电费按照自治区电力市场相关要求执行。

6) 并网型风光制氢一体化项目向电网送电时，最大上送功率不高于新能源总装机的40%，月度上网电量不超过当月发电量的30%，且季度累计上网电量不超过累计发电量的20%。

1.2 电量平衡方程

风光制氢一体化项目包含多个板块的复杂系统，具体包括风光发电场、储能系统、制氢负荷和电网系统。风光制氢一体化项目在运行过程中需满足电量平衡方程^[3-4]，公式为

$$P_0(t) + P_m(t) = P_{\text{load}}(t) + P_{\text{st}}(t) + P_{\text{sol}}(t) + P_v(t) \quad (1)$$

$$P_{\text{solper}} = P_{\text{sol}} / P_{\text{load}} \quad (2)$$

$$P_{\text{vper}} = P_v / P_0 \quad (3)$$

式中， $P_0(t)$ 为风光瞬时总发电量； $P_m(t)$ 为瞬时购电量； $P_{\text{load}}(t)$ 为制氢负荷的瞬时有用电量； $P_{\text{st}}(t)$ 为储能瞬时充放电量，正值表示充电，负值表示放电； $P_{\text{sol}}(t)$ 为瞬时上网电量； $P_v(t)$ 为瞬时弃电量； t 为时刻； P_{solper} 、 P_{vper} 分别为购电比例、弃电比例。

储能系统需满足储能约束条件为

$$S_{\text{oc,min}} \leq S_{\text{oc}}(t) \leq S_{\text{oc,max}} \quad (4)$$

$$P_{ch,min} \leq P_{st}(t) \leq P_{ch,max} \quad (5)$$

式中, $S_{oc,min}$ 为储能电池荷电状态下限; $S_{oc,max}$ 为储能电池荷电状态上限; $S_{oc}(t)$ 为储能电池荷电瞬时值; $P_{ch,min}$ 为储能最小充电功率; $P_{ch,max}$ 为储能最大充电功率。

制氢负荷瞬时用电量需满足约束条件为

$$P_{load,min} \leq P_{load}(t) \leq P_{load,max} \quad (6)$$

式中, $P_{load,min}$ 为制氢负荷不可调节负荷用电量; $P_{load,max}$ 为制氢负荷满负荷运行所需电量。

1.3 系统调度过程

基于电量平衡方程, 风光制氢耦合调度示意如图1所示。当 $P_0(t) < P_{load,min}$ 时, 储能系统判断是否放电, 若储能系统放电后仍不能满足 $P_{load,min}$, 则制氢负荷向电网购电。当 $P_{load,min} \leq P_0(t) \leq P_{load,max}$ 时, 风光电场向制氢负荷供电。当 $P_0(t) > P_{load,max}$ 时, 风光电场向制氢负荷供电后的剩余电量给储能系统充电, 若储能系统无法完全存储, 则判断月度上网电量是否超过当月发电量的30%, 或季度累计上网电量是否超过累计发电量的20%, 剩余风光出力是否超过新能源总装机的40%, 以确定是弃电还是向电网售电。

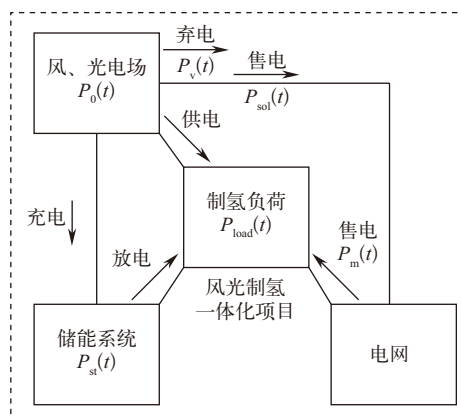


图1 风光制氢耦合调度示意图

Fig. 1 Schematic diagram of wind solar hydrogen production coupling scheduling

2 实例分析

2.1 例证风电场概况

某并网型风光制氢一体化示范项目分为风光电场和制氢站两部分。风光电场部分

建设风电70 MW, 光伏50 MW, 配套建设18 MW/72 MW·h电化学储能; 制氢站为一座6 000 N·m³/h电解水制氢站。制氢站不可调节负荷占总负荷的10%, 制氢总负荷为3.355 1万kW。风电年等效利用小时数为2 051 h, 光伏年平均等效小时数为1 437 h。风光电场年平均总出力为21 543.75万kW·h。风电光伏年出力特性及逐时出力特性如图2、图3所示。

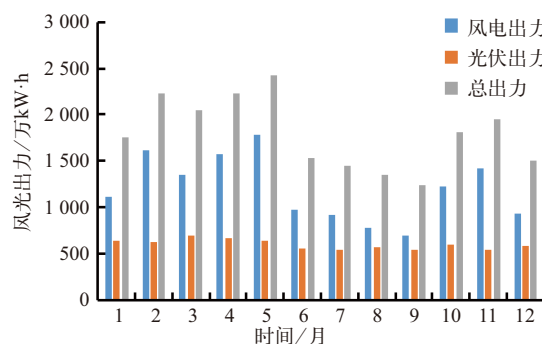


图2 风电光伏平均年出力特性

Fig. 2 Average annual output characteristics of wind and photovoltaic power

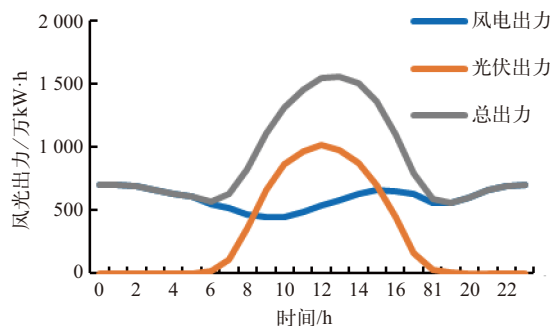


图3 风电光伏平均逐时出力特性

Fig. 3 Average hourly output characteristics of wind and photovoltaic power

2.2 计算结果及分析

(1) 上网电量比例对系统耦合特性的影响

本文在满足内蒙古自治区并网型风光制氢一体化各项政策要求前提下, 根据风光8 760 h出力特性及制氢负荷特性, 通过调节上网电量比例, 模拟计算出各场景下的电量平衡结果, 见表1。

从表1可以看出, 当上网电量比例为3.85%时, 系统弃电比例为10%, 即本系统上网电量比例最小值为3.85%。

表 1 不同上网电量比例下的电量平衡
Tab. 1 Energy balance under different ratios of on grid electricity

上网电 量比例 (%)	制氢 电量 / 万 kW·h	制氢量 /t	购电量 / 万 kW·h	弃电量 / 万 kW·h	弃电 比例 (%)
3.85	18 885.74	3 036.26	326.53	2 155.12	10.00
4.00	18 885.74	3 036.26	326.53	2 122.81	9.85
9.50	18 885.74	3 036.26	326.53	937.90	4.35
11.50	18 885.74	3 036.26	326.53	507.06	2.35
12.00	18 885.74	3 036.26	326.53	399.31	1.85
12.50	18 885.74	3 036.26	326.53	291.60	1.35
13.00	18 885.73	3 036.26	326.53	183.98	0.85
13.50	18 866.56	3 033.18	326.53	95.49	0.44
14.00	18 772.23	3 018.01	326.53	82.88	0.38
14.50	18 681.10	3 003.36	326.72	66.52	0.31
15.00	18 579.62	2 987.05	327.49	60.85	0.28
15.50	18 482.83	2 971.49	327.49	49.88	0.23
16.00	18 384.41	2 955.67	328.13	41.34	0.19
16.50	18 291.42	2 940.72	328.50	27.14	0.13
17.00	18 191.39	2 924.63	329.35	20.16	0.09
17.50	18 084.16	2 907.39	329.79	20.16	0.09
18.00	17 980.41	2 890.71	330.30	16.52	0.08
18.50	17 871.38	2 873.18	330.62	18.07	0.08

当上网电量比例在3.85%~13.00%之间时，系统制氢用电量基本保持不变，对应的制氢量也保持不变，即在此比例下，上网电量与系统弃电量不影响制氢量。

当上网电量比例在13.00%~18.00%之间时，随着上网电量比例的提高，制氢用电量及制氢量随之下降，且上网电量与制氢用电量、制氢量基本呈现线性关系。当上网电量比例为18%时，系统制氢用电量的1.2倍为21 576.5万kW·h，与风电光伏总出力（21 543.75万kW·h）基本一致。若继续提高上网电量比例，1.2倍的系统制氢用电量将低于风电光伏总出力，即本系统上网电量比

例最大值约为18.00%。上网电量、制氢量、购电比例和弃电比例随上网电量比例的变化如图4、图5所示。

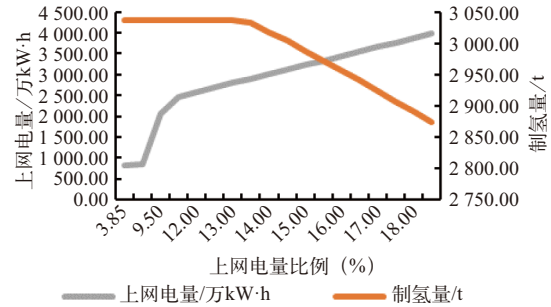


图 4 上网电量及制氢量随上网电量比例变化

Fig. 4 Changes in on-grid electricity and hydrogen production with the proportion of on-grid electricity

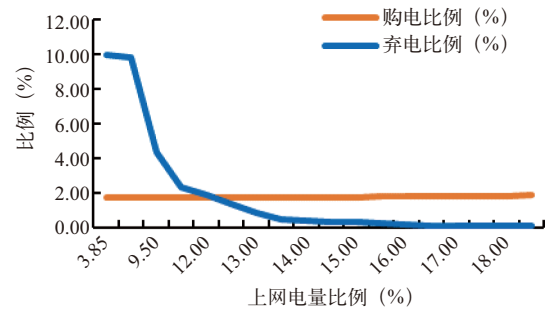


图 5 购电比例及弃电比例随上网电量比例变化

Fig. 5 The proportion of purchased and discarded electricity varies with the proportion of on-grid electricity

从图4、图5可以看出，随着上网电量比例的变化，制氢量、弃电比例均出现较大的变化。上网电量比例从3.85%增至18.00%时，制氢量最大变化为-4.8%，弃电比例最大变化为-99.2%。随着上网电量比例的变化，购电比例基本保持不变。

(2) 上网电量比例对制氢经济特性的影响

不同上网电量比例下的制氢经济特性研究主要边界条件见表2。以资本金财务内部收益率6.5%为基准，不同上网电量比例下的制氢经济特性见表3。其中上网电价为向电网售电的价格，购电电价为制氢站向电网购电的电价，制氢电价为制氢站向风光电场部分购电的电价。表2、表3中的价格均为不含税价格。不同上网电量比例下的制氢电价和氢价如图6所示。

表2 经济特性计算的主要边界条件

Tab. 2 Main boundary conditions for economic characteristic calculation

上网电价 /[元/(MW·h)]	风光电场 部分总投资 /万元	制氢部分 投资 /万元	购电电价 /[元/(MW·h)]	运营人 均成本 /万元
250.35	56 400	21 471	487	22.7

表3 不同上网电量比例下的经济特性

Tab. 3 Economic characteristics under the proportion of on-grid electricity

上网电量比例 (%)	制氢量 /t	制氢电价 /[元/(MW·h)]	氢价 /(元/kg)
3.85	3 036.26	284.87	24.82
4.00	3 036.26	284.47	24.80
9.50	3 036.26	269.80	23.96
11.50	3 036.26	264.47	23.66
12.00	3 036.26	263.13	23.58
12.50	3 036.26	261.80	23.51
13.00	3 036.26	260.47	23.43
13.50	3 033.18	259.41	23.38
14.00	3 018.01	259.40	23.41
14.50	3 003.36	259.35	23.44
15.00	2 987.05	259.44	23.48
15.50	2 971.49	259.46	23.51
16.00	2 955.67	259.52	23.55
16.50	2 940.72	259.49	23.58
17.00	2 924.63	259.57	23.62
17.50	2 907.39	259.75	23.67
18.00	2 890.71	259.89	23.72
18.50	2 873.18	260.10	23.77

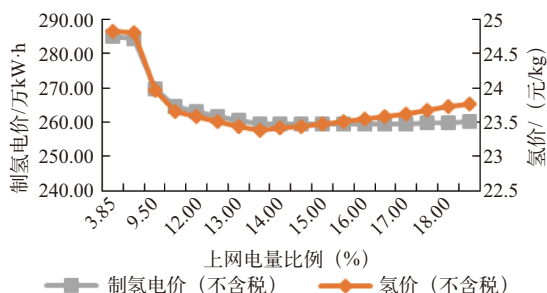


图6 不同上网电量比例下的制氢电价和氢价

Fig. 6 Hydrogen production electricity price and hydrogen price under different proportions of on-grid electricity

以资本金财务内部收益率6.5%为基准,随上网电量比例变化,制氢电价、氢价呈现出非单调变化。

总体而言,由于上网电量比例在3.85%~13.00%

之间时,风光电场部分有较高比例的弃电量,导致此时的制氢电价和氢价高于上网电量比例为13.00%~18.00%时的制氢电价和氢价。

上网电量比例从3.85%增加至14.5%时,制氢电价呈现下降趋势;上网电量比例从14.5%增加至18%时,制氢电价呈现出小幅上升趋势;当上网电量比例为14.5%时,制氢电价最低。

上网电量比例从3.85%增加至13.5%时,氢价呈现下降趋势;上网电量比例从13.5%增加至18%时,氢价呈现上升趋势;当上网电量比例为13.5%时,氢价最低。随上网电量比例变化,制氢电价与氢价呈现出非完全同步变化。

以上网电量比例3.85%时的制氢电价、氢价和制氢量为基准,不同上网电量比例下的制氢电价、氢价和制氢量相对变化如图7所示。

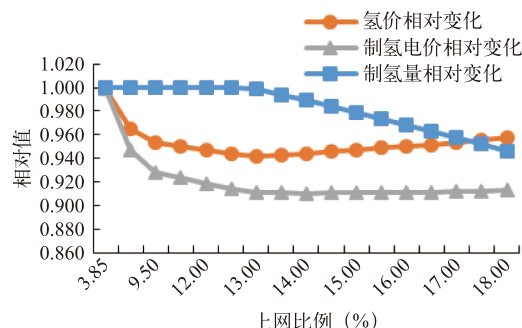


图7 不同上网电量比例下的各参数相对变化

Fig. 7 Relative changes of various parameters under different proportions of grid connected electricity

当上网电量比例不低于13.5%时,不同上网电量比例下的制氢电价相对于上网电量比例3.85%时的制氢电价基本保持不变;不同上网电量比例下的氢价相对于上网电量比例3.85%时的氢价呈现出增长趋势;不同上网电量比例下的制氢量相对于上网电量比例3.85%时的制氢量呈现出快速下降趋势。这表明:当上网电量比例低于13.5%时,氢价受制氢电价影响较大;当上网电量比例不低于13.5%时,氢价受制氢量影响较大。

3 结束语

本文以1 h为调度时间尺度,基于风光8 760 h出力特性及制氢负荷特性,研究了不同

上网电量比例下的风光制氢耦合特性及其经济效益。研究结果表明：

1) 风光制氢一体化项目分为风光电场和制氢站两部分。在满足内蒙古自治区并网型风光制氢一体化各项政策要求前提下，风光电场部分上网电量比例将会出现最大值和最小值。

2) 上网电量比例在一定范围内时，系统制氢用电量基本保持不变，对应的制氢量也保持不变，即在此比例下，上网电量与系统弃电此消彼长而不影响制氢量。随着上网电量比例的持续增大，制氢量、弃电比例均出现较大的变化。制氢量最大变化将达到-4.8%，弃电比例最大变化将达到-99.2%。

3) 当风光出力不能满足系统不可调节负荷用电需求时，系统从电网侧购电，即电网仅为支撑性电源，购电比例不受上网电量比例的影响。

4) 氢价同时受制氢电价与制氢量的影响，制氢电价与氢价不会同时出现最低值，上网电量比例在一定范围内时，氢价受制氢电价影响较大；上网电量比例继续增大时，氢价受制氢量影响较大。

5) 在项目运行过程中，需根据风光出力等项目特性，调整项目调度方案，调整上网电量比例，减少项目弃电，调整系统制氢量，以期获取最低的氢价，实现项目经济效益整体最优。

参考文献

- [1] 万永江. 大规模风光基地制氢配备容量优化方法研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2023.
- [2] 商伟情. 多场景风光耦合制氢系统优化配置研究[D]. 北京: 中国矿业大学, 2023.
- [3] 雷兆明, 李佳豪, 董砚, 等. 考虑源荷不确定性的风光储耦合制氢系统两阶段能量调度[J]. 科学技术与工程, 2023, 23(23): 9949-9957.
- [4] 黄宇, 周新鹏, 郭浩德, 等. 风光氢耦合系统的经济随机模型预测控制方法研究[J]. 太阳能学报, 2024, 45(8): 144-153.

作者简介

徐林（1991—），男，硕士，工程师，研究方向为新能源勘测设计。

罗安琪（1992—），女，工程师，研究方向为工程经济。

陈玲（1985—），女，博士，高级工程师，研究方向为新能源项目管理。

李晓明（1990—），男，硕士，工程师，研究方向为新能源勘测设计及项目管理。

（收稿日期：2025-01-08）