

## 海上风电-氢能系统运行模式分析及配置优化

李梓丘, 乔颖, 鲁宗相

(清华大学电机工程与应用电子技术系, 北京市 100084)

**摘要:** 为达成“碳达峰-碳中和”目标,海上风电等可再生能源将得到加速发展,氢能有望成为离岸低碳能源网络中的重要一环,发展能对海上负荷全清洁供能的海上风电-氢能系统前景广阔。该类系统的运行模式、各模式配置与经济性值得研究。建立了海上风电-氢能系统配置优化模型,提出并对比分析了该系统的单一供电、双供电、多能孤岛、多能联网模式,讨论了各种敏感性因素对容量配置和经济性的影响。仿真结果表明,实现全清洁供能需以经济性降低为代价,氢气价格和电解槽价格对系统的配置和收益影响最大。

**关键词:** 海上风电; 氢能; 容量配置; 运行模式

### 0 引言

随着“碳达峰-碳中和”目标的提出,电力、交通和生产等环节加速向深度低碳清洁化转型,亟待开展能源“发输配用”多环节联合创新。中国海上交通繁忙、远海岛屿较多、海洋油气/采矿作业增多,同时海洋环境保护不断深化,离岸能源需求预期到2030年碳达峰后将成为深度脱碳目标。

中国海上风电装机容量年均复合增长率预计2021—2024年将达到18.6%,2025—2030年将达到8.2%<sup>[1]</sup>,且逐步转向为中远海开发<sup>[2]</sup>。目前,海上负荷主要为海上油气平台与海上岛屿,功率可达上百兆瓦,且主要通过燃气轮机供电<sup>[3]</sup>,经济性与环保性较差。同时,海上交通多采用柴油为燃料,难以通过常规清洁能源进行替代。

预计到2030年,相关关键技术——海上平台、电解制氢、氢燃气轮机等的经济性都将得到大幅提高。海上风电制氢提供绿色能量载体,船只以氢作为交通燃料,海上负荷可以由海上风电直接供电或在风能间歇期以氢发电补偿。可以设想海上风电联合氢能系统和海上负荷运行,以提高风电消纳和提供离岸清洁化能源,实现海上负荷100%清洁供电的新思路。

目前,陆上风电制氢系统已有示范工程,功能定位多为利用弃风或低电价制取廉价氢气<sup>[4]</sup>,而国内外对于海上风电-氢能系统运营的技术经济性研究

还处于对比探索阶段。大部分研究主要对比了海上风电全额输送、全额制氢(或其衍生物)或多能混合模式的技术经济性。文献[5]比较了海上风电制氢系统在输电、液体输氢、管道输氢等输能方式上的优劣性。文献[6]研究了不同月份的制氢潜力,并发现2030年后系统才能实现盈利。文献[7]对海上风电制氢、合成天然气和甲醇3种模式进行了比较。文献[8]增加对比了并网和制氢混合模式,研究了制氢平准化成本及其影响因素。上述研究多通过风电总量、制氢系统转换效率等要素评估系统经济性,忽略了风电出力波动情况下的电解槽运行约束,且并不涉及对海上负荷的持续供电。

文献[9]对并网型海上风电-氢能系统运行进行了优化,研究其对风电消纳和二氧化碳减排的作用。文献[10]对含风电制氢装置的综合能源系统运行进行了优化,能同时满足电、氢、热需求。此类研究可模拟风电波动下的系统运行,但并未涉及系统配置研究。文献[11]建立了并网型海上风电-氢能系统配置优化的双层模型,通过净现值方式研究了系统的配置与经济性。文献[12]考虑了风电-氢能系统的热平衡性,对电解槽和燃料电池容量进行了优化。上述研究多针对陆上风电-氢能系统,或仅针对海上风电与氢能的某一种结合模式。此外,不同运行模式对电能输送需求不同,使输电成本存在差异,进而影响系统整体投资。因此,有必要综合比较电氢多能循环模式下海上风电-氢能系统的技术经济性,研究优化配置方案,并分析其要素价格敏感性。

首先,本文分析讨论了海上风电-氢能系统可能

收稿日期: 2021-04-29; 修回日期: 2021-11-16。

上网日期: 2022-02-21。

国家电网公司科技项目(4000-20199532A-0-0-00)。

的发展模式;其次,建立了考虑海上负荷供能和输电成本的系统配置优化模型;最后,对主要技术经济因素变化的影响进行了仿真与分析。

## 1 海上风电-氢能系统运营模式

### 1.1 海上风电-氢能系统结构

图1所示为海上风电-氢能系统的完整结构示意图。主要包括海上风电场、换流站及海缆、电解槽、燃料电池、储氢罐等。配合海上平台空间有限的要求,并综合考虑技术成熟度,制氢选用质子交换膜电解槽,该电解槽启停快、功率调节范围大、产氢压强高<sup>[13]</sup>;储氢选用高压气态储氢;并网发电选用质子交换膜燃料电池(fuel cell,FC)<sup>[14]</sup>。

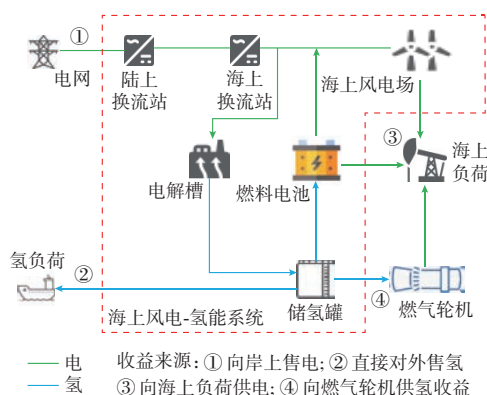


图1 海上风电-氢能系统整体结构示意图  
Fig. 1 Schematic diagram of overall structure of offshore wind-hydrogen system

系统的主要目的为向岸上和海上多类型负荷提供“电+氢”零碳能源供应,并在风电间歇期利用燃料电池或燃气轮机消耗储氢罐中的存气,实现对海上负荷100%清洁供电。

海上风电-氢能系统的净收益与众多敏感要素有关。从投资来看,海上风电-氢能系统增加了制储氢与氢能发电设备投资,同时也减少了远海直流输电设备投资;从收益来看,海上风电-氢能系统主要通过向岸上电网售电、直接对外售氢、向海上负荷售电及向海上负荷持有的氢燃气轮机售氢4种方式获益。岸上电网售电可进一步细分为风电直接上网与燃料电池发电上网。

### 1.2 海上风电-氢能系统运行模式

综合考虑系统的供氢、供电方式与要求,设想了两种多能运行模式(模式3和4),同时设置两种现存模式(模式1和2)进行比较:

模式1:单一供电模式。该模式仅建设输电系统。海上风电所发电能分为送上岸和弃风两部分,海上负荷全部由燃气轮机利用天然气进行供电。该

模式为基准运行场景,是目前绝大多数海上风电场运行的模式,仅用于与其他模式进行比较。

模式2:双供电模式。该模式不考虑氢能系统,海上风电供给海上负荷或通过输电系统送上岸;若海上负荷供电不足,可通过燃气轮机利用天然气发电供应。该模式在中国北海地区海上风电场有类似案例。

模式3:多能孤岛模式。该模式完全取消了输变电系统,海上风电通过氢能系统和供海上负荷进行消纳,也可能产生弃风。该模式主要针对极端情况,如海上风电场离岸距离过远及氢气需求量较高。

模式4:多能联网模式。该模式包括氢能系统和输电系统,整个系统按照图1运行。多能联网模式平衡了就地利用和对外送出两种海上风电消纳途径。

各模式的对比如表1所示。

表1 各运行模式对比  
Table 1 Comparison of each operation mode

模式	风电用途	优化系统	获益方式	用氢途径
单一供电	输送上岸	输电系统	对电网及海上负荷售电	
双供电	输送上岸、供海上负荷	输电系统	对电网及海上负荷售电	
多能孤岛	供海上负荷、制氢	氢能系统	售氢、对海上负荷供电	售出、供燃料电池和燃气轮机发电
多能联网	输送上岸、供海上负荷、制氢	输电系统、氢能系统	对电网和海上负荷售电、售氢	售出、供燃料电池和燃气轮机发电

### 1.3 价格及补贴机制等边界条件

海上风电-氢能系统出售多种类型与模式的能源。氢能使用存在发电用和交通用两种形式,中国尚未形成相应的价格机制。本文参考了具有类似用能形式的天然气价格机制,并参考大连、成都等地方政府出台的车载氢能鼓励措施。天然气价格在交通燃料市场上具有竞争力,而在发电市场则无法与燃煤电厂相比,故中国交通用天然气和发电用天然气采用不同的价格机制。车用天然气价格在指导价的基础上与市场接轨,而发电用天然气则通过各地方政府出台天然气价格补偿机制或以较高电价上网(也相当于补偿),这部分补贴来源于各地方财政或从燃煤电厂征收调峰服务。因此,本文设定直接出售的氢能(多用于交通)价格较高,而向燃气轮机发电售氢则价格较低,以促进清洁氢能替代化石燃料,其中氢能偏高的成本由政府的清洁能源补贴承担。

据此,海上风电-氢能系统的4种收益途径的价

格及补贴机制如下:

1) 岸上电网售电: 差异化电价机制是激发氢能系统参与的必要条件。本文考虑电解槽制氢与燃料电池发电配合, 在海上风电-氢能系统起到削峰填谷、平滑出力的作用, 故所需海上输变电容量可低于风电场额定容量。但考虑到电-氢-电过程效率损失, 只有利用低电价制氢、高电价上网才有可能激励电解槽和燃料电池调峰, 从而发挥减少输变电投资的作用。本文采用峰谷电价模拟差异化电价, 燃料电池清洁发电补偿已经体现在电价中, 不再重复补贴。

2) 直接对外售氢: 此时氢能主要用于海上交通燃料, 参照燃油、天然气等价格规律, 围绕成本波动。电解槽制取氢气纯度较高, 属于高品质氢, 文中设为较高的定值, 以鼓励市场对清洁氢气的利用。

3) 向海上负荷售电: 海上负荷原为燃油燃气自发自用, 不受电价与氢价影响。改为风电和燃料电池供电后, 电价设置原则为替代前后海上负荷的动力能源支出不变。

4) 向氢燃气轮机售氢: 氢燃气轮机需在风电间歇期发电以实现海上负荷的持续供电, 氢作为发电燃料仍按替代前后海上负荷的动力能源支出不变的设置价格, 但同天然气热值下折算的氢气价格远低于用于交通燃料的氢能价格, 需增加补贴以鼓励清洁能源替代。

按上述原则, 既能保证海上风电-氢能系统的收益, 又能鼓励海上负荷进行清洁能源替代, 且所有清洁能源替代的成本与收益均由海上风电-氢能系统承担, 海上负荷用能维持不变, 核算也较为简单。

## 2 系统配置优化模型

### 2.1 模型假设

文中对模型进行了如下假设与简化:

1) 电解槽、燃料电池在不同工况下效率保持恒定。

2) 海上风电场出力、海上负荷功率与氢燃气轮机(经原燃气轮机改造, 可全部利用氢气发电)在多模式对比下视为不变量, 主要对后续的能量传输与综合利用过程进行研究。

3) 仅考虑需采用柔性直流输电系统的远海风电场, 可以通过制氢减少输电/换电系统投资。近海风电不在本文考虑范围内, 考虑到近海风电仅上网或将氢能系统安装在岸上的经济性更好, 可类比陆地制氢。

4) 制取的氢气可全部就地出售给海上负荷或船只, 从而忽略氢气运输成本。

### 2.2 目标函数

以海上风电-氢能系统年均净收益  $R$  最大为目标构建系统优化模型。目标函数为:

$$\max R = I_a - C_{\text{Acap}} - C_{\text{om}} - C_Y \quad (1)$$

式中:  $I_a$  为系统年均总收益;  $C_{\text{Acap}}$  为系统年均投资成本;  $C_{\text{om}}$  为系统年均运维成本;  $C_Y$  为年均设备折旧成本。

优化变量分为配置变量和运行变量。配置变量决定了投资与运维成本, 并在年均总收益中作为运行的边界; 运行变量决定了年均总收益。运行和配置优化在目标函数下统一完成。

运行优化以向岸上供电收益、直接供氢收益、向海上负荷供电收益、氢燃气轮机供氢收益之和最高为目标。若其为多能孤岛运行模式, 则不包含向岸上供电部分。年均总收益  $I_a$  表达式如式(2)所示。

$$I_a = \sum_{i=1}^N (R_{e1,i} + R_{h1,i} + R_{e2,i} + R_{h2,i}) \frac{365}{7N} \quad (2)$$

式中: 下标  $i$  表示第  $i$  周,  $i=1, 2, \dots, N$ , 其中  $N$  为典型周的数量, 通过  $N$  周的收益来代替全年的收益;  $R_{e1,i}$  为向电网供电收益;  $R_{h1,i}$  为向氢负荷供氢收益;  $R_{e2,i}$  为向海上负荷供电收益;  $R_{h2,i}$  为向氢燃气轮机供氢收益,  $R_{h2,i} = R_{\text{hgt}2,i} + R_{\text{sub},i}$ , 包含作为发电燃料的售氢收益  $R_{\text{hgt}2,i}$  和补贴收益  $R_{\text{sub},i}$  两部分。

各项具体表达式如下:

$$R_{e1,i} = \sum_{t=1}^T P_{\text{net},i,t} K_{e1,i,t} (1 - \mu_{\text{loss}}) \quad (3)$$

$$R_{h1,i} = \sum_{t=1}^T V_{\text{hsell},i,t} K_h \quad (4)$$

$$R_{e2,i} = \sum_{t=1}^T (P_{\text{wload},i,t} + P_{\text{fc1},i,t}) K_{e2} \quad (5)$$

$$R_{\text{hgt}2,i} = \sum_{t=1}^T V_{\text{hgt},i,t} K_c \mu_{\text{htc}} \quad (6)$$

$$R_{\text{sub},i} = \sum_{t=1}^T V_{\text{hgt},i,t} K_{\text{sub}} \quad (7)$$

式中: 下标  $t$  表示第  $t$  时段,  $t=1, 2, \dots, T$ , 其中  $T$  为运行周期;  $P_{\text{net},i,t}$  为系统上网总功率;  $K_{e1,i,t}$  为上网电价;  $\mu_{\text{loss}}$  为输电损耗系数;  $V_{\text{hsell},i,t}$  为供给氢负荷氢气的速度;  $K_h$  为作为交通燃料的直接售氢价格;  $P_{\text{wload},i,t}$  为海上风电供给海上负荷的功率;  $P_{\text{fc1},i,t}$  为燃料电池供给海上负荷的功率;  $K_{e2}$  为供给海上负荷的电价;  $V_{\text{hgt},i,t}$  为供给海上负荷中的燃气轮机氢气的速度;  $K_c$  为天然气价格;  $\mu_{\text{htc}}$  为氢气与天然气的每标准立方米热值之比, 约为 0.299 9;  $K_{\text{sub}}$  为氢燃气轮机发电部分的氢能补贴价格。

系统年均投资成本  $C_{\text{Acap}}$  如下<sup>[15]</sup>:



$$C_{\text{Acap}} = \sum_{k=1}^5 C_{\text{CAP},k} \frac{r(1+r)^m}{(1+r)^m - 1} \quad (8)$$

$$\begin{cases} C_{\text{CAP},1} = P_{\text{ely,max}} e_1 \\ C_{\text{CAP},2} = P_{\text{fc,max}} e_2 \\ C_{\text{CAP},3} = P_{\text{tan,max}} e_3 \\ C_{\text{CAP},4} = L e_4 P_{\text{trans}} + C_{\text{HVDC}}^{\text{on}} + C_{\text{HVDC}}^{\text{off}} \\ C_{\text{CAP},5} = e_5 (P_{\text{ely,max}} + P_{\text{fc,max}} + P_{\text{tan,max}}) \end{cases} \quad (9)$$

式中:  $C_{\text{CAP},k}$  为各设备的总投资成本,其中  $k=1$  表示电解槽、 $k=2$  表示燃料电池、 $k=3$  表示储氢罐、 $k=4$  表示输电系统、 $k=5$  表示基础设施;  $r$  为折现率;  $m$  为运行年限;  $e_k$  为各设备单位长度投资成本;  $L$  为海缆长度;  $P_{\text{ely,max}}$ 、 $P_{\text{fc,max}}$ 、 $P_{\text{tan,max}}$ 、 $P_{\text{trans}}$  分别为电解槽、燃料电池、储氢罐和输电系统的投资容量,为待优化变量;  $C_{\text{HVDC}}^{\text{on}}$  和  $C_{\text{HVDC}}^{\text{off}}$  分别为陆上换流站和海上换流站的投资成本(单位亿元),具体计算公式见式(10)<sup>[16]</sup>。

$$\begin{cases} C_{\text{HVDC}}^{\text{on}} = 1.368 + 2.052 \frac{P_{\text{trans}}}{300} \\ C_{\text{HVDC}}^{\text{off}} = 1.900 + 3.800 \frac{P_{\text{trans}}}{300} \end{cases} \quad (10)$$

系统年均运维成本为:

$$C_{\text{om}} = \sum_{k=1}^5 Q_k C_{\text{CAP},k} + \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [Q_{\text{h1}} V_{\text{he},i,t} + Q_{\text{h2}} (V_{\text{hf1},i,t} + V_{\text{hf2},i,t})] \quad (11)$$

式中:  $Q_k$  为各设备年均固定运维成本占其初始投资的百分比;  $Q_{\text{h1}}$  和  $Q_{\text{h2}}$  分别为电解槽、燃料电池与制/耗氢量相关的运维成本系数;  $V_{\text{he},i,t}$  为电解槽制氢速度;  $V_{\text{hf1},i,t}$  和  $V_{\text{hf2},i,t}$  分别为燃料电池发电供给海上负荷及上网而消耗氢气的速度。

系统年均设备折旧成本  $C_Y$  为:

$$\begin{cases} C_Y = \frac{C_{\text{cap}} - C_R}{m} \\ C_{\text{cap}} = \sum_{k=1}^5 C_{\text{CAP},k} \end{cases} \quad (12)$$

式中:  $C_{\text{cap}}$  为总投资成本;  $C_R$  为残值,取  $10\% C_{\text{cap}}$ 。

## 2.3 约束条件

### 2.3.1 有功平衡约束

海上负荷有功平衡约束可表示为:

$$\sum_{j=1}^M P_{\text{gt},i,j,t} + P_{\text{wload},i,t} + P_{\text{fc1},i,t} = P_{\text{load},i,t} \quad (13)$$

式中:  $P_{\text{gt},i,j,t}$  为第  $j$  个燃气轮机出力;  $M$  为燃气轮机数量;  $P_{\text{load},i,t}$  为海上负荷需求。

海上风电的有功平衡约束可表示为:

$$P_{\text{w},i,t} = P_{\text{wload},i,t} + P_{\text{wnet},i,t} + P_{\text{ely},i,t} \quad (14)$$

式中:  $P_{\text{w},i,t}$  为海上风电出力;  $P_{\text{wnet},i,t}$  为海上风电直接上网功率;  $P_{\text{ely},i,t}$  为电解槽功率。

系统上网功率平衡约束可表示为:

$$P_{\text{net},i,t} = P_{\text{wnet},i,t} + P_{\text{fc2},i,t} \quad (15)$$

式中:  $P_{\text{fc2},i,t}$  为燃料电池发电上网功率。

### 2.3.2 输电系统约束

系统上网功率要小于输电系统容量,即

$$0 \leq P_{\text{net},i,t} \leq P_{\text{trans}} \quad (16)$$

### 2.3.3 燃气轮机相关约束

燃气轮机出力界限约束如下:

$$I_{i,j,t} P_{\text{gt,min},j} \leq P_{\text{gt},i,j,t} \leq I_{i,j,t} P_{\text{gt,max},j} \quad (17)$$

式中:  $I_{i,j,t}$  为第  $j$  个燃气轮机的启停状态;  $P_{\text{gt,max},j}$  和  $P_{\text{gt,min},j}$  分别为第  $j$  个燃气轮机的最大和最小出力。

系统热备用约束如下:

$$\sum_{j=1}^M (P_{\text{gt,max},j} - P_{\text{gt},i,j,t}) I_{i,j,t} \geq P_{\text{load},i,t} h \quad (18)$$

式中:  $h$  为热备用系数。系统的全部备用容量由燃气轮机提供。

燃气轮机的燃料约束如下:

$$V_{\text{hgt},i,t} \mu_{\text{htc}} + V_{\text{gas},i,t} = \sum_{j=1}^M (b_j P_{\text{gt},i,j,t} + c_j) I_{i,j,t} \quad (19)$$

式中:  $V_{\text{gas},i,t}$  为天然气消耗速度,仅在单一供电模式和双供电模式下出现;  $b_j$  和  $c_j$  为第  $j$  台燃气轮机的耗气量函数系数。

### 2.3.4 氢能系统约束

电解槽的功率与效率约束如下<sup>[17]</sup>:

$$m_{i,t} P_{\text{ely,min}} \leq P_{\text{ely},i,t} \leq m_{i,t} P_{\text{ely,max}} \quad (20)$$

$$P_{\text{ely},i,t} = \eta_{\text{ely}} V_{\text{he},i,t} \quad (21)$$

式中:  $P_{\text{ely,min}}$  为电解槽的最小工作功率;  $m_{i,t}$  为电解槽的启停状态;  $\eta_{\text{ely}}$  为制取单位体积(标准立方米)的氢气消耗的电能。

燃料电池的功率和效率约束如下:

$$\begin{cases} P_{\text{fc1},i,t} + P_{\text{fc2},i,t} \leq P_{\text{fc,max}} \\ 0 \leq P_{\text{fc2},i,t} \leq P_{\text{fc,max}} \\ 0 \leq P_{\text{fc1},i,t} \leq P_{\text{fc,max}} \end{cases} \quad (22)$$

$$\begin{cases} P_{\text{fc1},i,t} = \eta_{\text{fc}} V_{\text{hf1},i,t} \\ P_{\text{fc2},i,t} = \eta_{\text{fc}} V_{\text{hf2},i,t} \end{cases} \quad (23)$$

式中:  $\eta_{\text{fc}}$  为燃料电池消耗单位体积(标准立方米)氢气产生的电能。燃料电池的出力分为两部分:一部分供给海上负荷;另一部分向岸上送出。

储氢罐容积约束如下:

$$\begin{cases} V_{\text{h},i,t+1} = V_{\text{h},i,t} + (V_{\text{he},i,t} - V_{\text{hf1},i,t} - V_{\text{hf2},i,t} - V_{\text{hgt},i,t} - V_{\text{hsell},i,t}) \Delta t \\ V_{\text{h,start}} = V_{\text{h,end}} = \frac{1}{2} V_{\text{h,max}} \\ 0 \leq V_{\text{h},i,t} \leq V_{\text{h,max}} \end{cases} \quad (24)$$

式中:  $V_{h,i,t}$  和  $V_{h,i,t+1}$  分别为本时段和下一时段储氢罐内的氢气体积;  $V_{h,start}$  和  $V_{h,end}$  分别为初、末时段储氢罐内的氢气体积;  $V_{h,max}$  为储氢罐的最大容积, 依据储氢罐投资容量  $P_{tan,max}$  (单位 kg) 得到。

氢负荷需求约束如下:

$$0 \leq V_{hsell,i,t} \leq V_{hload,i,t} \quad (25)$$

式中:  $V_{hload,i,t}$  为氢负荷需求值。

在不同模式下, 部分约束可以忽略。单一供电模式下不包含氢能装置相关约束, 燃料约束中不包含氢气项, 有功平衡中也不包含与海上负荷、氢能装置相关的变量; 双供电模式下不包含氢能相关的变量与约束; 多能孤岛模式下输电系统容量  $P_{trans} = 0$ ; 多能联网模式包含所有约束。

### 3 算例分析

#### 3.1 算例设置

海上风电出力数据选取中国江苏省某海上风电场 2017 年数据并将其按比例转化得到, 其额定容量为 300 MW; 海上负荷数据选取昼夜波动较小的工业负荷折算替代, 最大负荷为 40 MW; 风电与负荷采样时间为 1 h; 实际仿真时间选取了四季各一个典型周, 共 672 h。上网电价  $K_{e1}$  按照文献[18]中的数据选取; 仿真系统中设置每天 24 点售氢且  $V_{hload,i,t}$  不超过设定值, 其余时间不售氢且  $V_{hload,i,t}$  为 0; 氢气价格设为每标准立方米 4 元<sup>[9]</sup>; 天然气价格  $K_c$  设为每标准立方米 1.85 元<sup>[19]</sup>; 供海上负荷电价  $K_{e2}$  根据燃气轮机平均效率, 设为  $K_c$  的 24.5%<sup>[19]</sup>; 海上负荷、燃气轮机、电解槽、储氢罐、燃料电池、输电系统等参数<sup>[5,14,19-21]</sup> 详见附录 A。

本文所建立的配置优化模型为混合整数规划模型, 通过 MATLAB 2020b 平台调用 GUROBI 9.1 求解器进行求解。

#### 3.2 当前技术经济条件下的优化结果分析

各模式的最优容量配置及年均净利润优化结果如表 2 所示, 收益和成本构成如图 2 所示 (未计及各模式下相同的风电场建设成本)。可以看出, 在目前的技术经济条件下, 为海上负荷提供 100% 清洁供能是以降低系统经济性为代价的, 故多能孤岛和多能联网模式收益低于单一供电和双供电模式。其主要原因是利用制取成本高昂的氢气为海上负荷供电收益较低, 同时氢能设备的投资和维护成本较高。双供电模式下采用海上风电替代部分燃气轮机发电, 提高了供电收益, 降低了输电系统成本, 目前经济性最优。

相比于单一供电和双供电模式, 多能联网模式下的年均净收益下降幅度较大。该模式下直接售

表 2 基准条件下的容量优化结果  
Table 2 Capacity optimization results in the benchmark

模式	电解槽 容量/ MW	燃料电 池容量/ MW	储氢 罐容 量/t	输电系 统容量/ MW	年均净 收益/ 亿元	弃风 率/%
单一供电				190.77	3.07	5.60
双供电				163.95	3.44	4.30
多能孤岛	152.39	0	65.60		2.73	6.19
多能联网	122.74	0	66.44	45.63	2.39	4.12

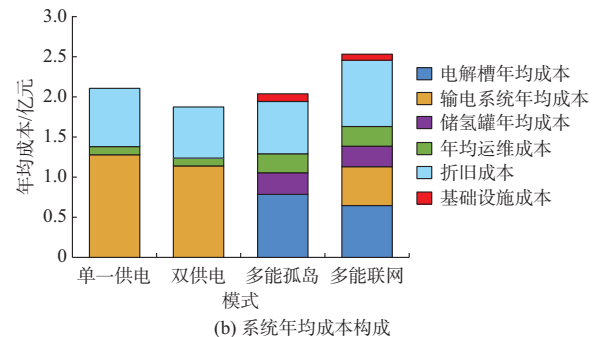
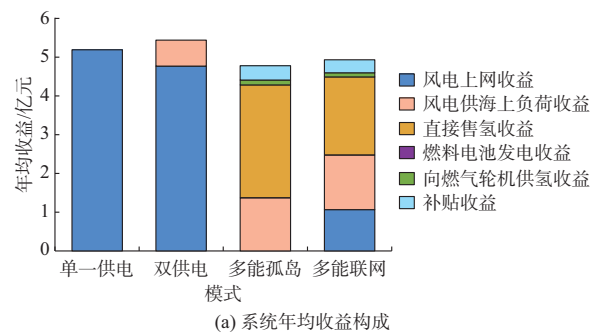


图 2 基准条件下不同模式的收益与成本构成  
Fig. 2 Composition of profits and costs of different modes in the benchmark

氢、送电上岸和供海上负荷收益较为平衡, 总收益略高于多能孤岛模式, 弃风率在各模式中也最低。但为保证对负荷的稳定供电, 该模式下电解槽容量较大, 使得输电系统规模较小, 利用峰时电价送电上岸获益的能力较低, 同时承担了较高的输电系统固定成本, 导致年均净收益更低。

多能孤岛模式年均净收益较高, 已经接近单一供电模式, 证明远海建设孤立海上风电-氢能系统, 消纳大部分海上风电具有一定的可行性。该模式配置了大容量的电解槽和储氢罐, 主要通过直接售氢获取收益; 同时, 无须建设成本高昂的柔性直流输电系统, 这是其年均净收益高于多能联网模式的主要原因。但多能孤岛模式存在以下限制与缺点: 大容量氢能设备需要更大平台; 市场须能消纳氢气, 无法对岸上电网提供支援能力。

进一步分析可以发现, 两种多能模式的主要功

能是制氢及风电直接对海上负荷供电,氢气所发电量占比较低,仅作为极端情况下海上风电的补充,并通过燃气轮机供电。多能孤岛和多能联网模式下并未配置燃料电池,使其发电收益为0。主要原因是电-氢-电过程效率低以及供电收益较少。电解槽与燃料电池作为储能系统运行,其电-氢-电综合效率通常不超过50%,而燃气轮机耗氢发电效率更低;高峰低谷电价价差不够大,难以利用储能获益;同时,燃料电池单位造价仍居高不下。在目前的技术条件下,氢气用于发电效率低且不经济。

以某个典型周为例,海上风电-氢能系统在多能孤岛和多能联网模式下的运行情况如图3所示。此时系统运行容量边界为最优配置,运行策略是优化电解槽功率、风电上网功率、燃气轮机功率等变量,对电能和氢能进行合理分配,以实现周内收益最高。由于不配置燃料电池,系统运行情况较为简单:多能孤岛模式下优先对海上负荷供电,风电富裕时用于制氢;多能联网模式下,向海上负荷供电优先级最高,在电价谷时和平时优先制氢,在电价峰时优先向电网供电。在对海上负荷100%清洁供电的硬约束下,海上风电将按自己最大的能力向海上负荷供电。

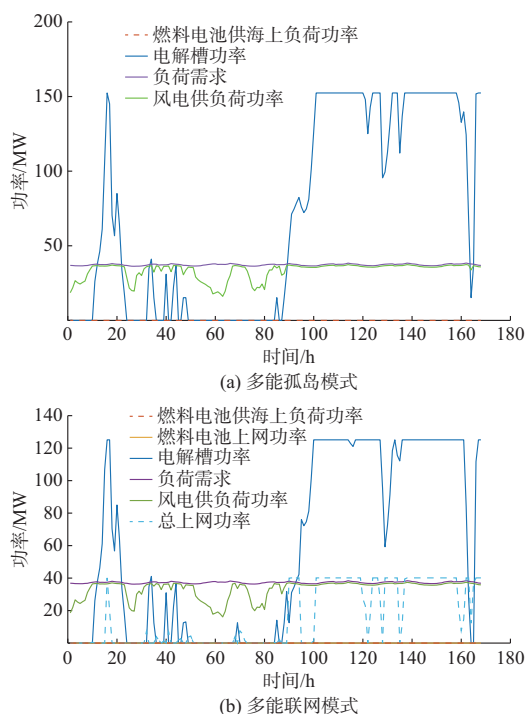


图3 多能孤岛与多能联网模式某典型周的运行情况  
Fig. 3 Operation of multi-energy islanded mode and multi-energy grid-connected mode in a typical week

### 3.3 电解槽价格敏感性分析

多能孤岛和多能联网模式收益中,电解槽成本

占比较高,而电解槽价格直接影响了制氢成本,从而影响了售氢收益,故有必要对其进行敏感性分析。以1 000元/kW为步长,电解槽价格由6 500元/kW降低至1 500元/kW,计算结果如图4与图5所示。

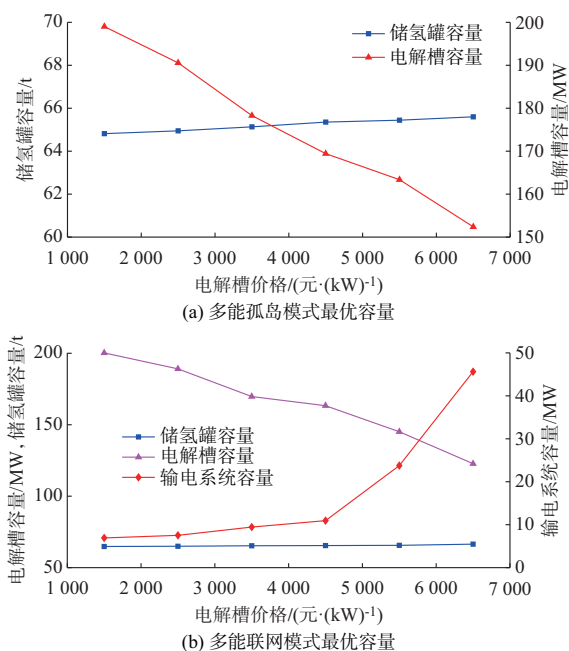


图4 不同电解槽价格下多能孤岛与多能联网模式的最优容量

Fig. 4 Optimal capacity of multi-energy islanded mode and multi-energy grid-connected mode with different electrolyzer prices

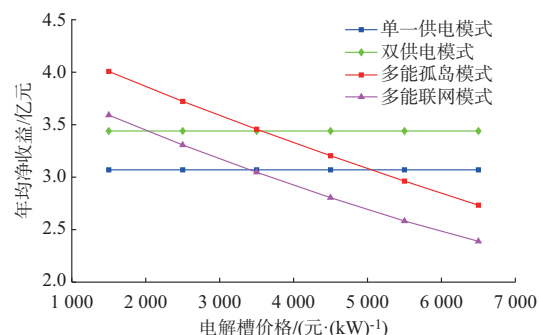


图5 不同电解槽价格下的各模式年均净收益  
Fig. 5 Annual net profit of each mode with different electrolyzer prices

多能孤岛模式下,降低电解槽价格可明显提高电解槽容量。多能联网模式下,随着电解槽价格的降低,输电系统容量将迅速衰减,当价格降低到3 500元/kW时,其容量已不到10 MW。此时,多能联网模式已接近多能孤岛模式。储氢罐容量主要由海上负荷发电供电的氢气需求量决定,变化较小。

降低电解槽价格是有效提高多能孤岛与多能联网模式年均净收益的方式,如图5所示。两种模式对电解槽价格的敏感性接近,多能孤岛模式在



5 000 元/kW 左右、多能联网模式在 4 000 元/kW 左右,系统年均净收益均超过了单一供电模式。由于目前的电解槽技术发展较快,在未来大规模应用后,其价格将显著降低,引入氢能系统获取收益及降低清洁供电的成本具有广阔的前景。

### 3.4 其他因素敏感性分析

本文还进行了氢气发电补贴、上网电价、氢气价格、储氢罐价格、输电系统造价对容量配置的敏感性分析,详细结果见附录 B。敏感性指标分析结果如表 3 所示,其含义为受影响因素变化百分比与敏感性因素变化百分比的比值,反映了各敏感性因素对配置和收益的影响。其中,红色数字表明该比值在 0.4 以上,变化较为明显。由于燃料电池在多数情况下最优容量为 0,仅当自身价格降低时才会少量配置,在表 4 中将单独对其进行分析。

表 3 敏感性指标分析结果  
Table 3 Analysis results of sensitivity index

敏感性因素	模式	敏感性指标			
		电解槽容量	储氢罐容量	输电系统容量	年均净收益
氢气发电补贴	多能孤岛	0.014	-0.004		0.136
	多能联网	0.043	-0.003	-0.100	0.143
峰时电价	单一供电			0.181	1.160
	双供电			0.425	1.505
	多能联网	-0.443	0.037	2.039	0.402
平时电价	单一供电			0.037	0.349
	双供电			0.0781	0.265
	多能联网	-0.132	0.010	0.405	0.041
谷时电价	单一供电			0.016	0.151
	双供电			0.012	0.089
	多能联网	-0.062	0.005	0.219	0.013
氢气价格	双供电			0	-1.103
	多能孤岛	0.523	-0.027		1.031
	多能联网	1.295	-0.175	-3.038	0.626
储氢罐价格	多能孤岛	0.002	-0.005		-0.160
	多能联网	0.041	-0.005	0.051	-0.188
输电系统价格	单一供电			-0.292	-0.711
	双供电			-0.455	-0.581
	多能联网	0.455	-0.045	-2.124	-0.406

根据表 3 可知,各模式容量与收益对氢气发电补贴、谷时电价和储氢罐价格不敏感。氢气发电补贴仅单纯提高了系统的收益,少量的补贴难以改变系统最优容量并使制氢量进一步提高,高额的补贴则不符合常理。谷时电价时段的系统对电网售电收益低,难以对配置进行影响。储氢罐容量主要由海上负荷发电供能的氢气需求量决定,改变储氢罐

价格及其他因素对其配置影响都不大。同时,储氢罐与电解槽容量变化趋势相反,其主要原因是若短时间内制氢能力较强,则对储氢量的要求就较低。

表 4 燃料电池价格敏感性分析结果  
Table 4 Analysis results of sensitivity of fuel cell price

模式	价格/%	电解槽容量/%	燃料电池容量/MW	储氢罐容量/%	输电系统容量/%	年均净收益/%
多能	-75.0	0.02	3.46	-7.21		0.69
孤岛	-87.5	0.03	8.31	-11.76		1.71
多能	-75.0	-2.33	3.46	-6.93	1.26	0.82
联网	-87.5	-2.33	8.31	-11.73	2.66	2.03

对于单一供电模式和双供电模式,其可变收益主要为峰时和平时电价时段对电网售电,成本主要为输电系统建设成本,故收益受这 3 个因素影响较大。峰时电价对这两种模式年均净收益的影响超比例变化,比值已经超过了 1。为了防止过量弃风,输电系统容量受到风资源约束,变化幅度较低。

对于多能孤岛模式,其主要收益为直接售氢收益,故氢气价格是最重要的影响因素。降低氢气价格后,该模式各设备的最优容量及年均净收益均有显著提高。对于多能联网模式,由于其收益与成本构成较为多样,售氢与售电收益互相补充,某因素变化后,其年均净收益所受影响相对较小。同时,由于氢能系统与输电系统的相互替代,该模式下的最优容量易受影响,多个比值都超过了 1。

降低燃料电池价格后,多能孤岛与多能联网模式将配置少量燃料电池,主要用于发电供给海上负荷。因此,受到海上负荷需求量约束,两种模式下的容量变化相同。由于燃料电池发电效率高于燃气轮机,减少了氢气消耗量,故储氢罐容量可降低。多能联网模式下,电解槽容量和输电系统容量也分别相应降低及升高。

## 4 结语

本文考虑了海上风电-氢能系统的多种运行模式,对各模式下的最优容量配置进行了研究。以最大化系统年均净收益为目标建立了规划模型,并对系统最佳容量配置的主要影响因素及其敏感性进行了分析讨论,发现相比于目前的单一供电和双供电模式,多能孤岛与多能联网模式引入了大容量制储氢设备,对外供应了大量绿色氢气并实现了对海上负荷的 100% 清洁供电,但现阶段高昂的设备成本也影响了海上风电-氢能系统的自身经济效益。但从整体考虑,海上风电-氢能系统是海上负荷去碳化

为数不多的技术路径选项之一,也是离岸绿色氢气的重要供应者,可以收获深度碳减排的社会收益。未来电解槽等关键设备成本下降后,所提多能模式从经济性上看也具备较高的可行性。

同时,通过敏感性分析还可以得到以下结论。价格因素方面,各因素重要性排序如下:氢气价格、峰时电价、平时电价、谷时电价、氢气发电补贴。设备价格方面,各因素重要性排序如下:电解槽价格、输电系统价格、储氢罐价格、燃料电池价格。

本文对海上风电-氢能系统的模式分析与配置优化还较为粗浅,未来可对该类研究进行细化与扩展,如对氢能系统进行更细致的建模,或考虑氢气的管线与加氢站的位置与容量规划等。

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>),扫英文摘要后二维码可以阅读网络全文。

## 参 考 文 献

- [1] Global Wind Energy Council. Global offshore wind report 2020 [R/OL]. [2020-08-05]. [https:// gwec. net/global-offshore-wind-report-2020/](https://gwec.net/global-offshore-wind-report-2020/).
- [2] International Energy Agency. Offshore wind outlook 2019 [R/OL]. [2019-11-30]. [https://www. iea. org/reports/offshore-wind-outlook-2019](https://www.iea.org/reports/offshore-wind-outlook-2019).
- [3] 张安安,张红,吴建中,等. 离岸微型综合能源系统多目标随机规划[J]. 电力系统自动化,2019,43(7):129-135.  
ZHANG An'an, ZHANG Hong, WU Jianzhong, et al. Multi-objective stochastic planning for offshore micro integrated energy systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43 (7): 129-135.
- [4] 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.
- [5] FRANCO B A, BAPTISTA P, NETO R C, et al. Assessment of offloading pathways for wind-powered offshore hydrogen production: energy and economic analysis[J]. Applied Energy, 2021, 286: 116553.
- [6] DINH V N, LEAHY P, MCKEOGH E, et al. Development of a viability assessment model for hydrogen production from dedicated offshore wind farms [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2021, 46(48): 24620-24631.
- [7] CRIVELLARI A, COZZANI V. Offshore renewable energy exploitation strategies in remote areas by power-to-gas and power-to-liquid conversion [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2020, 45(4): 2936-2953.
- [8] MCDONAGH S, AHMED S, DESMOND C, et al. Hydrogen from offshore wind: investor perspective on the profitability of a hybrid system including for curtailment [J]. Applied Energy, 2020, 265: 114732.
- [9] LOISEL R, BARANGER L, CHEMOURI N, et al. Economic evaluation of hybrid off-shore wind power and hydrogen storage system [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2015, 40(21): 6727-6739.
- [10] 郭梦婕,严正,周云,等. 含风电制氢装置的综合能源系统优化运行[J]. 中国电力,2020,53(1):115-123.  
GUO Mengjie, YAN Zheng, ZHOU Yun, et al. Optimized operation design of integrated energy system with wind power hydrogen production [J]. Electric Power, 2020, 53 (1) : 115-123.
- [11] HOU P, ENEVOLDSEN P, EICHMAN J, et al. Optimizing investments in coupled offshore wind-electrolytic hydrogen storage systems in Denmark [J]. Journal of Power Sources, 2017, 359: 186-197.
- [12] 司杨,陈来军,陈晓霞,等. 基于分布鲁棒的风-氢混合系统氢储能容量优化配置[J]. 电力自动化设备,2021,41(10):3-10.  
SI Yang, CHEN Laijun, CHEN Xiaotao, et al. Optimal capacity allocation of hydrogen energy storage in wind-hydrogen hybrid system based on distributionally robust [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10): 3-10.
- [13] 潘光胜,顾伟,张会岩,等. 面向高比例可再生能源消纳的电氢能源系统[J]. 电力系统自动化,2020,44(23):1-10.  
PAN Guangsheng, GU Wei, ZHANG Huiyan, et al. Electricity and hydrogen energy system towards accommodation of high proportion of renewable energy [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(23): 1-10.
- [14] 中国氢能联盟. 中国氢能及燃料电池产业白皮书[EB/OL]. [2020-05-21]. [http://www. h2cn. org/Uploads/File/2019/07/25/u5d396adeac15e.pdf](http://www.h2cn.org/Uploads/File/2019/07/25/u5d396adeac15e.pdf).  
China Hydrogen Energy Alliance. White paper on China's hydrogen energy and fuel cell industry[EB/OL]. [2020-05-21]. [http://www. h2cn. org/Uploads/File/2019/07/25/u5d396adeac15e.pdf](http://www.h2cn.org/Uploads/File/2019/07/25/u5d396adeac15e.pdf).
- [15] 周建力,乌云娜,董昊鑫,等. 计及电动汽车随机充电的风-光-氢综合能源系统优化规划[J]. 电力系统自动化,2021,45(24):30-40.  
ZHOU Jianli, WU Yunna, DONG Haoxin, et al. Optimal planning of wind-photovoltaic-hydrogen integrated energy system considering random charging of electric vehicles [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(24): 30-40.
- [16] LIU S Q, WANG X F, NING L H, et al. Integrating offshore wind power via fractional frequency transmission system [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2017, 32(3): 1253-1261.
- [17] 江岳文,杨国铭,朱振山. 考虑交通流量捕获的风-氢-电耦合网络规划[J]. 电力系统自动化,2021,45(22):19-28.  
JIANG Yuewen, YANG Guoming, ZHU Zhenshan. Wind-Hydrogen-Electricity coupled network planning considering traffic flow capture [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(22): 19-28.
- [18] 孟静. 计及风电消纳的峰谷分时电价定价机制研究[D]. 吉林: 东北电力大学,2019.  
MENG Jing. The study of pricing mechanism of time-of-use power price taking into wind power accommodation [D]. Jilin:



- Northeast Dianli University, 2019.
- [19] CHAPALOGLOU S, VARAGNOLO D, TEDESCHI E. Techno-economic evaluation of the sizing and operation of battery storage for isolated oil and gas platforms with high wind power penetration[C]// 45th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, October 14-17, 2019, Lisbon, Portugal: 4587-4592.
- [20] 唐巍, 郭雨桐, 闫姝, 等. 多场景海上风电场关键设备技术经济性研究[J]. 中国电力, 2021, 54(7): 178-184.  
TANG Wei, GUO Yutong, YAN Shu, et al. Techno-economic analysis of key equipment for offshore wind farms with multiple scenarios[J]. Electric Power, 2021, 54(7): 178-184.
- [21] IRENA (2020). Green hydrogen cost reduction: scaling up electrolyzers to meet the 1.5 °C climate goal[EB/OL]. [2020-12-20]. <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction>.
- 李梓丘(1997—),男,硕士研究生,主要研究方向:新能源与分布式发电。E-mail:li-zq20@mails.tsinghua.edu.cn
- 乔颖(1981—),女,通信作者,副教授,主要研究方向:新能源、分布式发电、电力系统安全与控制。E-mail:qiaoying@mail.tsinghua.edu.cn
- 鲁宗相(1974—),男,副教授,主要研究方向:电力系统灵活性、新能源发电并网分析与控制。E-mail:luzongxiang98@tsinghua.edu.cn
- (编辑 章黎)

## Operation Mode Analysis and Configuration Optimization of Offshore Wind-Hydrogen System

LI Ziqiu, QIAO Ying, LU Zongxiang

(Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China)

**Abstract:** In order to achieve the goal of “carbon emission peak-carbon neutrality”, the development of offshore wind power and other renewable energy sources will be accelerated. Hydrogen energy is expected to become an important part of the offshore low-carbon energy network, and the offshore wind-hydrogen system with a fully clean energy supply for offshore loads has great potential. The operation mode, configuration of each mode, and economy of this kind of system are worth studying. A configuration optimization model of the offshore wind-hydrogen system is established. Different operation modes of the system, including single power supply mode, dual power supply mode, multi-energy islanded mode, and multi-energy grid-connected mode, are compared and analyzed. Effects of various sensitive factors on the capacity configuration and economy are discussed. The simulation results show that the realization of supplying offshore loads with full clean energy needs to be at the expense of economic reduction, and the hydrogen price and the electrolyzer price have the greatest influence on the configuration and income of the system.

This work is supported by State Grid Corporation of China (No. 4000-201999532A-0-0-00).

**Key words:** offshore wind power; hydrogen; capacity configuration; operation mode

