

基于氢储能的区域电网长周期调节资源规划方法与实证研究

文/汪洋子 宋福龙 梁才浩 余潇潇 陈 晨
全球能源互联网发展合作组织

摘要：近年来我国风电、光伏等新能源规模快速增长，导致电网中各时间尺度灵活调节需求激增。抽水蓄能、电化学储能仅能解决短期灵活性需求，长周期灵活性需求宜由氢储能等新型储能方式满足。在新能源资源富集区域，通过绿电制氢和氢发电满足区域电网长周期灵活调节需求，成为兼顾供电安全与新能源高效利用的极具潜力的技术选择。本文创新性地提出基于氢储能的区域电网长周期调节资源规划方法，通过氢储能优化配置模型求解得到满足区域电网长周期灵活调节需求的最优氢能制、储、运规划方案，并以华东区域电网为例进行实证分析。

关键词：长周期调节需求；氢储能；新能源；氢能制、储、运；规划

为实现碳达峰·碳中和目标，我国能源结构将持续优化，能源绿色低碳转型进入了重要窗口期^[1]。党的二十大报告提出，加快规划建设新型能源体系，电力系统在新型能源体系中的作用将不断提升，新型储能与氢能作为新型电力系统构建的关键基础装备，有望实现快速规模化发展^[2-3]。随着新能源渗透率的逐步提高，新能源固有的随机性、波动性和间歇性出力特性与电力负荷特性之间存在毫秒、小时、天到月级的多个时间尺度的不匹配，给电力系统电力电量平衡带来巨大挑战。小时、日内和多日级以下的短时间尺度灵活调节问题可通过抽水蓄能、电化学储能等储能方式解决，周级以上的月内和季节性长周期不平衡问题目前尚无较好的解决方式^[4-7]。

依托可再生能源电解水制氢的绿氢制备，储氢和燃氢发电等技术越来越成熟，成本不断降低，氢储能成为解决未来新能源高渗透率电力系统长

周期灵活调节问题的一种极具潜力的技术选择。一方面，绿氢的大规模开发利用，极大程度上取决于可再生能源发电技术进步和经济成本下降；另一方面，可再生能源的高水平利用离不开氢储能（包括氢能制备、储存和燃氢发电）的应用推广，满足电网长周期灵活调节需求。然而，目前氢能的制备、存储和利用价格仍相对较高，如何充分利用可再生能源以更低经济成本制备绿氢，同时利用燃氢发电满足新能源高渗透率电力系统长周期灵活调节需求，促进可再生能源高效利用，成为推动新型电力系统建设的关键问题。在我国新能源资源富集区域，如海上风电资源禀赋优越的华东地区，通过海上能源岛等方式大规模集中开发，不仅能满足东中部地区经济社会发展所需电能，还能通过就地制氢并在区域内统一配置实现区域范围内长周期灵活调节资源供应，充分利用沿海地区的资源优势与陆路交通运输优势，大幅降低制氢运氢成本，大幅提升

基金项目：全球能源互联网发展合作组织自立研究项目《北部清洁能源基地开发及调节电源研究》资助（ZY2023002）

区域新能源整体利用水平和电力供应保障能力，推动实现区域可再生能源高质量发展和高水平利用^[8-10]。

目前，已有大量文献研究了氢储能在电力系统短期和中长期时间尺度的应用，其中，短期尺度下氢储能系统的充放能行为侧重参与电、热、氢等多能系统的日内能量高效经济转换^[11-12]；中长期尺度下氢储能系统侧重新能源消纳利用水平的提升^[13]以及季节性电力电量供需平衡^[14]。文献[15]协同了长时储能与短时储能为系统提供灵活性资源。文献[16-17]针对园区级小规模系统采用8 760 h全时序场景决策长时储能最优容量。目前大量研究仅聚焦制氢、储氢、运氢和氢能利用中的一个或少数几个问题，忽略了这些问题间的内在耦合关系，缺乏统筹氢气的制取、储运和利用的系统全面的规划方法；此外，大量学术研究对氢储能解决未来新能源高比例电力系统长周期灵活调节需求进行了设想，但少有对将系统长周期灵活需求与氢储能配置问题进行统一量化分析；与清洁能源制氢相关的学术研究很多，但多聚焦于提高新能源整体利用水平，少有对进一步发挥新能源富集区域资源禀赋优势，制备绿氢解决区域电网长周期灵活调节需求问题进行研究。

综上所述，针对未来新能源高渗透电力系统的长周期灵活调节需求问题，本文创新性地提出了一种基于氢储能的区域电网长周期灵活调节资源规划方法，在对区域电力系统长周期灵活调节需求进行量化分析的基础上，统筹考虑新能源基地大规模制氢、运氢和储氢各个环节之间的内在耦合关系，充分利用各环节的协同潜力，以经济最优的方式满足区域电网的长周期灵活调节需求。最后以华东电网为例进行实证分析，在计及电网互补互济能力的基础上，量化华东地区四省一市的长周期灵活调节需求，结合“海上能源岛”新型应用场景，以沿海四省海上风电基地制氢、陆路运输优化配置和燃氢机组发电的方式，满足各省市长周期灵活调节需求，仿真结果显示了所提方法的有效性。

规划方法流程概述

本文所提的规划方法由长周期灵活调节需求量化方法和新能源基地制氢运氢规划方法两部分组

成，如图1所示。首先利用长周期灵活调节需求量化模型对区域电网的长周期灵活调节需求进行量化分析，在此基础上使用新能源基地制氢-运氢-储氢规划模型对新能源基地电源配置方案、氢燃料制备、运输和储氢方案进行求解。最终优化结果包括新能源基地新能源发电装机、电制氢生产布局、区域电网各节点储氢设施容量和区域氢燃料运输等方案。

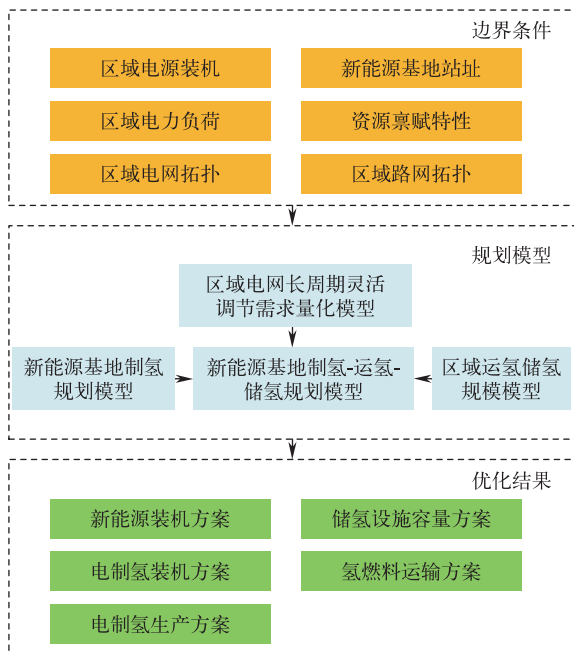


图1 基于氢储能的区域电网长周期调节资源规划方法流程示意图

长周期灵活调节需求量化模型

式(1)表示长周期灵活调节需求量化模型的决策变量， P_{ij}^G 、 $P_{ik,max}^{ES_{sho}}$ 、 $P_{ik}^{ES_{sho}}$ 、 $P_{ik,max}^{ES_{lon}}$ 和 $P_{il}^{ES_{sho}}$ 分别表示系统中发电机出力、短期储能机组装机容量和出力、长期储能机组装机容量和出力变量矩阵， N 、 N_{G_i} 、 $N_{ES_{sho,i}}$ 和 $N_{ES_{lon,i}}$ 分别是系统节点集合、节点 i 发电机组集合、短期储能机组集合和长期储能机组集合。

$$V = [P_{ij}^G, P_{ik,max}^{ES_{sho}}, P_{ik}^{ES_{sho}}, P_{ik,max}^{ES_{lon}}, P_{il}^{ES_{sho}}], \quad (1)$$

$$i \in N, j \in N_{G_i}, k \in N_{ES_{sho,i}}, l \in N_{ES_{lon,i}}$$

优化模型的目标函数为式(2)，描述的是时间 T 系统内各类电源的运行成本与储能的装机成本最小， a_{ij} 、 b_{ij} 和 c_{ij} 是发电机 ij 的运行成本系数， d_{ik} 和 T_{sho} 是短时储能 ik 的单位容量造价成本和放电时长， d_{il} 和 T_{lon} 是长时储能 il 的单位容量造价成本和放电

$$f = \min \sum_{i=1}^N \left[\sum_{j=1}^{N_{G_i}} \sum_{t=1}^{N_{G_i}} [a_{ij} + b_{ij} P_{ij}(t) + c_{ij} P_{ij}^2(t)] + \sum_{k=1}^{N_{\text{ESho},j}} d_{ik} P_{ik,\max}^{\text{ESho}} T_{\text{sho}} + \sum_{l=1}^{N_{\text{ESlon},j}} d_{il} P_{il,\max}^{\text{ESlon}} T_{\text{lon}} \right] \quad (2)$$
$$\sum_{i=1}^N \left[\sum_{j=1}^{N_{G_i}} P_{ij}^{G_i} + \sum_{k=1}^{N_{ES_i}} \left(P_{ik}^{ES,dis} - P_{ik}^{ES,cha} \right) \right] = \sum_{i=1}^N D_i + D_{Loss} \quad (3)$$
$$P_{ij,\min}^G \leq P_{ij}^G \leq P_{ij,\max}^G \quad (i \in N, j \in N_{G_i}) \quad (4)$$

$$P_{ij}^G(t+1) - P_{ij}^G(t) \leq \text{ramp}_{ij}^G \quad (5)$$

$$0 \leq P_{ik}^{\text{ES,dis}}, P_{ik}^{\text{ES,cha}} \leq P_{ik,\max}^{\text{ES}} \quad (6)$$

$$\Delta \text{SOC}_{ik}^{\text{ES}}(t) = \eta_{ik}^{\text{cha}} P_{ik}^{\text{ES,cha}}(t) - P_{ik}^{\text{ES,dis}}(t) / \eta_{ik}^{\text{dis}} \quad (7)$$

$$\text{SOC}_{ik}^{\text{ES}}(t+1) = \text{SOC}_{ik}^{\text{ES}}(t) + \Delta \text{SOC}_{ik}^{\text{ES}}(t) \quad (8)$$

$$0 \leq \text{SOC}_{ik}^{\text{ES}}(t+1) \leq P_{ik, \max}^{\text{ES}} T_{ik} \quad (9)$$

$$T_{ik} = \begin{cases} T_{\text{lon}} & ik \in N_{\text{ES,long}} \\ T_{\text{sho}} & ik \in N_{\text{ES,short}} \end{cases} \quad (10)$$

$$\eta_{ik}^{\text{cha}} = \begin{cases} \eta_{\text{lon}}^{\text{cha}} & ik \in N_{\text{ES, long}} \\ \eta_{\text{sho}}^{\text{cha}} & ik \in N_{\text{ES short}} \end{cases} \quad (11)$$

$$\eta_{ik}^{\text{dis}} = \begin{cases} \eta_{\text{lon}}^{\text{dis}} & ik \in N_{\text{ES, long}} \\ \eta_{\text{sho}}^{\text{dis}} & ik \in N_{\text{ES, short}} \end{cases} \quad (12)$$

$$|S_{ij}| \leq S_{ij, \max} \quad (i, j \in N_{\text{lin}}) \quad (13)$$
$$\frac{\sum_{t=1}^{T-1} \sum_{i=1}^{i \in N_{G_{re}}} \left(\bar{P}_i^{G_{re}}(t) - P_i^{G_{re}}(t) \right)}{\sum_{t=1}^{T-1} \sum_{i=1}^{i \in N_{G_{re}}} \bar{P}_i^{G_{re}}(t)} \leq \varphi \quad (14)$$
$$V = \begin{bmatrix} \mathbf{P}_{\max}^{\text{G}_w}, \mathbf{P}^{\text{G}_w}, \mathbf{P}_{\max}^{\text{H}}, \mathbf{P}^{\text{H}}, \mathbf{H} \end{bmatrix} \quad (15)$$

$$\begin{aligned} \mathbf{P}_{\max}^{\text{G}_w} &= \begin{bmatrix} P_{1,\max}^{\text{G}_w} & P_{2,\max}^{\text{G}_w} & \dots & P_{i,\max}^{\text{G}_w} & \dots \end{bmatrix} \\ \mathbf{P}^{\text{G}_w} &= \begin{bmatrix} P_1^{\text{G}_w} & P_2^{\text{G}_w} & \dots & P_i^{\text{G}_w} & \dots \end{bmatrix} \\ \mathbf{P}_i^{\text{G}_w} &= \begin{bmatrix} P_i^{\text{G}_w}(t_0) & \dots & P_i^{\text{G}_w}(t) & \dots \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (16)$$

$$\begin{aligned} \mathbf{P}_{\max}^H &= [\mathbf{P}_{1,\max}^H \quad \mathbf{P}_{2,\max}^H \quad \dots \mathbf{P}_{i,\max}^H \dots] \\ \mathbf{P}^H &= [\mathbf{P}_1^H \quad \mathbf{P}_2^H \quad \dots \mathbf{P}_i^H \dots] \\ \mathbf{P}_i^H &= [\mathbf{P}_i^H(t_0) \quad \dots \mathbf{P}_i^H(t) \dots] \end{aligned} \quad (16)$$

$$\mathbf{H} = \begin{bmatrix} H_{11} & H_{12} & \dots & H_{1N} \\ H_{21} & H_{22} & \dots & H_{2N} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ H_{N_w 1} & H_{N_w 2} & \dots & H_{N_w N} \end{bmatrix} \quad (17)$$

$$f = \min \sum_{i=1}^{T_2} \sum_{i=1}^{N_w} \left[\begin{array}{l} P_{i,\max}^G \quad c_i^w \quad P_{i,\max}^H \quad c_i^H + \\ S_{i,\max}^H \quad c_i^{H_{\text{sto}}} + \\ (p_i^H(t) \quad e_i + f_i) + \\ \sum_{j=1}^N H_{ij}(t) \quad c_{ij}^{H_{\text{trans}}} \end{array} \right] \quad (18)$$

2023 年增刊 · 电气时代 | 15

束。是节点*j*储氢设施氢储量， ΔSOC_j^H 是储氢设施氢储量变化。

$$\Delta SOC_j^H(t) = \sum_{i=1}^{N_w} H_{ij}(t) - \sum_{l=1}^{N_{ES_{ion,j}}} P_{jl}^{ES_{ion},dis}(t) / \eta_{il}^{dis} \quad (19)$$

$$SOC_i^H(t+1) = SOC_i^H(t) + \Delta SOC_i^H(t) \quad (20)$$

$$SOC_i^H(t+1) \geq 0 \quad (21)$$

式(22)是节点*j*储氢设施容量约束。

$$SOC_{j,max}^H \geq \max_{t \in T_2} \{SOC_i^H(t)\} \quad (22)$$

由于电力系统需要实时平衡，而氢气远距离运输无法快速实现，必须提前完成氢燃料入库，设置约束式(23)，设氢燃料提前 T_3 完成入库准备。

$$\sum_{t=1}^{T_3} \sum_{i=1}^N P_i^H(t) \eta_{G2P} = \sum_{t=1}^{T_3} \sum_{i=1}^N \sum_{l=1}^{N_{ES_{ion,j}}} P_{il}^{ES_{ion},dis}(t+T_3) \quad (23)$$

式(24)是电解槽的运行小时数限制，*h*是年最低利用小时数。

$$\frac{\sum_{t=1}^T P_i^H(t)}{\sum_{t=1}^T P_{i,max}^H} \times \frac{8760}{T} \geq h \quad (24)$$

式(25)~式(26)是新能源基地*i*新能源资源约束，新能源机组装机容量和出力不应大于本地站址资源和技术可开发量，且出力受资源特性约束。 $P_{i,max}^{re}$ 和 P_i^{re} 分别表示新能源技术可开发量和出力特性。

$$P_{i,max}^{G_w} \leq P_{i,max}^{re} \quad (25)$$

$$P_i^{G_w} \leq P_i^{re} \quad (26)$$

式(15)~式(26)的优化模型同样是一个混合整数单目标优化模型，可使用MATLAB智能算法工具包进行求解。

华东电网实证分析

本节将以华东电网为例对上文所提方法进行模拟仿真，水平年选取2050年。

1. 边界条件

根据文献[18-19]中的电源电网规划方案，到2050年，华东地区四省一市全社会用电量将超过3万亿kW·h，电源总装机容量超过11亿kW，其中，风电、光伏装机容量合计达到超过8亿kW，占华东区域总装机比重超过70%。华东四省一市电力需求及电源装机结构分别如图2和图3所示。

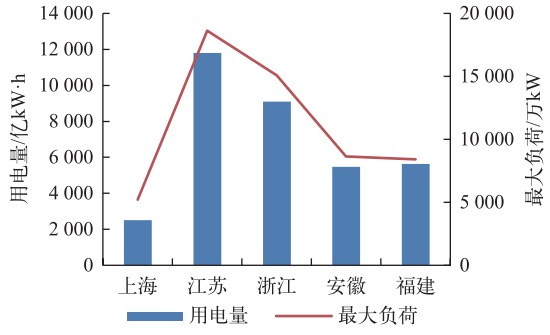


图2 华东四省一市2050年电力需求

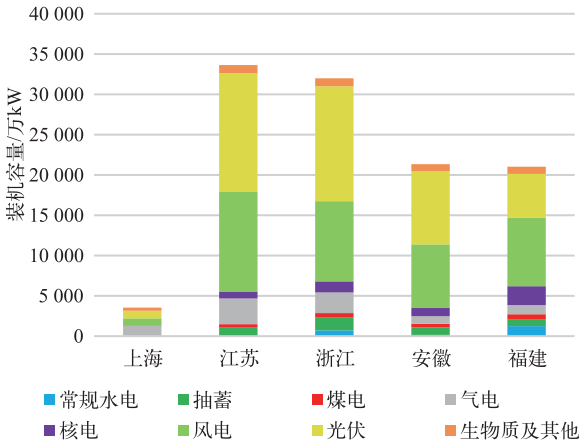


图3 华东四省一市2050年电源装机结构

华东区域各省市电网紧密互联，根据相关规划，到2050年华东区域通过特高压、500 kV电压等级实现沪苏、沪浙、苏皖、浙皖和浙闽联网，省间联络线互补互济能力较强，见表1。

表1 华东电网省间交流断面电力交换能力

断面	联络线电力交互能力/万kW	
沪苏	900	特高压通道1回2回线 /500 kV通道2回4回线
沪浙	1 200	特高压通道1回2回线 /500 kV通道1回2回线
苏皖	800	特高压通道1回2回线 /500 kV通道2回4回线
浙皖	1 000	特高压通道1回2回线 /500 kV通道2回3回线
浙闽	900	特高压通道1回2回线 /500 kV通道1回2回线

2050年海上风电、电制氢、储氢设备和燃氢发电单位投资成本参考文献[22]，见表2。电制氢运行成本系数参考文献[20-21]，见表3。海上风电资源技术可开发量和资源特性来自文献[23]，资源特性指标见表4。

表2 2050年各项技术成本参数

技术种类	初投资成本
海上风电/(元/kW)	3 200
电制氢/(元/kW)	1 800
储氢/(元/t)	3 000
燃氢发电/(元/kW)	2 500

表3 电解槽运行成本系数

	e	f
成本系数 /[元/(kW·h)]	8.125×10^{-4}	9.165×10^{-4}

表4 华东地区沿海省份海上风电资源特性指标

	月不均衡系数 平均值	季不均衡 系数	年负荷率	利用小时数
上海	0.35	0.83	0.29	2 552
江苏	0.44	0.83	0.36	3 165
浙江	0.50	0.82	0.41	3 552
福建	0.66	0.83	0.54	4 719

图4是华东区域四省一市海上风电站址和陆路运输示意图,右侧绿色圆框表示海上风电基地,左侧黑色拓扑图表示各省陆路运输路网,分别用各省省会之间的距离代表两省之间的陆路运输距离。海上能源岛制取氢气液化后,通过液氢槽车进行运输,能源岛到岸短途海运运输成本取2 160元/t,陆路运输成本参考文献[22],见表5。

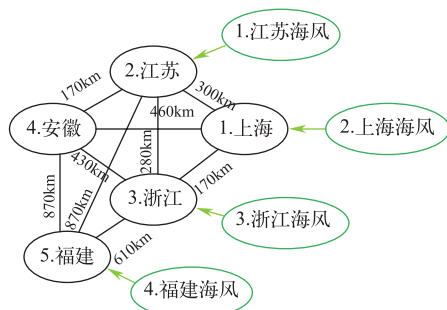


图4 华东地区陆路交通与海上风电基地示意图

表5 陆运线路与参数

运输线路	长度	运输成本
上海—南京	300 km	25 (元/t·km)
上海—杭州	170 km	40 (元/t·km)
上海—合肥	460 km	18 (元/t·km)
南京—杭州	280 km	27 (元/t·km)
南京—合肥	170 km	40 (元/t·km)
南京—福州	870 km	12 (元/t·km)
杭州—合肥	430 km	17 (元/t·km)
杭州—福州	610 km	12 (元/t·km)
合肥—福州	870 km	12 (元/t·km)

对比表4中的海上风电资源特性指标和表5中的各省陆路交通距离可知,福建海上风电资源特性最好,波动性最小且利用小时数最高,开发利用难度最低,上海相对最差,但是福建与其他省市的陆路交通距离最远,氢燃料运输成本最高。

2. 华东电网长周期灵活调节需求分析

设置参数 T_1 为1年,通过求解本文搭建的长周期灵活调节需求量化模型,可以得到华东地区各省市月度长周期灵活调节电量电力需求,如图5和图6所示。由图中可知,各省的长周期灵活调节需求主要出现在春季,其次是秋季,2~5月电量需求分别占全年总需求的约50%。

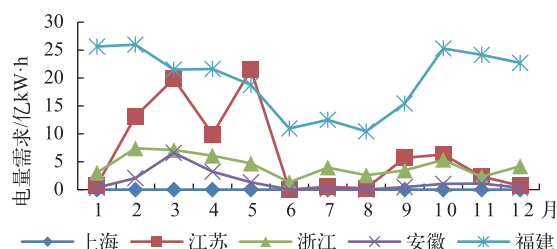


图5 华东地区各省市长周期灵活调节电量需求

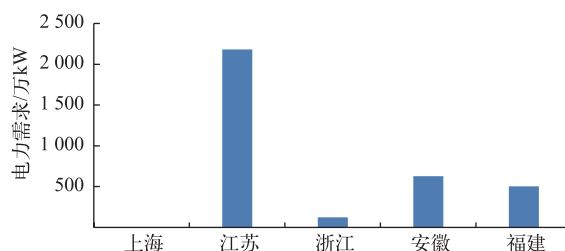


图6 华东地区各省市长周期灵活调节电力需求

3. 华东区域氢能规划布局

设置参数 T_2 为1年,即考虑新能源基地制氢运氢优化模型的计算时间长度是1年;设置 T_3 为1个月,即考虑发电用氢燃料需提前一个月入库。由此可得各省市全年各月氢燃料需求量如图7所示,储氢设施容量和投资成本见表6和表7。

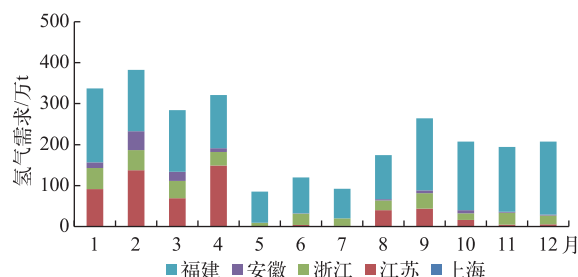


图7 华东地区各省市长周期灵活调节氢气需求

将求解得到的各省市前年氢燃料需求带入本文提出的新能源基地制氢运氢规划模型，求解可得华东四省一市的海上风电和电制氢装机方案，以及氢燃料运输方案。

表6 华东地区各省海上风电与制氢储氢装机方案

	能源岛		本地	
	海上风电 /万kW	电解槽 /万kW	储氢设施 /万t	燃氢发电 /万kW
上海	0	0	0	0
江苏	1 264	758	149	2 180
浙江	675	540	52	126
安徽	0	0	46	629
福建	3 674	2 433	181	504

表7 华东地区各省海上风电与制氢储氢投资成本

(单位: 亿元)

	能源岛		本地	
	海上风电	电解槽	储氢设施	燃氢发电
上海	0	0	0	0
江苏	404	136	45	545
浙江	216	97	15	32
安徽	0	0	14	157
福建	1 176	438	54	126

电解槽生产方案方面，以福建省海上风电电解水制氢生产方案为例进行说明。全年12个月的电解槽生产特性如图8所示，集中分布在0.2~0.5之间，夜里和凌晨出力特性较大，全年利用小时数共计约3 502 h。

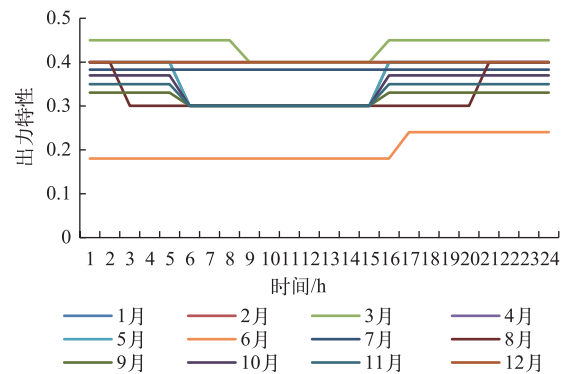


图8 福建海上风电制氢特性

区域内氢燃料运输方案以2月为例进行说明，2月江苏、浙江和福建海上风电场将分别生产通过电解水制氢生产氢燃料183万t、49万t和149万t，通过表8所示的运输方式运输至各省市，能够以最经济的方式满足3月华东地区各省的长周期灵活调节需

求，运输成本共计约115万元。

表8 月华东地区氢气陆路运输量与运输成本

运输线路	氢气运输量/万t	运输成本/万元
江苏—江苏	183	40
江苏—安徽	46	31
浙江—浙江	49	11
福建—福建	149	33

结束语

本文聚焦未来高比例新能源电力系统的中长周期灵活调节需求问题，在构建可再生能源基地制氢、运氢和储氢模型的基础上，从系统和全局的角度创新性地提出了一种氢能制储运各环节相协同的区域电网长周期灵活性资源规划方法，并以华东电网为例，聚焦沿海地区“海上能源岛”“海上风电制氢”等新型应用场景开展模型搭建和算例仿真实证研究，首先量化了华东电网四省一市的长周期灵活需求，并利用本文所提的规划方法得到了一个经济性最优的涵盖了海上风电制氢、陆路运氢和储氢的灵活性资源系统配置方案，仿真结果显示了所提方法的有效性。本文所提模型方法和实证分析将为后续理论方法研究和工程项目推广提供理论方法和模型支撑。

研究中发现区域电网电力配置能力对氢能产储运布局产生较大影响，本研究中对省间电力交换能力进行了约束，后续研究中应对新能源基地就地制氢+运氢与新能源基地就地制氢+输电等不同灵活性资源配置方案进行综合技术经济论证。EA

参考文献

- [1] 国家发展改革委，国家能源局．“十四五”现代能源体系规划[EB/OL]．[2023-01-29]．http://zfxxgk.nea.gov.cn/1310524241_16479412513081n.pdf．
- [2] 国家发展改革委，国家能源局．关于印发《“十四五”新型储能发展实施方案》的通知[EB/OL]．[2023-01-29]．<http://zfxxgk.nea.gov.cn/2022-01/29/c1310523208.htm>．
- [3] 国家发展改革委，国家能源局．氢能产业发展中长期规划(2021—2035年)[EB/OL]．[2023-01-29]．http://zfxxgk.nea.gov.cn/1310525630_16479984022991n.pdf．

- [4] 康重庆, 姚良忠. 高比例可再生能源电力系统的关键科学问题与理论研究框架[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(9): 2-11.
- [5] 姜海洋, 杜尔顺, 朱桂萍, 等. 面向高比例可再生能源电力系统的季节性储能综述与展望[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(19): 194-207.
- [6] 鲁宗相, 黎静华, 伍声宇. 高比例可再生能源电力系统形态及演化[M]. 北京: 科学出版社, 2022.
- [7] 汪洋子, 梁才浩, 孟婧, 等. 煤电退出与电力系统转型规划——智利案例研究[J]. 全球能源互联网, 2021, 4(4): 363-371.
- [8] 颜畅, 黄晟, 屈尹鹏. 面向碳中和的海上风电制氢技术研究综述[J]. 综合智慧能源, 2022, 44(5): 30-40.
- [9] 田甜, 李怡雪, 黄磊, 等. 海上风电制氢技术经济性对比分析[J]. 电力建设, 2021, 42(12): 136-144.
- [10] 王秀丽, 赵勃扬, 郑伊俊, 等. 海上风力发电及送出技术与就地制氢的发展概述[J]. 浙江电力, 2021, 40(10): 3-12.
- [11] 张昊天, 韦钢, 袁洪涛, 等. 考虑氢-电混合储能的直流配电网优化调度[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(14): 72-81.
- [12] 赵冬梅, 夏轩, 陶然. 含电转气的热电联产微网电/热综合储能优化配置[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(17): 46-54.
- [13] UCHMAN W, SKOREK-OSIKOWSKA A, JURCZYK M, et al. The analysis of dynamic operation of power-to-SNG system with hydrogen generator powered with renewable energy, hydrogen storage and methanation unit[J]. Energy, 2020, 213: 118802.
- [14] VAN DER ROEST E, BEERNINK S, HARTOG N, et al. Towards sustainable heat supply with decentralized multi-energy systems by integration of subsurface seasonal heat storage[J]. Energies, 2021, 14(23): 7958.
- [15] TEJADA-ARANGO D A, WOGGRIN S, SIDDIQUI A S, et al. Opportunity cost including short-term energy storage in hydrothermal dispatch models using a linked representative periods approach[J]. Energy, 2019, 188: 116079.
- [16] 熊宇峰, 陈来军, 郑天文, 等. 考虑电热气耦合特性的低碳园区综合能源系统氢储能优化配置[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 31-38.
- [17] AL-GHUSSAIN L, TAYLAN O, BAKER D K. An investigation of optimum PV and wind energy system capacities for alternate short and long-term energy storage sizing methodologies[J]. International Journal of Energy Research, 2019, 43(1): 204-218.
- [18] 全球能源互联网发展合作组织. 中国碳中和之路[M]. 北京: 中国电力出版社, 2021.
- [19] 全球能源互联网发展合作组织. 中国2060年前碳中和研究报告[M]. 北京: 中国电力出版社, 2021.
- [20] BAN M F, YU J L, SHAHIDEHPOUR M, et al. Integration of power-to-hydrogen in day-ahead security-constrained unit commitment with high wind penetration[J]. J.Mod. Power Syst. Clean Energy, 2017, 5(3): 337-349.
- [21] 汪洋子. 一种计及多能源应用的天然气电气互联网络最优能源管理方法[D]. 北京: 华北电力大学, 2019.
- [22] 全球能源互联网发展合作组织. 绿氢发展与展望[M]. 北京: 中国电力出版社, 2021.
- [23] 全球能源互联网发展合作组织. 全球清洁能源开发与投资研究[M]. 北京: 中国电力出版社, 2020.