

氢储能在我国新型电力系统中的应用价值、挑战及展望

许传博^{1,2}, 刘建国³

(1. 华北电力大学经济与管理学院, 北京102206; 2. 新能源电力与低碳发展研究北京市重点实验室, 北京102206; 3. 华北电力大学能源电力创新研究院, 北京102206)

摘要: 加快发展氢能产业, 是应对实现“碳达峰、碳中和”目标和保障国家能源安全的战略选择。氢储能具有跨季节、跨区域和大规模存储的优势, 同时具备一定的快速响应能力, 在新型电力系统的“源网荷”各个环节均有很强应用价值。本文剖析了氢储能相对其他储能技术的优势, 阐述了新型电力系统对氢能的诉求, 并构建了氢储能在新型电力系统“源网荷”中的应用价值体系。研究认为, 氢储能在储存容量和放电时长等性能指标上可满足新型电力系统的要求, 但在投资成本和转化效率方面与要求仍有一定差距; 氢能系统与电力系统缺乏跨领域协同, 氢储能在新型电力系统中的应用缺少相应的激励配套政策; 在可再生能源制氢、电氢耦合运行控制和氢燃料电池发电等方面仍存在标准体系不健全甚至空白的问题。为此本文建议, 现阶段应以效率高、成本低“电-氢”广义氢储能方式为主, “电-氢-电”狭义氢储能方式为辅; 充分发挥氢能市场、电力市场和碳市场力量, 促进氢储能低碳低成本健康发展; 积极探索氢能在不同距离尺度下的运输方式组合, 解决氢能资源与负荷逆向分布难题; 加快完善电氢耦合产业新型标准体系建设, 抢占国际标准化制高点。

一、前言

我国能源资源禀赋的特点是“富煤、缺油、少气”, 能源结构主要以煤炭为主, 原油和天然气资源的对外依存度较高。2014年6月, 习近平总书记就推动能源生产和消费革命提出“四个革命、一个合作”的能源发展战略思想, 为推进我国能源清洁低碳转型发展指明了方向。“十三五”时期, 我国能源消费结构持续优化, 非化石能源消费比重从12.1%提高至15.9%, 平均每年提高了0.76个百分点。面对全球性的气候危机, 中国在2020年9月向世界郑重承诺: 我国二氧化碳排

放力争于2030年前达

到峰值, 努力争取2060年前实现碳中和

。2020年我国全社会碳排放约 1.06×10^{10} t, 其中电力行业碳排放约 4.6×10^9

t, 占比高达43.4%。在此形势下, 电力行业肩负着“双碳”目标实现的重要历史使命, 将承担着主力军的关键角色。

2021年中央财经委员会第九次会议指出: 要构建以新能源为主体的新型电力系统。新型电力系统的内涵是: 以新能源为供给主体、以确保能源电力安全为基本前提、以满足经济社会发展电力需求为首要目标, 以坚强智能电网为枢纽平台, 以“源网荷储”互动与多能互补为支撑, 具有清洁低碳、安全可控、灵活高效、智能友好、开放互动的基本特征。氢能是一种来源丰富、绿色低碳、应用广泛的二次能源, 将为新型电力系统的安全低碳建设发挥重要价值。2022年3月, 国家发展和改革委员会发布《氢能产业发展中长期规划(2021—2035年)》, 氢能的战略定位被提升到了未来国家能源体系的重要组成部分。

目前, 许多国内外主流机构对氢能在终端能源的消费比重进行了预测。国际氢能委员会(Hydrogen Council)发布的报告《氢能规模化——全球能源转型的可持续途径》预计到2050年, 在将温度升幅控制在2℃前提下, 氢能将承担全球18%的终端能源消费(约80

EJ), 全年的二氧化碳排放量能够较现在减少约 6×10^9 t^[1]

。美国燃料电池和氢能协会(FCHEA)发布的报告《美国氢能经济路线图——减排及驱动氢能在全美实现增长》预计到2050年, 氢能将满足美国终端能源需求的14%。欧盟委员会发布的两项战略规划《欧盟氢能战略》和《欧盟能源系统集成战略》预计到2050年, 氢能可以满足全欧盟24%的终端能源需求。

从中国范围来看, 根据中国氢能源及燃料电池产业创新战略联盟(简称“中国氢能联盟”)预测, 到2030年中国氢气需求量将达到 3.5×10^7

t, 在终端能源体系中占比5%, 到2050年氢气需求量接

近 6×10^7

t, 氢能将在中国终端能源体系中占比至少达到10

%, 可减排约 7×10^8

t二氧化碳; 《中国氢能产业发展报告2020》和《2021中国能源化工产业发展报告》得出2050年氢能在我国能源体系中占比10%的相同结论^[2,3]

。与上述时点不同, 《中国氢能源及燃料电池产业白皮书2020》预计在2060年氢能在我国终端能源消费中占比将达20

%左右^[4]

。综合以上数据，保守估计2050年氢能在我国终端能源体系占比将达10%。氢能将与电能耦合互补，共同成为我国终端能源体系的重要消费主体。

当前关于氢储能的综述性研究较多关注技术研发与应用进展^[5,6]

、可再生能源系统集成^[7,8]等方面，而针对氢储能在新型电力系统中的应用价值分析研究较为匮乏。针对于此，本文从我国新型电力系统“源网荷”各个环节对氢储能的应用价值进行梳理和归纳，力求深入探讨氢储能在新型电力系统中应用存在的挑战并展望未来发展。通过本文的研究，可以促进氢储能产业与新型电力系统建设的有机融合，驱动电力、交通、建筑和工业等部门的碳排放快速达峰。

二、氢储能系统与技术

（一）氢储能系统

近年来，我国新能源发

展势头迅猛。截至2021年年底，我国新能源发电装

机达到 7.26×10^8 kW，其中风电 3.28×10^8 kW、太阳能发电 3.07×10^8

kW，分别连续12年和7年稳居全球首位。由于新能源的间歇性特点，加之输电容量有限，弃风和弃光问题随着新型电力系统中风电、光伏渗透率的不断增加将日益突出。此外，在连续无风、无光等极端天气下，将造成新型电力系统电力供应可靠性大幅下降甚至出现大面积缺电现象。储能作为重要的调节资源，对于促进新能源高比例消纳和保障电力电量实时平衡具有重要作用。2021年7月，国家发展和改革委员会、国家能源局发布的《关于加快推动新型储能发展的指导意见》提出，2030年新型储能装机规模达到30GW以上，首次从政策层面明确和量化了储能产业发展目标。

现有的储能系统主要分为五类：机械储能、电化学储能、电磁储能、热储能和化学储能。机械储能主要包括抽水蓄能、压缩空气储能和飞轮储能等；电化学储能主要包括铅酸电池、锂离子电池、钠硫电池和液流电池；电磁储能包括超级电容器储能和超导储能；热储能是将热能储存在隔热容器的媒介中，适时实现热能直接利用或者热发电；化学储能是指利用氢等化学物作为能量的载体。储能即储存能量，根据能量形式的不同，储能又可以分为电储能、热储能和氢储能三类。机械储能、电化学储能和电磁储能属于电储能，目的是储能，适用于充放电短周期内的就地使用。

氢储能是一种新型储能，在能量维度、时间维度和空间维度上具有突出优势，可在新型电力系统建设中发挥重要作用^[5]。氢储能技术是利用电力和氢能的互变性而发展起来的。氢储能既可以储电，又可以储氢及其衍生物（如氨、甲醇）。狭义的氢储能是基于“电—氢—电”（Power-to-Power, P2P）的转换过程，主要包含电解槽、储氢罐和燃料电池等装置。利用低谷期富余的新能源电能进行电解水制氢，储存起来或供下游产业使用；在用电高峰期时，储存起来的氢能可利用燃料电池进行发电并入公共电网。广义的氢储能强调“电—氢”单向转换，以气态、液态或固态等形式存储氢气（Power-to-Gas, P2G），或者转化为甲醇和氨气等化学衍生物（Power-to-X, P2X）进行更安全地储存。

氢储能与其他储能方式相比，具有以下4个方面的明显优势：在新能源消纳方面，氢储能在放电时间（小时至季度）和容量规模（百吉瓦级别）上的优势比其他储能明显，如图1所示；在规模储能经济性方面，随着储能时间的增加，储能系统的边际价值下降，可负担的总成本也将下降，规模化储氢比储电的成本要低一个数量级；在储运方式灵活性方面，氢储能可采用长管拖车、管道输氢、天然气掺氢、特高压输电—受端制氢和液氢等方式；在地理限制与生态保护上，相较于抽水蓄能和压缩空气储能等大规模储能技术，氢储能不需要特定的地理条件且不会破坏生态环境。

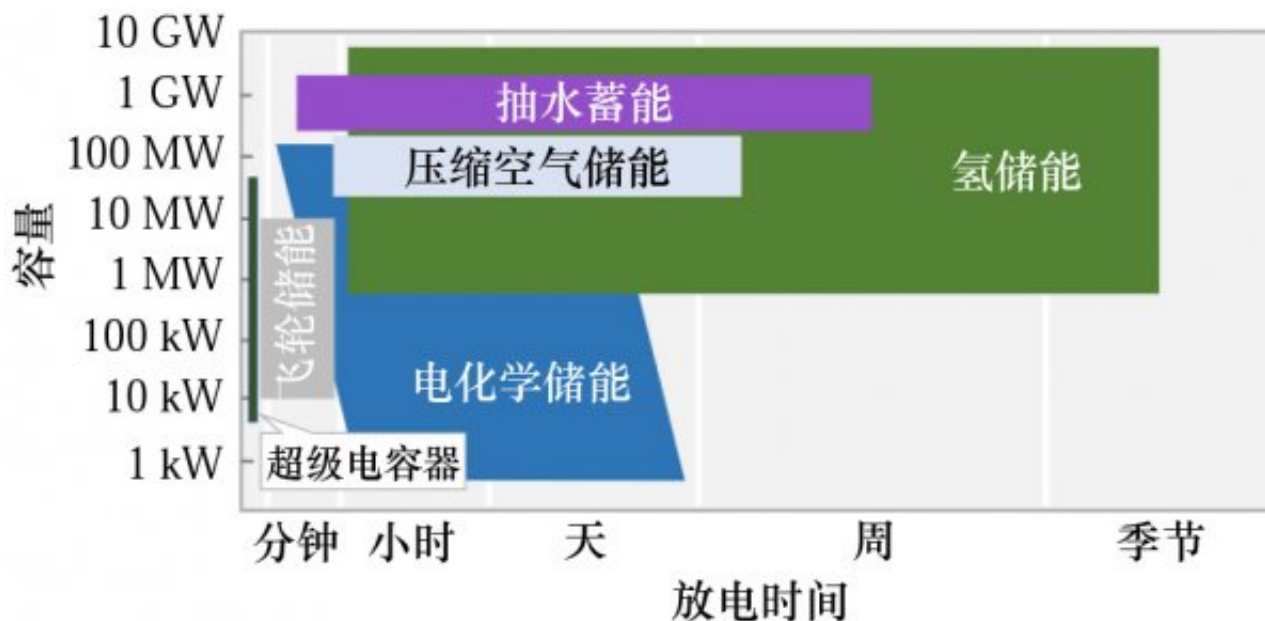


图1 各类储能在放电时间和容量性能的对比 [1]

2020年12月，美国能源部（DOE）发布了储能大挑战路线图，这是美国发布的首个关于储能的综合性战略，氢储能是其中的主要探讨对象。根据美国国家可再生能源实验室（NREL）预测，到2050年，持续放电时间12h以上的长时储能的装机容量将会显著增长，在未来30年将会部署装机容量为125GW到680GW的长时储能。根据Hydrogen Council研究报告^[1]，当可再生能源份额达到60%~70%以上时，对氢储能的需求会呈现出指数增长态势。

截至2021年11月，世界主要发达国家在运营的氢储能设施已有9座，均分布在欧盟，如表1所示。

表1 主要发达国家在运营氢储能设施

项目名称	国家	电解槽规模
Audi e-gas Project	德国	6000 kW
Energiepark Mainz	德国	6000 kW
HyBalance-Air Liquide Advanced Business	丹麦	1250 kW
INGRID Hydrogen Demonstration Project	意大利	1200 kW
Grapzow 140MW Wind Park with 1MW Power to Gas System	德国	1000 kW
E. ON Power to Gas Pilot Plant Falkenhagen	德国	1000 kW
EnBW Stuttgert Hydrogen Testing Facility	德国	400 kW
Thuga-Demonstrations project Strom zu Gas-ITM Power plc	德国	320 kW
MYRTE	法国	160 kW

注：数据来源于香橙会氢能数据库。

目前，国内也有少量氢储能项目已正式运行或试运行。安徽六安兆瓦级制氢综合利用示范工程是国内首座兆瓦级氢储能电站

，利用1MW质子交

换膜电解制氢和余热利用技术，实现电

解制氢、储氢、售氢、氢能发电等功能^[9]

。宁夏宝丰一体化太阳能电解水制氢储能及综合应用示范项目为全球单厂规模最大、单台产能最大的电解水制氢项目，采用新能源发电 电解水制绿氢 绿氧直

供煤化工的模式，包括 2×10^5 kW光伏发电装置和产能为每小时 2×10^4 m³

的电解水制氢装置，项目投产后每年可减少二氧

化碳排放约 4.45×10^5

t。大陈岛氢能综合利用示范工程是全国首个海岛“绿氢”综合能源示范项目，通过构建基于100%新能源发电的制氢储氢 燃料电池热电联供系统，实现清洁能源百分百消纳与全过程零碳供能。

（二）氢储能技术

与其他燃料相比，氢的质量能量密度大，但体积能量密度低（汽油的1/3000），因此构建氢储能系统的重要前提条件之一是在较高体积能量密度下储存氢气。目前，主要储氢方式可以分为物理储氢和化学储氢。物理储氢包括高压气态

储存

技术、低

温液态储存技术和

地质储氢技术；化学储氢包括固态储

存技术、有机液态储氢技术和液氨储氢技术^[10]。不同储氢技术的密度如表2所示。

表2 不同储氢技术的密度 [4]

储氢技术	密度
高压气态储氢	35 MPa 150 MPa 350 MPa 700 MPa
低温液态储氢	
液氨储氢	
有机液态储氢	
金属氢化物储氢	

1.物理储氢技术

（1）高压气态储存技术。高压气态储氢是指在高压下，将氢气压缩，以高密度气态形式储存于特定容器中，是目前应用最广泛的储氢方式。相对其他储氢技术，其具有成本较低、能耗低、易脱氢、工作条件较宽松等特点，是目前最常用并且发展最成熟的储氢技术，其难点主要集中在储氢容器的研制上。目前，储氢容器通常为耐高压的钢制气瓶，主要包括金属储罐、金属内衬纤维缠绕储罐和全复合轻质纤维缠绕储罐。

（2）低温液态储存技术。低温液态储氢将氢气冷却至-253℃，液化储存于低温绝热液氢罐中，储氢密度可达约71kg/m³，体积密度为气态时的845倍，实现高效储氢，其输送效率高于气态氢。但液氢装置一次性投资较大，液化过程中能耗较高，储存过程中有一定的蒸发损失，其蒸发率与储氢罐容积有关，大储罐的蒸发率远低于小储罐。国内液态储氢应用成本较高，目前主要用于航天航空领域及军事领域。北京航天试验技术研究所（101所）以及北京中科富海低温科技有限公司等正在突破相关核心装备。

（3）地质储氢技术。氢气地质储存是氢能大规模和长期储存的最佳选择。国际上，根据现有的地理条件，选择盐穴、废弃矿井、油气井和含水层大规模长期储存压缩氢气的方式。这种储氢成本低，约0.6美元/kg，效率约为98%。从具体国家来看，美国具有最大的可储存氢的盐穴（1×10⁴~2×10⁴t），英国有3个盐穴可以储存1000t氢气，德国计划于2023年建设1个氢气的盐穴储存示范项目（3500t）^[11]。

2.化学储氢技术

与物理储氢不同，化学储氢方案一般通过利用储存介质与氢气结合为稳定化合物的方式实现氢储存。用氢时，通过加热或其他方式使化合物分解放氢，同时回收储存介质。根据储存介质种类不同，化学储氢技术主要包括金属氢化物储氢、液态有机氢载体储氢、无机物储氢、液氨储氢等。与高压气态储氢和低温液态储氢相比，化学储氢技术成熟度相对较低，目前多在实验室、示范项目环节。

(1) 固态储氢技术。固态储氢是利用氢气和储氢材料之间发生物理或化学反应从而转化为固溶体或者氢化物的形式进行氢气储存。固态储氢材料主要可分为物理吸附储氢和化学氢化物储氢。相较于高压气态和低温液态储氢，其储氢体积密度较大、储氢压力小、运输方便、安全性高、可重复利用等优点，适用于对体积要求较严格的应用场景，是最具发展潜力的一种储氢方式。但其对储氢材料要求较高，目前，各种材料多数处于研究阶段。

(2) 有机液态储氢。有机液态储氢是通过不饱和液体有机物的可逆加氢和脱氢反应来实现氢能储存的方法。该技术先将液体有机氢能载体催化加氢储能，再将加氢后的液体输送至各站点分发，最后输入脱氢反应装置中发生催化脱氢反应，释放氢能。有机液态储氢具有较高储氢密度，在环境条件下即可储氢，安全方便，可实现跨季节、跨地区的长期储存，便于长距离运输，但也存在费用高，氢气纯度不够等缺点。

(3) 液氨储氢技术。氢与氮气在催化剂作用下合成液氨，以液氨形式储运。液氨在常压、约400℃下分解放氢。相比于低温液态储氢技术要求的极低氢液化温度（-253℃），氨在一个大气压下的液化温度要高得多（-33℃），“氨-氢”方式的耗能、实现难度及运输难度相对更低^[12]。同时，液氨储氢中体积储氢密度比液氢高1.7倍，更远高于长管拖车式气态储氢技术。该技术在长距离氢能储运中有一定优势。

三、氢储能在新型电力系统中的应用价值及规模分析

相比于传统电力系统，新型电力系统有以下几点重要变化^[13,14]

，如图2所示：从发电侧形态上看，将从以火电为主转向以风、光等新能源发电为主。特征变化方面，从高碳电力系统变为低碳电力系统、从连续可控电源变为随机波动电源。从电网侧形态上看，将从单一大电网演变为大电网与微电网互补并存。特征变化方面，从刚性电网变为灵活韧性电网、电网数字化水平从低到高。从用户侧形态来看，将从电力消费者转变为电力“产消者”。特征变化方面，从静态负荷资源转变为动态可调负荷资源、从单向电能供给变为双向电能互济、终端电能替代比例从低到高。从电能平衡方式上看，将由“源随负荷”转变为“源网荷储”互动。特征变化方面，从自上而下调度模式变为全网协同的调度模式、从实时平衡模式变为非完全实时平衡模式。从技术基础形态上看，将从以同步机为主的机械电磁系统变为以同步机和电力电子设备共同主导的混合系统。特征变化方面，从高转动惯量系统变为弱转动惯量系统。

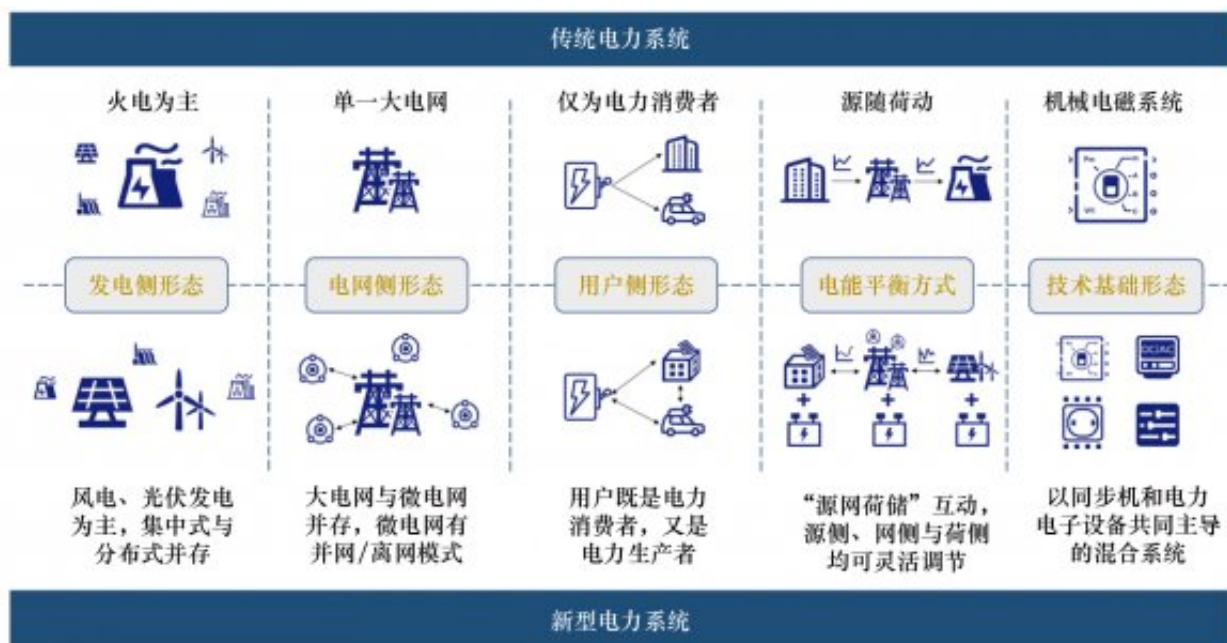


图2 新型电力系统与传统电力系统的对比

针对上述变化，新型电力系统面临着诸多新诉求：构建新型电力系统的核心是新能源成为主体电源后如何实现不同时间尺度上的功率与能量平衡，其关键在于统筹发展不同功能定位的储能。电化学储能主要解决系统短期尺度的功率平衡，难以应对周、月、季等长期尺度下的能量不平衡问题，亟需引入先进的长时储能技术。随着新能源逐步取代化石能源装机，能量在空间上的不平衡性愈发凸显。现阶段调峰资源以火电机组、抽水蓄能电站为主，跨区域调峰能力受输配电网布局 and 容量的限制，且随着煤电机组的提前退役和抽水蓄能电站开发殆尽，未来调节能力有限，亟需引入大规模、跨区域的新兴调峰手段。电能替代是实现碳中和目标的重要手段。然而，单纯依靠电气化难以实现重卡运输、铁路货运、航空航天等交通领域和冶金、水泥、化工等工业领域的深度脱碳，新型电力系统亟需与其他深度脱碳的能源品种进行有机融合。

面对以上新型电力系统的诉求，氢能可发挥如下的关键作用：氢可以多种方式进行储存，如高压压缩、低温液化、固体储氢、转化为液体燃料或与天然气混合储存在天然气基础设施中，从而实现小时至季节的长时间、跨季节储存；液态氢能量密度大（143MJ/kg，可折算为40kWh·kg），约为汽油、柴油、天然气的2.7倍、电化学储能（根据种类不同，在100~240Wh/kg）的百倍，氢储能是少有的能够储存百吉瓦时以上的方式，且氢气的运输方式多元，不受输配电网的限制，从而实现大规模、跨区域调峰。氢能作为高能量密度、高燃烧热值的燃料，可在重卡运输、铁路货运、航运和航天等交通应用场景发挥重要作用；与此同时，氢能还是一种重要的工业原料，绿色氢能可用于替代化石燃料作为冶金、水泥和化工等工业领域的还原剂。

氢储能在新型电力系统中的定位有别于电化学储能，主要是长周期、跨季节、大规模和跨空间储存的作用，在新型电力系统“源网荷”中具有丰富的应用场景，如图3所示。

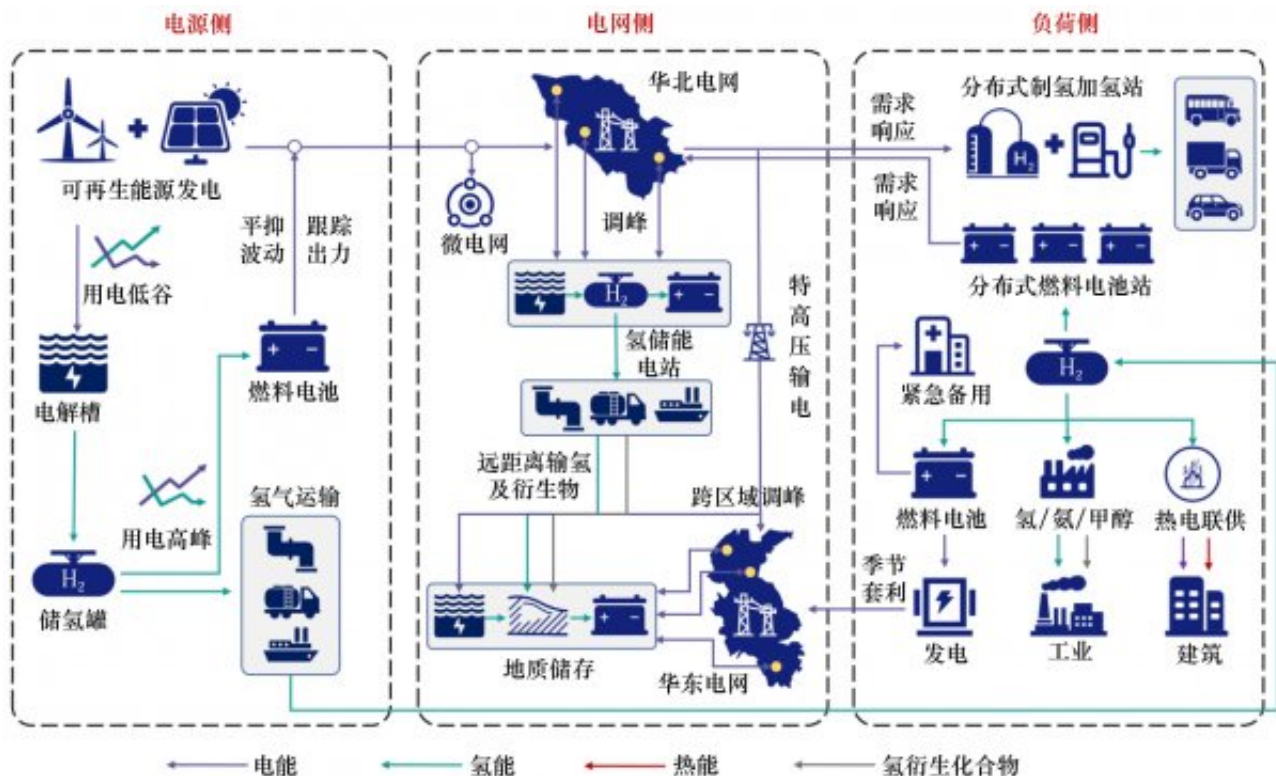


图3 氢储能在新型电力系统“源网荷”的应用场景

（一）氢储能在电源侧的应用价值

氢储能在电源侧的应用价值主要体现在减少弃电、平抑波动和跟踪出力等方面。

1.利用风光弃电制氢

由于光伏、风力等新能源出力具有天然的波动性，弃光、弃风问题一直存在于电力系统中。随着我国“双碳”目标下新能源装机和发电量的快速增长，未来新能源消纳仍有较大隐忧。因此，利用广义氢储能将无法并网的电能就地转化为绿氢，不仅可以解决新能源消纳问题，并可为当地工业、交通和建筑等领域提供清洁廉价的氢能，延长绿色产业链条。国家能源局统计数据显示，202

0年我国弃水、弃风和弃光电量为 $3.01 \times 10^{10} \text{ kW} \cdot \text{h}$ 、 $1.66 \times 10^{10} \text{ kW} \cdot \text{h}$ 和 $5.26 \times 10^9 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 。制氢电耗按照 $5 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{Nm}^3$ 计算，理论上总弃电量可制取绿氢 $9.28 \times 10^5 \text{ t}$ 。

2.平抑风光出力波动

质子交换膜（PEM）电解技术可实现输入功率秒级、毫秒级响应，可适应0~160%的宽功率输入，冷启动时间小于5 min^[2]，爬坡速率为每秒100%^[15]

，使得氢储能系统可以通过实时地调整跟踪风电场、光伏电站的出力。氢储能系统在风电场、光伏电站出力尖峰时吸收功率，在其出力低谷时输出功率。风光总功率加上储氢能的功率后的联合功率曲线变得平滑，从而提升新能源并网友好性，支撑大规模新能源电力外送。

3.跟踪计划出力曲线

通过对风电场、光伏电站的出力预测，有助于电力系统调度部门统筹安排各类电源的协调配合，及时调整调度计划，从而降低风光等随机电源接入对电力系统的影响。另一方面，随着新能源逐步深入参与我国电力市场，功率预测也是报量、报价的重要基础。然而，由于预测技术的限制，风光功率预测仍存在较大误差。利用氢储能系统的大容量和相对快速响应的特点，对风光实际功率与计划出力间的差额进行补偿跟踪，可大幅度地缩小与计划出力曲线的偏差。

（二）氢储能在电网侧的应用价值

氢储能在电网侧的应用价值主要体现在为电网运行提供调峰容量和缓解输变线路阻塞等方面。

1.提供调峰辅助容量

电网接收消纳新能源的能力很大程度上取决于其调峰能力。随着大规模新能源的渗透及产业用电结构的变化，电网峰谷差将不断扩大。我国电力调峰辅助服务面临着较大的容量缺口（见图4），到2030年容量调节缺口将达到1200GW，到2050年缺口将扩大至约2590GW。氢储能具有高密度、大容量和长周期储存的特点，可以提供非常可观的调峰辅助容量。

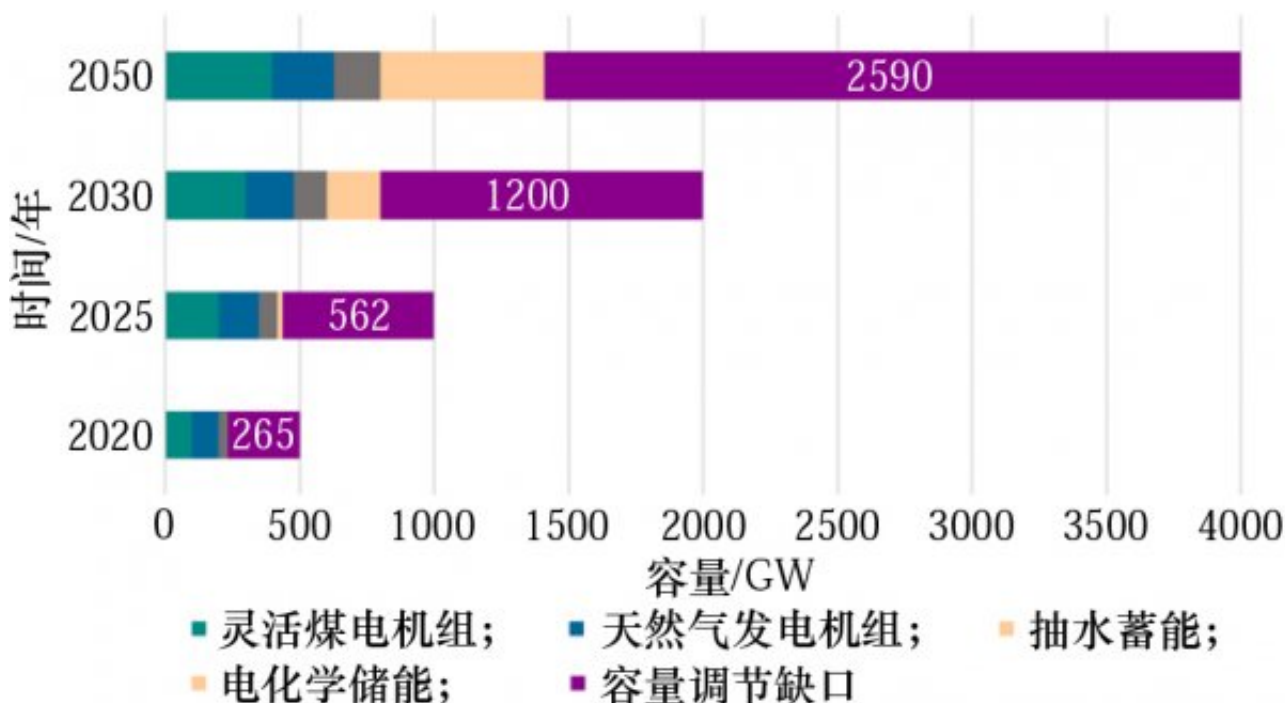


图4 我国2020—2050年调峰容量缺口 [2]

2.缓解输配线路阻塞

在我国部分地区，电力输送能力的增长跟不上电力需求增长的步伐，在高峰电力需求时输配电系统会发生拥挤阻塞，影响电力系统正常运行。因此，大容量的氢储能可充当“虚拟输电线路”，安装在输配电系统阻塞段的潮流下游，电能被存储在输配电阻塞的区段，在电力需求高峰时氢储能系统释放电能，从而减少输配电系统容量的要求，缓解输配电系统阻塞的情况。

（三）氢储能在负荷侧的应用价值

氢储能在电网侧的应用价值主要体现在参与电力需求响应、实现电价差额套利以及作为应急备用电源等方面。

1.参与电力需求响应

新型电力系统构建理念将由传统的“源随荷动”演进为“荷随源动”甚至“源荷互动”。在此背景下，负荷侧的灵活性资源挖掘十分重要。分布式氢燃料电池电站和分布式制氢加氢一体站可作为高弹性可调节负荷，可以快速响应不匹配电量。前者直接将氢能的化学能转化为电能，用于“填谷”。后者通过调节站内电制氢功率进行负荷侧电力需求响应，用于“削峰”。

2.实现电价差额套利

电力用户将由单一的消费者转变为混合型的“产消者”。我国目前绝大部分省市工业用户均已实施峰谷电价制来鼓励用户分时计划用电。氢储能用于峰谷电价套利，用户可以在电价较低的谷期利用氢储能装置存储电能，在高峰时期使用燃料电池释放电能，从而实现峰谷电价套利。目前，从2021年国内工商业电价来看，我国一半以上地区可以达到3~1峰谷价差要求，价差值在0.5~0.7元/kW·h。此外，我国一些省份已开始实施季节价差（如浙江省），提高了夏季和冬季的电价。随着我国峰谷电价的不断拉大和季节电价的执行，氢储能存在着一定的套利空间。

3.作为应急备用电源

柴油发电机、铅酸蓄电池或锂电池是目前应急备用电源系统的主流。使用柴油发电机的短板在于噪音大、高污染排放。铅酸蓄电池或锂电池则面临使用寿命较短、能量密度低、续航能力差等缺陷。在此情况下，环保、静音、长续航的移动式氢燃料电池是最理想的替代方案之一。例如，国内首台单电堆功率超过120kW氢燃料电池移动应急电源参与抗击广东省的“山竹”台风。

（四）氢储能的未来规模分析

“源网荷”各侧的氢储能未来发展规模主要受政策驱动，基于目前的政策情景，短期内氢储能增长点主要在电源侧，而电网侧和用户侧很难形成规模化。电源侧储能政策方面：我国已有超过20个省份发布新能源强制配置储能的相关政策，所提出的储能配置比例基本在5%~20%、时间在1~4h。此外，山东省下发的《关于开展储能示范应用的实施意见》鼓励风电、光伏发电制氢，制氢装机运行容量视同配建储能容量。电网侧储能政策方面：2019年5月，国家发展和改革委员会印发的《输配电定价成本监审办法》第十条中明确规定了电网投资的电储能资产不计入输配电价成本。目前，电网侧储能成本的疏导机制尚不完善，电网企业投资储能的积极性不高，短期内电网侧大规模储能建设增长幅度有限。用户侧储能政策方面：2021年7月，国家发展和改革委员会发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》，要求系统峰谷差率超过40%的地方，峰谷电价价差原则上不低于4~1，其他地方原则上不低于3~1。此外，我国部分省份也开始实行季节价差。然而，由于氢储能系统成本过高与效率偏低，目前峰谷价差和季节价差难以刺激用户侧氢储能投资建设。

四、氢储能在新型电力系统应用的挑战及展望

氢储能可有效补充电化学储能的不足，助力新型电力系统的发展，成为未来实现能源结构转型的重要技术方向。现阶段，我国氢储能在新型电力系统中应用的机遇与挑战并存。图5展示了氢储能、电化学储能、抽水蓄能和压缩空气储能在全生命周期指标上的对比。可以看出，在储存容量、放电时长等性能指标上，氢储能高于其他储能，且可完全满足新型电力系统的要求，而在投资成本和转化效率方面，与要求仍有一定差距。

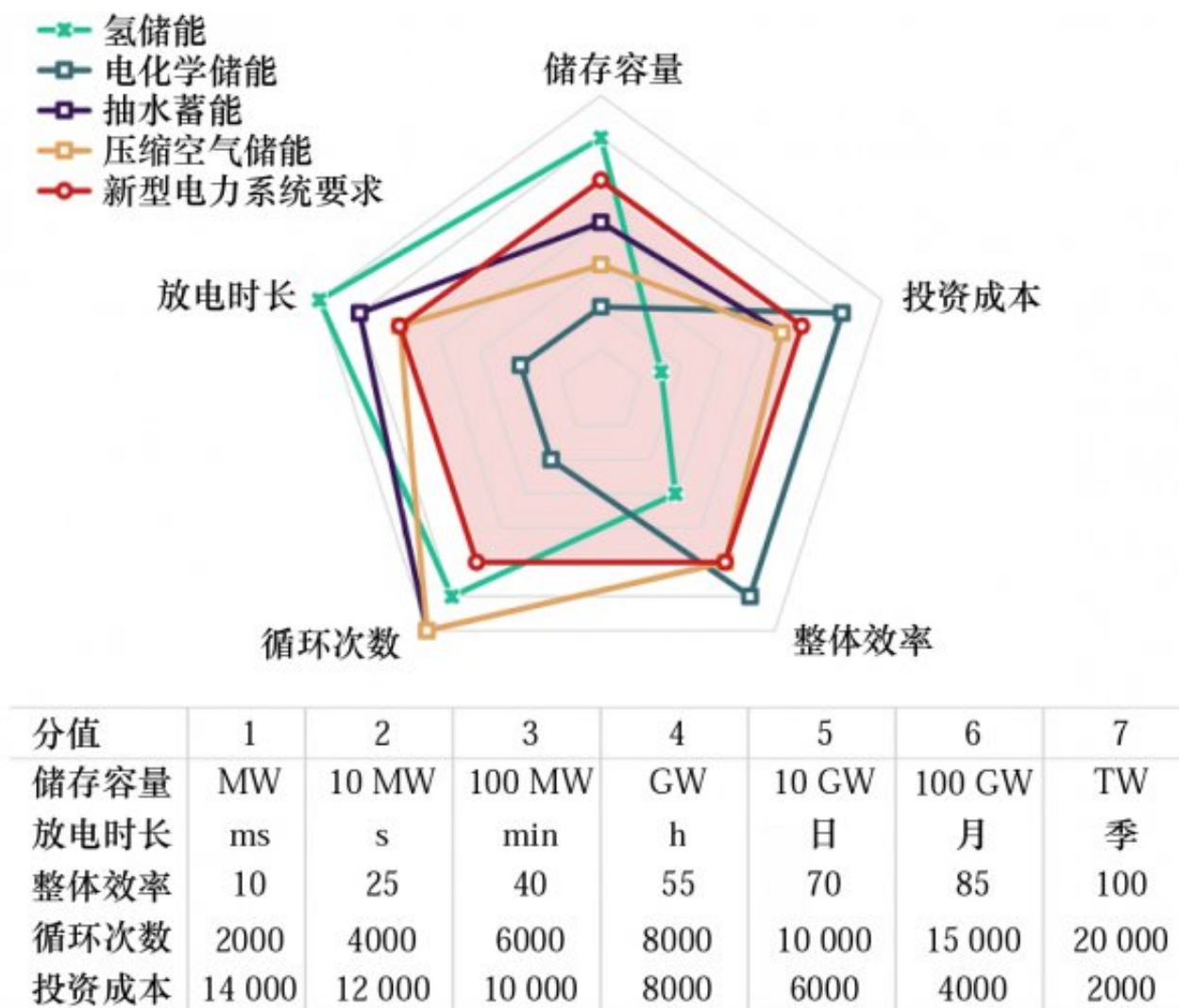


图5 氢储能性能与新型电力系统要求对比

注：转化效率单位是%，投资成本单位是元/kW。

（一）氢储能在新型电力系统应用挑战

现阶段，受技术、经济、政策和标准等因素的制约，氢能在新型电力系统中的应用仍面临诸多挑战。

1. 氢储能系统效率相对较低

现阶段，抽水

蓄能、飞轮储能、锂电池、钠硫

电池以及各种电磁储能的能量转化效率均在70%以上^[16]

。相对而言，氢储能系统效率较低。其中，国内“电 氢”转化过程的碱性电解水、PEM电解水和固体氧化物（SO）电解水制氢效率分别为63%~70%、56%~60%和74%~81%^[11]

。广义氢储能仅考虑“电 氢”转化过程，SO电解效率与其他储能具有可比性，而碱性和PEM相对较低。另一方面，“氢 电”转化过程的燃料电池发电效率为50%~60%，其中有大部分能量转化为热能。狭义氢储能的“电 氢 电”过程存在两次能量转换，整体效率仅有40%左右，与其他储能的效率差距明显。

2. 氢储能系统成本相对较高

当前抽水蓄能和压缩空气储能投资功率成本约为7000元/kW，电化学储能成本约为2000元/kW，而氢储能系统成本约为13000

元/kW，远高于其他

储能方式。其中, 燃料电池发电系统造价约9000元/kW, 占到总投资的近70%^[17]

。基于PEM和SO技术的可逆式燃料电池(RFC)可以将燃料电池和电解池集成于一体, 从而降低投资成本[18]。然而, 国内RFC技术与国际先进水平有一定差距, 主要体现在技术成熟度、示范规模、使用寿命和经济性方面, 关键核心材料也主要依赖进口。

3. 电氢耦合政策体系仍不完善

针对电氢耦合的顶层规划和激励机制尚不完善。氢能已被国家作为中长期科学和技术发展的重点研究方向, 氢储能也被明确纳入“新型储能”, 但关于电氢耦合的顶层规划有待完善。在顶层的补贴与奖励方面, 2020年国家层面已发布《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》, 采取“以奖代补”方式, 对符合条件的城市群开展燃料电池汽车技术研发和示范应用给予奖励。该政策间接性地推动了氢储能系统的示范和规模化。但在上游的电解水制取绿氢环节, 仅有部分省份出台了政策性的电价优惠, 相应的顶层激励机制仍然缺失。

4. 电氢耦合标准体系仍不健全

随着氢能产业的快速发展, 标准对氢能产业发展的规范和支撑作用也日趋明显。我国于2008年批准成立了全国氢能标准化技术委员会(SAC/TC309)和全国燃料电池及液流电池标准化技术委员会(SAC/TC342), 分别构建了我国的氢能技术标准体系和燃料电池标准体系。截至2021年4月, 现行氢能相关国家标准共计95项, 涉及氢安全、临氢材料、氢品质、制氢、氢储运、加氢站、燃料电池和氢能应用等方面。但国家标准层面主要集中在氢能应用燃料电池技术方面, 其他领域氢能技术标准相对薄弱, 且有相当部分标准的制定年限较为久远, 现阶段适用性不强。因此, 在电氢耦合方面, 仍需进一步加快制定/修订新能源制氢、电制氢加氢一体化、可逆式燃料电池、电氢耦合系统运行等标准。技术标准是个复杂系统工程, 需要再进一步提升政、产、学、研各方的协同水平。

(二) 氢储能在新型电力系统应用展望

氢储能将应用于新型电力系统“源网荷”的各个环节, 呈现电氢耦合发展态势。针对氢储能在新型电力系统应用面临的挑战, 本文从以下几个方面对氢储能在新型电力系统的未来发展进行展望。

1. 广义氢储能为主、狭义氢储能为辅

现阶段应以推广效率高、成本低的“电—氢”广义氢储能方式为主, 直接为我国的交通、建筑和工业等终端部门提供高纯度氢气。在狭义氢储能的“氢—电”转化环节, 充分利用氢燃料电池的热电联产特性, 实现不同品位能量的梯级利用, 提高能量的转化效率。针对氢储能成本过高的问题, 积极探索共享储能、融资租赁、跨季节价差套利等多元化商业模式来降低成本。与此同时, 通过设立氢储能产业发展基金、借助资本市场拓展氢储能融资渠道、加强绿色信贷支持氢储能基础设施建设等方式, 构建氢储能金融政策体系。未来, 随着新能源电力价格以及电解资本支出的下降, 氢储能中的电解系统成本将大幅下降。当电价为0.5元/kW·h时, 碱性电解和PEM电解的单位制氢成本分别为33.9元/kg和42.9元/kg, 而当电价下降为0.1元/kW·h时, 上述数值分别仅为9.2元/kg和20.5元/kg^[19]

。与此同时, 随着规模效应和技术成熟, 碱性和PEM电解槽投资成本将以每年9%和13%的学习率下降, 氢燃料电池和储氢罐成本也分别以11%~17%、10%~13%的速率下降^[20]。

2. 充分发挥市场力量促进氢储能发展

借助“加快建设全国统一大市场”的契机, 构建氢能市场、电力市场和碳市场的多层次协同市场, 促进氢储能发展。在氢能市场方面, 积极探索我国氢能市场交易中心、结算中心建设, 并关注氢能进出口国际贸易, 可从拥有丰富可再生能源资源的沙特阿拉伯、智利等国家进口低成本绿氢, 并利用我国海上风电制氢优势向日本、韩国等高氢需求国家出口氢能^[21]

; 在电力市场方面, 我国电力辅助服务市场建设尚处于初级阶段, 需要健全覆盖氢储能的价格机制, 探索氢储能参与电力市场的交易规则; 在碳市场方面, 未来将被纳入碳交易体系的八大行业中, 既有直接生产氢气的化工行业, 也有钢铁、建材等氢气需求行业, 需要积极探索氢能行业合理的碳价信号, 引导高碳制氢工艺向低碳制氢工艺转变、高碳用氢环节向低碳用氢环节转变, 并推动绿氢的碳减排量纳入核证自愿减排量(CCER)市场交易。最后, 加强氢能市场、电力市场、碳市场的顶层设计和规划, 做好政策协调和机制协同。

3.积极探索氢能运输方式的最优组合

我国风光资源集中在“三北”地区、水资源集中在西南地区,而氢能主要需求在东南沿海地区,呈逆向分布。在氢能短距离运输方面,高压气态拖车运氢具有明显成本优势。以20MPa压力为例,当运输距离为200km以下时,氢气的运输成本仅为9.57元/kg;而距离增加至500km时,运输成本将近22.3元/kg^[19]

此外,该方式人工费占比较高,下降空间有限。因此,在氢能长距离运输方面,需要积极探索以下多种新兴方式:

利用现有西气东输、川气东输等逾80000km天然气主干管网和庞大的支线管网,掺入一定安全比例(5%~20%)氢气进行输送;利用我国世界领先的“十四交十二直”26项特高压工程输电线路,采用“特高压输电+受侧制氢”模式进行氢气虚拟运输;利用液氨储运的成本和安全优势,将液氨作为氢气储运介质,采用“氢-氨-氢”模式进行氢气运输

。据预测,当运输

距离为10000km时,2030年液氨运输

成本大概在16.7元/kg,2050年下降至4.7元/kg^[22]

。未来需要进一步对比多种新兴路线的技术经济性,寻求氢能运输方式的最优组合。

4.氢储能发展加速电力系统形态演进

氢储能的大规模发展将加速电力系统形态演进,促进新型电力系统建成:氢储能可以突破新能源电力占比的限制,促进更高比例的新能源发展,快速支撑新型电力系统内新能源装机占比和发电占比超过50%;电解制氢、储氢和氢燃料电池发电可构建微电网系统,进行热、电、氢多元能源联供,有效解决偏远地区清洁用能的问题,并提高微电网在电力系统中的渗透率,增强新型电力系统的抗风险能力;氢储能作为电力系统“源网荷”多侧的关键灵活性资源,可促进“源网荷储”各环节协调互动,实现新型电力系统在不同时间尺度上的电力电量平衡;氢储能系统可以作为能源枢纽之一,可在源侧、荷侧实现多能源互补。在电源侧,氢储能可以促进“风光氢储一体化”“风光水火储氢一体化”等多能互补综合能源基地建设,在用户侧,制氢加氢一体站可以与加油站、加气站和充电站进行合建,形成综合能源服务站。

· 参考文献

[1]Hydrogen Council. Hydrogen scaling up—A sustainable pathway for the global energy transition[R]. Brussels: Hydrogen Council,2017.

[2]中国电动汽车百人会. 中国氢能产业发展报告2020[R]. 北京:中国电动汽车百人会, 2020.

[3]中国石化经济技术研究院. 2021中国能源化工产业发展报告[R]. 北京: 中国石化经济技术研究院, 2021.

[4]中国氢能源及燃料电池产业创新战略联盟. 中国氢能源及燃料电池产业白皮书[R]. 北京: 中国氢能源及燃料电池产业创新战略联盟, 2021.

[5]俞红梅, 衣宝廉. 电解制氢与氢储能[J]. 中国工程科学, 2018,20(3): 58 65.

[6]霍现旭, 王靖, 蒋菱, 等. 氢储能系统关键技术及应用综述[J]. 储能科学与技术, 2016 (2): 197 203.

[7]Arsad A Z, Hannan M A, Al-Shetwi A Q, et al. Hydrogen energy storage integrated hybrid renewable energy systems: A review analysis for future research directions[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2022, 47(39): 17285 17312.

[8]刘道兵, 袁野, 李世春, 等. 利用氢储能在含可再生能源系统容量配置综述[J/OL]. 电测与仪表: 1 14[2022-05-23]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1202.TH.20210919.1635.004.html>.

[9]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.

[10]Faye O, Szpunar J, Eduok U. A critical review on the current technologies for the generation, storage, and transportation of hydrogen[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2022,47(29): 13771 13802.

[11]International Energy Agency. The future of hydrogen-seizing today ' s opportunity[R]. Paris: International EnergyAgency,

2019.

[12]Jiang L L,Fu X Z. An ammonia-hydrogen energy roadmap for carbon neutrality: Opportunity and challenges in China[J]. Engi - neering, 2021, 7(12):1688 1691.

[13]舒印彪, 陈国平, 贺静波, 等. 构建以新能源为主体的新型电力系统框架研究[J]. 中国工程科学, 2021, 23(6): 61 69.

[14]张智刚, 康重庆. 碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望[J].中国电机工程学报, 2022, 42(8): 2806 2818.

Zhang Z G, Kang C Q. Challenges and prospects for constructing the new-type power system towards a carbon neutrality future[J].Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8): 2806 2818.

[15]张丝钰, 张宁, 刘林, 等. 电 氢协同:新型电力系统发展的新路径[J]. 能源, 2022 (2): 72 76.

[16]谢小荣, 马宁嘉, 刘威, 等.新型电力系统中储能应用功能的综述与展望[J/OL]. 中国电机工程学报: 1 12[2022-05-23]. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/detail.aspx?dbcode=CAPJ&dbname=CAPJLAST&filename=ZGDC20220424009&uniplatform=NZKPT&v=66MZTQRHAaqWrcoKWdJa15MNPWIiwCXBLA353tIAx3mWo-BbXD7O-D5iShMXaFYns>.

[17]李娜, 李志远, 王楠, 等. 氢储能调峰站发展路径探索研究[J].中国能源, 2021, 43(1): 55 59.

[18]Glenk G, Reichelstein S. Reversible power-to-gas systems for energy conversion and storage[J]. Nature Communications, 2022,13(1): 1 10.

[19]中国电动汽车百人会. 中国氢能发展路线图1.0: 如何实现绿色高效经济的氢能供应体系?[R]. 北京: 中国电动汽车百人会,2020.

[20]Hydrogen Council. Path to hydrogen competitiveness—A cost perspective[R]. Brussels: Hydrogen Council, 2020.

[21]Song S, Lin H, Sherman P, et al. Production of hydrogen from offshore wind in China and cost-competitive supply to Japan[J].Nature Communications, 2021, 12(1): 1 8.

[22]International Renewable Energy Agency. Global hydrogen trade to meet the 1.5 climate goal: Part II—Technology review of hydrogen carriers[R]. International Renewable Energy Agency, 2022.

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/tech/188409.html>