

风电耦合制氢技术进展与发展前景

曹蕃, 郭婷婷, 陈坤洋, 金绪良, 张丽, 杨钧晗, 殷爱鸣

(中国大唐集团科学技术研究院有限公司火力发电技术研究院, 北京市 石景山区 100043)

Progress and Development Prospect of Coupled Wind and Hydrogen Systems

CAO Fan, GUO Tingting, CHEN Kunyang, JIN Xuliang, ZHANG Li, YANG Junhan, YIN Aiming

(Institute of Thermal Power Generation Technology, China Datang Corporation Science and Technological Research Institute, Shijingshan District, Beijing 100043, China)

ABSTRACT: Large-scale development and utilization of renewable energy such as wind power has become the consensus of many countries for the clean and low-carbon energy transition. However, shortcomings of short-term fluctuations and intermittent have limited its application in high wind power penetration or isolated grid systems. Coupled wind power and hydrogen systems can take advantages of long-term large-scale hydrogen energy storage and diversified product output, and play a pivotal role in the future development and utilization of wind power. This article summarized the development status of coupled wind power and hydrogen systems in the past two decades, evaluated the application effect and economic efficiency of grid-connected and off-grid systems, and then proposed development directions in system optimization design, operation strategy formulation, and life-cycle technology economic evaluation. Finally, we proposed suitable routes for our country based on resource endowment and regional characteristics.

KEY WORDS: hydrogen energy; wind power; grid-connected system; off grid systems; economy

摘要: 大规模开发利用风电等可再生能源已成为世界各国清洁低碳能源转型的共识, 但因其存在随机波动性和间歇性强的缺点, 在风电渗透率高的地区或孤网系统中的应用受到限制。风电耦合制氢技术可发挥氢能长周期大规模储能和多元化产品输出的优势, 在未来风电开发利用过程中发挥重要作用。文中综述近二十年来风电耦合制氢技术的发展现状, 对并网型和离网型风电耦合制氢技术的应用效果和进行评价, 并针对技术应用中存在的瓶颈问题, 从系统优化设计、运行策略制定以及全寿命周期技术经济性评价等方面给出进一步发展建议。最后, 根据我国资源禀赋和区域特点等提出适合我国不同地区风电耦合制氢技术的发展前景。

关键词: 氢能; 风电; 并网; 离网; 经济性

0 引言

当前, 中国经济已由高速增长阶段转向高质量

发展阶段。生态文明建设和可持续发展是高质量发展阶段的基本特征之一。能源行业是支撑我国经济发展的基本产业和影响生态环境的重要行业之一, 对我国经济高质量发展至关重要。能源转型的重要目标是发展可再生能源、减少传统化石能源使用量和降低碳排放量^[1]。大力发展风电、光伏等可再生能源, 提升风电、光伏发电比例已成为国际共识^[2-4]。美国将风电、光伏和天然气作为未来发展重点, 其2018年风电、光伏和天然气的新增装机容量分别占总新增装机的16%、29%和54%。德国的电源投资主要集中在风电、光伏领域, 并通过存量替代的方式增加风电、光伏的发电量。2018年, 德国风电、光伏的合计发电量占比达到28.8%, 远远领先于其他大国。近年来, 我国风电、光伏装机容量和发电量同样增速明显。2019年, 风电、光伏发电量和新增装机容量占比分别达到8.6%和49.8%。预计2030年, 我国风电和光伏装机将达到12亿kW, 发电量占比达到20%左右。

然而, 风电、光伏等可再生能源发电具有随机性和间歇性的特点, 接入电网会造成电压和频率的波动, 影响电网的安全稳定运行。配置一定量的储能、允许合理的弃风弃光是实现风电、光伏发电大规模接入电网, 保障电网安全经济运行的重要手段^[5-6]。氢能是公认的清洁能源载体, 具有能量密度大、转化效率高、无污染和零碳排放等特点, 被看作最具应用前景的能源之一^[7-16]。风电、光伏等可再生能源发电耦合制氢, 不仅可以发挥氢能的储能和快速功率调节的优势, 降低高比例可再生能源并网的不稳定性, 提高可再生能源发电的利用小时数, 还可以充分利用弃风弃光, 提高风电、光伏发

电制氢的经济性^[11, 17-23]。

目前,欧美和日本等发达国家对风电、光伏耦合制氢技术已开展大量研究,并实施多项工程示范项目。但国内仍停留在实验室研究和模拟仿真层面,相关示范工程较少。国外多年的工程示范应用结果表明,风电、光伏耦合制氢在设备配置优化、运行策略制定以及全寿命周期技术经济性评价等方面仍存在技术瓶颈。因此,本文以风电耦合制氢为例,通过总结国内外研究现状和工程示范情况,提出适合我国国情的风电耦合制氢技术路径与发展方向,以期对相关产业发展提供参考。

1 风电耦合制氢技术介绍

风电耦合制氢技术系统配置如图1所示。整套系统包括风力发电机组、控制/转换系统、制氢系统、储氢/氧系统、燃料电池发电系统和输送系统等。其中,控制/转化单元是整套系统最重要的部分。控制/转化单元根据收集的实时信息对上网功率、制氢功率及燃料电池发电功率进行决策,是保证系统安全可靠稳定运行的基础。

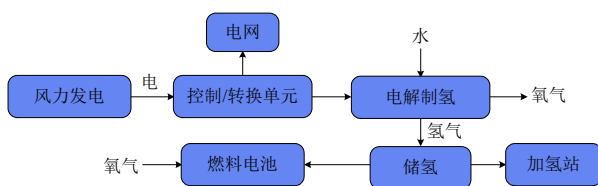


图1 风电耦合制氢技术配置示意图

Fig. 1 Wind energy storage configuration based on hydrogen technologies

总体来说,风电耦合制氢技术具有以下优势:一是充分利用弃风电力,解决风电大发或电网容量有限时产生的弃风问题,同时有效降低制氢成本;二是利用电解制氢装置的快速响应特性或结合燃料电池、氢燃气轮机发电提高风电供电质量和可靠性,增加风电的渗透率;三是利用可再生能源制取绿氢,减少温室气体的排放。根据系统与电网的连接情况,可分成并网状态和离网状态下的风电耦合制氢。

并网状态下风电耦合制氢又可以分为以下3个模式:一是利用弃风电力制氢,电解制氢装置为电网“削峰”;二是进一步结合燃料电池发电,为电网“填谷”;三是电网辅助的风电制氢系统,保证氢气供应的稳定性和可靠性。不同模式下的制氢成本差异较大,文献调研结果显示风电耦合制氢的平均成本在50元/kg左右,这与美国NREL预测的结

果(20~70元/kg)比较一致^[24]。

离网条件下风电耦合制氢主要有2种模式:一是由风电、电解制氢、储氢和燃料电池等模块组成微网系统,为用户提供电冷热等服务;二是非并网风电制氢,适用于风电发展受限或电网建设成本高的地区。总体上看,离网条件下的风电耦合制氢技术尚处于初步发展阶段,系统在技术集成和商业模式上还需深入探索。

2 国内外研究现状

近二十年来,国内外开展了大量关于风电耦合制氢的配置优化和技术经济性等方面研究^[25-29]。下面,分别就并网型和离网型风电耦合制氢技术的发展现状进行详细介绍。

2.1 并网型风电耦合制氢

总体上说,国内外研究重点是并网型风电制氢技术在不同应用场景下的可行性和经济性分析,例如弃风电力制氢、结合燃料电池发电和海上风电制氢等。

并网型风电制氢可充分利用弃风电力,明显降低制氢成本^[30-37]。González等人研究了爱尔兰地区(风资源丰富、弃风现象严重)风电耦合制氢的经济和社会效益^[38]。研究表明,100MW容量的风电场,弃风电价按0.16元/(kW·h)计算,若配置30MW的电解制氢装置,可将弃风率从35.8%降至7.5%。另外,他们模拟了未来爱尔兰风电装机规模达到5GW并配置电解制氢装置的场景,发现可满足541422辆燃料电池汽车的用氢需求,替代等量的燃油车,可实现CO₂、SO₂和NO_x年减排量169万t、4500t和1402t。Zhang等针对2012年内蒙古地区严重的弃风现象(局部地区弃风率达到28%左右),利用风电场实际运行数据和风资源数据建模,对比分析弃风电力制氢和电网取电制氢两种场景下的经济性。结果表明,电解制氢装置的最佳运行功率范围在25%~100%之间,利用弃风电力制氢的成本可低至22.4元/kg左右,电网取电制氢的成本则在32.5元/kg左右^[39]。

并网型风电耦合制氢另一大优势是利用电解制氢系统的灵活性提高风电并网友好性^[40-43]。在用电低谷时段,制氢储能;在用电高峰时段,可利用燃料电池或燃氢燃气轮机发电提高风电出力^[44-45]。Bernal-Agustín等研究发现风电耦合制氢结合燃料电池发电系统可以明显提高风电并网友好性,但整

套电-氢气-电系统的转换效率低于 40%，且投资成本较高，导致燃料电池发电的成本电价达到 13.7 元/(kW·h)^[45]。Fang 从全生命周期成本评价的角度对比了不同模式的经济性。针对我国南方一个 49.5MW 的风电场建模计算，发现与单独的风力发电相比，风电耦合制氢模式可将投资回收期由 11 年降低至 7.78 年，进一步结合燃料电池发电可提高风电并网质量，但投资回收期增加至 8.13 年^[46]。Zhang 等人比较了风电耦合制氢结合燃料电池发电与锂离子电池储能技术在降低风电预测误差上的应用^[47]。电池储能技术可在风电一次和二次调频方面发挥重要作用，但在投资成本和充放电次数上还存在规模应用的障碍。风电耦合制氢结合燃料电池发电技术的应用经济性主要受风电预测准确性、制氢和储氢成本的制约。

海上风电制氢在一些欧洲国家得到广泛重点关注。海上风电制氢优势比较明显：一是风电直接用于制氢，不用新建海上输电系统，不受电网公司的牵制；二是海上风电可以就近在油气平台或油气管道附近建设，降低输电损耗，也可降低项目投资成本；三是采用海水淡化提供制氢所需的水源，原料丰富；四是对环境友好，真正实现零排放。然而，海上风电制氢尚处于前期探讨阶段，大规模制氢储氢技术和整套系统的商业模式还需进行深入研究。

目前，英国、德国等国家已经开展了大量前期探索^[48-53]。Catrinus 等人针对北海近 600 个接近退役的海上油气开发平台，提出了利用这些平台进行海上制氢技术路线，将制氢装置安装在开发平台上，利用附近海上风电制氢，产生的氢气可以通过天然气管道输送，也可以在距离海岸较近的前提下新建专门的输氢管道^[54]。对技术方案进行经济性评价发现，不同场景下制氢成本可控制在 12~37 元/kg 左右。Crivellari 等人提出了具体的海上风电耦合制氢技术路线图，如图 2 所示^[51]。除了通过海底电缆把电输送到岸边电网，还有四条可行的海上风电制氢技术路线：一是氢气混合天然气，利用现有天然气管道输送；二是新建高压氢气输送管道，将纯氢输送到岸边满足工业和交通行业用氢需求；三是通过外购或捕集空气中二氧化碳，将氢气和二氧化碳转化成合成天然气，并利用现有天然气管道输送；四是将氢气和二氧化碳转化成甲醇并采用轮船运输到岸边，满足交通行业的需求。其中，氢气混入天然气管道输送是解决氢气长距离大规模输送的重要手段。研究表明，在天然气中掺混 20%的氢气，天然气汽车和加气设施改动小，发动机热效率可提高 15%，经济性提高 8%，污染物排放降低 60%~80%。截至 2019 年，全球各国已有 37 个天然气掺氢的示范项目，但天然气掺氢在安全性及对应的检

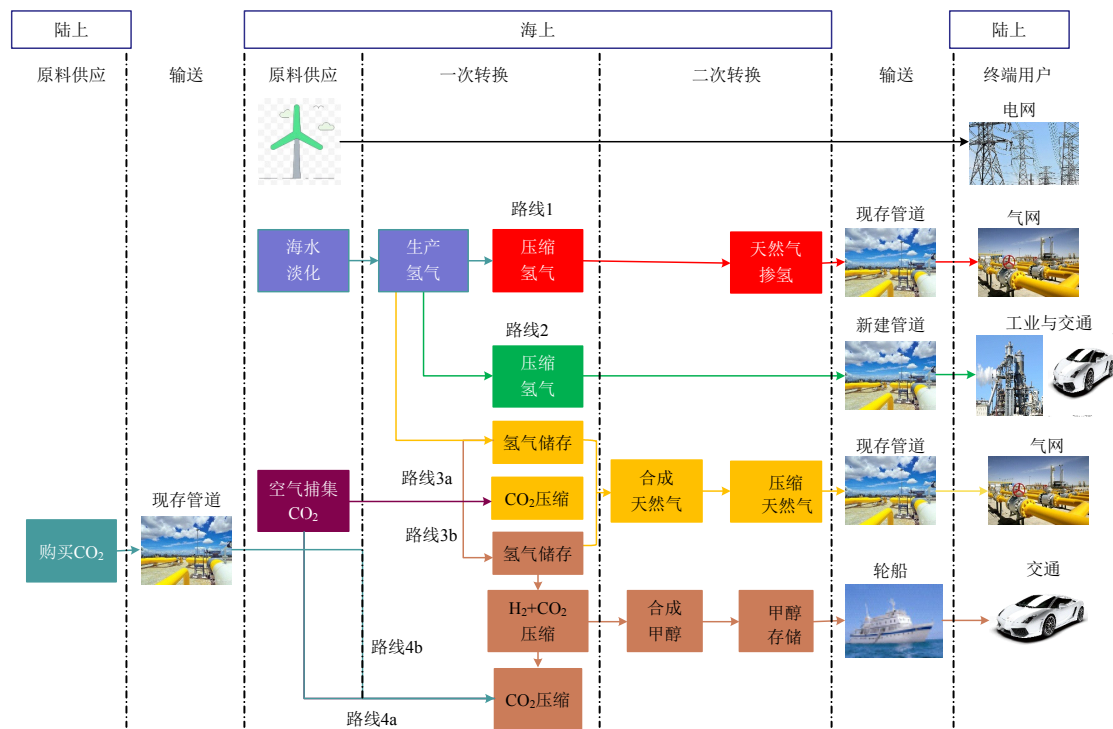


图 2 海上风电耦合制氢技术路线图

Fig. 2 Simplified block diagram of hydrogen production routes for offshore renewable energy conversion considered

测和管理体系上仍需进一步完善。海上风电耦合制氢技术路线应对海上风电与岸边距离、当地资源条件和用氢用电需求等多种因素进行统筹考虑,经详细技术经济性分析和环境影响评价确定。

为实现氢气的大规模消纳、推进工业、建筑等行业的脱碳进程,很多欧美国家越来越重视电转气(PtG)技术开发,即利用光伏、风电等可再生能源生产的电力,通过电解水和甲烷化的两个步骤生产氢气和甲烷,将棘手的氢气大规模存储和输送问题转化成天然气的输送和利用^[55-66]。近十几年来,德国一直进行PtG技术试验,并将其列入能源转型计划^[67]。德国现有超过35个PtG工厂,总容量约为30MW,最大的装机仅为6MW,大多数是小规模的试点或示范项目。Valerie等人从集中式、分散式以及核能制氢等不同方面总结了PtG技术的研究进展,并指出PtG技术在提升热力学性能、环境和经济性评估以及技术应用场景系统评价等方面还需继续进一步研究,PtG技术的系统效率、运行灵活性和可靠性有待进一步提高^[68]。

另外,并网型风电制氢另外一个重要研究方向是整套系统的配置优化和调控策略仿真^[69-71]。不稳定的风电电源给制氢装置的配置和运行优化带来较大的挑战。以碱性电解制氢为例,风电功率的随机变化导致碱性电解水装置输入功率频繁变动,造成石棉隔膜压力和碱液浓度等的变化,影响电解水效率和电解装置的寿命和运行安全性。Raúl Sarrias-Mena等人研究了风电耦合PEM制氢的运行模式,模拟仿真了电压、电流、温度、压力以及膜电极材料电化学特性等对制氢装置运行的影响,并提出了四种不同的PEM制氢装置的运行模式^[72]。Fang等人针对我国东北地区一个49.5MW的风电场,模拟了配置碱性电解水制氢装置和超级电容器后的启停控制策略,研究发现通过配置5个3MW的碱性电解水制氢装置并采用模块化自适应策略进行启停控制可以明显降低每一个制氢模块的启停次数和时间,氢气产量和品质也有了明显提高^[73]。Muyeen等人开发了类似的控制策略,采用10个不同容量的电解制氢装置,通过调整不同制氢装置的启停来平滑风电出力,仿真结果表明在不采用昂贵的储能系统的情况下,系统可以稳定可靠运行,整体性能明显提升^[74]。另外,通过对电价、风电可用性和氢气需求的智能预测来优化电解制氢的运行策略,同样可以降低制氢成本。Grüger等人基于这

个思路开发了预测算法并设定两个场景进行经济性分析,结果发现这种智能预测的调控策略最高可降低9.2%的制氢成本,并可将风电利用率提高19个百分点左右^[75]。

2.2 离网型风电耦合制氢技术

在一些偏远的海岛或高原地区,电网建设成本高,一般配置独立的配电网满足当地居民的用电需求,还可利用柴油机或风电、光伏等可再生能源发电。然而,这种离网系统自治性较弱,可再生能源渗透率较低,需要配置储能系统维持电网稳定性和供电可靠性。因此,采用风电等可再生能源发电耦合制氢具有广阔的应用前景^[76-81]。欧洲很多国家开展了很多相关方面的研究,例如希腊除了一个主电网外,还配有32个小的离网系统,对风电耦合制氢技术产生浓厚的兴趣^[82]。

离网型风电耦合制氢技术的工程示范从2000年就开始陆续出现。Dutton等人在评价了解析制氢装置在不稳定风电电源下运行的技术和经济性后,在意大利ENEA研究中心进行了技术示范,结果发现制氢装置在不稳定电源下运行是可行的,但在低负荷下的制氢效率和氢气品质却无法保证^[83]。Ulleberg等人在挪威Utsira岛开展了世界上第一套离网型风电耦合制氢的工程示范,整套系统包括风电系统(600kW),电解制氢(10m³/h),高压储氢(2400m³/h, 20MPa),氢气发动机(55kW)和PEM燃料电池(10kW)^[84],系统流程如图3所示。4年多的实际运行数据表明整套系统的效率可达53%,而且这种供能方案可以满足一个社区的用能需求。然而,与当前成熟的风电与柴油机发电耦合的技术相比,该方案还需通过升级技术装备和降低成本造价才会有竞争力。希腊的Varkaraki等人在实施RES2H2项目时,进行了风电(500kW)-电解制氢

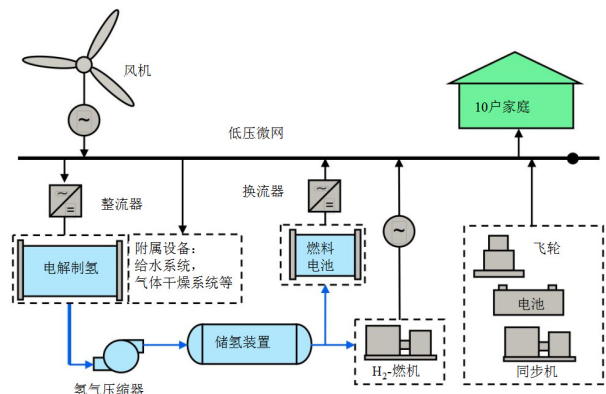


图3 Utsira风电耦合制氢工程示范流程图

Fig. 3 Utsira wind/hydrogen demonstration plant system

(25kW)-高压储氢/固态储氢的工程示范,发现整套系统的效率可以达到50%~60%^[85]。

除了工程示范,更多的研究人员采用模拟仿真的方式研究离网条件下风电耦合制氢的配置策略和技术经济性^[86]。Bechrakis等人以一个偏远地区的酒店为对象研究了风电耦合制氢供电的技术路线^[87]。研究发现电解制氢和储氢装置容量的选型可显著影响风电利用率和供电成本。他们针对20kW容量的风机,提出了两套优化配置方案,方案一配置8kW制氢装置和600m³储氢罐,方案二配置6kW制氢装置和900m³储氢罐。结果发现方案二的设备运行时间和产氢量明显提高,发电成本也从7.59元/(kW·h)降低到7.16元/kW·h。然而,这两种方案的发电成本仍比常规发电成本高了近10倍。

一些研究人员将风电制氢技术和常规柴油机发电技术进行了技术和经济性对比。Enevoldsen等人以法罗群岛的Mykines为研究对象,从成本、效率、环境影响和适宜性等方面对风电制氢和柴油机供电两种技术路线进行了对比分析^[88]。结果发现风力发电、电解制氢、储氢和燃料电池组合的技术路线从技术层面可替代柴油发电,而且可以获得较好的环境收益,但该技术路线发电成本仍然较高(发电成本约3.61元/(kW·h),而柴油发电仅在1.57~2.66元/(kW·h)左右),该技术的大规模推广还有赖于制氢和燃料电池发电效率的提升以及装备成本的持续下降。Chade等人根据Grimsey岛的用能需求和资源条件对风电-柴油机、风电-制氢-柴油机以及风电-制氢3种技术模式进行模拟仿真和经济评价。结果发现模式二风电-制氢-柴油机运行成本最低,并与模式一相比每年可将弃风电量从886556kW·h降至232269kW·h^[89]。

离网型风电耦合制氢的另一个应用方向是非并网风电制氢,此时风电系统的终端负荷不再是传统的单一电网,而是通过技术创新与集成,直接应用于电解制氢等一系列能适应风电特性的高载能产业及其他特殊领域^[90]。颜卓勇等人报道了江苏大丰市建设的日产120m³非并网风电电解水制氢系统示范工程^[91]。该系统利用1台30kW和1台10kW风机共同给电解水制氢装置供电,风电联网不并网,消除了风电对电网的冲击,实现风电高效、低成本利用。

风电制氢系统另一大特色是可以在居民区实现热电联供。Ishaq等人针对25户居民小区的供电

和供暖需求设计了一套风电制氢系统^[92]。当风速较大时,风电用于供电,多余电力通过PEM电解装置制氢,然后加压储存下来。当风速较低时,利用燃料电池发电,弥补风力发电的不足。燃料电池发电产生的热量可用于提供热水。当风速为9m/s时,整套系统能效可达39.5%。而当风速为3m/s时,整套系统能效和焓效率分别为19.3%和18.3%。Hacatoglu等人针对加拿大一个拥有50户居民的小型社区的电热冷需求设计了风电制氢系统,发现配置一台转子半径28m的风机和8550kg容量的储氢罐可满足社区的用能需求。考虑系统效率、经济性、占地面积、环境影响等因素,提出了综合可持续发展指数(ISI)的概念,并对比了风电制氢系统和常规天然气三联供系统的ISI指数,发现两种系统的ISI指数差别不大,前者具有更高的环境友好性而后者具有更高的经济性^[93]。

2.3 并/离网型风电耦合制氢技术对比

在实际设计应用过程中,风电耦合制氢系统是否与外部电网连接需要着重考虑。一方面,并网状态下的风电制氢成本明显低于离网条件下的成本。Greiner等人针对挪威一个海岛进行了风电制氢系统设计,并对比了并网模式和离网模式下的系统配置和经济性。结果发现,并网模式下配置2.3MW风机、1MW电解制氢和680kg容量的储氢罐(满足1.5天的需求)即可满足海岛的用能需求,平均制氢成本22元/kg左右;而在离网模式下(柴油机提供备用电源),则需要配置3MW风机、2MW电解制氢和3400kg容量的储氢罐(满足8天的需求)即可满足海岛的用能需求,平均制氢成本达43~40元/kg左右^[94]。Gökçek等人设计了一个小型风电制氢系统(风电6kW、PEM制氢2kW),并通过设立均化发电成本指标分析了系统在并网模式(制氢多余电量出售给电网)和离网模式(制氢多余电量用制动电阻消耗掉)下的技术经济性^[95]。结果发现并网模式下制氢成本在1.27~31.03元/kg左右(受风机安装高度的影响比较明显),而离网模式下的制氢成本则达到了99.45~150.36元/kg左右。另一方面,风电制氢系统与电网连接产生了配电网建设相关费用,提高了系统的投资建设成本,这需要全生命周期内的平准化分析才能做出合理的选择。

3 风电耦合制氢技术发展方向

近十几年来,国外陆续建成了二十多个风电耦

合制氢示范项目,如表1所示,积累了丰富的系统设计和实际运行经验,也得到了很多失败的教训^[96]。总体上,欧洲风电制氢项目最新研究方向有以下3个:一是发挥氢在微网系统中的储能优势,在提升可再生能源系统利用效率的同时,优化间歇性可再生能源电力的发电品质,以保证电网的安全性和稳定性。例如 INGRID 项目拟建设包含 39MW·h 的固态储氢、电解制氢-燃料电池和 1.2MW 氢燃机的氢储能系统,为 3500MW 的光伏、风电和生物质发电系统进行功率平滑调节。氢储能系统的最大储氢量可达 1000kg。二是以德国为首的国家开展的“Power to Gas”项目,通过多余电能制氢的方式提高可再生能源的规模和比例。三是大力开展海上风电制氢项目,例如荷兰的 NortH2 项目,计划到 2030 年在北海建成 3-4GW 的海上风电工程并完全用于

电解制氢,并计划在 2040 年达成 10GW 海上风电装机容量和年产 80 万 t 绿色氢气的目标。英国 Dolphyn 项目计划采用漂浮式风机平台和制氢的方案,在北海开发一个 4GW 的浮式风电场,采用 10MW 机型,在每台风机上都安装一个制氢子单元,最后通过管道外送。

相比之下,我国开展风电制氢示范项目起步较晚,目前还没有商业化运行的风电制氢储能系统,也没有规模化的示范工程设计经验。2010 年底,国内第一个非并网风电电解水制氢示范工程在江苏大丰建成,项目利用一台 30kW 和一台 10kW 风机同时给新型电解水制氢装置供电,系统稳定运行。但该示范工程规模很小,产氢能力仅 5m³/h。2015 年,河北建投新能源有限公司投资在河北沽源建设 10MW 电解水制氢系统,配合 200MW 风电场制氢,

表 1 国内外风电耦合制氢工程示范汇总表

Table 1 Summary of wind/hydrogen demonstration plant systems in the world

序号	年份	项目名称	并网 状态	电源		电解制氢		储氢装置
				类型	容量/kW	类型	功率/kW	
1	1998	德国 Stralsund 示范	并网	风电, 光伏	100, 10	ALK	20	气态
2	2000	ENEA 风/氢示范系统	离网	风电	5.2	ALK	2.25	气态
3	2001	加拿大 HRI 示范	离网	风电, 光伏	10, 1	ALK	5	气态
4	2003	挪威 HSAPS	离网	风电, 光伏	5.8, 4	PEM	1.5+1.8	固态
5	2004	挪威 Utsira 岛示范	并网	风电	600	ALK	50	气态
6	2004	英国 HaRI 项目	离网	风电, 光伏, 水电	50, 6, 3.7	ALK	34	气态
7	2005	PURE 项目	离网	风电	2×15kW	ALK	15	气态
8	2007	美国 Wind2H2 示范	离网	风电, 光伏	110, 10	ALK/PEM	33、7	气态
9	2007	美国 Hydrogen Power Park	离网	风电, 光伏	7.5, 490	PEM	1	气态
10	2007	阿根廷 Comodoro 示范	离网	风电	6300	ALK	640	气态
11	2007	希腊 RES2H2	并网	风电	500	ALK	25	气态、固态
12	2007	西班牙 RES2H2	离/并网	风电	225	ALK	55	气态
13	2008	西班牙 Sotavento 示范	并网	风电	17560	ALK	320	气态
14	2008	土耳其 HYDEPARK	离网	风电, 光伏	5, 12	PEM	7	气态
15	2008	希腊 Xanthi 风光互补制氢系统	离网	风电, 光伏	3, 5	PEM	4.2	气态
16	2008	西班牙 IOTHER Project	离/并网	风电, 光伏	635, 102.7	PEMALK		气态
17	2009	西班牙 Hidráulica 项目	并网	风电	800	PEM	41	气态
18	2009	加拿大 Edward 岛风电制氢系统	离网	风电	60	ALK	300	气态
19	2011	加拿大 Ramea 岛示范	并网	风电	690	ALK	162	气态
20	2011	德国 Enertrag 风氢发电工程	并网	风电	6000	ALK	500	气态
21	2011	土耳其 Bozcaada 示范	并网	风电, 光伏	30, 20	ALK	55	气态
22	2012	德国 RH2-WKA 工程	并网	风电	140000	ALK	1000	气态
23	2012	英格兰约克郡氢微网系统	并网	风电	225	ALK	30	气态
24	2014	张北风电场风电制氢及燃料电池发电系统	离网	风电	500	ALK	100	—
25	2014	国网智能电网研究院氢储能示范项目	离网	光伏	30	ALK		固态
26	2015	沽源风电制氢项目	并网	风电	400000	ALK	4000	气态
27	2016	英国 Hydrogen Office building	并网	风电	750	ALK	30.5	气态
28	在建	欧盟(BIG HIT)	并网	风电, 潮汐能	47000、11000	PEM	1000+500	—

项目建成后，可形成年制氢 1752 万 m^3/h 的生产能力，投产以后将成为我国最大的风电制氢示范项目。

从技术层面，我国风电耦合制氢关键技术研发和设计运行经验与国外尚存在较大差距，该技术的发展方向主要有以下 3 点：

1) 整套风电制氢系统的优化设计。系统的优化设计包括 3 个方面：一是各子系统设备的容量选型，二是辅助设备的优化选择，三是系统的模块化设计。

各子系统设备容量选型是提高系统运行效率和降低投资成本的重要前提。系统设备容量的合理选型应是基于资源条件、负荷特点和当地用能需求等的统筹考虑。Gammon R 等人设计了可再生能源耦合制氢系统，结果发现可再生能源发电模块和燃料电池模块容量选型比较合理，但电解制氢和储氢模块却过量配置了 40%，降低了制氢装置的运行时间和效率^[97]。Ghosh 等人开发的 PHOEBUS 示范工程，运行经验同样表明更小的电解制氢装置是比较合理的^[98]。

除了风机和电解制氢等主要设备外，一些辅助设备(如 DC 转换器、储氢设备等)的配置和优化同样需要重点考虑。辅助设备的配置可明显提高系统的运行效率，但也增加了系统的复杂度，降低了系统可靠性。另外，辅助设备的配置还增加了不同设备之间通讯的复杂度，需要建立开放式体系结构和通讯协议以降低控制难度。

另外，系统的模块化设计也是简化系统流程，提高系统可靠性的重要选择。NREL 研究表明，系统的模块化设计可优化系统电力特性和能量传递和转换流程，可将制氢成本降低 7% 左右^[99]。

2) 风电制氢系统运行策略的制定和优化。风电制氢系统的运行涉及到风电出力、并网功率、电解制氢功率、储运氢能力和燃料电池发电功率等的协调控制，控制策略的制定与电网指令、用氢需求和设备参数等密切相关。控制策略的优劣直接影响到系统效率、可靠性、鲁棒性和设备寿命等。

3) 风电制氢系统全寿命周期技术经济性评价。结合风电制氢系统工程示范和实际运行经验，并根据我国相关政策(碳减排和交易政策、氢能发展规划等)的制定实施进度，建立符合实际情况的风电制氢经济性评价模型，探讨风电制氢系统在不同技术路线和氢气应用场景下的全寿命周期平准化成本和收益^[100-101]，最终获得符合我国发展国情并切实可

行的氢能发展商业模式。

4 我国的应用前景

我国风能资源丰富且分布广泛，具有很大的开发潜力。据统计，我国陆地 70m 高度层年平均风功率密度达到 $300\text{W}/\text{m}^2$ 和 $200\text{W}/\text{m}^2$ 以上的风能资源技术可开发量分别为 2.6TW 和 3.6TW^[102]。同时，我国海上风电资源待开发潜力同样巨大，在离岸距离不超过 50km 的近海海域内，沿海水深不超过 50m 的海上风力发电实际可装机容量约为 500GW。

然而，我国风能资源大规模开发仍面临一些难题。从风能资源地域分布上看，2019 年我国年平均风功率密度达到 $300\text{W}/\text{m}^2$ 的区域主要分布在三北地区、青藏高原和云南山脊地区、浙江沿海和广西中南部等地。其中，西北和青藏高原等地区当地电力需求小，距离负荷中心远，电力外送能力有限；东北地区除上述问题外，煤电供暖的刚性需求进一步限制了风资源开发；华北地区和浙江沿海处于电力负荷中心，但也面临着较大的可再生能源反调峰压力。因此，风电耦合制氢技术的发展与应用是解决以上难题的重要途径，但具体技术路线的选择与我国不同区域的资源条件、储氢和氢气用途的选择密切相关。具体分析如下：

1) 在具有电力外送能力的三北地区，可通过并网条件下耦合制氢的模式提高风电并网友好性，增加风电渗透率。在电力外送能力受限时，可发展风电优先用于制氢的技术路线，同时可通过保持与电网的连接提高系统运行的经济性。在氢气用途方面，鉴于大多数三北地区仍地处偏僻，氢气运输成本高，可考虑采用“PtG”路线，利用天然气掺氢的方式实现氢气的输送和消纳。我国东北和西北地区是重要的天然气产地，有成熟的天然气输送管道到东部地区，因此在合适的地点大规模开发风电等可再生资源并耦合制氢是可行的，对保障我国能源安全和清洁绿色发展具有重要意义^[103-106]。以东北白城地区为例，其潜在风电和光伏开发潜力分别达到 1600 万和 1400 万 kW，年发电量可达 500 亿 kW·h 以上。若全部用于电解制氢，则每年可制备氢气 100 亿 m^3 ，按热值可替代约 33 亿 m^3 的天然气，占当前中俄天然气输送量的 10% 左右。当天然气价格在 3 元/ m^3 时，不考虑污染物减排的情况下，氢气价格在 1 元/ m^3 时可使天然气掺氢具备经济性。此时，可再生能源发电电价的边际成本应在 0.15 元/(kW·h)

左右。另外,在风电场附近建设二氧化碳加氢制甲醇装置,将危险性较高的氢气运输问题转化为安全易行的二氧化碳和甲醇运输,同时可以减少或维持大气中二氧化碳浓度,又能得到重要的能源载体甲醇,是一条“一举两得、变废为宝”的技术路线^[107]。甲醇制备的能耗约 $14\text{kW}\cdot\text{h}/\text{kg}$,若甲醇价格在 $2\text{元}/\text{kg}$ 时,可再生能源发电电价的边际成本应在 $0.14\text{元}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 左右。国内首个二氧化碳加氢制甲醇示范工程已在甘肃兰州落地。通过 10MW 的光伏发电单元向 2 台功率为 $1000\text{立方米}/\text{小时}$ 的电解槽供电实现电解水制氢,制取的氢气与汽化后的二氧化碳在催化剂作用下反应合成甲醇,最终实现年产 1440t 甲醇的目标。

2) 我国中东部地区经济发达,用电负荷高,未来电力供应缺口大。现在主要以集中式的外送电为主,未来的电力供应发展方向是集中式智能化电网+分布式发电为基础的微网^[108]。其中,氢能系统在分布式微网中可发挥重要作用。系统供能主要来自分布式的风电或光伏,电网无法消纳的风电或光伏发电用于电解制氢,产生的氢气可满足附近氢能汽车的需求^[109]。同时,可通过燃料电池系统进行热电联供。尤其是高温燃料电池,例如固体氧化物燃料电池和熔融碳酸盐燃料电池,热电联供效率更高,对燃料的适应性更好(可采用处理后的天然气或合成气)^[110-111]。当前,日本正在普及的SOFC型家用燃料电池热电联供系统每年可节省费用 8000元 左右,当燃料电池制造成本在 2021 年降低到 6.3万元 时,投资回收期可降至 8 年,与系统设计运行寿命 10 年相比,经济收益比较突出^[112]。另外一个热电联供的技术路径是利用以天然气掺氢或纯氢为燃料的微型燃气轮机^[113-114]。蒋东方等提出了以氢氧联合循环发电系统与风力发电系统相耦合的互补式发电系统,系统由燃气轮机和蒸汽轮机组成,纯氢和纯氧在燃烧室内燃烧后,产生的高温水蒸气进入燃气轮机做功,高温排气直接进入蒸汽轮机做功,低温蒸汽在凝汽器冷凝,从而完成一个做功循环^[115]。这为氢气在园区的应用提供了新的方向。

3) 对于青藏高原或东部沿海的一些海岛,电网建设难度较大,化石能源的运输难度大(柴油、天然气等),可考虑采用离网状态下建设风电等可再生能源耦合制氢技术路线。制备的氢气储存下来可通过燃料电池发电平滑风电出力,也可以满足附近燃料电池汽车或轮船、港口的需求^[116]。另外,对于

附近风资源丰富的海岛,可以打造成海上固定的制氢储氢平台,在海岛附近建设风电并直接用于制氢,压缩成高压气态氢气或液氢定期运输到氢气需求大的地区^[117]。这种技术路线制备的氢气量较大,对沿海地区难以实现电气化的领域(如工业和建筑领域等)的清洁低碳转型意义重大,将在我国碳交易市场成熟后具有广阔的应用前景。我国海上风能资源丰富,按近海区域 500GW 的开发潜力计算,理论制氢量可达 $3500\text{亿}\text{m}^3/\text{年}$,按热值可替代 $1.53\text{亿}\text{t}$ 标准煤的化石燃料,对我国中东部地区清洁低碳能源转型具有重要推动作用。

5 结论

能源的清洁高效利用是当今世界可持续发展的必然选择。风能、太阳能等可再生能源的大规模开发利用已成为世界各国绿色低碳能源转型的重点方向。风电耦合制氢技术可有效克服风电随机性和间歇性强的弱点,提高风电并网的友好性,同时可获得廉价的绿色氢气,取得明显的经济收益。

风电耦合制氢技术根据电网连接状态可分为并网型和离网型风电耦合制氢技术。并网状态下,制氢为风电并网提供辅助服务,是风电渗透率高的国家或地区发展风电的解决方案之一,同时利用弃风电力制氢可降低制氢成本。离网状态下,制氢可用于提高微网的稳定性,也可用于风电直接制氢。然而,风电耦合制氢技术仍存在一些瓶颈问题待突破,主要体现在整套系统的效率偏低,流程长,运行可靠性有待继续提高。这需要在整套系统优化设计、运行策略制定和优化以及全寿命周期技术经济性评价方面持续改进。

我国风能资源丰富,负荷需求和资源禀赋地区性差异明显,应因地制宜地结合风电耦合制氢技术加快风能等可再生能源的开发。在电力消纳或外送能力受限的三北地区,应加强“PtG”或二氧化碳加氢制甲醇技术的研发和应用,将当地不易消纳的电或氢能转化为天然气或甲醇输送。在未来电力负荷缺口大的中东部发达地区,采用风光氢分布式供能微网系统降低对外来电和当地火电的依赖,提高地区供电可靠性并加快清洁低碳转型进程。在一些偏远山区或海岛,离网型风电耦合制氢技术可有效解决电网建设成本高和供电可靠性低的难题。另外,海上风电制氢对东部沿海地区难以电气化的领域实现清洁低碳替代具有重要意义。

参考文献

- [1] 陈国平, 董昱, 梁志峰. 能源转型中的中国特色新能源高质量发展分析与思考[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(17): 5493-5505.
CHEN Guoping, DONG Yu, LIANG Zhifeng. Analysis and reflection on high-quality development of new energy with Chinese characteristics in energy transition[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(17): 5493-5505(in Chinese).
- [2] International Energy Agency. Key world energy statistics 2019[R]. Paris: IEA, 2019.
- [3] 文云峰, 杨伟峰, 汪荣华, 等. 构建 100%可再生能源电力系统述评与展望[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(6): 1843-1855.
WEN Yunfeng, YANG Weifeng, WANG Ronghua, et al. Review and prospect of toward 100% renewable energy power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(6): 1843-1855(in Chinese).
- [4] 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): 1-8.
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): 1-8(in Chinese).
- [5] 王振浩, 杨璐, 田春光, 等. 考虑风电消纳的风电-电储能-蓄热式电锅炉联合系统能量优化[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(S1): 137-143.
WANG Zhenhao, YANG Lu, TIAN Chunguang, et al. Energy optimization for combined system of wind-electric energy storage-regenerative electric boiler considering wind consumption[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(S1): 137-143(in Chinese).
- [6] 王程, 汪松, 毕天姝. 含燃气发电综合能源系统风电消纳能力评估[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(7): 2192-2201.
WANG Cheng, WANG Song, BI Tianshu. Wind power accommodation capability assessment of integrated energy systems with gas-fired units[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(7): 2192-2201(in Chinese).
- [7] 邵志刚, 衣宝廉. 氢能与燃料电池发展现状及展望[J]. 中国科学院院刊, 2019, 34(4): 469-476.
SHAO Zhigang, YI Baolian. Developing trend and present status of hydrogen energy and fuel cell development[J]. Bulletin of Chinese Academy of Sciences, 2019, 34(4): 469-476(in Chinese).
- [8] 蒋敏华, 肖平, 刘入维, 等. 氢能在我国未来能源系统中的角色定位及“再电气化”路径初探[J]. 热力发电, 2020, 49(1): 1-9.
JIANG Minhua, XIAO Ping, LIU Ruwei, et al. The role of hydrogen energy in China's future energy system and preliminary study on the route of re-electrification[J]. Thermal Power Generation, 2020, 49(1): 1-9(in Chinese).
- [9] MORIARTY P, HONNERY D. Intermittent renewable energy: the only future source of hydrogen?[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2007, 32(12): 1616-1624.
- [10] MOHAMMADI A, MEHRPOOYA M. A comprehensive review on coupling different types of electrolyzer to renewable energy sources[J]. Energy, 2018, 158: 632-655.
- [11] 吉力强, 赵英朋, 王凡, 等. 氢能技术现状及其在储能发电领域的应用[J]. 金属功能材料, 2019, 26(6): 23-31.
JI Liqiang, ZHAO Yingpeng, WANG Fan, et al. Current situation of hydrogen energy technology and hydrogen energy storage applied in power generation[J]. Metallic Functional Materials, 2019, 26(6): 23-31(in Chinese).
- [12] 韩爽, 刘永前, 杨勇平, 等. 风-氢混合能源系统[J]. 电力建设, 2009, 30(4): 15-18.
HAN Shuang, LIU Yongqian, YANG Yongping, et al. Wind-hydrogen hybrid energy system[J]. Electric Power Construction, 2009, 30(4): 15-18(in Chinese).
- [13] WIDERA B. Renewable hydrogen implementations for combined energy storage, transportation and stationary applications[J]. Thermal Science and Engineering Progress, 2020, 16: 100460.
- [14] NGUYEN T, ABDIN Z, HOLM T, et al. Grid-connected hydrogen production via large-scale water electrolysis[J]. Energy Conversion and Management, 2019, 200: 112108.
- [15] ABDIN Z, ZAFARANLOO A, RAFIEE A, et al. Hydrogen as an energy vector[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2020, 120: 109620.
- [16] 滕云, 王泽镛, 金红洋, 等. 用于电网调节能力提升的电热氢多源协调储能系统模型[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(24): 7209-7217.
TENG Yun, WANG Zedi, JIN Hongyang, et al. A model and coordinated optimization for the multi-energy storage system of electricity heat hydrogen to regulation enhancement of power grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(24): 7209-7217(in Chinese).
- [17] 许世森, 张瑞云, 程健, 等. 电解制氢与高温燃料电池在电力行业的应用与发展[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(9): 2531-2536.
XU Shisen, ZHANG Ruiyun, CHENG Jian, et al. Application and development of electrolytic hydrogen production and high temperature fuel cell in electric power industry[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(9): 2531-2536(in Chinese).
- [18] 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.

- YU Hongmei, YI Baolian. Hydrogen for energy storage and hydrogen production from electrolysis [J]. *Engineering Science*, 2018, 20(3): 58-65(in Chinese).
- [19] 罗承先. 世界可再生能源电力制氢现状[J]. *中外能源*, 2017, 22(8): 25-32.
- LUO Chengxian. Present status of power-to-hydrogen technology worldwide using renewable energy[J]. *Sino-Global Energy*, 2017, 22(8): 25-32(in Chinese).
- [20] CHI Jun, YU Hongmei. Water electrolysis based on renewable energy for hydrogen production[J]. *Chinese Journal of Catalysis*, 2018, 39(3): 390-394.
- [21] LI Zheng, GUO Peng, HAN Ruihua, et al. Current status and development trend of wind power generation-based hydrogen production technology[J]. *Energy Exploration & Exploitation*, 2019, 37(1): 5-25.
- [22] 赵永志, 蒙波, 陈霖新, 等. 氢能源的利用现状分析[J]. *化工进展*, 2015, 34(9): 3248-3255.
- ZHAO Yongzhi, MENG Bo, CHEN Linxin, et al. Utilization status of hydrogen energy[J]. *Chemical Industry and Engineering Progress*, 2015, 34(9): 3248-3255(in Chinese).
- [23] 王培灿, 雷青, 刘帅, 等. 电解水制氢 MoS₂ 催化剂研究与氢能技术展望[J]. *化工进展*, 2019, 38(1): 278-291.
- WANG Peican, LEI Qing, LIU Shuai, et al. MoS₂-based electrocatalysts for hydrogen evolution and the prospect of hydrogen energy technology[J]. *Chemical Industry and Engineering Progress*, 2019, 38(1): 278-291(in Chinese).
- [24] MOHSIN M, RASHEED A K, SAIDUR R. Economic viability and production capacity of wind generated renewable hydrogen[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2018, 43(5): 2621-2630.
- [25] 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, 5(2): 197-203.
- HUO Xianxu, WANG Jing, JIANG Ling, et al. Review on key technologies and applications of hydrogen energy storage system[J]. *Energy Storage Science and Technology*, 2016, 5(2): 197-203(in Chinese).
- [26] 马璐瑶, 尹晨旭, 吴琦, 等. 氢能发展在能源清洁低碳转型中的作用[J]. *中国电力企业管理*, 2019(34): 60-61.
- MA Luyao, YIN Chenxu, WU Qi, et al. The role of hydrogen energy development in the clean and low-carbon transition of energy[J]. *China Power Enterprise Management*, 2019(34): 60-61(in Chinese).
- [27] GENÇ M S, ÇELİK M, KARASU İ. A review on wind energy and wind-hydrogen production in turkey: a case study of hydrogen production via electrolysis system supplied by wind energy conversion system in central anatolian turkey[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2012, 16(9): 6631-6646.
- [28] ZOLEZZI J M, GARAY A, REVECO M. Large scale hydrogen production from wind energy in the Magallanes area for consumption in the central zone of Chile[J]. *Journal of Power Sources*, 2010, 195(24): 8236-8243.
- [29] BUTTLER A, SPLIETHOFF H. Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: a review[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018, 82: 2440-2454.
- [30] 方世杰, 邵志芳, 张存满. 并网型风电耦合制氢系统经济性分析[J]. *能源技术经济*, 2012, 24(3): 39-43.
- FANG Shijie, SHAO Zhifang, ZHANG Cunman. Economic analysis on on-grid wind power coupling with hydrogen- production system[J]. *Energy Technology and Economics*, 2012, 24(3): 39-43(in Chinese).
- [31] 易伟, 徐建源, 吴冠男, 等. 利用风电制氢储能系统提高东北某区域电网弃风消纳能力[J]. *电力电容器与无功补偿*, 2018, 39(4): 190-197.
- YI Wei, XU Jianyuan, WU Guannan, et al. Improvement of wind abandoned consumption capacity in a region of northeast region china by wind power hydrogen storage energy system[J]. *Power Capacitors & Reactive Power Compensation*, 2018, 39(4): 190-197(in Chinese).
- [32] MU Shujun, ZHOU You, ZHANG Ding, et al. A curtailed wind power accommodation strategy based on wind-hydrogen-heat-storage integrated energy network[C]// 2017 Chinese Automation Congress. Jinan, China: IEEE, 2017: 6146-6150.
- [33] JIANG Yuewen, DENG Zhihong, YOU Shi. Size optimization and economic analysis of a coupled wind-hydrogen system with curtailment decisions[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019, 44(36): 19658-19666.
- [34] CAI Guowei, KONG Lingguo. Techno-economic analysis of wind curtailment/hydrogen production/fuel cell vehicle system with high wind penetration in China[J]. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 2017, 3(1): 44-52.
- [35] NADALETI W C, DOS SANTOS G B, LOURENÇO V A. The potential and economic viability of hydrogen production from the use of hydroelectric and wind farms surplus energy in Brazil: a national and pioneering analysis[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2020, 45(3): 1373-1384.
- [36] MOSTAFAEIPOUR A, QOLIPOUR M, GOUDARZI H. Feasibility of using wind turbines for renewable hydrogen production in Firuzkuh, Iran[J]. *Frontiers in Energy*, 2019, 13(3): 494-505.
- [37] GARCÍA Clúa J, MANTZ R J, DE BATTISTA H. Optimal sizing of a grid-assisted wind-hydrogen system[J]. *Energy Conversion and Management*, 2018, 166: 402-408.

- [38] GONZÁLEZ A, MCKEOGH E, GALLACHÓIR B Ó. The role of hydrogen in high wind energy penetration electricity systems: the Irish case[J]. *Renewable Energy*, 2004, 29(4): 471-489.
- [39] ZHANG Guotao, WAN Xinhua. A wind-hydrogen energy storage system model for massive wind energy curtailment[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2014, 39(3): 1243-1252.
- [40] HOU Peng, ENEVOLDSEN P, EICHMAN J. Optimizing investments in coupled offshore wind-electrolytic hydrogen storage systems in Denmark[J]. *Journal of Power Sources*, 2017, 359: 186-197.
- [41] 徐晔, 陈晓宁. 风氢互补发电系统构建初探[J]. *中国工程科学*, 2010, 12(11): 83-88.
XU Ye, CHEN Xiaoning. A preliminary study on the construction of wind and hydrogen power electric generating system[J]. *Engineering Science*, 2010, 12(11): 83-88(in Chinese).
- [42] 王战栋, 陈洁, 张保明, 等. 风氢-混合储能系统全寿命周期经济性研究[J]. *电网与清洁能源*, 2019, 35(11): 66-73.
WANG Zhandong, CHEN Jie, ZHANG Baoming, et al. A study on life cycle economics of wind hydrogen-mixed energy storage system[J]. *Power System and Clean Energy*, 2019, 35(11): 66-73(in Chinese).
- [43] 蔡国伟, 孔令国, 徐昂翔, 等. 基于改进化学反应优化算法的风/氢/燃并网系统功率平滑经济性评估[J]. *电工技术学报*, 2017, 32(20): 251-260.
CAI Guowei, KONG Lingguo, XU Angxuan, et al. Economical evaluation of wind/hydrogen/fuel cell grid-connected system power smoothing based on improved chemical reaction optimization algorithm[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2017, 32(20): 251-260(in Chinese).
- [44] 赵军超, 陈洁, 王阳燊旭, 等. 风-氢与燃氢燃气轮机耦合系统储能容量优化[J]. *电力电容器与无功补偿*, 2017, 38(6): 125-129.
ZHAO Junchao, CHEN Jie, WANG Yangliangxu, et al. Energy storage capacity optimization for wind-hydrogen combustion of hydrogen gas turbine coupling system[J]. *Power Capacitors & Reactive Power Compensation*, 2017, 38(6): 125-129(in Chinese).
- [45] BERNAL-AGUSTÍN J L, DUFO-LÓPEZ R. Hourly energy management for grid-connected wind-hydrogen systems [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2008, 33(22): 6401-6413.
- [46] FANG Ruiming. Life cycle cost assessment of wind power-hydrogen coupled integrated energy system[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019, 44(56): 29399-29408.
- [47] ZHANG Yumeng, WANG Ligang, WANG Ningling, et al. Balancing wind-power fluctuation via onsite storage under uncertainty: power-to-hydrogen-to-power versus lithium battery[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2019, 116: 109465.
- [48] BABARITA, GILLOTEAUX J C, CLODIC G, et al. Techno-economic feasibility of fleets of far offshore hydrogen-producing wind energy converters[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2018, 43(15): 7266-7289.
- [49] 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.
- [50] MEIER K. Hydrogen production with sea water electrolysis using Norwegian offshore wind energy potentials[J]. *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, 2014, 5(2): 104.
- [51] 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.
- [52] MATHUR J, AGARWAL N, SWAROOP R, et al. Economics of producing hydrogen as transportation fuel using offshore wind energy systems[J]. *Energy Policy*, 2008, 36(3): 1212-1222.
- [53] KIM M, KIM J. An integrated decision support model for design and operation of a wind-based hydrogen supply system[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017, 42(7): 3899-3915.
- [54] JEPMA C, VAN SCHOT M. On the economics of offshore energy conversion: smart combinations[R]. *Converting Offshore Wind Energy into Green Hydrogen on Existing Oil and Gas Platforms in the North Sea*. Energy Delta Institute(EDI), 2017.
- [55] PARRA D, ZHANG Xiaojin, BAUER C, et al. An integrated techno-economic and life cycle environmental assessment of power-to-gas systems[J]. *Applied Energy*, 2017, 193: 440-454.
- [56] BAILERA M, LISBONA P, ROMEO L M, et al. Power to gas projects review: lab, pilot and demo plants for storing renewable energy and CO₂[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, 69: 292-312.
- [57] GHAIK K, BEN-FARES F Z. Power-to-methane: a state-of-the-art review[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018, 81: 433-446.
- [58] GÖTZ M, LEFEBVRE J, MÖRS F, et al. Renewable power-to-gas: a technological and economic review[J]. *Renewable Energy*, 2016, 85: 1371-1390.

- [59] RÖNSCH S, SCHNEIDER J, MATTHISCHKE S, et al. Review on methanation—from fundamentals to current projects[J]. *Fuel*, 2016, 166: 276-296.
- [60] SAFARI F, DINCER I. Assessment and optimization of an integrated wind power system for hydrogen and methane production[J]. *Energy Conversion and Management*, 2018, 177: 693-703.
- [61] OLATEJU B, KUMAR A, SECANELL M. A techno-economic assessment of large scale wind-hydrogen production with energy storage in Western Canada[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2016, 41(21): 8755-8776.
- [62] MAROUFMASHAT A, FOWLER M. Transition of future energy system infrastructure;through power-to-gas pathways[J]. *Energies*, 2017, 10(8): 1089.
- [63] BAILERA M, LISBONA P. Energy storage in Spain: forecasting electricity excess and assessment of power-to-gas potential up to 2050[J]. *Energy*, 2018, 143: 900-910.
- [64] GUANDALINI G, ROBINIUS M, GRUBE T, et al. Long-term power-to-gas potential from wind and solar power: a country analysis for Italy[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017, 42(19): 13389-13406.
- [65] MESFUN S, SANCHEZ D L, LEDUC S, et al. Power-to-gas and power-to-liquid for managing renewable electricity intermittency in the Alpine Region[J]. *Renewable Energy*, 2017, 107: 361-372.
- [66] 卫志农, 张思德, 孙国强, 等. 计及电转气的电-气互联综合能源系统削峰填谷研究[J]. *中国电机工程学报*, 2017, 37(16): 4601-4609.
WEI Zhinong, ZHANG Side, SUN Guoqiang, et al. Power-to-gas considered peak load shifting research for integrated electricity and natural-gas energy systems[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2017, 37(16): 4601-4609(in Chinese).
- [67] MCKENNA R C, BICHINI Q, WEINAND J M. The future role of power-to-Gas in the energy transition: regional and local techno-economic analyses in Baden-Württemberg [J]. *Applied Energy*, 2018, 212: 386-400.
- [68] EVELOY V, GEBREEGZIABHER T. A review of projected power-to-gas deployment scenarios[J]. *Energies*, 2018, 11(7): 1824.
- [69] PINO F J, VALVERDE L, ROSA F. Influence of wind turbine power curve and electrolyzer operating temperature on hydrogen production in wind-hydrogen systems[J]. *Journal of Power Sources*, 2011, 196(9): 4418-4426.
- [70] 蔡国伟, 陈冲, 孔令国, 等. 风氢耦合并网系统控制策略[J]. *太阳能学报*, 2018, 39(10): 2970-2980.
CAI Guowei, CHEN Chong, KONG Lingguo, et al. Control strategy of hybrid grid-connected system of wind and hydrogen[J]. *Acta Energetica Solaris Sinica*, 2018, 39(10): 2970-2980(in Chinese).
- [71] 杨金刚, 刘维妙, 李顺昕, 等. 风氢耦合发电系统优化运行策略与效益分析[J]. *电力建设*, 2017, 38(1): 106-115.
YANG Jingang, LIU Weimiao, LI Shunxin, et al. Optimal operation scheme and benefit analysis of wind-hydrogen power system[J]. *Electric Power Construction*, 2017, 38(1): 106-115(in Chinese).
- [72] SARRIAS-MENA R, FERNÁNDEZ-RAMÍREZ L M, GARCÍA-VAZQUEZ C A, et al. Electrolyzer models for hydrogen production from wind energy systems[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2015, 40(7): 2927-2938.
- [73] FANG Ruiming, LIANG Yin. Control strategy of electrolyzer in a wind-hydrogen system considering the constraints of switching times[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019, 44(46): 25104-25111.
- [74] MUYEEN S M, TAKAHASHI R, TAMURA J. Electrolyzer switching strategy for hydrogen generation from variable speed wind generator[J]. *Electric Power Systems Research*, 2011, 81(5): 1171-1179.
- [75] GRÜGER F, HOCH O, HARTMANN J, et al. Optimized electrolyzer operation: employing forecasts of wind energy availability, hydrogen demand, and electricity prices[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019, 44(9): 4387-4397.
- [76] HE Aishan, YAN Zhuoyong, GU Weidong. Research on non-grid-connected wind power systems used for hydrogen production from water-electrolytic[C]//2009 World Non-Grid-Connected Wind Power and Energy Conference. Nanjing, China: IEEE, 2009: 1-5.
- [77] ZHANG Weiping, MALEKI A, ROSEN M A, et al. Sizing a stand-alone solar-wind-hydrogen energy system using weather forecasting and a hybrid search optimization algorithm[J]. *Energy Conversion and Management*, 2019, 180: 609-621.
- [78] APREA J L. Two years experience in hydrogen production and use in Hope bay, Antarctica[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2012, 37(19): 14773-14780.
- [79] 马榕谷, 陈洁, 赵军超, 等. 非并网风氢互补系统的容量多目标优化[J]. *太阳能学报*, 2019, 40(2): 422-429.
MA Ronggu, CHEN Jie, ZHAO Junchao, et al. Multi-objective Optimization for Capacity of non-grid-connected wind/hydrogen hybrid power system[J]. *Acta Energetica Solaris Sinica*, 2019, 40(2): 422-429(in Chinese).
- [80] GAZEY R, SALMAN S K, AKLIL-D'HALLUIN D D.

- A field application experience of integrating hydrogen technology with wind power in a remote island location[J]. *Journal of Power Sources*, 2006, 157(2): 841-847.
- [81] SOLOMIN E, KIRPICHNIKOVA I, AMERKHANOV R, et al. Wind-hydrogen standalone uninterrupted power supply plant for all-climate application[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019, 44(7): 3433-3449.
- [82] APOSTOLOU D, ENEVOLDSEN P. The past, present and potential of hydrogen as a multifunctional storage application for wind power[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2019, 112: 917-929.
- [83] DUTTON A G, BLEIJS J A M, DIENHART H, et al. Experience in the design, sizing, economics, and implementation of autonomous wind-powered hydrogen production systems[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2000, 25(8): 705-722.
- [84] ULLEBERG Ø, NAKKEN T, ETÉ A. The wind/hydrogen demonstration system at Utsira in Norway: evaluation of system performance using operational data and updated hydrogen energy system modeling tools[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2010, 35(5): 1841-1852.
- [85] VARKARAKI E, LYMBEROPOULOS N, ZOULIAS E, et al. Experiences from the operation of a wind-hydrogen pilot unit[J]. *WHEC*, 2006(16): 13-16.
- [86] 徐诗鸿, 张宏志, 林湘宁, 等. 近海海岛多态能源供需自治系统日前优化调度策略[J]. *中国电机工程学报*, 2019, 39(S1): 15-29.
- XU Shihong, ZHANG Hongzhi, LIN Xiangning, et al. Optimal day-ahead dispatching strategy for polymorphic energy self-consistent system with supply and demand for offshore island[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2019, 39(S1): 15-29(in Chinese).
- [87] BECHRAKIS D A, MCKEOGH E J, GALLAGHER P D. Simulation and operational assessment for a small autonomous wind-hydrogen energy system[J]. *Energy Conversion and Management*, 2006, 47(1): 46-59.
- [88] ENEVOLDSEN P, SOVACOOOL B K. Integrating power systems for remote island energy supply: lessons from Mykines, Faroe Islands[J]. *Renewable Energy*, 2016, 85: 642-648.
- [89] CHADE D, MIKLIS T, DVORAK D. Feasibility study of wind-to-hydrogen system for Arctic remote locations—Grimsey island case study[J]. *Renewable Energy*, 2015, 76: 204-211.
- [90] 时璟丽, 高虎, 王红芳. 风电制氢经济性分析[J]. *中国能源*, 2015, 37(2): 11-14.
- SHI Jingli, GAO Hu, WANG Hongfang. Economic analysis on wind power for hydrogen production[J]. *Energy of China*, 2015, 37(2): 11-14(in Chinese).
- [91] 颜卓勇, 孔祥威. 非并网风电电解水制氢系统及应用研究[J]. *中国工程科学*, 2015, 17(3): 30-34.
- YAN Zhuoyong, KONG Xiangwei. Research on non-grid-connected wind power water-electrolytic hydrogen production system and its applications[J]. *Engineering Science*, 2015, 17(3): 30-34(in Chinese).
- [92] ISHAQ H, DINCER I, NATERER G F. Performance investigation of an integrated wind energy system for co-generation of power and hydrogen[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2018, 43(19): 9153-9164.
- [93] HACATOGLU K, DINCER I, ROSEN M A. Sustainability of a wind-hydrogen energy system: assessment using a novel index and comparison to a conventional gas-fired system[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2016, 41(19): 8376-8385.
- [94] GREINER C J, KORPÅS M, HOLEN A T. A Norwegian case study on the production of hydrogen from wind power[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2007, 32(10-11): 1500-1507.
- [95] GÖKÇEK M. Hydrogen generation from small-scale wind-powered electrolysis system in different power matching modes[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2010, 35(19): 10050-10059.
- [96] GAHLEITNER G. Hydrogen from renewable electricity: an international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2013, 38(5): 2039-2061.
- [97] GAMMON R, ROY A, BARTON J, et al. Hydrogen and renewables integration(HARD)[R]. Centre for Renewable Energy Systems Technology, 2006.
- [98] GHOSH P C, EMONTS B, JANBEN H, et al. Ten years of operational experience with a hydrogen-based renewable energy supply system[J]. *Solar Energy*, 2003, 75(6): 469-478.
- [99] HARRISON K W, MARTIN G D, RAMSDEN T G, et al. Wind-to-hydrogen project: operational experience, performance testing, and systems integration[R]. Golden, CO: National Renewable Energy Lab(NREL), 2009.
- [100] LI Yong, CHEN Dongwen, LIU M, et al. Life cycle cost and sensitivity analysis of a hydrogen system using low-price electricity in China[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017, 42(4): 1899-1911.
- [101] 谢欣烁, 杨卫娟, 施伟, 等. 制氢技术的生命周期评价研究进展[J]. *化工进展*, 2018, 37(6): 2147-2158.
- XIE Xinshuo, YANG Weijuan, SHI Wei, et al. Life cycle assessment of technologies for hydrogen production—a review[J]. *Chemical Industry and Engineering Progress*, 2018, 37(6): 2147-2158(in Chinese).
- [102] 李耀华, 孔力. 发展太阳能和风能发电技术 加速推进我国能源转型[J]. *中国科学院院刊*, 2019, 34(4):

- 426-433.
LI Yaohua, KONG Li. Developing solar and wind power generation technology to accelerate China's energy transformation[J]. Bulletin of the Chinese Academy of Sciences, 2019, 34(4): 426-433(in Chinese).
- [103] 黄明, 吴勇, 文习之, 等. 利用天然气管道掺混输送氢气的可行性分析[J]. 煤气与热力, 2013, 33(4): 39-42.
HUANG Ming, WU Yong, WEN Xizhi, et al. Feasibility analysis of hydrogen transport in natural gas pipeline[J]. Gas & Heat, 2013, 33(4): 39-42(in Chinese).
- [104] 常乐, 倪维斗, 李政, 等. 氢能供应链中最佳运氢方式的选择[J]. 清华大学学报: 自然科学版, 2009, 49(2): 257-260.
CHANG Le, NI Weidou, LI Zheng, et al. Selection of best hydrogen transport mode in the hydrogen supply chain[J]. Journal of Tsinghua University: Science & Technology, 2009, 49(2): 257-260(in Chinese).
- [105] LIU Bo, LIU Shixue, GUO Shusheng, et al. Economic study of a large-scale renewable hydrogen application utilizing surplus renewable energy and natural gas pipeline transportation in China[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2020, 45(3): 1385-1398.
- [106] 蒋庆梅, 王琴, 谢萍, 等. 国内外氢气长输管道发展现状与分析[J]. 油气田地面工程, 2019, 38(12): 6-8, 64.
JIANG Qingmei, WANG Qin, XIE Ping, et al. Development status and analysis of long-distance hydrogen pipeline at home and abroad[J]. Oil-Gas Field Surface Engineering, 2019, 38(12): 6-8, 64(in Chinese).
- [107] 李庆勋, 王宗宝, 娄舒洁, 等. 二氧化碳加氢制甲醇研究进展[J]. 现代化工, 2019, 39(5): 19-23.
LI Qingxun, WANG Zongbao, LOU Shujie, et al. Research progress in methanol production from carbon dioxide hydrogenation[J]. Modern Chemical Industry, 2019, 39(5): 19-23(in Chinese).
- [108] 盛万兴, 吴鸣, 季宇, 等. 分布式可再生能源发电集群并网消纳关键技术及工程实践[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(8): 2175-2186.
SHENG Wanxing, WU Ming, JI Yu, et al. Key techniques and engineering practice of distributed renewable generation clusters integration[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(8): 2175-2186(in Chinese).
- [109] DEN ROGIER B, SMIT M A. Determining the future business case for small-scale hydrogen storage of renewable energy for autonomous residential applications[J]. The Academic Research Community Publication, 2018, 1: 423-429.
- [110] 张文强, 于波, 陈靖, 等. 高温固体氧化物电解水制氢技术[J]. 化学进展, 2008, 20(5): 778-787.
ZHANG Wenqiang, YU Bo, CHEN Jing, et al. Hydrogen production through solid oxide electrolysis at elevated temperatures[J]. Progress in Chemistry, 2008, 20(5): 778-787(in Chinese).
- [111] 葛奔, 艾德生, 林旭平, 等. 固体氧化物电解池技术应用研究进展[J]. 科技导报, 2017, 35(8): 37-46.
GE Ben, AI Desheng, LIN Xuping, et al. Progress on application of solid oxide electrolysis cells[J]. Science & Technology Review, 2017, 35(8): 37-46(in Chinese).
- [112] 蒙浩, 吕泽伟, 韩敏芳. 日本家用燃料电池热电联供系统商业化应用分析[J]. 中外能源, 2018, 23(10): 1-8.
MENG Hao, LV Zewei, HAN Minfang. Commercial application of household fuel cell chp system in Japan[J]. Sino-Global Energy, 2018, 23(10): 1-8(in Chinese).
- [113] GAMBINI M, GUIZZI G L, VELLINI M. H₂/O₂ cycles: thermodynamic potentialities and limits[J]. Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, 2005, 127(3): 553-563.
- [114] GAO Dan, JIANG Dongfang, LIU Pei, et al. An integrated energy storage system based on hydrogen storage: process configuration and case studies with wind power[J]. Energy, 2014, 66: 332-341.
- [115] 蒋东方, 高丹, 武珍, 等. 基于智能微网的氢氧联合循环与风能耦合发电系统[J]. 电力科学与工程, 2011, 27(6): 1-5.
JIANG Dongfang, GAO Dan, WU Zhen, et al. Hydrogen and oxygen combined cycle coupled with the wind power generation system based on the microgrid technology[J]. Electric Power Science and Engineering, 2011, 27(6): 1-5(in Chinese).
- [116] 林湘宁, 陈冲, 周旋, 等. 远海岛群综合能量供给系统[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(1): 98-109.
LIN Xiangning, CHEN Chong, ZHOU Xuan, et al. Integrated energy supply system of pelagic clustering islands[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(1): 98-109(in Chinese).
- [117] SOVACOOOL B K, HIRSH R F. Island wind-hydrogen energy: a significant potential US resource[J]. Renewable Energy, 2008, 33(8): 1928-1935.



曹蕃

在线出版日期: 2020-10-29。

收稿日期: 2020-04-01。

作者简介:

曹蕃(1988), 男, 博士研究生, 高级工程师, 主要从事电厂环保和氢能方向的研究, caofan@cdt-kxjs.com。

(责任编辑 王庆霞)

Progress and Development Prospect of Coupled Wind and Hydrogen Systems

CAO Fan, GUO Tingting, CHEN Kunyang, JIN Xuliang, ZHANG Li, YANG Junhan, YIN Aiming

(Institute of Thermal Power Generation Technology, China Datang Corporation Science and Technological Research Institute)

KEY WORDS: hydrogen energy; wind power; grid-connected system; off grid systems; economy

Large-scale development and utilization of renewable energy has become the consensus of many countries for the clean and low-carbon energy transition. However, shortcomings of short-term fluctuations and intermittent have limited its application in high wind power penetration or isolated grid systems. Coupled wind power and hydrogen systems can take advantages of long-term large-scale hydrogen energy storage and diversified product output, and play a pivotal role in the future development and utilization of wind power.

Coupled wind power and hydrogen systems can be divided into grid-connected and off-grid systems according to the grid connection status. In the grid-connected system, hydrogen production provides auxiliary services for the wind power. It is one of the solutions for the development of wind power in countries or regions with high wind power penetration. At the same time, the use of wind power to produce hydrogen can reduce the cost of hydrogen production. In the off-grid system, hydrogen production can be used to improve the stability of the microgrid, and it can also be used for direct hydrogen production from wind power.

In recent decades, more than 20 demonstration projects have been built abroad. In general, the latest research directions of European projects are as follows: first, to leverage the energy storage advantages of hydrogen in the microgrid system, improve the utilization efficiency of renewable energy systems, and optimize the power generation quality of intermittent renewable energy power to ensure the safety and stability of the grid. The second is the "Power to Gas" project carried out by countries led by Germany to increase the scale and proportion of renewable energy by producing hydrogen from excess electric energy. The third is to vigorously develop offshore wind power hydrogen production projects. However, the wind power coupled hydrogen production technology still has some bottlenecks to be broken through, mainly reflected in the low efficiency of the entire system, the long process, and the operational reliability to be improved. This requires

continuous improvement in the optimization design of the entire system, the formulation and optimization of operating strategies, and the evaluation of technology and economy throughout the life cycle.

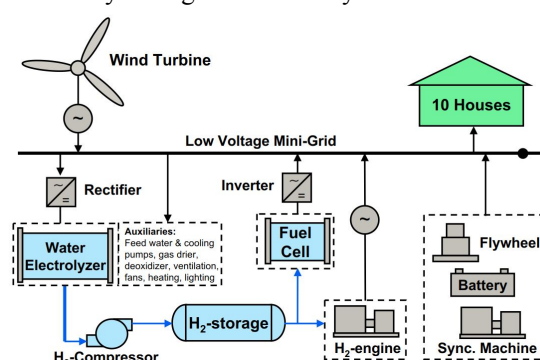


Fig. 1 Utsira wind/hydrogen demonstration plant system

China is very rich in wind energy resources, and there are obvious regional differences in load demand and resource endowments. The development of wind power and other renewable energy should be combined with wind power coupled hydrogen production technology according to local conditions. In the Three North areas where power consumption or delivery capacity is limited, the development and application of "PtG" or CO₂ hydrogenation to methanol technology should be strengthened to convert local electricity or hydrogen energy into natural gas or methanol for transportation. In the developed areas in the central and eastern regions with a large power load gap in the future, the use of wind-solar hydrogen distributed energy micro-grid systems to reduce dependence on external power and local thermal power, improve regional power supply reliability and accelerate the process of clean and low-carbon transformation. In some remote mountainous areas or islands, off-grid wind power coupled hydrogen production technology can effectively solve the problems of high grid construction costs and low power supply reliability. In addition, hydrogen production from offshore wind power is of great significance to the realization of clean and low-carbon substitution in areas that are difficult to electrify in the eastern coastal areas.