

氢储能用于核电调峰经济性研究

高啸天, 郑可昕, 蔡春荣, 范永春, 匡俊

引用本文:

高啸天, 郑可昕, 蔡春荣, 等. 氢储能用于核电调峰经济性研究[J]. 南方能源建设, 2021, 8(4): 1-8.

GAO Xiaotian, ZHENG Kexin, CAI Chunrong, et al. [Research on Economy of Hydrogen Energy Storage for Nuclear Power Peak Shaving](#)[J]. *Southern Energy Construction*, 2021, 8(4): 1-8.

相似文章推荐 (请使用火狐或IE浏览器查看文章)

Similar articles recommended (Please use Firefox or IE to view the article)

[电解水制氢在电厂和氢能项目的设计应用](#)

Design and Application of Hydrogen Production by Electrolysing Water in Power Plants and Hydrogen Energy Projects

南方能源建设. 2020, 7(2): 41-45 <https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2020.02.006>

[新一轮电改下电力辅助服务市场机制及储能参与辅助服务的经济性研究](#)

China's Power Auxiliary Service Market Mechanism and the Economics of Energy Storage Systems Participating in Auxiliary Services

南方能源建设. 2019, 6(3): 132-138 <https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2019.03.022>

[基于熵权法的广东省核电节能减排效果综合评价研究](#)

Comprehensive Evaluation the Nuclear Power Energy Saving and Emission Reduction of Guangdong Province Based on the Entropy Method

南方能源建设. 2016, 3(3): 31-35 <https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2016.03.006>

[后福岛时代核电技术升级和小型堆的发展](#)

Nuclear Power Technology and Small Sized Reactors Development in Post-Fukushima Era

南方能源建设. 2015, 2(4): 70-73 <https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2015.04.012>

[我国核电及核能产业发展前景](#)

Development and Prospect of Nuclear Power and Nuclear Energy Industry in China

南方能源建设. 2015, 2(4): 18-21 <https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2015.04.001>

氢储能用于核电调峰经济性研究

高啸天^{1,2,*}, 郑可昕¹, 蔡春荣¹, 范永春¹, 匡俊¹

(1. 中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司, 广州 510663; 2. 北京理工大学化学与化工学院, 北京 102488)

摘要: [目的] 以光伏、风电为代表的可再生能源装机占比的提高和煤电比例的不断降低使得电网对于优质调节资源的需求不断增加, 也给核电调峰带来新的压力。通过系统升级改善核电调峰能力, 从而提高核燃料利用效率、系统安全性和经济性是亟待解决的重点问题。[方法] 调研了氢能的制备、储运及利用现状, 探究了适合用于核电调峰的氢储能技术路线, 并以某核电站现有运行情况为例, 分析了不同氢能利用技术路线的经济效益。[结果] 利用富余核电制氢能够提高核电利用效率, 并具有较好的经济效益应用潜力。[结论] 随着技术的进步和设备成本的降低, 利用富余核电开展氢气制备, 不仅能够提高核电机组的利用效率获得更好的经济效益, 还有助于氢能产业的发展。作为高能量密度的绿色能源, 氢能在节能减排中起到极为重要的作用, 将助力碳中和目标的实现。

关键词: 核电; 调峰; 氢储能; 经济效益

中图分类号: TK91; TL4

文献标志码: A

文章编号: 2095-8676(2021)04-0001-08

开放科学(资源服务)二维码:



Research on Economy of Hydrogen Energy Storage for Nuclear Power Peak Shaving

GAO Xiaotian^{1,2,*}, ZHENG Kexin¹, CAI Chunrong¹, FAN Yongchun¹, KUANG Jun¹

(1. China Energy Engineering Group Guangdong Electric Power Design Institute Co., Ltd., Guangzhou 510663, China;

2. School of Chemistry and Chemical Engineering, Beijing Institute of Technology, Beijing 102488, China)

Abstract: [Introduction] The increasing proportion of installed renewable energy, represented by photovoltaic and wind power, and the continuous decrease of coal power make the power grid's demand for high-quality regulation resources continue to increase and bring new pressure to the peak shaving of nuclear power. It is urgent to improve the peak shaving capability of nuclear power through system upgrading, so as to improve the utilization efficiency, system safety and economy of nuclear fuel. [Method] The current situation of hydrogen energy preparation, storage, transportation and utilization was investigated and the suitable hydrogen energy storage technology route for nuclear power peak regulation was explored. Then the economic benefits of different hydrogen energy utilization technology routes were analyzed by taking the current operation situation of a nuclear power plant as an example. [Result] Hydrogen production used surplus nuclear power can improve the utilization efficiency of nuclear power and has good economic benefits and application potential. [Conclusion] With the improvement of technology and the reduction of equipment cost, hydrogen production using surplus nuclear power can not only improve the utilization efficiency of nuclear power units and obtain better economic benefits, but also contribute to the development of hydrogen energy industry. As a green energy with high energy density, hydrogen energy will play an extremely important role in energy saving and emission reduction and help achieve the goal of carbon neutrality.

Key words: nuclear power; peak shaving; hydrogen energy storage; economic benefits

2095-8676 © 2021 Energy China GEDI. Publishing services by Energy Observer Magazine Co., Ltd. on behalf of Energy China GEDI. This is an open access article under the CC BY-NC license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>).

收稿日期: 2021-06-30 修回日期: 2021-09-22

基金项目: 中国博士后科学基金第2批特别资助(站前)“混合储能在高比例清洁、可再生能源系统中的关键技术研究”(资助编号: 2020TQ0354); 中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司“电化学储能系统在高比例清洁能源系统中的关键技术研究”(EV05901W)

随着我国核电并网电量及占比提高,核电降负荷运行能力差的特点造成调峰压力愈发显著。虽然我国核电机组一般能够在额定功率下运行,但按照并网调度协议,在节假日、极端天气等情况下可安排核电机组适当降功率甚至停机运行以配合电网调峰。从核燃料利用效率、系统安全性、经济性等多方面考虑,应该尽可能安排核电机组长期稳定运行^[1-3]。

储能系统的配置能够提高系统的灵活性,改善系统调峰能力。目前已经得到大规模应用或具有应用潜力的储能技术路线有抽水蓄能、电化学储能、氢储能等^[4-5]。由于抽水蓄能和电化学储能分别受选址条件和设备安全性限制,均难以广泛用于核电调峰。随着技术的进步和节能减排工作的日益深入,氢储能作为一种全新储能方式逐渐在世界范围内崭露头角^[6-7]。

目前,已经有多个国家和地区政府及大型企业纷纷布局氢能产业。对于核电机组而言,利用富余核电开展电解水制氢并加以储存、利用,可以有效缓解核电机组调峰压力,保证机组能够长时间基荷运行。制备得到的氢气一方面可以通过掺氢燃机或燃料电池发电,提高电网整体的调节能力;另一方面,氢气作为新能源战略的重点发展产业,可以将核电制备氢气外送用于分布式燃料电池发电、石油化工、绿色金属冶炼等行业,起到良好的示范作用,对我国的节能减排和碳中和目标实现具有重要意义。

1 核电站运行及调峰特性分析

根据中国核能协会公布的信息,2019年全国在运核电机组数量为47台核电机组,累计发电量348.131 TWh,累计上网电量326.324 TWh,平均利用小时数为7 346.22 h,以带基荷运行为主,一般不参与调峰。

1.1 核电调峰能力分析

目前我国在运的核电机组主要有M310、CPR1000、EPR、AP1000四类。上述四种堆型对应的调峰模式及调峰能力如表1所示。其中,M310和CPR1000型机组,反应堆在80%运行寿命内的功率变化为“12-3-6-3”模式,即负荷高峰时段满负荷出力12 h,随后3 h降低负荷,在低功率平台运

行6 h后,再用3 h增加到满出力水平,其运行模式如图1所示。

表1 核电堆设计调峰模式及调峰能力
Tab. 1 Peak shaving mode and capability of nuclear power reactor

| 堆型 | 日负荷跟踪能力 | 长期低功率运行能力 | 代表核电厂 |
|------------|-----------------------------------|-----------|------------|
| M310 | 前80%循环寿命期内具备调节能力 “12-3-6-3”模式 | 30%~50% | 岭澳核电、大亚湾核电 |
| CPR1000 | 前80%循环寿命期内具备调节能力 “12-3-6-3”模式 | 30%~50% | 阳江核电 |
| EPR、AP1000 | 前90%循环寿命期内具备调节能力 “10-2-10-2”模式 | 25% | 台山核电 |

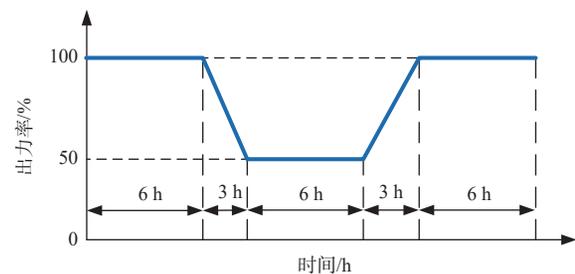


图1 “12-3-6-3”调节模式示意图

Fig. 1 Schematic diagram of “12-3-6-3” adjustment mode

相比之下,EPR及AP1000堆型的日负荷曲线跟踪能力比较强大,在90%寿命长度内可以进行“10-2-10-2”模式的日负荷循环,即在10 h满功率运行后,在2 h内将输出功率降低到50%,运行10 h后,通过2 h将功率线性提高到满功率水平。这两种反应堆型在机组出力25%以上即可长期低功率模式运行,不受运行周期和运行水平约束。

1.2 改善核电调峰能力的必要性

出于安全及经济性考虑,一般情况下我国的核电机组尽可能保持额定功率运行,在春节、国庆或台风等极端天气特殊时段可以在保障机组安全运行的前提下降低出力(通常为额定出力的70%~80%)适当调峰。

负荷因子是一座核电站实际发电量与额定发电量的比值,通过以下公式计算:

$$\text{负荷因子} = \frac{\text{统计期间实际发电量}}{(\text{统计期间小时数} \times \text{额定容量})} \times 100\% \quad (1)$$

根据公式可知,随着核电参与调峰深度的增加,核电机组的实际年利用小时数会降低,导致核电厂负荷因子降低。由于核燃料的更换周期较为固定(一般为12个月或18个月),参与调峰会明显降低核燃料的使用效率。因此在现有制度下,核电参与深度调峰会降低经济性与市场竞争力。

国际上核电机组同样以基荷运行为主,对于核电装机比例较大的国家,如法国(核电装机比例超过50%),其电力系统中缺乏调节资源,因此需要核电机组频繁参与调峰工作。而对于韩国、日本、美国等调峰电源相对较多的国家,核电机组则以基荷运行为主,由抽水蓄能、气电等承担调峰任务,提高核电利用率。核电机组通过负荷调节参与调峰会增加机组控制难度,提高人为操作失误概率,导致设备可靠性降低,造成法国核电机组的年均非计划停堆小时数要明显高于韩国、日本、美国。

基于历史运行情况,若电力系统需要进行调峰,应首先考虑火电、气电、水电(包括抽水蓄能)等,相比之下,核电应作为短时阶段调峰的补充资源而非常规手段。

在我国提出“30年碳达峰,60年碳中和”的目标下,以风电、光伏、核电为代表的低碳、可再生能源迎来快速发展。风电、光伏已经迎来平价上网时代,且仍将保持快速增长态势。我国的电力系统以煤电为主,而煤电作为高能耗、高排放发电技术,其在电力系统占比逐步降低已经成为必然趋势。2020年,我国煤炭装机占比49%,首次降至50%以下。风电、光伏装机比例共计24%,发电量占比首次超过10%。随着“碳中和”目标被提上日程,火电、气电等化石能源发电占比将被进一步压缩,而抽水蓄能建设又受到选址限制,系统对于调节资源需求将会提高。通过对富余核电合理利用(如制备氢气),能够提高核燃料利用效率、保证核电机组利用小时数、提高整体经济性,还可以作为调节资源稳定电网,保证电网的安全稳定运行^[8-9]。

1.3 富余核电利用方式

储能是一系列电能储存和利用手段的总称,能

够在高比例可再生能源电力系统中作为优质的调节资源提高系统灵活性,促进可再生能源消纳,保障电网安全稳定运行。为了尽可能避免核电直接参与调峰,使核电机组满发运行,可以考虑为核电配置储能系统,提高整体调节能力。目前有望用于核电调峰的储能技术路线主要包括抽水蓄能、电化学储能等,其技术特点对比如表2所示。飞轮、超级电容储能等功率型储能,由于能量密度较低,不适合用于调峰场景,不在本文讨论。

表2 几种储能技术路线比较

Tab. 2 Comparison of three kinds of main energy storage routes

| 储能方式 | 容量规模 | 工作时间 | 特点 |
|-------|---------|------|----------------|
| 抽水蓄能 | GWh以上 | 天-月级 | 低成本、技术成熟、有地形限制 |
| 电化学储能 | 可达百MWh级 | 小时级 | 配置灵活、效率高 |
| 氢储能 | GWh以上 | 天-月级 | 效率高、安全性低 |

在适用于大规模核电调峰的储能技术路线中,抽水蓄能的技术储备最为成熟且已经完全实现商业化,具有响应迅速、容量高等优势,从技术特点看是最适宜用于核电调峰的技术路线。但抽水蓄能电站的建设受地理条件的严格限制,建设周期长,且运营方式为电网直调,属于电网资产,在现有机制下实现“核蓄联营”的难度较大。

电化学储能是近年来发展最快、应用领域范围最广的储能技术,具有毫秒级快速响应能力,建设周期短、配置灵活性高,非常适合用于系统灵活性的升级改造。随着电力系统改革的深入,电化学储能近几年在调频、调峰、促进可再生能源并网、用户侧高质量供电等领域得到广泛应用。但由于目前最普及的电化学储能技术路线锂离子电池是有机体系,具有起火和爆炸风险,大规模电化学储能电站面临较高的安全隐患问题。因此目前以锂离子电池为代表的电化学储能单项目装机容量通常低于100 MWh等级,只有少量大型独立储能电站项目规模超过100 MWh。而以台山核电为例,两台1750 MW机组装机容量共计3.5 GW,若按照6%额定功率进行调峰则需要210 MW的储能功率配置,持续工作时间10 h配置需要电化学储能系统装机容量为2.1 GWh,远超目前任何投产、在建及规划中的电化学储能项目装机容量。因此,为核电机组配置电化学储能不仅建造成本极高,安全性也难以得到

保证。

相比于上述几种储能方式，氢储能具有能量密度高、工作时间长、具备大规模应用潜力的特点。利用富余核电制备氢气，一方面可以保障核电站能够长期处于满负荷运行状态，提高系统调峰能力；另一方面，制备的氢气不仅可以通过氢燃机、燃料电池等方式就地发电利用，还可以通过氢气的储存、运输应用于交通、化工、绿色冶炼、分布式能源建设等领域。通过氢气的制备、储存、送出和利用，真正意义上做到了电能从时间和空间双重角度的“解耦”。

2 基于氢储能的核电调峰技术路线分析

基于核电-氢储能的调峰性能改善的基本技术思路为：利用核电富余电力开展大规模电解水制备氢气，采用适当方式将氢气进行储存、运输，将氢气作为燃机、燃料电池的燃料或用于其他行业实现氢能的利用。

2.1 核电制氢技术路线选择

电解水制氢是通过电化学方式将电能转化为化学能，使氢气和氧气分别在阴极和阳极析出。目前电解水制备工艺主要可以分为三类：碱性电解水制氢（ALK）^[10]、质子交换膜电解水制氢（PEM）^[11]和固体氧化物电解水制氢（SOEC）^[12]，表3给出三种主要电解水制氢技术路线的对比。此外，固体聚合物阴离子交换膜（AEM）电解水制氢同样是具有潜力的技术路线，不过该技术尚处于研发阶段，本文中不做详细论述。

表3 电解水制氢技术路线对比

Tab.3 Comparison of technical routes for hydrogen production by electrolysis of water

| 类型 | 碱性电解水制氢 (ALK) | 质子交换膜电 解水制氢(PEM) | 固体氧化物电 解水制氢(SOEC) |
|-----|-----------------------------|---------------------------|---|
| 电解质 | KOH溶液 | 质子交换膜 | Y ₂ O ₃ /ZrO ₂ |
| 功率 | MW级 | 可达MW级 | kW级 |
| 效率 | 60%~75% | 70%~90% | 85%~95% |
| 能耗 | 4.5~5.5 kWh/Nm ³ | 3.8~5 kWh/Nm ³ | 2.6~3.6 kWh/Nm ³ |
| 成本 | 低 | 高 | 中 |
| 发展 | 工业化大规模应用 | 商业化初期 | 研发/商业化初期 |

从性能参数上看，质子交换膜电解水制氢和固体氧化物电解水制氢具有更高的效率和更低的能耗，在长远角度可能跟具优势。但相比之下，碱性

电解水制氢的技术成熟度要远高于质子交换膜电解水制氢和固体氧化物电解水制氢，是目前可以选择大规模开展电解水制氢的少数路线之一。因此，本文选用碱性电解水制氢技术路线并加以分析。

碱性电解水技术的优势和劣势均非常明显，优点在于技术发展较为成熟，设备运行寿命可长达20年，并已经具有一定的实际应用经验。但碱性电解水制氢的缺点在于碱性电解液（通常为KOH）极易与空气中CO₂等发生反应，并进一步反应生成不溶性沉淀，堵塞多孔催化层，降低电解槽性能；同时，碱性电解水制氢是三条技术路线中效率最低、能耗最高的；不仅如此，由于碱性电解水工艺必须时刻保持阴阳极两侧压力平衡，防止氢气或氧气穿越多孔膜混合引起爆炸，因此难以实现快速启停，这导致碱性电解水制氢难以适应电力系统调节快速响应的要求。不过在本研究中讨论的核电输出功率高度稳定，配合合理的控制策略，能够满足碱性电解水制氢的要求，具有推广价值。

2.2 氢气储存和运输

氢气的储存方式主要有高压气态储氢、低温液态储氢、有机态储氢和固态储氢四大类；运输方式主要有氢拖车、液氢槽车以及管道运输。在我国，高压气态储运技术已经相对成熟，目前普遍采用20 MPa气态高压托运车运输方式，储运成本范围在10~20元/kg之间（运输距离200~800 km）。但在长距离储运技术上仍有待进一步加强。相比于高压气态储氢，低温液态储氢具有非常突出的优势。液氢密度是气态氢的800倍以上，占用容器体积更低，运输效率更高。目前国内液氢技术及产能较为落后，民用领域几乎处于空白，液化氢气设备主要依赖国外进口。因此，国产液氢技术及设备开发具有重大意义。本研究中主要考虑的是采用高压气态储氢技术及其成本。

2.3 氢能的利用方式

氢能的应用涉及航天、工业、交通、电力等多项领域。氢能具有化工原料和能源燃料双重属性，一直以来，由于氢气爆炸极限范围宽（4.0%~75.6%）、大规模储运困难等问题，氢能的燃料属性一直没有得到充分利用。随着技术的进步，氢能的燃料属性正在被重新认识并逐渐得到开发利用。

2.3.1 氢能发电技术及选择

氢气具有化工原料和能源双重属性。但一直以来氢气大多是作为原材料用于合成氨、石油冶炼等行业。其燃料属性一直没有得到充分利用。随着技术的进步,氢能发电技术逐渐得到实际应用。目前,氢气发电技术主要包含燃料电池和氢燃机两条路线。

图2为氢气发电的技术路线示意图。

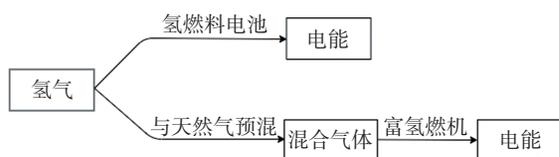


图2 氢气发电的主要技术路线

Fig. 2 Main technical route of hydrogen power generation

燃料电池能够将燃料的化学能直接转化为电能而不考虑卡诺定理的限制,理论效率可接近100%,即使考虑到实际应用中转换效率、热量损失等,燃料电池发电效率依然可以达到50%以上。

适用于发电领域应用的有质子交换膜燃料电池(PEMFC)、熔融碳酸盐燃料电池(MCFC)、固体氧化物燃料电池(SOFC)和磷酸燃料电池(PAFC)等^[13-16]。

燃料电池的优势在于可以直接将化学能转化为电能,有效避免中间转化的损失,因此发电效率较高。目前燃料电池的应用主要集中在燃料电池汽车领域,同时开展固定式发电领域的应用示范。就现有应用及示范新项目经验,燃料电池目前的单体项目装机规模通常在MW级以内应用,装机容量极少超过10 MW。而本研究旨在为核电调峰配置氢能发电,核电站机组通常装机规模较大(广东省在运核电机组单机容量规模普遍高于900 MW),调峰电量需求较高。利用富余核电制备氢气产量相当可观,所需的燃料电池装机容量高。当前技术条件下燃料电池发电规模难以承担核电调峰任务。不过燃料电池近年来发展迅速,在电动汽车,家庭、园区分布式能源建设领域正逐渐崭露头角。这一发展势必会增加对于氢能的需求量。因此,燃料电池虽然暂时无法直接用于核电调峰,但为富余核电制备的氢气外售提供了市场需求。

富氢燃机发电是在天然气中混入一定比例氢气作为燃料进行电力生产^[17-18]。对于掺氢燃机,主要

面临如下问题:(1)氢气相对分子质量低于天然气,扩散速度更快,会造成气体分布不均的问题;(2)氢气的密度更低,达到相同热负荷,燃气系统需要更大的流量;(3)随着氢气比例提高,火焰离燃烧器更近,会增加回火风险。因此需要对现有燃机进行升级改造甚至重新设计才能保证富氢燃机的安全有效运行。表4为某公司部分富氢燃机的类型及性能参数。该公司富氢气轮掺氢比例已经具备不低于30%的技术水平,部分新型气轮掺氢比例超过50%,甚至计划交付可以100%使用氢气的燃机。可以看出,富氢燃机已经完全具备实际商用投产能力,能够用于氢储能改善核电调峰能力的实际应用中。

表4 某公司部分富氢燃机类型及性能参数

Tab. 4 Models and performance parameters of some hydrogen-rich gas turbine of a company

| 频率 | 氢气轮机机型 | 发电功率/MW | 体积含量/% |
|----------------|-------------|-----------------|--------|
| 50 Hz | SGT5-9000HL | 593 | 30 |
| | SGT5-8000H | 450 | 30 |
| | SGT5-4000F | 2 329 | 30 |
| 60 Hz | SGT6-9000HL | 405 | 30 |
| | SGT6-8000H | 310 | 30 |
| | SGT6-4000F | 215 ~ 260 | 30 |
| 50 Hz or 60 Hz | SGT-800 | 48 ~ 62 | 50 |
| | SGT-A45 | 41 ~ 44 | 100 |
| | SGT-750 | 40/34 ~ 41 | 40 |
| | SGT-700 | 33/34 | 55 |
| | SGT-A35 | 27 ~ 37/28 ~ 38 | 15/100 |

2.3.2 氢能的其他应用

通过利用富余核电制氢,储存运输并外售至其他行业,可以获得额外的经济效益。除了用于集中和分布式发电,氢气还是石化、合成氨等行业的重要原材料。此外,氢气还可以用于钢铁等金属冶炼工业的绿色升级,从而助力碳达峰、碳中和事业。

3 案例分析

以某ERR型1750 MW核电机组为例,按照5%调峰深度考虑,并考虑适当预留富余制氢功率,按照100 MW配置制氢单元。按照前文表3中每标准立方米氢气需要耗电4.5 ~ 5.5 kWh,则每小时富余电量制备的氢气产量为18 182 ~ 22 222 Nm³。EPR机组核燃料换料周期为18个月,停堆维修平均值

约为47.5天,折合至每年约为31.67天(760 h)。若不参与调峰或降负荷运行,则机组全年发电小时数可以超过8 000 h。而目前核电站实际运行小时数不超过7 000 h,即至少有超过1 000 h发电可以用于制备氢气,则约有100 GWh电量用于制氢,可制备氢气量为1 818~222 2万Nm³。

3.1 设备投资

按照国内成熟的20 MPa高压气态储运方式,储运过程的损耗比例约为15%,可利用氢气净值为1 545~1 889万Nm³。

选择国内某品牌1 500 Nm³/h型制氢装置进行制氢,单套造价850万元,14套造价1.19亿元。按照其他制氢辅助设备占整套系统造价的55%考虑,制氢系统总造价约为2.16亿元。

为了提高氢气利用效率,选择某厂家掺氢比例50%的富氢燃机,根据厂家报价,考虑到相关配套设备,产氢发电厂总投资约为7.11亿元。上述价格估算结果如表5所示。

表5 项目成本估算
Tab. 5 Project cost estimation

| 对象 | 装置类型 | 静态投资额/亿元 |
|----------|----------------------------------|----------|
| 制氢系统 | 电解水制氢系统(包含制氢装置及辅助设备) | 2.16 |
| 储氢系统 | 总储氢量为4.272×10 ⁴ t储氢瓶组 | 0.86 |
| 富氢燃机发电系统 | 2台燃机发电机组及配套辅助设备 | 7.11 |
| 合计 | 消纳方式1:富氢燃机发电 | 10.13 |
| | 消纳方式2:直接销往加氢站供氢 | 2.16 |

3.2 运营成本估算

通过电解水方式制备氢气的各项费用中电费占比最高,约为80%。本项年用于制氢电量约为100 GWh。若采用核电厂内富余电量制氢,则可以节省巨额制氢电费。运行成本仅需考虑资产折旧、运维费用约400万元。

据《中国氢能产业发展报告2020》,用20 MPa高压气态储运方式成本为10元/kg。按年储运氢气1 800 t计算,每年氢气储运成本1 800万元/年。

若采用富氢燃机发电利用制备的氢气,则需要购买天然气配合发电,每年天然气消耗0.18亿m³,需花费3 780万元(按照天然气价格2.1元/m³计算)。除了燃料费用,按照该型号机组以往运行经

验运维经验,本研究中两台机组的年运维成本约为267.3万元。

将各环节运行费用进行汇总,以富氢燃机方式消纳氢气,项目运营成本4 447万元/年;将氢气直接售出,不额外建设富氢燃机,项目运营成本2 200万元/年。

3.3 收益评估

以广东省为例,根据2020年7月广东省发改委发布的《关于调整广东省天然气发电上网电价的通知粤发改价格〔2020〕284号》,6F型及以下级别机组在限定的发电设备利用小时数5 000 h内,计划电量部分的上网电价按照0.64元/kWh执行。若采用富氢燃机发电在高峰负荷时间以峰电价上网,收益可达0.86亿元。

除了通过富氢燃机就地消纳,制备的氢气还可以直接销售用于燃料电池汽车加氢站应用。按照目前售往加氢站氢气价格30元/kg考虑,每年可通过销售氢气获利5 400万元。

在电解水得到氢气的同时,还可以在正极得到氧气。按照现有制氢规模计算,每年产氧量约为1.43万t,单招每吨氧气单价500元计算,每年销售副产品氧气的收入为715万元。

结合上述计算结果,若将制得的氢气用于富氢燃机发电,总收益超过9 315万元;若选择将氢气直接售出,总收益仍有6 115万元。

3.4 经济效益分析

3.4.1 用于富氢燃机发电的经济效益

基于前文成本与收益分析,利润总额为4 868万元。若采用一次性投资方式,即使IRR取值4.5%(银行贷款利率为4.9%),项目回收年限依然高达63年。不过鉴于我国的氢能产业处于发展时期,随着各产业链节点的关键技术及设备均具有相当大的下调空间。因此对项目回收年限与初始投资进行敏感性分析对今后项目的具体实施具有非常重要的参考价值。

本文分析投资额为10.13亿元,折合成平均单位氢气成本为50.65元/Nm³。取IRR为4.9%进行分析,则当初始投资在6亿元以下,氢气的单位投资成本为30元/Nm³,回收年限可降至19年。

3.4.2 氢气直接外销

若将制得的氢气直接销往加氢站,初投资仅需

考虑制氢系统部分,此时静态投资总额2.16亿元,项目年净利润为3 915万元。若考虑一次性投资,项目内部收益率IRR取8%,回收年限约7.5年,项目经济性较为优异。

不仅如此,在“碳达峰、碳中和”背景下,氢气还可以用于分布式能源的建设、绿色金属冶炼、半导体加工等高附加值行业,有望获得更高利润,从而进一步降低回收年限。

4 结 论

随着我国核电规模化发展,核电参与调峰的必要性也越来越明显,而降负荷运行会对核电机组的运行经济性产生一定的影响,因此可通过储能方式达到消纳富余核电的目的,减少机组降负荷运行时间,使机组尽可能基荷运行,保证核电厂的运行安全性和经济性。

若利用核电富余电量进行电解水制氢,可制得大量氢气,达到“废电利用”的目的。制成的氢气可通过富氢燃机技术进行电力生产获取售电收益,也可以直接销往附近地区的加氢站,为氢燃料电池汽车供氢。

对于富氢燃机技术路线,受制于目前产业化初期导致的各项技术设备成本偏高,短期内成本较高,暂无投资效益。考虑到氢能产业处于起步阶段,即将进入快速发展时期,各项技术环节及设备成本均有较大下降空间,当初始投资能够降至生产每标准 m^3 氢气成本30元,项目可以初步具备投资价值。除了富氢燃机,直接将氢气外售是另一条可选技术路线,项目回收期为7.5年,具有较好的经济性。

本文立足“富余核电制氢及利用”进行技术可行性分析和经济效益计算,重点开展了氢气的储存、运输、利用等氢能产业环节的调查研究,提前布局氢能产业链,为进一步开展波动性可再生能源(如风、光伏发电)弃电制氢(氢储能)的发展积累经验和技术支持。

参考文献:

- [1] 卢斯煜,郑敏嘉,吴伟杰,等. 风电并网下含核电受端电力系统调峰问题研究[J]. 南方能源建设, 2021, 8(1): 100-109. DOI: 10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2021.01.015.
- [2] 叶鹏,马晓东,朱钰,等. 核电机组参与电网联合调峰策略研究综述[J]. 东北电力技术, 2014, 35(9): 55-59+62.
- [3] 程鑫,卢洵,樊扬,等. 广东调峰电源调用序位研究[J]. 广东电力, 2018, 31(5): 56-63. DOI: 10.3969/j.issn.1007-290X.2018.005.009.
- [4] 栗峰,郝雨辰,周昶,等. 电网侧电化学储能调度运行及其关键技术[J]. 供用电, 2020, 37(6): 82-90. DOI: 10.19421/j.cnki.1006-6357.2020.06.013.
- [5] 李章溢,房凯,刘强,等. 储能技术在电力调峰领域中的应用[J]. 电器与能效管理技术, 2019(10): 69-73. DOI: 10.16628/j.cnki.2095-8188.2019.10.014.
- [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, 5(2): 197-203.
- [7] 张浩. 氢储能系统关键技术及发展前景展望[J]. 山东电力高等专科学校学报, 2021, 24(2): 8-12.
- [8] 雷超,李韬. 碳中和背景下氢能利用关键技术及发展现状[J]. 发电技术, 2021, 42(2): 207-217.
- [9] 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.
- LU S Y, ZHENG M J, WU W J, et al. Research on peak-shaving problem of receiving power system with nuclear power under wind power grid connection [J]. Southern Energy Construction, 2021, 8(1): 100-109. DOI: 10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2021.01.015.
- YE P, MA X D, ZHU Y, et al. A research summary on combined peaking load strategies of nuclear power plant [J]. Northeast Electric Power Technology, 2014, 35(9): 55-59+62.
- CHENG X, LU X, FAN Y, et al. Research on dispatching order of peak load regulation power source in Guangdong [J]. Guangdong Electric Power, 2018, 31(5): 56-63. DOI: 10.3969/j.issn.1007-290X.2018.005.009.
- LI F, HAO Y C, ZHOU C, et al. Dispatching operation and key technologies analysis of electrochemical energy storage on grid side [J]. Distribution & Utilization, 2020, 37(6): 82-90. DOI: 10.19421/j.cnki.1006-6357.2020.06.013.
- LI Z Y, FANG K, LIU Q, et al. Application of energy storage technology in power peak regulation [J]. Electrical & Energy Management Technology, 2019(10): 69-73. DOI: 10.16628/j.cnki.2095-8188.2019.10.014.
- HUO X X, WANG J, JIANG L, et al. Review on key technologies and applications of hydrogen energy storage system [J]. Energy Storage Science and Technology, 2016, 5(2): 197-203.
- ZHANG H. Key technologies and development prospect of hydrogen energy storage system [J]. Journal of Shandong Electric Power College, 2021, 24(2): 8-12.
- LEI C, LI T. Key technologies and development status of hydrogen energy utilization under the background of carbon neutrality [J]. Power Generation Technology, 2021, 42(2): 207-217.
- YU H M, YI B L. Hydrogen for energy storage and hydrogen production from electrolysis [J]. Strategic Study of CAE, 2018, 20(3), 58-65.

- [10] 杨阳, 张胜中, 王红涛. 碱性电解水制氢关键材料研究进展 [J]. 现代化工, 2021, 41(5): 78-82+87. DOI: 10.16606/j.cnki.issn0253-4320.2021.05.017.
YANG Y, ZHANG S Z, WANG H T. Research progress on key materials for alkaline water electrolysis to hydrogen [J]. Modern Chemical Industry, 2021, 41(5): 78-82+87. DOI: 10.16606/j.cnki.issn0253-4320.2021.05.017.
- [11] 孙邦兴, 杨华, 骈松. PEM型电解水制氢设备在电厂的应用 [J]. 山东化工, 2020, 49(8): 182-184. DOI: 10.19319/j.cnki.issn.1008-021x.2020.08.062.
SUN B X, YANG H, PIAN S. Application of PEM-type hydrogen generator by water electrolysis in power plant [J]. Shandong Chemical Industry, 2020, 49(8): 182-184. DOI: 10.19319/j.cnki.issn.1008-021x.2020.08.062.
- [12] 牟树君, 林今, 邢学韬, 等. 高温固体氧化物电解水制氢储能技术及其应用展望 [J]. 电网技术, 2017, 41(10): 3385-3391. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2017.1689.
MU S J, LIN J, XING X T, et al. Technology and application prospect of high-temperature solid oxide electrolysis cell [J]. Power System Technology, 2017, 41(10): 3385-3391. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2017.1689.
- [13] 王洪建, 程健, 张瑞云, 等. 质子交换膜燃料电池应用现状及分析 [J]. 热力发电, 2016, 45(3): 1-7+19. DOI: 10.3969/j.issn.1002-3364.2016.03.001.
WANG H J, CHENG J, ZHANG R Y, et al. Development and analysis of proton exchange membrane fuel cell applications [J]. Thermal Power Generation, 2016, 45(3): 1-7+19. DOI: 10.3969/j.issn.1002-3364.2016.03.001.
- [14] PRABHU G, SOLAIYAN C, DHEENADAYALAN S, et al. Performance evaluation of a standard molten carbonate fuel cell at different operating conditions [J]. Proceedings of Indian National Science Academy, 2004, 70(3): 489-502.
- [15] 侯丽萍, 张暴暴. 固体氧化物燃料电池的系统结构及其研究进展 [J]. 西安工程科技学院学报, 2007, 21(2): 267-270+278. DOI: 10.3969/j.issn.1674-649X.2007.02.030.
HOU L P, ZHANG B B. Solid oxide fuel cell system structure and research progress [J]. Journal of Xi'an University of Engineering Science and Technology, 2007, 21(2): 267-270+278. DOI: 10.3969/j.issn.1674-649X.2007.02.030.
- [16] 刘少名, 邓占峰, 徐桂芝, 等. 欧洲固体氧化物燃料电池 (SOFC) 产业化现状 [J]. 工程科学学报, 2020, 42(3): 278-288. DOI: 10.13374/j.issn2095-9389.2019.10.10.001.
LIU S M, DENG Z F, XU J Z, et al. Commercialization and future development of the Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) in Europe [J]. Chinese Journal of Engineering, 2020, 42(3): 278-288. DOI: 10.13374/j.issn2095-9389.2019.10.10.001.
- [17] 李海波, 潘志明, 黄耀文. 浅析氢燃料汽轮机发电的应用前景 [J]. 电力设备管理, 2020(8): 94-96.
LI H B, PAN Z M, HUANG Y W. Analysis on the application prospect of hydrogen fuel gas turbine power generation [J]. Electric Power Equipment Management, 2020(8): 94-96.
- [18] 秦锋, 秦亚迪, 单彤文. 碳中和背景下氢燃料燃气轮机技术现状及发展前景 [J]. 广东电力, 2021, 32(10): 10-17. DOI: 10.3969/j.issn.1007-290X.2021.010.002.
QIN F, QIN Y D, SHAN T W. Technology status and development prospects of hydrogen fuel gas turbine under the background of carbon neutral [J]. Guangdong Electric Power, 2021, 32(10): 10-17. DOI: 10.3969/j.issn.1007-290X.2021.010.002.
- [19] 贾洋洋, 仲海涛, 张智晟. 含储氢装置的分布式能源系统的优化经济调度 [J]. 广东电力, 2019, 32(11): 38-44. DOI: 10.3969/j.issn.1007-290X.2019.011.005.
JIA Y Y, ZHONG H T, ZHANG Z S. Optimized economic dispatch of distributed energy system with hydrogen storage device [J]. Guangdong Electric Power, 2019, 32(11): 38-44. DOI: 10.3969/j.issn.1007-290X.2019.011.005.

作者简介:



高啸天 (通信作者)

1990-, 男, 辽宁抚顺人, 哈尔滨工业大学化学工程与技术博士。主要从事储能、氢能等技术用于在高比例清洁能源系统中的研究 (e-mail) ga Xiaotian@gedi.com.cn。

高啸天

郑可昕

1993-, 女, 广东广州人, 工程师, 硕士。主要从事综合能源规划、氢能、储能等方向的技术研究和工程应用工作 (e-mail) zhengkexin@gedi.com.cn。

(责任编辑 李辉)

广 告

- 首届亚洲新型电力系统及储能展览会 P148
- 中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司氢能和智慧储能项目 封二
- 中广核汕尾后湖 500 MW 海上风电项目全部机组正式投产运营 封三
- 中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司 封四