

## 《水电解制氢整流电源技术规范》标准发布

# 制氢电源应用技术加速升级

■本报记者 仲蕊

10月31日,由中国电工技术学会主办、阳光氢能承办的T/CES226-2023《水电解制氢整流电源技术规范》(以下简称《规范》)标准发布会在北京召开。《规范》由阳光氢能主导,36家单位共同参与编制,经多轮专家评审历时一年完成。

中国电工技术学会副秘书长王志华指出,在全球碳中和背景下,水电解制氢产业炙手可热,制氢电源的发展尤其关键。《规范》填补了国内水电解制氢应用场景下的整流电源技术标准的空白,为国内水电解制氢电源的产品开发应用指引了方向。

### ■ 维持电量动态平衡

阳光电源副总裁、阳光氢能董事长彭超才指出,水电解制氢首先要用电,制氢电源就是电解槽和电网之间的转换设备。需要注意的是,电源的价格虽然在整个水电解制氢体系中不是特别突出,但在整个制氢过程中所发挥的能效,对效率提升和制氢技术进步极其关键。

阳光氢能制氢电源部总监江才表示,制氢电源是水电解制氢系统中关键的电能转换装置,其将电力系统的交流电转换成电解槽所需的直流电。制氢电源需要考虑谐波对电网的影响,具备快速功率调节和响应能力,同时需使可再生能源发电量和电解槽用电量达到动态平衡。

“一方面,制氢电源要响应可再生能源的功率波动,另一方面,它连接着电网,要满足电网对电能质量的要求,同时制氢电

源输出的直流电供给电解槽,要满足电解槽对直流电压纹波小的要求。”阳光氢能科技有限公司研发总监孙龙林说。

对此,阳光氢能凭借对先进的制氢电源整流技术和氢电耦合技术的研究,率先主导发布《水电解制氢整流电源技术规范》,对行业标准规范、良性发展将产生重要影响。

江才指出,一方面,《规范》从电源效率、电能质量等方面做了较为通用的要求,主要出发点是提高整个制氢系统的转换效率,以及保障电源设备对电网的友好性。另一方面,《规范》从电解槽角度出发,对电源的故障连锁、安全保护、直流纹波提出了明确的技术要求。

### ■ 是制氢重要环节

彭超才表示,可再生能源占比目前已超煤电,新型能源结构催生了大规模、低成本的长时储能需求,也为绿电制氢提供电力来源,为绿氢发展奠定了基础。

需要注意的是,大量可再生能源接入以及巨量氢负荷接入,将给电网带来严峻挑战。国网智能电网研究院电力电子所副所长徐桂芝指出,2030年,我国氢负荷预计达8000万千瓦,如此大量的氢负荷接入将对电网产生巨大冲击,加之极端天气影响,未来的电力系统将出现源荷不平衡、电量不平衡,稳定性面临考验。

在此情况下,水电解制氢能够为电力系统稳定运行发挥更好的正向作用。徐桂



图为阳光氢能为三峡长江电力绿电制氢示范项目提供的柔性制氢系统。阳光氢能/供图

芝指出,氢储能具备可调的特性,有灵活调节、启动快速、储量巨大等特点,是很有发展前景的长时储能,也期待它能够成为新型电力系统安全稳定运行发挥重要的支撑作用。

“另一方面,新型电力系统也对新能源制氢提出更高要求。目前,制氢已脱离以前仅依靠稳定电源制氢的条件,越来越多地面向独立的新能源制氢,以及大量的新能源与电网结合条件下的制氢。因此,制氢电源在电解制氢中成为重要环节,其作用就是衔接电网或可再生能源高比例下的电源与制氢装置。”徐桂芝说。

徐桂芝也指出,制氢电源响应系统的要求,向制氢装置输出稳定的电流,同时也能对纹波起到良好的控制作用,对于将来制氢系统能否发挥好氢储能及可调负

荷至关重要。

### ■ 与柔性制氢相结合

作为国内最早布局氢能领域的新能源企业,阳光氢能目前拥有制氢电源、制氢装置及系统应用等多方面专项专利,具备大批量生产和交付的能力。同时,阳光氢能柔性制氢中应用制氢电源也为行业提供了先进经验和思路。

据介绍,阳光氢能SHR系列水电解制氢整流电源产品基于阳光电源多年电力电子转换技术积累及经验沉淀,采用IGBT全控型功率器件及PWM控制算法,转换效率高,响应速度快,电网接入友好,输出精度高、安全可靠,同时具备良好的电网支撑能力,有力支撑了柔性制氢技术发展,已

在国内多个项目中成功应用。

孙龙林介绍,阳光氢能可再生能源柔性制氢技术基于六大核心技术,三大核心设备,可实现制氢系统与风、光、储、网等多种能源形式及多种应用场景的柔性融合,构建灵活、高效、友好的绿电制氢系统。“在制氢电源的规划过程中,阳光氢能将持续引领柔性制氢及电氢耦合技术,除整流电源,还将开发DC/DC直流电源、风电制氢电源等多种制氢电源。”

“《规范》发布只是一个开始,需持续加强新能源电力转换、氢电耦合方面的技术创新,引领制氢整流电源技术规范早日应用,同时希望能够在行业共同努力下升级为国家标准,推动水电解制氢领域标准化建设和行业高质量发展。”彭超才进一步表示。

## 核能小型堆产业化卡在哪儿

■本报记者 杨晓冉

在应对气候变化挑战和能源转型趋势下,核能全球再迎新发展机遇。近年来,小型堆因用途多元、部署灵活等特性备受各核电大国青睐,纷纷加快研发和布局,其中我国小堆研发及应用走在世界前列。

但据《中国能源报》记者了解,在技术路线多元、示范项目已落地的背景下,我国小型堆产业化、规模化推广仍面临监管、技术、经济性等多方面的挑战。受访业内专家和企业人士均建议,应积极建立小堆标准体系,推动更多示范项目落地,同时持续加强研发投入,灵活推进其产业化发展。

### ■ 产业化推进滞缓

小型堆具有清洁低碳、建造周期短、部署灵活等特点,有条件成为类似风光的分布式能源,且可以在不同类型园区发挥发电、供热、海水淡化等功能。近年来,小型堆受到多国高度重视,正成为新一轮核能技术变革和产业发展的重点方向之一。

目前,美国、俄罗斯、加拿大、日本、韩国均在积极研发多种技术路线的小型堆。按照国际原子能机构统计,全球已推出70多种小型堆设计,主要分为轻水型小堆、移动式/可运输小堆和采用第四代核能技术的小堆。

聚焦我国,目前主要小型堆技术路线有轻水堆、高温气冷堆、液态金属反应堆和熔盐堆。2022年12月,我国具有自主知识产权的全球首座球床模块式高温气冷堆核电站示范工程已实现并网发电,该堆具有化工、海水淡化、制氢等多种商业用途;2017年11月,我国低温供热堆成功实现区域供暖;2021年7月13日,全球首个通过国际原子能机构通用安全审查的小型模块化压水反应堆“玲龙一号”在海南昌江开工,预计于2026年建成投运。

研发应用初见成效的同时,业内人士也指出,小型堆距产业化发展仍有距离。一位核电企业人士向《中国能源报》记者坦言,目前我国位

于东北和西南地区的一些小型供热、供汽堆推进并不顺利,有的处于停滞状态,有的已经换选厂址。“目前,国内很多小型堆除少数进入详细设计阶段外,大部分还停留在初步概念阶段,产业化建设推进滞缓。”

### ■ 多环节阻碍待破解

小型堆的产业化发展阻碍具体有哪些?《中国能源报》记者了解到,缺乏相关法规支撑、厂址选择及经济性是关键掣肘。

从支撑小型堆发展的行业法规方面看,因小型堆现存设计技术路线众多、行业规范不统一,整个产业链的相关标准及监管体系尚不完善,制约了其推广。某核电行业人士明确指出,当前小型堆安全标准体系中的厂址选择仍依照沿海大型核电站标准,对小型堆,尤其是内陆小型堆更高安全性、更少放射性排放、更好环境适应性的特点考虑并不充分。例如,小型堆应急计划区的要求仍遵循法规标准难以接近居民区或者城市区。“亟待行业科学评估现行法规,使其能更好地反映小型堆特点,积极推动小型堆选址安全标准制定。”

对此,中国核能行业协会专家委员会常务副主任赵成昆解释:“大型核电反应堆规定的规划限制区为半径5公里,并不符合小堆实际情况。小堆本身功率低、体积小,设计的安全水平高,从设计上已经消除了大规模放射性释放的可能性,可以大大减缓场外应急要求。如果规划限制范围还是那么大,就不合理。这样一来,可能就没有哪个单位愿意建小型堆,更谈不上市场化、产业化发展。如何确定小型堆的规划限制区和应急边界,需要针对性地考虑。”

此外,经济性也是当前小型堆发展的关键制约。业内人士分析,由于小型堆功率大多为几万千瓦,最高为20-30万千瓦,没有百万千瓦级大型堆的功率规模,经济性可能不如大堆。“值得注意的是,在设计上,小型堆并非简单地将大堆缩小。未来,随着技术研发不断进步,首批示

范项目建成落地,以及标准化和批量化推进,小型堆经济性会逐步提高,不过仍需配套适应行业的建设标准和更多的科技创新。”

### ■ 推动项目落地是关键

“能否推动研究一套小型堆的标准设计?例如一个小型供热堆,按照标准化设计审查完成后应用于多个小型堆厂址,大大节约立项和安全审评等环节的时间,缩短建造周期,这也有助于提高小堆的经济性,体现出其部署灵活的先进性。”赵成昆说。

政府层面的协调统筹同样重要。有行业研究人士曾提出,国内核电企业、高校和研究机构往往在研发中扎堆于同一类型,出现差别大不得同质化产品,主管部门应发挥协调作用,避免行业中低水平重复开发投入,提高小型堆的投资效率和研发效果。

此外,由于小型堆更加接近用户,尽管建设水平高,公众对安全性仍有担心,邻避效应仍然严峻。“如何提高公众接受度是个长期问题。除了考虑安全因素,公众还会考虑应用于发电、供暖和工业供热时的成本是否负担得起。”赵成昆指出,要加快推进小型堆示范项目落地,在安全高质量建成项目的基础上,开展有效的公众沟通,并通过技术创新,努力降低小堆造价和运行成本,做到安全上用户不担心,价格上用户能负担。

上述核电行业人士指出,将小型堆融入综合能源供给系统或将成为未来发展的先进形式。在这种形式下,储能系统能充分地利用自然资源,也能更有效地提供不同形式的能源产品。“国外近期的核能利用研发聚焦方向是将小型堆与风能、太阳能及储能技术结合,这样能够克服风能、太阳能不稳定的缺点,大大提高系统的效率与可靠性,并按用户需求,生产各类能源产品以满足市场需求。当然,这种情况下,对小型堆的要求会更高,需要其灵活变频,满足不同的功率需求,持续的科研投入因此必不可少。”

本报讯 记者杨晓冉报道 10月29日,由中电联、中国产学研合作促进会主办,中国电力国际发展有限公司承办的能源安全科技创新论坛暨科技创新成果发布会在北京举行。多位与会专家指出,在能源安全新战略要求下,新型电力系统构建对科技创新提出新要求。

国家电网党组书记、董事长钱智民表示,中国新能源装机从2003年的55万千瓦增至当前的9亿千瓦,20年内增长了1636倍。在最新一轮能源转型过程中,我国已抢占先机。“据相关统计,全球十大光伏生产企业中我国占8个,全球十大风机整机生产企业我国占6个,全球十大动力电池的生产企业我国也占6个。”

“电力行业持续低碳转型,当前非化石能源装机14.6亿千瓦,占总装机的比例为52.4%。其中,水电装机4.2亿千瓦,风电近4亿千瓦,太阳能发电5.2亿千瓦,连续多年位居全球第一。”中电联党委书记、常务副理事长杨昆介绍。

“从低碳环保角度而言,从地下开采到使用燃烧,化石能源均产生巨大污染。同时,煤炭、石油的储量有限且分布极不均匀。比如,全世界煤炭储量前五位的国家占据了全球煤炭总量的74%。与之相比,可再生能源分布相对均匀,但主要问题是间歇性和不稳定性,因此未来的能源安全,特别是我国的能源安全要靠科技创新来解决。”钱智民说。

## 我国新能源装机20年增长1636倍 新型电力系统倒逼 科技创新提速

未来,新型电力系统的建设目标是由火电为基础的电源转为风光水核为基础的电源,风光发电占电源的80%,占电量的70%,且集中式和分布式电源相结合。在这样的电力系统中,可统一调度的电源容量不足是电网面临的最大问题。

中国工程院院士、清华大学建筑节能研究中心主任江亿举例,在新型电力系统的电源结构中,我国中东部地区可统一调度的火电、水电仅占电源容量的10%左右,仅为最大负载的30%左右;能够维持基荷的“核电+外来电”不超过最大负载的15%-20%,抽水蓄能、空气压缩、集中的液流电池仅可提供最大负载的20%。“尚缺少相当于最大负载约30%的可调节电源,缺少50%风光电峰值的消纳。”

除了主电网,配电网同样面临挑战。“在分布式光伏快速发展阶段,配电系统线路、变压器反过负荷,节点过电压等问题日益加剧,如何应对未来更高比例的分分布式电源接入?当前,新型储能系统快速发展,共享储能等应用模式积极探索,如何经济可行、技术可靠地解决配电系统线路、节点等局部面临的问题?未来全社会用电量将翻倍,配电系统建设改造难度显著加大,如何通过提升配电系统资产利用率水平,避免再造一张网以便满足负荷需求?”中国工程院院士、天津大学电气自动化与信息工程学院院长王成山连续发问。也有专家指出,随着电动汽车快速发展,续航里程加大,未来“超充”将成为用户的追求,也将给配电网带来极大挑战。

多重挑战之下,我国能源安全亟需各类创新技术。当前,一大批新型能源技术正加快发展,以人工智能、5G大数据为代表的新一代信息技术、新材料技术、新能源技术正与电力技术融合发展。

针对主电网电源容量不足,江亿分析,目前负荷周边的火电、水电都可以作为旋转备用电源,其容量十倍于负载侧+风光点的不确定功率。“‘光储直柔’+充电桩可有效补充可调电源不足的问题。到2050年,我国将有3亿辆以上的非商用电动车,日储电量可达150亿千瓦时。同时将‘光储直柔’配电网接入建筑配电网的充电桩系统,可实现柔性用电,也可补足旋转备用电源不足的缺口。”

配电网则可利用微电网的广泛应用场景驱动。“分布式光伏快速发展,要求配备大量储能(10%-20%),将储能系统与光伏、负荷组成各种层级的微电网,在几乎不增加建设成本的情况下,可大幅提高光伏接纳能力,缓解波动影响,降低电网建设投资。”王成山认为,在多种积极因素驱动下,微电网将进入快速发展期,多能互补、交直流混联、微电网集群等都将快速发展。以微电网为基本单元的新型配电网系统未来可期,装备模块化、接口标准化、控制芯片化、运维智能化将是微电网市场化的关键。

## 世界最大双排机布置水电站全容量并网



### ■ 图片新闻

李家峡水电站单机容量40万千瓦的5号机组日前正式并网调,标志着我国首次采用双排机布置、世界最大双排机布置的水电站实现全容量并网。

5号机组是青海省海南州特高压外送基地电源配置的重要组成部分,主要配合间歇性电源运行,实现清洁能源打捆外送,保障“青豫直流”特高压外送通道的安全性、稳定性、经济性。图为李家峡水电站。

李鑫业/摄