

不到1年时间内,鼓励“风光水火储一体化”和“源网荷储一体化”项目开发建设  
的政策密集出台,时效覆盖整个“十四五”期间

# “两个一体化”项目矗立风口

■本报实习记者 姚美娇

今年4月,国家能源局向各省市印发《关于报送“十四五”电力源网荷储一体化和多能互补工作方案的通知(以下简称“《通知》)”,要求各地在5月30日前报送方案。

截至记者发稿前,已有内蒙古、陕西、安徽、辽宁、河南、甘肃、新疆、河北等八个省区相继发文启动报送工作,鼓励“风光水火储一体化”和“源网荷储一体化”(以下简称“两个一体化”)项目的开发建设。同时,各大能源企业“光储、风光储、风光水火储”等一体化项目业务布局也一再提速。

## 地方获得更多自主选择权

在《通知》发布前,国家发展和改革委员会、国家能源局就曾于2020年8月联合发布《关于开展“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”的指导意见(征求意见稿)》(以下简称《征求意见稿》),向社会公开征求意见。今年2月,国家发展和改革委员会、国家能源局又联合发布《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见(以下简称《指导意见》)》。

记者梳理发现,《指导意见》将《征求意见稿》中的“风光火(储)、风光水(储)”改为了“风光火(储)、风光水(储)”,这意味着储能从“必选项”变为了“可选项”。

“可以看出国家希望把更多的选择权交给地方,并不强调具体多种能源的组合形式。”中国新能源电力投融资联盟秘书长彭澎在接受记者采访时表示,“过分强调储能会影响一体化基地的经济性。”

另外,《指导意见》不再对弃电率进行政策性要求,更多地将决定权交给一体化项目的投资者,实现经济可承受范围内的自主决策;同时,强调“主动消纳”——从“要我调”转变为“我要调”。

“应该在项目经济性的合理范围之内来考虑消纳的成本。如果全额消纳的成本很高,更要在消纳和发展之间找好平衡点。”多位业内人士表示,早期强调百分之百消纳只会增加成本,并不利于

“两个一体化”项目的长远发展。

对于近期具备争议的“新能源电站要求配置储能”的话题,主要原因在于市场机制不完善,从而导致了新能源配储的盈利模式缺失。《指导意见》中提出,“国家能源局派出机构负责牵头建立所在区域的源网荷储一体化和多能互补项目协调运营和利益共享机制”,能否解决储能盈利问题?

“我认为这并没有解决核心问题。当前,储能完全作为成本存在,能否盈利还得看未来在电价中的安排。现在,国家能源局明确了抽水蓄能可以由输配电价来传导,但是并不放在输配电价的成本审核中。未来,储能大概率也会走这条道路。”彭澎说。

## 西部火电大省更具优势

源网荷储一体化和多能互补发展是电力行业坚持系统观念的内在要求,是实现电力系统高质量发展的客观需要,是提升可再生能源开发消纳水平和非化石能源消费比重的必然选择,对于促进我国能源转型和经济社会发展具有重要意义。

《通知》显示,要统筹优化各类电力要素资源,原则上不占用系统调峰能力。因此在已启动报送工作的省份中,内蒙古等多个省明确要求上报的源网荷储一体化项目、多能互补项目原则上不得占用大电网公共调峰资源。

上述要求意味着,企业在项目设计之初,就必须充分考虑项目完工后是否具有独立运行能力,对投资企业的实力提出了挑战。彭澎指出:“这对项目的技术实力、协调资源能力提出了更高要求,真正能够组织建设这些项目的肯定是大企业。或许,最后批下来的项目不会很多。”

在众多已公布申报文件的省份中,哪些省份将在“风光水火储一体化”和“源网荷储一体化”的发展方面具备优势呢?“我现在比较看好位于西部的火电大省。因为这些火电大省在转型方面有基础的发电负荷,反而会具备优势。”彭澎表示,因为过去没有碳减排压力,所以火

电盈利性更好,大家也对火电更加青睐,未来伴随碳市场成本等方面的变化,很多省份的发展模式也会逐步发生转变。

## 国有企业是投资主力

据了解,从年初至今,已经有多家企业与地方政府签署“风光储、风光水火储”等一体化项目。从投资地点来说,土地资源、光照资源更为充足的“三北”地区深受企业喜爱。

在诸多企业中,中国能建布局较早,在2020年11月就与广西贵港市覃塘区人民政府签署“中电工程广西覃塘区2000兆瓦风光储一体化项目”投资开发框架协议。中国能建表示,将加大综合能源、新能源、储能、氢能等新业务发展力度,积极探索“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”实施路径。

记者梳理发现,除“风光储、风光水火储”等一体化项目之外,还有一些企业提出了“风光储氢、风光热储、风光储治、风光储+设施农业”等新兴产业应用类拓展项目。

“伴随着消纳空间逐步缩小,未来必须要向新的领域拓展,这也是最近储氢、储热如此火热的原因。”彭澎指出,“新的应用拓展模式当前讨论居多,主要原因在于风电、光电的度电成本还需进一步下降。相信未来慢慢会有更新型的商业模式出现。但是,这个周期大概也要两年以上。比如,配合氢能至少也得三四年之后才会实现,其整体经济性能够在市场上具备一定的竞争力。”

另外,记者发现,华能集团、中国能建、大唐集团、三峡集团等能源央企是一体化项目投资的重要支撑,民营企业投资较少。日前,国家发展和改革委员会政研室主任、新闻发言人金贤东在新闻发布会上指出:“支持民营企业以需求为导向,积极投资建设集中式或分布式新能源、大容量储能设施,开展‘风光水火储一体化’‘源网荷储一体化’示范项目建设,通过规模化商用推动关键技术性能大幅提升、成本显著下降,为实现碳达峰碳中和发挥重要作用。”

## 延伸阅读

### 主要能源企业“两个一体化”项目简表

企业	日期	项目	地点
华能集团	2021.1.5	与朔州市政府就加快推进“晋北风光火储输一体化项目”进行深入交流。	山西
	2021.1.19	与营口市政府签署战略合作协议。	辽宁
	2021.1.19	与格尔木市政府推进1000万千瓦大型综合能源基地建设。	青海
	——	与赤峰市开展风光储高比例耦合绿色电制氢示范项目。	内蒙古
	2021.2.1	全速启动芮城县64万千瓦风、光、储项目建设。争取“十四五”末,华能芮城基地总规模达到195万千瓦。	山西
	2021.2.10	科尔沁右翼前旗400万千瓦风光储氢一体化基地可研招标。	内蒙古
中国能建	2021.3.27	与大庆市政府签署战略合作框架协议,初期规划300万千瓦风光资源,建设风光氢储综合利用示范园区。	黑龙江
	2020.11.27	与贵港市覃塘区政府签署2000兆瓦风光储一体化项目投资开发框架协议。	广西
	2020.12.8	与鄂尔多斯市东胜区政府签署1000兆瓦风+5000兆瓦光储一体化项目投资开发框架协议,总投资238亿元。	内蒙古
	2020.12.22	与巴音郭楞州政府签署8000兆瓦风光水火储一体化项目投资开发框架协议,总投资约350亿元。	新疆
	2021.2.5	与马鞍山和县签订风光火储一体化项目等合作。	安徽
	2021.3.22	与肇庆市推进百万千瓦综合能源基地开发建设。	黑龙江
	2021.4.7	与新疆生产建设兵团第七师胡杨河市签订胡杨河市“风光水火储一体化”综合能源基地建设项目战略合作框架协议。装机容量400万千瓦,总投资约180亿元。	新疆
	2021.4.22	与海西蒙古族藏族自治州人民政府签署4000兆瓦风光储氢一体化项目投资合作框架协议。	青海
	2020.12.29	与平塘县人民政府签约80万千瓦光伏项目。	贵州
	2021.2.4	与富宁县人民政府签署规划开发风光发电项目协议书,预估规划总装机1000兆瓦。	云南
三峡新能源	——	计划在兴和县规划开发容量为500万千瓦清洁能源项目,项目总投资约为300亿元,包括“清洁能源制氢”“清洁能源供暖”“源网荷储一体化”等项目。	内蒙古
	2020.12.16	加大与府谷县在抽水蓄能、风、光、氢、能、储一体化开发等领域战略合作。	陕西
	2021.2.23	将在攀枝花市境内开发约500万千瓦风能、太阳能资源。	四川
国家能源集团	2021.4.15	与辽宁阜新市政府签署“风光储治”一体化项目。	辽宁
	2020.9.4	旗下龙源电力与吴堡县政府达成“风光储+设施农业”合作框架协议。	陕西
	2020.12.17	与同江市就风光储氢一体化项目进行签约。	黑龙江
2021.1.13	与桓仁县人民政府签订1.7吉瓦新能源项目合作开发协议。	辽宁	

## 关注

国家能源局:

### 今年风电光伏保障性并网9000万千瓦以上

本报讯 记者姚金楠报道:5月20日,国家能源局发布《关于2021年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》。《通知》指出,2021年非水可再生能源保障性并网规模不低于9000万千瓦。《通知》同时明确,户用光伏发电项目仍享有国家财政补贴,预算额度为5亿元。

根据《通知》,针对2021年风电、光伏发电项目开发建设将建立保障性并网、市场化并网等多元保障机制。其中,各省(区、市)完成年度非水最低消纳责任权重所必需的新增并网项目,由电网企业实行保障性并网,2021年保障性并网规模不低于9000万千瓦。保障性并网规模可省际置换,通过跨省区电力交易落实非水电消纳责任权重,经送、受省份协商并会同电网企业签订长期协议后,根据输送(交易)新能源电量相应调减受端省保障性并网规模并调增至送端省。保障性并网项目由各级能源主管部门通过竞争性配置统一组织。

9000万千瓦保障性并网规模如何落实?国家能源局新能源司相关负责人指出,2021年保障性并网规模主要用于安排存量项目,即2020年底前已核准且在核准有效期内的风电项目、2019年和2020年平价风电光伏项目和竞价光伏项目。存量项目无需参加竞争性配置,直接纳入各省(区、市)保障性并网项目范围。对于存量项目并网后仍不

能满足今年非水电最低消纳责任权重要求、保障性并网仍有空间的省(区、市),省级能源主管部门应按剩余保障性并网规模抓紧组织开展竞争性配置,加快推进项目建设,确保年内并网投产。年内未能并网的存量项目,由各省级能源主管部门统筹,直接纳入后续年度保障性并网范围。

此外,对于保障性并网范围以外仍有意愿并网的项目,可通过自建、合建共享或购买服务等市场化方式落实并网条件后,由电网企业予以并网。并网条件主要包括配套新增的抽水蓄能、储热型光热发电、火电调峰、新型储能、可调节负荷等灵活调节能力。

国家能源局新能源司相关负责人特别强调,保障性并网和市场化并网只是并网条件有差异,两类项目在并网后执行同等的消纳政策。

涉及户用光伏发电项目,《通知》指出,2021年户用光伏发电项目国家财政补贴预算额度为5亿元,度电补贴额度按照国务院价格主管部门发布的2021年相关政策执行,项目管理和申报程序按照《国家能源局关于2019年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》(国能发新能[2019]49号)有关要求执行。在确保安全前提下,鼓励有条件的户用光伏项目配备储能。户用光伏发电项目由电网企业保障并网消纳。

# 氢能发展“阵痛”不断

■本报记者 韩逸飞



场潜力巨大,产业发展已从基础研究阶段进入到示范应用阶段。”

## 面临无序竞争与安全风险

薛贺来告诉记者,“氢能发展不会一蹴而就,急功近利不可取”。从技术角度来看,水电解技术看似容易,但氢氧过于紧凑引发的易爆炸问题需要得到高度重视;从市场角度来看,目前核心材料成本偏高,对于处于发展初级阶段的氢能行业而言,高成本阻碍其快速发展壮大。此外,他认为,我国氢能产业整体没有形成盈利模式,全产业链上缺乏有技术、有实力的企业,企业创新投入不足,缺乏行业引领,难以形成良好协作。

针对氢源关注度不够的问题,薛贺来认为,“不管采取哪种技术路线,氢作为二次能源载体本身是零碳的,关键在于生产过程绝不能为生产氢而产生大量二氧化碳。他表示,“可再生能源+水电解制氢”将成为获得廉价氢气的核心技术途径之一。

伯肯节能营销中心总经理杨亚飞认为,

目前行业主要存在两个层面的风险,一方面是市场竞争和企业经营风险,另一方面,则是产品自身安全风险。“目前行业虽然很火热,但是补贴政策存在滞后问题,一些企业很难支撑。同时,在建加氢站的数量和购买车辆的数量并没有那么多,在蛋糕有限的情况下,会出现无序竞争。目前国内大范围建设70MPa加氢站,但有能力集成或者生产高压气体设备的厂家并不多,实际操作过程中容易出现安全性问题。”

## 政策延后落地,后续资金紧缺

在宏观政策导向、地方产业升级、环保驱动、资本的介入等多方因素推动下,我国氢能产品技术与国产化水平快速提升,燃料电池汽车应用场景和产品逐渐丰富,同时行业整体成本在快速下降,规模效应逐步体现,但仍面临政策延迟落地和后续资金紧缺等问题。

对于氢能产业发展中所遭遇的短期困境,张小飞建议:“产业链企业要目标明确,做好战略布局,并加快技术研发、储备人才协作。加强全产业链协作,形成产业闭环,并积极拥抱资本,借力资本加快发展。”

杨亚飞认为,现阶段氢能行业的高风险因素主要来自政策延迟导致的行业难关、市场竞争带来的风险以及产品自身的安全风险等三个方面。企业在保证产品实力和安全性同时,应联合全行业力量推动政策和后续资金落地,同时横向发掘产业体系支撑渠道,推动产业国产化,才能保证氢能行业长足健康地发展。

美锦能源氢能事业部部长吴浩站在市场的角度分析认为,整个行业发展至今,最大的风险是技术和产品能否市场化,要想解决问题,就需要金融工具以及产业体系的支撑。“挖掘下游市场是核心,建立运营体系,把产业链从下游到上游整个带动起来。”