

容量电价的下一站:不止保底,更要择优

□ 郭 兴 张小宝

国务院办公厅日前印发《关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》(以下简称《意见》),再次将容量电价置于电力市场改革的重要位置。《意见》提出,支持有条件的地区探索通过报价竞争形成容量电价,以市场化手段保障系统可靠容量长期充裕,条件成熟时探索容量市场,切实保障煤电等支撑性调节电源可持续发展,提升兜底保供能力。

在此之前,国家发展改革委、国家能源局近期印发的《关于完善发电侧容量电价机制的通知》(以下简称“114号文”)已率先发力,分类完善煤电、天然气发电、抽水蓄能、新型储能容量电价机制,有序建立发电侧可靠容量补偿机制,对机组可靠容量根据顶峰能力按统一原则补偿,公平反映不同机组对电力系统的顶峰贡献。从具体机制设计到长远市场愿景,两份文件为发电侧各类主体清晰廓清了投资方向、明确了发展路径。

从“配角”到“同工同酬”

“十四五”以来,我国陆续建立煤电、抽水蓄能容量电价机制,部分地区还探索建立了气电、新型储能容量电价机制。其中,煤电容量电价机制既是对煤电“兜底调节”经济价值的确认,也是推动煤电有序转型、重塑收益结构的关键抓手。在此基础上,114号文进一步细化各类电源主体的容量电价,推动发电侧资源更加公平有序参与市场竞争。

尤其值得关注的是,114号文首次提出建立电网侧独立新型储能容量电价机制——对服务于电力系统安全运行、未参与配储的电网侧独立新型储能电站,各地可给予容量电价。对于长期缺乏稳定收益预期的独立储能行业而言,此番政策“正名”无异于为其发放了一份“保底工资”,彻底破解了行业发展的收益痛点。

从行业发展态势看,这一制度安排恰逢其时。一方面,独立储能规模已形成产业规模。国家能源局数据显



广西南宁抽水蓄能电站库区

新华社记者 周 华 摄

示,截至2025年底,全国新型储能累计装机达1.36亿千瓦/3.51亿千瓦时,其中独立储能占比为51.2%,已成为电力系统调节的重要力量。另一方面,独立储能的系统价值已得到验证。2025年,国家电网经营区新型储能最大放电力达4453万千瓦,晚高峰平均顶峰时段长2.4小时,在电力供需紧张时刻展现出可靠的支撑能力,其系统调节价值得到充分印证。

尽管发展势头良好,但独立储能仍面临“成长的烦恼”。在《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》(以下简称“136号文”)发布前,独立储能的收入包括容量租赁、电能交易、辅助服务,以及部分地区的容量补偿。随着136号文取消强制配储,独立储能原有的容量租赁收益逐步收缩;同时,大部分省份独立储能的全部充电量仍要承担系统运行费用和线路损耗。随着各地系统运行费持续攀升,独立储能的盈利空间进一步被挤压。

中关村储能产业技术联盟秘书长李臻表示,114号文以“同工同酬”为原则,明确新型储能的容量价值。该文件的出台标志着独立新型储能电能量市场收益、辅助服务市场收益、容量电价收益版图成型,为产业的可持续发展筑牢了根基。在北京海博思创科技股份有限公司(以下简称“海博思创”)董事长张剑辉看来,114号文为独立储能项目构建了可预期、可持续的商业模式,显著提升了储能项目收益的稳定性和抗风险能力。

从“分类施策”到“统一标准”

分类完善各类电源容量电价机制,只是容量电价改革的第一步。114号文提出“有序建立发电侧可靠容量补偿机制”。国家发展改革委能源研究所能源系统中心副主任刘坚认为,分类完善容量电价机制和发电侧可靠容量补偿机制,是容量电价政策发展的两个关键阶段。前者是针对特定电源类型“分类补偿”,后者则是以市场

化手段,实现系统长期可靠容量充裕的进一步探索,标志着容量电价改革从“分类施策”向“统一标准”升级。

可靠容量补偿的核心,在于“可靠”二字。考虑到不同类型机组顶峰能力不同,相同规模装机容量能够提供的可靠容量不同,114号文明确,可靠容量指机组在全年系统顶峰时段能够持续稳定供电的容量。114号文同时提出,在电力现货市场连续运行后,省级价格主管部门会同相关部门适时建立可靠容量补偿机制,对机组可靠容量按统一原则进行补偿。常州龙腾光热科技股份有限公司(以下简称“龙腾光热”)董事长俞科表示,有序建立发电侧可靠容量补偿机制,对机组可靠容量根据顶峰能力按统一原则进行补偿,公平反映了不同机组对电力系统的顶峰贡献。

从可靠容量补偿范围看,除煤电、气电以及符合条件的电网侧独立新型储能等主体外,相关部门还可结合当地电力市场建设情况,拓展至其他具

备可靠容量的机组。“114号文中虽没有单独列出光热发电,但明确指出可以扩展至其他具备可靠容量的机组,为光热发电未来参与容量补偿机制预留了新的政策机制空间。”俞科说。

从技术特性看,光热发电在可靠容量折算中也具备一定优势。一方面,光热发电的储能时长可达6小时~12小时,能够弥补锂电池储能日内至跨日调节的缺口。另一方面,光热电站具备15%~100%额定负荷的宽幅负荷调节能力,其调峰速率是传统煤电的2倍~3倍,能够在系统顶峰时段发挥重要支撑作用。当前,制约光热发电规模化发展的瓶颈在于成本。2024年以来,100兆瓦及以上规模光热项目平均单位千瓦总投资约1.5万元,约为同等规模光伏电站的3倍。容量电价支持将显著提升光热项目经济性。据可胜技术董事长兼首席科学家金建祥测算,若光热发电参照煤电执行330元/千瓦/年的容量电价,在年利用小时数低于2500小时的情况下,其度电成本预计可下降约0.13元/千瓦时,大幅提升项目盈利能力。

除光热发电外,压缩空气储能、液流电池储能等长时储能技术,面临的发展处境与光热发电相近,可靠容量补偿机制的逐步确立,同样有望撬动这类长时储能技术的商业化规模化发展。

从“抢地盘”到“练内功”

政策红利释放的同时,也为行业发展带来了新的挑战。短期看,114号文有望显著拉动电网侧独立储能的投资热情,但要警惕“一拥而上”引发的盲目投资,避免出现“一哄而散”的局面——这不仅与政策初衷相悖,更可能造成电力资源的严重错配。李臻建议,各地可通过建立严格的优质项目遴选机制、规范的项目管理制度、科学的评估考核体系,强化市场引导与过程监管,确保政策红利精准流向可靠、优质的储能项目,推动形成“规划有序、竞争公平、良性发展”的市场生态,真正实现新型储能产业高质量发展。

同时,独立储能开发商也亟待重

构投资逻辑。张剑辉坦言:“114号文的出台令电网侧独立储能的投资逻辑发生转变。项目选址、规模、时长的选择不能再单纯追逐单一电价收益维度,而要更加注重‘关键时刻能不能顶得上、稳得住’、匹配区域电力系统的真实需求。”他判断,未来独立储能项目或倾向于布局到新能源渗透率高、调节压力大、外送能力受限或位于负荷中心的区域,实现与系统需求的精准匹配。

刘坚则提醒投资方关注系统运行费攀升对收益的挤压。114号文明确电网侧独立新型储能充电时视作用户,需缴纳上环环节线路损耗费用和系统运行费用,且放电时不退还系统运行费。2025年以来,受新能源大规模入市影响,各地系统运行费折合度电成本普遍走高。“在此背景下,系统运行费正成为挤压独立储能盈利空间的重要变量。”刘坚指出。

“新机制将考验独立储能的主动运营能力。”张剑辉表示。目前,为提升自身运营能力,海博思创已借助人工智能技术,构建起精细化、高可靠、可预测的一体化运营能力体系。该体系可借助AI进行电价预测,动态调整储能系统的充放电策略,通过模拟市场波动场景,量化运营风险并推荐应对策略。

龙腾光热则在探索依托光热发电结合少量风电光伏构建具有与火电相近可靠容量和发电能力的光热一体化联营项目。“争取光热发电在发电侧实现和火电一致的电量和容量市场价格机制,在电网侧获得与新型储能一样的市场地位,以实现光热发电与风光新能源、新型储能等共同走向市场化定价,推动风光热储进入良性互动规模化发展阶段。”俞科说。

从分类容量电价的完善,到可靠容量补偿机制的探索,再到条件成熟后的容量市场的推进,容量电价改革的演进逻辑清晰可见——核心是推动发电侧价值锚定,从“行政配给”向“市场贡献”深度迁移。展望未来,容量电价的机制设计只是万里长征的第一步,要想早日推动容量电价市场落地见效,还需地方政府精准监管、防止资源错配,经营主体立足自身优势、锤炼核心能力,共同推动电力市场体系不断完善,为能源高质量发展提供坚实支撑。

推动可再生能源高质量发展 夯实能源强国建设根基

□ 易跃春

在全球能源格局深刻变革与我国现代化建设进入关键时期的时代背景下,党的二十届四中全会作出建设能源强国的战略擘画,将能源强国建设纳入社会主义现代化强国建设总体布局。可再生能源的发展关乎能源强国建设的成色与根基,必须将其摆在实现“双碳”目标全局和建设新型能源体系的核心位置予以谋划和推进。

深刻认识能源强国建设的时代背景与核心内涵

能源强国建设是统筹供给安全与低碳转型的时代选择。当前,全球能源转型加速演进,绿色低碳发展深入推进,叠加地缘政治动荡加剧传统能源供应风险,能源安全与转型已成为关系国家长远发展的战略性议题。必须破解能源对外依存度高、风险传导性强等突出问题,推动能源发展从规模扩张向“量质并重”转型,实现我国从“能源大国”到“能源强国”的重大跃迁,筑牢国家发展的能源安全基石。

能源强国建设是统筹科技自立与产业发展的目标需要。能源科技自立自强是能源强国建设的核心驱动力。当前,我国能源领域核心技术与高端装备仍存在短板,必须以能源科技革命引领产业转型升级,不断催生新质生产力,建设现代化能源产业体系,推动能源安全从被动应对向全面自主可控转变,为能源强国建设提供坚实支撑。

能源强国建设是统筹国内发展和国际治理的战略考量。对内,立足我国资源禀赋优化能源开发与产业布局,提升产业链供应链韧性和安全水平,破解区域发展不平衡的问题;对外,深度参与全球能源治理变革,有效应对技术壁垒、贸易保护主义等挑战,以中国方案助力全球应对气候变化,在国际能源格局重塑

中展现大国担当。

准确把握可再生能源的战略价值与关键作用

“十四五”期间,我国可再生能源实现了高质量跃升发展,为能源强国建设夯实了基础。未来,可再生能源将统筹兼顾安全、低碳、经济等多重发展目标,通过大规模、高质量发展,为能源强国建设夯基垒台、立柱架梁。可再生能源是能源强国建设的重要安全支柱。我国油气对外依存度高,国际地缘政治动荡持续加剧传统能源供应风险,大规模、高比例发展可再生能源逐步替代传统化石能源,是从根本上提升我国能源自主供应能力的战略选择。目前,可再生能源在我国电力消费中的比重已接近40%,风电、光伏发电等波动性电源的安全支撑能力逐步提高,逐步成长为保障能源安全的新支柱。

可再生能源是能源强国建设的绿色转型基石。可再生能源替代传统高碳排放能源是实现“双碳”目标的战略选择,是构建清洁低碳、安全高效新型能源体系,实现2035年30%以上非化石能源消费占比目标的主要路径。同时,随着可再生能源在能源消费中的最低比重目标写入能源法,将加快引领绿色生产生活方式形成,进一步促进可再生能源高比例发展,为能源强国建设厚植绿色底色。

可再生能源是能源强国建设的重要创新引擎。当前,我国在可再生能源核心装备国产化方面已取得突破性成就,但在芯片、工业软件、长时储能等关键领域仍面临挑战。可再生能源是培育能源领域新质生产力的关键载体,其产业发展与技术创新深度绑定,将以产业高质量需求为导向,深化与人工智能、信息技术等的融合创新,并以资源开发带动氢能、算力等战略性新兴产业布局,有力支撑能源领域科技自立自强,为能源强国建设注入强大新动能。

可再生能源是能源强国建设衔接全球治理的关键领域。我国已经建成全球最大、发

展最快的可再生能源体系,产业链完整、竞争力突出——水电、风电、光伏发电产业全球领先,水电开发与制造业企业占据国际市场主导地位,风电、光伏等产品出口覆盖全球200多个国家和地区。中国可再生能源的快速发展,推动十年来全球风电、光伏发电成本分别下降超过60%和80%,为全球能源转型与气候治理作出巨大贡献。面向未来,将把握全球绿色低碳转型趋势,推动新能源装备、技术、标准“走出去”,积极参与国际规则与标准制定,突破技术与贸易壁垒,为全球能源绿色低碳发展贡献中国智慧和方案。

加快建设新型能源体系,推进能源强国建设

“十五五”期间,可再生能源发展仍面临要素保障不足、消纳矛盾突出、国际绿色贸易壁垒加剧、市场机制不完善等多重挑战,必须突出目标导向、问题导向,深入贯彻党的二十届四中全会及2026年全国能源工作会议关于加快建设新型能源体系、推进能源强国建设的决策部署,深入践行“四个革命、一个合作”能源安全新战略,以更大决心和力度推动可再生能源高质量发展,破解发展瓶颈、巩固增强竞争优势,持续夯实能源强国建设根基。

推动增量提质发展,筑牢安全供给基础。坚持风光水核等多能并举,统筹就地消纳和外送,积极稳妥推进重大水电工程,加快三北“沙戈荒”、西南“水风光”、海上风电等清洁能源基地建设,拓展分布式能源开发利用场景,着力提升可再生能源供给比重,力争每年新增风电、太阳能发电装机2亿千瓦。科学推进存量水电灵活性提升改造,积极有序开展建设抽水蓄能、大力发展长时储能等,提升需求侧响应能力,加快构建新型电力系统,提升电网对新能源的接纳、配置与调控能力,提升可再生能源安全可靠替代能力,确保能源供应的稳定性与韧性。

强化清洁低碳消费,筑牢绿色发展基础。以可再生能源为基础积极建设零碳工

厂、园区,持续扩大绿电在工业、建筑、交通等重点领域的消费利用场景,拓展可再生能源非电利用路径,在工业原料替代、重型交通燃料等领域推广绿色氢氨醇应用。推动绿电直接交易规模扩容,加快推动可再生能源消费最低比重目标落地落实。健全可再生能源消费认证与激励机制,加强低碳用能宣传引导,创建全社会绿色用能良好氛围,加快形成绿色生产生活方式。

强化科技自立自强,筑牢创新引领基础。聚焦芯片、关键材料、工业软件等新能源“卡脖子”领域,支持产学研用协同攻关,同步布局固态电池、氢能、长时储能及绿色氢氨醇制备等前沿技术研发,加速核心技术国产化突破,提升产业链自主可控能力。推进新能源与数字技术、人工智能深度融合,发展智慧能源系统、虚拟电厂,推动算力融合发展,加速培育能源领域新质生产力。

强化政策机制协同,筑牢改革发展基础。深化全国统一电力市场建设,健全可再生能源市场化交易规则与价格机制,健全适应新型能源体系的市场机制。加强绿证绿电与碳排放权交易市场机制衔接,充分反映可再生能源环境价值。建立跨部门、跨区域统筹协调机制,统筹能源开发、生态保护、区域发展等多重目标,形成政策协同合力。持续优化营商环境,激发可再生能源开发与集成创新领域的市场活力。

强化开放合作共赢,筑牢国际引领基础。依托我国可再生能源产业与技术优势,推动先进装备、技术标准以及绿色发展方案“走出去”,推动引领国际规则标准完善和衔接互认。创新绿色金融产品,为可再生能源产品出口、海外产业项目建设提供金融支撑,推动能源领域人民币结算,降低项目融资成本与汇率风险。依托多双边合作平台,积极分享我国可再生能源发展经验,推动构建公平合理、合作共赢的全球能源治理体系。

(作者系水电水利规划设计总院党委副

关 注

金融“国家队”布局新材料赛道 助力保时捷来绿氢产业升级

□ 陈学谦

中国产业发展促进会氢能分会会员单位——保时捷新材料科技(苏州)有限公司(以下简称“保时捷”)近日完成新一轮融资,本轮融资由中国建设银行旗下建信金融资产投资有限公司发起的建源卓璞基金、江苏省常熟市国资平台国发基金联合投资。此次资本注入,将为保时捷在绿氢核心零部件研发、产能扩张及产业链整合注入强劲动力,也彰显了国有大型金融机构及地方国资对氢能新材料赛道及企业技术力的高度认可。

业内人士表示,本轮融资的意义主要体现在三个方面:国有金融资本加持,提升企业公信力。建信金融资产投资有限公司的加入,标志着保时捷的技术实力与发展前景获得国有大型金融机构认可,将显著增强企业在产业链中的信用资质与合作话语权。

产融深度融合,加速技术产业化。依托建行集团的综合金融服务能力与常熟国资的本地产业资源,保时捷将获得“资金+订单+政策”的全方位支持,缩短从实验室到产业化的周期。

国资引领示范,强化区域产业集聚。此次投资是常熟通过资本纽带培育新兴产业、完善本地氢能产业链的重要布局,彰显了地方国资以投资促产业、以资本引技术的战略导向,为区域绿氢产业集群发展注入强心剂。

对于此次融资,保时捷相关负责人表示,本轮资金将主要用于三大方向,一是加码核心技术研发,重点突破高性能制氢电极、巩固技术壁垒。二是扩大生产基地建设,提升核心产品产能与交付效率,满足快速增长的市场需求。三是深化产业链协同,拓展与上下游企业的合作,完善氢能核心零部件供应体系。

随着“双碳”目标推进,绿氢作为清洁能源的重要组成部分,市场需求持续爆发,而核心零部件的技术突破是产业规模化发展的关键。此次保时捷与国有金融资本、地方国资的携手,不仅为企业自身发展注入新动能,更标志着金融“国家队”正式布局氢能新材料赛道,为行业高质量发展树立产融结合新标杆。