

行业洞察

新能源高速发展要“变中寻机”

图为我国首个光伏储能实证实验平台,位于黑龙江省大庆市。

核心阅读

在全球能源加快低碳转型的趋势下,我国新能源发展步入快车道,需准确理解其态势走势、趋势变化,主动发现矛盾性、苗头性、潜在性问题,善于识变、求变、应变,把握新能源高速发展中的新动力、新机遇、新前景。

■ 李甜

新能源提速发展动力足

新能源将成为电力消费增量主体,产业发展空间不断增大。截至2021年11月底,我国风电、光伏装机规模分别达3亿千瓦、2.9亿千瓦,均保持世界第一。预计到“十四五”末,我国可再生能源装机占电力总装机规模的比例将超过50%,从原来能源电力消费增量补充变为增量主体;到2030年,非化石能源占一次能源消费的比重将达到25%左右,风光总装机容量将达12亿千瓦以上。

超百万千瓦基地规划将成为重要模式,新能源集约开发不断加快。我国“十四五”规划了9大清洁能源基地,同时开展整县(市、区)屋顶分布式光伏建设试点,多措并举加快新能源集约开发。其中,新疆、青海海西、河西走廊、黄河几字弯、冀北、松辽、黄河中下游绿色能源廊道、云贵川水风光综合开发、藏东南水风光综合开发9个新能源基地拟新增并网风光装机规模分别为3500万、1000万、1900万、6700万、2200万、3800万、1800万、6000万、620万千瓦。

电网加速向能源互联网升级,电力外送布局不断优化。国网“十四五”规划建成7回特高压直流工程,新增输电能力5600万千瓦;到2025年,该公司经营区跨省跨区输电能力达3.0亿千瓦,其中清洁能源占比达50%。南网“十四五”把新能源发展与消纳作为工作重点,加快粤联网、粤港澳大湾区,建设藏东南送粤港澳大湾区工程,研究论证青海、蒙西等外送方案,扩展新能源发展空间,提高使用效率。

产业变革颠覆性技术应运而生,科技创新能力不断增强。目前我国新能源核心技术处于国际领先地位,大型风电机组主要设备制造基本实现系列化、标准化,

光伏制造整套生产线均已实现国产化。在技术创新的驱动下,风光发电成本均下降到10年前的30%以下,2021年陆上风电及光伏迎来平价上网元年,竞争优势突出。

配套支持政策持续加码,产业发展环境不断改善。我国出台了《2030年前碳达峰行动方案》等政策,明确风光发展目标、方式;提出建设全国统一电力市场体系,加强可再生能源、氢能、储能与智能电网等相关技术研发。此外,央行还推出了碳减排工具等金融政策,风光等清洁能源利率设定为1.78%,大幅降低风光投资成本。

新能源发展困难和机遇同生并存

能源资源禀赋与需求分布不均衡。我国能源资源禀赋与需求呈逆向分布,80%以上的能源资源集中在三北、西南地区,而70%以上的能源需求集中在中东部地区。

新能源生产与消纳不平衡。随着我国形成“西电东送、北电南送”的能源资源配置格局,高比例新能源大规模跨省跨区消纳面临诸多挑战。

其中,输电通道方面,现有电网输电能力有限,配套电源建设滞后,导致部分跨省跨区通道新能源电量占比低于30%;部分偏远地区新能源项目推高了输电通道建设成本。能源供应方面,新能源出力不稳定,在煤电出力减少、新能源低出力的情况下,易导致拉闸限电等问题。能源安全方面,电网建设以主干道为主,配电网投资建设滞后,如果依靠大规模特高压外送的电网系统发生严重故障,将出现大面积停电隐患。

产业链上游与中下游发展不协调。在碳达峰、碳中和目标驱动下,能源绿色低碳转型加速,上游新能源设备厂商业绩增强

劲,下游需求多样性增加,导致中游发电企业发展新能源面临诸多挑战。

其中,捆绑产业、储能增加了资源获取难度和投资风险,地方政府按照“新能源+产业落地”的能源经济模式,将新能源规模指标捆绑地方产业发展,致使项目竞争异常激烈。同时,上游设备供应紧张推高投资成本,新能源项目大规模集中开发导致相关设备供货紧张、成本居高不下。此外,下游客户需求日益多样化,不确定性与风险快速增加。

技术研发能力与产业发展要求不匹配。目前新能源转化率、自主研发能力、体制机制等还不能满足产业发展要求。同时,技术创新产业链发展不平衡,国有企业薪酬分配不能充分激发科技人才的积极性、创造性,中小企业在资金、人才、市场上处于劣势,设备核心技术多由大型民营企业掌控。

新能源战略规划与战略执行脱节。各发电集团加大了对区域公司新能源项目的审批授权力度,但同时,存在战略执行“两张皮”的问题。如企业薪酬体系主要考核短期经营目标。同时,战略评价体系有待完善。

人才素质与产业发展目标不符合。在新能源资源竞争激烈、项目集中投产的情况下,人力资源已不能满足新能源高速发展的要求。同时,新能源项目多位置偏远,生活条件艰苦,员工特别是青年员工离职率较高、流动性较大;新员工没有相关经验,给项目运营带来安全隐患。

高质量发展需处理好多重关系

统筹“东”和“西”,持续优化空间布局,解决新能源发展规模和质量不协调的问题。坚持“集中式与分布式并举”“远近结合”,根据能源资源禀赋特点,持续优化电源空间布局。结合“新能源+”组合开发模式、新型用

电领域综合能源服务等用能新模式、新业态,加快在甘肃、内蒙古、山西、陕西、青海等三北地区基地化、规模化优化发展风光电;利用内蒙古、山西、陕西、甘肃等荒漠地区、采煤沉陷区、煤矿露天矿排土场建设光伏电站;在川滇黔桂、藏东南等水资源丰富的西南地区统筹发展水风光一体化综合项目;在湖南、湖北、江西、安徽等中东南地区重点就地就近发展分散式、分布式风光电;在山东半岛、长三角、闽南、粤东、北部湾等用户集中、需求多样、经济发达的东南部沿海地区发展海上风电集群。

结合“主”和“配”,构建灵活稳定通道,解决新能源发电和消纳不平衡的问题。统筹特高压主电网、智能微电网和增量配电网等通道建设,构建多路径、多层次、多目标的新能源外送体系。完善省内和区域电网主网架,统筹送、受端消纳能力,优化改造各地电网主网架,构建坚强的送受端电网网架,通过风光水火储打捆等方式实现远距离输送。研究输电线路或新能源就地转化为氢(或碳氢燃料、氨等)输送通道建设,提升省间电力互济能力。大力推进增量配电网建设,建立健全以消纳新能源为主的增量配电网、微电网和分布式电源市场电价形成机制。研究探索基于电量异地消纳的分布式电源,提高电网对高比例新能源的消纳和调控能力,构建各电压等级电网协调发展的新型电力系统。

联合“大”和“小”,涵养绿色产业生态,解决产业链上中下游发展不平衡的问题。深化与上游大型企业的战略合作,推进中东部“新能源+产业”向西南、三北地区转移,增加新能源本地消纳能力,实现地方政府、发电企业、设备厂商三方利益最大化。探索创新与优质中小微企业共赢发展的新模式,发挥大型国企资源整合的优势,通过投资、参股、并购等方式,加强与

优质小微企业合作,提高资源利用效率。驱动下游产业商业模式创新,通过市场调整新能源发展模式,积极探索通过平台运营逐步输出分布式电源、技术创新服务、合同能源管理等综合能源项目,完善产业链市场竞争机制。用好国家绿色金融政策,利用碳减排金融工具创新开展绿色金融业务,发挥融资平台作用,通过股权、债券融资等方式吸收更多低成本的新能源项目资金。

坚持“破”和“立”,融合创新链、产业链,解决新能源研发能力与产业发展要求不匹配的问题。加强颠覆性新能源技术攻关,加快制定储能、氢能行业标准,加大空气压缩、电化学、蓄热等高能量密度、高安全性储能技术研究力度,探索储能、氢能等在送受端等多场景的应用。发挥政府统筹能力,集聚科研院所、高等院校、大型企业等技术、产业和人才优势,建设集技术、人才、管理、资金、市场于一体的新能源产业孵化平台,培育一批具有核心竞争力的“专精特新”优质中小微企业。健全技术人才培养激励机制,完善储能等定价机制。

融合“长”和“短”,完善战略管控体系,解决新能源发展战略和执行脱节的问题。健全战略规划与战略执行相结合的管理体系,健全长期目标与短期目标相结合的目标体系,健全风险与业绩共担的决策者激励机制,健全软性指标与硬性指标相结合的考核体系。

用好“老”和“新”,建立知识管理体系,解决人才素质能力与产业发展目标不符合的问题。健全新能源战略赋能体系,建立新能源知识管理体系,开展学习型组织建设,探索学分制职业生涯管理体系建设,形成老员工知识输出、新员工知识输入的战略赋能管理闭环。

(作者系中国能源研究会会员)

一家之言

电力辅助服务价格传导机制正加快完善

核心阅读

随着我国能源转型快速推进,预计到2025年、2030年,新能源发电量在全社会用电量中的占比将分别达到18.6%和25.9%。当可再生能源渗透率超过15%时,电力系统灵活运行将成为关键。2021年12月,国家能源局下发了新版《电力并网运行管理规定》《电力辅助服务管理办法》(下称“新版两个细则”),进一步完善电力辅助服务价格传导机制,加快构建以新能源为主体的新型电力系统。

■ 臧宁宁

并网及辅助服务主体由发电侧拓展到新型储能及负荷侧。新型电力系统的运行特性由源随网动的实时平衡模式向源网荷储协调互动的非完全实时平衡模式转变,负荷侧及储能等将在电力系统调节中发挥重要作用。

旧版并网及辅助服务主体主要是火电、水电等常规电源,而新版两个细则在常规电源的基础上,进一步拓展到风电、光伏发电、光热发电、抽水蓄能、自备电厂和新型储能、可调节负荷等主体,并新增新能源、新型储能和负荷侧并网主体的技术指导及管理要求,更适应新型电力系统建设、发展趋势。

丰富电力辅助服务产品。新型电力系统是对传统电力系统的升级,新能源将成为装机和电量主体,集中式和分布式并重,发用电一体的“产消者”将大量涌现。同时,电力系统将由以同步发电机为主导的机械电磁系统向以电力电子设备和同步机共同主导的混合系统转变。

旧版辅助服务产品主要包括调频、调峰、备用、无功、黑启动等品种,而新版辅助服务产品增加了转动惯量、爬坡、调相、稳定切负荷等品种,进一步解决新能源出力的间歇性、波动性、弱惯性支撑等问题,确保电力系统安全稳定运行。

完善用户共担共享辅助服务机制。旧版辅助服务考核和补偿市场主体主要是发电企业。自2015年电改9号文出台以来,我国建立了相对完善的中长期电力交易市场和辅助服务市场,但辅助服务市场考核与补偿主体仍主要是常规火电。虽然部分地区将风电、光伏等纳入辅助服务市场考核范围,但上下游价格传导机制并不完善。为此,新版辅助服务按照“谁提供,谁获利;谁受益,谁承担”的原则,进一步完善辅助服务考核补偿机制,形成由发电企业、市场化电力用户等所有并网主体共同承担的辅助服务分摊格局,进一步完善辅助服务市场交易机制,降低电力系统的辅助服务成本,提高资源使用效率。

推进跨省跨区辅助服务机制建设。我

国水电主要集中在云南、四川等西南地区,风光主要集中在三北地区,负荷重心主要集中在东部沿海地区,碳达峰、碳中和目标要求可再生能源更大范围优化配置和协同消纳,这使得跨省跨区电力市场成为新型电力系统建设的重要内容。

目前我国跨省跨区电力交易主要以年度、月度、周度和多日等中长期合约交易为主。2021年11月16日,国家发改委、国家能源局批复国家电网有限公司《省间电力现货交易规则》,要求积极稳妥推进省间电力现货交易。对此,新版辅助服务市场将助推跨省跨区电力辅助服务机制建设,有力支撑新能源跨省跨区市场化交易,促进新能源在更大范围消纳。

有利于火电盈利修复。在此前的电力辅助服务市场中,发电企业既是辅助服务补偿方又是被考核方,考核费用相当于“左手倒右手”,参与电力市场的积极性不高,更多是为了完成考核要求。而新版辅助服务按照“谁提供、谁获利;谁受益、谁承担”的原则,逐步建立电力用户参与的电力辅助服务分担共享机制,并

根据不同类型电力用户的用电特性,因地制宜制定相应的分担标准,辅助服务费用将逐步向用户侧、新能源发电机组转移,火电分摊的辅助服务费用将下降,获得的服务收益将提高。同时,新增转动惯量、爬坡等辅助服务品种,有利于火电拓展收益来源。

推进用能侧商业模式创新。2021年底,电价改革取消了工商业目录电价,科学划分峰谷时段,将峰谷价差进一步拉大到3:1,部分地区不低于4:1,并建立尖峰电价,为用户侧商业模式创新奠定了电价基础。

此前,用户侧资源很难接入电网调度并参与电力辅助服务,而新版两个细则将传统高耗能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网、虚拟电厂等负荷侧并网主体纳入统一调度和分级管理,并推动其参与电力辅助服务市场。电价改革及新版两个细则有利于推动工商业用户用能模式创新,以及用户侧储能、虚拟电厂、电动汽车参与电力辅助服务,同时有利于推进综合能源发展及用户侧灵活性资源建设。

推动新能源向稳定电量电力主体转变。新版两个细则要求新能源并网要具备有功功率和无功功率调节能力,同时提高新能源发电分摊的辅助服务费用,因此新能源项目的收益率将有一定下行压力,这将倒逼新能源技术进步和市场化竞争。

新版两个细则的目的是促进新能源发展和消纳,要求发电侧并网主体具备相应的调频、调压、调峰能力,加快新能源向稳定电量电力主体转变,这有利于推动三北光热、新型储能、存量火电、调节型水电与风电、光伏发电互补调节的可再生能源基地建设,推动西南水电与风电、太阳能发电协同建设。

预计今年煤电公共事业属性将增强,盈利有望修复,灵活性改造将加快。同时,新型储能、抽水蓄能、负荷侧响应、虚拟电厂、可中断负荷等将迎来快速发展期,对新能源的支撑作用进一步凸显。此外,绿电交易及新能源跨省跨区市场化交易将进一步扩容。

(作者系英大证券有限责任公司研究所副所长,本文仅代表个人观点)