

打造“总枢纽、主通道、重基地”新型电力系统甘肃示范

——访国网甘肃省电力公司党委书记、董事长林一凡

■本报记者 董梓童 苏南



林一凡

级光伏基地。

电网形态互联互通,总枢纽主通道结构日益巩固。目前甘肃电网通过19回750千伏线路与陕西、青海、宁夏、新疆互联,是西北电网的枢纽及电力交换中心,4条特高压直流贯穿全境。全国首条高比例输电新能源的特高压直流工程——酒湖特高压直流工程累计外送电量超过1300亿千瓦时,2022年工程外送新能源240亿千瓦时,占外送电量的42.8%,排名全国第二。目前,清洁陇电已送达全国21个省(区、市)。

负荷特性柔性可调,源荷互动功能效益有效发挥。技术基础不断提升,“双高双峰”(高比例可再生能源和高比例电力电子设备)应对能力增强。国网甘肃电力建成国内首套新能源电站全景监控系统、自同步电压源风电机组并网测试等示范工程,全国首条以输送新能源为主的特高压柔性直流工程——陇电入浙工程启动可研。

运行特性供需协同,灵活调节资源建设提档加速。国网甘肃电力持续优化调度

运行方式,煤电机组平均调峰深度67%,完成火电日内启停调峰9台次。新能源短期出力预测准确率超过90%,建成电化学储能协调控制系统,实现143万千瓦/298万千瓦时储能电站精准调控,有效应对新能源出力日内最大1700万千瓦波动。张掖、皇城、玉门、黄羊、黄龙、永昌等6座共870万千瓦抽水蓄能项目核准开工。

“双高双峰”新特征将率先出现

中国能源报:新型电力系统建设给甘肃能源发展带来了哪些新机遇和新挑战?

林一凡:今年以来,甘肃电力需求保持较快增速,迎峰度夏期间,最大负荷突破2000万千瓦,逼近常规电源最大出力,极端天气新能源小发时段供需平衡难度加大。目前甘肃新能源装机主体地位已经形成,电量主体地位已在日内显现,新型电力系统“双高双峰”新特征将首先在甘肃出现,电力系统安全、经济、清洁之间的“矛盾三角形”将更加凸显,甘肃新能源高质量发展面临如下困难:

省内消纳空间相对不足。目前甘肃新能源装机规模接近最大用电负荷的2倍,“十四五”期间,新能源规模增速远超省内用电负荷增速,亟需在全国范围内消纳,加大力度提升跨区跨省电力输送能力。

灵活调节电源建设滞后。新能源发电“靠天吃饭”,甘肃新能源发电日内波动幅度最大达1700万千瓦,平均波动超过1000万千瓦,“大发时段消纳困难、小发时段保供紧张”的难题亟待破解。

成本疏导机制有待完善。消纳新能源带来的系统调节成本、备用成本和容量成本持续上升,随着新能源建设深入“沙戈荒”腹地,配套电网建设规模、运行成本快

速上升,亟待依托电力市场体系有序疏导。

中国能源报:面对上述挑战,国网甘肃电力将如何做好保供工作?

林一凡:确保电源侧电力供应充裕可靠。国网甘肃电力将全力推进保障性、支撑性电源规划建设,推动已核准煤电机组加快建设,积极争取新增内用常规电源指标。持续推动煤电机组节能降耗改造、供热改造、灵活性改造“三改联动”。做好新增电源和储能并网服务,确保“应并尽并、能发尽发”。

发挥好电网资源优化配置作用。公司将统筹开展水火风光联合调度,做好省间精准错峰、余缺互济,提高互济互供互保能力。落实“政府主导、政企协同、企业实施”保供格局,健全密集输电通道联合防控机制,持续巩固“三道防线”,提升电网本质安全水平。对换流站、重要输变电设备设施开展特巡特护,合理安排电网设备运维与检修施工。

常态化开展供需形势分析研判。公司将强化平衡、安全、燃料“三个预警”,做到未雨绸缪、有备无患。加强与气象、水利等部门的衔接,提高极端天气、突发情况的应急准备和预警响应能力。发挥新型电力负荷管理系统作用,加强负荷实时监测和调控,运用市场化方式引导用户错峰用电,确保常态化具备150万千瓦可调节能力。

“双高双峰”将支撑甘肃从风光大省向风光强省转变

中国能源报:未来,国网甘肃电力将如何支撑新型电力系统建设?

林一凡:《甘肃省“十四五”可再生能源发展规划》提出,到2025年新能源装机规模达到8000万千瓦,力争突破1亿千瓦。《甘肃省碳达峰实施方案》提出,到2030年

新能源装机规模达到1.3亿千瓦。国家级新能源综合开发利用示范区全面建成,新能源作为经济增长新动能的特征进一步显现,产业链安全保障能力持续加强,实现从风光大省向风光强省的转变。为达到这一目标,国网甘肃电力将从以下方面出发,进一步促进新型电力系统建设:

统筹各级电网协调发展。优化调整“十四五”电网规划,全力推动陇电入鲁工程加快建设、陇电入浙工程年内核准、陇电入川工程尽早核准。优化完善750/330千伏骨干网架,加快推进750千伏敦煌—哈密、白银—天都山等省间互联互通工程,到2025年跨区跨省输电能力达5000万千瓦以上。加快现代智慧配电网建设,满足分布式电源、电动汽车充换电设施接入需求。

推动源网荷储协同发展。加快“沙戈荒”大型风光基地送出等配套电网建设,切实做好各类新能源并网服务。优化集中式储能电站布局,推动“新能源+储能”协同发展,加快新型储能多元化、规模化、商业化发展进程。持续完善需求响应市场机制,引导用户主动削峰填谷。

坚持供需协同高效发展。推动优化新能源开发规模与利用率目标,坚持“稳率增量”发展原则,以现有规模结构和消纳能力引导新能源发展布局。

实施多元并网消纳机制。推动源网荷共担消纳责任,将市场化并网新能源项目利用率作为引导新项目布局、时序、投资优化发展的风向标,落实增量负荷空间、调节电源等前置条件,推动其自主消纳。

统筹电力市场高效运转。加快融入全国统一电力市场建设步伐,健全中长期、现货、辅助服务市场运行机制,启动电力零售市场,促进各层级多时间尺度市场联动融合发展。

甘肃是国家重要的综合能源基地和陆上能源输送大通道,其风能、太阳能技术可开发量分别为5.6亿千瓦、95亿千瓦,居全国第四、第五位,具备建设大型清洁能源基地的优越条件,是我国新型电力系统建设的重要支撑。

在“双碳”目标驱动下,要实现新能源大市场、大流通、大循环,作为西北电网的枢纽,甘肃需加快特高压等电力外送通道建设。根据相关规划,预计到“十四五”末,甘肃跨省交换能力将超5000万千瓦,年外送电量将突破千亿千瓦时。为实现上述目标,甘肃还需开展哪些工作?目前甘肃新型电力系统建设情况如何?带着这些问题,《中国能源报》记者近日采访了国网甘肃省电力公司(以下简称“国网甘肃电力”)党委书记、董事长林一凡。

清洁陇电送达21个省(区、市)

中国能源报:在新型电力系统建设目标下,国网甘肃电力开展了哪些工作?

林一凡:甘肃建设新型电力系统的目标是,加快打造清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的“总枢纽、主通道、重基地”新型电力系统甘肃示范。

截至目前,国网甘肃电力在以下方面取得了成绩:

电源构成持续优化,新能源装机主体地位已经确立。成立省级电源服务中心,深化应用国网新能源云平台,创新“一口对外”应用服务新模式,服务新能源装机突破4000万千瓦,装机占比超过55%,排名全国第二。上半年新能源发电量占比33.2%,排名全国第三。新能源利用率连续三年保持在95%以上。建成酒泉千万千瓦级风电基地和张掖、金昌、武威、酒泉4个百万千瓦

上接1版

构网型储能缘何“走红”

但随着新能源发电占比快速提升,电力系统逐渐呈现“双高”(高比例可再生能源、高比例电力电子设备)特征,电力系统生产结构、运行机理、功能形态等正在发生深刻变化,低惯量、低阻尼、弱电压支撑等问题凸显,电力系统安全稳定运行面临严峻挑战。

在新能源侧的储能系统上增加新型控制策略,使其具备同步发电机或者类似同步发电机的频率调节和电压控制能力,形成构网型储能系统,是解决上述问题的可行方案。

目前,我国已有多地提出鼓励或强制新能源项目配建构网型储能。今年5月,西藏自治区发改委印发《2023年风电、光伏发电等新能源项目开发建设方案》,要求保障性并网光伏项目+储能项目配置储能规模不低于光伏装机容量的20%,储能时长不低于4小时,并按要求加装构网型装置。7月,西藏自治区发改委进一步下发《关于积极推动西藏电力系统构网型储能项目试点示范应用的通知》,鼓励在阿里地区、那曲市、日喀则市、拉萨市等地区先行先试构网型储能。

无独有偶。7月10日,新疆自治区发改委发布《关于组织上报2023年独立新型储能建设方案的通知》,提出积极探索建设构网型储能,喀什、和田、克州、塔城、阿勒泰、巴州等地构网型储能比原则上不低于年度新型储能规模的20%。

能源电力专家赵文瑛向《中国能源报》记者指出,构网型储能可以有效提升电网惯量阻尼特性,为系统提供电压和频率支撑,在高比例可再生能源和高比例电力电子设备“双高”特性的新型电力系统中具有广阔的应用前景。

龙头企业积极布局

构网型储能是一项前沿技术,本质是通过控制变流器产生恒定的交流电压源,从而获得类似同步发电机一样的运行特性。目前,美国、澳大利亚、中国等国家均积极推进相关技术的研发和示范应用。

华能集团清洁能源技术研究院储能技术部业务经理成前向《中国能源报》记者介绍,自2011年构网型虚拟同步机被业内专家提出后,以日立ABB、SMA、特斯拉、西门子旗下Fluence等为代表的国际公司开展了数个构网型新能源商业示范项目。其中,澳大利亚项目较多,在实践工程数量和规模上处于引领地位。

我国包括华为数字能源、南瑞继保、远景能源、阳光电源、科华数能、盛弘电

气、科陆电子等在内的企业已经具备或储备了构网型储能的技术能力,并逐步落地系统项目。去年12月31日,国内首座电网侧大容量构网型储能电站——湖北荆门新港50MW/100MWh储能电站一期并网运行;今年5月18日,龙源电力江苏盱眙10MW/20MWh构网型示范储能电站顺利并网运行;6月27日,中国华能研发的100MW/200MWh分散控制构网型独立储能电站在山东莱芜电厂实现全容量并网。

南瑞继保是最早从事构网型储能研发设计的企业之一。“近年来,我们研制了系列化构网储能装备,在电网侧、新能源、源网荷储等多种应用场景进行了示范项目建设,其支撑能力已经得到实际工程的验证。”南瑞继保副总经理、研究院院长文继锋称。

成前认为,示范项目的应用,对构网型储能提升电力系统调节能力和灵活性、平抑新能源发电波动、提升系统惯量、增强电压与频率支撑能力、控制短路容量和改善电网阻尼特性等进行了有效验证和探索,将加速构网型储能技术的实践落地。

推广面临系列难题

从现在常用的“跟网”到理想中的“构网”,这一转变并不容易。

目前,构网型储能有两大实施路径:针对存量储能项目,企业可视评估情况对储能系统的硬件和软件进行更换升级;针对增量储能项目,直接配置具有构网型储能特性的整套储能系统设备。但构网型储能究竟该如何建设,仍处于“摸着石头过河”的探索阶段。

“当前,储能相关的标准仅对跟网型储能技术提出要求,构网型储能技术作为一项新技术,还缺乏相应的标准和规范。”中关村储能产业技术联盟标准总监唐亮介绍,为推动新型电力系统的发展,构网型储能技术规范、功能要求亟待出台。据悉,中关村储能产业技术联盟正在组织编写《构网型储能变流器技术规范》团体标准,将于近期对外公示征求意见。

文继锋指出,构网型储能技术研发需要电力电子、电力系统等多个专业领域的深厚沉淀和深度融合,是企业综合技术实力的体现,要经历长期的理论研究、工程实践的积累,技术门槛颇高。

据记者了解,目前,构网型储能厂家对其技术参数和具体进展还较为保密。但构网型储能无疑会增加软硬件设

施,抬高投资成本。根据新疆自治区发改委发布的《关于组织上报2023年独立新型储能建设方案的通知》要求,构网型储能应具有构网控制功能,在110%额定电流下应能长期持续运行;在120%额定电流下,持续运行时间应不少于2分钟;具备300%额定电流10秒短时过载能力。

业内人士透露,构网型变流器设备过流能力由1.5倍提升至3.0倍,根据不同方案,变流器成本将增加50%左右。另外,构网型储能作为电压源,若多台系统并列运行、负载不平衡,可能带来环流、抢功率等问题,影响电网稳定运行,这对系统控制分析能力也是一大考验。

以技术、标准强化内功

值得注意的是,西藏、新疆率先推进构网型储能,与当地电网架构较为薄弱、暂态调节能力有待加强的现状密切相关。在推广困难重重、行业盈利模式尚不清晰的情况下,构网型储能是否有必要在全国范围展开?

在唐亮看来,未来随着新能源的增加,电网从安全运行角度出发,可能会逐步提出构网型储能要求,并明确并网特性要求,指导相关系统配置设计,解决电网对新能源发电动态特性掌控能力不足的问题。

文继锋表示,构网型储能除了具备常规储能的功能外,还可以解决新能源并网电压跌落比低导致的无法并网问题,提升新能源送出能力,提升电力系统稳定性,在一定程度上可以减轻企业的负担,或成为未来储能系统的基本技术要求。此外,除了调峰调频等功能外,构网型储能还具备短路容量支撑、惯性支撑等能力,建议在辅助服务市场等方面予以政策支持。

赵文瑛认为,若电力系统中全部是构网型设备,电网的控制难度较大。构网型储能更适合“双高”结构的电力系统,其在推广应用中也需考虑新能源、电网等不同主体的诉求。基于风光强制配储本身缺乏经济性且利用率有限,构网型储能暂时还不具备全面推广条件。

赵文瑛进一步指出,构网型技术在发展过程中要重点提升变流器过流能力,加强技术创新,降低成本。选择合适参数的换流器容量和电压等级,降低控制难度。在系统层面,统筹构网型设备和主动支撑型设备的合理配置。此外,尽快建立系统分析方法和控制策略验证体系,以标准支撑构网型储能从理论示范走向工程应用。

标准制定与技术提升相互促进

《指南》系统构建的氢能全产业链标准体系,涵盖基础与安全、氢制备、氢储存和运输、氢加注、氢能应用5个子体系,按照技术、设备、系统、安全、检测等进一步分解,形成了20个二级子体系、69个三级子体系。

“《指南》的内容框架已相对较全,包含了氢能产业发展的基础与安全、氢的制储运加和在交通、储能、发电、工业等重点领域的应用,产业界和投资界关注的各类制氢和输氢技术也都有所涉及。”卢琛钰表示,尤其值得关注的是,《指南》重点规划了PEM制氢、管道输氢、加氢站关键设备与监测、燃料电池发动机关键部件等重要标准,同时对行业比较关注的液氢、氢能船舶、氢能航空器、氢冶金等技术方向和应用领域都有所提及,部分标准已经立项或拟制定。

“要把标准做好,首先离不开技术创新和产业化发展,从应用端推动标准的进步。”在靳殷实看来,随着技术的发展,产品将更新换代,从而持续带动标准的完善与提高。“标准和技术是互相牵引推动的,标准建设完善且具体,将有利于引领产业发展。比如,目前PEM制氢、固态储氢、液氢以及管道输氢等技术领域刚刚起步,相关标准相较其他领域要少一些,需要进一步加强。”

目前,氢能领域仍处于技术快速发展和变革的阶段。中国机械工业联合会氢能专委会执行秘书长蒋晓健指出,《指南》提出探索形成氢能领域企业标准、团体标准、行业标准、国家标准、国际标准协同发展新模式的要求十分及时,不同层级的标准体系,对于支撑不同成熟度的技术路线,具有重要意义。“标准主要为产业化服务,随着‘双碳’目标的推进,能源化工材料领域的氢能应用将以更迅猛的速度发展,这需要进一步吸收相关领域的专家参与标准编制工作,以满足应用领域的实际需求。”

马军指出,氢能项目实践应用和五大燃料电池汽车示范城市群的推动,也离不开标准的引领。此外,氢从危化品到能源产品的角色转变,仍面临很多政策性堵点,需要标准的突破带动政策的调整,支撑产业快速发展和商业化推广。

重在落实和完善

根据《指南》设定的目标,到2025年,支撑氢能制、储、输、用全链条发展的标准体系基本建立,制修订30项以上氢能国家标准和行业标准。《指南》同时强调,深度参与ISO、IEC国际标准化工作,积极提出氢能领域国际标准提案,逐步提高我国氢能国际标准化影响力。

《指南》发布后,重在落实和完善。卢琛钰认为,《指南》具有规划性和导向性作用,为氢能标准体系建设指出了存在的问题,但并非解决问题的钥匙。“在《指南》制定的框架下,产业应在未来3年内,将规划出来的重点标准编制完成,实现研制、发布和应用实施。”

马军认为,在氢能产业发展的先行地区,部分技术领域和应用方向很快就会有标准化的需求,需要团体标准先行先试,隆基也将发挥龙头企业力量,与其他企业一起积极参与标准起草制定。如今年4月,隆基参与中国氢能联盟牵头制定的《碱性水电解制氢系统碳足迹评价方法及要求》(T/CAB 0245-2023)团体标准,这也是制氢设备碳足迹评价领域的首个标准化文件。

在参与氢能国际标准化工作方面,我国相关专家一直在积极参与和推动,中国氢能标委会也对一系列标准的制定考虑得非常周全,且具有前瞻性。西南化工院、中国标准化研究院等单位牵头制定了1项ISO国际标准;在燃料电池方面,大连化物所牵头制定了2项IEC标准。在马军看来,《指南》强调要深度参与ISO、IEC国际标准化工作,也就意味着鼓励和支持龙头企业积极参与和主导国际标准制定,将优势技术、产品进一步输出去。

除龙头企业要积极参与氢能国际标准制定外,我国氢的基础性研究也亟待提高。“在已发布的氢能国家标准中,部分标准由于发布年代距今已久,已出现不适应产业现状需要的情况。与此形成鲜明对比的是,近几年,国际氢能标准在产业实践中不断修订完善。”在靳殷实看来,这主要因为我国在氢的基础研究方面比较落后,只有积累丰富的数据和经验,制定的标准才能更加准确。

“以安全方面的标准为例,我国制定标准时普遍以增加冗余度来提高安全性,比如距离拉的更大一些,安全要求更高一些等,但这样的标准在使用过程中,成本更高、代价更大,不利于氢能产业的健康发展。另外,我国部分标准在精细化方面需更进一步,在更加具体精细的标准要求下,做出性能更好、可靠性更高的产品。”靳殷实说。

氢能标准体系建设有了「新支点」

上接1版