

迎峰度夏能源保供

“风光储”协同为保供添底气

■本报记者 董梓童 卢奇秀 苏南

7月20日入伏以来,我国多地持续高温闷热,局部地区地表温度超过40摄氏度。高温天气推高能源消耗,据国家发改委初步预计,今年迎峰度夏期间全国最高用电负荷将比去年同期增长约1亿千瓦。

当前,光伏、风电已跃升为我国第二、第三大电源。在光伏风电合计装机规模历史性超过煤电装机,并将成为常态的背景下,以光伏、风电为代表的新能源正与规模化发展的新型储能协同发力,共同迎接迎峰度夏的保供考验。

从山东、江苏对新型储能电站的集中精准调度,到内蒙古草原大型风光储一体化项目的稳定运行;从沿海酷暑中海上光伏项目的设备巡检维护,到储能设施毫秒级响应的“时空调节”能力——一场依托绿色技术迭代与系统高效协同的能源保供行动,正在高温下扎实推进。

●绿色能源稳定发力

在福建东山半岛,三峡东山杏陈海上光伏项目迎来全容量并网后的首个酷暑考验。项目团队全力投入设备消缺工作,保障安全稳定运行。“我们全面排查治理隐患,提升设备可靠性和防汛抗台能力。”该项目负责人吴风云介绍,“同时科学安排巡检计划应对高温,运用无人机等智能手段加强负荷预测和超温预警,确保电力供应平稳有序。”

我国新能源发展迅速。截至今年5月底,全国发电总装机容量约36.1亿千瓦,同比增长18.8%。其中,太阳能发电装机约10.8亿千瓦,同比增长56.9%;风电装机约5.7亿千瓦,同比增长23.1%。伴随装机增长,新能源在迎峰度夏电力保供中的作用日益凸显。

6月,全社会用电量达8670亿千瓦时,同比增长5.4%,迎峰度夏用电高峰特征明显。新能源正成为此其间的重要电力来源。以山东为例,7月5日午间,该省新能源出力创下6661.5万千瓦的历史新高,其中光伏出力达5589.8万千瓦。全国规模最大的风光储一体化示范项目——三峡乌兰察布新一代电网友好绿色电站,截至6月27日已累计为蒙西电网顶峰供电111次,贡献电量2614.54万千瓦时。



图为国网乐清市供电公司员工林立凡、吴安邦上门走访光伏发电企业,对发电设备连接头、并网电缆等进行排查消缺。蔡玲玲/摄

值得注意的是,新能源出力高峰时段往往是设备面临高温运行风险的关键时刻。“现在正是发电高峰,设备稳定运行1小时,全站就能送出20多万度绿电,必须分秒必争。”在山西吕梁,三峡能源俊泽光伏电站运维班长吴海军发现一处直流接线盒温升异常后,立即组织处理。

高温对风电场核心设备同样构成挑战。“变压器、SVG等高温敏感性设备是巡检重点,需每日使用红外测温仪监测。”三峡吉林大安海坨风电场运维人员孙振铎表示,“SVG散热风扇需定期清灰,温度超标必须及时排查。”

为减少高温影响并保障发电,各电站积极优化运维策略,如采用“远程监控+人工巡检”相结合,并将主要检修工作安排在温度较低的小风天窗口期,保障着迎峰度夏期间新能源的稳定发电能力。

●毫秒响应平衡电网

电力系统稳定运行的核心在于维持发电与用电的实时平衡。然而,风电、光伏等

新能源发电具有波动性、随机性和间歇性特征,给电网平衡带来挑战。有效平抑新能源出力波动,需要发挥储能设施的“时空调节”功能。

在义乌欣旺达智慧能源项目现场,可以看到一排排整齐排列的储能设备,其外观简洁,看起来就像是放大版的档案柜,又或是缩小版集装箱。据了解,储能柜结构紧凑、科学布局的背后是高度模块化和智能化设计,里面配备有散热系统、监控系统和安全防护装置,确保设备在高温、高湿等复杂环境下稳定运行。

欣旺达智慧能源总经理孟祥军接受《中国能源报》记者采访时表示,目前,储能电站包含44组储能系统,每组储能系统由两个电池柜和一个中间的逆变器柜组成,每个电池柜容量为5000度电。在每天一充一放的运行模式下,每组储能系统完成一次充放电,则可提供接近10000度电,整个储能电站可对电网送电41万度。

目前正值浙江电网迎峰度夏阶段,储能电站的运行频率显著提高。在正常情况下,储能系统每天大约进行1.7次充放电,

相当于每天可向电网提供约70万度电,用于电网的削峰填谷,保障电网稳定运行,支撑夏季用电高峰。在迎峰度夏期间,储能电站的充放电次数可提升至每天2次,甚至可能达到3次,有效缓解电网压力,减少对火电机组的依赖。

本月,多省份在用电高峰期集中调用了新型储能电站。江苏93座电站在高峰时段集中向电网放电,最大可同时满足约4800万户居民一个小时的用电需求;山东144座新型储能电站在晚高峰用电紧张时段精准启动,集中向电网输送电能,最大放电功率803.59万千瓦,刷新全国省级电网纪录。

“从实际调用情况来看,新型储能系统凭借其灵活可靠的调节能力,在迎峰度夏期间发挥了不可替代的作用,成为保障电网安全稳定运行的重要力量。”中关村储能产业联盟副秘书长李臻向《中国能源报》记者指出。

●成本效益逐步显现

储能规模化响应,离不开政策机制保

障、盈利模式创新和智能化调度能力。近年来,山东、江苏等地相继出台政策,明确在迎峰度夏(冬)等电力供需紧张时段,电网公司可对储能电站下达应急调度指令,并要求其有效响应,未达标项目将面临整改或核减新能源并网容量,通过考核机制促进储能高效运行。

有效的盈利模式是激发储能项目参与积极性的关键。例如,甘肃创新实施“火储同补”机制,将电网侧新型储能与煤电机组同等纳入容量电价补偿范围(标准为330元/千瓦·年),明确了储能的系统容量主体地位,显著提升了项目投资回报的确定性。

在浙江,储能电站依据本省峰谷电价政策运营,当前峰谷价差约为0.3元/千瓦时,若储能项目能保障每日完成约1.6次充放电循环,即可实现基本盈利。

江苏规定迎峰度夏(冬)期间,独立新型储能项目须按电网调度指令进行充放电操作,原则上全容量充放电调用次数不低于160次或放电时长不低于320小时,其间不结算充电费用,并根据其放上网电量给予相应的顶峰费用支持。作为该省最大的独立储能项目,远景盐城射阳储能电站自全容量并网以来,调度响应率始终保持100%,去年仅40天就实现收益4000万元。

截至今年6月底,我国新型储能装机规模已接近1亿千瓦,在规模上超越了抽水蓄能。以锂电技术为主体的新型储能,凭借其建设周期短、布局灵活、成本效益逐步显现,转换效率高等优势,已成为构建新型电力系统不可或缺的组成部分。

业内人士指出,随着新能源在电力结构中占比持续提高,储能作为新型电力系统重要的灵活性调节资源,其价值将更加凸显。要进一步提升储能在迎峰度夏(冬)等关键时期的支撑作用,需完善容量电价补偿机制,明确将储能纳入电力保供主体。同时,深化电力市场化改革,通过现货交易、辅助服务市场等多渠道拓展储能收益来源。技术层面,应重点攻关长时储能技术,并探索建立高效的跨省调度机制,以优化储能资源的时空配置。通过政策引导、市场驱动、技术支撑多措并举,发挥储能在保障电力供应安全稳定中的关键效能。

脱离“配角”定位,需求侧响应更给力

■本报记者 王林 苏南

今年迎峰度夏期间,加强需求侧管理成为保障电力供应的重要调节手段。近年来,我国持续完善需求响应长效机制,积极引导各类需求侧资源通过虚拟电厂等方式,参与新能源调峰。在政策的推动下,需求侧响应在电力保供中的作用正在脱离“配角”定位。

事实上,随着新能源和智能化浪潮不断重塑电力供需格局,千万用户正在从单纯的电力消费者变成具备调节能力的系统参与者。与此同时,需求侧响应的规模化、智能化应用,也展现出前所未有的韧性与活力。

统筹使用各类需求侧管理措施

国网能源院供需所节能与需求响应室副主任孙启星对《中国能源报》记者表示,电力需求响应可通过综合采用合理可行的技术、经济和管理措施引导优化配置电力资源,促进电力供需两侧高效互动,进而保障电力供需平衡、支撑电力系统安全稳定运行、促进清洁能源消纳、助力电

力市场高质量发展,同时满足用户多元用能需求,从而有力支撑新型电力系统高质量发展。

6月以来,浙江、四川、安徽等地相继公布电力需求侧响应相关实施方案,统筹使用各类需求侧管理措施,综合考虑缺口规模、缺口时段、持续时间等多种因素,紧盯“保供稳价”工作目标,分类施策。

《2025年浙江省迎峰度夏电力需求侧管理工作实施方案》提出,推动工商业用户主动开展削峰填谷,引导广大电动汽车车主推迟晚间充电时间,力争通过分时电价引导实现1GW以上削峰效果,有效降低全省基础用电负荷。

《安徽省电力需求响应实施方案(2025年版)》要求,在全省范围内开展电力需求响应,运用市场机制和价格杠杆,广泛发动各类经营主体参与需求响应,形成全省最大用电负荷5%以上的需求响应能力。

《四川省2025年电力需求侧市场化响应实施方案》遵循全省“统一市场、统一规则、统一平台”,充分挖掘全省需求侧资源潜力,满足系统高峰时段调峰需求。按照

“自愿参与、权责对等”和“月度备用夯基、日前响应为主、应急响应补充”的原则,运用市场机制和价格杠杆,引导各类经营主体参与,形成四川电网最大用电负荷5%左右的需求侧市场化响应能力。

作为西部地区唯一的直辖市,重庆依托独特的山地电网、强大的制造业基础以及蓬勃发展的数字经济,提出了“多主体参与+五段分时+差异化补贴”的需求响应新模式,不仅保障了电力系统安全稳定运行,还为经营主体带来了实质性激励。

根据《2025年重庆市电力需求响应实施方案(征求意见稿)》,虚拟电厂、储能技术以及数据中心等新兴领域被纳入响应主体范围,通过“实时、约定、提前、定向”四种灵活的响应方式,与尖峰、高峰、平段、低谷、深谷五段电价进行精细化的匹配,不仅有效减轻本地电网波动压力,更为工商业用户和新能源汽车产业带来全新收益增长点。

因地制宜部署需求侧响应措施

多地根据自身电力供需特点和实际挑战,积极部署需求侧响应措施。《中国能源报》记者采访获悉,浙江省通过多种手段应对电力供需矛盾,包括优化需求侧响应机制、推进虚拟电厂建设、加强配网基础设施建设等。

鉴于内部对需求响应的谨慎态度,浙江提出“能不用尽量不用”的原则,力求在保障电力供应的同时,减少对需求侧资源的依赖。今年,浙江计划通过多种方式缓解供需矛盾,如积极争取外来电力、加快虚拟电厂发展等。同时,浙江也意识到,受长三角地区人口持续增长影响,尤其是去年浙江净增人口达43万,上海、江苏等地电力需求持续攀升,现有配网建设速度难以跟上用电需求的增长步伐。

“在实地调研中发现,一些农村地区房屋结构复杂,如一栋房子被分隔成多个房间,用于直播、居住、办公等,用电需求极高。这反映出当前配网建设难以满

足快速增长的用电需求,亟须加大投资力度。”浙江知情人士对《中国能源报》记者直言。

四川是水电大省,水电装机占比约80%。根据具体实际,四川省坚持需求响应优先,激发电力用户“主人翁”意识,用市场引导全省工商业用户共同参与系统调节,共同保障电网安全稳定运行。

《中国能源报》记者从四川电力交易中心了解到,四川省优化响应结算及考核,沿用对用户实施“备用容量+响应电量”两部制响应费用结算机制;售电公司仍仅针对日前响应与电力用户分享响应电量收益;虚拟电厂运营商可针对备用容量和日前响应两部分与电力用户分享收益,以支持虚拟电厂在初期的培育和发展。同时,探索响应资金分摊机制。优先将尖峰电价增收资金作为需求侧市场化响应的资金来源,按备用容量收益、日前响应电量收益、应急响应电量收益的顺序依次满足经营主体资金需求,资金不足时,由对应地区10千伏及以上工商业用户的执行月对应高峰时段实际用电量比例分摊,设置分摊上限为0.1元/千瓦时。

安徽省强调丰富响应参与主体类型,明确除工商业用户外,引导空调、储能、充电桩设施、数据中心、基站、蓄冰制冷装置、微电网等资源和居民用户参与需求响应,鼓励虚拟电厂、负荷聚合商代理新负荷资源,明确虚拟电厂应具备日内需求响应能力。

技术赋能需求侧响应精准高效

需求侧响应正逐步成为构建新型电力系统的核心枢纽,通过引导用户增加低谷时段增加用电,与波动性新能源形成最佳匹配,有效促进风电、光伏等波动性可再生能源的消纳,为高比例可再生能源并网扫除关键障碍。

孙启星指出,对于系统安全而言,需求侧响应在保障电力供需平衡方面发挥着重要作用。在迎峰度夏、迎峰度冬等用电高

峰期,综合运用价格引导、需求响应等手段,可实现用电需求的灵活调整,守住民生用电底线,高效保障能源电力安全。此外,需求侧响应在促进清洁能源消纳方面成效显著。通过在节假日等负荷较低时段开展填谷需求响应,结合新能源出力特性与负荷曲线,优化分时电价执行时段、合理拉大峰谷价差,多措并举引导用户增加低谷时段用电负荷,显著提升风电、光伏等新能源的消纳能力。同时,需求侧响应也有助于提升电力系统运行的稳定性。在局部重载区域,通过开展需求响应,利用需求侧资源支撑系统安全稳定运行,增强电网调节能力。

当前,通过技术手段协调用户用电行为与电网供需平衡,已成为现代电力系统的核心调节工具。据悉,国家电网构建了“省级智慧能源服务平台+地市需求响应中心+用户侧智能终端”的三级体系,通过物联网设备实时采集用户用电数据,利用区块链技术确保交易透明可信。

在浙江,居民空调负荷接入智能控制系统,用电高峰时自动调高温度设定值,实现“无感”节能;在山东,农业用户接入智能灌溉系统,电网根据土壤湿度和气象预报自动调节灌溉时段,既节约用水又降低用电成本……

针对需求侧响应未来规划和创新方向,孙启星认为,应严格按照国家设定目标对需求侧资源进行有序开发利用,以支撑新型电力系统建设。同时,应通过市场化手段推动需求响应有序执行。

“未来,电力需求响应应向市场化迈进,届时需求侧市场机制将全面完善,各类需求侧资源将实现常态化、高效化进入市场。需求侧经营主体将更加敏锐地感知市场信号,自动调整用能行为,通过负荷聚合商直接或间接参与调峰、调频及能量市场等,既支撑电力系统安全稳定运行,又降低用能成本。这一进程需要以完备的市场规则、丰富的经营主体、坚强的技术基础以及完善的管理体系作为支撑。”孙启星强调。

