

“迎峰度夏保供电”系列报道之二

各地电网多举措“备考”保供电

■本报记者 苏南 林水静

迎峰度夏，铆劲保电。

《中国能源报》记者近日了解到，受用电需求快速增长影响，今年迎峰度夏期间，全国电力供需仍将处于紧平衡状态。为备战夏季用电高峰，各地电网企业积极采取措施保障供电安全。

业内人士一致认为，我国已建成世界上电压等级最高、新能源并网规模最大、资源配置能力最强的电网，这些都将有力保障经济社会高质量发展的用电需求，打赢今年迎峰度夏“保电仗”。

■降温需求是用电增长主因

中电联预测，今年最高用电负荷预计比2023年增加1亿千瓦。夏季用电负荷增长主要受气温影响，降温用电负荷占比在三成左右，部分地区将超过四成。因此，气温已成为影响用电增长的主要因素之一。特别是在南方地区，空调等制冷设备的使用导致电力需求大幅增加，从而推动整体用电量激增。

国网能源研究院经济与能源供需研究所专家段金辉告诉《中国能源报》记者，根据中国气象网预测，受厄尔尼诺衰减和拉尼娜发展叠加影响，今年迎峰度夏期间，全国大部分地区气温较常年同期偏高，用电负荷将较快增长，电力保供面临一定压力。“从全国范围来看，整体电力供需形势紧张平衡，但局部地区高峰时段可能存在电力供应紧张情况，主要为华东、华中、西南、南方区域部分省份。若遇大范围极端高温天气等情况，电力供应紧张形势可能进一步加剧。”

四川省气象服务中心预计，今夏四川平均气温较常年同期偏高，预计全省最大

用电负荷将同比增长10%以上。国网湖南电力预测，今夏湖南全省最大负荷较去年同比增长10%左右。国网江苏电力预计，江苏全网最高用电负荷将达1.45亿千瓦，同比增长9%，晚高峰时段全网最高用电负荷达1.38亿千瓦，同比增长12%。另据测算，陕西全省空调负荷将超过1600万千瓦，占比超过36%。

国网华中分部技术中心能源经济室主任张银芽表示，2023年华中电网总装机3.84亿千瓦，新能源装机占比上升，用电增长只有3%。“今年迎峰度夏，华中电网最大负荷可能超过2亿千瓦，空调负荷达到9500万千瓦，占比达到45%。”

据《中国能源报》记者了解，国家电网公司在应对夏季用电增长方面进行了积极探索和实践，特别是在浙江、重庆和湖南等地积累了宝贵经验。

“各方面的重视、支持以及财务投入是推动能源管理改革的关键因素。此外，从自身做起，例如对办公大楼的空调系统进行改造，可以为全社会树立示范作用。”张银芽表示，当前空调柔性调节改造面临的主要挑战是投资需求大、相关成本高、资金来源单一。“电网企业承担主要投资责任，但实际可调配的资源有限。以华中电网为例，实际可调配的电力资源并不多，加之居民用电分布广泛，改造工作投资大且效果不佳，基本不具备改造条件。”

■精益运维提升电网保供能力

为确保迎峰度夏期间电网安全可靠供电，各地电网企业提前做好电网“备考”各项工作。

福建夏季台风、洪涝等灾害较多，国网福建电力立足防大汛、抗大洪、抢大险、救大灾，加快29座防汛重点变电站防洪围墙阻水、新型大门阻水改造和232座低洼易涝配电站(房)整治，做好水电站、在建工地等重点部位检查，提升电网防灾抗灾能力。为保证迎峰度夏期间电网设备平稳健康运行，该公司制定并完善了“一站一案”“一道一策”“一变一案”，落实风险隐患排查和运维保障措施，并对351座重要变电站、47条重要输电线路通道实施差异化运维，让线路、设备保持最佳运行状态。

《中国能源报》记者从国网甘肃电力获悉，该公司已完成330千伏主网线路检修66条，750千伏主网线路检修13条，为迎峰度夏做好充足准备。同时，已完成祁连山换流站检修工作，预计每日为华中地区平均送电1亿千瓦时。为保障度夏期间相邻省份的供电需求，该公司按计划开展陇南早阳变电站早广线的检修工作，为甘肃向四川供电做好准备。

为应对迎峰度夏用电高峰到来，国网保定公司明确25项电力保供重点任务，细化分解53项重点任务清单，优化调整运行方式18项，针对电力保供和防灾减灾制定专项应急措施。此外，该公司还加快补强、防灾等重点电网工程建设，其中1162项配网补强工程将于度夏前投产。

在迎峰度夏“大考”面前，国网山东电力加强源网荷储协调，提升负荷及新能源功率预测准确率，服务保障常规机组按期投运，做好在运机组管理，优化大电网安全运行。此外，该公司持续开展“清风暖阳”新能源并网运行服务体系，服务



图为6月17日，国网福建永定区供电公司支援抢修队伍对上杭县10千伏松洪线电杆倾斜现场开展抢修作业。黄小芬/摄



图为6月15日，福建邵武市供电公司员工在抢修和平镇10千伏乌石线001塔至027杆间A相全失地故障。郭慧超/摄



图为国网山东电力员工在迎峰度夏重点工程——500千伏岛城(黄埠岭)输变电工程线路开展三级自检，该工程预计6月26日送电。徐可/摄

821万千瓦新能源装机、152万千瓦储能电站迎峰度夏前并网。

面对电网设备受重载、高温双重考验，国网陕西电力依托政府能源电力保供工作协调机制，落实燃料协调、机组管理、应急调度、分时电价、负荷管理措施，督导各方履行保供责任。在提升电源发电能力方面，全力推动新建547.5万千瓦度夏重点保供电源按期投产达效的同时，密切电煤储运监测，有序安排41台1725万千瓦水电、火电机组计划检修，清单式管理火电机组非停、受困率，确保应并尽并、稳发满发。

除了守好电力保供的“最后一公里”，段金辉表示，迎峰度夏期间要加强电网资源统筹，开展统一调度管理，提升跨省跨区输电通道利用率，整合大范围电力资源，组织各地区开展余缺互济，保障电力紧张及负荷中心地区电力供应。

为进一步发挥西藏能源优势，促进清洁能源跨省消纳，国网西藏电力积极克服极端异常天气交织、青藏直流二期扩建工程实施期间直流通道多种运行状态频繁切换等影响制约，精准预测今年西藏受送电转换节点，及时组织开展外送交易，确保今年汛期区内富余电力及时送出。该公司预计，今年藏电外送16省市、电量20亿千瓦时左右，将帮助中东部等地区减排二氧化碳160万吨、二氧化硫5万吨。

■加快推动电网基础设施升级

《中国能源报》记者在采访中了解到，国家电网各省网公司为答好迎峰度夏“考卷”，纷纷加强电网基础设施建设和升级。

以今年电网建设任务在国网系统排第一的国网陕西电力为例，该公司以主网大建设、配网大提升、新型电力系统大构建为目标，全力攻坚750千伏西安东、330千伏泾北3线及高三等81项迎峰度夏重

点工程，提升供电能力818万千瓦。

在河北，石家庄晋州园区110千伏输变电工程投运后，将新增100兆伏安供电容量，优化石家庄东部110千伏网架结构；在安徽，宿州濉河220千伏输变电工程投运后，将有效增强宿州电网网架结构，提升迎峰度夏期间皖北地区供电能力；在四川，国网四川电力正加快建设15项迎峰度夏重点工程，并将于6月底前全部投运。工程投运后，将有效提升四川电网输电能力和负荷中心供电能力，预计提高供电能力370万千瓦。

国网四川电力相关负责人向《中国能源报》记者介绍，德阳南500千伏变电站北联德阳谭家湾500千伏变电站、南联成都龙王500千伏变电站，也是四川电网成都500千伏立体双环网的重要组成部分，在显著增强德阳主网供电能力的同时，将提升成都都市圈整体供电能力。

当前，部分重点电网工程已建成投运。“如江苏武南500千伏变电站主变扩容扩建工程已于6月17日正式投运，将有效缓解今夏长三角地区的保供压力。其余线路新建、配网农网改造等度夏重点工程正在加快推进，相关工程将进一步提升电网输送容量、增强电网网架结构及电网供电能力，为企业生产经营及人民群众清凉度夏提供可靠电力供应。同时，度夏工程建设将进一步提升电网消纳清洁能源的能力，促进“双碳”目标加快实现。”段金辉表示。

除了输电工程，电网侧“充电宝”也在升级换代。

江苏无锡最大电网侧新型储能电站近日并网，每天最高可为无锡市提供约100MWh错峰电量。位于浙江省湖州市的长兴10千伏雉城电网侧储能电站正在升级扩容改造，扩容改造后整站容量升级为26.3兆瓦时，由原来的放电2小时升级为现在的4小时放电，当电网侧有需求时，可以为电网侧提供4小时的保供电需求。

电力市场发力，缓解供电压力

■本报记者 林水静

刚进入夏季，多地高温天气来袭，迎峰度夏电力保供再度提上日程，电力市场的作用也将进一步凸显。

近日，《2024年长三角一体化迎峰度夏电力互济合作框架协议》《浙江省、安徽省2024年迎峰度夏电力置换互济协议》相继成功签署。根据协议，长三角区域将通过电力置换互济等方式，填补电力缺口，共同应对今夏用电高峰。其实在2022年，浙江、安徽就进行了两地的首次电力置换互济。2023年，山东、江苏、广西、海南等地也陆续使用此方式，有力保障了电力供应安全。

发挥省间市场大范围余缺互济功能，实现省间电力保供支援，离不开电力市场化发展。如今，随着新一轮电改稳步推进，现货市场、中长期市场、辅助服务市场逐步完善，市场化建设进一步深入，电力市场在迎峰度夏能源保供任务中扮演着越来越重要的角色。当前，我国电力市场的供需调节能力如何？在发展中又迎来了哪些变化与挑战？应如何继续发挥好调节作用？

■可调空间与能力提升

为应对迎峰度夏期间电力供给压力，电力系统通常采取“需求响应+有序用电”的方式保障电力系统安全，但两者往往针对大用户开展，具有一定局限性。

电力市场的价格机制可引导供需关系。“电力市场将迎峰度夏的调节需求以电价形式分摊到市场主体中，可通过现货节点电价、调峰电价引导大型用户与代理购电用户开展削峰、错峰、移峰。这样不仅扩大了调节资源群体，利用了市场化用户、代理购电用户以及工商业储能等资源，共同参与电力系统调节，而且丰富了调节手段与获利空间，通过多重交易品种增加资源的收益构成，提升了用户侧资源参与的积

极性，以市场化手段解决电力供给压力。”华北电力大学能源互联网研究中心副主任王永利告诉《中国能源报》记者。

在电力市场化发展方面，我国取得一系列重要进展和成果。国网能源研究院企业战略研究所高级研究员唐程辉向《中国能源报》记者介绍，目前，我国已初步形成在空间范围上覆盖省间、省内，在时间周期上覆盖多年、年度、月度、日内的中长期交易及日前、日内/实时现货交易，在交易标的上覆盖电量、辅助服务、绿电等交易品种的全市场体系结构，市场已成为电力资源优化配置的主要方式。“2023年，我国市场交易电量达到5.67万亿千瓦时，占全社会用电量的比重已超过60%。”

“具体来看，各省区逐步推出电力市场实施细则，一定程度上实现了现货市场、中长期市场与辅助服务市场间的联动，对提升电力市场供需调节能力有积极的推动作用。”王永利解释，“一方面，虽然不同省区对于用户侧资源的交易品种存在差异，但针对调峰、灵活爬坡、调频、需求响应、容量备用等多重交易品种设定了相应的市场准入条件，灵活性资源可根据自身技术特征选择差异化的市场交易品类组合，提升了电力系统资源可调用空间；另一方面，随着市场规则不断完善，网侧储能、虚拟电厂等新兴主体逐渐参与电力市场，且针对智能化、信息化较高主体，也提出了相应的竞价政策。例如，山西已开展的面向用户侧虚拟电厂的现货市场报量报价的市场交易方式，就大大增加了电力系统的调节能力。”

■市场环境发生变化

“当前，我国电力市场化发展正在稳步推进，‘供需决定价格，价格引导供需’的市场机制逐渐形成，有效提升了电力市场的



图为国网陕西电力员工进行陕北换流站年检。

供需调节能力。不过，若想利用好市场的力量调节电力供需，真正实现市场化的电价形成机制，眼下还存在市场体系不完善、行政干预、省间壁垒与地方利益平衡等困难。”华南理工大学电力经济与电力市场研究所所长陈皓勇告诉《中国能源报》记者。

“部分省区中长期分时段交易尚不完善，现货市场建设亟待加速，是影响市场调节电力供需能力的关键。”唐程辉指出，“中长期分时段交易方面，部分省区中长期市场尚未进行分时段结算，通过分时段价格信号引导供需调节的作用发挥不充分；部分省区发电侧时段划分按照能够有效反映系统供需的净负荷(即用电量减风电光伏等间歇性电源)曲线，但用电侧按照用电曲线划分时段，不能准确反映系统供需，降低了市场调节能力。相较中长期市场，现货市场能够根据系统最新供需情况，形成更灵活、价差更大的短时价格信号，引导各类主体进行系统调节。但

的虚拟电厂、负荷控制、工商业储能、园区级源网荷储一体化等新形式不断发展，以期扩大用户侧资源的互动能力应对电力系统的调节需求。”王永利说。

■需进一步完善市场体系

接下来，应如何进一步提升电力市场调节供需平衡的能力？

在王永利看来，电力市场的本质目的是通过市场化手段还原电力的商品属性，降低生产者、消费者剩余，从而增加社会剩余。“这就需要从顶层设计上，对电力市场进行宏观调控，比如中长期市场、现货市场以及辅助服务市场的价格占比以及针对可调资源主体的补偿机制设定等。此外，电力市场改革也应统筹考虑电力系统的关键技术发展情况，提出宏观的技术应用路线与预期发展方向，通过电力市场价格激励以及建设供给侧、需求侧的示范工程，如工商业储能、虚拟电厂调控、园区级源网荷储一体化等，引导社会资本投资，推动电力系统建设与电力市场改革。”

陈皓勇也认为，应进一步完善电力市场体系和电价形成机制。“健康有序开展需求侧改革，唤醒用户侧沉睡的调节能力，聚合并协调需求侧灵活资源参与电力系统运行，并促进节能降碳，以此推动电力系统安全、经济和高效运行。”

唐程辉建议，未来在通过市场价格信号引导发电侧进行系统调节的基础上，还需深入挖掘负荷侧、储能调节能力，通过虚拟电厂等模式聚合电动汽车、光储充电站、楼宇空调等可调节负荷，提升系统调节能力。“在开展需求侧改革过程中，需注重以市场机制引导用户侧参与系统调节，如在现货市场中，要求用户以接受市场价格、报量不报价、报量报价等方式，根据现货市场价格信号调整自身用电行为。”