



主管部门再发文力促电网做好新能源消纳工作——

# 新能源增长预期或加速电网转型

■ 本报记者 韩逸飞

## 核心阅读

当前,我国用电需求呈现冬、夏双峰特征,峰谷差仍在不断扩大,电力保障供应难度系数不断加大。电网不转型,不但无法应对新能源消纳难题,就连自身安全稳定也会出现问题。

日前,国家发改委、国家能源局发文指出,新能源机组和配套送出工程建设的不同步将影响新能源并网消纳。各地和有关企业要采取切实行动,尽快解决新能源并网消纳矛盾,满足快速增长的并网消纳需求。

根据国家能源局的要求,电网企业要落实电力体制改革相关要求,把工作重点放在加强配电网升级改造和接入服务等方面,切实保障试点地区分布式光伏等新能源的大规模接入需求,确保电力消纳。

据了解,在“双碳”目标下,各地新能源发展预期大增,这使得电网转型的外部压力进一步加大。只有尽快转型,才能真正对新能源规模化并网张开怀抱。

据了解,在“双碳”目标下,各地新能源发展预期大增,这使得电网转型的外部压力进一步加大。只有尽快转型,才能真正对新能源规模化并网张开怀抱。

## 电网运行机理和模式将改变

新能源的快速发展和新型用能设备的广泛接入,对电网的挑战正在加剧,从传统电网到新型电网,电力系统的运行特征正在发生显著变化。而构建以新能源为主体的新型电力系统,意味着风电和光伏将成为电源主体,开始进入电量倍增阶段。

7月14日,在国家电网有限公司召开的推动新型电力系统建设研讨会上,国网再次明确,要积极推动构建以新能源为主体的新型电力系统,加快建设具有中国特色国际领先的能源互联网企业。

在国家电网有限公司董事长辛保安看来,新型电力系统是传统电力系统的跨越升级。从供给侧看,新能源将逐步成为装机和电量主体;从用户

侧看,发用电一体“产消者”大量涌现;从电网侧看,呈现以大电网为主导、多种电网形态相融并存的格局;从系统整体看,运行机理和平衡模式出现深刻变化。

清华大学孙宏斌教授团队表示,构建新能源为主体的新型电力系统是实现碳中和的重要路径,也是电网转型的首要目标。研究报告显示,我国可再生能源发电比例将从2019年的30%提高到2060年的90%,这对电网转型提出了硬要求。

此外,伴随分布式光伏整县推进行动的试点启动,新能源接入并网需求再度被激发,电网迫切需要转型,以应对碎片化新能源时代的到来。

## 不转型难以保障新能源消纳

一位发改委专家以浙江为例向记者表示,“十四五”期间,浙江经济和电力将保持中速增长,全社会最高用电负荷、全社会用电量预计年均增长6%、5.4%,非化石电源装机占比将超过48%。同时风电、光伏等新能源装机体量“倍增”;省外来电占最高负荷比例持续保持约1/3。“高比例新能源、高比例外来电、高峰谷差,‘三高’挑战让电网风险加大。”

风电和光伏并不能平衡瞬时电力负荷,同时新能源发电取决于天气状况。“这就意味着,需要顶峰时顶不上,需要暂停时停不下来。”上述发改委专家表示,“与此同时,我国用电需求呈现冬、夏双峰特征,峰谷差仍在不断扩大,电力保障供应难度系数不断加大。电网不转型,不但无法应对新能源消纳难题,就连自身安全

稳定也会出现问题。”

另外,为适应“三高”、冬夏“双峰”形势下新能源并网和消纳形势,电网各环节建设和运营成本也要增加。

根据数据显示,2020年,浙江最高电力负荷9268万千瓦,日最大峰谷差达3314万千瓦,统调尖峰负荷95%以上累计时间为27小时,为了一年中这27小时尖峰用电,需要建设约5台百万千瓦的发电机组和相关配套设施给予保障,投资高达数百亿元。

这就意味着,电网传统的技术手段和生产模式,已不能适应高占比新能源的运行需求。新型电力系统建设,就是推动电网解决保障消纳安全、实现低碳发展、降低用能成本的“三元矛盾”。

## 电网如何走好转型路

辛保安认为,新型电力系统是清洁低碳、安全可控、灵活高效、智能友好、开放互动的系统。对于国网来说,推动电网向能源互联网升级的过程,就是推动构建新型电力系统的过程,二者是一个问题、两个视角。

孙宏斌团队则从“源网荷储”四个方面,给出了电网转型重点任务建议。在“源”侧构建新能源为主体的电力现货市场,逐步增加现货市场的份额,推动加快市场主体由火电向新能源发电过渡。支持多样化市场主体参与市场,建设多种资源协同的辅助服务体系,明确火电未来的角色定位和转型思路,探索新能源发电固定成本补偿机制。

“在‘网’侧,最重要的就是完善输电成本核算机制,完善跨区域交易机制。”孙宏斌团队表示,“在‘荷’、‘储’两侧,则要促进低碳多样化能源生态的电价体系发展,要以电网为首,促进推动氢能相关技术发展,为储能拓展多种商业模式,加大电网的智能化和数字化转型力度。”

上述发改委专家表示,电网规划方面,当前亟待解决的问题是加强网架建设,加强网源荷储一体化协同规划,消除新能源送出“卡脖子”环节;中长期则要提高电网柔性,逐渐加强电网友好性,提升对新能源的主动接纳能力,适时进一步增加省间互联,减少大规模新能源送出受阻及带来的稳定性问题。

## 关注

### 全国首个“电碳指数”正式上线

本报讯 舟山定海船舶制造厂,电碳指数0.9,昨日碳排放量为9吨……7月14日,在舟山市能源大数据中心,全国首创的“电碳指数”正式上线。用户走进大数据中心,可直观地了解到自己的碳排放动态,为落实减碳行动提供科学数据参考。

“电碳指数”是指每消耗一度电所对应的碳排放量。国网舟山供电公司公司与国网碳资产管理公司合作建立“电碳指数”模型,集成各个行业企业生产经营的用电、用气、用煤、用油等能耗数据,转换成碳排放量,结合各行业企业用电量,进行精准统计、分析和赋码,得出“电碳指数”数值。电碳指数具有专业权威机构认证,经过反复测试验证后,最大误差控制在4%,保证了有效的参考价值。

与常规的利用企业产值规模和区域经济总量测算碳排放情况的计算方法不同,电碳指数结合实时用电数据测算,具有实时性、直观性和普遍性等特点,周期短、测算简单,舟山全市八大行业中所有企业每天的碳排放量数据均可实现一天一更新。以某石油炼化企业为例,该企业“电碳指数”为6.81,根据一天的用电量15000千瓦时可知,当天的碳排放量约为100吨。

随着“电碳指数”的发布,一条碳排放评价、控制及中和的指标体系和控制体系路径已初步建成,将为政府合理规划布局产业、控制与统筹碳排放量制定相关政策提供支撑。根据用户实际需求,国网舟山供电公司将为企业提供优化用电方案,帮助企业改善用能情况,进一步提高生产效率,减碳降耗。

据悉,国网舟山供电公司还将依托“电碳指数”模型和能源大数据中心,助力舟山市落实碳达峰行动,引导地方区域开展碳排放权交易,帮助企业减碳降耗,构建清洁低碳、安全高效的用能体系。

(胡世财 富雨晴)



### 北京电力：“五零”实现成功保电

7月12日,国网北京市电力公司召开建党100周年庆祝活动供电保障总结表彰大会,总结保电成功经验。保电期间,国网北京电力实现了“五零”:隐患治理“零死角”、度夏防汛“零疏漏”、设备运维“零盲区”、网络安全“零漏洞”、应急处置“零延迟”。图为七一前夕,国网北京电力“首都核心区”电缆青年突击队对地下电缆线路开展隐患排查工作。

赵朝朝/摄

## 图片新闻

# 宝清储能电站:见证电网侧储能由冷转热

在广东省深圳市龙岗区宝龙工业区,不到半个标准足球场的面积上,两栋白色的二层建筑物看起来普普通通。很难想象,这里就是世界首座兆瓦级锂离子电池调峰调频储能电站、世界首个无变压器高压并网电池储能系统——宝清储能电站。

作为南方电网储能事业的起点,宝清储能电站如何成功实现我国兆瓦级电池储能站“零”的突破?又如何解决大容量锂离子电池储能集成关键技术瓶颈?面对“双碳”目标,电化学储能技术规模化应用,又将在新能源高占比下电网发输配用实时平衡方面发挥哪些重要作用?

## 由零开始 由冷到热

“储能通过提高电力与电量平衡的协同,全面提升清洁能源消纳能力、电网安全稳定运行水平、电能质量和电网投资运行效率,是安全可靠、绿色高效智能电网的关键支撑技术。”南方电网调峰调频发电有限

公司相关负责人表示。电化学储能,可以通俗理解为将固定容量的电池串联在一起。然而,如何实现电池大规模串联,持续不断地为电网提供能量,却是一个亟待解决的课题。

事实上,南方电网早在2009年11月就启动了“10MW级电池储能站关键技术研究及试点”工作。2011年1月23日建成并投运了世界首座调峰调频锂离子电池储能站——深圳宝清电池储能站,设计规模为10MW/40MWh,首期工程规模为4MW/16MWh,由南方电网调峰调频公司建设运营,首次验证了兆瓦级电池储能系统在电网中运行的可行性及特性。

宝清储能站真正意义上实现了电池选型、模块拓扑、系统集成、厂站设计的完整技术路线,同时也包含了自动化控制、监控平台、消防系统等所有配套设计方法。目前,该项目已形成涵盖储能设备、储能系统、储能电站三个层次的设计技术标

准体系,这不仅为行业发展提供示范和借鉴,更引领了储能行业由冷到热的发展。

## 产学研用 齐头并进

“电站十余年的安全稳定运行,全面验证了电化学储能系统具备的快速、灵活的调峰、调频、调压、黑启动等功能特性。下一步,我们将加快突破制约储能产业推广的安全性、经济性和使用寿命等关键问题。”南方电网调峰调频公司技术中心储能主管李勇琦说。

据李勇琦介绍,依托深圳宝清电池储能站,南方电网调峰调频公司研究提出了成套储能规模化应用的技术方案,通过“产学研用”合作为我国储能行业发展培养了一批专业人才,带动了国内储能上下游企业的发展。

“2009年,比亚迪公司与南方电网共同验证大规模储能并网运行可行性,多年的示范运行,帮助我们完善了电池系统集成与容量提升技术,为比亚迪后续在全球进

行电池储能系统推广打下了坚实基础。”比亚迪副总裁何龙说。

针对锂电池寿命短,单体容量低,大规模集成利用困难等突出问题,研发团队通过授权发明专利20余项,解决了从电池系统、消防系统、能量转换系统、监控系统等方面一系列的问题,为储能发展提供规模化应用的技术方案。

为解决大量电动汽车蓄电池退役的社会问题,储能团队开展前瞻研究,试验了光储充、电池梯次利用等多个应用场景,并于2020年在宝清电池储能站投运了示范工程,目前转入商业化初期阶段。

## 系统集成 前景广阔

“随着高比例新能源、高比例电力电子设备的接入,电网将呈现出更加复杂的控制特性,新能源消纳和电网的稳定运行需要建设大量储能支撑和保障。新能源装机若按照5%-20%的原则配置储能,前景广阔。”南方电网调峰调频发电有限公司相

关负责人说。据介绍,随着南方区域海上风电、光伏等新能源装机规模不断增大,到2030年预计抽水蓄能达2000万千瓦、电化学储能达2000万千瓦。

相关负责人表示,在碳达峰和碳中和目标指引下,电网企业加快抽水蓄能电站建设和新型储能技术规模化应用,解决高比例新能源、高比例电力电子设备的接入带来的问题。

针对电网侧储能投资回报困境,相关负责人认为,科研团队依托国家能源局电网侧储能研究课题,提出“投资多元化、运行一体化”“先市场、后计划”分阶段推进的电网侧储能商业模式建议,并借鉴抽水蓄能电价机制,提出了电网侧储能两部制电价建议。

近期,南方电网提出构建以新能源为主体的新型电力系统,由南方电网调峰调频公司建设将东莞杨屋、黎阳和广州芙蓉三个变电站侧储能示范项目,支持南方五省区及港澳地区实现“双碳”目标。

(李文华)