

# 建设新型电力系统,气象预测要跟上

■ 本报记者 张胜杰



“从今年年初华北等地的沙尘暴,到年中中部地区的暴雨洪涝灾害,再到近期东北地区的暴风雪,极端天气如今变得越来越常见。”中国矿业大学应急管理教授许超近日告诉记者,极端天气外部效应所导致的能源供应保障问题,以及给应急工作带来的挑战,需要能源行业积极应对。

中国电力科学研究院(以下简称“中国电科院”)新能源中心电力气象研究室主任王勃告诉记者:“未来我国以新能源为主体的新型电力系统的显著特征之一,就是对气象的高依赖性。因此,精准的气象数值预报预测,是新型电力系统建设的重要组成部分。”南方电网公司生产技术支撑中心李锐海不久前也撰文指出,精准的气象预测是保障电力系统安全稳定运行的有效手段之一。

## 气象预测有助防灾和电力调度

“低温雨雪会导致输电线路发生覆冰等灾害,甚至会引发风机运行故障和事故,对电力电量平衡带来压力。此外,寒潮带来的降温还会拉升用电负荷,给电力平衡带来影响。”王勃告诉记者。

相关资料显示,气象灾害导致的故障占电网总故障数的60%以上。冬季,南方地区容易受天气系统影响,出现输电线路覆冰灾害。夏季,台风则是影响电网安全运行最主要的气象灾害。相比传统电源,“风光”等新能源发电更容易因大风、低温、暴雨、雷电等极端天气影响而出现出力锐减、发电设施受损等问题。

李锐海撰文表示,新型电力系统中“风光”将逐步成为主体,这种根本性变革在推动电源清洁化、电网智能化和用户电气化的同时,也将改变电网运行特征。他认为,传统电力系统对电源侧精确控制进而实现“源随荷动”的运行模式,也将逐步转变为以电网为平台实现“源网荷储”智能协同供需平衡的运行模式。精准的气象预测,可以提前预知极端天气的强度和持续时间,评估灾害对电力系统的影响程度,提前做好防灾准备及电力调度规划,如通过提前加固发电设备,提前关闭发电机组等措施,有效减少电力企业的损失,防止大面积停电风险发生。

## 精准预报提高新能源发电利用率

如何实现精准的气象预测?王勃介绍,隶属于中国电科院的我国首个用于电力系统生产运行的数值天气预报运行中心(以下简称“数值预报中心”),目前主要面向电力安全生产的各个环节、不同业务对气象的需求,提供面向电网不同环节的定制化、精准化气象预报预警,保障电网安全稳定运行。

王勃介绍,数值预报中心主要对影响新能源发电的风速、辐照度、云量,以及面向输电线路安全的大风、强降雨、雷暴、冻雨、台风、寒潮、沙尘暴等极端天气,实现实时准确的预报预警。“电力气象预报的准确度主要通过同化不同来源的气象观测数据,针

对特定应用场景进行模式的参数调优,同时基于人工智能技术对预报结果进行智能校准等先进技术来保障。”

“只有做出精确的气象预报,才能准确把握新能源发电的‘脉搏’,实现电网的合理调度。”王勃表示,依托数值预报中心,中国电科院面向国家电网各省公司研发部署了新能源发电功率预测、电网气象灾害预警、电网洪涝灾害预警等业务应用系统。“今年11月上旬,一股强冷空气自西北向东侵袭我国,引发大范围寒潮、雨雪冰冻天气。我们对寒潮过程以及寒潮可能引起的新能源出力变化、电网覆冰风险、用电负荷激增等进行全面预报

预警。根据预报结果,各方提前采取合理应对措施,避免了大范围停电事故。”

“风光”受地域和自然资源的影响,在空间上分布不均,在时间上存在较大波动性和间歇性,同时二者又具有互补性。对此,李锐海撰文指出,通过分析气象历史数据和实时监测数据,在总结分析区域性风能和光能的基础上,可以在局部尺度上优化风能和光能配比,进而减少新能源出力的波动性。“通过计算风电、光伏安装比例与风、光伏发电系统稳定性之间的关系,获得不同区域风光出力波动小的风、光安装比,提高‘风光’利用率。”

## 系统负荷预测是保障电力平衡的关键

“高准确度、高分辨率、面向电力生产需求的天气预报及中长期气候预测,是构建以新能源为主体的新型电力系统必不可少的组成部分。”一位长期从事电力气象预测的专家表示。

“一方面,需要加强不同类型负荷的监测,特别要对天气敏感型负荷进行监测和数据采集;另一方面,进行负荷预测时需要引入精准的天气预报数据,充分考虑气象因素对负荷的影响。”王勃强调,气象影响主要体现在电源、电网、负荷等不同环节。

王勃指出,在电源侧,风速、辐照强度、降

水直接决定了风电、光伏和水电功率变化情况,基于天气预报对新能源不同时间尺度的功率进行预测,是保障新能源高效消纳和系统供需平衡的基础;在电网侧,极端天气引起的电网事故较多,提前预知灾害性天气是开展输变电设备防灾、减灾的基础;在负荷侧,气象相关负荷占比不断增大,负荷的气象敏感性不断增强,提前预知气象要素变化,进而做好系统负荷预测,是保障电力平衡的关键。

不过,也有业内专家表示,负荷预测方法虽然相对成熟,对气温的精细化数值预报可

以帮助提高负荷预测精度,但同时,也要考虑新兴的负荷需求类型,个别地区因经济生产方式转变而有一些高负荷的规律性出现,对负荷影响较大。因此,不能简单地用气象条件解释。

该专家进一步称,新能源资源评估以及月到年尺度的电量预测、新能源调度和生产模拟、新能源发电的并网可靠性评估、输变电设备的气象灾害风险及预警防范、配电网的气象灾害风险及预警防范、电力市场交易等,对未来高比例新能源的新型电力系统都具有重要价值。

# 煤电企业明年脱困可期

■ 本报实习记者 姚美娇

近日,国家发改委价格司赴华能集团开展专题调研,召开煤电企业座谈会,听取企业意见建议。与会企业表示,近期国家综合采取一系列措施深化煤电上网电价市场化改革,加强煤炭市场调控,成效显著,煤炭价格逐步趋于理性,煤电企业经营困难得到缓解。

今年以来,由于煤价高企,火电企业经营普遍承压,如何有效破解“煤电顶牛”矛盾备受业内关注。分析人士认为,随着国家层面的高度重视,在积极保供以及进一步推动煤电价格形成机制更加市场化的背景下,煤电企业有望逐渐走出困境。

## 煤电板块前三季度业绩承压

中电联统计与数据中心10月发布的《2021年前三季度全国电力供需形势分析预测报告》显示,今年前三季度,我国电煤供应持续紧张,煤炭价格持续急刷上涨,煤电企业大面积亏损。

多家电力上市公司此前发布的2021年第三季度业绩报告显示,各公司均出现不同程度的亏损。其中第三季度,华能国际净利润亏损35亿元,华电国际净利润亏损17.74亿元,大唐发电净利润亏损16.23亿元。

与发电行业大面积亏损形成鲜明对比的,是煤炭行业业绩的走高。截至10月28日,27只煤炭(中信)成分概念股公布的三季度业绩显示,其中25只概念股的三季报净利润同比上涨,其中21只概念股涨幅超过50%。

不过,10月以来,在国家发改委等行业主管部门的连续干预下,国内煤炭市场已经趋稳。10月中下旬以来,动力煤市场价格大幅下降。“政策调控煤价,这个制约煤电企业的不利因素正被慢慢排除。”一位业内人士指出,随着北方入冬,供暖供电同时进行后,北方煤电企业以及在北方有布局的发电企业今年四季度业绩将大概率出现回暖。

## 煤电上网电价真正市场化很关键

记者注意到,今年前三季度,基于煤电联营发展模式火电企业利润亏损相对较小。对此,有分析人士表示,煤电一体化发展或许是缓解煤电矛盾的路径之一。

“煤电一体化能够将两个产业的外部矛盾内部化,用煤炭的利润部分弥补煤电的亏损,但不能从根本上解决煤电矛盾。长期来看,把煤和电捏在一起是有利于加速企业转型,还是会对转型造成拖累,现在还难下定论。”华北电力大学经济与管理学院教授袁家海指出,“从根本上解决矛盾,需要煤电的上网电价实现真正意义上的市场化,从市场改革的角度做文章。”

国家发改委今年10月印发的《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》明确,将从10月15日起有序放开全部燃煤发电电量上网电价,并扩大市场交易电价的上下浮动范围。《通知》同时提出,加强分类调节,高耗能行业由市场交易形成价格,不受上浮20%的限制。



“当前新能源供应占比还不够高,煤电是参与市场电量交易的主体,工商业用户全部进入市场,因此如果高耗能行业的用电能不受限制,且价格自由浮动的,火电与高耗能行业交易时可以将全部的发电成本都打进报价,如此‘煤电顶牛’矛盾至少可以大幅改善。”袁家海表示。

## 明年有望迎来转折

在业内人士看来,随着电价市场化改革的推进,火电企业的经营压力将有所缓解,但在降碳目标下,火电占比逐步下降成为火电企业无法逃避的问题。

“现在的电价改革还是基于发电量,未来煤电会加速向调节型电源转变,平均利用小时数会越来越低。在此情况下,煤电依靠多发来电挣钱商业模式难以适应未来的市场环境。所以,电力市场结构也要改革。”袁家海说,“建议下一步将煤电的可靠容量价值、对电力系统的容量贡献进行科学衡量,并给予合理的回报。”

“另外,‘十四五’期间现货市场肯定会在全国大范围开展。在过去没有现货市场时,我们有深度调峰补偿机制,下一步这个补偿机制要升级成更加市场化的辅助服务机制。在辅助服务市场中,为新能源消纳和电力安全提供保障的灵活煤电设计更加市场化的补偿机制,使其降低利用小时数的同时可以得到合理的辅助服务补偿。”袁家海进一步说。

中电联11月发布的“2021年1-10月份电力工业运行简况”显示,今年1-10月,全国火电设备平均利用小时为3665小时,比上年同期增加293小时。其中,燃煤发电设备平均利用小时为3786小时,比上年同期增加336小时,燃气发电设备平均利用小时为2259小时,比上年同期增加136小时。

“火电明年起有望迎来底部反转,其中煤价、电价、利用小时数等要素有望释放较大业绩弹性。新增火电产能急刹车后,虽然总发电装机规模增速较高,但可用容量增速较低,随着全社会用电量持续增长,火电利用小时数有望维持较高水平甚至阶段性步入上行区间。”东方证券指出。

# 煤电转型离不开政策和市场双轮驱动

■ 闫晓卿

实现碳达峰、碳中和战略目标,能源是“主战场”,电力是“主力军”。国家层面近期相继发布《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》《2030年前碳达峰行动方案》等政策文件,绘制了我国“双碳”战略总蓝图,为能源电力领域提出了发展目标和时间表,释放了高质量转型发展信号。面对电力保供、煤电企业经营等问题,主管部门近期也提出了“先立后破”等具体要求。在降碳愿景下,如何统筹好能源电力安全、降碳和成本问题,需立足国情能情科学统筹,加快构建以新能源为主体的新型电力系统,推动“源网荷储”协调发展,其中煤电的高效清洁利用和企业的可持续发展能力是重中之重。

## 清洁高效和灵活性改造是主攻方向

目前我国接近11亿千瓦存量煤电装机,大部分处于“青壮年”时期,运行经验丰富、调节应急能力强,是电力保供和低碳转型必须用好的资源。未来较长一段时期,煤电的高质量转型发展要从脱碳、提效和灵活性改造三个方面下功夫。

在脱碳方面,2020年我国燃煤发电累计二氧化碳排放量约占能源领域排放总量的37%,解决煤电机组的碳排放问题主要依托发展碳捕集、封存和利用技术(CCCS)。近年来,我国CCUS各环节技术均取得了较大进步,已经具备大规模示范基础,新型技术不断涌现,种类不断增多。低能耗的第二代捕集技术可大幅改善CCUS技术的经济性,未来有望以更低成本实现煤电和煤化工等传统产业的有效减排。2030年后,二氧化碳的化工利用、生物利用和部分地质利用技术等将逐步具备一定的经济竞争力。

在提效方面,自“十一五”起,我国持续实施煤电节能改造升级,供电煤耗显著下降,但从目前情况看仍有较高的节能提效潜力。根据《国家发展改革委 国家能源局关于开展全国煤电机组改造升级的通知》(发改运行[2021]1519号)要求,“十四五”期间,我国将对供电煤耗在300克/千瓦时以上的存量煤电机组,加快创造条件实施节能改造,改造规模不低于3.5亿千瓦;对无法改造的机组逐步淘汰关停,视情况将具备条件的转为应急备用电源;新建煤电机组原则上采用超超临界且供电煤耗低于270克/千瓦时的机组,多措并举促进煤电机组煤耗水平下降。立足攻关角度,应超前布局高参数、新工质、新循环等新型煤电技术,开展灵活智能燃煤发电、超临界二氧化碳燃煤发电等高效技术研究,力争2030年前实现先进煤电机组供电效率突破50%。

灵活性改造方面,目前我国约54%的煤电装机布局于“三北”地区,其中65%以供热机组为主,煤电机组调峰能力普遍只有50%左右,冬季供暖期间部分机组的调峰能力仅为20%左右,显著影响当地新能源消纳。相比之下,欧美发达国家煤电机组普遍具备深度调峰能力,调峰能力甚至高达80%。大力推动煤电机组灵活性改造,可以充分释放我国电力系统调节性资源潜力,但对机组运行经济性也会带来显著影响。

相关统计数据显示,随着煤电机组调峰深度加大,机组供电煤耗逐渐增加,当机组深度调峰时,即负荷率低于50%,供电煤耗会陡增,例如负荷率由50%降至40%时,机组煤耗平均增幅约为同比非深度调峰工况水平的3.3倍。同时,随着煤电机组参数及容量增大,机组的供电煤耗增长趋势加剧,相对60万千瓦和百万千瓦级机组而言,30万千瓦级机组更适合承担深度调峰任务。

## 纾解煤电转型的企业成本难题

目前看,成本疏导是煤电高质量转型的关键。一方面,需要加强顶层设计,做好政策体系协同和有序衔接。国家煤电相关政策需与“十四五”电力规划及中长期相关研究相协调,与生态、金融、财税和科技等部门相统筹,提升对煤电发展定位和布局研究的共同认识,形成发展合力。另一方面,加强各方沟通,听取意见建议,广泛凝聚共识,确保电源电网项目有效落地,提出煤电新增容量、退役容量和延寿容量的规模和时序,推动能源电力行业高质量发展。尤其是要关注煤炭煤电企业转型发展对社会民生问题的影响,避免煤炭、煤电相关企业间的无序恶性竞争和“一刀切、无缓冲”式退出,实现企业转型的平稳过渡。而且,要做好人才、产能、资金、技术等方面的应急储备和提前谋划,实现减煤控碳和社会发展的有机融合。

同时,要发挥电力市场作用,持续完善形成更加灵活合理的电价机制。尽快解决煤电机组容量效益无法得到充分体现的难题,按照“谁调峰、谁受益,谁改造、谁获利”的原则,从根本上提高煤电机组参与辅助服务市场、灵活性改造的积极性,纾解成本疏导难题、提升煤电企业可持续经营和转型发展能力。

(作者系国网能源研究院能源所能源政策和环境研究室主任)

聊电事儿