

聚焦煤电生存发展系列报道之十五

煤电产能过剩且陷大面积亏损,但依然有力支撑电力系统运行、促进新能源消纳,同时局部地区仍在继续上马新项目——

煤电大省如何破解产能过剩紧箍咒?

■ 本报记者 朱妍

“截至2019年底,山西省电力总装机容量接近1亿千瓦,其中约70%的煤电,发了占比85%的电量。由于本地消纳难,大量煤电需外送华东、华中等区域。电力严重过剩的同时,也给山西能源转型带来巨大挑战。”在近日举行的“中国煤电发展之路辨析”系列沙龙上,清华大学低碳能源实验室助理研究员杜尔顺以山西为例,直指煤电大省转型的迫切性。

上述情况,不仅限于一省一地。据记者了解,目前全国电力供需基本处于平衡状态,但在不同区域和省份,电力增长态势仍在继续。对山西等煤电大省而言,一边是产能过剩、大面积亏损的压力,一边是短期难以摆脱煤电依赖的现实,部分地区甚至继续上马新项目。对此,应该如何调整布局?

煤电大省面临现实矛盾

据杜尔顺介绍,山西去年的最大用电负荷3200万千瓦,仅为总装机量的1/3。“这意味着,负荷即便再扩大1倍,现有容量也能满足需求,电力严重过剩。”

“山西火电利用小时数已从2011年的5284小时降到2019年的4265小时,低于全国火电平均利用小时数。以煤电为主的结构中,一半以上是热电联产机组,灵活性能力不足等问题逐步显现。”杜尔顺举例,今年春节期间,山西省用电量持续低位运行,热电机组处于最小运行方式的情况下,仍存在大量弃风弃光,说明山西电网的灵活性与新能源消纳矛盾日渐突出。“严控煤电发展,从源头向清洁化转变是形势所迫。煤电比重不断下降,但依

然发挥重要的支撑作用,如何从市场化角度给煤电一个合理的价值定位?给煤电找出路是山西面临的难题之一。”

除了“近忧”,部分地区还有“远虑”,比如吉林。

原国网吉林经济技术研究院教授级高工周景宏介绍,截至去年底,吉林省电力总装机3200万千瓦,煤电约1900万千瓦,其中70%是热电联产机组。“当地供热需求大,供暖周期较长,因此规划建设了相当规模的热电联产机组。现阶段,发电主力还是煤电,控制产能得统筹考虑民生问题。”

周景宏还称,吉林风电消纳得以明显改善,离不开煤电支撑。“风电要发展,没有火电机组不行;火电机组过多,又与新能源形成竞争关系。二者如何平衡?伴随特高压直流电网接入等因素,消纳压力将持续减轻,未来对调峰资源的需求不如从前,现已投入的大量主体难免遭受损失。有没办法缓解?”

记者了解到,由于开发环节产能过剩,严控煤电规模迫在眉睫。但同时,一些煤电大省面临种种现实阻碍,如何把握发展节奏、科学布局成为关键。

由基荷转向调峰电源

在多位专家看来,明确煤电发展定位是把握节奏的前提。

“电力行业目前面临的主要问题,不再是大面积缺电。电量增长放缓,且新增需求更多来自服务业及居民家庭消费,负荷特性较工业负荷的波动更大,导致用电量增长快于电量。若按照老路子,以新建电源为主要手段来保障电力供应,将带

来更多结构性问题。”华北电力大学教授袁家海表示,从电量增长空间看,煤电已没有过去持续增长的可能性。

袁家海认为,各地不应再铺煤电“新摊子”。“一方面,‘十三五’期间多地遗留了停缓建机组,特别是缓建项目,该投的钱实际已投得差不多。若有需要,‘十四五’期间可有序建成,无需再核准新项目。另一方面,用好存量煤电,推动电力系统加速向更灵活、以可再生为主的方向转变,煤电角色由基荷向调峰转变。”

全球能源互联网发展合作组织经济技术研究院专家张贇也称,煤电功能应逐步转变为提供容量支撑高比例清洁能源并网运行。继续新建项目,将加大资产损失、挤占新能源发展空间。“包括工程建设、财务成本等投资在内,当前每增加1亿千瓦煤电机组,未来将带来3000亿元资产损失,同时2030年前将累计减少清洁能源装机约3亿千瓦,相当于挤压2万亿元清洁能源投资。”

对于部分地区煤电投资依然高涨、项目继续上马等现象,张贇提醒,这不仅影响自身收益,还将波及“无辜”存量。“我国煤电机组的平均服役年限约为11年,超过40%的机组是近10年内建成投产,服役超过20年机组仅占11%。预计到2050年,强制提前退役造成的资产损失高达2万亿元。一些服役时间短的机组,在符合要求的情况下本可不必退出,但被新建机组挤压了空间,反倒造成浪费。”

不同类型机组应分类优化

“在认清定位的基础上,进而控制增

量、调整存量。”张贇建议,着力优化调整煤电功能定位,通过灵活性改造挖掘调峰价值。近中期,大容量、高参数、低能耗的超临界、超超临界机组提供基荷服务;部分60万千瓦以下机组实施灵活性改造,主要提供系统调峰服务。远期,绝大部分煤电均可转变为调峰电源与应急备用电源。

“山西小机组较多,30万千瓦以下机组占比超过54%,对此可采取‘上大压小’的方式。如果电能不可取消,通过等量或减量替代,用大容量高效机组替代小容量低效机组;若热能不可替代,则采用大容量背压机组替代中小容量的抽凝或背压机组。此外,对存量机组实施灵活性改造,以满足调峰需求。”杜尔顺认为,长远看,现有装机规模足以支撑山西煤电的角色转变,参与调峰与严控产能并不矛盾。

袁家海进一步指出,不同类型机组可以分类优化。“60万千瓦及以上机组用于调峰,负荷率降至40%或更低,效率将大打折扣。努力几十年达到的最优效率水平,若因调峰‘回到解放前’是得不偿失。尽量通过电力市场改革,将其放在基荷侧稳定出力,在有需要的情况下,利用小时数可适当提高。对于30万千瓦等级的机组,通过灵活性改造进而深度调峰,实际正是给新能源消纳腾出空间。”

周景宏还提出,对参与调峰的机组而言,发电量减少,功能却未减弱。若缺少相应回报,积极性难免下降,制定相匹配的政策也是煤电大省的“必修课”。“诸如东北电力辅助服务市场,就在一定时期起到关键作用。趁着现阶段调峰需求暂时不迫切,主管部门可借助时间空档认真研究规则,考虑如何利用更高层次的市场化,促进调峰辅助服务市场运行。”



气候因素影响月度用电增速

■ 李江涛 翁玉艳

国家统计局近日公布的7月份经济数据显示,国民经济继续稳定恢复,主要经济指标持续改善。用电量方面,7月全国全社会用电量同比增长2.3%,但用电量增速较6月下降3.8个百分点。国家电网、南方电网经营区域用电增长趋势出现分化,其中国网经营区全社会用电量同比持平,增速较6月下降5.7个百分点;南网经营区全社会用电量同比增长11.2%,增速较6月提高3.2个百分点。

用电数据是经济运行的“晴雨表”,7月用电数据透露出哪些信息?

7月,全国及国网经营区全社会用电量增速的下降,主要是降雨异常偏多导致降温用电减少。据中国气象局消息,7月全国平均降水量较常年同期偏多4%,主要集中在长江中下游及西南地区东部;全国平均气温较常年同期偏高0.2℃,江西南部、华南大部高温日数较常年同期明显偏多。

据国家电网电力供需研究室测算,7月全国降温电量约787亿千瓦时,同比下降约14%,气候因素拉低月度用电增速2.0个百分点。分区域看,国网经营区降温电量610亿千瓦时,同比下降约25%,气候因素拉低月度用电增速3.9个百分点;南网经营区降温电量171亿千瓦时,同比增长72%,气候因素拉高月度用电增速6.1个百分点。

第一产业和居民生活用电量保持快速增长,第二产业用电量基本持平。7月,第一、第二和第三产业以及居民生活用电量同比分别增长11.6%、-0.7%、5.3%、13.8%。

分行业看,制造业用电量平稳增长,企业生产总体保持恢复态势。7月,制造业用电量同比增长4.1%,31个细分行业中22个行业用电量正增长,7个行业增速超过10%。装备制造用电量持续较快增长,增速为6.9%,反映出汽车促消费和新型基础设施建设等政策进一步显效发力。四大高耗能行业合计用电量同比增长3.1%,由大到小依次为建材(7.6%)、黑色(4.3%)、有色(1.4%)、化工(-0.3%)。基本生活类消费品行业用电量保持快速增长,其中家具制造业、食品制造业用电量增速分别为16.6%、11.0%;部分外贸依存度较高的可选消费品行业经营情况有所改善,皮革/毛皮/羽毛及其制品和制鞋业、纺织服装/服饰业用电量降幅较6月份分别收窄5.2、1.4个百分点。

服务业增速较好,尤其是生产性服务业。7月,生产性服务业用电量同比增长7.9%。其中,信息传输/软件和信息技术服务业用电量增速达22.9%,反映数字经济加快发展。生活性服务业用电量同比增长3.9%。其中,批发和零售业用电量增速较快(8.5%),反映市场销售保持恢复态势;教育/文化/体育和娱乐业用电量降幅较6月份收窄8.0个百分点,主要受影院等娱乐场所逐步恢复开放带动。

基于以上分析,我们认为,气候因素导致7月用电量增速下降,预计8月全国全社会用电量同比增长7%左右,将回升至较快增长区间。

(作者均供职于国网能源研究院有限公司)

新安江水电站累计发电突破千亿度



图片新闻

截至8月24日12时,中国第一座自行设计、自制设备和自行施工的大型水力发电站——新安江水电站累计发电突破1000亿千瓦时。新安江水电站位于浙江省建德市、长三角用电负荷中心,设计多年平均发电量为18.6亿千瓦时,在电网系统内主要承担调峰、调频及事故备用的重任,也是华东电网第一调频厂。王建利/摄

核电上市公司半年报发布——

营收利润实现双升 在建项目稳步推进

本报讯 实习记者赵紫原报道:中国核电、中国广核近日发布的2020年半年报显示,两家公司营收和归母净利润均实现增长。中国核电、中国广核分别实现营收232.34亿、315.07亿元,分别同比增长5.66%、18.79%;归母净利润29.75亿、52.05亿元,分别同比增长14.49%、3.64%。

统计数据显示,今年上半年,我国全社会发电量约为3.36万亿千瓦时,与上年同期相比下降了1.4%。其中,核发电量为1714.95亿千瓦时,比2019年同期上升了7.17%,约占全国发电量的5.1%。1-6月,核电设备利用小时数为3517.19小时,平均能力因子为92.26%。

据中国核能行业协会此前发布的《2020年1-6月全国核电运行情况》数据显示,截至6月30日,我国投入商运的核电机组共47台,上网电量为1604.06亿千瓦时。

半年报显示,中国核电、中国广核积极克服企业停工停产、电网负荷不足等疫情带来的影响,在确保安全质量的前提下进一步提升运行业绩,上半年发电量总计分别为671.48亿、903.49亿千瓦时,分别约占全国运行核电机组发电量的39.10%、56.33%。

数据显示,中国核电目前投入商运的

控股核电机组共21台,装机1911.20万千瓦,约占全国运行核电机组的39.10%;在建机组5台,装机577万千瓦,约占全国在建核电机组的44.3%。根据世界范围内核电公司装机规模,中国核电为世界五大核电公司之一。

另外,截至6月30日,中国广核管理24台在运核电机组和5台在建核电机组,装机容量分别为2714.2万千瓦和580万千瓦,占全国在运、在建核电总装机容量的55.67%、44.08%。

新建项目方面,上半年两家公司均取得突破。

中国核电半年报显示,采用华龙一号技术的漳州核电1、2号机组获得核准并开工,其中1号机组进度控制良好。四台VVER1200机组中徐大堡核电3、4号具备上报项目申请报告条件,田湾核电7、8号完成可研评审。此外,第三代核电华龙一号全球首堆示范工程福清核电5、6号机组进度控制良好,其中5号机组已完成热试,6号机组计划于年内完成冷试。田湾核电5、6号机组进度控制良好,其中5号机组已首次达到临界状态,计划年内投产,6号机组计划于年内完成冷试。

中国广核方面,华龙一号示范项目防

核电上市公司2020年半年报 (单位:亿元)

	营收	同比增加	归母净利润	同比增加
中国核电	232.34	5.66%	29.75	14.49%
中国广核	315.07	18.79%	52.05	3.64%

核电上市公司装机情况 (单位:万千瓦)

	在运机组	装机	在建机组	装机
中国核电	21台	1911.2	5台	577
中国广核	24台	2714.2	5台	580

城港核电3、4号机组分别于2015年12月24日、2016年12月23日开工建设,今年上半年,两台机组建设进展总体正常。同样采用华龙一号核电技术的惠州核电1号机组已于2019年12月26日开工建设。同时,中国广核积极开发小型反应堆技术,持续跟踪国内外第四代反应堆技术发展的最新动态,积极参与相关技术的研发。

记者注意到,中国核电、中国广核今年以来积极应对电力市场改革,充分利用电力营销平台拓展售电业务,培育新的利润增长点。上半年,中国广核市场化交易

电量占上网电量约25.46%。该公司表示,下半年要适应电力市场形势变化,持续优化电力市场营销机制,加强电力市场营销能力建设,多渠道、多种方式争取更多上网电量,力争完成全年发电计划。

此外,中国核电加速非核新能源产业布局。上半年,该公司拥有在运新能源装机179.84万千瓦,上半年新增装机77.88万千瓦,与去年底相比增长76.3%,其中风电45.84万千瓦,光伏134万千瓦,开工在建项目62.8万千瓦,新能源已成为中国核电非核经济增长的重要支撑。