

电力系统灵活性提升路径多

■ 本报记者 卢彬

核心阅读

目前电力行业对灵活性资源的系统价值认识不足,导致针对系统灵活性的政策设计存在瑕疵。提高电力系统灵活性,或许并不需列出具体技术路线图,也不需要具体实施方案。理顺市场机制后,系统灵活性提升的路径自然能够走通。

近日,南方多省发布有序用电通知,以保障电网安全运行。对此,有电力行业专家指出,各省电力结构特性叠加天气情况变化、负荷高峰期“风光”难出力、灵活性资源和容量资源建设不足等问题,导致电力负荷峰谷差不断拉大,对电力系统“向上”“向下”的灵活性提出了更高要求。

随着新能源发电在电力系统中占比快速攀升,提升电力系统灵活性成为保障电力系统低碳且安全高效运行的前提。“‘二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值,努力争取2060年前实现碳中和’目标提出后,电力系统低碳转型的目标本身已不需要过多讨论,当下要高度关注实现目标需要什么样的实施路径。”国网能源研究院副院长蒋莉萍表示。

需正确认识灵活性价值

煤电、气电、抽水蓄能等均可作为电力系统提供灵活性,但在我国煤电装机整体过剩、大量存量煤电可实施改造的情况下,煤电灵活性改造的单位千瓦造价具有明显成本优势。但据记者了解,煤电的灵活性改造优势目前并未充分发挥。

中电联专职副理事长王志轩介绍,“十三五”期间,我国三北地区煤电灵活性改造完成率不足27%,其中内蒙古、山西、新疆、甘肃仅完成“十三五”规划改造目标的2.1%、3.3%、2.4%和4.1%。

“不能只看量完成了多少,关键是背后反映出的问题。”王志轩直言,目前电力行业对灵活性资源的系统价值认识不足,导致针对电力系统灵活性的政策设计存在瑕疵。“例如有观点认为,所有电源特别是煤电,都有义务为系统提供灵活性,所以未尽义务的电源就应该为灵活性付费,这种逻辑实际上不清晰。”

王志轩表示,电力系统对灵活性资源的需求本质上是能源转型的需求,其带来的系统成本增加也应该是能源转型应该付出的代价,这个成本需要向终端消费侧合理传导,才能保证电力系统高效运行。

灵活性呈现多元化趋势

王志轩还建议,煤电灵活性改造需要考虑系统实际需求,不能“一刀切”。“百万千瓦、60万千瓦超(超)临界机组应更多承担基荷,发挥其大容量、高参数优势;30万千瓦、部分60万千瓦亚临界机组应发挥调节特性好、安全系数高优势,按需实施灵活性改造,作为煤电低负荷运行的主力机组。”

“‘十四五’期间,要根据不同地区的特点,因地制宜,选择最适合的调峰电源方案。” 国电环境保护研究院常务副院长刘志坦表示,“例如东北地区,研究发现,在东北电网现有电力辅助服务市场规则下,燃气调峰电站具有按燃煤发电标杆电价参与调峰的可行性。”

除供给侧各类灵活电源之外,需求侧响应对于电力系统灵活性的贡献愈发得到行业重视。

华东电力设计院智慧能源室主任吴俊宏表示,目前已有多个省份根据自身情况制定了需求响应试点方案。“国家电网公司经营区内各需求响应试点取得了良好效果,保障了电网供需平衡,缓解了电网投资成本,提升了清洁能源消纳能力。但另一方面,由于电力市场建设相对滞后,需求侧响应目前大多依赖政府补贴,电力需求响应规模受限于补贴规模,当前模式难以支撑其长远发展。”

理顺市场机制是关键

王志轩直言,目前整个电力系统的灵活性提升问题,主要在于机制未理顺。“现在煤电灵活性改造在技术层面上不存在障碍,有些电厂的锅炉最低稳燃负荷可以达到额定出力的20%。但是,目前深度调峰辅助服务补偿标准偏低、政策执行力度和连续性不足、政策制定与实施未充分考虑地区实际情况等问题,导致煤电企业已实施的灵活性改造项目收益不及预期。”

中石油规划计划部副总经济师朱兴册指出,燃气发电目前存在的问题也源于机制不畅。“天然气被业内诟病的缺乏经济性、资源保供风险等问题,最终还是归结为机制不配套。例如天然气峰谷差价不够,致使储气库投资经济

性和建设动力不足,继而对资源保障造成影响。”

刘志坦表示,气电调峰具有启停速度快、变负荷速率高等特点,确立了其在各类调峰电源中的优势地位。“想要解决气电调峰的经济性问题,发挥其优势,就需要不断完善电力调峰服务政策,使其得到合理回报。”

“提高电力系统灵活性,或许并不需列出具体技术路线图,也不需要具体实施方案。”南方电网能源发展研究院能源战略与政策研究所所长陈政认为,理顺市场机制后,电力系统灵活性提升的路径自然能够走通。

“要让市场主体知道,为系统灵活性做贡献可以受益,同时还要建立利益兑现机制。”陈政表示,“一方面,建立小时级别的电力现货市场,以反映实时供需情况的分时价格信号激励市场主体主动参与调节;另一方面,要建立容量补偿、容量市场等机制,帮助灵活性资源回收投资建设成本,并实现系统调节能力总量目标引导和市场化配置。”



关注

全球单机容量最大燃煤机组成功并网

本报讯 12月16日,全球单机容量最大(1350MW)燃煤机组——中能集团安徽平山电厂二期工程(以下简称“平山二期工程”)机组一次并网成功。并网后,各主辅设备运行稳定、可靠,为168小时试运行打下良好基础。

平山二期工程位于安徽省淮北市古饶镇平山村,于2016年12月获批国家火电示范项目,2018年7月开工建设。

公开信息显示,该项目采用国际首创高低位布置方式的双轴二次中间再热技术,大大减少管道投资、压力损失及热损失,从而提升热效率及机组性价比。同时,工程采用弹性回热、广义回热及广义变频等一系列创新技术,预期供电煤耗251克/千瓦时,将成为世界燃煤发电的新标杆。(宗和)

汉江流域梯级开发“收官”水电站开建

本报讯 12月16日,襄阳汉江新集水电站工程在樊城太平店镇开工。据了解,汉江新集水电站工程项目总投资55.679亿元,项目建设施工总工期40个月。正常蓄水位76.23米,总库容4.22亿立方米,总装机容量120兆瓦,年发电量5.09亿千瓦时。

新集水电站是襄阳目前单体投资最大的工程,是汉江中下游综合利用规划中唯一一座由地方国企开发建设的水电项目,也是汉江流域梯级开发电站中的“收官之作”。该工程的实施,在改善襄阳汉江河道生态环境的同时,库区周边万亩农田可实现自流灌溉;航道现状等级由Ⅳ级标准提高到Ⅲ级标准,届时千吨级货轮可顺流而下,直达江海。项目建成后,将对襄阳市建设汉江航运中心、加快生态绿色发展发挥重要作用。(鄂讯)

贵州首座超超临界火电厂开建

本报讯 12月15日,贵州盘江新光2×660MW超超临界火电项目开工。该项目是进一步深化贵州能源工业运行新机制,按照煤电一体化方式建设的火力发电项目,为贵州省重大工程和重点项目之一。

据悉,该项目采用新一代高效一次再热超超临界机组,按照超低排放标准,同步建设烟气除尘、脱硫和脱硝装置,实现燃煤发电的清洁高效生产,建成后将成为贵州省首座超超临界火力发电厂。

项目建设场地位于盘州市大山镇新光村,自2019年12月启动以来,已顺利完成规划、可研、评审、选址及项目核准等系列前期工作并实现正式动工,计划在2023年3月前1号机组投产,2023年6月前2号机组投产。项目建成投产后,将进一步增强六盘水煤电产业集群的影响力和竞争力,提升六盘水作为贵州省乃至全国重要能源基地的地位,并对推动煤电一体化、基础能源产业和清洁高效电力发展具有重要意义。(陈颖)

福清核电6号机组完成主泵试车

本报讯 近日,华龙一号示范工程福清核电6号机组2环主泵电机平稳运行2个小时,各项参数均在设计要求范围内,机组主泵电机空载试车顺利完成。

主泵是核电机组的“心脏”,主要用于驱动冷却剂通过反应堆堆芯,将堆芯中产生的热量传递到蒸汽发生器。极度严格的工艺要求,造就了主泵极为复杂的设备结构;数以万计的零部件,堆砌起主泵尤为特殊的安装工艺。此次电机空载试车是“心脏”就位后的首次跃动,更是对设备设计、制造与安装质量的一次全面预检验。

主泵安装工程大,精度要求极高,主泵空载试车工作是冷态性能试验前的关键路径,工作接口复杂,时间紧、任务重。为确保空载试车顺利完成,福清核电与参建单位成立主泵安装专项组,汇集了机械、电气、管道等各专业的专家,在充分总结吸收“华龙一号”全球首堆主泵安装施工经验的基础上,采取“提前梳理、过程协调、结果把控”的思路重点解决主泵安装、调试过程中出现的各类问题,保证了施工调试有序推进,历时两个多月完成试车。(程腾前)

泰山核电8台机组WANO综合指数达满分



图片新闻

世界核电运营者协会(WANO)近日发布信息,今年三季度,泰山核电9台机组中8台机组综合指数达到满分100分。WANO指标是全球核电行业通用的指标体系,一般按季度收集和公布全球各核电机组的指标数据,用量化方式表征核电运行、维修、设备管理等方面的业绩,且作为核电机组运行业绩排名依据。图为泰山核电基地。

中电联发布《2020年1-11月电力消费情况》:

11月全社会用电量同比增9.4%

本报讯 实习记者赵紫原报道:中电联日前发布的《2020年1-11月电力消费情况》(以下简称《情况》)显示,前11个月,全国全社会用电量66772亿千瓦时,同比增长2.5%。11月,全国全社会用电量6467亿千瓦时,同比增长9.4%。其中,第一产业和城乡居民生活用电量保持较快增长;全国16个省份全社会用电量增速超过全国平均水平;制造业日均用电量创历史新高;四大高载能行业用电量增速均稳中有升。

《情况》显示,分产业看,1-11月,第一产业用电量778亿千瓦时、第二产业用电量45034亿千瓦时、第三产业用电量10927亿千瓦时,分别同比增长9.9%、2.1%、0.8%;城乡居民生活用电量10034亿千瓦时,同比增长6.0%。11月,第一、二、三产业用电量增速分别为12.9%、9.9%和8.1%;城乡居民生活用电量同比增长7.3%。

第二产业方面,前11个月全国工业用电量44215亿千瓦时,同比增长2.1%,增速比上年同期回落0.8个百分点,占全社会用电量的比重为

66.2%。11月,全国工业用电量4596亿千瓦时,同比增长9.9%,增速比上年同期提高6.4个百分点,占全社会用电量的比重为71.1%。

值得注意的是,制造业日均用电量再创新高。11月,全国制造业用电量3418亿千瓦时,同比增长9.9%,增速比上年同期提高7.2个百分点;制造业日均用电量113.9亿千瓦时/天,比上年同期增加10.3亿千瓦时/天,比上月增加8.4亿千瓦时/天。

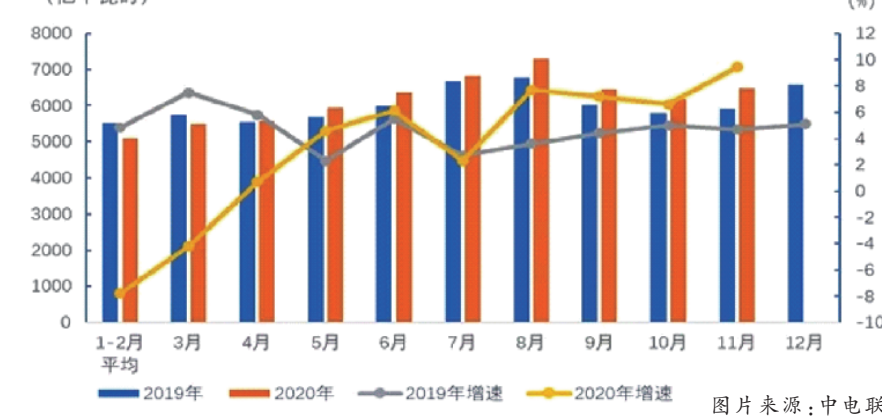
制造业板块中,四大高载能行业、高技术及装备制造业、消费品制造业、其他制造业行业用电量分别为1876亿千瓦时、715亿千瓦时、455亿千瓦时、372亿千瓦时,分别同比增长10.7%、11.1%、5.1%、10.1%,增速分别比上年同期提高0.1个百分点、5.9个百分点、4.7个百分点、8.2个百分点。

分区域看,1-11月,东、中、西部和东北地区全社会用电量分别为31531、12453、18972和3816亿千瓦时,增速分别为1.6%、1.2%、5.2%和1.3%。11月份,东、中、西部和东北地区全社会用电量增速分

别为8.5%、10.8%、11.0%和4.2%,分别比上月提高2.8、3.0、3.1和0.4个百分点。国家统计局12月16日发布的《11月份能源生产情况》显示,11月,规模以上工业原煤、原油、天然气生产保持平稳增长,电力生产明显加快。11月份,发电量同比增长6.8%,日均发电214亿千瓦时,环比增加17.4亿千瓦时。

分电源看,火电增速11月由负转正,水电、风电、太阳能发电增速回落,核电降幅略有扩大。其中,火电同比增长6.6%,比上月回落1.5%;水电增长11.3%,比上月回落14.1个百分点;风电增长5.9%,回落8.8个百分点;太阳能发电增长5.3%,回落2.8个百分点;核电下降0.8%,降幅扩大0.5个百分点。

2019、2020年分月全社会用电量及其增速



图片来源:中电联