

降碳背景下,清洁供暖需求愈发强烈,大型热电联产核电项目、小型供热堆、池式供热堆均已进入清洁供热“赛道”——

核能供热迎来发展“窗口期”

■本报记者 赵紫原

继山东海阳核电建成投运国内首个核能商业供热项目后,核能供热逐渐走进公众视野。作为清洁供暖的实现途径之一,核能低碳供暖的优势也正在显现。据了解,在我国核电起步之地浙江省海盐,以秦山核电站为依托的海盐县核能供暖

节能工程示范项目目前也正在推进建设。

此外,黑龙江、吉林、辽宁等地小型模块化供热堆、大型热电联产核电项目也在开展项目前期工作。业内分析人士认为,随着我国降碳和清洁取暖进程加快,核能供热正迎来全新“窗口期”。

清洁供暖需求增多,核能供热进入“赛道”

中国核电清洁供暖示范工程筹备组组长陈仁宗日前介绍:“我国冬季供暖面积以年均约10%的增速增长,截至2019年底,全国集中供热面积已达110亿平方米,北方城镇供暖能耗为1.91亿吨标煤,约占建筑总能耗1/4。北方供暖需求增长快,但热源在减少,需要大力发展包括核能供暖在内的清洁能源供暖。”

国家发改委、国家能源局等10部委于2017年联合印发的《北方地区冬季清洁取暖规划(2017-2021)》指出,加强清洁供暖科技创新,研究探索核能供暖,推动现役核电机组向周边供暖,安全发展低温泳池堆供暖示范。

核能供暖在山东率先落地。山东省人民政府2018年发布的《山东省冬季清洁取暖规划(2018-2022)》明确,积极推进核能取暖示范项目研究论证。2019年11月,国家电投依托海阳核电项目开展核能供热试点,核能供热首期项目第一阶

段正式投运。

公开信息显示,海阳核电核能供热项目一期供热70万平方米,两个供暖季对外供热累计约58.2万吉焦,节省原煤3.2万吨,减排二氧化碳5.5万吨。“今年11月,海阳核电核能供热二期450万平方米工程将建成投运。投产后,将替代海阳市现有的10台燃煤锅炉。”山东核电有限公司设计管理处副处长程昭介绍。

浙江省发改委此前发布的《海盐县集中供热规划(2021-2030年)》明确,由秦山核电基地以及规划建设的核设施,近期对中心城区和澉浦镇进行集中供暖,中远期拓展至海盐县全域,规划至2030年集中供暖面积达到1000万平方米。

据业内人士介绍,目前核电企业已在河北、贵州、山东、吉林、黑龙江、青海、甘肃、辽宁、内蒙古、陕西等省区开展了厂址普查、初可、可研和前期对接等工作,以期推动核能供热实现产业化发展。

供热可靠性已有验证,我国将继续优化设计方案

安全是核电产业的生命线,亦是核能实现综合利用的生命线,核能供暖的安全性因此备受关注。

大型电站供暖方面,程昭介绍,其供热原理是从核电机组二回路抽取蒸汽作为热源(热源没有放射性),通过厂内换热首站、厂外供热企业换热站进行多级换热,经市政供热管网将热量传递至最终用户。“多级换热过程中没有介质交换,因此不用担心会发生放射性物质泄漏等问题。”

对于中核集团的“燕龙”池式反应堆,陈仁宗介绍:“池式反应堆堆容量大,即使不采取任何余热冷却手段,池水可确保堆芯不会裸露。严重事故下,反应堆可实现自动停堆,即使无任何干预,也可实现26天堆芯不熔毁。而且池式反应堆的放射性源小,系统简单,退役时间短。”

据了解,核能供暖在国际上已有不少先例。资料显示,目前全球约有57座商用反应堆发电的同时,产生热水或蒸

汽用于区域供热,主要分布于东欧。这些项目超过1000堆年的运行经验验证了核能供暖的安全性与可靠性。

中国电力发展促进会核能分会副会长田力认为,基于我国核电和反应堆技术基础,核能供热技术是可行的,安全也有保障。“不同的堆型技术方案各有特点,设计内容总体符合核安全要求和发展方向,各单位今后将继续优化设计方案,进一步分析技术可行性和经济性。”

核能供热是复杂的系统性工作,经济性短板待补

核能供热要想实现产业化推广,经济性是必不可少的条件。

小型堆方面,田力表示,根据设计单位提供的初步投资估算和财务分析,一座40万千瓦热功率的池式堆厂界内总投资为16.3亿元,建设周期约2—3年,投产后每年运行成本约11800万元,其中燃料成本4000万元。

田力进一步指出,池式堆的设计运行寿命可达60年,按照折旧年限30年,供暖期150天,满负荷运转前提下初步计算,热源部分包括燃料、设备折

旧和人工在内的不含利润的纯运营成本不超过25元/吉焦,单纯燃料成本不超过10元/吉焦。相比之下,燃煤锅炉约30元/吉焦,燃气锅炉约110元/吉焦。“若由相同规模燃煤锅炉供热,年消耗煤炭约40万吨,以5500大卡动力煤500元/吨的价格为参考,供热期150天/年计算,燃煤费用高达2亿元。”

对于大堆供热的经济性,一位核电设计单位人士表示,大型堆长距离大温差供热短期难以实现盈利,60千米以上供热成本超过40元/吉焦,按目前热

价盈利较难。“超远距离输送蒸汽,35公里以上会距离存在到户温度不足问题,而且汽水接力供热需考虑汽、热负荷的季节性不同步问题。”

业内专家认为,核能供热市场是一项复杂的系统性工作,涉及供给侧和需求侧的市场、技术和经济的分析研究。深入细致做好核能供热市场及适配性分析研究,对于优化区域能源结构、区域清洁供暖及零碳供热有重要作用。“目前核电企业也在呼吁,希望政策能给予核能供热价格更多支持。”

华龙一号批量化首堆机组穹顶吊装就位



图片新闻

10月27日,我国自主三代核电华龙一号批量化建设首台机组——漳州核电1号机组穹顶成功吊装,标志着该机组土建施工全面转入设备安装阶段。

穹顶的主要功能是保证反应堆厂房完整性及密封性,对放射性包容起关键作用,其吊装是核电工程建设的重要里程碑。图为吊装现场。

中核二三四

关注

四季度四川最大用电负荷预计同比增14.6%

本报讯 四川电力交易中心近日发布的《2021年三季度四川电力生产及市场运营信息披露报告》显示,预计今年四季度四川网用电量684.5亿千瓦时,同比增长约11.7%,最大用电负荷预计达4900万千瓦,同比增长约14.6%。《报告》称,四川电网电力供需形势总体紧张,其中10月至11月上旬平衡较宽松,富余水电仍需外送消纳;11月中旬起水电发电能力下降,结束外送,电力供需形势趋紧。为保障今冬明春电力可靠供应,考虑今冬明春电量存在缺口270亿千瓦时,拟采取拉长限电时间的措施,预计11月中下旬启动有序用电。

1—9月,四川电网电力供需总体偏紧,累计网用电量1925.4亿千瓦时,同比增长16.9%。全社会用电量2421.17亿千瓦时,同比增长16.07%,增速较同期大升10.36个百分点,两年平均增长10.77%。

截至9月底,四川全省总装机容量10963.26万千瓦,较年初增长8.49%。国调机组装机容量2710万千瓦,西南网调机组装机容量505万千瓦。省调直调机组装机容量6362.9万千瓦,其中,水电4353.3万千瓦,占比68.42%;火电1369.2万千瓦,占比21.52%;风电471.3万千瓦,占比7.41%;光伏169.0万千瓦,占比2.66%。

前三季度,四川全口径发电量3270.95亿千瓦时,同比增长6.86%。其中,国调电厂发电量860.26亿千瓦时,同比下降7.18%。西南网调电厂发电量139.49亿千瓦时,同比增长12.63%。省调电厂发电量1825.3亿千瓦时,同比增长14.06%。

前三季度,国调电厂上网电量855.97亿千瓦时,同比下降7.17%;西南网调电厂上网电量138.65亿千瓦时,同比增长12.62%;省调电厂上网电量1770.6亿千瓦时,同比增长13.34%。

市场运营方面,1—9月,四川外购及留川电量262.29亿千瓦时,同比增长31.22%。组织完成2021年年度省内直接交易,成交水电电量1040.99亿千瓦时,同比增长4.63%。组织月度、月内交易35次,事后交易11次,总成交水电电量448.47亿千瓦时;省内市场化交易水电电量共计811.44亿千瓦时,同比增长6.91%。参与交易的市场主体14429家,其中水电发电企业(交易单元)240家,用户14059家(零售13988家,批发71家),售电公司130家。(安宁)

中电联《2021年三季度全国电力供需形势分析预测报告》:

非化石能源发电装机今年将首超煤电

本报讯 记者赵紫原报道:中电联近日发布的《2021年三季度全国电力供需形势分析预测报告》(以下简称《报告》)《报告》预测,今年全年全国基建新增发电装机容量1.8亿千瓦左右,其中非化石能源发电装机投产1.4亿千瓦左右;今年年底全国发电装机容量23.7亿千瓦,其中煤电装机11.1亿千瓦;非化石能源发电装机合计达到11.2亿千瓦左右,占总装机容量比重上升至47.3%,比去年底提高2.5个百分点左右,非化石能源发电装机规模及比重预计将首次超过煤电。

《报告》显示,前三季度,全国全社会用电量6.17万亿千瓦时,同比增长12.9%;全国全口径发电装机容量22.9亿千瓦,同比增长9.4%。预计今年全年全社会用电量增长10%—11%。

前三季度我国第一、第二、第三、城乡居民生活用电量持续增长。其中,用电量

分别为758亿、4.1万亿、1.08万亿、9088亿千瓦时,分别同比增长18.9%、12.3%、20.7%、7%。其中,国家深入推进乡村振兴战略,农林牧渔业投资快速增长,拉动第一产业用电快速增长。第二产业方面,国家坚决遏制“两高”项目盲目发展,四大高载能行业两年平均增速逐季回落。得益于电动汽车的持续迅猛发展,第三产业充电服务业用电量持续保持高速增长,两年平均增速达到82%。

供应方面,前三季度全国重点调查企业合计完成电力投资6028亿元,同比增长0.8%,两年平均增长12.7%。其中,非化石能源发电投资占电源投资的比重达到89%,发电装机容量10.5亿千瓦,同比增长17.8%,占总装机容量的比重为45.7%,同比提高3.3个百分点。全口径并网风电和太阳能发电装机容量同比分别增长32.8%和24.6%。

针对电力供需情况,《报告》指出,

迎峰度冬期间全国电力供需总体偏紧,部分地区电力供需形势紧张。

其中,从需求端看,宏观经济继续保持合理区间,电力消费需求将保持中速增长水平。气象部门初步预计今年冬季影响我国的冷空气活动频繁。全社会用电量中速增长,叠加冷空气等因素,进一步放大用电负荷增长,其中采暖负荷增长更为明显,部分城市居民用电负荷占比达到50%左右;从供给端看,重点水电站蓄能值同比减少,冬季降水总体呈偏少特征。风电和太阳能发电装机比重持续上升,随机性、间歇性和波动性大幅增加,电力系统运行中的调峰资源不足情况进一步加剧。另外,国家全力推动煤炭增产增供,推进煤矿手续办理和产能核增,预计电煤供需形势将比前期缓和,但部分地区电煤供应仍可能偏紧,另外,广东、江苏等气电装机较多的地区天然

气供应可能偏紧,将制约火电机组出力。

《报告》指出,从各区域供需平衡情况看,预计东北、西北区域电力供需基本平衡,但区域内新能源比重较大,电力系统调峰与供热矛盾较为突出;华北、华东、华中区域电力供需偏紧;南方区域电力供需形势紧张。燃料供应保障情况以及冬季气候情况是影响今冬电力供需形势的主要不确定性因素,若全国电力燃料供应持续紧张或出现时段大范围寒潮天气,则电力供需偏紧的省份将增多,各区域电网中均将有部分省级电网呈现出不同程度的紧张态势。

《报告》建议,应全力保障电力燃料稳定供应,保障火电企业燃料采购资金,加快推进和落实煤电上网电价市场化改革措施,加强煤炭和电力上下游生产供应秩序,深化需求侧管理、加强有序用电执行管控,加快应急备用电源和重点电网工程核准建设。