

中国核能行业协会预测,减碳目标下,我国自主三代核电按每年6-8台的核准节奏,实现规模化批量化发展。预计到2030年,核电在运装机容量达到1.2亿千瓦,核电发电量约占全国发电量的8%;到2035年,核电发电量占比将从目前的近5%提升至10%——

## 核能产业发展迈入扩容转型期

■本报记者 朱学蕊 赵紫原

“未来15年仍是我国核电发展的重要战略机遇期,到2035年,我国核电在运和在运装机容量将达到2亿千瓦左右,发电量约占全国发电量的10%左右。”4月14日,在中国核能行业协会举办的“中国核能可持续发展论坛”上,该协会副理事长兼秘书长张廷克作出预测。

中国核能行业协会当天发布的《中国核能发展报告2021》指出,在碳达峰、碳中和目标下,我国能源电力系统清洁化、低碳化转型将提速,核能作为近零排放的清洁能源,预计保持较快发展态势,自主

三代核电按照每年6-8台的核准节奏,实现规模化批量化发展。预计到2025年,我国核电在运装机7000万千瓦左右,在建约5000万千瓦;到2030年,核电在运装机容量达到1.2亿千瓦,核电发电量约占全国发电量的8%。

针对上述预期,参会专家普遍认为,“十四五”期间核能产业发展不仅要扩大规模,更要加快由核电向核能综合利用的转型,同时通过科技创新和产业协同,推进核能治理现代化,不断提升核能的安全性和经济性,拓展产业发展空间。

### 量质并举 速效并重

近年来,我国核电建设在确保安全的前提下稳步发展,坚持量质并举、速效并重。“十三五”期间,国内核电机组保持安全稳定运行,新投入商运机组20台,新增装机容量2344.7万千瓦,核电发电占比由2016年的3.5%提升至2020年的约5%;新开工核电机组11台,装机容量1260.4万千瓦,在建机组装机容量保持全球第一。

张廷克指出,核电产业链长、技术密集、科技含量高、投资强度大,经过多年连续不间断地建设、运营,我国已具备较高水平的核电全产业链能力和迈向核能强国的产业基础。

国家核安全局副局长郭承华介绍,过去五年,华龙一号、AP1000、EPR全球首堆在我国相继建成投产,国和一号、高温气冷堆等自主技术示范工程

建设进展顺利,我国核电建设率先迈入三代时代。“另外,小型堆、四代堆等新一代核能系统研发与国际水平基本同步,新一代‘人造太阳’装置建成并实现了首次放电。”

“高温气冷堆、钠冷快堆等四代技术正在建设示范工程,预计分别于今年和2025年前建成投运,另外多种小堆技术也基本具备示范条件。”国家能源局总工程师郭智透露。

据了解,“十三五”期间,我国核电装备制造国产化和自主化能力不断提升,掌握了一批具有自主知识产权的核电关键设备制造技术,三代自主核能综合国产化率达到了88%以上,形成了每年8—10台套核电主设备供货能力,建设施工能力保持了全球领先。

我国核能产业实现规模化发展的同时,也面临转型挑战,即从发展核电向核能综合利用拓展,借助大堆、小堆两条路径,打破单一发电的“天花板”。

张廷克表示,随着核电技术的不断突破和安全性、经济性提升,大型核电机组综合利用范围将进一步扩大,小型模块化反应堆也将为供电、供热、工业制氢、海水淡化等多个应用领域带来重要发展机遇。“核电发展还将带动国内装备制造、建筑安装行业发展,促进我国创新能力提升。”

### 综合利用 小堆蓄力

大型堆方面,批量化、型谱化研发建设正在推进。今年《政府工作报告》明确提出,“在确保安全的前提下积极有序发展核电”。不久前发布的“十四五”规划也指出,“安全稳妥推动沿海核电建设。”

对于小型堆,中国核能行业协会专家委常务副主任赵成昆介绍,为扩大核能应用范围,适应低碳能源发展需求,过去十年我国陆续开发面向不同应用领域和市场需求的堆型,部分技术已经具备开展示范的工程条件。

资料显示,目前我国正在开发和落地

建设、适用陆地和海洋应用的小型堆共有10种,几乎全部为压水堆,大部分处于设计阶段。赵成昆认为,目前小型堆最大的应用市场在工业和居民供热领域。另外,海水淡化、制氢以及海洋开发能源供给均有较好前景。

“供热是全球最大的终端能源消费领域,追求电力低碳化的同时,需要兼顾供热领域的低碳化,核能利用尤其是小型堆在该领域市场空间广阔。”赵成昆指出,“小型堆建设周期短,在选址方面灵活性较大,安全性好,很适宜作为供热热源。”

### 补齐短板 降本增效

从核电到核能,再到参与新型电力系统运转,核能产业亟需补齐短板。

“一方面,受制于国内技术能力和工艺制造水平,少数技术含量高、工艺难度高的关键设备或核心零部件的设计制造技术仍未掌握;另一方面,国内企业具备一定研发能力,但由于技术人才短缺、产品市场份额小,加上核电设备质保管理体系严格,导致自主研发意愿不强。”中国核能行业协会专家委政策研究组组长黄峰直言我国在先进核电技术方面的软肋。

黄峰指出,基础能力薄弱是制约先进核电技术自主化发展的最大短板,另外部分已经国产化的设备难以在工程实践中得到推广应用。“如仪控设备等,因为配套设施不健全,加之高昂的研发及转

换成本与成熟产品市场价格存在矛盾,企业行业存在壁垒,信息不对称,资源缺乏统筹协调。”

成本是决定竞争力的关键因素,也是市场选择的核心考量。作为我国新建核电的主力堆型,三代核电经济性及市场竞争力备受关注。中国核能行业协会副理事长、中核集团副总经理曹述栋指出,三代核电建设投资若控制在1.3万元/千瓦以内,与其他清洁能源相比才更具竞争力,但目前的造价在1.7万元/千瓦左右,仍有下降空间。

对于小堆推广落地较慢的困境,赵成昆认为,小堆的经济性一定程度上影响了投资者的参与热情。“当前需要努力实现小堆系统要求简化,向标准化、批量

### 电力观察



今年7、8月高峰电力平衡将出现200万千瓦左右的缺口,12月高峰电力平衡存在100万千瓦左右缺口——

## 浙江预警今年冬夏电力“硬缺口”

■本报记者 赵紫原



“预计2021年浙江全省电力平衡全面趋紧,夏季、冬季高峰存在硬缺口。如遭遇极端天气或特高压故障、天然气供应受限等情况,迎峰度夏、度冬电力供需缺口将进一步扩大。”浙江省发改委、浙江省能源局日前发布的《关于印发2021年度浙江省电力电量平衡方案的通知》(以下简称《通知》)称,受电力需求刚性增长和近年省内电源投产严重不足影响,今年浙江省电力平衡将进一步趋紧。

浙江并非个例,去年湖南等地也出现了不同程度的有序用电现象。有业内人士预测,四川、重庆、江苏、云南、湖北、广东等地“十四五”时期电力同样将出现缺口,目前全国电力系统有效容量不足,供需挑战较大。

### 多地或出现较大缺口

浙江早在去年就为电力供需趋紧形势打了“预防针”。浙江省发改委、浙江省能源局去年5月发布的《关于印发2020年度浙江省电力电量平衡方案的通知》指出,电量平衡存在一定缺口。

从“一定缺口”到“硬缺口”,浙江的电量平衡问题正在凸显。上述《通知》指出,统筹浙江省内和省外电力供应能力,2021年浙江省全社会电力供应能力在7583-9600万千瓦之间。夏季7、8月高峰最大供

电能力为9600万千瓦,高峰电力平衡将出现200万千瓦左右的缺口;冬季12月高峰最大供电能力为8360万千瓦,电力平衡存在100万千瓦左右缺口。

浙江并非首个高峰时段存在电力硬缺口的省份。去年12月举行的“2020年湖南电力迎峰度冬动员暨防冻融冰视频会议”上,国网湖南电力相关负责人透露,2020-2021年迎峰度冬期间,湖南电网存在300-400万千瓦缺口。

湖南之后,江西、浙江等地也相继发布有序用电通知,内蒙古、山西、甘肃三个能源送出大省(区)也经历不同程度的错峰限电,多地电力供应出现短缺。

电视总台2019年发布的《中国电力发展报告2018》预测,我国东中部多个省份和地区未来三年内将持续或迎来电力供需偏紧、紧张。

### 有效容量不足是共因

中国社会科学院财经战略研究院研究员冯永晟告诉记者:“我国电力行业是在长期缺电‘限电’背景下走过来的,原来是硬缺电,根本用不上电,自然没有电量。2010年以后,供求相对宽松,限电不再是常态,而是逐渐转变为确保短期系统平衡的一种措施。不过短期的电力短缺,仍可以描述为尖峰时段的电量短缺。”

其实,早在2002年,全国范围内先后就有12个省区执行“拉闸限电”,彼时全国发电装机不足3.6亿千瓦。中电联数据显示,截至今年2月底,全国发电装机已达到22.2亿千瓦,装机增长了6倍,大范围缺电为何还会出现?

一位不愿具名的业内人士表示:“就限电的几个省而言,尽管背后的直接原因有所不同,但核心原因都是容量投资未获得充足激励,电力系统高峰时段有效容量不足,双控影响电量供应,导致系统可靠性难以得到充分保障。”

有效容量,即能主动适应负荷波动特性而调整,并主要增加出力的装机。“电量除了电量要求,还存在电力的要求,电量生产能力过剩不等于电力过剩,即铭牌容量总和并不等于有效容量总和。在可再生能源发电波动间歇特性不变,全额保障性

收购可再生能源弊端凸显的情况下,当前电力系统有效容量主力仍然是煤电机组。”上述业内人士表示。

冯永晟表示,现在多省存在“硬缺口”现象涉及多方面原因,包括可再生能源和外来电优先消纳,本地煤电受双控和煤价影响,电力市场设计仍缺乏合理的成本回收机制等。这些供给侧原因加上负荷骤然飙升,特别是受外贸订单的刺激,自然加剧短期供求紧张。“根本上,这几年的改革并没有充分重视‘容量充足性’这一电力市场所必须关注的核心问题。”

### 需求侧资源处“沉睡”状态

浙江某售电公司负责人告诉记者,近几年浙江通过需求响应一定程度上缓解了电力供需矛盾。“电力需求侧响应,即电力用户根据价格或激励措施改变用电行为,通过减少或增加用电,促进电力供需平衡。但目前电力需求侧的价值只挖掘到‘冰山一角’,很多需求侧资源处于‘沉睡’状态。”

冯永晟认为,即使是同样的限电规模,不同处理方式所产生的社会效益完全不同。在计划配置下,这种信号通过非自愿的强制限电传递,代价高昂,比如很多被限电的企业用户原本可以创造的经济价值,远高于少用电产生的电费节约。同时,很多没被限电的用户,反而没有迫切的用电需求,适宜被限电。

浙江乃至全国如何应对新一轮的“硬缺口”?冯永晟建议,应该强化电力体制改革,通过市场传递信号。“市场的作用,特别是现货市场,能将很大一部分非自愿限电转化为用户的自主选择,并尽可能吸引发电侧资源参与平衡,这也是建立电力市场的初衷。这时,比如手中有订单的企业,即使面对更高电价也愿意支付更多电费,仍然能为社会创造更大价值,那就不应该被限电。部分没有生产需求的企业,则可以选择不用电以节省电费。”

“要想需求侧响应更好地发挥市场作用,需要给予需求侧资源主体市场地位,建设完整市场体系。从品种上说,电能市场、辅助服务市场、容量市场都是需求侧资源重要的参与方,其商业模式亟待建立。”上述售电公司负责人表示。

## 核能技术创新要快马加鞭

■朱学蕊

看看形势,更看挑战!

中国国际核工业展自2011年至今已举办六届,见证了中国核电产业调整蜕变、加速自主创新的十年。期间,AP1000和EPR全球首堆先后投产,三门一期、海阳一期、台山一期项目全面建成;采用华龙一号自主三代核电技术的全球首堆投产发电,位于沿海四省的后续项目开启了华龙一号批量化建设;国和一号自主三代核电研发完成,示范工程开工建设;高温气冷堆示范工程顺利实现全面调试,预计今年年内并网发电。可以说,我国核电技术实现了由二代向三代的跨越,而且,以此为带动,设计研发、材料攻关、装备制造、建设安装、产业协同等产业链各个环节均实现了飞跃。

作为国家名片和国之重器,核电的诸多创新成果,亮相历届核电展,足以振奋人心。然而,展览也悄然传递出这样的信号:核电产业的创新节奏和速度似乎放缓了,产品和技术迭代的活跃度,以及市场主体的亢奋度,远不及“风光储”这样的新兴产业。

作为技术密集、科技含量高的国家战略性新兴产业,核电产业科技创新的势头缘何没那么强劲了?原因应该是多方面的。

首先,与“风光”等新能源产业相比,核电产业投资大、研发和建设周期长,产业链联动效应明显。一般情况下,单个项目投资动辄上百亿,而且需要5年左右的时间建成,整体性能的考验周期也在一年以上,导致创新成本高,创新周期长,创新成果显现较慢。例如,华龙一号三代核电技术从初始研发到开工建设,历程长达近20年。国和一号也是历经十年时间,才完成引进、消化、吸收和再创新任务。另外,相关设备研发制造紧密依托项目本身,全周期投资和成果落地也并非一蹴而就。过去十年,核电关键设备和材料取得了重大突破,综合国产化率超过了85%,制造企业付出了巨大努力。但即便如此,还有少数技术含量高、工艺难度大的关键技术或核心零部件的设计制造技术没有掌握,短板依然存在。

其次,任何一个产业要持续创新,

都离不开产业规模和市场需求的支撑,核电更是如此。过去十年,我国核能发展政策几经调整,总体在相对谨慎的政策引导下稳步发展,业主和制造企业最直观的感受就是项目少、订单少,甚至有些大型制造企业在用其他业务支撑核电业务生存,有些民营制造企业更是受核电业务拖累,陷入生存危机而一蹶不振,不得不感叹“活都活不下去了,还哪有心思去创新?”反观风电、光伏、储能等新能源产业,因为产业发展快、市场需求大,刺激基础材料、整机、电池等产品的创新研发频率明显加快,尤其在新型电力系统建设的背景下,“风光储”在市场蓬勃度和产品更新方面,可以说竞争已经白热化。所以,通过展览可以管中窥豹,市场和产业规模是激励创新的核心钥匙,而核电这些年恰恰错过了。

第三,产业协同不够,或者说产业壁垒的存在,很大程度上制约了创新的意愿和程度。正如业内专家所言,部分已经国产化的设备难以在工程实践中得到推广应用,有些设备因研发及转换成本高昂而与成熟产品市场价格存在矛盾,导致无法应用,加之企业之间各自为政,关起门来搞研发,优质资源无法统筹协调,导致好技术、好成果只能当展品,无法成为产品,更无法创造价值。

创新驱动发展,创新引领变革。碳达峰、碳中和目标赋予中国能源产业结构调整 and 绿色发展新的历史使命,也给所有低碳能源带来新的历史机遇。在此背景下,核能要与“风光”等可再生能源同台竞技,必须客观认识到科技创新的紧迫性和客观制约条件,尽快补短板、强软肋,以求更多发展空间,助力低碳能源体系建立和社会经济绿色发展。

### 聊电事儿