

国家能源局印发《抽水蓄能中长期发展规划(2021-2035年)》

未来十五年
抽水蓄能这么干

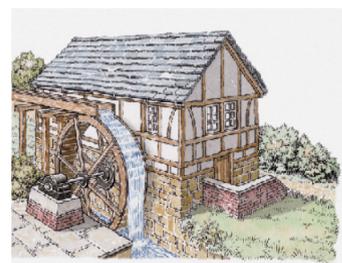
■ 本报记者 姚金楠

国家能源局近日印发《抽水蓄能中长期发展规划(2021-2035年)》。根据《规划》要求,到2025年,抽水蓄能投产总规模较“十三五”翻一番,达到6200万千瓦以上;到2030年,抽水蓄能投产总规模较“十四五”再翻一番,达到1.2亿千瓦左右。

面对1.2亿千瓦的装机目标,在9月9日国家能源局召开的媒体吹风会上,国家能源局新能源司相关负责人指出,从设计、施工,到相关装备制造,我国都有足够的产业能力支撑起庞大的新增装机需求。

“具有广阔的市场空间和强劲的发展动力”

水电水利规划设计总院规划部主任严秉忠表示:“无论是对标国际还是立足国内,我国抽水蓄能发展都具有广阔的市场空间和强劲的发展动力。从国际方面看,欧美国家建设了大量抽水蓄能电站和燃气电站,其中美国、德国、法国、日本、意大利等国家发展较快,抽水蓄能和燃气电站在电力系统中的比例均超过10%。但目前我国抽水蓄能和燃气电站占比仅为6%左右,其中抽水蓄能占比仅1.4%。考虑到我国天然气资源相对匮乏,天然气消费对外依存度较高,燃气电站发展空间受限,与发达国家相比,抽水蓄能仍有较大发展



空间。”

在国内发展基础方面,《规划》指出,我国开展了全国性的抽水蓄能站点资源普查。综合考虑地理位置、地形地质、水源条件、水库淹没、环境影响、工程技术及初步经济性等因素,在全国范围内普查筛选资源站点,分布在除北京、上海以外的29个省(区、市)。

“丰富的站址资源、广泛的地域分布为产业发展奠定了基础。”严秉忠表示,不仅如此,从行业需求出发,到2030年我国风电、太阳能发电总装机容量将达到12亿千瓦以上,到2035年,我国电力系统最大峰谷差预计将超过10亿千瓦,“新能源占比的大幅提升迫切需要灵活调节电源来保持电网的安全稳定运行,加快抽水蓄能电站建设是构建以新能源为主体的新型电力系统的内在需求。”

“明确了抽水蓄能产业未来发展的重点工作”

立足发展目标,《规划》还提出了做好资源站点保护、加强规划站点储备和管理、积极推进在建项目建设、加快新建项目开工建设、因地制宜开展中小型抽水蓄能建设、探索推进水电梯级融合改造、加强科技和装备创新、建立行业监测体系的重点任务。

“八大任务的提出,明确了抽水蓄能产业未来发展的重点工作。”严秉忠表示,在重点任务的设计中,《规划》更加强调了抽水蓄能的多元化灵活性布局。“例如,明确抽水蓄能电站重点布局在新能源快速发展和电力系统调峰需求大的区域;在核电和新能源基地化发展的区域,重点布局一批大型抽水蓄能电站,形成互补共赢、打捆开发的新模式;在负荷中心和大规模受电区域,布局抽水蓄能电站以服务电力系统需要。”

此外,通过重点任务,《规划》共提出了

总装机规模约3.05亿千瓦的储备项目。严秉忠强调,这是我国首次提出抽水蓄能项目储备库的概念,为抽水蓄能电站加快建设提供了保障。“同时,这也是我国首次将中小微抽水蓄能和常规水电项目融合改造纳入国家级规划,为抽水蓄能产业的全面和创新发展创造了条件。”

“发展目标不仅在于装机量的增长”

就产业定位而言,国家能源局总工程师向海平强调,抽水蓄能具有调峰、填谷、调频、调相、事故备用等多种功能,是目前最成熟、最可靠、最安全、最具大规模开发潜力的储能技术,对于维护电网安全稳定运行、建设以新能源为主体的新型电力系统具有重要支撑作用。在全球应对气候变化与能源低碳转型压力不断增加,我国全力以赴实现碳达峰碳中和目标的背景下,抽水蓄能产业将迎来快速发展机遇期。

“此前,抽水蓄能的相关规划都是和常规水电合并发布。此次是第一次将抽水蓄能作为一个独立、完整产业发布全国性的发展规划,从产业资源、产业能力、产业目标和产业管理等方面进行了系统分析和阐述。其发展目标不仅在于装机量的增

长,更要形成技术先进、管理优质、国际竞争力强的抽水蓄能现代化产业,培育形成一批抽水蓄能大型骨干企业。”严秉忠认为,这对于加快抽水蓄能产业发展具有里程碑作用。

在自身发展的基础上,抽水蓄能产业的壮大也将带来一系列综合效应。《规划》分析指出,抽水蓄能电站是生态环境友好型工程,将支持新能源大规模发展和消纳利用,减少化石能源消耗,降低二氧化碳、二氧化硫和氮氧化物的排放,有利于应对气候变化和生态环境保护。

严秉忠强调,抽水蓄能电站与风电、光伏等新能源打捆开发的新模式将很大程度解决出力不稳、消纳困难等困扰新能源发展的难题,推动有条件的地区实施大规模清洁能源基地建设,带动当地绿色能源产业发展。

此外,国家能源局新能源司副司长任育之指出:“从价格方面,国家发改委今年发布的《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》已经健全了抽水蓄能电站费用分摊疏导方式。从政策层面,抽水蓄能也将作为实现碳达峰碳中和目标的重要方式,获得更多的金融和财政支持。从投资主体的市场定位而言,国家也已经逐步放开,不仅仅是电网企业,很多发电企业也开始参与到抽水蓄能项目的建设。这些都将是有力调动和激发市场对抽水蓄能电站的投资热情和信心。”

关注

国家发改委:
23亿元资金支持
节能减碳项目

本报讯 记者贾科华报道:国家发改委官方消息称,根据《污染治理和节能减碳中央预算内投资专项管理办法》(发改环资规〔2021〕655号)规定,近日,国家发改委下达中央预算内投资23亿元,支持重点行业领域节能减碳改造、产业园区能源利用优化、减碳技术创新示范、城乡建设低碳转型、资源再生减碳以及海水淡化等重点项目建设,助力实现碳达峰、碳中和目标。

本次投资计划紧紧围绕落实碳达峰、碳中和工作的决策部署,坚持“一钱多用”,优先向京津冀地区、长江经济带、黄河流域、粤港澳大湾区、国家生态文明试验区等重点区域倾斜,引导带动社会资本参与节能减碳项目建设,促进能源节约,提高能源利用效率,降低二氧化碳排放量,推进海水淡化规模化利用。

下一步,国家发改委将加大工作力度,督促各地加快中央预算内投资计划项目实施和建设进度,尽快形成实物工作量,争取早日建成,发挥中央预算内投资效益。

上接1版

叶泽进一步指出,自2020年1月1日起,我国全面取消煤电价格联动机制,实行多年的“标杆上网电价机制”改为“基准价+上下浮动”的市场化机制。其中,基准价按各地此前燃煤发电标杆上网电价确定,浮动范围为上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%,具体电价由发电企业、售电公司、电力用户等通过协商或竞价确定。“这个机制顺畅运转的前提是煤价保持相对稳定,一旦煤价大幅波动,新机制的不合理性就会充分暴露出来。比如今年的煤价大幅上涨,即使按10%的上浮比率确定交易价格,也不能传导煤价成本的上漲。因此,新机制在设计上有明显的漏洞。”

梁明亮也坦言,此前由于煤炭产能充裕,煤电矛盾尚有“周期”可言,“但这次就是长期缺煤,煤炭企业‘咬’着高价,电厂基本是国有企业,不能停机,再贵也得买。”

仍需政策治本

“若煤电厂全面、长期亏损,企业就面临破产的风险。”梁明亮直言,为避免亏损乃至破产,煤电企业必然设法少发电或者停机,“最直接的影响便是缺电”。

事实也的确如此,叶春指出:“2020年底,我国浙江、湖南的用电量增速分别为8.8%和9.1%,而火电发电量增速仅为5.1%和2.4%,供需明显错配。2021年以来,部分省市频繁出现拉闸限电现象,电力供应紧缺信号日益明显。”

不仅如此,冯永晟强调,煤电行业的生存窘境如果无法破解,也必将影响可再生能源的发展,进而影响碳达峰、碳中和目标的实现。“煤电是支撑新能源继续快速发展的主力资源,也是支撑储能发展的战略资源。如果煤电因全面、长期亏损而过快、过度地退出,新能源又很难保障电力系统稳定运行,最终将严重影响新能源发展目标的达成。河还没过,就不要先拆桥。不但不要拆,还要把桥架到对岸。”

叶泽认为,当前煤电企业的生存发展不取决于市场,仍取决于政策。“主管部门要基于市场经济规则,为煤电企业生存发展优化完善现行政策及市场体系和交易机制。当前的电力系统是离不开煤电的,主管部门不能对煤电行业的经营困难不管不顾。”

国家能源局就《并网主体并网运行管理规定(征求意见稿)》《电力系统辅助服务管理办法(征求意见稿)》公开征求意见

电力调峰市场应否取消引热议

■ 本报记者 赵紫原

8月31日,国家能源局综合司发布公开征求对《并网主体并网运行管理规定(征求意见稿)》《电力系统辅助服务管理办法(征求意见稿)》(以下简称“两个细则”)意见的公告。

电能从发电侧输送到用户侧的过程中,需要保证用户用电的稳定性、安全性和可靠性,为了满足这些用电需求而采取的措施被称为电力辅助服务,主要服务品种包括调频、调峰、无功、备用、黑启动等。

生效后的“两个细则”将取代原国家电监会于2006年制定的《发电厂并网运行管理规定》(电监市场〔2006〕42号)和《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》(电监市场〔2006〕43号)。征求意见稿发布以来,记者收到了不少反馈建议。

向新型电力系统靠近

2002年厂网分开后,电力系统原有的补偿与考核机制发生变化,为解决相关问题,旧版两个细则于2006年应运而生。2013年,东北率先试水以竞价方式确定调峰承担主体。2015年电改“9号文”印发后,“东北模式”被各地辅助服务市场广泛采用。

华北电力大学经济与管理学院教授袁家海表示,总体来看,新版两个细则扩大了主体范畴,丰富了交易品种,完善了分摊机制,目的是保障当前电力系统向新

型电力系统平稳过渡。

目前我国的电力辅助服务和费用均由发电侧提供,即发电侧“出钱又出力”。国家能源局2019年发布的《关于2019年上半年电力辅助服务有关情况的通报》显示,截至2019年上半年,发电机组合计分摊金额占比87.71%。

袁家海指出,新版两个细则最明显的变化是其涵盖的主体范围的扩围,通过文件名称的改动也能看出。“参与主体由原来的传统发电厂扩展为‘源荷’两侧,特别是加入了核电、‘风光’、新型储能、负荷侧可调节负荷。对应的文件名称中,不再单独体现‘发电厂’,而是变更为‘并网主体’的说法。”

业内认为,新版两个细则的“亮点”之一还在于,辅助服务费用的分担机制有了新变化。新版两个细则规定,按照“谁提供,谁获利;谁受益,谁承担”的原则,补偿费用由包括发电企业、电力用户在内的所有并网主体共同分摊。“这改善了过去‘一刀切’所有发电主体共同分担的局面。”袁家海说。

现货运行期间需要调峰市场吗?

新版两个细则作出了不少有益尝试,但部分规定引起了争议。例如,现货市场运行期间,有无必要取消调峰市场,两个细则并未予以明确。

在国家发改委今年发布的《关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》(发改办体改〔2021〕339号)中已明确要求“现货市场运行期间由现货电能量市场代替调峰市场”。

国外某电力监管专家指出,调峰交易本质上是计划形式下的产物,目的是在缺乏现货市场价格的条件通过公开竞争给予不发电的市场主体适当补偿。“当现货市场建成以后,现货市场价格就是市场主体发电或不发电的信号,再搞一个调峰信号不仅多此一举,而且会扭曲现货市场价格信号。调峰要解决的问题是电能的实时平衡,与严格意义上的辅助服务没有半点关系。”

袁家海指出,在市场机制尚不完善阶段,调峰辅助服务作为一种“补丁”措施,发挥了一定的作用,但随着电力体制改革的不断深化,调峰应退出历史舞台。“下一阶段,现货市场的电价将引导发电机组出力变化,从而取代‘调峰’。作为短期电力市场的补充,容量机制取代现有的规划方式,可以更为经济合理地保障中长期电力资源充裕,释放需求信号,结合金融机构的投融资导向作用,形成更为科学的低碳电力投资引导机制。”

透明度有待进一步提高

部分专家认为,新版两个细则在数据

透明等方面仍需进一步细化。

一位不愿具名的业内人士指出,两个细则对辅助服务提供方列出了详尽要求,但并未对需求端进行考核约束,调度作为辅助服务市场需求侧的“代理人”也应明确相关义务和责任。

上述监管专家指出:“例如,在辅助服务需求制定方面,既缺乏统一的制定标准,也没有要求实时或提前公开辅助服务的需求数据。过高或过低的辅助服务需求都会给系统运行和运行成本带来不利影响,公开辅助服务需求数据有助于并网主体合理规划并运行设施,以便适时参与市场竞争,进一步有助于辅助服务的健康发展。”

此外,中嘉能集团首席交易官张骥指出,由于电力现货的启动将改变电力系统运行的方式,因此新版两个细则需针对现货和非现货两种不同模式分别进行要求。“如现阶段尚无法确定现货模式下的辅助服务管理办法,也应至少写明哪些不适用于现货试结算。”

袁家海认为:“新版办法虽然将新型储能与可调节负荷纳入为并网主体,但并未给出具体的考核机制与实施措施。辅助服务改革的长远方向是还原其公共服务属性,最终应由用户侧来分摊,加入市场交易的用户直接以市场化方式分摊。未加入市场交易的用户由电网代承担,作为电网运行费用纳入输配电价。”