

美国页岩油革命深刻地改变了原油供需格局,其产量爆发式增长将推动该国从能源进口国转变为出口大国。伴随着2015年年底美国解除长达40年之久的原油出口禁令,以及特朗普政府力挺发展传统油气行业,美国一跃成为全球原油出口市场的“新贵”。

我国可再生能源利用率显著提升

2018年,水能、风能、光伏和生物质能发电分别同比增长2.5%、12.4%、34%和20.7%,可再生能源发电装机约占全部电力装机的38.3%,同比上升1.7个百分点

□ 本报记者 张宇

1月28日,国家能源局在京召开新闻发布会,会议由国家能源局法制和体制改革司司长兼新闻发言人梁昌新主持。会上发布了2018年可再生能源并网运行和12398能源监管热线投诉举报处理情况,介绍了电力辅助服务市场建设进展情况以及光伏等新能源发展有关情况,并回答了记者提问。

国家能源局新能源和可再生能源司副司长李创军介绍,2018年,国家能源局以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导,认真落实中央经济工作会议和政府工作报告各项工作部署,把推动可再生能源高质量发展、有效解决清洁能源消纳问题作

为重点工作,组织有关方面积极采取措施加大力度消纳可再生能源,特别是国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力公司等采取多种技术手段和运行管理措施,不断提升系统调节能力、优化调度运行,使可再生能源利用率显著提升,弃水、弃风、弃光状况明显缓解。

可再生能源替代作用突显

李创军首先向与会者介绍了2018年可再生能源发展的整体情况。一是可再生能源装机规模持续扩大。截至2018年年底,我国可再生能源发电装机达到7.28亿千瓦,同比增长12%。其中,水电装机3.52亿千瓦,2018年水电新增装机约854万千瓦,云南为392万千瓦、四川为

155万千瓦,广东为90万千瓦,占全国新增装机的74.6%。风电装机1.84亿千瓦,2018年继续保持稳步增长势头,新增并网装机2059万千瓦。光伏发电装机1.74亿千瓦,去年光伏发电新增装机4426万千瓦。生物质发电装机1781万千瓦,2018年生物质发电新增装机305万千瓦,全年生物质发电量906亿千瓦时,继续保持稳步增长势头。

水能、风能、光伏和生物质能发电分别同比增长2.5%、12.4%、34%和20.7%。可再生能源发电装机约占全部电力装机的38.3%,同比上升1.7个百分点,可再生能源的清洁能源替代作用日益突显。

二是可再生能源利用水平不断提高。2018年,可再生能源发电量

达1.87万亿千瓦时,同比增长约1700亿千瓦时;可再生能源发电量占全部发电量比重为26.7%,同比上升0.2个百分点。其中,水电1.2亿千瓦时,同比增长3.2%;风电3660亿千瓦时,同比增长20%;光伏发电1775亿千瓦时,同比增长50%;生物质发电906亿千瓦时,同比增长14%。全年弃水电量约691亿千瓦时,在来水好于2017年的情况下,全国平均水能利用率达到95%左右;弃风电量277亿千瓦时,全国平均弃风率7%,同比下降5个百分点;弃光电量54.9亿千瓦时,全国平均弃光率3%,同比下降2.8个百分点。

光伏发电规模1.74亿千瓦

在介绍光伏等可再生能源并网运行情况时,李创军指出,2018年,全国光伏发电新增装机4426万千瓦,仅低于2017年新增装机,为历史第二高。其中,集中式电站和分布式光伏分别新增2330万千瓦和2096万千瓦,发展布局进一步优化。到12月底,全国光伏发电装机达到1.74亿千瓦,其中,集中式电站12.384万千瓦,分布式光伏5061万千瓦。

从发电量来看,2018年,全国光伏发电电量1775亿千瓦时,同比增长50%。平均利用小时数1115小时,同比增加37小时;光伏发电平均利用小时数较高的地区中,蒙西1617小时、蒙东1523小时、青海1460小时、四川1439小时。来自国家能源局的数据显示,2018年,全国风电弃风电量277亿千瓦时,同比减少142亿千瓦时,继续实现弃风电量和弃风率“双降”。大部分弃风限电严重地区的形势进一步好转,其中吉林、甘肃弃风率下降超过14个百分点,内蒙古、辽宁、黑龙江、新疆弃风率下降超过5个百分点。

与此同时,2018年,全国光伏发电弃光电量同比减少18亿千瓦时,弃光率同比下降2.8个百分点,实现

弃光电量和弃光率“双降”。弃光主要集中在新疆和甘肃,其中,新疆(不含兵团)弃光电量21.4亿千瓦时,弃光率16%,同比下降6个百分点;甘肃弃光电量10.3亿千瓦时,弃光率10%,同比下降10个百分点。

光伏发展将分两部分管理

关于企业如何申报“平价上网项目”的问题,李创军介绍说,根据国家发改委、国家能源局刚刚印发的《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》,风电、光伏发电平价上网项目和低价上网项目由省级能源主管部门组织实施,企业可按要求向省级能源主管部门申报平价上网项目,不需要向国家能源局申报。

为统筹协调推进平价上网和低价上网有关工作,李创军表示,现阶段请各省(区、市)能源主管部门将拟开展的平价或低价上网试点项目信息报送国家能源局,国家发改委、国家能源局将定期发布平价上网项目和低价上网项目名单,协调和督促有关方面做好相关支持政策的落实工作。

李创军指出,2019年,国家能源局将以推进光伏发电高质量发展为主线,继续推动光伏产业发展,保持光伏产业合理的发展规模和发展节奏;进一步完善光伏发电建设管理,根据产业发展实际,2019年光伏发展将分成两部分管理:一部分是不需要国家补贴的光伏发电项目;另一部分是是需要国家补贴的光伏发电项目。

“对于不需要国家补贴的光伏发电项目,在符合规划和市场环境监测评价等管理要求、落实接网消纳等条件的前提下,由地方自行组织建设,具体按《国家发展改革委、国家能源局关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》规定执行。”对于需要国家补贴的光伏发电项目,李创军表示,除国家政策特殊支持的项目外,原则上均应采取市场化竞争方式确定建设项目和补贴标准。

专家视角

电改如何渡过深水区

□ 南方

电力市场建设已迈入深水区,这是业界对2019年的普遍判断。

在近日举办的第三届“东南电力经济论坛”之“电力现货市场风险管理”专题研讨会上,无论是市场设计还是政策监管,都已不再围绕国外经验泛泛而谈,开始定向聚焦国内一触即发的现货市场正在面对哪些困难?即将面临哪些风险?以及应当如何处理现有国情体制与现代电力市场的关系展开讨论。

国家能源局原法制司相关负责人指出,我国总体上市场经济发展时间并不长,特别是电力领域计划机制时间最长,计划分配电量、政府制定价格、电力统购统销现在依然存在,可以说电力是“计划经济在我国最后几个堡垒之一”。因此,应充分认识当前推进电力现货市场的复杂性、困难性和艰巨性。

“市场设计一定要接地气,要考虑中国的国情,宏观把握上一定要有我们国家企业的特色。”当前发电集团承担的社会责任较多,且由于历史原因,每台机组的建设成本不一样,过去按照成本定价,现在进入市场,政策设计和改革推进上,要保持发电企业利益基本稳定和职工队伍稳定。“此外,要坚持市场的统一性原则,尊重各地的差异化探索。不搞一刀切,成熟一个,启动一个。”上述业内人士说。

国家能源局南方监管局相关负责人表示,我国电力市场有自己的特色,可以学习国外的先进技术,但不能照搬国外经验。“电改是为了实现社会福利最大化,但不能一拥而上,不应该搞大跃进,适合搞省内市场的搞省内市场,适合搞区域市场的搞区域市场。”

此前,国家发改委副主任连维良在甘肃、山西电力现货市场试运行暨2019年省间年度交易开始仪式上表示,现货市场是一个完善的电力市场不可或缺的组成部分,推动现货市场建设、启动现货市场试运行,对进一步深化电力体制改革意义重大。他提出,除首批8个试点外,全国其他省区市场也要建设现货市场。

《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(“9号文”)发布至今已近4年,国内、国际形势和经济社会发展迎来了诸多变化,电力供需价格趋势也与2015年时有所不同,在数个电力现货试点进入试运行阶段时,业界开始重新讨论市场启动的时机。

上海电力学院教授谢敬东认为,当前启动现货市场存在一些“苛刻”问题,包括电力供应局部地区、部分时段趋紧,电煤价格仍在高位,新能源规模不断扩大导致常规燃煤机组利用小时数面临下降压力等,上网电价实际上存在上涨压力。

华北电力大学电气与电子工程学院教授王鹏指出,现货市场建设的窗口期已然不多。经济运行稳中有变,外部环境严峻复杂,现货市场能够使电价及时并合理反映用电成本、市场供求状况、资源稀缺程度和环境保护支出,但有待时日,而经济社会对能源电力的要求是降低成本,特别是大工业和一般工商业电价,这个要求时不我待。

能源发展编辑部
主任:张宇
执行主编:薛秀泓
新闻热线:(010)56805160
监督电话:(010)56805167
电邮:ceeq66@sina.com
网址:www.nationalee.com



河北南部新能源装机突破800万千瓦

近年来,河北省南部地区的邢台、邯郸、沧州、衡水、石家庄和保定等6个设区市,利用荒山、沙荒地和盐碱地有序开发风电和光伏发电项目,加快清洁能源发展,取得良好效果。据介绍,截至2018年底,该省南部6个设区市的新能源装机容量达到809.9万千瓦。图为国网清河县供电公司的工人在连庄镇东野庄村附近的20兆瓦光伏电站保养并网设备。

新华社记者 杨世尧 摄

延伸阅读

电力辅助服务补偿机制亟待完善

2020年年底前在全国范围基本建立电力辅助服务市场机制,大力促进我国电力体制改革和电力市场建设

□ 本报记者 吴昊

1月28日,国家能源局市场监管司副司长陈涛在国家能源局召开的新闻发布会上介绍了2018年电力辅助服务市场建设进展情况和2019年的具体措施和要求。

“不断完善电力辅助服务补偿机制,持续推动电力辅助服务市场建设,是国家能源局深化电力体制改革、推进电力市场建设方面的重要工作之一。”陈涛表示,近年来,我国电力行业尤其是清洁能源电力发展迅速,电源结构、网架结构发生重大变化,系统规模持续扩大,系统运行管理的复杂性随之大大增加,对系统安全稳定运行提出了更高要求。同时,我国电力供应能力总体宽松,局部地区弃风、弃光、弃水和系统调峰、北方地区供暖季电热矛盾等问题突出,建立电力辅助服务市场机制的必要性日益凸显,补偿机制亟须进一步完善。

市场化机制正在形成

记者从发布会上了解到,目前,电力辅助服务市场机制已在全国14

个地区启动,这些地区结合实际情况,建立了市场基本规则体系,全国电力辅助服务市场化机制正在形成,在促进电力系统安全稳定运行、促进可再生能源消纳、提升系统调峰调频能力和设备利用效率、推动新技术和新设备发展等方面成效已经显现。

据初步统计,2018年,全国(除西藏外)参与电力辅助服务(补偿+市场)的发电企业共3530家,涉及装机容量共12.45亿千瓦,补偿及市场交易费用共146.16亿元。其中,东北、福建、山西、宁夏、甘肃等正式运行的电力辅助服务市场交易费用共36.6亿元,占全国电力辅助服务总费用的25.1%。

从电力辅助服务总费用来看,费用由高到低的区域依次为西北、东北、华北、南方、华东和华中原区域。从各区域分项费用占辅助服务总费用比重来看,东北、华北区域调峰费用占比较高,华北、西北区域调频费用占比较高,西北、南方区域备用费用占比较高。

扩大服务参与主体范围

在回答本报记者关于“下一步的

具体措施和要求”时,陈涛表示,2019年,国家能源局将继续指导各派出机构,按照《完善电力辅助服务补偿(市场)机制工作方案》有关要求,进一步扩大电力辅助服务参与主体范围,进一步加大电力辅助服务补偿(市场交易)力度,进一步推动补偿机制向市场竞争机制转型升级,持续完善电力辅助服务补偿机制,2020年年底前在全国范围基本建立电力辅助服务市场机制。

进一步扩大电力辅助服务参与主体范围。新一轮电改以前,电力辅助服务主要覆盖统调火电和大水电机组。近年来,清洁能源装机不断增加,对我国的电力系统提出了更高的要求。下一步,要进一步扩大电力辅助服务参与主体范围,实现省级及以上电力调度机构调度的发电机组全部纳入电力辅助服务参与范围。尚未将核电、热电联产、风电、光伏发电等发电机组纳入电力辅助服务参与范围或不同类型机组分立账户的,要完善规则、落实规则、加强监管,促进各类型发电机组在同一平台上公平承担电力辅助服

务义务。各地可根据实际情况,将地市级调度机构调度的发电机组逐步纳入参与范围,或参照统调机组规则制定非统调机组电力辅助服务实施细则。同时,按需扩大电力辅助服务提供主体,鼓励储能设备、需求侧资源参与提供电力辅助服务,探索第三方参与提供电力辅助服务,进一步探索研究建立用户参与的分担共享机制。

进一步加大电力辅助服务补偿(市场交易)力度。电力辅助服务的力度是其在电力系统中的价值体现,根据国际经验,通常间歇性能源占比越高、灵活性电源需求越多的电力系统,支付的电力辅助服务成本就越高。当前我国电力辅助服务总费用占总电费比重较欧美等电力市场还有很大差距。所以,要进一步实现电力辅助服务补偿(市场交易)力度科学化,按照“补偿成本、合理收益”的原则确定补偿力度。同时加大市场化交易力度,弥补发电企业承担电力辅助服务的成本,体现电力辅助服务本身的价值,充分调动发电企业提供电力辅助服务的积极性。部分地区