

作为首批8个电力现货市场建设试点省份之一,山西自4月以来连续结算试运行——

山西电力现货市场凭何实现不间断运行

■本报记者 韩逸飞

核心阅读

今年4-6月,山西克服煤价持续上涨、极端天气频发、电网检修密集等因素完成首次季度结算试运行,并在充分评估长周期运行风险、制定保障措施的基础上,于7月率先启动双边现货市场不间断运行。

今年是山西电力现货市场开始中长期配套交易、批发与零售联通不间断结算运行的开局之年。作为我国确定的首批8个电力现货市场建设试点之一,在经历了新能源出力大幅震荡、长周期保电、迎峰度夏电力保供等多种场景后,

特别是在2021年煤价持续高涨、电力供应趋紧情况下,山西电力现货市场依然保持稳定运行。截至目前,山西是全国不间断运行时间最长的电力现货市场,其经验究竟是什么?日前,记者采访了山西电力现货交易市场的相关负责人。

“全电量集中竞价、新能源优先出清”

山西是我国重要的能源基地,国家规划的9个千万千瓦级煤电基地,山西独占3席。

目前,山西境内的电力装机容量10826万千瓦,全国排名第六,省调及以下调度装机9085万千瓦。其中,新能源装机3385万千瓦,占比35%,位列全国第四,其他网省调机组容量1592万千瓦,全部由火电出力。

一位山西电力市场的相关负责人告诉记者,山西现货市场由山西电力调度控制中心负责实施,采用“全电量集中竞价、新能源优先出清”的模式,火电企业“报量报价”、新能源和电力用户(含售电公司)“报量不报价”参与。

国网山西省电力公司调控中心计划处副

处长邹鹏告诉记者,目前,山西已初步构建了集中式的电力现货市场,初步搭建起了“中长期+现货+辅助服务”的电力市场体系。“其中,中长期市场是结算依据,用来保障用户收益,可以实现省内月度的双边交易,而现货市场则是全电量优化。”

“同时,为了配合现货市场还启动了全国首家中长期分时段交易,每小时交易和连续开市交易让用户的收益更加有保障。”邹鹏表示,作为调频交易,山西的辅助服务市场全天分五个时段开展集中竞价交易,火电是辅助服务的供应商,而新能源和电力用户则是作为辅助服务的收益方和相关费用承担方参与其中。

“这十版规则都是‘吵’出来的”

截至6月底,山西电力现货市场是全国不间断结算运行时间最长的双边现货市场,已经完成7次213天结算试运行。

据邹鹏介绍,今年4-6月,山西克服煤价持续上涨、极端天气频发、电网检修密集等因素完成首次季度结算试运行,并在充分评估长周期运行风险、制定保障措施的基础上,于7月率先启动双边现货市场不间断运行。

“现行的9.0版本市场交易规则新增了实时市场熔断机制,丰富了市场环境下的电网安全保障手段,并且加强了市场信息披露与公开,优化了中长期与现货、辅助服务与现货协调

机制,增加了中长期滚动撮合交易方式,率先开展分五个时段的调频交易。”邹鹏称。

据记者了解,9月18日,《山西省电力市场规则汇编(试运行V10.0)》已经发布。一部规则,两年时间,十次更迭,这也从一个侧面表明,电力市场的建设充满了探索和波折。

“这十版规则都是‘吵’出来的。”参与山西电力现货市场的市场主体们如是说。正是通过“争吵”,才最大限度找到各方利益均衡点,扩大市场公约数、凝聚各方共识。这也与山西“开门搞改革、开放建市场”的初衷不谋而合。

“不仅如此,山西更是率先开展

了中长期分时段交易,改变了原有的中长期合约‘电量一口价+约定曲线’的交易方式,同时设计售电公司与零售用户的结算方案,允许其按照选择固定价格、价差分成等五类方式结算,推动批发市场价格向终端传导。”邹鹏表示。

上述相关负责人向记者透露,近年来,在中长期市场建设的过程中,发、用双方进行了多次深度博弈,甚至发生激烈冲突,也都相继付出过巨大的代价。“在规则明确后,通过实时市场供需变化发现了电力在不同时段的价值,通过节点电价机制发现了电力在不同区域的价值。”

“重塑市场主体之间的竞争模式”

上述相关负责人表示,我国现货市场建设并没有先例可循,山西现货市场试点建设过程本身也是一个不断探索的过程。近年来,山西电力市场在多方的质疑中不断艰难推进,并取得了一定成效。

“可以说,我们重塑了市场主体之间的竞争模式,火电企业由‘抢电量’转变为‘要利润’,开始主动响应现货分时价格进行出力调节,新能源企业则是从靠政策保障转变为主动参与市场寻找消纳空间,提高度电收

益,售电公司从中间商赚差价转变为做服务赚佣金。”上述相关负责人表示。

邹鹏表示,经过7次的结算试运行,目前,山西现货市场通过“集中优化、全量竞争”形成了分时电价,晚高峰时段现货价格达上限1.5元每千瓦时,大大的激励了火电机组多发满发,降低发电受阻容量约50%。

“全国首创的熔断机制更是提升了电网安全的保障能力,在突发情况影响电网安全时,改为人工调整模

式,确保安全第一。今年4月15日,国内首次2小时实时市场熔断,成功应对突发沙尘暴天气造成的新能源出力骤降对电网所带来的冲击。”邹鹏认为,不仅如此,现货市场更是做到了在新能源大发期间价格降低甚至趋零,火电机组主动报高价停机或者降低运行下限,通过购入现货低价电量履行中长期合同赚取市场差价。4-6月份,火电机组启停446台次,同比非现货期间增长44%,增发新能源电量24.4亿千瓦时。

福建福鼎:架导线 抢工程 保供电



图片新闻

国网宁德供电公司负责施工的220千伏福鼎棠园—新能源I、II回线路工程总投资约1.2亿元,计划于2021年10月投运,届时将为福鼎时代锂离子电池生产基地提供可靠电力保障。图为9月底,在福建省福鼎市白琳镇小白岩至前岐镇双屿大湾一带,220千伏福鼎棠园—新能源I、II回线路工程跨越沙埕港段顺利完成架设导线施工。 郑瑞振/摄

关注

首条自主研发新型超导电缆投入使用

本报讯 记者李文华报道:9月28日,我国首条自主研发新型超导电缆在深圳投入使用。这是全球首个应用于超大型城市中心区的超导电缆,其成功标志着我国已全面掌握新型超导电缆设计、制造、建设的关键核心技术。

作为南方电网公司的重大科技专项,该工程是深入实施创新驱动发展战略,推进科技自立自强的有力举措,不仅实现了关键装备100%国产化,也将为全球解决超大型城市高负荷密度区域供电问题提供新方案。

据了解,该条新型超导电缆直径仅17.5厘米、长400米,输电容量高达43兆伏安,相当于可同时满足4列时速350公里高铁的用电需求,实现以5倍于常规电缆的输电能力,为粤港澳大湾区第一高楼——深圳平安金融中心带来高可靠性供电。

高温超导输电技术被誉为下一代电力传输战略性技术,具有线损低、传输容量大、走廊占地小、环境友好等优点。该技术发挥超导材料的导电特性,让电力在低压输电过程中的损耗几乎为零。超导电缆传输容量远大于常规电缆,一条10千伏三相同轴高温超导交流电缆的电能输送能力比一条常规110千伏电缆还大,但输电损耗仅是常规电缆的1/4到1/5,非常适用于高负荷密度区域供电。

电压世界最高 规模全球最大

国内首个海上油田群岸电应用项目投产

■本报记者 仲蕊

9月23日,渤海海域秦皇岛32-6、曹妃甸11-1油田群岸电应用示范项目(以下简称“岸电项目”)全面投产,这是我国首个海上油田群岸电应用项目,也是世界海上油田交流输电电压最高、规模最大的岸电项目。

业内认为,传统的海上油田“自发电模式”能耗大,将海上电力通过海底电缆输送至海上油田平台,可为海上油田降碳提供有效解决方案。

传统供电模式掣肘企业发展

渤海油田是我国重要的能源生产基地,2021年将实现原油产量3000万吨。该油田现有发电机组145台,装机容量近130万千瓦,相当于一个中等城市的用电水平。

值得注意的是,海上油田平台在勘探和生产过程中会产生巨大的能耗。据悉,海上平台设备几乎每个作业过程都需要消耗电力,一直以来,全球海洋油气开发通常都利用油田开发的伴生天然气或原油自发电供平台使用。

与陆地发电设备相比,由于受海上平台地理位置和空间限制,海上发电机组布置分散,单台发电机的装机容量小,发电效

率偏低,能耗约为岸上大机组的2-3倍,既不利于节能减排,其供电稳定性也远不如陆上电网。

“这些海上平台发电机的能源效率和可靠性无法与陆上电网支持的发电机相比。海上燃气发电机是为满足峰值需求而设计,因此通常在部分负载条件下运行,燃料发电效率较低。”业内人士表示。

此外,海上发电机组的运营成本很高,还需要额外的人员和专业知识,以适应空间有限的平台环境。随着能源需求的增加和油气产业低碳转型意识增强,油气行业面临着降碳、提高能源效率和电气化的挑战。

“岸电入海”一举多得

为寻找增储上产和绿色减排之间的最优解,从2018年起,国家电网公司与中国海油集团公司两大央企携手推动的绿色能源典型项目,以陆地清洁能源替代海上燃油机组,供海上油田生产使用,彻底改变以往海上油田“自发电模式”供电成本较高、电源可靠性不足、进口发电机组维修成本高的局面,填补了电网企业为海上油田群实现高电压等级清洁能源接入的空白。

据悉,渤海油田岸电项目分三期实施,

将在河北、山东、辽宁区域建设5个陆地开关站,8个海上供电枢纽平台,搭建起总接入规模达980兆瓦、覆盖渤海7个油田区域150余座生产设施的电力网络,项目将于2023年全部投产。秦皇岛32-6油田群和曹妃甸11-1油田群25个在生产平台是岸电的首批受益用户。

“渤海油田未来70%-80%的新油田都将利用岸电进行开发,这将为渤海油田上产4000万吨油当量奠定坚实基础,对于提高国内原油供给能力具有重要意义。”中海油开发生产部副总经理王建丰说。

在项目建设过程中,国网冀北电力有限公司先后组织技术人员按照岸电开发需求开展了7种岸电接入方案论证、30次海陆勘察调研,主动协助开展项目属地对接和手续办理。

“油田岸电输送,对电缆设备、辅助的保护装置等有更高要求,需要满足大容量、海底长距离电缆输送、高可靠安全供电这三个要求。”国网唐山供电公司发展策划部副主任宁亮介绍。

在做好业扩报装供电服务的基础上,国网冀北电力还积极开展“供电+能效服务”,以合同能源管理方式承担了项目陆上部分2座220千伏开关站电气安装及总长

约14千米的220千伏电缆输电线路建设运维工作。在为客户提供多元化用能服务的同时,可通过效益分享的方式每年获得项目收入5000万元,推动综合能源服务业务高质量发展,实现效益增收。

助力“零排放”目标实现

实施岸电项目,可以大幅减少温室气体和污染气体排放,降低海上平台噪声及操作维护费用。同时建立海上和陆地上光纤宽带通信,实现平台智能化,对于解决油田生产后期面临“气荒”的瓶颈等,也十分关键。

据介绍,为积极践行碳达峰、碳中和目标,渤海油田岸电项目可实现加快推进能源消费领域电能替代与清洁替代,实现大规模清洁能源替代海上油田自发电。项目投产后,每年预计可新增用电量10-16亿千瓦时,节约能源约6.47万吨标煤,减少二氧化碳排放17万吨,相当于植树1700万棵,推动我国海上油田用电方式实现历史性变革,为渤海海域实现“零排放”目标奠定基础。

“岸电工程全部投用后,用电高峰每年将降低原油消耗17.5万方,降低天然气消

耗23.8亿方,相当于新增一座大中型油气田。同时,相比于自发电,用电高峰可年节能99.5万吨标煤,减排二氧化碳近175万吨,相当于植树1.75亿棵。而且随着可再生能源上网比例不断提升,减碳效果将更加明显。”中海油天津分公司副总经理赵春明表示。

使用岸电后,除了降碳效果显著外,平台也不再需要建设发电机组,这将精简平台规模,降低对进口发电机组的依赖,有效缩短海上油田工程建设周期,从而降低边际油田的开发经济“门槛”,加快油气产能建设速度。

中国海油董事长汪东进表示,中国海油将以岸电工程等项目为重要抓手,全力推动增储上产攻坚工程、科技创新强基工程和绿色发展跨越工程,在保障国家能源安全、实现科技自立自强和落实碳达峰、碳中和目标上展现更大作为。

国网冀北电力相关负责人表示,下一步将为用户提供设备安全管理、用电人员培训等技术服务,并通过加强用电量监测,得出渤海油田精准的年用电量,并推算出二氧化碳、二氧化硫等的减排总量,为国家进一步推动油田群岸电应用工程提供可靠的数据支撑。