

特别关注

日前,山东新能源机制电价竞价结果出炉:风电每千瓦时0.319元,光伏每千瓦时0.225元——

全国首个新能源机制电价传递哪些信号?

10月14日,2025年山东省新能源机制电价竞价结果出炉:经公开竞价和结果公示,2025年,山东风电项目机制电量为59.67亿千瓦时,机制电价为每千瓦时0.319元;光伏项目机制电量为12.48亿千瓦时,机制电价为每千瓦时0.225元。

这是全国首个落地的新能源机制电价。两组数字不仅为山东新能源项目立下“市场标尺”,更成为全国新能源行业从“靠政策补贴”转向“靠能力竞争”的关键信号——以价格为杠杆,撬动能源结构优化的大幕就此拉开。

2025年被业内称为“新能源电价改革元年”,政策层面的转型导向持续明晰。年初,国家发展改革委136号文件明确新能源电量原则上全面进入电力市场,打破固定电价依赖;9月1192号文件进一步强调促进新能源发电就近消纳,直指行业“发得出、用不掉”的核心痛点。山东此次竞价结果落地,向全国传递出清晰信号,新能源市场化不是短期试水,而是未来发展的必然路径。

价格差里藏着能源结构优化逻辑

山东此次机制电价竞价,最引人关注的是风电与光伏的“差异表现”。从机制电量看,风电入选59.67亿千瓦时,光伏入选12.48亿千瓦时,风电的“份额”显著多于光伏。机制电价方面,风电价格0.319元/千瓦时,光伏0.225元/千瓦时,风电价格吸引力更大。“光伏竞价结果低于此前预期。”山东省太阳能行业协会常务副会长兼秘书长张晓斌坦言。

数字背后的“倾斜度”,源于山东新能源消纳的现实难题。山东是新能源大省,光伏装机容量常年居全国第一。但光伏出力高峰集中在午间,此时工业企业多午休、居民用电少,电网负荷低谷常出现“发用错配”,甚至负电价;而风电出力高峰在夜间和清晨能与光伏形成“白天用光伏、晚上用风电”互补,帮助电网减轻调峰压力。业内人士普遍认为,这是风电更受政策青睐的核心原因。

新能源市场化的核心,是让价格反映供需与价值。风电竞价区间0.094~0.35元/千瓦时,最终出清价0.319元/千瓦时,占到价格上限的91%;光伏竞价区间0.123~0.35元/千瓦时,最终出清价

0.225元/千瓦时,仅占上限的64%,比风电低近三成。“新能源全面入市后,其收益逻辑从‘有保障的稳定收益’转向‘基于市场价格的竞争收益’,供需决定价格。这就倒逼相关企业更加聚焦自身成本控制和科技创新,推动相关行业从‘规模竞赛’转向‘效益比拼’。”山东省新型电力系统研究中心高级工程师曹相阳的判断,道出了价格信号的深层作用。

这组价格向市场释放出山东优化能源结构的清晰意图:引导光伏产业平稳发展,吸引更多资本投入到风电领域,推动山东能源结构从“光伏一家独大”转向“风、光、储协同发展”。参与了此次机制电价竞价的华能德州电厂新能源部主任刘振,在价格公示后迅速捕捉到了风向:“这组价格信号为我们后续加力布局风电发展提供了市场指引。”

“价格锚”调供给,分时电价促消纳

山东的电价改革并非“单点发力”,而是打出了“发电端调供给+用电端促消纳”组合拳:机制电价在发电端引导能源结构调整,“五段式”分时电价从用电端匹配新能源出力。两者配合,解决新能源“发得出、用不掉”的核心痛点。

“五段式”分时电价是将一天24小时分为尖、峰、平、谷、深谷五个时段,实行“高峰电价高、低谷电价低”的差异化定价。对居民来说,最直接的好处就是“充电省钱”。济南天桥供电中心电费电价专责董博磊以电动汽车充电举例:“23点到第二天7点是低谷时段,电价0.385元/千瓦时;部分月份中午还设了深谷时段,电价仅0.222元/千瓦时,只有尖峰时段电价的四分之一。一年下来,如果充电集中在深谷段,一辆电池容量60千瓦时,续航里程450公里的纯电动汽车充电成本可控制在600元左右。”

对企业来说,因工商业的分时电价波动更大,“省钱+消纳”双重作用更明显。高峰时段电价在平段基础上上浮70%,尖峰时段上浮100%,低谷时段下浮70%,深谷时段下浮90%,价格信号特别清晰。对部分高耗能企业而言,合理调整生产工序,每月就能省下相当可观的成本。

2024年,靠分时电价引导,山东中午的新能源消纳能力增加了583.87万千瓦,晚高峰用电负荷转移了225.51万千瓦。今年迎峰度夏期间,山东全网用电负荷72天突破1亿千瓦,最高达1.3021亿千瓦的历史峰值,这套机制有效弥补晚高峰时段供应缺口,缓解了电网压力。

“山东样本”提供市场化改革可复制路径

新能源市场化改革并非简单放开价格,而是通过制度设计,让发电企业、用户、电网等每个市场主体在能源系统转型中找到可持续的价值坐标。

过去,新能源发展依赖“标杆电价+全额上网”,收益可预期,推动装机规模快速增长。伴随新能源装机量大涨,电网调峰压力陡增,尤其光伏午间集中出力,现货价格屡现负电价后,“谁来消纳”成了行业增长瓶颈。国家发展改革委136号文件推动新能源全面入市,但各地对新能源项目的价格预期一直比较模糊。

山东作为经济大省、用电大省,通过充分竞争形成的风电、光伏价格,为全国新能源投资市场立起了“参照物”。

这种转型对行业全链条提出了新要求。发电侧要加快“灵活性改造”,比如配储能、参与辅助服务市场赚调峰收益;用电侧要推动“需求侧响应”,在电价低谷时多用电,既消纳绿电又降低成本;系统侧要布局“源网荷储一体化”“虚拟电厂”等,提升电力系统效率。

在这场转型中,储能的角色被彻底重塑。随着光伏午间负电价成为常态,未配置储能的光伏电站资产价值将大幅缩水,甚至面临生存风险。山东国电投能源营销有限公司总经理林华分析:“新能源全电量入市短期内可能造成储能行业震荡,尤其是独立储能投资趋于理性,但长期来看,随着山东放宽市场限价、完善容量补偿机制等政策落地,电网型储能、新能源配储能、绿电直连项目配建储能等领域将迎来发展机遇。”

当下,新能源市场已在悄然改变,已从“拼规模”进入“拼质量”阶段,电价变革正在重塑新能源投资生态,“负荷为王”时代已经开启。

(来源:《大众日报》)

政策解读

编者按:近日,国家发展改革委、国家能源局、工业和信息化部、住房和城乡建设部、交通运输部、国家市场监督管理总局六部门联合印发《电动汽车充电设施服务能力“三年倍增”行动方案(2025—2027年)》(以下简称《行动方案》),国家能源局有关负责同志进行解读。本报摘要刊登如下。

出台背景

我国新能源汽车已经进入规模化快速发展阶段,充电设施作为新能源汽车产业的关键支撑,其服务能力直接影响消费者的购买信心。一方面,近年来,我国充电基础设施快速发展,服务能力能够基本满足现阶段新能源汽车充电需求,但仍存在公共充电网络布局不均衡、设施功能结构待优化、居住区服务供给不充分、供电保障有待加强、运营管理质效有待提升等问题,需要出台政策予以破解。另一方面,今年3月,中共中央办公厅、国务院办公厅印发《提振消费专项行动方案》,将汽车消费作为提振消费的重要抓手,要求各地各部门着力优化消费环境、创造有效消费需求。为落实党中央、国务院关于稳就业、稳经济、推动高质量发展工作要求,加快构建高质量充电基础设施体系,我们研究制定了《行动方案》。《行动方案》明确今后一段时期充电设施发展的目标和行动路径,助力加快构建高质量充电设施体系,支撑新能源汽车产业发展。

总体考虑

《行动方案》围绕“四个更加注重”,研究提出相关政策举措,加快构建高质量充电设施体系:一是更加注重均衡性。《行动方案》明确要加快补齐农村充电设施建设短板,实现农村地区公共充电设施全覆盖。在设施功能结构方面,明确要在重点城市、高速公路服务区加大大功率充电设施规划建设,进一步优化设施功能结构。二是更加注重创新性。《行动方案》提出要扩大车网互动试点范围,在价格政策、市场化机制和应用场景等方面持续探索创新。三是更加注重普惠性。《行动方案》针对居住区建桩难问题,进一步强化充电基础设施配建要求,积极推广“统建统服”建设新模式;针对农村地区充电网络覆盖不足的问题,提出要进一步下沉农村地区充电设施布局,支持新能源汽车下乡;简化居民充电桩报装申请资料,鼓励探索“一小区一证明”等试点应用,落实“三零”“三省”服务举措。四是更加注重落地性。《行动方案》明确国家有关部门要履职尽责,并对地方主管部门、电网企业、充电运营企业、行业协会和咨询机构等提出了具体的工作要求,有力保障了《行动方案》顺利实施。

主要目标

《行动方案》明确将通过持续健全充电网络、提升充电效能、优化服务品质、创新产业生态,进一步提振消费信心,促进电动汽车更大范围内购置使用。到2027年底,在全国范围内建成2800万个充电设施,提供超3亿千瓦的公共充电容量,满足超过8000万辆电动汽车充电需求,实现充电服务能力翻倍增长。

重点任务

《行动方案》提出要实施五大专项行动。一是公共充电设施提质升级行动,建设快充为主、慢充为辅、大功率充电为有益补充的城市公共充电网络,加密高速公路服务区充电设施点布局、优化设施功能结构,进一步下沉延伸农村充电网络,加大“春节返乡”充电需求保障。二是居住区充电条件优化行动,明确新建居住区在固定车位100%建设充电设施或预留安装条件,既有居住区因地制宜补充充电设施,开展居住区“统建统服”模式试点。三是车网互动规模化应用推广行动,推进首批车网互动试点建设,构建协同推进和跟踪评价机制,持续扩大车网互动试点范围。四是供电能力和供电服务改善行动,开展配电网架优化、台区增容等建设改造,强化报装接电服务保障。五是充电运营服务质量提升行动,推动老旧设备升级改造,提升场站环境及运维质量,规范收费标准,完善充电设施监测服务平台功能,加强运营服务质量评价及结果应用。

(来源:国家发展改革委)

「四个更加注重」促进电动汽车更大范围内购置使用

国家能源局有关负责同志就《电动汽车充电设施服务能力“三年倍增”行动方案(2025—2027年)》答记者问

40载再启程 推动电力可靠性迈上新台阶

——2025年电力行业可靠性高质量发展暨电力可靠性管理40周年主题论坛观察

能源观察

小时以内,杭州、宁波、绍兴、嘉兴等城网用户停电时间小于10分钟,达到国际同类城市的顶尖水准。

此外,输变电可靠性指标整体保持较高水平。2024年,220千伏及以上输变电设施可用系数保持在99.10%以上,强迫停运率维持在0.5次/百千米(台·套·段)·年以下;直流输电系统运行平稳,合计能量可用率95.802%,同比下降1.012个百分点。

创新管理路径推动可靠性升级

2025年是我国开展电力可靠性管理40周年,也是“十四五”规划收官之年。即将步入“十五五”,如何通过电力可靠性高质量发展进一步助力能源强国建设?在论坛嘉宾普遍认为,要对能源转型新形势带来的风险挑战保持清醒认识,不断推动电力安全稳定供应标准和能力升级。

随着新型电力系统建设提速,电力系统的运行工况、调度方式、交易模式等发生实质性改变,网络结构更加复杂,电力系统安全稳定运行难度持续上升。只有广泛应用新技术、新方法,充分发挥电力可靠性管理对电力安全的基础性、支撑性作用,才能切实保障能源电力安全可靠供应,全面提升电能质量。与此同时,经济社会高质量发展、产业转型升级加速和用户迭代也让新兴产业对电力供应的绿色化、可靠性、智能化及高效性提出更高标准,可靠性信息采集系统性和可追溯性不足,电力可靠性指标在系统规划、设计、采购、建设、运维各环节中的科学系统应用不够充分,均迫切要求新的评价指标体系构建。

南方电网公司输配电与储能部副总经理姚捷认为,进一步增强高可靠、高品质的供电服务保障能力,未来,要健全供电可靠性本质可靠管理体系,深挖供电可靠性数据应用价值,深度拓宽停电数据来源,持续提升供电可靠性数据质量,探索面向客户的低压可靠性管理,打通客户可靠供电的“最后一公里”。

《报告》指出,“十五五”期间的电力行业可靠性管理,要把重点放在健全电力可靠性制度体系上,研究跟进能源行业转型、新型电力系统构建发展进程,及时制定和调整电力可靠性管理法规制度文件,支撑保障电力安全可靠供应。此外,强化电力可靠性管理举措,建立健全责任体系,提高可靠性数据质量,激发数据价值,推动全链条推广应用。

(来源:《中国电力报》)

能源速读

黑龙江新能源竞价方案发布

10月10日,国网黑龙江省电力有限公司《关于印发黑龙江省增量新能源项目竞价工作方案的通知》(以下简称《通知》)发布。根据《通知》,本次竞价主体范围为2025年6月1日—2026年12月31日投产的光伏、风电项目,并将申报上限公式实现量化。

《通知》明确机制电量总规模为63.04亿千瓦时,申报充足率不低于125%,单体项目申报比例为85%,执行期限12年。机制电价上限为0.3元/千瓦时,下限为0.114元/千瓦时。风、光近三年平均发电利用小时数分别按2485小时、1517小时核算。(来源:中国能源新闻网)

青藏高原绿电首次入津

10月10日,天津引入来自青海、西藏地区的绿色电力共计2498万千瓦时,其中包括西藏绿电628万千瓦时和青海绿电1870万千瓦时,相当于1万余户三口之家的一年用电量,标志着青藏高原绿电首次入津。

2011年青藏联网工程直流一期工程投产,打开了一条“电力天路”,有效促进清洁能源大范围配置和优化。为推动本次绿电交易顺利落地,天津与西藏两地电力交易中心持续跟进青藏高原绿电交易,结合购售方电网平衡能力超前规划送电曲线,顺利完成扩建工程正式投运后的首批绿电交易。(来源:《天津日报》)

内蒙古绿电“出塞”首次到海南

10月3日至9日,内蒙古绿电“出塞”首次到海南。来自内蒙古的风、光资源跨越3000公里“电力天路”,转化为海南岛的万家灯火,标志着内蒙古实现了清洁能源有史以来最远距离的跨省输送。

此次跨区域绿电输送由北京电力交易中心、广州电力交易中心共同组织,利用跨省跨区输电通道,完成了内蒙古电网与海南电网之间的跨经营区新能源交易。来自内蒙古西部的清洁电能,经由华北、华中、广东及琼粤跨海联网通道,最终送达海南岛,实现纵贯南北的“削峰填谷”与“负荷转移”。本次交易总电量达833.5万千瓦时。(来源:《内蒙古日报》)

2025年1—8月煤炭工业规上企业主要经济指标一览表

主要财务指标	单位	8月止累计	去年同期	增长(增加)%
企业数量	个	5185	5096	89
应收账款	亿元	5046.9	5305.2	-4.9
产成品	亿元	845.3	817.4	3.4
流动资产平均余额	亿元	34627.0	35109.1	-1.4
资产合计	亿元	78997.6	77701.8	1.7
负债合计	亿元	48095.7	46271.1	3.9
营业收入	亿元	16559.1	20919.7	-20.8
营业成本	亿元	12079.2	13593.0	-13.4
销售费用	亿元	224.1	258.5	-13.3
管理费用	亿元	1066.3	1187.7	-10.2
财务费用	亿元	338.7	374.7	-9.6
利润总额(补贴后)	亿元	1937.3	4172.2	-53.6
亏损企业亏损额	亿元	782.1	548.2	42.7
资产负债率	%	60.9	59.5	1.3

(来源:国家统计局,中国煤炭工业协会)