



宁夏回族自治区发展和改革委员会

搜索

- [网站首页](#)
- [机构职能](#)
- [政府信息公开](#)
-  [政务服务](#)
- [公众参与](#)
-  [机关党建](#)

您所在的位置：[首页](#) > [通知公告](#)
自治区发展改革委关于做好2026年电力中长期交易有关事项的通知
发表时间：2025-12-12 来源：电力处

宁发改电力〔2025〕752号

五市发展改革委、宁东经济发展局，国网宁夏电力有限公司、宁夏电力交易中心有限公司、各市场主体：

为落实全国统一电力市场建设工作部署，按照《电力市场运行基本规则》（国家发展改革委2024年第20号令）、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）、《国家发展改革委 国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）、《宁夏回族自治区电力中长期交易规则》（西北



顶部

监能市场〔2023〕4号）等相关政策文件要求，结合宁夏电力市场运行实际，现就做好2026年电力中长期市场交易有关事项通知如下。

一、总体原则

进一步深化中长期分时段连续运营机制，持续完善电力市场价格形成体系，满足高比例新能源并网背景下各类经营主体的灵活交易需求，加强与现货市场连续结算试运行衔接联动，充分发挥中长期市场“压舱石”核心作用，引导发用两侧可调节资源主动参与电网调峰，助力新能源高效消纳，促进电力安全稳定供应，更充分发挥市场在电力资源优化配置中的决定性作用。

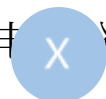
二、市场准入

（一）发电企业

1.已入市的区内公用煤电、集中式风电和光伏、分散式风电、分布式光伏。机制电量按照《自治区发展改革委 国家能源局西北监管局关于印发自治区深化新能源上网电价市场化改革实施方案的通知》（宁发改价格（管理）〔2025〕580号）要求执行。

2.满足条件的并网燃煤自备电厂，在满足自用负荷的前提下，富余电力电量可参与除年度以外其他市场交易。

3.银东、灵绍、中衡直流的配套火电、配套新能源、沙戈荒大基地项目按国家规划或长期协议明确的方向参与省间外送交易，均不参与区内市场交易。



顶部

4.分散式风电、分布式光伏按照《宁夏分布式新能源参与市场交易方案》（宁发改电力〔2025〕616号）要求执行，已在交易平台完成市场注册的分布式新能源需变更入市方式的，应于每月15日前在交易平台提交变更，通过后于次月生效。

5.新并网或电力业务许可证信息发生变更的机组，按照《发电机组进入及退出商业运营办法》（国能发监管规〔2023〕48号）、《国家能源局西北监管局关于进一步明确西北区域发电机组进入及退出商业运营有关事项的通知》（西北监能市场〔2024〕73号）关要求参与市场交易和结算。

（二）电力用户

1.除居民（含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户）、农业用户外，工商业用户可全部参与市场交易。

2.按照《国家发展改革委办公厅关于组织开展电网企业代理购电有关事项的通知》（发改办价格〔2021〕809号）要求，未入市用户由电网企业代理购电，被电网企业代理购电的发电企业下网电量不再执行1.5倍代理购电价格。

（三）售电公司

售电公司应符合《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76号）、《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）要求，在电力交易机构注册生效，持续满足准入条件。

（四）新型主体

1.独立储能（以下简称“储能”）上、下网电量均需独立具备电力、电量数据分时计量与传输条件，并分别以发电企业或电力用户身份参与市场交易。

2.虚拟电厂（负荷聚合商）按照国家及自治区相关政策以发电企业或电力用户身份参与市场交易。

3.绿电直连、源网荷储一体化等就近消纳项目作为一个整体参与市场交易。

三、交易规模

用户侧除匹配优先发电计划规模以外电量全部进入市场，预计2026年区内市场化交易规模约1020亿千瓦时。

四、时段划分

为高效衔接现货市场，中长期交易按日划分24小时时段，发用两侧经营主体根据自身发电特性和用电需求，并结合电力供需形势，参考现货市场价格预期，合理参与中长期分时段交易，签订分时段中长期交易合同。

五、交易组织



考虑我区新能源高占比、晚峰和夜间时段存在电力缺口需开展外购电等实际情况，用户侧中长期市场各时段签约比例不低于用电量的70%，火电中长期市场各时段签约比例不低于上网电量的80%，新能源中长期市场各时段签约比例不低于上网电量的70%。其中电力用户（含售电公司）、发电企业年度交易成交电量原则上不低于上年用电量、上网电量的60%。所有交易组织时间遇节假日适时调整，具体以交易公告为准。

（一）交易周期

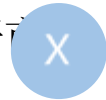
1.以年度、多月、月、旬和日为周期组织开展中长期交易，实现交易周期与现货市场高效衔接。

2.年度、多月、月度交易标的为每月24小时各时段总电量；交易标的为次旬24小时各时段总电量；日融合交易按日连续开展，D-2日组织开展D日融合交易。

（二）交易方式

1.年度、多月交易采用双边协商+集中竞价交易方式开展；月度、旬交易全部采用集中竞价方式开展。

2.集中竞价交易以统一边际价格出清，并根据发电侧火电、风电、光伏、储能成交电量比例，与用户侧分别形成对应类型交易合同。



顶部

3.日融合交易采用多轮次集中竞价方式开展，每15分钟集中出清一次，以统一边际价格出清。市场主体可根据自身电力生产或消费需求参与日融合交易，同一交易日的同一时段，同一市场主体仅可作为购方或售方参与交易。

4.电网企业代理工商业、居民农业、上网环节线损购电以报量不报价、作为价格接受者方式参与交易。采用挂牌+集中竞价交易方式开展，以挂牌交易方式成交的电量采用当期集中竞价交易对应时段交易均价。

（三）合同交易

每月底组织开展后续月份合同置换、回购、转让交易。月内合同转让交易连续开市，市场主体D-3日可转让D日至月底未执行合同电量。

（四）绿电交易

1.区内绿电交易以双边协商方式，按年度、月度为周期组织开展，适时组织开展月内绿电交易，鼓励市场主体开展多年期绿电交易。

2.用户与新能源开展双边绿电交易应分别明确电能量价格和环境价格。新能源机制电量不参与绿电交易，不重复获得绿证收益。

3.自治区特色优势产业绿电园区配建新能源与对应产业用户开展绿电交易，满足产业用户绿色电力消费需求。电力用户根据自身用



顶部

电需求可通过参与跨区跨省及区内绿电交易、购买绿证，逐步实现100%绿色用能。

4.自治区可再生能源消纳责任权重考核的重点用户中，电解铝、钢铁、水泥、多晶硅的绿电交易电量应不低于其指标的50%，拥有自备电厂的上述用户及数据中心的绿电交易电量应不低于其指标的30%。

（五）交易限额

1.为确保市场主体合理参与交易申报，各类经营主体均采用时段交易限额，具体为：

（1）电力用户分时交易总限额=2025年1-11月该时段最大用电量 $\times 1.1 \times$ 当月日历天数。有增量用电需求的用户，由地市供电公司严格按照用户新设备投运计划和实际增产情况开具增量用电需求证明，并明确增量日负荷曲线。售电公司交易限额为所代理用户的限额之和。

（2）火电分时交易总限额=装机容量 $\times$ （1-厂用电率） $\times$ 当月日历天数，各厂厂用电率=（发电量-上网电量）/发电量，发电量和上网电量取2025年1-11月累计值。非供热期火电各时段双边协商交易电量不高于其30%额定容量对应的上网电量；供热机组供热期各时段双边协商交易电量不高于其45%额定容量对应的上网电量。

(3) 新能源分时交易总限额=2025年1-11月最大月度上网电量
对应时段电量×1.1。新能源机制电量不参与中长期市场交易。

(4) 储能总充电量限额=装机容量×满功率充电小时数×当月
日历天数，总放电量限额=装机容量×满功率充电小时数×（1-充放
电损耗）×当月日历天数。

2.多月、月度、旬交易、日融合各时段剩余可交易限额为该时段
交易总限额减去该时段已成交电量。经营主体省间交易和区内市场
化交易申报限额联合计算。

3.发电企业在单笔交易中的售电量不得超过其剩余最大发电能
力，购电量不得超过其售出电能量的净值（指多次售出、购入相互
抵消后的净售电量，下同）。用户在单笔交易中的售电量不得超
其购入电能量的净值。

（六）交易曲线分解

1.年度、多月、月度、旬交易市场主体申报24小时时段总电
量、价格，成交电量由交易平台按照交易周期对应天数平均分解到
日。

2.电网企业应综合考虑季节变更、节假日等因素，定期预测优先
发电、居民农业、上网环节线损、代理工商业用户规模及典型负荷
曲线，并通过交易平台公布典型负荷曲线。



顶部

3.省间中长期外送交易时段与宁夏24小时时段划分不一致的，将省间中长期外送交易结果分解合并至24小时时段，各时段交易价格执行原时段交易均价。

4.省间短期外送交易电量需分解至每日96点时段，由电力调度机构在事后次日向发电企业发布。

六、价格机制

按照国家相关政策要求，为做好中长期市场与现货市场价格衔接，中长期市场申报价格上下限分别为基准电价基础上上浮20%
下浮40%，即311.4~155.7元/千千瓦时。

七、零售市场

（一）代理关系建立

1.售电公司与用户以月为最小单位签订零售代理合同。同一月内，用户仅可与一家售电公司确立零售服务关系，用户全部电量通过该售电公司购买，鼓励市场主体建立相对稳定的零售合作关系。

2.售电公司与用户应于每月15日前通过交易平台提交零售服务绑定/解除申请，经电力交易机构审核通过后于次月生效。

（二）零售套餐确定

1.售电公司与零售用户执行现有零售套餐，交易中心结合市场实际和经营主体需求持续完善零售套餐品种，经宁夏电力市场管理委员会审议通过后实施。

2.代理关系确定后，售电公司与用户应友好协商确定零售套餐及关键参数，并通过交易平台提交。

3.每月15日前，可变更后续月份零售套餐类型，双方在交易平台确认后于次月生效。

4.每月D-2日16时前，可对当月D日及以后零售套餐参数进行调整，双方在交易平台确认后生效。

（三）代理关系解除

1.零售用户与售电公司零售服务关系到期后自动解除，也可15日前，由双方协商或单方提请（零售服务合同中确定的解除方式）提前解除。单方提请解除零售服务关系的，需按合同约定自行支付违约金。

2.售电公司退出市场后，其所有已签订但尚未执行的交易合同按照《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）和《宁夏电力市场保底售电实施方案》相关要求执行。

八、交易结算

现货市场连续试运行期间采用以下结算方式开展电费结算，现货市场连续试运行暂停期间相关事项另行通知。

（一）结算原则

1.按照“照付不议、偏差结算”的原则，发、用两侧解耦结算，零售用户按照与售电公司签订的零售套餐结算。

2.采用日清月结的结算方式，以日为周期开展分时段电量清分、电费计算，按月结算并发布结算依据。

3.现货市场出清结果由电力调度机构按日推送至电力交易机构，由电力交易机构统一出具电费结算依据。

4.用户因变线损、计量尾差等原因造成的月结电量与日清电量之间的差额电量，按照当期实时现货市场月度加权均价结算。

5.居民农业、上网环节线损和代理工商业用户月度实际用电量按照其典型负荷曲线平均分解至每日24小时时段，匹配优先发电的分时电量后部分，按照用户侧结算原则开展分时段结算。

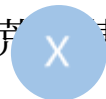
6.参与市场交易的自备电厂调发电量按区内对应时段实时现货市场价格结算。

7.银东、灵绍、中衡直流的配套火电、配套新能源、沙戈荒基地项目偏差电量按照区内实时现货市场价格结算。

8.发用两侧中长期偏差收益回收中，火电中长期偏差上下限系数K1暂取1.2和0.8；新能源中长期偏差上下限暂取1.3和0.7；用户侧中长期偏差上下限系数K2暂取1.3和0.7，发用两侧回收系数均暂取1.2。

9.电费结算等其他未尽事宜按照《宁夏电力现货市场试运行规则》执行。

（二）高耗能用户价格浮动机制



顶部

1.高耗能用户通过浮动电费方式落实1439号文件要求，高耗能用户各时段浮动电费=该用户与火电交易电量×该用户与火电交易价格×K3，K3暂取0.2。

2.全体高耗能用户各时段浮动总电费根据该时段各火电（不含直流配套火电）供区内电量比例分享，高耗能用户浮动电费和火电分享电费在结算单中单独列示。

火电各时段分享电费=（该时段火电上网电量-外送实结电量）/（该时段火电总上网电量-总外送实结电量）×高耗能用户该时段浮动电费。

九、有关要求

（一） 各类经营主体应严格落实《国家能源局综合司关于进一步规范电力市场交易行为有关事项的通知》（国能综通监管〔2024〕148号）要求，依法合规参与电力市场交易，自觉维护公平公正电力市场秩序，保障电力市场平稳运行。不得滥用市场支配地位操纵市场价格，不得实行串通报价、哄抬价格及扰乱市场秩序等行为。拥有售电公司的发电企业，不得利用“发售一体”优势直接或变相以降低所属售电公司购电成本的方式抢占市场份额，不得对民营售电公司等各类售电主体和电力大用户进行区别对待。发电侧、售电侧相关经营主体之间不得通过线上、线下等方式在中长期

双边协商交易外统一约定交易价格、电量等申报要素实现特定交易。

（二） 国网宁夏电力公司滚动测算优先发电和优先用电规模，合理确定电网企业代理购电市场化采购电量规模。

（三） 电力交易机构加大政策宣贯力度，加强市场运营监测，并做好各类交易组织和市场信息披露。

（四） 电网企业代理购电工商业用户峰平谷电价应与市场分时采购价格衔接，具体时段划分及价格标准，随代理购电价格向社公示。

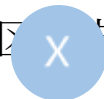
（五） 市场经营主体办理销户、过户、并户等变更业务时，用户需承担未兑现的各类市场费用，并出具承诺书。

（六） 本通知相关内容及交易结算参数根据国家政策及区电力市场运行情况适时调整，以往与本通知规定不一致的，以本通知为准。

宁夏回族自治区发展改革委

2025年12月12日

（此件公开发布）



扫一扫在手机上查看当前页面

- [国家及部委网站](#)
- [省级人民政府网站](#)
- [宁夏回族自治区各部门网站](#)



- [新闻媒体](#)



- [国家广播电视总局](#)
- [体育总局](#)
- [统计局](#)
- [航天局](#)
- [原子能机构](#)
- [国资委](#)
- [商务部](#)
- [审计署](#)
- [人力资源社会保障部](#)
- [住房城乡建设部](#)
- [交通运输部](#)
- [水利部](#)
- [农业部](#)
- [工业和信息化部](#)
- [国家民委](#)
- [公安部](#)
- [监察部](#)
- [民政部](#)
- [司法部](#)
- [财政部](#)
- [外交部](#)
- [国防部](#)
- [发展改革委](#)
- [教育部](#)



- [科技部](#)



- [贵州](#)
- [湖南](#)
- [广东](#)
- [广西](#)
- [海南](#)
- [重庆](#)
- [四川](#)
- [浙江](#)
- [安徽](#)
- [福建](#)
- [江西](#)
- [山东](#)
- [河南](#)
- [湖北](#)
- [山西](#)
- [内蒙古](#)
- [辽宁](#)
- [吉林](#)
- [黑龙江](#)
- [上海](#)
- [江苏](#)
- [新疆](#)
- [香港](#)
- [澳门](#)



- [台湾](#)
- [新疆生产建设兵团](#)
- [北京](#)
- [天津](#)
- [河北](#)
- [云南](#)
- [西藏](#)
- [陕西](#)
- [青海](#)
- [宁夏](#)



- [自治区发展和改革委员会](#)
- [自治区地质局](#)
- [自治区供销合作社联合社](#)
- [宁夏回族自治区数据中心](#)
- [自治区药品监督管理局](#)
- [自治区审计厅](#)
- [自治区工业和信息化厅](#)
- [自治区财政厅](#)
- [自治区国有资产监督管理委员会](#)
- [自治区体育局](#)
- [自治区农业农村厅](#)
- [自治区商务厅](#)
- [自治区文化和旅游厅](#)
- [自治区外事办公室](#)
- [自治区信访局](#)
- [自治区机关事务管理局](#)
- [自治区林业和草原局](#)
- [自治区人力资源和社会保障厅](#)
- [自治区教育厅](#)
- [自治区退役军人事务厅](#)
- [自治区司法厅](#)
- [自治区自然资源厅](#)
- [自治区住房和城乡建设厅](#)
- [自治区交通运输厅](#)



- [自治区水利厅](#)
- [自治区民政厅](#)
- [自治区公安厅](#)
- [自治区科学技术厅](#)
- [自治区应急管理厅](#)
- [自治区广播电视局](#)
- [自治区市场监督管理厅](#)
- [自治区粮食和物资储备局](#)
- [自治区卫生健康委员会](#)
- [自治区统计局](#)
- [自治区生态环境厅](#)
- [人民防空办公室](#)
- [自治区政府研究室](#)
- [宁夏农林科学院](#)
- [宁夏社会科学院](#)
- [自治区医疗保障局](#)
- [自治区社会保险事业管理局](#)
- [宁夏新闻网](#)



[关于我们](#) | [网站声明](#) | [网站地图](#) | 联系电话 0951-5044874 0951-5012003
主办：宁夏回族自治区发展和改革委员会 政府网站标识码：6400000038
[宁ICP备07001538号-1](#) [宁公网安备64010402000141号](#)