

宁夏回族自治区 发展和改革委员会文件

宁发改运行〔2024〕952号

自治区发展改革委关于做好 2025 年 电力中长期交易有关事项的通知

五市发展改革委、宁东管委会经济发展局，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：

为做好 2025 年电力中长期市场交易工作，按照《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《宁夏回族自治区电力中长期交易规则》（西北监能市场〔2023〕4号）及相关政策文件要求，结合宁夏电力市场运行实际，现就有关事项通知如下。

一、总体原则

（一）深化中长期分时连续运营。在前期中长期分时段连续

运营基础上，继续优化分时段价格机制，充分发挥市场资源优化配置作用，引导发用两侧可调节资源主动参与电网调峰，促进电力安全稳定供应。

（二）促进新能源区内高效消纳。进一步完善市场机制，满足高比例新能源市场主体灵活交易需求，提高用户绿电消费占比，充分发挥市场作用，促进新能源高效消纳，推动能源绿色低碳转型。

（三）做好现货市场试运行衔接。结合现货市场相关规则，按照“中长期稳预期、现货发现价格”原则，充分发挥中长期市场“压舱石”作用，做好中长期市场与现货市场长周期结算试运行高效衔接。

二、市场准入

（一）发电企业

1.已入市的区内公用发电企业。

2.承担发电企业社会责任、国家依法合规设立的政府性基金及附加，以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴、系统备用费后，取得电力业务许可证，达到能效、环保要求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交易。

3.新并网或电力业务许可证信息发生变更的机组，按照《国家能源局关于印发<发电机组进入及退出商业运营办法>的通知》（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)相关要求参与市场交易和结算。

4.银东、灵绍、中衡直流“沙戈荒”大基地光伏项目富余电力可参与区内除年度以外其他市场化交易。

(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.原则上10千伏及以上工商业用户直接进入市场(可自行参与或由售电公司代理参与),市场化用户所有同名工商业户号全部进入市场,暂无法直接参与市场交易的由电网企业代理购电。

鼓励10千伏以下工商业用户参与市场交易,暂无法直接参与市场交易的由电网企业代理购电。已直接参与市场交易的用户,原则上不得退出市场。

3.为进一步缩小电网企业代理购电规模,发电企业下网电量必须全部进入市场交易,电网企业不再代理其购电。未进入市场的发电企业下网电量执行电网企业代理购电价格的1.5倍。参与市场交易前发电企业应在交易平台按照电力用户类型开展市场注册。

4.新增的工商业负荷申请用电报装时,可选择在电力交易机构同步办理市场注册手续,注册生效后为批发用户,可直接参与

市场交易。

5.拥有入市燃煤自备机组的用户，电力供需紧张时段应严格执行“以发定用”相关要求。

（三）售电公司

符合《国家能源局关于印发<电力市场注册基本规则>的通知》（国能发监管规〔2024〕76号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发<售电公司管理办法>的通知》（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

独立储能按照《宁夏独立储能参与中长期市场交易方案》（附件1）参与中长期市场。虚拟电厂按照国家、区域以及自治区相关政策以发电企业或用户身份参与中长期市场。

三、交易规模

除优先发电、优先用电计划以外电量全部进入市场，预计2025年区内市场化交易规模约895亿千瓦时。

四、时段划分

1.为高效衔接现货市场，中长期交易按日划分24小时时段，各市场主体根据自身发电特性和用电需求合理参与分时段交易。

2.为引导市场主体形成合理分时段交易价格，根据《自治区发展改革委关于优化峰谷分时电价机制的通知》（宁发改价格（管理）〔2023〕7号），结合宁夏电网电力时段性供需情况，将24小时时段归为峰（含尖峰）、平、谷（含深谷）三类，具体为：

峰段：7:00－9:00，17:00-23:00；

谷段：9:00-17:00；

平段：0:00-7:00，23:00－0:00。

3.根据区内电力供需情况，适时调整峰、平、谷时段划分。

五、交易组织

用户/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%，年度、多月、月度和旬交易成交总电量不低于上年用电量/上网电量的 70%。为促进中长期市场与现货市场衔接，在 2025 年现货市场结算试运行期间（具体时间以正式通知为准），用户/发电企业年度、多月、月度、旬、日融合交易峰、谷、平三段成交电量分别不低于上年各时段用电量/上网电量的 70%。

（一）年度/多月交易

1.年度交易标的为每月 24 小时时段总电量。

（1）用户与新能源交易：用户（含售电公司，下同）与新能源以双边协商和集中竞价方式开展交易，集中竞价交易以统一边际价格出清。电网企业代理购电参与用户与新能源集中竞价交易。

（2）用户与火电交易：用户与火电主要开展集中竞价交易，以统一边际价格出清，适时组织开展双边、挂牌等交易。

2.每季度末按照年度交易组织方式开展后续月份多月交易，满足新入市市场主体交易需求。

(二) 月度交易

月度交易标的为全月 24 小时时段总电量。月度交易按照用户与新能源、用户与火电次序组织，均开展集中竞价交易，以统一边际价格出清。

(三) 旬交易

旬交易标的为次旬 24 小时时段总电量。旬交易按照用户与新能源、用户与火电次序组织，均开展集中竞价交易，以统一边际价格出清。

(四) 日融合交易

1. 日融合交易按工作日连续开市，每日(T 日)组织开展 T+2 日融合交易，遇节假日组织开展多日交易，具体以交易日历安排为准。

2. 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。

3. 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. 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过其购入电能量的净值。

(五) 合同交易

每月底组织开展后续月份合同置换、回购交易、合同转让交易，适时开展月内连续合同转让交易，市场主体可转让该月后续未执行日期合同电量，丰富合同交易组织方式，满足市场主体灵活合同电量调整需求。

（六）绿电交易

1.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，电能量价格按照新能源与用户分时段交易价格机制执行，环境价格由双方协商确定。

2.区内绿电交易暂按年度、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绿电交易。区内绿电交易暂以双边协商方式为主，适时组织开展集中竞价、挂牌交易。

3.在完成可再生能源消纳责任权重指标的前提下，用户超额消纳的绿电交易电量、购买绿证折算电量不计入其能耗双控指标。

4.用户可通过新能源电力直接交易、绿电、绿证交易实现100%绿色用能。鼓励核定的“绿电园区”负荷和配建新能源场站优先开展绿电交易。

（七）交易限额

1.为确保市场主体合理参与交易申报，发电企业、用户均采用分时段交易限额，具体为：

用户分时交易总限额=2024年1-11月该时段最大用电量×1.1×当月日历天数；

新能源分时交易总限额=装机容量×当月日历天数；

火电分时交易总限额=装机容量×当月日历天数。

2.2025 年有增量用电需求的用户，可由地市供电公司开具增量用电需求证明，并明确增量日负荷曲线。

3.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。

(八) 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自动平均分解到日。

2.电网企业应综合考虑季节变更、节假日等因素，定期预测代理购电典型负荷曲线，并通过交易平台予以公布。

3.按照“以用定发，发用匹配”原则，确定风电、光伏、水电、燃气等各类电源优先发电计划曲线。按以下原则执行：（1）燃气、垃圾、瓦斯、水电、分布式电源等全额收购机组按对应电源典型曲线优先匹配优先用电典型曲线；（2）剩余优先用电计划典型曲线，按照每月各时段全网风电、光伏典型出力比例分解至风电、光伏。

4.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。考虑光伏发电特性，优先分解光伏中标电量至谷段，其他类型电源按剩余外送曲线等比例分

摊。

5.省间短期外送交易电量需分解至每日 24 小时时段，由电力调度机构在事后次日向发电企业发布。

六、价格机制

（一）用户与火电交易价格

火电与用户平段交易申报价格应符合《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，以下简称 1439 号文）、《国家发展改革委 国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501 号）要求，峰段交易申报价格不低于平段价格的 150%，谷段交易申报价格不超过平段价格的 50%。

（二）用户与新能源交易价格

为促进光伏产业健康发展，综合考虑光伏投资成本回收，并进一步拉大峰谷价差，新能源价格浮动比例暂定为 30%，即用户与新能源平段交易申报价格不超过基准电价，峰段交易申报价格不低于平段价格的 130%，且不超过基准电价的 150%，谷段交易申报价格不超过平段价格的 70%。新能源峰段价格上浮比例不高于谷段价格下浮比例。

（三）日融合交易价格

1.日融合交易均价为该时段成交结果加权平均价。

2.为保障日融合交易价格稳定，分别对峰、平、谷时段设定最低和最高限价。峰、平、谷各段申报价格下限为 2025 年年度

交易各时段成交最低价的 0.9 倍，申报价格上限为 2025 年年度交易各时段成交最高价的 1.1 倍。

3.根据市场运行实际适时调整日融合交易限价区间。

(四) 电网企业代理购电

电网企业代理购电采用报量不报价方式、作为价格接受者参与市场出清。电网企业按月预测代理购电典型曲线及月度代理购电电量，并依此参与交易申报。

电网企业代理购电与新能源交易电量申报比例按国家下达宁夏 2025 年可再生能源消纳责任权重确定。电网企业代理购电用户实际用电执行峰平谷电价，对应电价取电网企业代理购电当期月度峰、平、谷各时段交易加权价，峰、平、谷时段执行本细则的时段划分。

七、零售市场

(一) 代理关系确定

1.售电公司与用户零售服务期限按照月为最小单位，最短为一个自然月，最长为一个自然年。原则上起始时间不早于次月第一个自然日，终止时间不晚于当年最后一个自然日。同一周期内，用户仅可与一家售电公司（包括有售电资质的负荷聚合商、虚拟电厂等）确立零售服务关系，用户全部电量通过该售电公司购买。

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。

3.售电公司与用户通过电力交易平台建立零售服务关系时，

可参考合同范本（具体由交易中心另发）签订零售服务合同。

（二）零售套餐

1.售电公司和零售用户需变更后续月份零售套餐类型的，经双方确认后，于每月 15 日前提交交易机构，通过后于次月生效。

2.每日中午 12 时前，售电公司与零售用户可通过交易平台对次日以后零售套餐信息进行修改，经双方确认后提交交易机构，未修改的按原套餐信息执行。

（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，也可双方签订合同提前解除，同时协商确定需划转至用户的交易电量。零售服务解除申请，于每月 15 日前通过交易平台提交交易机构，通过后于次月生效，代理关系解除后的零售用户为批发用户。

2.售电公司与零售用户约定可以单方提请解除零售服务关系，需支付违约金的由售电公司或用户自行收付。

3.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《国家发展改革委国家能源局关于印发<售电公司管理办法>的通知》（发改体改规〔2021〕1595 号）和《宁夏电力市场保底售电实施方案》（附件 2）要求执行。

八、交易结算

（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。市场主体各时段（小时）所有交易合同（含优先发电计划）先按照合同价格全量结算，再根据交易合同电量净值与其实际上网电量、用电量差值开展偏差结算。

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。

3.参与市场交易的自备电厂按照市场规则结算，调发电量根据电力调度机构出具证明按照区内火电机组年度、月度电力直接交易均价结算。

4.零售用户按照与售电公司签订的零售套餐结算。

（二）偏差结算价格

1.市场主体各时段偏差电量按照当日对应时段日融合交易加权价进行结算。

2.若当日某时段无日融合交易价格或除日融合交易外当月用户/发电企业成交电量低于实际用电量/上网电量的 70%，用户（含售电公司）各时段正偏差电量暂执行基准电价的 $K1$ 倍（ $K1$ 暂取 1.8），发电企业各时段正偏差电量执行基准电价的 $K2$ 倍（ $K2$ 暂取 0.5），负偏差电量均按照对应时段年度、月度区内电力直接交易均价结算。

3.用户及发电企业入市首月不执行 70%比例要求，发电企业对应用户主体下网电量不执行 70%比例要求，所有偏差电量按照对应时段日融合交易加权价结算。

4.电网企业代理购电月度实际用电量平均分解到每日，并按

照代理购电典型负荷曲线分解至每日 24 小时时段，并按照用户侧结算原则开展分时段结算。

5.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，按照当期年度、月度区内电力直接交易加权价结算。

6.若市场化用户交易电费、不平衡资金、辅助服务费等为负电费时，该项费用不执行功率因数调整电费。

（三）高耗能用户价格浮动机制

高耗能用户通过浮动电费方式落实 1439 号文“高耗能企业市场交易电价不受上浮 20%限制”要求，具体如下：

1.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，其中：

（1）该用户与火电交易电量为用户与火电年度、月度、旬交易、合同交易成交总量。

（2）该用户与火电交易价格为用户与火电年度、月度、旬交易、合同交易成交均价。

（3）为保障全区电力安全稳定供应， $K3=2024$ 年火电与高耗能用户交易均价/火电与非高耗能用户（含电网企业代理购电）交易均价-1。待 2024 年所有交易组织完成后，由交易中心计算 K3 具体取值（保留两位小数），并向市场主体公示，后续根据市场运行情况适时调整。

2.全体高耗能用户各时段浮动总电费根据该时段各火电供

区内电量比例向火电分摊。

火电各时段分摊电费=（该时段火电上网电量-外送实结电量）/（该时段统调公用火电总上网电量-总外送实结电量）×高耗能用户该时段浮动电费

区内统调公用火电、统调公用自备火电、中机国能宁东热电等参与区内市场化交易的火电均参与浮动电费分摊。

3.高耗能用户浮动电费和火电分摊电费在结算单中单独列示。因计量电量数据或交易计划调整等原因导致的浮动电费和分摊电费差额一并纳入宁夏电力市场不平衡资金进行清算。

九、风险防控

当出现以下情况时，电力交易机构、电力调度机构依法依规采取市场干预措施：

- 1.电力系统内发生重大事故危及电网安全的；
- 2.市场技术支持系统发生重大故障，导致交易无法正常进行的；
- 3.因不可抗力导致市场交易不能正常开展的；
- 4.恶意串通操纵市场并严重影响交易结果的；
- 5.国家能源局及其派出机构作出暂停市场交易决定的；
- 6.市场发生其他严重异常情况的。

十、有关要求

（一）加强市场交易组织协同。电力交易机构、电力调度机构要进一步发挥电力市场运营机构职能作用,不断提升市场运营

能力和服务水平。电力调度机构应在满足系统安全运行约束、新能源优先消纳的前提下，提高中长期市场合同履约率。充分发挥电力市场管理委员会议事协调作用，保障市场主体合法权益。

（二）加强市场风险分析研判。各市场主体要加强交易队伍建设，提高交易业务人员理论水平和技术能力，认真研读交易规则，分析研判电力供需形势、一次能源价格波动对电力市场运行的影响，根据自身实际发用电需求，制定合理的报价策略，做好市场交易工作。

（三）加强售电公司管理。交易中心按照《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）要求收缴履约保函（保险）。

（四）加强可再生能源区内消纳。国网宁夏电力公司要加强负荷预测与调度管理，稳步提高可再生能源区内消纳水平，确保自治区可再生能源消纳责任权重指标完成。

（五）加强代理购电信息公开。国网宁夏电力公司应做好代理购电相关信息公开、电费结算等工作，原则上每月月底前3日依规公示代理购电相关信息。

十一、其他事项

（一）请各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，合理出具用户年度和分月增量用电需求说明。

（二）非现货市场结算试运行期间，按此文件开展中长期市场交易结算；现货市场结算试运行期间，按照现货市场交易规则相关要求执行。

(三)尖峰及深谷电价相关政策由自治区相关主管部门另行制定。

(四)分时段交易结算所需电能量数据,按照《电力市场电能示值曲线校核及拟合方案》(附件3)执行。

(五)本通知相关内容及交易结算参数根据国家政策及区内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。

(六)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。本规则执行中如遇有关问题和情况,请及时向自治区发展改革委报告,或与电力交易机构联系。

联系电话:

自治区发展改革委: 0951—5016773 0951—8301967

宁夏电力交易中心: 0951—4915916

- 附件: 1.宁夏独立储能参与中长期市场交易方案
2.宁夏电力市场保底售电实施方案
3.电力市场电能示值曲线校核及拟合方案

Stamp
宁夏回族自治区发展改革委

2024年12月20日

(此件公开发布)

附件 1

宁夏独立储能参与中长期市场交易方案

为贯彻落实国家关于加快推动新型储能发展的政策部署，根据《国家发展改革委 国家能源局关于加快推动新型储能发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕1051号）、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》（发改办运行〔2022〕475号），为做好独立储能参与中长期电力市场，结合宁夏电力市场实际，现就有关事项通知如下。

一、总体原则

1.现货市场连续运行前，在储能参与中长期电能量市场的同时，可同步享受调峰辅助服务补偿，中长期电能量合同按照“照付不议、偏差结算”的原则结算，调峰价格按西北能源监管局和我委出台文件为准。现货市场连续运营运行后，储能可参与现货电能量交易及调频辅助服务交易，推动建立储能容量补偿机制，鼓励储能产业健康平稳发展。

2.本通知适用于宁夏现货市场连续运行前区内独立储能参与宁夏中长期电力市场交易，未尽事宜按照宁夏中长期电力市场相关规则要求执行。

3.独立储能指具备独立计量、控制等技术条件，接入调度自动化系统可被电网监控和调度，符合相关标准规范和电力市场运

营机构等有关方面要求，具有独立法人资格的新型储能企业。

4.独立储能作为独立经营主体参与电力市场；配建储能通过技术改造满足同等技术条件和安全标准，可选择转为独立储能参与宁夏中长期电力市场交易。

5.独立储能应严格遵守市场规则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他经营主体的利益。

二、独立储能权利与义务

1.按规则参与电力市场交易，签订和履行各类交易合同、购售电合同和相关市场交易合同，按时完成电费结算；

2.提供市场交易所必须的电力电量需求、典型曲线及相关生产信息；

3.获得公平的输电服务和电网接入服务；

4.执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度，在系统特殊运行状况下或电力供不应求时，按电力调度机构要求安排用电；

5.按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息；

6.法律法规规定的其他权利和义务。

三、市场注册

（一）注册条件

独立储能注册应满足以下条件：

1.应当是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独

立承担民事责任的实体企业。内部核算的企业经法人单位授权，可以参与交易；

2.签订并网调度协议，取得调度命名文件，接入调度自动化系统可被电网监控和调度；

3.具备电力、电量数据分时计量和传输条件，数据准确性与可靠性满足要求；

4.按照规定签订供用电合同、购售电合同；

5.政府核准文件（备案文件）。

（二）市场注册

1.满足准入条件的独立储能企业可通过宁夏电力交易平台办理市场注册，须对注册信息及提供资料的真实性、准确性、完整性负责。

2.独立储能注册信息发生变更，应当在信息变更后 5 个工作日内通过交易平台提交信息变更申请，履行变更手续。涉及物理运行参数变更的，在电力调度机构完成变更后，同步通过交易平台变更相关信息；涉及用电户号信息变更的，在电网企业完成变更后，同步通过交易平台变更相关信息。

3.已在交易平台注册的独立储能需在交易平台补充满足商业运营条件的文件以及入市声明，电力交易机构审核通过后，可参与次月市场交易。

（三）市场注销

1.独立储能满足下述情况之一的可办理自愿退市（市场注

销) 手续:

- (1) 经营主体宣告破产, 独立储能主体(项目) 不再运行;
- (2) 因国家政策、电力市场规则发生重大调整, 导致原有独立储能主体(项目) 非自身原因无法继续参加市场的情况等。
- (3) 因电网网架调整, 导致独立储能的发用电物理属性无法满足所在地区的市场准入条件。

2. 自愿退市的独立储能主体应按照国家及自治区相关规定, 提前向电力交易机构提出退市申请。已参与电力市场交易的独立储能主体, 应提前 45 个工作日向电力交易机构提交退出申请, 终止交易月之前(含当月), 相关交易合同由该储能主体(项目) 继续履行, 或通过自主协商的方式完成交易合同处理。

3. 电力交易机构完成对独立储能主体的注销申请信息核验后, 通过电力交易平台公示 10 个工作日, 公示期满无异议, 在交易平台中予以注销。公示期间如果存在异议, 则驳回注销申请, 待异议处理完成后, 独立储能主体再次申请注销。

4. 经电力主管部门或能源监管机构认定, 或电力交易机构上报后经认定强制退市的独立储能主体, 列入强制退市名单, 公示 10 个工作日, 公示通过后退市生效。存在以下情形的, 强制退出市场:

- (1) 依法被撤销、解散、工商注销等导致不再符合准入条件;
- (2) 隐瞒有关情况或者提供虚假申请材料等方式违规进入

市场，拒不整改的；

(3) 严重违反市场交易规则，拒不整改的；

(4) 企业违反信用承诺或信用评价降低为不适合继续参与市场交易的；

(5) 不具备安全生产条件，不满足调度并网要求的；

(6) 违反法律、法规规定的其他情形。

四、交易组织

1. 独立储能参与中长期电力市场期间以发电（放电）和用户（充电）双重身份分别参与市场交易，初期不参与零售市场。

2. 同一交易周期、交易标的，储能仅可作为购电方或售电方参与交易。储能以额定容量作为参与中长期交易的边界条件，单笔交易中的购电量不超过其最大充电能力，售电量不超过其最大可放电能力。

五、安全校核与交易执行

1. 参与中长期电力市场交易的独立储能，在电力系统正常运行时，原则上按照中长期交易结果运行；在电网安全控制、电力供应紧张、新能源消纳困难及其他必要情况时，由电力调度机构按需实施调度。

2. 月度交易组织完毕后，电力交易机构在 3 个工作日内将包括储能在内的中长期交易合同电力曲线提交电力调度机构，对储能中长期交易无约束出清结果进行安全校核，并在 1 个工作日内将校核结果反馈电力交易机构。

3.储能日融合交易组织完毕后，电力交易机构在1个工作日内将包括储能在内的中长期交易合同电力曲线提交电力调度机构，对储能中长期交易无约束出清结果进行安全校核，并在1个工作日内将校核结果反馈电力交易机构。

4.电力交易机构将安全校核后的有约束出清结果，向电力调度机构及经营主体发布，并作为储能参与中长期交易计划执行和结算的依据。

六、计量和结算

1.电网企业应当根据市场运行需要为储能安装符合技术规范的计量装置。分别计量储能用电量及上网电量，计量周期和抄表时间应当保证最小交易结算周期需要。

2.电网企业应通过系统将独立储能的分时段用电量和上网电量计量数据传输至电力交易机构，确保计量数据完整、准确。

3.当电量数据有异议时，由电网企业组织相关经营主体协商解决。

4.独立储能参与中长期市场期间，按照“照付不议、偏差结算”的原则，发、用两侧解耦结算，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。

5.独立储能发、用两侧主体暂不执行交易电量70%比例要求。储能主体用电侧和发电侧的偏差电量，均按该储能主体当日对应时段所有交易合同加权平均电价进行结算；如该储能主体对

应时段无市场化交易合同，按当日对应时段全市场日融合交易加权价进行结算。

6.独立储能参与中长期电力市场期间，暂不参与宁夏电力市场不平衡资金分摊。

七、相关要求

（一）加强市场交易组织协同。电力交易机构、电力调度机构要进一步发挥电力市场运营机构职能作用，不断提升市场运营能力和服务水平。电力调度机构应在满足系统安全运行约束、新能源优先消纳的前提下，提高中长期市场合同履约率。充分发挥电力市场管理委员会议事协调作用，保障市场主体合法权益。

（二）加强市场风险分析研判。各市场主体要加强交易队伍建设，提高交易业务人员理论水平和技术能力，认真研读交易规则，分析研判电力供需形势、一次能源价格波动对电力市场运行的影响，根据自身实际发用电需求，制定合理的报价策略，做好市场交易工作。

（三）本通知相关内容及交易结算根据国家政策及区内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。如遇国家或区内政策调整，按最新政策执行。

（四）本通知执行中如遇有关问题和情况，请及时向自治区发展改革委报告，或与电力交易机构联系。

附件 2

宁夏电力市场保底售电实施方案

为积极稳妥推进宁夏售电侧改革，保护经营主体的合法权益，依据《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈售电公司管理办法〉的通知》(发改体改规〔2021〕1595号)、《国家能源局关于印发〈电力市场注册基本规则〉的通知》(国能发监管规〔2024〕76号)等文件，结合宁夏电力市场实际情况，制定本方案。本方案中保底售电是指因各种原因售电公司(包括虚拟电厂)无法履行市场交易职责时，由保底售电公司承接有关业务，代理相关电力用户购电并为其提供保底售电服务的行为。

一、保底售电公司的必要条件

(一)经营稳定。经营现金流稳定，具有承接保底售电服务的财务能力，在宁夏连续开展售电业务不少于2年。

(二)信用良好。售电公司无不良信用记录，法人及其法定代表人董事、监事、高级管理人员无不良信用记录，近2年无因售电业务产生的法院判决败诉情况。

(三)资金储备充足。售电公司资产总额不低于2千万元人民币。售电公司履约保障凭证额度充足，承担保底售电服务时具有充足的资金保障。

(四)人员技术实力强。售电公司人员应有电力、能源、经济、金融等行业3年及以上工作经验，高级和中级职称人员分别至少为1人、3人。

二、保底售电公司确定流程

(一) 意向征集。保底售电公司每年确定一次。每年 12 月份,电力交易机构在电力交易平台发布保底售电公司意向征集的通知。

(二) 递交意向申请书。满足必要条件且自愿成为保底售电公司的,需向电力交易机构递交保底售电公司申请书,申请书需包含经营稳定、信用良好、人员技术实力强、资金储备及履约保障凭证金额充足等证明材料,并承诺自愿承担保底售电服务和保底售电风险。

(三) 公示及审核。电力交易机构将保底售电公司名单在电力交易平台公示 3 个工作日后,报自治区发展改革委,自治区发展改革委发布确定后的保底售电公司名单。市场中符合资格条件的售电公司数量不足或无自愿申请的售电公司时,由政府主管部门确定保底售电公司名单。

三、保底售电服务

(一) 启动条件。对可能存在以下情况之一的,启动保底售电服务:

- 1.存在售电公司未在截止期限前缴清结算费用。
- 2.存在售电公司不符合市场履约风险有关要求。
- 3.存在售电公司自愿或强制退出市场、被取消交易资格,其购售电合同经自主协商、整体转让未处理完成。

(二) 启动程序。由电力交易机构报自治区发展改革委、国家能源局西北监管局同意后,书面通知保底售电公司、原售电公

司（包括拟退出售电公司、被取消交易资格的售电公司），以及原售电公司的批发合同各方、电力用户。通知当月未处理完成的合同继续由原售电公司承担并结清市场化费用。保底售电公司自通知次月起承接批发合同及电力用户服务。

（三）确立服务关系。电力用户执行保底零售价格，需与保底售电公司签订零售套餐（参考宁夏电力市场零售套餐），中长期模式下，保底零售价格不超过电网企业代理购电价格的 1.5 倍，现货结算试运行或正式运行期间，保底零售价格不超过实际现货市场用户侧实时出清均价的 2 倍。电力用户与公布的保底售电公司自行协商确立代理关系及套餐，无法确立的，电力用户可向电力交易机构提出书面申请，由电力交易机构组织所有保底售电公司参与竞价，最终由电力用户确定保底售电公司。电力用户应配合提供计划电量或电力曲线。电力交易机构可公布电力用户相关信息。启动保底售电服务后，保底售电公司保底服务对应的市场化交易单独结算，与其他售电公司执行统一的市场交易、结算规则。

（四）结束服务。执行保底服务满一个月后，电力用户可自主选择与其他售电公司（包括保底售电公司）协商建立新的代理关系，保底售电公司不得以任何理由阻挠。电力用户在交易平台建立新的代理关系后，对应套餐生效月份起，保底售电公司不再提供保底服务。未建立新的代理关系的电力用户，继续由保底售电公司执行保底服务。

（五）兜底原则。若全部保底售电公司由于经营困难等原因，

无法承接保底售电服务，由电网企业提供保底售电服务，参照电网企业代理购电无理由退市市场化用户相关政策执行。

四、其他事项

（一）在保底售电服务期内，保底售电公司不得以任何理由拒绝承担保底售电业务。确因各种原因无法承担保底售电业务的，应及时向自治区发展改革委提交退出申请并经同意后方可免除承担保底售电服务义务。

（二）因原售电公司违规、经营不善等原因导致触发保底售电服务的，由此对批发合同各方、零售电力用户造成的损失由该售电公司承担，批发合同各方、零售电力用户可按协议（合同约定）向原售电公司索赔。保底售电公司不承担该部分损失。

（三）保底售电公司承接保底售电业务后，因保底售电公司自身原因造成相关发电企业、零售电力用户的损失由该保底售电公司承担。存在违规行为的保底售电公司，由自治区发展改革委取消其本年度及未来2个年度的保底售电资格。

（四）保底售电公司须将保底售电业务单独记账、独立核算，并按月通过书面方式将相关价格水平、盈亏情况报自治区发展改革委。

（五）自治区发展改革委、国家能源局西北监管局根据职责对保底售电工作进行监管。

附件 3

电力市场电能示值曲线校核及拟合方案

为推进宁夏电力市场改革，支撑自治区分时段、现货市场交易规则有效落实，保障发用两侧分时段电能示值采集及时、完整、准确，在 2024 版拟合规则上修订形成新版电力市场电能示值曲线校核及拟合规则。电能量计量数据唯一来源为电能计量装置，市场结算用电关口计量数据，原则上应由用电信息采集系统自动采集，受系统、技术以及现场客观因素制约。为确保结算数据的准确性，日数据推送周期为 D-3，月末最后三天数据次月 1 日集中推送；月末对全月时点数据再次进行拟合作为日清分依据。自动采集数据不完整时，根据拟合规则补全。

一、电压等级划分原则

高压用户：供电电压等级在 10kV 及以上的用户。

低压用户：供电电压等级在 1kV 以下的用户。

二、电能示值曲线校核规则

（一）高压用户数据校核规则

1.96 点电能示值曲线任意时间点数据为空。

2.15 分钟电能示值走字为负值。

3.日电量大于等于用户容量*24*K1（K1 暂时默认为 1.5）。

4.15 分钟电能示值走字大于当日电能示值走字。

（二）低压用户数据校核规则

1.单相表 15 分钟电能示值走字大于 5、直接接入式三相表 15 分钟电能示值走字大于 15，经互感器接入的三相表 15 分钟电能示值走字大于当日电能示值走字。

2.96 点电能示值曲线任意时间点数据为空。

3.15 分钟电能示值走字为负值。

4.日电量大于额定电压*额定电流*综合倍率/1000*24。

(三) 发电关口侧数据校核规则

1.96 点电能示值曲线任意时间点数据为空。

2.15 分钟电能示值走字为负值。

3.15 分钟电能示值走字大于前一日电能示值 15 分钟走字平均值的 K2 倍 (K2 暂时默认为 3)。

三、曲线数据拟合规则

(一) 发电关口侧数据拟合规则

1.当发电侧关口点主表采集数据缺失时，则所缺数据采用该关口点对应的副表数据进行近似拟合，拟合时以副表同一时段电量进行计算后，补全至主表所缺数据点。若主、副表均采集失败，则继续使用下一条拟合规则。

2.当计量点采集数据连续缺失点数小于等于 2 个点时，缺点期间电能示值曲线按时点分摊获得。

3.当计量点采集数据连续缺失点数大于 2 个点且小于 96 个点时，取该计量点表计同属性日期的前 4 个运行日 (至少 2 个运行日) 的电能示值进行拟合。

4.当计量点采集数据连续缺失点超过 96 个点时，进行示值

追溯。缺点期间电能示值曲线由恢复正常采集后的电能示值和采集失败前最后一个采集成功的电能示值按电源类型的典型曲线分摊获得。

5.当计量装置故障导致电能表计量不准确时，期间异常电量按照电能计量规程追补，电量曲线数据基于电能表计量电量、追补电量根据电厂月度发电曲线拟合，拟合电量曲线经电厂与电量追补单位共同确认后报送交易中心用于结算。

(二) 高压用户侧数据拟合规则

1.当连续时间点内缺点小于等于 1 小时，缺点期间电能示值曲线按时点分摊获得；当连续时间点内缺点数大于 1 小时且小于等于 3 天时，取该计量点表计同属性日期的前 4 个运行日（至少 2 个运行日）的电能示值进行拟合，若前 4 个运行日无法计算时，缺点期间电能示值曲线按时点分摊获得。

2.当计量点示值曲线采集失败超过 3 天（自然天）时，取该计量点表计同属性日期的前 4 个运行日（至少 2 个运行日）的电能示值进行拟合。

3.当用户申请暂停或停用无法采集电能示值时，暂停或停用期间电能示值曲线以系统流程中录入的电能示值进行补全。补全电能示值与月结算止码或现场实际电能示值不一致导致的电量差值计入差额电量。若在暂停期间用户私自启用系统采集到大于等于 8 个小时连续走字的电能示值曲线数据，按采集到的电能示值曲线数据进行电量计算。如在暂停恢复前，有采集到的电能示值但后续电能示值又为空的（不满足大于等于 8 个小时连续走字

要求), 全部按照暂停录入的电能见值补全。

(三) 低压用户侧数据拟合规则

1. 电能见值曲线数据采集全失败的用户, 根据低压用户连续两天 0:00 点电能见值差值除以 96 求取 D-1 日电能见值曲线平均值, 按 D-1 日的 0:00 点电能见值, 依次按照 0 点 15 分电能见值曲线 = (D-1 日 0:00 点电能见值 + 平均值), 0 点 30 分电能见值曲线 = (0 点 15 分电能见值 + 平均值) 的方法拟合 96 点电能见值曲线。

2. 电能见值曲线数据采集存在漏点的用户, 按照临近采集成功电能见值差值除以临近点数求取差值平均值, 按照采集成功电能见值曲线 + 差值平均值的方法, 依次拟合漏点电能见值曲线。

3. 低压用户月末最后一天 24:00 点电能见值缺失的, 按月末最近三天最后一次采集成功的 0:00 点电能见值进行拟合, 形成月末 24:00 点的拟合电能见值, 推送营销系统开展电费结算, 后续采集成功后不再调整当月结算数据, 偏差电量计入下一结算周期。

四、其他规则

1. 发电企业应做好自有产权电能量采集终端运维, 保障电能量采集终端满足电能见计量采集管理信息系统市场化现货交易数据采集要求。

2. 对于因运营商网络未覆盖等原因暂不具备 96 点电能见值自动采集的用户, 以每日 0 点电能见值数据按照时点分摊获得电能见值曲线。

3.电力用户正常用电情况下，存在互感器倍率较大、电能计量装置误差等原因造成个别时段电量记录为零时，经电力用户申请、电网企业核实后，可按计量装置记录的相近时段电量进行均摊。

4.市场化用户存在套扣计量点，当某个时段子表电量大于主表电量时，主表电量扣减到零为止，不够扣减部分计入差额电量。

5.存在定量定比子计量点的市场化用户，定量定比子计量点的电量计入差额电量。

6.拟合数据等同于正常采集数据。

7.换表用户，换表当天新表电量计入差额电量。

8.发电侧和用电侧共享表计执行用电侧拟合规则。

9.光伏发电用户表码采集缺点时集中在白天发电时段拟合表码走字。

10.发电企业因电量结算公式计算出现日清电量为负值的时段，按 0 电量拟合。发电企业因电量计算尾差等引起的日清与月结之间的差额电量，按发生电量时段等比例分摊。

