

国家能源局山西监管办公室

晋监能市场函〔2026〕17号

关于征求《山西电力中长期交易实施细则 (征求意见稿)》意见的函

国网山西省电力公司、山西电力交易中心有限公司、中央驻晋及省属电力集团、有关经营主体：

根据《国家发展和改革委员会 国家能源局<关于印发电力中长期市场基本规则>的通知》(发改能源规〔2025〕1656号)相关要求，结合山西市场运行实际，我办组织修订了《山西电力中长期交易实施细则(征求意见稿)》。请研究提出意见建议，并将反馈意见于2月15日17:00前书面反馈至我办。

联系人：贾钊

联系方式：0351-7218490

电子邮箱：sxnyjgb@163.com

附件：山西电力中长期交易实施细则(征求意见稿)



附件

山西电力中长期交易实施细则 (征求意见稿)

第一章 总 则

第一条 为持续深化电力市场改革，优化电力资源配置，实现中长期交易与现货市场、省内市场与全国统一大市场的有效衔接，依据《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发〔2015〕9号)及其配套文件、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)、国家发展改革委办公厅《关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》(发改办价格〔2021〕809号)、山西省人民政府办公厅《关于印发山西省电力市场运营管理方法的通知》(晋政办发〔2022〕87号)、国家发展和改革委员会 国家能源局《关于印发电力中长期市场基本规则的通知》(发改能源规〔2025〕1656号)、山西省发展改革委《关于贯彻落实国家发展改革委进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》(晋发改商品发〔2021〕457号)等文件，结合山西电力市场运行实际，制定本细则。

第二条 本细则所称电力中长期交易指发电企业、电力用户、

售电公司等经营主体，通过双边协商、集中交易等市场化方式，开展的多年、年、多月、季、月、旬、日等电力交易。本细则适用于山西电力中长期市场交易与结算。

第三条 在电力现货市场运行期间组织开展电力中长期分时段交易。电力中长期分时段交易是指将每天 24 小时分为若干个时段，以每个时段的电量为交易标的，组织发电侧与批发用户（含售电公司、负荷类虚拟电厂、储能等新型主体）分别按时段开展电力中长期交易，由各个时段的交易结果形成各经营主体的中长期合同曲线。山西电力市场中长期分时段交易暂分为 24 个时段，交易周期暂分为年度、多月、月度、旬和日。

第四条 优先发电电量等执行政府定价的电量部分视为厂网间双边交易电量，签订厂网间购售电合同，相应合同纳入电力中长期交易合同管理范畴，其执行和结算均应遵守本细则。

第五条 任何单位和个人不得不正当干预市场运行。任何单位和个人扰乱电力市场秩序且影响电力市场活动正常进行，或者危害电力市场及相关技术支持系统安全的，按照有关规定处理；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第六条 电力市场成员应当严格遵守市场规则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他经营主体的合法权益。

第七条 本实施细则未尽事项，遵照山西电力市场有关规定执行，如与国家有关政策规则不一致的，按国家政策规则执行。

第八条 国家能源局山西监管办公室（以下简称山西能源监

管办）和山西省能源局根据职能依法履行山西电力中长期分时段交易监管职责。

第二章 市场成员

第九条 市场成员包括各类发电企业、电网企业、配售电企业、电力交易机构、电力调度机构、电力用户、虚拟电厂、辅助服务提供商（包含储能企业、负荷聚合商等）等。各类成员须符合国家及山西省准入条件且在电力交易机构完成注册。关停机组等不参与现货市场的机组，只能在发电权交易中转出电量，不参与其他交易。暂未直接参与电力中长期市场的电力用户按规定由电网企业代理购电，允许在次月选择直接参加批发市场或零售市场。

此外，符合跨省跨区外送市场准入条件的发电企业可参与北京电力交易中心组织的跨省跨区中长期交易；电网企业可代理发电企业参与跨省跨区中长期交易。

第十条 各类市场成员的权利和义务，按国家有关规定和山西省电力市场规则体系中相关规定执行。

第十一条 电力经营主体的准入、注册管理按照国家和山西省有关电力市场准入注册政策，《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）、《山西省能源局 国家能源局山西监管办公室关于印发<售电公司管理实施细则>的通知》（晋能源电力

发〔2025〕7号)等执行。

第三章 交易品种、周期和交易方式

第一节 交易品种

第十二条 电力中长期交易品种主要包括省间交易、省内电力直接交易、合同转让交易、回购交易、绿色电力交易等。根据市场发展需要开展输电权、容量等其他类型交易品种。

第十三条 省间交易按照跨区跨省电力中长期交易实施细则，由北京电力交易中心组织安排，省内经营主体在全国统一电力交易平台参与交易，保障交易计划优先落实、优先结算。发电企业应在自身发电能力范围内，按照不超交易标的的原则进行申报。省间交易成交电量按交易公告发布的交易曲线或明确的分解方式进行曲线分解。省间交易公告中明确按照“权重系数法”出清的权重算法为：

$$Q_{i\text{中标}} = Q_{\text{总}} \times \frac{C_{i\text{机组}} \times \rho_{i\text{容量}} \times \rho_{i\text{空冷}} \times \rho_{i\text{综合}} \times \rho_{i\text{供热}}}{\sum_{i=1}^n (C_{i\text{机组}} \times \rho_{i\text{容量}} \times \rho_{i\text{空冷}} \times \rho_{i\text{综合}} \times \rho_{i\text{供热}})}$$

其中， $Q_{i\text{中标}}$ 为第 i 台机组中标电量， $C_{i\text{机组}}$ 为机组容量， $\rho_{i\text{容量}}$ 为容量系数， $\rho_{i\text{空冷}}$ 为空冷系数， $\rho_{i\text{综合}}$ 为资源综合利用系数， $\rho_{i\text{供热}}$ 为供热系数。

当发电企业计算的中标电量大于其申报电量时，申报电量为无约束成交电量，总电量减去成交电量后的剩余电量进行再次分

配，直至完成；当各发电企业计算的中标电量小于或等于申报电量时，计算中标电量即为无约束成交电量。

为鼓励和提高大容量、环保机组的中标电量比例，促进节能减排，同时设置权重系数：

(1) 容量系数：13.5 万千瓦级机组容量系数为 1.0，20 万千瓦级机组取 1.1，30 万千瓦级机组容量系数为 1.2，60 万千瓦级机组容量系数为 1.4，100 万千瓦级机组容量系数为 1.8。

(2) 空冷系数：非空冷机组系数为 1，空冷机组系数为 1.1。

(3) 资源综合利用系数：燃烧低热值煤机组系数 1.1，其余燃煤机组系数为 1。

(4) 供热系数：若为鼓励机组供热，在按“权重系数法”出清时可为供热机组设置 1.2 的系数。现货模式下，在交易执行日的前 3 天 (D-3 日)，若省间有约束交易结果仍未发布，交易机构可依据无约束结果或交易公告原则先行生成交易合同、分解合约曲线，但在有约束结果下发前不允许参与合同转让交易。

第十四条 中长期省间购电

电网企业根据电力电量平衡预测情况，提出购电电量电力需求，经汇报省能源局、山西能源监管后进行购电。初期由电网企业统一代理采购，购电范围为省内华北网调机组、特高压配套电源，视情况增加购电范围；后期视省间电力市场发展情况，逐步过渡至由批发用户、售电公司自行参与交易。购电价格依据售出省份市场价格行情协商确定，经汇报省能源局后进行采购。交易方

式包括双边协商、挂牌、单边竞价等方式，具体以交易公告为准。

第十五条 外送通道配套电源认购交易

配套电源仅参加对应外送通道的省间交易，暂不参加其他通道外送交易。国家明确配套电源消纳省份的，仅参与对应通道、对应消纳省份的省间交易，不参加其他省间交易。配套电源和其他机组均可参与外送合同转让交易，按照本实施细则合同转让条款执行。

晋北风电基地项目应优先参与雁淮直流外送交易，如有剩余发电能力可参与省内交易。原则上按照大小风季节确定分月申报外送电量（小风季6-9月，大风季1-5、10-12月），确保完成政府间协议电量或双方政府已达成一致的电量规模。

第十六条 省内电力直接交易

省内电力直接交易在发电企业与售电公司、批发市场用户（批发用户、售电公司、虚拟电厂等）之间开展，由山西电力交易机构组织。

电网企业代理购电交易以挂牌交易等方式开展，发电企业申报摘牌电量限额不得超过其实际发电能力。代理购电具体事宜按照国家和山西省有关政策开展。

原则上，省内直接交易带曲线开展。发电侧应急等特殊机组暂不参与现货市场，机组所在发电企业参与中长期交易时，若其所有机组都不参与现货市场，中长期交易成交电量按典型曲线分解且不允许调整，发生合同转让交易后亦不可调整，若其部分机

组不参与现货市场，中长期交易成交电量全部分解至参与现货交易的机组。

电力现货市场运行期间，以分时段交易方式开展电力中长期交易。电力中长期分时段交易年度交易按照双边协商和集中交易方式开展，集中交易包括挂牌、集中竞价或滚动撮合等方式；多月交易按照滚动撮合交易的方式组织；月度组织新能源双边协商交易；月度、旬交易集中交易按照第一阶段集中竞价交易、第二阶段滚动撮合交易的方式组织；日滚动交易按照滚动撮合交易的方式组织。经营主体某一运行日某个时段的中长期交易电量为相应时段年度、多月、月度、该旬交易的日分解电量及日滚动交易电量之和。

“分布式电源类”虚拟电厂按现货市场节点划分发电单元，参照集中式新能源交易模式参与中长期市场。“负荷类”虚拟电厂的聚合资源与相应售电公司代理的其他用户进行区分，以独立交易单元参与电力中长期交易。“源荷类”虚拟电厂原则上不参与批发市场的中长期交易，具体根据项目的发用电规模匹配度等因素确定。

待条件具备后，独立储能可按月自愿选择参与中长期交易，上网侧、下网侧分开作为用户和电厂参与，参与中长期交易后，分别参照批发用户（售电公司）、火电企业进行交易、结算、接受市场运营费用计算。原则上，独立储能企业不可作为零售用户或分布式电源由售电公司、虚拟电厂代理参与市场交易。

第十七条 合同转让交易包括发电侧市场化合约电量转让交易、用电侧市场化合约电量转让交易。

为规范合同交易行为（包含合同转让、合同回购、合同置换等），合同交易设置价格限制，上限价格原则上与中长期交易上限价格一致，下限价格为 0 元/兆瓦时。

在市场化合约电量转让交易中，均按照原曲线比例转让，转让后出让方与受让方可以协商调整曲线。但原合同的对方提出调整合约曲线需求时，由出让方负责与受让方协商曲线调整事宜。鼓励新能源企业作为受让方与燃煤机组和自备电厂开展市场化合约电量转让交易。

转让交易中，为避免售电公司脱离电力用户固积电量和恶意操纵市场，售电公司当月中长期合同转出总电量不得超过其当月成交（买入）电量的 ZL%（分时段交易电量不计入统计）。 $0 < ZL < 100$ ，ZL 值具体由山西能源监管办、山西省能源局根据国家及我省要求明确。

第十八条 回购交易在合约双方之间开展，经双方协商一致可回购部分或全部合约电量。回购电量不得超过被回购合约的剩余电量，交易曲线按回购时分月/分日电量及合约曲线执行。

第十九条 电力现货市场运行期间，省内中长期交易合约原则上通过分时段交易的方式实现合同转让、回购、置换等。

第二十条 绿色电力交易有关事项按照《山西电力中长期交易实施细则—绿色电力交易专章》和国家及山西省有关规定执行。

第二节 交易周期

第二十一条 经营主体根据北京电力交易中心时间安排参与省间交易，主要有多年、年度、月度、月内交易。省内中长期交易及绿色电力交易以多年、年度、多月（季度）、月度、月内（多日）为周期组织开展。电力现货市场运行月份，以电力中长期分时段交易作为中长期交易的形式，交易周期分为年度、多月、月度、旬和日，月内交易原则上按日连续开市。市场化合约转让（回购、置换）交易以月度、月内（多日）为周期组织开展。对榆林供电公司以年度、月度及旬等周期组织开展交易。

第三节 交易方式

第二十二条 中长期交易方式主要包括双边协商、集中交易，其中集中交易包括集中竞价、挂牌、滚动撮合交易。

第二十三条 双边协商交易，是指经营主体之间自主协商交易电量、交易曲线、交易价格，以及交易周期允许范围内的合约执行起止时间，在规定时间内提交交易平台，经电力交易机构交易校核后形成交易结果。在具体交易中，若有交易规模限制，原则上按时间优先次序出清。双边合同在双边交易申报截止时间前均可提交或者修改。

第二十四条 集中竞价交易，是指经营主体按照交易公告给出的标准交易曲线、交易执行起止时间，通过交易平台申报交易电量、交易价格，交易机构按高低匹配法或统一边际法进行出清，具体出清方式以交易公告为准，经交易校核后形成交易结果。

(一) 高低匹配法

1. 将购电方申报价格由高到低排序、售电方申报价格由低到高排序，售电方的最低价与购电方的最高价优先配对，并依次类推，直至售电方电价大于等于购电方电价中止，成交价格采用匹配双方申报价格的均价。
2. 申报价格相同时，按照申报电量等比例成交。

(二) 边际电价法

1. 当售电方报价曲线与购电方报价曲线有交叉，交叉点对应的价格为边际出清价格。报价低于边际出清价格的售电方申报电量，以及报价高于边际出清价格的购电方申报电量均成交。处于边际电价的售电方申报电量或购电方申报电量，大于可成交量时，按照等比例原则成交。
2. 当售电方报价曲线与购电方报价曲线没有交叉，且购电方报价始终大于售电方报价时，成交电量为购电方与售电方申报总电量的较小者。边际出清价格为边际购电方报价与边际售电方报价的平均值。
3. 当售电方报价曲线与购电方报价曲线没有交叉，且购电方报价始终小于售电方报价时，没有成交量。

第二十五条 挂牌交易，是指购电方或售电方通过交易平台，发布购电量或售电量、交易曲线、交易价格、交易执行时间等交易要约，由认可该要约的售电方或购电方自主摘牌，经交易机构交易校核后形成交易结果。也可以采用统一曲线方式组织，即参

与交易的双方均采用交易公告中明确的交易曲线，挂牌方挂牌时只需挂出电量和电价，由摘牌方摘牌。挂牌交易出清价格为挂牌方的挂牌价格。挂牌交易的组织方式分为双挂双摘和单挂单摘。

（一）单挂单摘方式

单方挂牌，按照“购电方（售电公司和批发用户）挂牌、售电方（指发电企业）摘牌”或“售电方挂牌、购电方摘牌”方式组织。

（二）双挂双摘方式

双挂双摘是在规定交易时间内，指购电方（售电公司和批发用户）挂牌与售电方（指发电企业）挂牌交易同时组织，购售双方均可挂牌和摘牌，购方只能摘售方，售方也只能摘购方。

（三）申报与出清

挂牌方挂牌时，初期仅能挂1个电量、电价、曲线包。挂出后可以对电量、电价、曲线进行2次修改，修改后再次挂牌，已被摘牌的电量、电价、曲线不会被修改。摘牌操作需要先录入摘牌电量、电价、曲线，再确认摘牌。如果同一笔挂牌电量被多家申报，按“时间优先”原则成交。如挂牌交易只有一个挂牌方时，按照先挂牌、后摘牌方式开展，摘牌开始后的十五分钟内的摘牌电量均视为同时刻有效申报，十五分钟后按照申报具体时刻先后顺序出清。同一时刻申报摘牌电量超过剩余挂牌电量时，按照有效申报电量比例等比例核减，直至核减后摘牌电量等于剩余挂牌电量。摘牌方摘牌时，不限制摘牌次数，可在剩余电量限额范围内进行多次摘牌。

若在挂牌有效期内无经营主体摘牌，到达挂牌交易截止时间后该挂牌自动失效。挂牌交易截止时间应早于挂牌交易执行起始时间。

第二十六条 滚动撮合交易，是指经营主体按照交易公告给出的标准交易曲线、交易执行起止时间，在规定时间内，通过电力交易平台随时申报购电量价、售电量价，电力交易平台按照价格优先、时间优先的原则进行滚动撮合成交，成交价格采用先申报一方的价格。

第二十七条 非现货模式下，电力交易机构按周或者多日汇总出清，并提交电力调度机构开展安全校核，校核周期以具体交易公告为准。现货模式下，电力交易机构于每个交易日开展交易出清、交易校核、交易结果发布及曲线分解。

第四章 价格机制

第二十八条 为维护发用电经营主体合法权益，促进电力市场规范平稳运行，电力中长期集中交易设定最低和最高限价，双边协商原则上不设置价格上下限，但成交价格不得为负价。

第二十九条 除执行政府确定价格的电量外，中长期交易的成交价格由市场化方式形成，第三方不得干预。双边协商交易价格按照达成的交易合约确定；集中竞价交易根据双方报价高低匹配确定或按统一边际出清价格确定；挂牌交易价格按摘牌价格确定。为落实国家关于中长期分时段交易、结算的相关要求，同时考虑经

营主体参与年度交易的实际情况，对于年度交易中未形成分时价格的交易，可按照我省制定的年度合同价格分时形成方式进行拟合调整。

第三十条 现货模式下，经营主体所有直接交易合同均须约定曲线并标明全天各时刻的价格，且所标价格不低于 0 元/兆瓦时、不高于山西省现货出清最高限价。考虑到新能源发电的波动性，新能源双边交易合同的交易双方协商一致后可在规定时间调整交易执行日的分时段合同电量，但需满足合同期内各分时段的合同总量不变。

第三十一条 中长期分时段交易价格约束。年度双边交易原则上不限制价格，集中交易原则上按照国家规定的燃煤基准价浮动范围进行限制。

多月、月度、旬分时段交易最高、最低限价按分时基准价+上下浮动方式形成，分时基准价由我省燃煤发电基准价乘以现货交易峰谷系数确定。其中平段基准价为 332 元/兆瓦时，最高限价原则上不高于燃煤发电基准价 $\times (1+20\%) \times (1+\text{该时段分时电价政策浮动比例}) \times (1+20\%)$ ，下限原则上不低于燃煤发电基准价 $\times (1-20\%) \times (1-\text{该时段分时电价政策浮动比例}) \times (1-20\%)$ ，根据《关于完善分时电价机制有关事项的通知》（晋发改商品发〔2021〕479 号）测算确定，最高限价为 764.93 元/兆瓦时、最低限价为 95.62 元/兆瓦时。我省工商业用户分时电价政策调整后，相应调整。多月连续交易限价为 $P_{\text{多月价格范围}}$ ， $P_{\text{多月价格范围}} = \text{当前取值}$

95.62-764.93 元/兆瓦时；月度、旬分时段交易限价为 $P_{\text{月旬价格范围}}$ ， $P_{\text{月旬价格范围}}$ 当前取值 95.62-764.93 元/兆瓦时。日滚动交易原则上采取现货交易限价。日滚动交易限价为 $P_{\text{日滚动价格范围}}$ ， $P_{\text{日滚动价格范围}}$ 当前取值 0-1500 元/兆瓦时。

逐步推动月内等较短周期的电力中长期交易限价与现货交易限价贴近。

第三十二条 初期，售电公司需绑定零售用户后方可参与对应标的月的多月连续交易。待市场成熟后，允许标的月未绑定零售用户的售电公司先参与批发市场交易，后绑定零售用户。

第三十三条 对直接参与市场交易的经营主体，不再人为规定分时电价水平和时段；对电网代理购电用户，由政府价格主管部门根据现货市场价格水平，统筹优化峰谷时段划分和价格浮动比例。

第三十四条 因电网安全约束必须开启的机组，约束上电量超出其合同电量部分的价格机制，在各地电力市场价格结算实施细则中明确。

第三十五条 为保障经营主体利益，每季度前电力交易机构根据本细则分时段限价计算规则计算下一季度限价范围，于季度首月月度交易 3 个工作日前发布。

因价格波动、供需形势变化较大时，交易机构需及时向山西省发展改革委、山西能源监管办和山西省能源局报送限价调整方案，山西省发展改革委会同山西能源监管办、山西省能源局研究

确定后于季度首月月度交易 3 个工作日前发布正式公布，并附调整说明。

第五章 交易曲线

第三十六条 以双边协商方式开展的直接交易，市场主体可自行约定交易曲线；以集中竞价方式开展的直接交易，采用交易公告给出的交易曲线；以挂牌交易方式开展的直接交易，挂牌方可自行定义交易曲线，也可以采用交易公告给出的交易曲线。

第六章 交易电量约束

第三十七条 售电公司可申报交易电量额度

售电公司可申报交易电量额度需满足履约保函额度、与资产总额相应的年售电量额度要求。

第三十八条 时段电量约束

经营主体在开展市场化合约的新增、转让、调整（含挂牌要约）交易时，须满足市场化合约各时段电量大于等于 0。其中，经营主体已将合约转让出去后接受原合约方调整分月/分日电量及曲线时除外。

发电企业在开展中长期交易时，应确保交易期间持有电量不超过其最大发电能力。

第三十九条 新能源参与省间交易时段电量约束

在预期可完成国家可再生能源电力消纳责任权重考核要求

的前提下，鼓励和支持新能源企业参加省间交易，持续提高新能源在晋电外送中的比重。原则上，交易机构在年度交易组织前，以及每季度最后一个月的 10 日前测算下月至当年年底全省新能源可参与省间交易电量上限，具体计算方式为：

$$Q_{\text{可外送电量}} = Q_{\text{预计发电量}} - Q_{\text{预估应消纳}} - Q_{\text{已成交外送}}$$

$$Q_{\text{预计发电量}} = C_{\text{新能源装机容量}} \times T_{\text{近三年平均利用小时数}}$$

$$Q_{\text{预估应消纳}} = Q_{\text{上一年年用电量}} \times K \times m - Q_{\text{已消纳}}$$

其中：

$Q_{\text{可外送电量}}$ 为下月至年底为完成消纳权重指标预估新能源可外送电量；

$Q_{\text{预计发电量}}$ 为下月至年底预计全省新能源发电量；

$Q_{\text{预估应消纳}}$ 为下月至年底为完成消纳权重指标预估应再消纳的新能源电量；

$Q_{\text{已成交外送}}$ 为下月至年底新能源已成交的外送合约电量；

$C_{\text{新能源装机容量}}$ 为测算月的前一个月月底全省新能源装机容量；

$T_{\text{近三年平均利用小时数}}$ 为下月至年底对应近三年全省新能源平均利用小时数；

$Q_{\text{上一年年用电量}}$ 为上一年度全社会用电量；

K 为近三年全社会用电量的平均增长率；

M 为当年非水可再生能源消纳责任权重目标，国家未正式发布当年权重前，按 30% 计算；

$Q_{\text{已消纳}}$ 为当前年初到发布月月底前省内已实际消纳的新能源

电量。

新能源参与省间交易时，优先组织开展省间绿电交易，参与其他常规外送交易时，新能源企业发电特性需满足购电省需求，可参加政府间协议中明确有新能源电量需求、购电省有新能源需求、为促进新能源消纳组织的仅低谷时段外送、新能源跨省打捆、省间月度、周多通道集中竞价等交易。

第四十条 年度交易约束

为保障年度中长期交易发挥保量稳价作用，根据国家发改委、国家能源局关于年度中长期合同签约履约工作要求，可在年度交易方案中明确年度合同签约比例、年度交易组织方式和相应考核要求。

除检修机组外，近12个月内无上网电量的火电企业，其交易有效容量暂定为零；非供热期内无上网电量的火电企业，其对应月份的交易有效容量暂定为零。

若发电企业全月停运，但在年度（含多月）交易中持有中长期合同电量，由该企业商电力交易机构通过合同转让或回购交易等方式处理。

第四十一条 新能源交易电量约束

新能源发电企业以年度、月度双边协商方式开展中长期交易，并参与多月、旬及日滚动分时段交易（不参与月度分时段交易；不单独开展新能源企业合同转让交易，新能源企业合同转让通过参与多月、旬和日滚动分时段交易实现），交易需满足以下约束：

(一) 新能源参与中长期市场交易申报电量上限=项目装机容量 $\times 8760 \times (1-\alpha\%)$ 确定, 其中 $\alpha\%$ 为项目机制电量比例。

(二) 新能源企业的省内年度、多月、月度交易合约及旬交易分时段合约, 在某一时段的当月净卖出电量(不含日滚动交易), 不得超过该时段全月实际上网电量减去月度政府定价分解总电量的 kj 倍再减去该时段全月外送合约电量后的差值(差值为负时将差值记为 0)的 150%, 超出部分电量(对于晋北风电基地场站, 以超出量与剔除雁淮合约之外的其他市场化中长期交易量的较小者, 作为考核量电量)按照该时段月度和旬中长期分时交易(不含新能源双边交易)加权均价的 0.85 倍与现货日前市场该时段当月用户侧加权均价的价差回收收益(差价为负值时不回收), 回收收益每月度按照全月市场化中长期合约电量比例返还至火电企业。

其中 kj 定义如下:

若该时段全月 D-1 日申报总电量 $Q_{\text{申报}, h}=0$ 或全月实际上网总电量 $Q_{\text{实际}, h}<=0$, 则 $kj=0$;

若该时段全月实际上网总电量 $Q_{\text{实际}, h}$ 小于该时段全月 D-1 日申报总电量 $Q_{\text{申报}, h}$, 则 $kj=0.8 \times Q_{\text{申报}, h} / Q_{\text{实际}, h}$;

若该时段全月实际上网总电量 $Q_{\text{实际}, h}$ 大于或等于该时段全月 D-1 日申报总电量 $Q_{\text{申报}, h}$, 则 $kj=0.8 \times Q_{\text{实际}, h} / Q_{\text{申报}, h}$ 。

(三) 新能源发电企业每日每一时段政府定价电量与中长期市场化合约电量总额不得超过实际发电量的 300%, 超出部分与

该时段中长期全部市场化合约电量（晋北基地项目剔除雁淮合约）的较小值，按照该时段当月各批次中长期普通交易（不含多月及以上交易）加权均价的 0.85 倍与现货日前市场该时段当日用户侧加权均价的价差回收收益（差价为负值时不回收），回收收益每月度按照全月市场化中长期合约电量比例返还至火电企业。

综合考虑新能源不同出力时段预测偏差绝对值与偏差率的协同问题，设置允许预测偏差绝对值，当该时段实际出力平均值小于等于装机容量的 4% 时，仅考核中长期合约超出 12% 额定容量外的部分与该时段中长期全部市场化合约电量（晋北基地项目剔除雁淮合约）的较小值。

（四）新能源企业参与多月交易上限为：装机容量×有效时间×当月日历天数，其中风电有效时间为 24 小时，光伏有效时间为 1、2、12 月 9：00—16：00，6、7、8 月 8：00—17：00，其余月 8：30-16：30。如某新能源企业年度交易合约分解至标的月电量未进入其多月连续交易持仓，其多月交易上限须减去该部分合约电量。

第四十二条 用户侧交易申报约束

对参与普通交易的用户侧的年度、多月、月度、旬交易设置交易电量和申报电量之和的缺额回收：参与普通交易的用电侧主体，其每个时段多月及以上交易净买入电量分解至当旬的电量、新能源月度双边交易买入电量分解至当旬的电量、月度交易集中竞价阶段申报电量（申报买入为正值，申报卖出为负值，下同）

分解至当旬的电量与旬分时交易集中竞价阶段申报电量之和，不得低于当旬实际用电量的 90%，缺额部分电量按照月度和旬中长期分时交易该时段当月加权均价与相应时段当月现货日前市场用户侧统一结算点加权均价的差价的 1.5 倍进行回收（差价为负时不回收），回收费用在发电侧和用户侧平均分配。发、用两侧分配的回收费用均按其当月省内旬及以上中长期总净成交电量比例按月进行分配。

在虚拟电厂入市用户确定以后，由相关经营主体提交申请，交易机构组织，售电公司自身普通用户单元与自身虚拟电厂单元之间开展合同转让，时间暂定为月度分时段交易开展之前。对用户侧的月度、旬分时交易集中竞价设置申报电量的超额回收：用电侧每个时段的月度分时交易集中竞价阶段的申报电量，不得超过用电侧当月该时段实际用电量的 1.5 倍减去多月及以上交易分解至当月的净买入电量（不含新能源双边合约），再减去新能源双边合约分解至当月的净买入电量的 80% 后的差值电量的 α 倍；用电侧每个时段的旬分时交易集中竞价阶段的申报电量，不得超过用电侧当旬该时段实际用电量的 1.5 倍减去多月及以上交易（不含新能源双边合约）分解至当旬的净买入电量与月度交易分解至当旬的净买入电量，再减去新能源双边合约分解至当旬的净买入电量的 80% 后的差值电量的 α 倍。 α 暂定为 1.2，根据市场运行情况适时调整。

月集中竞价申报超额回收电量=月度集中竞价申报电量-（当

月实际用电量×1.5-多月及以上交易分解至当月的净买入电量(不含新能源双边合约)-新能源双边交易分解至当月净买入电量×0.8)
× α

月度集中竞价申报电量≤0时不进行考核;

(当月实际用电量×1.5-多月及以上交易分解至当月的净买入电量(不含新能源双边合约)-新能源双边交易分解至当月净买入电量×0.8)≤0时,按0处理;

月集中竞价申报超额回收电量≤0时,按0处理;

旬集中竞价申报超额回收电量=旬集中竞价申报电量-(当旬实际用电量×1.5-月度交易分解至当旬净买入电量-多月及以上交易分解至当旬的净买入电量(不含新能源双边合约)-新能源双边交易分解至当旬净买入电量×0.8)× α

旬集中竞价申报电量≤0时不进行考核;

(当旬实际用电量×1.5-月度交易分解至当旬净买入电量-多月及以上交易分解至当旬的净买入电量(不含新能源双边合约)-新能源双边交易分解至当旬净买入电量×0.8)≤0时,按0处理;

旬集中竞价申报超额回收电量≤0时,按0处理;

上旬、中旬、下旬按相同原则处理。

月度和各旬超额回收电量的总加值与该批发用户旬及以上交易当月总净买入电量的较小值,按照现货日前市场该时段当月用户侧统一结算点加权均价与相应时段月度和旬中长期分时交易加权均价的差价的1.2倍进行回收(差价为负时不回收),该项

回收费用在用户侧按照月度实际用电量比例返还至批发用户。

售电公司参与多月时，交易标的月可交易额度计算方式如下。参照现行履约保障制度，如参与连续交易，需将履约保障凭证有效期延长至交易标的最后1个月的半年之后。

$$\text{月可交易限额} = \max \left(Q_{\text{标的月已绑定用户历史月均}}, \frac{Fee_{\text{保函}} - Q_{\text{多月连续交易}} \times P_{\text{多月连续交易}}}{P_{\text{首个标的月上上月中长期市场均价}}} \right)$$

其中：

Q 为标的月已绑定用户上年月均用电量；

Fee 为标的月履约保障凭证金额；

Q 为标的月已成交的多月连续交易合约电量；

P 为标的月已成交多月连续交易合约价格；

P 为首个标的月上上月中长期交易均价。

如售电公司年度交易合约分解至标的月电量未进入其多月连续交易持仓，其多月交易上限须相应核减，具体为：公式第一项“ Q ”改为“ $Q - \text{年度交易合约分解到标的月的电量}$ ”，公式第二项“ $Q \times P$ ”改为“ $(Q + \text{年度交易合约分解至标的月的合约电费})$ ”。

批发用户多月交易额度根据上一年度月均用电量计算：月可交易额度（兆瓦时）=上一年度月均用电量。无上一年度月均用电量数据的批发用户采用近一月的实际用电量，新入市的无实际月用电量数据的批发用户暂不允许参与连续交易。如某批发用户年度交易合约分解至标的月电量未进入其多月连续交易持仓，其

多月交易上限须减去该部分合约电量。

第四十三条 用户侧中长期超额申报回收费用免考

(一) 免考核情形范围

发生以下类型情况的电力用户（含售电公司、拥有自备电厂的电力用户）申请后经认定后可免除相应部分的中长期超额申报回收费用：

- 1.拥有自备电厂的用户，其机组因安全保供、应急调度、事故处理等原因执行调度指令使其运行方式有较大调整的；
- 2.电网临时检修、故障检修等计划外的公用输配电设备受限，用户当月累计停电时间超过 12 小时的；
- 3.用户执行政府要求参与有序用电安排的；
- 4.因地市级及以上政府主管部门或县级政府发布节能降耗或安全方面行业整顿、环保因素错峰生产等停产限产政策导致电力用户停限产的（不含自身环保或能耗不达标等原因被停产限产的）；
- 5.不可抗力（重大自然灾害、突发公共卫生事件等）因素导致的用户用电设备部分或全部停运的；
- 6.其他因非自身原因导致超额申报的情形。

电力用户停限产事项发生在产生考核的交易时间之前的，不予减免。

(二) 免考核申请材料及时间

申请免考的电力用户（含售电公司）应于月度账单发布后 3

个工作日内向电力交易机构申请上月超额申报免考，逾期不予以处理。交易机构在接到申请后 5 个工作日内协调电网有关部门进行核实并及时予以答复。申请单位应提交上月免考核申请单、影响时间和影响电量信息和对应免考情形的佐证材料，其中：

1. 属于免考核范围中第一条的，需提供相应电力调度机构运行记录；
2. 属于免考核范围中第二条的，需提供相应电力调度机构或电网企业相关部门的运行停电记录，临时检修通知单、故障记录和恢复送电时间记录；
3. 属于免考核范围中第三条的，需提供县级及以上政府主管部门和供电公司发布的有序用电方案，电网企业确认的有序用电影响少用电量的证明材料；
4. 属于免考核范围中第四条的，需提供地市级及以上政府主管部门或县级政府发布的节能降耗或安全方面行业整顿、环保因素错峰生产等停产限产文件或名单；
5. 属于免考核范围中第五条的，需提供地方政府公开发布的相关文件、公告、影像资料、网站链接等佐证材料；
6. 属于免考核范围中第六条的，需提供非自身原因相关证明材料；
7. 其他的必要的辅助说明材料。

（三）认定程序

1. 电力交易机构在接到申请后 3 个工作日内协调电网企业有

关部门进行核实并及时予以答复，不符合要求的将电话告知相关申请单位，符合要求的将相关资料发至电网企业。

2. 属申请材料第（一）、（二）条相关的，由相应电力调度机构出具盖章意见；属申请材料第（三）条相关的，由电网企业提供有序用电影响少用电量（按执行有序用电时段内当天比正常用电日少用的电量统计），并出具盖章意见。

3. 电力交易机构结合电网企业反馈意见确定符合申请免考用户名单，在交易平台公示 7 天，公示无异议将对符合免考的批发用户和售电公司，免除其相应的中长期超额申报回收费用。

4. 对符合免考的批发用户和售电公司，电网企业免除其相应的中长期超额申报回收费用。在计算中长期超额申报回收费用考核电量时，免考核期间（完整天）内日实际用电量取停限产所在月前一个自然月的日平均用电量作为企业正常用电量。对用户发生电量追退补的，原则上不再调整免考核结果。

$$\text{日平均电量} = \sum_{i=1}^{96} \bar{Q}_{ti}$$

Q_{ti} 为批发用户或售电公司取停限产所在月前一个未停限产自然月第 i 时段（15 分钟）实际用电量。

（四）异议处理

1. 用户侧中长期超额申报回收计算、考核、异议处理等相关工作，由电力交易机构同电网企业调度、营销、财务等部门具体办理，并定期通报。山西能源监管办负责对用户侧中长期超额申

报偏差考核进行监督管理。

2. 电力用户（含售电公司）对上月中长期超额申报考核结果有异议的，应在上月账单发布后3个工作日内向交易机构提出申请，交易机构在接到申请后3个工作日内，协调调度、营销等部门核实，并及时予以答复。

3. 电力用户仍有异议的，可于当月25日前向山西能源监管办提出申诉。无异议后，由交易机构会同电网企业有关部门部门执行，并将办理情况报送山西能源监管办。

第四十四条 “负荷类”虚拟电厂交易申报约束

“负荷类”虚拟电厂月度及以上考核规则参照批发市场普通用户月度及以上考核规则执行。月度以下考核规则按如下方式执行。

“负荷类”虚拟电厂根据各交易时段测试试验确定的调节容量 ΔP_i 与最大用电负荷 P_{maxi} 的比例 $\beta\%$ ，相应放宽当旬该交易时段虚拟电厂中长期分时段交易缺额申报回收约束为 $(B-1.2\times\beta)\%$ （ B 暂定为90），缺额部分电量按照月度和旬中长期分时交易该时段当月加权均价与相应时段当月现货日前市场用户侧统一结算点加权均价的差价的1.5倍进行回收（差价为负时不回收），回收费用纳入用户侧中长期交易缺额回收费用统一管理。

对“负荷类”虚拟电厂的月度、旬分时交易集中竞价设置申报电量的超额回收：“负荷类”虚拟电厂每个时段的月度分时交易，不得超过虚拟电厂当月该时段按照日前申报运行集中竞价阶段的申报电量上限平均值计算电量的1.5倍减去多月及以上交易分

解至当月的净买入电量(不含新能源双边合约),再减去新能源双边合约分解至当月的净买入电量的80%后的差值电量的 α 倍;“负荷类”虚拟电厂每个时段的旬分时交易集中竞价阶段的申报电量,不得超过虚拟电厂当旬该时段按照日前申报运行上限平均值计算电量的1.5倍减去月度交易分解至当旬的净买入电量,再减去多月及以上交易分解至当月的净买入电量(不含新能源双边合约),再减去新能源双边合约分解至当月的净买入电量的80%后的差值电量的 α 倍。 α 暂定为1.2,根据市场运行情况适时调整。

月集中竞价申报超额回收电量=月度集中竞价申报电量-(当月该时段按照日前申报运行上限平均值计算电量×1.5-多月及以上交易分解至当月的净买入电量(不含新能源双边合约)-新能源双边交易分解至当月净买入电量×0.8)× α

月度集中竞价申报电量 ≤ 0 时不进行考核;

(当月该时段按照日前申报运行上限平均值计算电量×1.5-多月及以上交易分解至当月的净买入电量(不含新能源双边合约)-新能源双边交易分解至当月净买入电量×0.8) ≤ 0 时,按0处理;

月集中竞价申报超额回收电量 ≤ 0 时,按0处理;

旬集中竞价申报超额回收电量=旬集中竞价申报电量-(当旬该时段按照日前申报运行上限平均值计算电量×1.5-月度火电交易分解至当旬净买入电量-多月及以上交易分解至当旬的净买入电量(不含新能源双边合约)-新能源双边交易分解至当旬净买入电量×0.8)× α

旬集中竞价申报电量 ≤ 0 时不进行考核；

(当旬该时段按照日前申报运行上限平均值计算电量 $\times 1.5$ -月度火电交易分解至当旬净买入电量-多月及以上交易分解至当旬的净买入电量(不含新能源双边合约)-新能源双边交易分解至当旬净买入电量 $\times 0.8$) ≤ 0 时，按0处理；

旬集中竞价申报电量 ≤ 0 时，按0处理；

上旬、中旬、下旬按相同原则处理。

“负荷类”虚拟电厂主体月度和各旬超额回收电量的总加值与该“负荷类”虚拟电厂旬及以上交易当月总净买入电量的较小值，按照现货日前市场该时段当月用户侧统一结算点加权均价与相应时段月度和旬中长期分时交易加权均价的差价的1.2倍进行回收(差价为负时不回收)，该项回收费用纳入用户侧中长期超额申报回收费用统一管理。

第四十五条 用户侧中长期曲线偏差约束

对参与普通交易的用户侧在现货运行日(D日)每个时段中长期净合约电量与实际用电量的负偏差超过20%范围的电量，按照当月各批次普通交易(含多月及以上交易)的相应时段加权均价的1.1倍与日前市场相应时段当月加权均价的差价(差价为负值时不回收)进行全额回收，该项回收费用在发电侧和用户侧平均分配，发电侧分配的回收费用按照月度上网电量比例返还发电企业，用户侧分配的回收费用按照月度实际用电量比例返还批发用户。

若旬滚动撮合交易中存在某时段用户侧挂牌价格已至价格上限，且在交易结束前 15 分钟至结束仍有未成交量，则取消用户侧当旬该时段每日的分时段最低成交量约束。

对参与普通交易的用户侧在现货运行日（D 日）每个时段中长期净合约电量与实际用电量的正偏差超过 15% 范围的电量，按照日前市场相应时段当月加权均价与当月各批次普通交易（含多月及以上交易）的相应时段加权均价的 0.9 倍的差价（差价为负值时不回收）进行全额回收，该项回收费用在发电侧和用户侧平均分配，发电侧分配的回收费用按照月度上网电量比例返还发电企业，用户侧分配的回收费用按照月度实际用电量比例返还至批发用户。

第四十六条 “负荷类”虚拟电厂中长期曲线偏差约束

用户侧中长期曲线负偏差回收费用按照“负荷类”虚拟电厂在现货运行日（D 日）每个时段中长期净合约电量与日前申报运行下限的负偏差超过 30% 范围的电量进行考核回收，用户侧中长期曲线正偏差回收费用按照“负荷类”虚拟电厂在现货运行日（D 日）每个时段中长期净合约电量与日前申报运行上限的正偏差超过 20% 范围的电量，考核费用的回收及分摊参照批发用户此项市场运营费用的规定执行。该项回收费用纳入用户侧中长期曲线偏差回收费用统一管理。

第四十七条 “负荷类”虚拟电厂其他约束

当各交易时段测试试验确定的调节容量与最大用电负荷的

比例 $\beta\%$ 大于70%时，取消该交易时段虚拟电厂中长期分时段交易缺额申报回收约束、用户侧中长期曲线负偏差回收费用，可在现货市场进行全电量交易。

“负荷类”虚拟电厂未涉及的其他成交量约束、金融套利约束参照现行批发市场用户交易规则执行。

第四十八条 中长期分时段金融套利约束

多月连续分时段交易中，市场主体可自由选择交易方向。月度、旬及日分时段各批次交易中，开展集中竞价交易或滚动撮合交易时，对某一时段，发用两侧经营主体（按交易单元为准）进行交易申报时必须先选择是卖出或买入电量，在同批次交易的同种交易方式中，一个时段只能选定一个方向。多月连续交易、月度及月内中长期分时段交易中，单个序列单个时段每日可申报及撤销次数后台限制不得超过K次。K初期暂取100，电力交易机构可根据市场运行情况，提出K值修改意见，报山西能源监管办和山西省能源局同意后执行。

第四十九条 发电侧金融套利约束

中长期各批次的各分时段交易中，发电侧某一时段申报卖出电量与已持有的中长期合同分解至该时段的净卖出电量之和，折合电力不得超出装机容量；发电侧各个时段申报卖出电量之和与各批次交易各个时段已净卖出电量之和，不得超出按照供需比限制的最大可卖出电量；发电侧某一时段申报买入（回购）电量，不得超出已持有的各批次中长期合同分解至该时段的净卖出电

量之和；发电侧某一段全月累计买入电量之和，在多月连续分时段交易中不得超出各批次交易该时段全月累计卖出电量之和的 50%，在月度、旬及日分时段各批次交易中不得超出各批次交易该时段全月累计卖出电量之和的 50%（暂不开展发电侧（普通交易）双边合同转让，合同转让通过参与分时段交易实现）。发电侧经营主体每次进行各时段交易申报前，交易界面均显示当前可申报卖出或申报买入电量的限额，并对申报超出限额的情况进行提示，未超出限额的申报方可经确认后提交。

第五十条 用户侧金融套利约束

中长期各批次的各时段交易中，用户侧某一段申报卖出电量不得超出各批次交易净买入电量分解至该时段的买入电量之和；用户侧某一段全月累计卖出电量之和，在多月连续分时段交易中不得超出各批次交易该时段全月累计买入电量的 50%，在月度、旬及日分时段各批次交易中不得超出各批次交易该时段全月累计买入电量之和的 30%；在多月连续分时段交易中，用户侧全月净持仓电量不得低于 0.001 兆瓦时。用户侧每次进行各时段交易申报前，交易界面均显示当前可申报卖出电量的限额，并对申报超出限额的情况进行提示，未超出限额的申报方可经确认后提交。

对批发用户办理过户、销户等影响自身合同执行能力的变更业务，或办理身份转换（如转为零售用户），允许其通过转让或回购等方式，全部处理尚未执行完毕的中长期交易合同。售电公司、虚拟电厂等申请办理退出等业务时，按照应急平仓等规则执行。

第五十一条 新能源企业金融套利约束

新能源企业年度、月度双边交易及多月、旬、日分时段交易交易均无供需比限制。各批次分时段交易中，各时段申报卖出电量与已持有的中长期合同分解至该时段的净卖出电量之和，折合电力不得超出装机容量。某一时段全月累计买入电量之和，在多月连续分时段交易中不得超出各批次交易该时段全月累计卖出电量之和的 50%，在月度、旬及日分时段各批次交易中不得超出各批次交易该时段全月累计卖出电量之和。

第七章 交易组织

第五十二条 根据北京电力交易中心安排，交易机构组织省内发电企业参与省间交易。达成交易后，年度分月电量由购电方确定，交易曲线按交易公告执行。

第五十三条 省内交易由山西电力交易机构根据山西省能源局确定的交易规模、经营主体目录组织开展。原则上，省内交易的优先次序为：年度电力直接交易，多月连续交易，月度电力直接交易、月度合约转让交易，月内电力直接交易、月内合约转让交易。

第五十四条 新能源发电可参与绿电交易、直接交易、合约转让交易、分时段交易，可通过分时段交易（或月内分日电量及曲线调整、发电侧市场月度、月内合约电量转让交易）的方式调控新能源中长期合约电量与实际交割电量之间的偏差。

第一节 年度交易

第五十五条 原则上，每年12月份开展次年年度交易，具体时间以交易公告为准。

第五十六条 厂网基准电量合约签订

基准价电量由山西省能源局确定，电价执行现行燃煤发电企业基准电价。原则上，每年12月份山西省能源局安排次年新能源基准电量。

第五十七条 年度电力直接交易

年度电力直接交易按双边协商、集中竞价和挂牌交易三种方式开展，执行过程中可根据市场运营实际、经营主体需要等情况进行调整。

原则上，年度电力直接交易组织流程为：交易机构发布年度交易时间预安排，发布交易公告，按交易公告明确的交易方式开展年度电力直接交易，形成交易合约。

第五十八条 年度双边协商交易流程

(一) 交易公告发布。交易机构在交易平台发布年度双边协商交易公告，包括但不限于：交易规模、交易方式、交易时间安排、出清方式等信息。

(二) 交易申报。各经营主体根据交易公告，开展年度双边协商交易申报。购售双方登陆交易平台申报交易意向并进行确认，主要包括交易对象、交易电量及分月电量、交易曲线、交易电价、合约起止时间等。

(三) 交易出清与结果发布。交易申报结束后，交易机构进行出清，经交易校核后发布交易结果。

(四) 电量分解。交易机构按照平分原则，将分月电量平分至每日，然后按照交易曲线将每日电量分解至各时段，形成带分时电量的交易合约，并作为基荷电量参与多月连续分时段交易。

第五十九条 年度集中竞价交易流程

年度集中竞价可针对不同的电源类型采用分批次单独的组织方式，新能源发电企业优先组织，其次开展常规能源机组集中竞价交易；也可采用新能源发电企业与常规能源机组同台集中竞价组织交易等方式。

(一) 交易公告发布。交易机构在交易平台发布年度集中竞价交易公告，包括但不限于：交易方式、交易时间安排、交易合约起止时间、出清方式、交易曲线等信息。

(二) 交易申报。各经营主体根据交易公告，开展集中竞价交易申报。买卖双方登陆交易平台，在对应交易序列下申报交易电量、交易电价。在交易申报时间内，以申报截止前最后一次有效申报作为最终申报。

(三) 交易出清与结果发布。交易申报结束后 1 个工作日内，交易机构按照高低匹配法或边际电价法的方式进行出清，经交易校核后，发布交易结果。

(四) 电量分解。交易机构按照平分原则，将分月电量平分至每日，然后按照交易曲线将每日电量分解至各时段，形成带分

时电量的交易合约，并作为基荷电量参与多月连续分时段交易。

第六十条 年度挂牌交易流程

(一) 交易公告发布。交易机构在交易平台发布年度挂牌交易公告，包括但不限于：交易方式、交易时间安排等信息。

(二) 挂牌。经营主体根据交易公告，申报挂牌。挂牌方根据需要，可以按总电量挂牌，也可以按峰、平、谷时段分别挂牌。

发电企业在卖方序列申报，售电公司、批发用户在买方序列申报，申报信息包括交易电量及分月电量、交易曲线、交易电价、交易合约起止时间等。其中，交易起始时间不能早于挂牌截止时间；交易曲线可自行填报，也可选择交易平台提供的典型交易曲线。

若有交易规模限制，发用两侧平分挂牌规模，且各侧均按时间优先的次序进行挂牌，达到指定规模或规定时间后停止挂牌。

(三) 摘牌。经营主体按照按时间优先的次序进行摘牌，先摘先得，经交易校核后发布交易结果，交易平台即时滚动更新剩余交易空间。若无经营主体摘牌，到达挂牌交易截止时间后该挂牌自动失效。

(四) 电量分解。交易机构按照平分原则，将分月电量平分至每日，然后按照交易曲线将每日电量分解至各时段，形成带分时电量的交易合约，并作为基荷电量参与多月连续分时段交易。

第二节 月度交易

第六十一条 每月交易机构发布月度交易时间预安排，组织开展月度电力直接交易、月度合约电量转让交易等。

第六十二条 月度电力直接交易

每月组织次月月度电力直接交易，一般按照双边协商、集中竞价和挂牌方式开展。执行过程中可根据市场运营实际、经营主体需要等情况进行调整。

第六十三条 月度双边协商交易流程

(一) 交易公告发布。交易机构在交易平台发布月度双边协商交易公告，包括但不限于：交易规模、交易方式、交易时间安排、出清方式等信息。

(二) 交易申报。各经营主体根据交易公告，开展月度双边协商交易申报。购售双方登陆交易平台申报交易意向并进行确认，主要包括交易对象、交易电量及分日电量、交易曲线、交易电价、合约起止时间等。其中，交易曲线可自行约定，也可选择交易平台提供的典型交易曲线。

(三) 交易出清与结果发布。交易申报结束后，交易机构进行出清，经交易校核后发布交易结果。

(四) 电量分解。交易机构按照交易曲线将每日电量分解至各时段，形成带分时电量的交易合约。

第六十四条 月度集中竞价交易流程

月度集中竞价可针对不同的电源类型采用分批次单独的组织方式，新能源发电企业优先组织，其次开展常规能源机组集中竞价交易；也可采用新能源发电企业与常规能源机组同台集中竞价组织交易等方式。

市场初期按照标准交易曲线开展月度集中竞价交易，市场成熟后可按尖峰、峰、平、谷四段分别开展交易。

（一）标准曲线交易

1.交易公告发布。交易机构在交易平台发布月度集中竞价交易公告，包括但不限于：交易方式、交易时间安排、交易合约起止时间、出清方式、交易曲线等信息。

2.交易申报。各经营主体根据交易公告，开展集中竞价交易申报。发电企业、售电公司、批发用户登陆交易平台，在对应交易序列下申报交易电量、交易电价。在交易申报时间内，以申报截止前最后一次有效申报作为最终申报。

3.交易出清与结果发布。交易申报结束后，交易机构按照高低匹配或统一边际价格的方式进行出清，经交易校核后，发布交易结果。

4.电量分解。交易机构按照平分原则将成交电量平分至交易期每日，然后按照交易曲线将分日电量分解到时段，形成带分时电量的交易合约。

（二）峰平谷分段交易

按尖峰、峰、平、谷四段分别开展交易，各段交易曲线均为一条直线。流程如下：

1.交易公告发布。交易机构在交易平台发布月度集中竞价交易公告，包括但不限于：交易方式、交易时间安排、交易合约起止时间等信息。

2.交易申报。各经营主体根据交易公告，开展集中竞价交易申报。发电企业、售电公司、批发用户登陆交易平台，在对应交易序列下申报交易电量、交易电价。在交易申报时间内，以申报截止前最后一次有效申报作为最终申报。

3.交易出清与结果发布。交易申报结束后1个工作日内，交易机构进行出清，经交易校核后，发布交易结果。

4.电量分解。交易机构按照平分原则，将峰、平、谷三个序列的成交电量平分至交易期各日的相应时段，形成带分时电量的交易合约。

第六十五条 月度合约转让交易

以双边协商或挂牌交易的方式，每月组织开展用电侧市场化合约电量转让交易、发电侧市场化合约电量转让交易。根据需要，以上转让交易可一并组织。

第六十六条 月度用电侧市场化合约电量转让交易流程

在每月组织的月度用电侧市场化合约电量转让交易中，售电公司、批发用户可以出让或受让次月市场化合约电量。流程如下：

(一) 交易公告发布。交易机构在交易平台发布用电侧市场化合约电量转让交易公告，包括但不限于：交易方式、交易时间安排等信息。

(二) 交易申报。根据交易公告，用电侧出让方登陆交易平台，在对应交易序列下申报交易对象、交易电量、交易曲线、交易合约起止时间。受让方登陆交易平台对出让方填报意向进行确认。

(三) 交易结果发布。经交易校核后，交易机构发布交易结果，形成交易合约。

第六十七条 月度发电侧市场化合约电量转让交易流程

在每月组织的月度发电侧市场化合约电量转让交易中，发电企业可以出让或受让次月市场化合约电量。流程如下：

(一) 交易公告发布。交易机构在交易平台发布发电侧市场化合约电量转让交易公告，包括但不限于：交易方式、交易时间安排等信息。

(二) 交易申报。根据交易公告，发电企业出让方登陆交易平台，在对应交易序列下申报交易对象、交易电量、交易曲线、交易起止时间。受让方登陆交易平台对出让方填报意向进行确认。

(三) 交易结果发布。经交易校核后，交易机构发布交易结果，形成交易合约。

第六十八条 月度合约回购交易

市场化合约双方在不影响相关方利益的前提下，经协商一致，通过市场化方式开展月度合约电量的回购交易。根据山西省能源局、山西能源监办管相关要求，开展合约回购交易。合约回购交易流程如下：

(一) 回购申报。发电侧合约方登录交易平台，申报合约回购交易，申报内容包括回购交易主体、拟回购的原合同信息、回购交易时间、回购比例、回购补偿价格等。

(二) 回购确认。用电侧合约方登录交易平台，对发电侧合

约方发起的回购交易进行确认。若用电侧合约方在规定时间内未完成确认，则仍按照此次回购交易前的分日电量及曲线执行。

（三）交易结果发布。经交易校核后，交易机构发布交易结果，交易平台自动更新合约数据。

（四）合约执行。回购交易涉及的原合同，仅就未回购部分继续执行，如原合同电量全部回购，则原合同交易主体的权利义务不再履行。

第三节 月内交易

第六十九条 月内组织开展电力直接交易、合约转让交易，执行过程中可根据市场运营实际、经营主体需要等情况进行调整。

第七十条 月内挂牌电力直接交易

在市场初期，月内电力直接交易一般按照挂牌方式，按旬（或周）开展。每旬（或周）开展下一旬（或周）的挂牌交易，交易标的为下一旬的直接交易电量（或下一周至月末的直接交易电量）。市场成熟后，月内挂牌交易在交易日连续开市，交易标的为本月 T+3 日至月末的直接交易电量，具体交易开市时间在交易公告中明确。如遇当日组织开展月内合约转让交易或回购交易时，挂牌交易市场当日闭市。其中，T 表示交易日。流程如下：

（一）交易公告发布。交易机构在交易平台发布周挂牌交易公告，包括但不限于：交易方式、交易时间安排等信息。

（二）挂牌。经营主体根据交易公告，申报挂牌。挂牌方根据需要，可以自定义曲线挂牌，可以选取典型曲线挂牌，也可以

按峰、平、谷时段分别挂牌。

发电企业在卖方序列申报，售电公司、批发用户在买方序列申报，申报信息包括交易电量及分日电量、交易曲线、交易电价、交易合约起止时间等。其中，交易起始时间不能早于挂牌截止时间；交易曲线可自行约定，也可选择交易平台提供的典型交易曲线。

（三）摘牌。经营主体按照按时间优先的次序进行摘牌，先摘先得，经交易校核后发布交易结果，形成带分时电量的交易合约，交易平台即时滚动更新剩余交易空间。若无经营主体摘牌，到达挂牌交易截止时间后该挂牌自动失效。

第七十一条 月内合约转让交易

以双边协商或挂牌交易的方式，开展月内用电侧市场化合约电量转让交易、发电侧市场化合约电量转让交易。

第七十二条 月内用电侧市场化合约电量转让交易流程

在市场初期，月内市场化合约转让交易一般按旬（或周）开展。交易标的为下一旬（下一周至月末）的市场合约电量。市场成熟后，月内用电侧合约转让交易在交易日连续开市，交易标的为本月 T+3 日至本月末的月内合约电量，最小合约周期为 2 日；若 T+3 日为次月第 1 日，则交易周期为次月 1 日至次月月末；具体交易开市时间在交易公告中明确。流程如下：

（一）交易申报。售电公司、批发用户的出让方根据需要，在交易平台对应交易序列下申报交易对象、交易电量、交易曲线、交易合约起止时间；受让方对出让方填报意向进行确认。

(二) 交易结果发布。经交易校核后，当日交易机构发布出清结果，形成交易合约。

第七十三条 月内发电侧市场化合约电量转让交易流程

在市场初期，月内市场化合约转让交易一般按按旬（或周）开展。交易标的为下一旬（下一周至月末）的市场合约电量。市场成熟后，月内发电侧合约转让交易在交易日连续开市，交易标的为本月 T+3 日至本月末的月内合约电量，最小合约周期为 2 日；若 T+3 日为次月第 1 日，则交易周期为次月 1 日至次月月末；具体交易开市时间在交易公告中明确。流程如下：

(一) 交易申报。出让方发电企业根据需要，在交易平台对应交易序列下申报交易对象、交易电量、交易曲线、交易合约起止时间；受让方对出让方填报意向进行确认。

(二) 交易结果发布。经交易校核后，当日交易机构发布出清结果，形成交易合约。

第七十四条 月内回购交易

市场化合约双方经协商一致，可以在工作日的 9:00-16:00 开展 T+3 日及以后数天的月内合约电量的回购交易。市场初期仅允许原价回购。流程如下：

(一) 回购申报。用电侧合约方登录交易平台，申报回购电量。

(二) 回购确认。发电侧合约方登录交易平台，对用电侧合约方发起的回购交易进行确认。

(三) 数据更新。经发电侧合约方确认后，交易平台自动更

新合约数据。若发电侧合约方在规定时间内未完成确认，则仍按照此次回购交易前的分日电量及曲线执行。

第七十五条 月内市场化合约电量及曲线调整

在保持月内合约电量不变的前提下，市场化合约双方经协商一致，可以在交易日的 9:00-24:00 调整 T+2 日及以后数天的月内合约电量分日电量及曲线。其中，T 表示交易日。流程如下：

(一) 调整申报。用电侧合约方登录交易平台，发起分日电量及曲线调整申请。

(二) 调整确认。发电侧合约方登录交易平台，对用电侧合约方发起的分日电量及曲线调整进行确认。

(三) 数据更新。经发电侧合约方确认后，交易平台自动更新合约数据。若发电侧合约方在规定时间内未完成确认，则仍按照此次调整前的分日电量及曲线执行。

第七十六条 合约转让交易、回购交易、电量及曲线调整的衔接
经营主体可对已签订但尚未执行且未转出的次月及后期的合同电量，进行部分或全部回购。

第七十七条 合约转让交易与电量及曲线调整的衔接

对已出让全部或部分电量的合约，当合约对方要求调整曲线或价格时，由出让方协调受让方进行调整，以保证原合约曲线和价格一致性。如因合约受让方不同意曲线或价格调整，对合约对方造成的损失原则上由合约出让方承担。合约电量(含分月电量)是合约转让交易的上限，如出现超合约电量(含分月电量)转让的

情况，将在无约束出清阶段按照申报时间先后进行逆序削减。

当合约某一方发起合约分月电量/分日电量调整时，调整后的分月电量/分日电量不能高于其该项合约的剩余电量。否则在合约分月电量/分日电量调整核对时，电力交易机构将合约分月电量/分日电量调整为其该项合约的剩余电量。如因合约一方转让后无法满足合约对方调整分月电量/分日电量/合约曲线的需求时，由此对合约对方造成的损失原则上由合约出让方承担。

第七十八条 回购交易与电量及曲线调整的衔接

部分电量进行回购交易后，在合约双方协商一致的情况下，可对合约剩余电量进行分月/分日电量及曲线调整。发生过分月/分日电量或曲线调整的合约进行回购时，按回购时分月/分日电量及合约曲线执行，且回购电量不得超过被回购合约的剩余电量。

第七十九条 代理购电月内交易

代理购电月内交易定位为调整月度交易偏差，原则上，代理购电月内交易在普通分时段下旬交易前开展，包括月内直接交易和月内回购交易，且当月仅能开展月内直接交易、月内回购交易中的一种，月内交易引起的月度代理购电价格变化纳入偏差电费滚动传导。电网企业根据月内实时监测的实际保量保价优发电量和用电量情况，确定月内代理购电直接交易规模或回购规模，并向电力交易机构申请，电力交易机构在交易公告中予以明确。其中，月内直接交易根据需求确定月内直接交易挂牌电量，成交不足时分摊方式同年度、月度交易；月内回购交易根据回购规模，

按等比例原价回购原则回购已成交的代理购电合同。

第四节 中长期分时段交易

第八十条 多月连续交易按日连续组织，交易标的为未来6个月内每月每个时段的总电量，交易电量默认按照标的月度日历天数平均分解至每日的相应时段。

月度交易每月中旬开展，为期2日，交易标的为次月每个时段的总电量，月度交易每个时段的合同电量默认按照月度日历天数平均分解至每日的相应时段。

旬交易每月上、中、下旬各至少提前5天组织，为期1日，交易标的分别为当月上、中、下旬每个时段的总电量，旬交易每个时段的合同电量默认按照当旬日历天数平均分解至每日的相应时段。

日交易按日（T日）滚动组织，交易标的为T+2日至T+4日每个时段的电量（周一至周三均开展交易标的为T+2日至T+4日每个时段的电量，周四、周五均开展交易标的为T+2日至T+5日每个时段的电量；遇有国家法定节假日，则做出相应调整，具体以交易公告为准，每日每个时段的电量单独进行交易。

经营主体某一运行日某个时段的中长期交易电量为相应时段年度、多月、月度、该旬交易的日分解电量及日滚动交易电量之和。

第八十一条 中长期分时段交易衔接机制

中长期分时段交易结果每小时的电量均分至该小时的4个15

分钟时段，形成 96 点中长期合同电量曲线。

新能源发电企业月度双边协商交易在月度普通交易前开展，交易双方需约定合同总电量及 24 时分解曲线（合同为 96 点曲线的，将对应每小时 4 个点取和得到 24 时分解曲线），并约定 24 时分时价格（未约定分时价格的，视为 24 时分时价格均为合同价）。新能源月度双边交易完毕后，合同默认按照交易标的期限的日历天数均分至每天。在上旬分时段交易开展前，经双方协商同意，可对已成交合同的每日分解电量及曲线进行调整，需保持合同总电量不变，合同价或分时价格不可调整（对交易时约定 24 时分时价格的，调整后需保持合同每个小时的时段总电量不变）。调整完毕后，交易技术支持系统对合同每日分解电量及曲线进行分时段标准化处理（即将原合同转换为分 24 小时时段的持仓量价）。

第八章 交易执行

第八十二条 市场化合约电量仅作为结算依据。经营主体每达成一条新的中长期合约，自动在已有合约基础上进行同日同时段累加。

第八十三条 已准入注册的现货电力用户如果没有参与中长期交易，或者在中长期交易中没有买到电量，将默认全电量参与现货交易。

第八十四条 经营主体对交易结果有异议的，应当在结果发布一个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力

调度机构在一个工作日内给予解释。逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认成交。

第九章 合约管理

第八十五条 年度交易合约内容

(一) 年度交易合约依据国家计划、政府间协议和多年交易组织结果签订。合约内容须参照国家有关部门颁布的相关合约示范文本。

(二) 依据年度交易组织结果签订电子合同，内容包括但不限于：交易主体、交易时间、交易电量、分月电量、交易曲线、交易价格、输电通道、交易计量、电量电费结算、不可抗力、争议解决、调整和违约、特别约定等。

(三) 年度交易合约中，交易电量须明确年分月、月分日、日分时电力曲线。具体分解由交易双方协商确定。

第八十六条 月度及短期交易合约内容

(一) 月度、月内多日交易合约依据交易组织结果签订。

(二) 交易合约内容包括但不限于：交易主体、交易时间、交易电量、分日电量、交易曲线、交易价格、特别约定等。

(三) 合约转让交易形成的合约依据交易结果和原合约约定签订。合约内容包括但不限于：转让交易主体、交易期限（起始日期、截止日期）、转让电量、原转让方交易曲线、原转让方合约电价、特别约定等。

第八十七条 中长期分时段交易合约

中长期分时段交易结果按交易标的日自动生成日汇总电子合同（即：T日滚动交易结束后，交易平台自动生成标的日为T+2日的96点分时段交易汇总合同），作为结算依据，签约方为买方或卖方经营主体、作为与买方或卖方实际成交的所有对手方代理的电力交易机构。合同数据由交易系统至少保存五年，以备查询。

第八十八条 合约签订

各市场成员在开展电力中长期交易时应签订电力中长期交易合同（含电子合同），作为执行依据。分散资源可与资源聚合类新型经营主体签订聚合服务合同，参与电力中长期市场。

开展电力中长期交易合同签约工作，应有利于稳定市场预期、防范市场风险、保障市场供需。

电力交易机构根据市场成员在电力交易平台的成交结果，出具的电子交易确认单，视为电子合同。

第八十九条 合约执行

电力交易机构根据电力中长期市场连续运营情况，汇总市场成员跨省跨区、省内交易合同，作为执行依据。

电力系统发生紧急情况时，电力调度机构可基于安全优先的原则实施调度，事后向电力监管机构、政府有关主管部门报告事件经过，并向经营主体披露相关信息。

第九十条 合约调整

(一) 年度交易中分时段交易成交的合约可在多月连续交易、月度及月内分时段交易中进行调整。

(二) 非分时段交易成交的合约可通过合同转让交易的方式进行合约调整，转让交易合约作为新交易合约执行。除交易各方特别约定外，涉及原合约交易主体的相关权利义务视为已履行完毕，涉及原合约的相关条款自动终止。

第九十一条 合约解除

(一) 根据国家法律法规的规定，交易合约需要解除的，按相关规定执行。

(二) 交易各方协商一致，可以解除交易合约。合约解除时，须按照原交易合约形式，签订解除协议。合约解除后，已履行部分不再返还，尚未履行部分终止履行。

第十章 计量和结算

第九十二条 多台发电机组共用计量点且无法拆分，各发电机组需分别结算时，按照每台机组的额定容量或发电量等比例计算各自上网电量。对于风电、光伏发电企业处于相同运行状态的不同项目批次共用计量点的机组，可按照额定容量等比例计算各自上网电量。

第九十三条 处于调试期的机组，如果和其他机组共用计量点，按照机组调试期的发电量等比例拆分共用计量点的上网电量，确定调试期的上网电量。

第九十四条 资源聚合类新型经营主体聚合的不同分散资源同时具有上、下网电量时，应区分各时段的上、下网电量。

第九十五条 电力中长期市场结算原则上以自然月为周期开展，按日开展清分、按月开展结算。

第九十六条 电力中长期市场应设置电力中长期结算参考点，作为电力中长期市场电量在现货市场的交割点，参考点价格可以由日前或实时市场出清价格确定。

第九十七条 电力中长期市场结算可按差价结算或差量结算方式开展。已注册入市但尚未签订电力中长期合同的经营主体，实际用电量或实际发电量按偏差电量结算。

第九十八条 电力交易机构应分别结算居民和农业用户、电网企业代理购电的偏差电量。电网企业应向电力交易机构分别提供相关电量信息。

第九十九条 资源聚合类新型经营主体及分散资源按照聚合服务合同明确的电能量价格单独结算。

第一百条 其他结算有关要求按《电力市场计量结算基本规则》执行。

第十一章 市场技术支持系统

第一百〇一条 电力交易平台应包括市场注册、交易申报、交易出清、市场结算、市场参数管理、信息发布、交易出清校核、市场运营监测等功能模块，符合相关技术规范和市场规则要求。

第一百〇二条 电力交易平台应遵循全国统一的数据接口标准，电力交易平台与电网企业的电力调度及营销等系统应实现互联互通，在保障信息安全的前提下为市场相关方提供数据交互服务。

第一百〇三条 电力交易平台应强化基础运行保障能力，满足电力中长期市场连续运营要求，建立备用系统或并列双活运行系统。

第一百〇四条 电力交易平台应对电力市场运行情况进行实时监测预警。

第十二章 市场监管和风险防控

第一百〇五条 电能计量、中长期结算、信息披露等方面具体规定，按照《电力市场信息披露基本规则》、《电力市场计量管理实施细则》、《电力市场电费结算实施细则》、《山西电力市场信息披露指引》等国家和山西有关规定执行。

第一百〇六条 山西能源监管办会同山西省能源局建立健全电力交易机构专业化监制度，推动成立独立的电力交易机构专家委员会，积极发展第三方专业机构，形成政府监管与外部专业化监督密切配合的有效监管体系。

第一百〇七条 市场运营机构根据有关规定，履行市场运营、市场监控和风险防控等职责。根据山西能源监管办的监管要求，将相关信息系统接入电力监管信息系统，按照“谁运营、谁防范，

谁运营、谁监控”的原则，采取有效风险防控措施，加强对市场运营情况的监控分析，按照有关规定按季度向山西能源监管办、山西省能源局和山西省发展改革委提交市场监控分析报告。

第一百〇八条 市场运营机构根据《电力市场信息披露基本规则》、《电力市场计量结算实施细则》、《山西电力市场信息披露指引》等文件要求，通过电力交易平台按时完成中长期交易相关信息披露工作。

第一百〇九条 当出现如下情况时，市场运营机构应按照安全第一的原则，必要时可以中止中长期交易，并报山西能源监管办和山西省能源局：

（一）当面临严重供不应求情况或出现地震等重大自然灾害、突发事件影响电力供应或电网安全时；

（二）因发生突发性的社会事件、气候异常和自然灾害等原因导致电力供应严重不足或电网运行安全风险较大时；

（三）发生重大电源或电网故障，影响电力有序供应或电力系统安全运行时；

（四）因台风、地震等重大自然灾害、突发事件等导致电网主备调切换时；

（五）电力交易平台发生重大故障，导致中长期市场交易无法正常组织时；

（六）出现其他影响电网安全运行的重大突发情况时。

第一百一十条 当出现以下申报价格、电量异常情形时，市

场运营机构可认定为无效申报，必要时可重新交易出清，并尽快报告山西能源监管办和山西省能源局：

（一）在集中竞价交易方式下，出现经营主体申报价格超过限价范围或申报电量超过交易限额时，认定为无效申报，交易机构可对其他有效申报数据进行重新出清；

（二）在挂牌交易方式下，出现经营主体申报价格超过限价范围或申报电量超过交易限额时，认定为无效申报，交易机构可对其他有效申报数据进行重新出清；

（三）在滚动撮合交易方式下，出现经营主体申报价格超过限价范围或申报电量超过交易限额时，若其已形成成交对，则该成交结果视为无效，不再另行出清；若其未达成成交对，则视为无效申报，不参与交易出清。

第一百一十一条 在多月连续分时段交易中，实时采集市场运行基础数据，按日生成市场整体运行情况报告。对有明显亏损风险的市场主体采取预警机制，汇报山西能源监管办、山西省能源局后，交易机构可采取风险提示、暂停交易等措施。

第一百一十二条 交易开展期间，若发生因黑客攻击、网络中断、恶意爬虫活动、接口异常调用或系统故障等突发原因，导致交易平台卡顿、崩溃，电力交易机构应评估事件影响，并尽快恢复系统正常运行。若短时间内无法恢复，电力交易机构应根据具体情况，采取暂停交易、交易时间顺延、调整等措施，保障交易公平公正。相关情况及时向山西能源监管办和山西省能源局报告。

第一百一十三条 经营主体应加强对自身账号的管理，需通过新一代电力交易平台系统页面前端进行账号登录、数据查询、交易申报等操作，非交易系统技术原因出现以下行为将视为异常行为：

- (一) 数据查询、交易申报等操作频次（以各服务接口调用频次统计）超过页面限制频次的，或页面对应暂无限制要求，调用频次超过 30 次/分钟、规律性调用连续 5 分钟超过 10 次/分钟的。
- (二) 使用外挂软件或无登陆记录但有其他操作行为的；
- (三) 向系统提交数据突破交易开闭市时间、电量、电价等条件约束，或向系统提交无法识别数据或必填数据为空，被系统拦截记录的；
- (四) 有越权访问等异常行为记录的；
- (五) 集中市场中交易双方约定交易时间、交易价格、交易电量的；
- (六) 集中市场中同一集团不同主体间成交量异常；
- (七) 其他违反平台使用协议规定情况；
- (八) 山西能源监管办认定的其他异常行为。

第一百一十四条 按照山西能源监管办、山西省能源局要求，交易机构将对经营主体违反平台使用要求的异常行为进行记录，并采取冻结其相应账号或全部账号等措施，具体包括：

- (一) 若平台账号当年首次被记录违反平台使用要求，则冻结该账号。该账号的经营主体需书面说明实际情况并做出相关承诺，交易机构核实相关情况后，在 5 个工作日内予以解除冻结；

(二) 若平台账号当年累计两次被记录违反平台使用要求，则冻结该账号至年底；

(三) 若经营主体及所属平台账号当年累计发生三次及以上被记录违反平台使用要求，则冻结该经营主体全部账号并报山西能源监管办和山西省能源局；

(四) 因经营主体相关平台账号异常行为导致交易系统出清算法中断、数据库读写异常、系统严重卡顿等后果的，一经发现，冻结该经营主体全部账号并报山西能源监管办和山西省能源局。

第一百一十五条 当市场主体初出现以下提交材料不实、伪造或失效等情形时，交易机构有权对其要求限期整改，未按期整改的采取出具警示函、平台公开披露、暂停市场交易、暂缓支付市场化结算费用等风险管控措施，并报监管部门协同进行进一步调查，涉嫌犯罪的将移送公安机关处理。

- (1) 市场主体提交材料涉及伪造、变造的情形；
- (2) 市场主体提交注册、认证或备案等信息存在伪造、篡改等不实的情形；
- (3) 市场主体提交的履约保函存在造假、注销失效等致使保函无法生效情形。

第一百一十六条 电力交易发生争议时，经营主体可自行协商解决，协商无法达成一致时可提交山西能源监管办调解处理，也可提交仲裁委员会仲裁或者向人民法院提起诉讼。

第十三章 附 则

第一百一十七条 本细则由山西能源监管办会同山西省发展和改革委员会、山西省能源局负责解释。

第一百一十八条 本细则自 2025 年 1 月 1 日起施行，有效期 5 年，《山西省电力中长期交易实施细则》（晋监能〔2020〕16 号）、《山西省电力中长期分时段交易实施细则》（晋监能〔2021〕7 号）、《山西电力中长期分时段交易实施细则》（晋监能市场规〔2024〕2 号）同时废止，有关规定与本实施细则不一致的，以本实施细则为准。实施过程中，经营主体及市场运营机构可对有关条款提出修改、补充、完善建议，履行规则修订程序后执行，修订后的条款与本细则有同等效力。

附件：山西电力中长期交易实施细则-绿色电力交易专章

附件

山西电力中长期交易实施细则 -绿色电力交易专章

第一章 总 则

第一条 为贯彻落实党中央、国务院关于碳达峰、碳中和的战略部署，加快建立有利于促进山西绿色能源生产消费的市场体系和长效机制，推进绿色电力交易工作有序开展，引导绿色电力消费，加快绿色能源发展，依据《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）、《国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）、《国家发展和改革委员会 国家能源局<关于印发电力中长期市场基本规则的通知>》（发改能源规〔2025〕1656号）等有关规则，按照《国家发展改革委 国家能源局关于绿色电力交易试点工作方案的复函》（发改体改〔2021〕1260号）、《国家发展改革委 财政部 国家能源局关于享受中央政府补贴的绿电项目参与绿电交易有关事项的通知》（发改体改〔2023〕75号）、国家能源局《关于印发可再生能源绿色电力证书管理实施细则（试行）的通知》（国能发资质规〔2025〕107号）要求，特制定本实施细则。

第二条 本实施细则所称绿色电力、绿色电力交易、绿色电

力证书按照以下定义。

第三条 绿色电力是指符合国家有关政策要求的风电（含分散式风电）、太阳能发电（含分布式光伏和光热发电）、常规水电、生物质发电、地热能发电等已建档立卡的可再生能源发电项目所产生的全部电量。

第四条 绿色电力证书（以下简称“绿证”）是国家对非水可再生能源上网电量颁发的具有唯一代码标识的电子凭证，作为绿证的唯一凭证。1张绿证对应1兆瓦时电量。

第五条 省内绿电交易是指由电力用户或售电公司等通过电力直接交易的方式向计入本省电网控制区的发电企业购买绿色电力的电力交易品种，以绿色电力和对应绿色电力环境价格为标的，交易电力同时提供国家核发的可再生能源绿色电力证书，用以满足发电企业、售电公司、电力用户等出售、购买绿色电力的需求。初期，参与绿色电力交易的发电侧主体为风电、光伏发电项目，条件成熟时，可逐步扩大至符合条件的其他可再生能源。

第六条 绿色电力交易应坚持绿色优先、安全可靠、市场导向的原则，充分发挥市场作用，全面反映绿色电力的电能价值和环境价值，引导全社会形成主动消费绿色电力的共识与行动。不得以绿电交易名义组织开展以变相降价为目的的专场交易。

第七条 绿证随绿色电力交易由发电企业转移至电力用户，绿证应确保唯一，不得重复计算或出售。

第八条 本实施细则未尽事项，遵照山西电力市场有关规定

执行，如与国家有关政策规则不一致的，按国家政策规则执行。

第九条 市场成员应严格遵守本实施细则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他经营主体的合法权益。任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第二章 市场成员

第十条 参与绿色电力交易的市场成员包括发电企业、电力用户、售电公司、虚拟电厂等经营主体，以及电力交易机构、电力调度机构等。

第十一条 参与绿色电力交易的售电主体主要是符合绿证发放条件的风电、光伏等可再生能源发电企业。按照《国家发展改革委 财政部 国家能源局关于享受中央政府补贴的绿电项目参与绿色电力交易有关事项的通知》（发改体改〔2023〕75号）要求，已纳入国家可再生能源电价附加补助政策范围内的绿电项目（以下简称“带补贴绿电项目”）参与绿色电力交易时，高于项目所执行的煤电基准电价的溢价收益，等额冲抵国家可再生能源补贴或归国家所有；发电企业放弃补贴的，参与绿色电力交易的全部收益归发电企业所有。分布式新能源可通过聚合的方式参与绿色电力交易。

第十二条 参与绿色电力交易的购电主体是电力用户或售电公司。其中，售电公司代理有绿色电力消费需求的电力用户购买绿色电力产品，应通过零售合同销售给相应的零售用户。鼓励

售电公司推出绿色电力套餐。

第十三条 电网企业负责为参与绿色电力交易的电力用户提供公平的报装、计量、抄表、结算、收费等供电服务。

第十四条 带补贴绿电项目参与绿色电力交易的溢价收益，由交易按月进行核算，由电网企业做好专账管理。

第十五条 山西电力交易机构主要负责：

- (1) 参与编制、修订绿色电力交易相关规则细则。
- (2) 组织开展山西省内绿色电力交易，出具相关结算依据，开展相关信息披露。
- (3) 汇总管理省内绿色电力交易合同（含零售合同）、结算依据，并向北京电力交易中心传送相关绿色电力交易合同、结算依据，作为北京交易中心与国家可再生能源信息管理中心核发、划转绿证的依据。

第十六条 电力调度机构主要负责绿色电力交易安全校核，按照调度规程实施电力调度。

第三章 市场注册

第十七条 参与绿色电力交易的发电企业、电力用户等经营主体，需在山西电力交易平台注册且具备交易资格，已经注册的经营主体无需重复注册。

第十八条 经营主体注册时在绿色电力交易平台开立绿色电力账户，已注册生效的经营主体自动获得该账户。

第十九条 参与绿色电力交易的发电企业需在国家可再生能源管理中心完成备案、绿证申请与白名单流程，并在山西电力交易平台补充完善相关信息，包括但不限于：国家可再生能源管理中心备案的项目编码等。

第四章 交易周期、品种及方式

第二十条 根据经营主体需要，绿色电力交易可按多年、年度、多月（季度）、月度、月内（旬、日）等周期组织开展。

第二十一条 绿色电力交易可分为绿色电力批发交易和绿色电力零售交易。绿色电力批发交易，是指电力用户（或售电公司代理电力用户）直接向发电企业购买绿色电力产品的交易。绿色电力零售交易，是指售电公司向发电企业直接购买绿色电力产品，并将批发市场所获得绿色电力产品在零售市场销售给零售用户的交易。

第二十二条 绿色电力交易主要包括省内绿色电力交易和省间绿色电力交易，其中：

（一）省内绿色电力交易是指电力用户或售电公司通过电力直接交易的方式向省内发电企业购买绿色电力产品。

（二）省间绿色电力交易是指省内发电企业向其他省出售符合条件的绿色电力产品，或由省内电力用户或售电公司向其他省发电企业购买符合条件的绿色电力产品。根据北京电力交易中心安排，可适时启动以平台聚合经营主体的方式参与省间绿电交易。

第二十三条 省内绿色电力交易的组织方式包括双边协商、挂牌，可根据市场需要进一步扩展，但应实现绿色电力产品可追溯溯源。其中：

(一) 双边协商交易，经营主体自主协商交易电量、曲线、价格、绿证偏差补偿方式等信息，通过绿色电力交易平台申报、确认。

(二) 挂牌交易，经营主体购售一方通过绿色电力交易平台申报交易电量、曲线、价格等挂牌信息，另一方经营主体摘牌、确认。

第二十四条 市场具备条件时，可开展分时段绿色电力交易。

第五章 价格机制

第二十五条 绿色电力交易的价格由市场化交易形成。

第二十六条 绿色电力交易价格应充分体现绿色电力的电能价值和环境价值，其电能价值与环境价值的总和为综合价格。经营主体应分别明确综合价格及其电能量价格、绿证价格。其中：

(一) 双边协商交易方式下，购售双方自主协商确定绿色电力交易综合价格，并分别明确其中的电能量价格与绿色权益价格。

(二) 挂牌交易方式下，挂牌方确定绿色电力交易综合价格，并分别明确其中的电能量价格与绿证价格；摘牌方摘牌，等同于接受绿色电力交易综合价格及其电能量价格和绿证价格。

(三) 集中竞价交易方式下，经营主体申报绿电交易整体价

格，按照整体价格报价撮合法出清，以购售双方报价的平均值形成每个交易对的整体交易价格；再按以下原则将整体交易价格分解形成电能量价格与绿色电力环境价值：绿色电力环境价值统一取交易组织时国家电网公司经营区平价绿证市场上一结算周期成交均价，整体交易价格扣减绿色电力环境价值后形成电能量价格。

第二十七条 绿色电力交易申报电力、电量、价格量纲分别为：电力，MW；电量，兆瓦时；价格，元/兆瓦时；电力、电量精确到整数，价格精确到0.01元/兆瓦时。

第二十八条 绿色电力交易中，除国家有明确规定的情况外不得对交易进行限价或指定价格。

第二十九条 绿证价格不纳入峰谷分时电价机制、力调电费等计算，具体按照国家及地方有关政策规定执行。

第三十条 绿电零售套餐在普通零售套餐的基础上，需额外约定绿电电量、绿证价格等要素。

第六章 交易组织

第一节 总体要求

第三十一条 绿色电力交易优先组织，省内绿色电力批发交易优先于省间绿色电力批发交易组织。

第三十二条 省内发电企业参与省间绿色电力交易时，电力交易机构应充分考虑省内电力平衡和山西非水可再生能源消纳权重完成情况。

第三十三条 为保障无补贴新能源企业合理收益，原则上优先组织无补贴新能源企业参与省间绿色电力外送交易，鼓励无补贴新能源企业参与多年省间绿色电力外送交易。

第三十四条 绿色电力批发交易在绿色电力交易平台开展交易，绿色电力零售交易在山西零售交易平台开展交易，用户可通过绿电交易获取绿色电力证书。

第三十五条 参与绿色电力交易的经营主体应按规定申报绿色电量、电能量价格、绿证价格等信息。

第三十六条 绿电交易应确保发电企业与电力用户一一对应，实现绿电环境价值可追踪溯源。

第三十七条 售电公司参与绿电交易时，应提前与电力用户建立代理服务关系，并在交易申报时将绿电需求电量全部关联至代理用户。虚拟电厂聚合分布式新能源参与绿电交易时，应提前与分布式新能源建立聚合服务关系，并在交易申报时将绿电申报电量全部关联至各分布式新能源项目。

第三十八条 鼓励经营主体参与数年绿电交易，探索数年绿电交易常态化开市机制。

第二节 批发交易

第三十九条 省间绿色电力交易按照《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则》执行。

第四十条 市场初期，省内绿色电力交易采用直接交易方式，由独立批发用户、售电公司（代理其零售用户）向发电企业直接

购买绿色电力产品。待市场成熟且绿色电力产品可追踪溯源时，可逐步开展绿色电力合同转让、回购等交易，减少合同执行偏差，提高合同履约率。

第四十一条 根据市场需求，可按年度（多年）、季度（多月）、月度、月内为周期组织开展省内绿色电力交易。交易方式可选择双边协商、集中竞价、挂牌交易等方式开展。

第四十二条 省内绿色电力交易组织流程：

（一）交易申报。电力交易机构在绿色电力交易平台发布交易公告，经营主体按照规定进行申报、确认。

（二）交易出清。电力交易机构根据经营主体申报情况进行无约束出清，并开展交易校核。

（三）校核。电力交易机构对无约束出清结果开展交易校核。在非现货模式下，电力交易机构需将无约束结果提交至电力调度机构开展安全校核，经安全校核后形成有约束交易结果；现货模式下，电力调度机构不需要开展安全校核，但需要交易前提供约束条件。校核时间按照中长期交易细则执行。

（四）发布结果。电力交易机构对校核后的有约束结果进行发布。

第三节 零售交易

第四十三条 在开展绿色电力批发交易前，售电公司需要与零售用户在零售交易平台签订绿电零售套餐，零售合约中应明确绿电交易购买绿电电量、电能量价格、绿证价格等信息，售电公

司据此在批发市场代为购买绿电。

第四十四条 绿色电力批发交易后，且在标的月执行前，经协商一致，售电公司可根据批发市场获得的绿电交易合同，后可对绿电零售套餐中相关参数进行调整，需明确相关零售用户的绿电电量、综合电价（含其电能量价格、绿证价格），必要时可约定绿证分配至零售用户的优先级（售电公司选择优先级方式的，必须明确其所有签订绿电零售合同的零售用户优先级，否则无效），零售用户对变更后的绿电零售合约确认后方可生效。

第四十五条 市场初期，售电公司需按照最终生效的绿电零售合同，于每月 25 日前在绿色电力交易平台向零售用户分配绿电电量，应确保分解绿电电量与零售合约一致。待技术支持系统具备条件后，可将绿电零售合约相关数据传输至绿色电力交易平台，自动形成用户的绿电分配电量。

第四十六条 售电公司只能在签订绿电零售合约的零售用户中分配绿电电量，且应将绿电批发电量全部分解到用户侧。

第七章 合同签订与执行

第一节 合同签订

第四十七条 电力用户或售电公司与发电企业签订绿色电力交易合同，应明确交易电量（电力）、电价（包括电能量价格、绿证价格）及绿证偏差补偿等事项，售电公司与零售用户签订的绿电零售合同也应明确上述事项。

第四十八条 经营主体应事先明确绿证偏差补偿方式，并列入合同条款。对于双边协商形成的绿电交易合同，由购售双方自行约定；对于集中交易形成的绿电交易合同，按照合同中的绿证价格的2倍与偏差电量进行费用补偿。

第四十九条 为确保绿色电力全生命周期的追溯溯源，绿色电力交易合同应明确购、售电主体的对应关系。

第五十条 绿色电力交易通过电子合同的方式签订交易合同，电子合同与纸质合同具备同等效力。

第二节 合同调整

第五十一条 市场初期，暂不开展绿色电力交易合同回购、转让交易。市场成熟后，可根据相关规定，在绿色电力交易合同各方协商一致、并确保绿色电力产品可追溯溯源的前提下，开展合同回购、转让等交易。

第三节 合同执行

第五十二条 电力调度机构在确保电网安全的前提下，对拥有绿电合同且未进入现货的新能源发电企业予以优先安排，保证交易结果的优先执行；对拥有绿电合同且进入现货的新能源企业，在现货市场中应优先出清，优先执行。

第五十三条 遇有弃风弃光时，拥有绿电交易合同的新能源企业列入最后一档弃限电序位。无补贴新能源入市后，相关规定另行制定。

第五十四条 电网需要实施需求侧管理措施时，在电网保供

能力范围内，消费绿色电力比例较高的电力用户同等条件下应予以优先保障。

第八章 交易结算

第五十五条 绿色电力交易按照相关市场规则优先结算。省间绿色电力交易结算优先级高于省内绿色电力交易。

第五十六条 电力交易机构负责向经营主体出具绿色电力交易结算依据，随经营主体交易结算单定时发布，经营主体进行确认。

第五十七条 电力交易机构向经营主体出具的绿色电力交易结算依据具备条件后应包含以下内容：

- (一) 电能量部分结算电量、价格、结算费用；
- (二) 绿证部分结算电量、价格、结算费用；
- (三) 电能量部分偏差结算费用。

第五十八条 绿色电力交易电能量与绿证分开结算：

(一) 绿色电力交易合约作为经营主体中长期合约的一部分，电能量部分按照《电力市场计量结算实施细则》中相关规定进行结算。

(二) 绿证部分按照三者取小的原则确定结算电量，以绿证价格结算。

零售用户： $C_{\text{绿证}}=Q_{\text{绿证}} \times P_{\text{绿证}}$ ，其中：

$C_{\text{绿证}}$ 为绿电零售用户绿证部分结算费用；

$Q_{\text{绿证}}$ 为按照三者取小的原则确定绿证部分结算电量；

$P_{\text{绿证}}$ 为绿电零售合同约定的绿证价格。

批发用户/售电公司： $C_{\text{绿证}}=Q_{\text{绿证}} \times P_{\text{绿证}}$ ，其中：

$C_{\text{绿证}}$ 为批发侧绿证部分结算费用；

$Q_{\text{绿证}}$ 为按照三者取小的原则确定绿证部分结算电量；

$P_{\text{绿证}}$ 为绿电批发侧合同约定的绿证价格。

发电企业： $C_{\text{绿证}}=Q_{\text{绿证}} \times P_{\text{绿证}}$ ，其中：

$C_{\text{绿证}}$ 为发电企业绿证部分结算费用；

$Q_{\text{绿证}}$ 为按照三者取小的原则确定绿证部分结算电量；

$P_{\text{绿证}}$ 为绿电合同约定的绿证价格。

(三) 纳入可持续发展价格结算机制的电量，不重复获得绿证收益。

第五十九条 绿证部分结算电量取小计算原则为按照售电公司代理所有签订绿电零售合同的零售用户、或独立批发用户分解到该笔合同的实际用电量、发电企业分解到该笔合同的实际上网电量（扣除实际结算机制电量，下同）以及双方之间的绿电合同电量三者取小确定。具体分为三步：

(1) 按月统计每一家发电企业所有省间绿电合同电量与其上网电量。

若上网电量小于省间绿电合同电量，省间绿电合同应结绿证量等比例削减，省内绿电合同应结绿证量全部削减。

$$Q_{\text{绿证应结1-省间}} = Q_{\text{月度上网}} * \frac{Q_{\text{省间绿电合同}}}{\sum_{I=1,N} Q_{\text{省间绿电合同}}}$$

若上网电量大于省间绿电合同电量，省间绿电合同应结绿证量等于其合同电量；

$$Q_{\text{绿证应结1-省间}} = Q_{\text{省间绿电合同}}$$

若发电企业上网电量大于省间绿电合同电量，但小于省间与省内绿电合同电量总和时，省内绿电合同应结绿证量等比例削减。

$$Q_{\text{绿证应结1-省内}} = (Q_{\text{月度上网}} - Q_{\text{绿证省间应结1}}) * \frac{Q_{\text{省内绿电合同}}}{\sum_{I=1,N} Q_{\text{省内绿电合同}}}$$

若发电企业上网电量大于省间和省内绿电合同电量之和时，省内绿电合同应结绿证量等于其合同电量。

(2) 按月统计每一家售电公司签订绿电零售合同的零售用户、或独立批发用户用电量与其绿电合同电量。

若用电量大于省内绿电合同电量，省内绿电合同应结绿证量等于其合同电量。

$$Q_{\text{绿证应结2}} = Q_{\text{省内绿电合同}}$$

若用电量小于省内绿电合同电量，省内绿电合同应结绿证量等比例削减。

$$Q_{\text{绿证应结2}} = Q_{\text{月度用电}} * \frac{Q_{\text{省内绿电合同}}}{\sum_{I=1,N} Q_{\text{省内绿电合同}}}$$

(3) 按月统计每一笔绿电合同中省内绿电合同绿证应结电量1、绿证应结电量2，二者比小确定应结绿证电量3

$$Q_{\text{绿证应结3}} = \min(Q_{\text{绿证应结1}}, Q_{\text{绿证应结2}})$$

第六十条 绿色电力交易保持电网企业结算模式：根据电力交易机构出具的结算依据，电力用户向电网企业缴纳绿色电力的电费；电网企业向发电企业支付相关费用；售电公司按照电力交易机构出具的结算依据与电网企业进行结算。

第九章 绿证管理

第六十一条 绿电交易对应的绿证根据可再生能源发电项目月度结算电量，经审核后统一核发，有关部门根据绿色电力交易合同与执行、绿证偏差交易合同、结算等信息，按规定将相应绿证由发电企业或项目业主的绿证账户随绿电交易划转至买方账户。

第六十二条 1个绿证单位对应1000千瓦时可再生能源电量。不足核发一个绿证的当月电量结转至次月。

第六十三条 绿证核发、交易及划转等事项按照《国家能源局关于印发可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》(国能发新能规〔2024〕67号)、《国家能源局<关于印发可再生能源绿色电力证书管理实施细则(试行)的通知>》(国能发资质规〔2025〕107号)等有关规定执行。

