

附件

青海省电力中长期分时段交易规范指引

第一章 总则

第一条 为规范开展青海省电力中长期分时段交易，促进电力中长期市场与现货市场协同运行，依法维护电力经营主体的合法权益，推进统一开放、竞争有序的电力市场体系建设，根据《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、《电力市场运行基本规则》（国家发改委2024年第20号令）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发电力中长期交易基本规则的通知》（发改能源规〔2020〕889号）、《国家发展改革委关于进一步深化燃煤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 国家能源局关于印发售电公司管理办法的通知》（发改体改规〔2021〕1595号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章的通知》（发改能源〔2024〕1123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）、《青海省电力中长期交易规则（西北监能市场〔2021〕19号）》及《青海省电力中长期交易规则补充规定》等有关文件政策和规则规定，结合青海电力市场实际，制定本规范

指引。

第二条 电能量交易按照交易周期分为电力中长期交易和电力现货交易。电力中长期交易指对未来某一时期内交割电力产品或服务的交易，包含数年、年、月、周、多日等不同时间维度的交易。电力中长期交易包括电力批发交易和电力零售交易。电力批发交易指发电企业、电力用户、售电公司等经营主体，通过市场化方式，开展的电力中长期交易。电力零售交易指售电公司向电力用户售电，在约定服务周期内所提供相关服务的市场交易。电力现货交易，是指通过现货交易平台在日前及更短时间内集中开展的次日、日内至实时调度之前电力交易活动的总称。

执行政府定价的优先发电电量为政府授权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。

第三条 市场成员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合法权益。

任何单位和个人不得非法干预电力市场正常运行。

第四条 国家能源局西北监管局和省政府电力主管部门根据职能依法履行青海省电力中长期分时段交易监管职责。

第二章 市场成员

第五条 市场成员包括经营主体、电力市场运营机构和提供输配电服务的电网企业等。其中，经营主体包括参与电

力市场交易的发电企业、售电公司、电力用户和新型经营主体（含新型储能企业、负荷聚合商、虚拟电厂等）；电力市场运营机构包括电力交易机构、电力调度机构。

第三章 交易品种和交易方式

第六条 电力中长期交易现阶段主要开展电能量交易、绿色电力交易，灵活开展合同转让、合同变更交易等。

第七条 交易品种

（一）电能量交易指经营主体根据交易规则，以协商或者竞价等市场化方式，对未来某一时期内的电能量进行买卖，从而确定电能量的价格、交易执行时间、交易量等合同要素，完成购售电的行为，包含数年、年、月、月内多日等不同时间维度的交易。

（二）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（含分布式光伏发电和光热发电）、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生产的全部电量。绿色电力交易指以绿色电力和对应绿色电力环境价值为标的物的电力交易品种，交易电力的同时提供国家核发的可再生能源绿色电力证书（以下简称绿证），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。绿证是我国可再生能源电量环境属

性的唯一证明，是认定可再生能源电力生产、消费的唯一凭证。

（三）合同转让交易指合同其中一方对未履行的合同的全部或部分，通过市场交易方式转让给第三方经营主体。

（四）合同变更交易指购售双方对持有的交易合同未执行部分交易电量、价格、电力曲线等进行协商变更。交易方式主要为双边协商。原则上合同变更交易电量只能做调减。

第八条 电力中长期交易可以采用双边协商交易、集中交易两种方式进行。

（一）双边协商指交易双方协商一致后，由一方通过交易平台将需求电量、价格、电力曲线等申报信息向交易意向方提出要约，由交易意向方接受该要约的交易方式。

（二）集中交易包括集中竞价交易、滚动撮合交易和挂牌交易三种形式。

第九条 根据交易标的物执行周期不同，中长期电能量交易包括年度（多年）电量交易（年度交易指执行时间为自次年起的多年分解到月、次年全部月份、次年部分月份的交易。年度交易在年度市场开展，每年开展一次）、月度电量交易（月度交易指执行时间为次月全部或部分自然日的交易。月度交易在月度市场开展，每月开展一次）、月内（多日）电量交易（月内市场于每月月度市场闭市后开展，执行时间为次月月内剩余自然日的交易）等针对不同交割周期的电量交易。

第十条 推进中长期交易按工作日连续开市。以双边协商、滚动撮合、挂牌交易形式开展的电力中长期交易可连续或定

期开市，以集中竞价交易形式开展的电力中长期交易定期开市。

第十一条 中长期分时段交易以交易周期内某时段的电量作为标的，一般将每天分为 24 个时段（0—23 点），经营主体分别申报各时段的电量、价格，按照出清规则形成分时段的电量、电价中长期交易合约。原则上电能量交易开展分时段交易，水火风光发电企业同台竞价。

第十二条 经营主体自主进行分时段交易申报，也可参照市场运营机构推荐的典型发（用）电曲线进行申报。中长期分时段交易按照 24 时段（0—23 点）分别申报，每个时段均应设置交易申报价格、申报电量上下限，分时段交易电量、电价、曲线通过市场交易形成。

第十三条 执行政府定价的优先发电电量，根据各类电源典型发电曲线，由发电企业和电网企业签订厂网间年度分月中长期带曲线分时段购售电合同，相关合同通过电力交易平台推送电力交易机构。

第十四条 电网企业根据省内电力电量供需市场预测情况，参与北京电力交易中心组织的跨区跨省交易，代理购买省内缺口电量。省间外购电分时段电量是省内用户参与省内中长期分时段交易的边界条件，优先交易、优先执行。原则上跨区跨省外购电（分时段）电量，通过分时段交易由对应时段用电主体购买消费。

用电主体参与省内中长期交易应根据自身分时段用电量或用电曲线，扣减对应分时段外购电交易成交结果形成的

省内预申报分时段用电量或用电曲线，参与省内中长期分时段交易的申报。

第十五条 电网企业通过分时段挂牌交易或场内集中交易方式（不含撮合交易）方式代理购电。其中采取挂牌交易方式的，价格按当月月度集中竞价分时段交易价格确定；采用场内分时段集中竞价交易方式的，以报量不报价方式、作为价格接受者参与市场出清。代理购买居民农业和线损的市场化电量以当月月度集中竞价分时段交易加权均价结算。代理工商业用户购电的偏差电量以现货实时市场月度均价结算。

第十六条 同一经营主体可根据自身电力生产或者消费需要，购入或者售出电能量。同一经营主体不能在单次交易或分时段交易中的单个时段中既购入电量又出售电量，只能二者选其一。

为降低市场操纵风险，发电企业在单笔电力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）。电力用户和售电公司在单笔电力交易中的售电量不得超过其购入电能量的净值（指多次购入、售出相互抵消后的净购电量）。

除电网安全约束外，不得限制发电企业在自身发电能力范围内的交易电量申报、不得限制电力用户（售电公司）在自身用电能力范围内的交易电量申报。经营主体参与电力市场交易，不得影响电网安全及市场公平。

第四章 价格机制

第十七条 工商业用户全部进入电力市场参与中长期分时段交易，按照市场价格购电。

第十八条 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）、农业等用电由电网企业保障供应，执行现行目录销售电价政策。优先将低价保量保价优先发电电源、新能源机制电量用于保障居民、农业用电。若上述优先发电电量不足以满足居民、农业等优先购电电量需求，可按照低价电源优先保供的原则，通过市场化方式组织省内电源补足缺口电量。

第十九条 除保量保价优先发电量执行政府核定价格外，电力中长期交易的上网电价应由经营主体通过双边协商、集中交易等市场化方式形成，第三方不得干预。

第二十条 中长期分时段交易每个时段均应设置申报价格上下限，各时段申报价格的限额可统一设置为下限 80 元/兆瓦时、上限 650 元/兆瓦时。后期，可结合现货市场运行和现货市场价格情况每年动态调整中长期分时段申报价格限额，促进中长期与现货市场的价格衔接。

第二十一条 工商业用户各时段的用电价格由各时段上网电价及上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加等构成。上网环节线损费用按实际购电上网电价和综合线损率计算，线损电量由电网企业代理采购；系统运行费用包括辅助服务费用、抽水蓄能容量电费、电价交

又补贴新增损益、线损损益、火电容量电费等；输配电价、政府性基金及附加按照国家有关规定执行。

第二十二条 双边交易分时段价格按照双方合同约定执行。分时段集中竞价交易按照“价格优先、定时出清”的原则，集中申报，采用分时段统一边际出清的价格形成机制。滚动撮合交易按照“价格优先、时间优先、即时出清”的原则，采用报价撮合法，滚动申报、撮合成交的价格形成机制。挂牌交易按照分时段挂牌价格出清。

第五章 交易组织

第二十三条 省内按照年度（多年）、月度（多月）、月内（多日）的顺序开展电力交易。按年度、月度定期开市，并向月内旬、周以及 D-2 日（D 为交易执行日）交易延伸。组织开展月内电能量及合同融合交易，按工作日连续开市。

第二十四条 省间交易先于省内交易开展，其结果作为省内交易的边界条件。在省间交易开展前，预先进行省内电力电量供需平衡测算，优先保证省内电力电量供需平衡的基础上，市场成员可申报参与省间外送电交易。

第二十五条 电网企业于每年 11 月底前，预测形成次年省内年度分月分时段（可发）总发电曲线、省内年度分月分时段总用电曲线、年度分月净负荷曲线，预测年度分月外购电量和外送电量及曲线。

调度机构于每月 5 日前，预测形成次月省内月度分时段

（可发）总发电曲线。电网企业预测形成省内月度分时段总用电曲线。调度机构预测形成全省月度净负荷曲线、月度外购电量和外送电量及曲线。

第二十六条 交易机构可设置发、用电等经营主体各时段交易申报电量（电力）最大限额，防控市场风险。

发电方经营主体：任一时段的申报电量（电力）不能超出该时段经营主体的最大发电能力。

用电方经营主体：任一时段的申报电量（电力）不能超出该时段经营主体的最大用电能力。

第二十七条 对于定期或连续开市的，交易公告应当提前

至少 1 个工作日发布；对于不定期开市的交易，应当提前至少 5 个工作日发布。交易公告发布内容应当包括：

（一）交易标的（含电量、电力和交易周期）、申报起止时间；

（二）交易出清方式；

（三）价格形成机制

（四）关键输电通道可用输电容量情况。

第二十八条 交易的限定条件事前应在交易公告中明确，原则上在申报组织以及出清过程中不得临时增加限定条件，确有必要的由电力交易机构公开说明。

第二十九条 电力交易机构基于电力调度机构提供的安全约束条件开展电力交易出清。

第三十条 交易优先级和执行原则如下：

(一)按交易周期,交易优先顺序依次为年度(含多年)交易、月度(含多月)交易、月内交易。

(二)在同一交易周期下,不同类型交易优先级由高至低如下:保量保价优先发电交易、保障电网安全必发机组(水电、火电、外购电等)优先发电交易、绿色电力交易、清洁能源电力交易、火电电力交易。

当调度机构安全校核不通过时,原则上交易出清结果按照上述交易优先级进行倒序削减。

第三十一条 零售市场交易按照青海省电力零售市场交易规则执行,售电公司、零售用户等经营主体通过“e-交易”APP开展零售市场交易。售电公司与零售用户主要开展固定服务费率分时段零售套餐市场交易。

第一节 年度(多年)交易

第三十二条 年度(多年)交易指执行时间为自次年起的多年分月、次年全部月份、次年部分月份的交易。年度(多年)交易可通过双边协商或者集中交易的方式开展。

第三十三条 年度分时段交易按照年度分月(1—12月)、分时段申报、出清进行交易组织,原则上每年组织一次,经营主体每份电子合同形成12月×24时段的成交结果。

第三十四条 经营主体经过双边协商形成的年度(多年)分月意向协议(包括:电量、分时段电量或电力曲线、分时段电价),需要在年度双边交易申报截止前,通过电力交易平台提交至电力交易机构。电力交易机构根据电力调度机构提

供的关键通道年度可用输电容量，形成双边交易预成交结果。

第三十五条 采用集中交易方式开展年度(多年)交易时，发电企业、售电公司和电力用户等经营主体在规定的申报时限内，通过电力交易平台申报分月分时段电量、电价等交易数据。电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道年度可用输电容量进行市场出清，形成年度(多年)分月分时段的集中交易预成交结果。经营主体交易申报的分时段电量数据，不应超过交易周期内经营主体的可发(用)电能力及年度交易电量总限额。

第三十六条 年度交易结束后，电力交易机构汇总每类交易的预成交结果，并提交电力调度机构统一进行安全校核。电力调度机构在5个工作日内返回安全校核结果并进行信息发布。安全校核越限时，由电力交易机构对有关预出清结果进行削减和调整，电力交易机构削减和调整后再提交电力调度机构安全校核，直至安全校核通过形成有约束最终成交结果。

第三十七条 经营主体对交易成交结果有异议的，应在成交结果发布1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1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。电力交易机构在3个工作日内发布年度(多年)交易市场成交结果公告。

第二节 月度(多月)交易

第三十八条 月度交易指执行时间为次月全部或部分自

然日的交易。月度交易在月度市场开展，每月开展一次。月度市场可开展执行时间为2个月及以上的多月交易。月度交易可通过双边协商或者集中交易等方式开展。

第三十九条 月度分时段交易按照分时段申报、出清进行交易组织，原则上每月组织一次，经营主体的每份电子合同形成月×24时段的成交结果。

第四十条 经营主体经过双边协商形成的分时段带曲线意向协议，需要在月度双边交易申报截止前，通过电力交易平台提交至电力交易机构。电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道月度可用输电容量，形成分时段带曲线双边交易预成交结果。

第四十一条 采用集中交易方式开展月度分时段交易时，经营主体在规定的交易申报时限内通过电力交易平台申报分时段交易数据。电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道月度可用输电容量进行市场出清，形成集中交易预成交结果。经营主体交易申报的分时段电量数据或电力曲线，不应超过交易周期内经营主体的可发或用电能力（应考虑剔除已成交合同电量）及月度交易组织电量总限额。

第四十二条 月度交易结束后，电力交易机构汇总每类交易的预成交结果，并提交给电力调度机构统一进行安全校核。电力调度机构在2个工作日内返回安全校核结果并进行信息发布。安全校核越限时，由电力交易机构对有关预出清结果进行削减和调整，电力交易机构削减和调整后再提交电力调度机构安全校核，直至安全校核通过形成有约束最终成交

结果。

第四十三条 经营主体对交易结果有异议的，应在结果发布 1 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 1 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，电力交易机构在 2 个工作日内发布月度（多月）交易市场成交结果公告。

第三节 月内（多日）交易

第四十四条 月内市场于每月月度市场闭市后开展。月内（多日）电能量交易的标的物为月内剩余天数或特定天数的分时电量。月内（多日）交易主要通过集中交易方式开展。月内电能量交易以交易日为 T 日，交易标的为 T+2 日至月底的分时电量。月内交易按工作日连续开市，原则上从上月倒数第 2 天至当月倒数第 2 天按工作日组织。

第四十五条 月内交易可开展标准能量块和标准合约融合交易，融合月内电能量交易、合同转让交易、合同变更交易等多个交易品种，按照“自主申报、价格优先、时间优先、即时成交”的滚动撮合交易方式组织。发电企业、批发用户、售电公司等经营主体均可以作为买方或卖方，买入或卖出相应时段的电量或合同。融合交易以 T+2（T 为交易日）至月底每日分时段电量为交易标的，每 1 个小时作为 1 个时段，按照每日 24 个时段组织交易，经营主体可对期间某日某时段电量或合同进行买入或卖出的交易申报。经营主体通过电力交易平台分别申报每一个交易时段（1 小时）的“电量、电价”

数据。

在融合交易中采用中央对手方模式，发电企业、批发用户、售电公司等经营主体均可以作为买方或卖方，买入或卖出电量。但在同一个时段只能选定一个交易方向（买入或卖出）。买方单元可以是有剩余购电需求的电力用户、售电公司、新型经营主体，也可以是已签订售电合同并有合同调减需求的发电企业等；卖方单元可以是有剩余发电能力的发电企业，也可以是已签订购电合同，并有合同调减需求的电力用户、售电公司和新型经营主体，具体交易组织方式青海省电力中长期标准能量块与标准合约融合交易规范指引（见附件）。

第四十六条 经营主体经过双边协商形成的分时段交易意向协议，需要在月内（多日）交易申报截止前，通过电力交易平台提交至电力交易机构。电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道月内（多日）可用输电容量，形成双边交易预成交结果。

第四十七条 月内集中交易中，经营主体在规定的交易申报时限内通过电力交易平台申报数据。电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道月内可用输电容量进行市场出清，形成集中交易预成交结果。

第四十八条 电力交易机构汇总每类交易的预成交结果，并提交给电力调度机构统一进行安全校核。电力调度机构在 1 个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。月内交易按工作日连续开市，调度机构应按工作日连续开展安全校核。

第四十九条 经营主体对交易结果有异议的，应在结果发布 1 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 1 个工作日内给予解释。

第五十条 月内交易结束后，电力交易机构应根据经安全校核后的交易结果，对分月分日分时段交易计划进行调整、更新和发布。

第四节 偏差处理机制

第五十一条 经营主体可通过月度电力直接交易、合同转让交易、合同变更交易或月内（多日）连续融合交易实现购售电合同偏差灵活调整，减少合同执行偏差。

第五十二条 年度合同、多月合同电量原则上按照分时段交易合同、交易周期内自然日天数分解为次月月度分日分时段交易计划。月度交易组织前，交易双方可根据中长期交易合同，在协商一致前提下，开展合同变更交易，经安全校核后，进行合同调整。经营主体也可根据中长期交易合同，开展合同转让交易，经安全校核后，进行合同调整。

第五十三条 月度合同、月内多日合同原则上按日分解为分时段交易计划。允许交易双方在协商一致的前提下，在交易执行日 3 个工作日前，通过月内合同变更交易对月内剩余天数或特定天数的交易合同经安全校核后进行调整。允许经营主体在交易执行日 3 个工作日前，根据中长期交易合同，开展合同转让交易，经安全校核后，进行合同转让。

第六章 安全校核

第五十四条 电力调度机构负责省内电力中长期分时段交易的安全校核工作，配合相关电力调度机构共同进行有关省间交易的安全校核。安全校核的主要内容包括但不限于：通道输电能力限制、机组分时段发电能力限制、机组分时段辅助服务限制等内容。

第五十五条 电力调度机构应及时向电力交易机构提供或者更新各断面（设备）、各路径可用输电容量，以及交易在不同断面、路径上的分布系数，并通过交易平台发布必开机组组合和分时段发电量、发电曲线需求、影响断面（设备）限额变化的停电检修等。

电力交易机构以各断面、各路径可用输电容量等为约束，对集中交易进行出清，并与同期组织的双边交易一并提交电力调度机构进行安全校核。

第五十六条 为保障系统整体的备用和调峰调频能力，在各类市场化交易开始前，电力调度机构根据机组可调出力、检修天数、系统负荷曲线以及电网约束情况，折算得出各机组的分时段电量上限，对参与市场化交易的机组发电利用小时数提出限制建议，并及时提供关键通道可用输电容量、关键设备检修计划等电网运行相关信息，由电力交易机构予以公布。

第五十七条 安全校核未通过时，由电力交易机构进行交易削减。对于双边交易，按时间优先、等比例原则进行削减；

对于集中交易，按价格优先原则进行削减，价格相同时按发电侧节能低碳电力调度的优先级进行削减。对于约定电力交易曲线的，最后进行削减。

执行过程中，电力调度机构因电网安全和清洁能源消纳调整中长期交易计划后，应详细记录原因并向经营主体说明。

第五十八条 安全校核应在规定的期限内完成。安全校核未通过时，电力调度机构需出具书面解释，由电力交易机构予以公布。

第七章 合同执行

第五十九条 电力交易机构汇总经营主体各类交易合同（含厂网间保量保价购售电合同、市场交易合同、跨区跨省交易合同），形成省内发电企业、电力用户等经营主体的月度发电、用电交易计划。电力调度机构根据经安全校核后的月度（含调整后的）发电计划以及清洁能源消纳需求，合理安排电网运行方式和机组开机方式。

第六十条 交易机构根据需要，对经营主体中长期分时段合同进行汇总、合成与分解，包括：

1.经营主体各类合同按分月分日分时段成交曲线分解与合成，形成各经营主体月度发电或用电月度分日分时曲线。

2.汇总合成省内全月分日分时段发电曲线，形成省内总发电曲线。

3.汇总合成省内全月分日分时段用电曲线，形成省内总用

电曲线。

第六十一条 经营主体全部合同约定交易曲线的，按照合同约定曲线形成次日发电计划；部分合同约定交易曲线的，由电力调度机构根据系统运行需要，安排无交易曲线部分的发电曲线（相应曲线应通过交易平台推送电力交易机构），与约定交易曲线的市场化交易合同共同形成次日发电计划。

第六十二条 电力交易机构按月跟踪和公布月度（含月内交易调整后的）交易合同完成进度情况。经营主体对交易合同执行情况提出异议时，电力调度机构负责出具说明，电力交易机构负责公布相关信息。

第六十三条 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，事后向国家能源局西北监管局、省政府电力主管部门报告事件经过，并向经营主体进行相关信息披露。

电力系统紧急情况是指电力系统运行过程中出现的可能威胁电网安全稳定运行、导致大面积停电或对社会公共利益造成重大影响的危急状况。包括，但不仅限于以下情形：

1.电力供需严重失衡，出现电力、电量缺口过大，可能引发大面积拉闸限电。

2.电网发生重大故障，导致电网运行参数严重偏离正常范围，稳定运行受到严重威胁。

3.发电机组出现严重问题，主力发电厂机组大规模非计划停运，电力供应能力急剧下降。

4.遭遇极端天气（特大暴雨、强风等）、地震、地质灾害

或其他突发事件、不可抗力，对电力设施造成严重破坏，影响电力系统正常运行。

第八章 计量和结算

第一节 计 量

第六十四条 电网企业应根据市场运行需要，为经营主体安装符合国家技术规范的计量装置和电量采集装置，电能计量检测机构检定后投入使用（电能计量检测机构是指经政府计量行政部门认可、电能交易双方确认的电能计量检测机构）。计量装置原则上安装在电网企业与经营主体的产权分界点，产权分界点不能安装电能计量装置的，考虑相应的变（线）损。

第六十五条 同一计量点应安装相同型号、相同规格、相同精度的主、副电能表各一套，主、副表应有明确标志，以主表计量数据作为结算依据，副表计量数据作为参照，当确认主表故障后，副表计量数据替代主表计量数据作为电量结算依据。

第六十六条 计量周期和抄表时间应保证最小交易周期每15分钟和每小时的交易结算需要，经营主体应积极配合并确保数据采集完整、准确。

第六十七条 电网企业应根据电力交易结算要求，定期采集或抄录发电企业（机组）上网电量、电力用户用电量、独立储能充电电量、独立储能放电电量等计量数据，并通过电

能量采集系统向电力交易平台及时传送准确可靠的各经营主体多周期（包括：每 15 分钟及每小时、日、月等）发用电量数据，电网企业应保证定期抄录的发用电量数据和采集系统传递的发用电量数据准确一致。

第六十八条 新建发电机组应在其计量点处规范安装独立的计量装置。对于多台发电机组共用计量点且无法拆分时，各发电机组需分别结算时，按照每台机组的实际分时段发电量等比例计算各自分时段上网电量。

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或多个发电企业共用计量点的机组，各发电项目需分别结算时，应在各发电项目或机组计量点分别安装符合结算要求的计量装置，通过每个项目的实际分时段发电量按比例计算各自分时段上网电量，也可按照额定容量比例计算各自分时段上网电量。

第二节 结 算

第六十九条 中长期分时段交易结算是指电力交易机构依据交易规则、交易合同、实际分时段发用电量数据等，对参与市场的经营主体，规范、准确、及时开展分时段量价清分、费用计算、编制并出具交易结算依据的过程。交易结算工作应遵循依法合规、公平诚信、公正准确的原则。交易结算依据应按照有关规定和标准，列明结算科目有关内容。

第七十条 电力交易机构负责向市场成员出具结算依据，市场成员根据《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈电力

市场计量结算基本规则》的通知》(发改能源规〔2025〕976号)规定进行电费结算。

第七十一条 发电企业、电力用户、售电公司等经营主体按照电力交易机构出具的结算依据，与电网企业进行结算。

第七十二条 电力用户的基本电价、政府性基金及附加、功率因数调整等按照电压等级和类别按实收取，上述费用均由电网企业根据国家以及青海省有关规定进行结算。

第七十三条 电力交易机构向经营主体提供的结算依据包括但不限于以下内容：

(一) 实际结算电量、电价和电费；

(二) 各类交易合同(含保量保价厂网间购售电合同、中长期市场交易、现货市场交易、应急调度、电力辅助服务交易、容量交易)电量、电价和电费；

(三) 偏差电量、电价和电费等信息；

(四) 分摊或返还的市场交易不平衡资金差额或者盈余等信息；

(五) 新机组调试电量、电价、电费；

(六) 接受售电公司委托出具的零售交易结算依据。

第七十四条 调试运行期上网电量结算执行《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)，按照当地同类型机组当月代理购电市场化采购平均价结算；同类型机组当月未形成代理购电市场化采购电量的，按

照最新一次同类型机组月度代理购电市场化采购平均价结算。未形成同类型机组市场化价格的，暂按当月代理购电平均价（不含历史偏差电费折价）进行结算。发电机组在进入商业运营时间点起，交易结算执行现行有关电价政策。

第七十五条 电力交易机构按照“照付不议、偏差结算、日清月结”的原则，开展中长期分时段交易结算。

电力用户（售电公司）分时段偏差电量为当月经营主体各时段实际用电量分别与月度内所有合同的对应时段净购电量之差值。

发电企业分时段偏差电量为当月经营主体各时段实际上网电量分别与月度内所有合同的对应时段净售电量之差值。

第七十六条 经营主体的合同电量和偏差电量分开结算。绿色电力交易结算按《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则》有关规定执行。

1.现货市场未运行时，经营主体电能量（合同）交易日购（售）电费用= $\sum [S \text{ 时段合同电量} \times S \text{ 时段合同加权平均电价} + S \text{ 时段偏差电量} \times S \text{ 时段偏差电量结算电价}]$

S时段指中长期分时段交易24时段（0点-23点）中的某一时段， $S=0 \sim 23$ 点。

2.现货市场运行时，经营主体电能量（合同）交易日购（售）电费用= $\sum [S \text{ 时段合同电量} \times S \text{ 时段合同加权平均电价} + S \text{ 时段偏差电量} \times S \text{ 时段现货实时市场交易加权平均出清节点电价}]$

S时段指中长期分时段交易24时段（0点-23点）

中的某一时段, $S=0\sim 23$ 点。

第七十七条 现货市场未运行时,中长期分时段交易偏差电量结算价格按照以下原则执行:

(一) 发电方经营主体偏差电量结算

S 时段偏差电量=发电企业 S 时段实际上网电量-(各类交易合同 S 时段售出电量-各类交易合同 S 时段购入电量)

S 时段超发电量偏差结算价格=月度集中竞价交易 S 时段成交价 $\times K1$ 。 $K1$ 为发电侧超发电量考核系数, $K1\leq 1$ 。水电、火电(含燃气电站)发电企业 S 时段偏差电量占对应时段市场化合同电量比例 10%以内部分不考核,新能源发电企业 15%以内部分不考核,对应超发电量结算价格执行该时段其合同加权平均价格。超出免考核比例部分, $K1$ 暂定为 0.9,超发电量结算价格按上述公式计算。

S 时段少发电量偏差结算价格=月度集中竞价交易 S 时段成交价 $\times K2$ 。 $K2$ 为发电侧少发电量考核系数, $K2\geq 1$ 。水电、火电(含燃气电站)分时段交易 S 时段偏差电量占对应时段市场化合同电量比例 10%以内部分不考核,新能源发电企业 15%以内部分不考核,对应少发电量结算价格执行该时段其合同加权平均价格。超出免考核比例部分, $K2$ 暂定为 1.1,少发电量结算价格按上述公式计算。

(二) 用电侧经营主体偏差电量结算

S 时段偏差电量=用户 S 时段实际用电量-(各类交易合同 S 时段购入电量-各类交易合同 S 时段售出电量)

S 时段超用电量结算价格=月度集中竞价交易 S 时段成交

价 $\times U1$ 。 $U1$ 为用电侧超用电量考核系数， $U1 \geq 1$ 。分时段交易 S 时段偏差电量占对应时段市场化合同电量比例10%以内部分不考核，对应超用电量结算价格执行该时段其合同加权平均价格。超出免考核比例部分， $U1$ 暂定为1.1，超用电量结算价格按上述公式计算。

S 时段少用电量结算价格=月度集中竞价交易 S 时段成交价 $\times U2$ 。 $U2$ 为用电侧少用电量考核系数， $U2 \leq 1$ 。分时段交易 S 时段偏差电量占对应时段市场化合同电量比例10%以内部分不考核，对应少用电量结算价格执行该时段其合同加权平均价格。超出免考核比例部分， $U2$ 暂定为0.9，少用电量结算价格按上述公式计算。

根据市场运行情况，适时对 $K1$ 、 $K2$ 、 $U1$ 、 $U2$ 和免考核比例动态评估调整。

(三) S 时段偏差电量考核费用= $|S$ 时段偏差考核电量 $\times (S$ 时段合同加权平均价格 $-S$ 时段偏差电量结算价格) $|$

S 时段偏差考核电量指经营主体的 S 时段合同偏差电量扣除免考核比例部分，剩余的承担考核系数的电量。

第七十八条 现货市场运行时，经营主体偏差电量按照对应时段现货实时市场交易加权平均出清节点电价结算。具体依据青海省电力现货市场规则执行。

第七十九条 电力调度机构应对结算周期内发电企业的偏差电量进行记录，包括偏差原因、起止时间、偏差电量等。对于电力调度机构为保障电网安全运行和清洁能源消纳对发电机组的运行方式进行调整而产生的偏差电量，相关发电企

业免于承担违约责任。对于不服从调度命令，机组擅自增发或减发的电量视为偏差电量，应纳入考核范畴。因受黄委调令导致月内龙羊峡水库出库变化的情况，黄河梯级电站可依据黄委调令提报免考核申请。

经营主体偏差电量免考核申请由电力交易机构受理，电力调度机构提供有关偏差电量情况记录和相关意见，经电力调度和电力交易机构共同认定免考核的偏差电量，并向国家能源局西北监管局和省政府电力主管部门报备后，据此进行偏差电量的结算。经营主体免考核申请内容包括（但不限于）：基本情况说明、偏差电量产生原因、起止时间、申请免考核的电量和理由、有效证明材料等。

第八十条 新能源的机制电量、机制电价结算按照政府有关规定执行。

第八十一条 电力交易机构负责市场交易不平衡资金清算，月清月结，并在电费结算依据中单项列示。具体按照《青海电力市场不平衡资金管理办法》执行。

第九章 市场监管与风险防控

第八十二条 国家能源局西北监管局负责建立健全专业化监管制度，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。

第八十三条 电力交易机构、电力调度机构根据有关规定，履行市场运营、市场监控和风险防控等职责。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，按照有关规定定期向国家能源局西北监管局、省政府电力主管部门提交市场监控分析报告。

第八十四条 经营主体成员应共同遵守并按规定落实电力市场风险防控职责，自觉维护经营主体合法权益和社会公共利益。

第八十五条 电力批发交易发生争议时，经营主体可自行协商解决，协商无法达成一致时可提交国家能源局西北监管局、省政府电力主管部门调解处理，也可提交当地仲裁委员会仲裁或者向人民法院提起诉讼。

第一节 市场违规行为处理

第八十六条 市场成员扰乱市场秩序，出现下列违规行为的，由国家能源局西北监管局会同省政府电力主管部门查处。

（一）提供虚假材料或以其他欺骗手段取得市场准入或注册资格；

（二）滥用市场力，恶意串通、哄抬价格、实施垄断协议、操纵市场；

（三）不按时结算，侵害其他市场交易主体利益；

（四）市场运营机构对经营主体有歧视行为；

（五）提供虚假信息或违规发布信息；

（六）违反调度纪律的行为；

（七）其他严重违反市场规则的行为。

第八十七条 对于市场成员的违规行为，国家能源局西北监管局会同省政府电力主管部门按照相关法律法规进行处罚，同时可采取降低企业信用等级、取消市场注册资格，强制注销、将企业列入违约失信联合惩戒“黑名单”等处罚措施。

第二节 市场干预

市场干预指在特定的情形下和确定的一段时间内，政府主管部门对全部或部分市场交易采取临时管制，电力交易中心和电力调度机构进行紧急市场干预。

第八十八条 当出现以下情况时，电力交易机构、电力调度机构可依法依规采取市场干预措施：

（一）电力市场未按照规则运行和管理，出现重大问题的；

（二）电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的；

（三）电力交易市场支持系统发生重大故障，导致交易长时间无法进行的；

（四）因不可抗力市场交易不能正常开展的；

（五）电力系统内发生重大事故危及电网安全的；

（六）国家能源局西北监管局作出暂停市场交易决定的；

（七）电力市场发生其他严重异常情况的；

市场干预手段包括但不限于窗口指导、发布临时条款、设置交易价格上下限、暂停市场交易和其他维护市场正常运行的手段等，及时将采取的市场干预措施告知相关经营主体。

第八十九条 市场干预期间，电力交易机构、电力调度机构应详细记录市场干预的起因、起止时间、范围、对象、手段和结果等内容，并报国家能源局西北监管局和省政府电力主管部门备案。

第九十条 当发生供需严重失衡、重大自然灾害、突发事件时，政府有关部门可依法宣布进入应急状态或紧急状态，暂停市场交易，全部或部分免除市场交易主体的违约责任。

第九十一条 市场秩序满足正常交易时，电力交易机构应及时向市场经营主体发布市场恢复信息。

第十章 附 则

第九十二条 本规范指引由青海电力交易中心有限公司负责解释。当遇有国家出台新的政策规则时，具体依据国家有关规定执行。

附件：青海省电力中长期标准能量块与标准合约融合交易规范指引

附件

青海省电力中长期标准能量块与标准合约 融合交易规范指引

为深入推进中长期交易连续运营，进一步做好中长期交易与现货交易衔接，不断提高市场运营效率，结合青海电力市场实际，制订本规范指引。

一、总则

组织开展中长期标准能量块交易与标准合约融合交易，建立中长期交易连续开市、多品种融合、标准化合约买卖的连续运营机制，为市场主体主动调整偏差提供有效手段，实现中长期市场与现货市场的协同运行。

二、基本原则

（一）标准规范

开展中长期标准能量块交易，建立统一的带时标的中长期能量块交易合约模型，进一步规范交易组织形式。

（二）融合高效

实现月内电能量交易与合同交易融合开展，连续开市，提高市场运营效率。在融合交易中，发电企业、批发用户、售电公司等经营主体均可以作为买方或卖方，买入或卖出电量，实现合同的增持或减持。融合交易开展后，可不再单独组织集中式增量电能量交易、合同转让交易、合同变更交易。

三、标准能量块交易

（一）交易组织

1.时段划分

为保持与现货市场有效衔接，标准能量块交易将全天划分为 24 个时段 (T_0-T_{23})， T_0 为 0:00， T_1 为 1:00， $\cdots\cdots$ ， T_{23} 为 23:00，以每个时段的电量为标的，组织发电方主体与用电方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市场主体的中长期交易合同。

2.交易周期

中长期能量块交易根据交易标的物执行周期不同，主要可分为年度交易、月度交易和月内交易等。

3.交易时序

中长期能量块交易可按照年度交易、月度交易、月内交易的顺序依次组织开展。

年度交易以次年电量为标的，将全年电量分解到 12 个月，各月分别按照 24 时段“电量+电价”模式申报，交易平台按照申报电价各月各时段分别交易排序，各月各时段独立成交。最后，交易平台按照各月各时段成交结果，根据自然月天数平均分解，形成年度分月的日分时段合同曲线。主要通过双边协商或集中竞价、挂牌方式组织。

月度交易是在年度交易基础上，组织月度新增电量交易以及年度分月合同转让或合同变更交易。月度交易以次月分时电量为标的，经营主体申报次月 24 个时段的电量和 24 个时段电价（同一时段的申报电价应相同）。交易平台汇总申报数据，形成该经营主体全月各时段电量累计值，按照申报

电价全月各时段分别交易排序，各时段独立出清。最后，交易平台按照各时段成交结果和经营主体申报数据，等比例分解形成月度分时段合同曲线。主要通过双边协商、集中竞价或挂牌方式组织。

月内交易是在年度交易、月度交易基础上，组织月内新增电量、年度分月合同调整、月度合同调整的融合交易，以某月“T+2日”（T为交易日，T+2为执行日）至月底的每日分时段电量为标的，申报每日24个时段的电量和电价，各时段独立出清成交，原则上从上月倒数第2天至当月倒数第2天按工作日连续组织。主要采用滚动撮合交易方式。

4.交易代码

年度交易：编码规则为年-月-时段，如2026年年度交易，交易代码为2026-01-T₀，.....，2026-01-T₂₃，2026-02-T₀，.....，2026-02-T₂₃，.....，2026-12-T₀，.....2026-12-T₂₃。2026-01-T₀表示2026年年度交易1月0时，.....，2026-01-T₂₃表示2026年年度交易1月23时，以此类推。

月度交易：编码规则为年月-时段，如2026年3月月度交易代码为202603-T₀，202603-T₁，.....，202603-T₂₃。202603-T₀表示2026年3月月度交易0时段，.....，202603-T₂₃表示2026年3月月度交易23时段。

月内交易：编码规则为年月日-时段，如2026年3月15日交易，交易代码为20260315-T₀，20260315-T₁，.....，20260315-T₂₃。20260315-T₀表示2026年3月15日0时

段，.....，20260315-T₂₃表示 2026 年 3 月 15 日 23 时段。

5.基本单位

电量单位：MWh

电价单位：元/MWh

最小变动量位：0.01 MWh

最小变动价位：0.1 元/MWh

6.分时段电量计量采集数据

电网企业负责每日 6:00 前向电力交易平台传送前日各经营主体 24 小时分时段计量采集电量熟数据，至少包括但不限于：各经营主体每天上网电量、用电量 24 时段的计量采集熟数据（即：实际上网电量或用电量），并确保数据的准确性、可靠性、及时性。

（三）能量块交易申报方式

以小时为单位申报：各时段分别独立申报量、价、买方或卖方，形成分时段交易成交结果。

（四）能量块标准化合约模型示例

1.年度交易能量块标准化合约

表 1 年度交易能量块标准化合约示例（2026 年度）

交易代码	2026-01-T ₀	2026-01-T ₁		2026-12-T ₂₃
交易标的	2026 年全年分月电量			
交易方式	双边交易或集中竞价、挂牌交易			
交易时段	24 个时段			
交易执行周期	2026 年 1 月 1 日—2026 年 12 月 31 日			
电量分解	成交电量平均分解到全年各月及 24 个时段			

交易主体	发电企业、电力用户、售电公司等			
电量单位	MWh	MWh	……	MWh
电价单位	元/MWh			
最小变动量 位	0.01 MWh			
最小变动价 位	0.1 元/MWh			
报价上限	以交易公告为准			
报价下限	以交易公告为准			
合同月份	2026 年 01—12 月			
最后交易日	以交易公告为准			
交易公告	每年 12 月中下旬			
买入、卖出 限制	发电企业卖出电量不能超过其最大发电能力， 电力用户买入电量不能超过其年度分月最大用电能力			
交易结算	日清月结，照付不议、偏差结算			

2.月度交易能量块标准化合约

表 2 月度交易能量块标准化合约示例（2026 年 3 月 1 日—31 日）

交易代码	202603-T ₀		……	202603-T ₂₃
交易标的	2026 年 3 月 1 日至 31 日 0 时累计电量		……	2023 年 3 月 1 日至 31 日 23 时累计电量
交易方式	主要以集中竞价为主			
交易时段	24 个时段			
交易执行周期	2026 年 3 月 1 日—3 月 31 日			
电量分解	成交电量分解到每日 24 个时段			
交易主体	发电企业、电力用户、售电公司等			
电量单位	MWh	MWh	……	MWh
电价单位	元/MWh	元/MWh	……	元/MWh
最小变动量位	0.01 MWh			
最小变动价位	0.1 元/MWh			
报价上限	以交易公告为准			

报价下限	以交易公告为准
合同月份	2026 年 03 月
最后交易日	以交易公告为准
交易公告	每月中下旬
买入、卖出限制	发电企业卖出电量不能超过其剩余最大发电能力， 电力用户买入电量不能超过其月度最大用电能力
交易结算	日清月结，照付不议、偏差结算

3.月内融合交易能量块标准化合约

表 3 月内融合交易能量块标准化合约示例（2026 年 3 月 15 日）

交易代码	20260315-T ₀	20260315-T ₁	……	20260315-T ₂₃
交易标的	2026 年 3 月 15 日 0 时电量	2026 年 3 月 15 日 1 时电量	……	2026 年 3 月 15 日 23 时电量
交易方式	滚动撮合，实时出清			
交易时段	24 个时段			
交易执行 周期	3 月 15 日			
电量分解	成交电量为 3 月 15 日 01 时电量	成交电量为 3 月 15 日 02 时电量	……	成交电量为 3 月 15 日 24 时电量
交易主体	买方、卖方			
电量单位	MWh	MWh	……	MWh
电价单位	元/MWh	元/MWh	……	元/MWh
最小变动 量位	0.01MWh			
最小变动 价位	0.1 元/MWh			
报价上限	以交易公告为准			
报价下限	以交易公告为准			
合同月份	2026 年 03 月			
最后交易日	以交易公告为准			
交易公告	采用长期公告制度			
买入、卖出限制	1.发电企业 卖出电量：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或最大发电能力。			

	买入电量：某一时段全月累计买入电量之和，不得超出各批次交易该时段全月累计卖出电量之和。 2.电力用户（售电公司） 买入电量：某一时段全月累计买入电量之和不得超出最大用电能力或月度计划用电量分解到该时段电量（需要电力用户或售电公司按年、月上报分时用电量）。 卖出电量：某一时段全月累计卖出电量之和，不得超出各批次交易该时段全月累计买入电量之和。
交易结算	日清月结，照付不议、偏差结算

四、标准合约融合交易

组织开展月内以能量块标准合约为标的的融合交易，实现月内电能量增量交易、合同转让交易、合同变更等多个交易品种融合，简化交易组织、提高交易效率，建立市场主体“自主挂牌、自由申报、即时成交”的滚动撮合交易方式，实现中长期市场连续运营。

（一）交易单元

交易单元是市场主体参与市场化交易的基本单位，在能量块标准合约交易中，交易单元分为买方单元和卖方单元，市场主体以买方或卖方角色参与市场交易。同一市场主体可以在不同批次的交易中或同一批次交易的不同时段，担任买方单元或卖方单元的不同角色。对于储能企业，其充电时可以买方角色参与交易，放电时可以卖方角色参与交易。

（二）经营主体

能量块标准合约融合交易中，发电企业、批发用户、售电公司、新型市场主体等均可以作为买方或卖方参与交易，买入或卖出电量。**买方单元**可以是有剩余购电需求的电力用户、售电公司和新型市场主体（买入代表合同的增持），也

可以是已签订合同，并有回购、调减需求的发电企业、独立储能（放电）等新型市场主体（买入代表合同的减持）；**卖方单元**可以是有剩余发电能力的发电企业、独立储能（放电）（卖出代表合同的增持），也可以是已签订合同，并有回购、调减需求的电力用户、售电公司和独立储能（充电）等新型市场主体（卖出代表合同的增持）。

（三）交易组织

1.交易标的

能量块标准合约融合交易以月内 T+2 日（T 为交易日，T+2 为执行日）至月底每日分时段电量为交易标的，按照每日 24 个时段（0—23 时）组织，每一个小时作为一个时段，每一个时段的电量单独进行交易。市场主体通过电力交易平台分别申报每一个交易时段（1 小时）的“电量、价格”信息。

2.交易序列

月内融合交易可采用长期公告机制，即交易公告、交易序列在市场开市前一次创建完成，可以创建多日、整月或多月的交易序列，交易序列可以交易日历（24 时段）的形式创建。交易公告发布后，若未遇调整变化可不再重新发布。实现年度、月度定期开市，月内按工作日连续开市。

3.交易组织和安全校核时间

月内融合交易原则上从上月倒数第 2 天至当月倒数第 2 天按工作日组织，期间每天 9:00—15:00 进行交易申报，可申报 T+2 日至月底分时段电量，每日 18:00 前形成无约束交

易出清结果并提交调度机构安全校核。调度机构在 T+1 日 12:00 前对上一日交易结果出具安全校核意见,交易机构据此在 T+1 日 18:00 前,形成有约束的交易出清结果并提交调度机构, T+2 日至月底执行。

4.交易时段划分及交易电价申报限额

能量块标准合约融合交易按照全天 24 时段申报。

融合交易各时段分别申报量价,按时段分别实时出清,各时段应设置合理的价格上下限。

5.交易申报和出清

能量块标准合约融合交易采用集中滚动撮合交易方式,滚动申报,实时出清。交易平台按照“价格优先、时间优先”的原则滚动撮合成交,当买方价格大于或等于卖方价格即成交,成交价为买卖双方报价的算数平均值,成交电量为买卖双方申报电量的较小值。其中某一方的剩余电量继续挂牌,直至全部(部分)成交、或自主撤单、或不成交、或闭市结束。经营主体已申报未成交的交易意向,可在交易开市时间内进行撤单。已成交的交易意向不能撤单。

月内融合交易中经营主体在每日同一个时段,只能选定一个交易方向买入或卖出进行交易申报。

6.交易电量限额

(1) 发电方主体

卖出电量:某一时段申报的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,折合电力不得超出其装机容量或最大发电能力。

买入电量：为防范市场交易风险，某一时段全月累计买入电量之和，不得超出各批次交易该时段全月累计卖出电量之和。

（2）用电方主体

买入电量：某一时段全月累计买入电量之和不得超出经营主体最大用电负荷或月度计划用电量分解到该时段电量（电力用户按月上报分时用电量上限），或独立储能电站该时段的最大充电能力。

卖出电量：为防范市场交易风险，某一时段全月累计卖出电量之和，不得超出各批次交易该时段全月累计买入电量之和。

（四）交易合同

月内融合交易成交结果，形成经营主体月内合同，体现为其合同持仓量的增减，通过连续多日滚动撮合交易，减少经营主体合同执行偏差。

融合交易合同采用电子化模式，由“交易承诺书+交易公告+交易结果”共同组成，按日汇总生成经营主体融合交易合同，形成的日融合交易合同中需展示 24 个时段分时量、价。交易平台根据经营主体类型和买入或卖出交易申报，判断交易方向，统计汇总经营主体交易合同。

发电企业：卖出电量增加自身合同持仓量，买入电量减少自身合同持仓量。

售电公司、电力用户：买入电量增加自身合同持仓量，

卖出电量减少自身合同持仓量。

独立储能电站：独立储能电站可参与电能量交易。充电时作为电力用户参与交易，按照电力用户进行结算，买入电量增加自身合同持仓量，卖出电量减少自身合同持仓量。放电时作为发电企业参与交易，按照发电企业进行结算，卖出电量增加自身持仓量，买入电量减少自身合同持仓量。

（五）交易结算

月内融合交易每日清算，月度结算，日清月结。按照分时段电量进行结算。偏差电量结算按照有关规定执行。

电力用户分时段用电价格由对应分时段交易电价及上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加等顺加形成。