

新疆维吾尔自治区电力现货市场试运行 工作指引 5.0 版

2026 年 9 月

新疆维吾尔自治区电力现货市场试运行 工作指引 5.0 版-交易部分

目 录

第一章 总则	1
第二章 市场成员	2
第三章 市场构成	8
第四章 市场衔接机制	9
第五章 日前市场	12
第六章 实时市场	32
第七章 火电机组成本补偿机制	42
第八章 发电侧考核机制	44
第九章 市场力监测与缓解	46
第十章 风险防控	46
第十一章 市场干预	51
第十二章 信息披露	53
第十三章 争议处理	54
第十四章 法律责任	54
第十五章 附则	55
附件 1—1：术语定义	57
附件 1—2：安全约束机组组合数学模型	59
附件 1—3：安全约束经济调度数学模型	67
附件 1—4：机组核定参数表	72
附件 1—5：市场核定参数表	73

附件 1—6：火电机组启动费用申报上限	75
附件 1—7：现货市场出清约束松弛惩罚因子	76

第一章 总则

第一条 《新疆维吾尔自治区电力现货市场试运行工作指引5.0版-交易部分》（以下简称“本指引”）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》、《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）、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）、《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）、《国家发展改革委 国家能源局关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》（发改价格〔2024〕196号）、《电力市场运行基本规则》（中华人民共和国国家发展和改革委员会2024年第20号令）、《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）、《电力辅助服务市场基本规则》（发改能源规〔2025〕411号）、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2025〕394号）、《电力市场计量结算基本规则》（发改能源规〔2025〕976号）、《电力中长期市场基本规则》（发改能源规〔2025〕1656号）、《关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4号）和有关法律法规规定，结合新疆区情网情进行制定，规范指导新疆电力现货市场结算试运行电能量交易相关工作。

第二条 为深入贯彻国家关于深化电力市场化改革的决策部署，加快适应全国统一电力市场建设，坚持安全可靠、绿色低碳、

经济高效、稳步协同、公开透明原则，统筹中长期与现货、现货与辅助服务、省间与疆内、代理购电与现货有序衔接，在保障电力可靠供应和大电网安全稳定运行的前提下，稳步推进新疆电力现货市场建设与运营。

第三条 本指引所称电力现货市场是指符合准入条件的经营主体开展的新疆日前和实时电能量交易的市场。

第四条 自治区电力主管部门负责修订新疆电力现货市场规则，国家能源局派出机构、自治区电力主管部门根据职能依法履行新疆电力现货市场监管职责。

第二章 市场成员

第一节 权利与义务

第五条 本指引所称的电力市场成员包括经营主体、提供输配电服务的电网企业（国网新疆电力有限公司）和电力市场运营机构。其中，经营主体包括参与电力市场交易的发电企业、售电企业、电力用户和新型经营主体（含独立储能、虚拟电厂等）；市场运营机构包括电力交易机构（新疆电力交易中心）、电力调度机构（新疆电力调度控制中心）。

第六条 发电企业的权利和义务主要包括：

（一）按照规则参与电能量、辅助服务等交易，签订和履行各类电力交易合同，按规定参与电费结算，在规定时间内可对结算结果提出异议。

（二）获得公平的输配电服务和电网接入服务。

（三）签订并执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度，提供承诺的有效容量和辅助服务，提供电厂检修计划、实测参数、预测运行信息、紧急停机信息等。

（四）依法依规提供相关市场信息，按照信息披露有关规定获得市场交易、输配电服务、信用评价、电力负荷、系统运行等相关信息，并承担保密义务。

（五）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段。

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

第七条 电力用户的权利和义务主要包括：

（一）按规则参与电能量和辅助服务交易，签订和履行电力交易合同。暂时无法直接参与市场的电力用户按规定由电网企业代理购电。直接参与批发市场交易的用户，可以按照规则参与跨省跨区购电和省内购电。

（二）获得公平的输配电服务和电网接入服务，按规定支付购电费、输配电费、线损电费、系统运行费（含辅助服务费）、政府性基金及附加等。

（三）依法依规披露和提供相关市场信息，获得电力交易和输配电服务等相关信息，并承担保密义务。

（四）服从电力调度机构的统一调度，遵守电力需求侧管理等相关规定，提供承诺的需求响应服务，在系统特殊运行状况下（如事故、严重供不应求等）按照电力调度机构要求安排用电。

(五) 按规定支付电费,在规定时间内可对结算结果提出异议。

(六) 依法依规履行清洁能源消纳责任和消费义务。

(七) 具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段。

(八) 法律法规规定的其他权利和义务。

第八条 售电公司的权利和义务主要包括:

(一) 按照规则参与电能量交易和辅助服务交易,签订和履行电力交易合同。与用户签订零售合同,提供增值服务,并履行合同规定的各项义务。

(二) 按照规则向电力交易机构提供签约零售用户的交易合同及电力电量需求,获得电力交易、输配电服务和签约零售用户历史用电负荷(或典型用电负荷)等相关信息,承担用户信息保密义务。

(三) 获得电网企业的电费结算服务。

(四) 具有配电网运营权的售电公司负责提供相应配电服务,按用户委托提供代理购电服务,承担配电区域内电费收取和结算业务。

(五) 依法依规披露和提供信息。

(六) 法律法规规定的其他权利和义务。

第九条 其他经营主体根据参与的市场交易类型,享受与上述经营主体同等的权利和义务,并需满足参与电力市场的技术条件。

第十条 电网企业的权利和义务：

（一）保障输变电设备正常运行。

（二）根据现货市场价格信号反映的阻塞情况，加强电网建设。

（三）为经营主体提供公平的输电、配电服务和电网接入服务，提供报装、计量、抄表、收付费等服务。

（四）建设、运行、维护和管理电网相关配套系统，服从电力调度机构的统一调度。

（五）依法依规提供相关市场信息，并承担保密义务；向市场运营机构提供支撑电力市场交易和市场服务所需的相关数据，保证数据交互的准确性和及时性。

（六）收取输配电费，代收代付电费和政府性基金及附加等，按时完成电费结算。

（七）保障居民（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）、农业用电供应，执行现行目录销售电价政策；单独预测居民、农业用户的用电量规模及典型用电曲线。

（八）向符合规定的工商业用户提供代理购电服务。

（九）法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 电力调度机构的权利和义务主要包括：

（一）组织电力现货交易，负责安全校核、市场监测和风险监控，按照调度规程实施电力调度，保障电网安全稳定运行。

(二)合理安排电网运行方式,保障电力市场安全稳定运行。

(三)按规则建设、运行和维护电力现货市场技术支持系统。

(四)按照信息披露和报送等有关规定披露和提供电网运行的相关信息,提供支撑市场化交易以及市场服务所需的相关数据,按照国家网络安全有关规定与电力交易机构进行数据交互,承担保密义务。

(五)按规定开展市场分析和运营监控,履行相应市场风险防范职责,依法依规实施市场干预,并向国家能源局派出机构、自治区电力主管部门报告。

(六)法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 电力交易机构的权利和义务主要包括:

(一)向经营主体提供市场注册、信息变更和退出等相关服务。

(二)负责中长期交易组织及合同管理,负责电力现货市场、电力辅助服务市场申报和信息发布。

(三)提供电力交易结算依据及相关服务。

(四)建设运营和维护电力交易平台和相关配套系统。

(五)按照国家信息安全与保密、电力市场信息披露和报送等有关规定披露和发布信息,承担保密义务;提供信息发布平台,为经营主体信息发布提供便利,获得市场成员提供的支撑电力市场交易以及服务需求的数据等;制定信息披露标准格式,及时开放数据接口。

（六）监测和分析市场运行情况，记录经营主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为，按规定向国家能源局派出机构及自治区电力主管部门及时报告并配合相关调查。依法依规实施市场干预，防控市场风险。

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第二节 参与范围与方式

第十三条 参与新疆电力现货市场的发电侧经营主体：公用火电企业（省调及以上电力调度机构调管）以及集中式光伏、风电（含示范类、试验类、集中式扶贫类、特许权项目）以“报量报价”的方式参与现货市场；参与中长期市场的分布式光伏参与现货市场，具备条件的可按月自主选择以“报量报价”或“报量不报价”的方式，不具备条件的“不报量不报价”作为市场价格接受者；参与中长期市场的水电、生物质发电、综合利用项目（含余热余气余压发电、燃气发电等）、光热项目以“报量不报价”的方式参与现货市场；自备电厂、非市场化水电等根据现货市场建设情况逐步参与；直流配套火电、新能源项目暂不参与新疆现货市场。

第十四条 参与新疆电力现货市场的用电侧经营主体：符合准入条件的售电公司、批发用户、代理购电工商业用户以“报量不报价”的方式参与现货市场；兵团、增量配电网等区域用户的偏差电量按照现货市场价格结算。

第十五条 参与新疆电力现货市场的新型经营主体：

（1）现阶段，独立储能以“报量不报价”的方式参与现货市场，具备条件后统筹考虑电网安全及电力平衡、新能源消纳需求等情况对独立储能充放电曲线开展优化。逐步推动独立储能按照“报量报价”的方式参与现货市场并自主申报运行日的充放电意向时段。

（2）源网荷储一体化项目作为整体按照用户侧身份参与现货市场。现阶段，绿电直连项目按照用户侧身份参与现货市场。

（3）逐步推动虚拟电厂（含负荷聚合商）等新型经营主体参与现货市场。虚拟电厂根据聚合资源类型可分为“电源型”与“负荷型”。“电源型”虚拟电厂“报量报价”参与现货市场；“负荷型”虚拟电厂参照售电公司、批发用户“报量不报价”参与现货市场，具备条件后推动“负荷型”虚拟电厂（含负荷聚合商）“报量报价”参与现货市场。

第三章 市场构成

第十六条 现阶段，新疆电力现货市场包括日前市场、实时市场。

市场运营机构按日组织日前市场，根据经营主体日前交易申报，在考虑电网运行和物理约束的前提下，满足日前市场负荷需求和备用需求，以社会福利最大为目标，进行日前市场集中优化出清，形成日前出清结果。

实时市场中，市场运营机构在运行日根据经营主体申报，在

机组组合基本确定的基础上，考虑电网实际运行状态和物理约束，满足超短期负荷预测和备用需求，以社会福利最大为目标，进行实时市场出清，形成实时市场出清结果。

第十七条 可靠性机组组合是日前市场的重要环节。为满足系统运行安全需要，可靠性机组组合根据发电侧报价、可再生能源出力预测、省间送受电计划和系统负荷预测等，确定需要启停的机组。

第四章 市场衔接机制

第一节 省间与疆内市场衔接

第十八条 跨省跨区交易卖方成交结果作为送端关口负荷增量，买方成交结果作为受端关口电源参与省内出清结算，省间交易结果作为省间交易电量的结算依据。省间现货市场的交易组织与实施按照《国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司关于修订省间电力现货交易规则的复函》（发改办体改〔2026〕275号）及其所附《省间电力现货交易规则》执行。

第十九条 经营主体可在日前现货市场省内预平衡的基础上，参与省间日前现货交易、西北区域省间互济交易，相关市场交易结果形成日前联络线外送终计划曲线，作为省内日前可靠性机组组合正式出清的边界。

第二十条 实时市场中，经营主体参与省间日内现货交易、西北区域省间互济交易后，相关市场交易结果形成实时联络线外

送计划曲线，作为省内实时现货市场出清的边界。

第二十一条 具备条件后，电力调度机构依据经营主体各类省间短期交易出清结果对其申报的最大、最小发电能力进行修正后纳入疆内现货市场出清计算。省间交易出清结果执行方式根据实际运行情况适时调整，电力调度机构提前向经营主体发布相关调整公告。

第二节 中长期与现货市场衔接

第二十二条 参与中长期交易的经营主体应当通过双边协商或者集中交易方式确定中长期交易合同曲线或者曲线形成方式，并约定分时电量、分时价格等关键要素。

第二十三条 D+2 日滚动交易按日不间断连续开市，与现货日前市场（D+1）实现无缝衔接。（D 为交易日）

第二十四条 经营主体执行日各时段中长期交易电量为该时段的年度（数年）、月度（多月）、月内（旬、周、日滚动）交易的日分解电量之和。

第二十五条 原则上疆内中长期交易按小时划分为 24 个时段，合同曲线分为日合同曲线和日分时曲线，合同曲线分解方式分为自主申报和采用典型曲线分解两种方式，具体以交易公告发布内容为准。

第二十六条 为做好与现货市场衔接，中长期交易形成的每日 24 时段交易结果按小时均分至 4 个 15 分钟时段，形成 96 点

中长期电量曲线，电价与该时段价格保持一致。

第三节 现货与辅助服务市场衔接

第二十七条 现阶段，调频、备用辅助服务市场与现货电能量市场分开独立运行。具备条件时，调频、备用辅助服务市场与现货电能量市场联合出清。调频、备用辅助服务市场运营按照《新疆电力辅助服务市场实施细则》（新监能市场〔2025〕59号）执行。

第二十八条 现货市场运行期间，通过电能量市场机制实现系统调峰功能，原则上不再设置与现货市场并行的调峰辅助服务品种。

第二十九条 为保障电力系统安全稳定运行，按照系统实际运行需求留取合理的调频和备用容量。

日前机组出力上下限调整：调频、备用辅助服务市场日前出清后，中标机组需在满足相应调频、备用容量预留后参与日前电能量市场出清。机组出力上、下限分别按以下公式调整：

$$P_{\text{日前上限}} = P_{\text{机组出力上限}} - P_{\text{辅助服务日前出清中标容量}}$$

$$P_{\text{日前下限}} = P_{\text{机组出力下限}} + P_{\text{辅助服务日前出清中标容量}}$$

实时机组出力上下限调整：调频辅助服务市场正式出清后，中标机组需修改其出力上下限，再参与实时电能量市场出清。出力上、下限分别按以下公式调整：

$$P_{\text{实时上限}} = P_{\text{机组出力上限}} - P_{\text{辅助服务出清中标容量}}$$

$$P_{\text{实时下限}} = P_{\text{机组出力下限}} + P_{\text{辅助服务出清中标容量}}$$

第四节 代理购电与现货市场衔接

第三十条 电网企业应定期预测代理购电工商业用户、代理购电优先用户用电量及典型负荷曲线,通过参与场内集中交易等方式(不含撮合交易)代理购电,形成 24 小时的中长期合同。保障居民、农业用户的用电量规模单独预测。

第三十一条 代理工商业用户购电的偏差电量按照现货市场价格结算。

第三十二条 保障居民、农业用电价格稳定而产生的新增损益,由全体工商业用户分摊或分享。

第五章 日前市场

第一节 交易组织

第三十三条 日前现货市场交易按日组织,每个自然日组织次日 96 个时段(00:15~24:00,15 分钟为一个时段)的日前交易。具备条件后,逐步推动实现每日组织次日 288 个时段(00:05-24:00,5 分钟为一个时段)的日前交易。

第三十四条 火电和新能源申报要求:

(1) 电能量报价,单位为元/兆瓦时。可最多申报 10 段,电力的最小单位是 1 兆瓦,申报电价的最小单位是 1 元/兆瓦时,首段申报出力起点为 0(兆瓦)、末段出力终点为装机容量(兆

瓦)，每段需申报出力起点、终点以及该区间价格（元/兆瓦时）。随着出力增加，报价曲线必须单调非递减。每一个报价段的出力起点须为上一个报价段的出力终点，相邻两个报价段衔接点对应的报价归属于上一段报价。每段报价均不得超过申报价格的限值，其中申报价格上/下限详见附件 1-5。含配建储能的发电企业在申报电能量报价时，其首段报价对应的容量需包含配建储能计划充电电力。

现阶段，发电机组在同一运行日仅允许申报同一条电能量报价曲线，同一运行日内的各时段均采用同一条电能量报价曲线进行出清计算。

（2）煤电机组启动费用，单位为万元。启动费用包括热态启动费用、温态启动费用、冷态启动费用，代表发电机组从不同状态启动时所需要的费用，单位为万元/次，三者之间的大小关系为：冷态启动费用 > 温态启动费用 > 热态启动费用。现阶段，煤电机组启动费用由企业自行申报，启动费用申报值不得超过申报上限（详见附件 1-6）。

当出现以下情况时，机组的启动费用不纳入补偿范围：发电机组申报了非系统运行原因的调试（试验）计划或由于非系统原因必开运行；发电机组上一次停机属于因自身原因发生的临时跳闸或故障迫停；发电机组因自身原因未执行开机计划（开机偏差 ± 2 小时认为未按开机计划执行）；发电机组申请低谷消缺，消缺后开机的机组；发电机组参与西北区域交易已获得机组启停相

关补偿。

(3) 运行日的出力上下限，单位为兆瓦。火电机组考虑自身实际情况和低负荷运行能力，申报运行日 96 点最大、最小发电能力曲线作为出力上下限。火电机组申报的最小发电能力原则上为灵活性改造下限，迟报、漏报或不报者均默认采用灵活性改造下限、机组额定容量分别作为出力下限和上限。供热、供汽机组在供热供汽期间申报的最小发电能力应为供热、供汽期灵活性改造下限或向政府部门报批的保障民生供热、供汽的最低技术出力。处于停机备用等在运行日具备开机运行条件状态的火电机组同样须申报运行日 96 点最大、最小发电能力曲线。具备预测条件的新能源主体申报运行日的 96 点短期功率预测曲线。

(4) 火电机组最早可并网时间。若机组在竞价日处于停机状态且在运行日具备开机运行条件，发电机组需要申报运行日精确到 15 分钟时段最早可并网时间。

(5) 机组启停出力曲线，机组启动或停机过程的出力曲线，时间间隔为 15 分钟；由发电企业在日前现货市场进行申报并确认，若未填报则读取该机组典型开机/停机曲线。

(6) 机组调试（试验）计划曲线，发电企业在竞价日申报机组调试（试验）计划曲线，经电力调度机构审核批准并确认后作为机组运行日的调试（试验）计划曲线。机组的调试（试验）计划曲线作为现货市场出清边界条件。新能源的调试计划曲线暂按照《新疆电网新能源场站及配建储能并网服务工作指南》执行。

(7) 新能源配建储能与所属新能源主体作为一个整体参与现货市场，新能源场站应根据运行日自身短期、超短期功率预测合理申报配建储能充放电计划曲线，配储充电电力不得超出新能源场站功率预测值。配建储能充电计划与新能源场站出清计划叠加后作为新能源场站整体发电计划。

(8) 经营主体需在规定时间内向市场运营机构提交申报信息，迟报、漏报或不报者均默认采用缺省值作为申报信息。

第三十五条 用电侧经营主体申报要求：

(1) 根据注册标签，售电公司仅申报其代理的满足现货准入条件的电力用户运行日的 96 点用电需求曲线（含线损电量），即运行日每 15 分钟的用电量预测值；售电公司各时段申报电量上限为其代理现货用户合同容量限额（兆瓦） $\times 1/4 \times L$ ，售电公司代理用户关系为每日 7 点从交易平台获取。

(2) 根据注册标签，满足现货准入条件的批发用户申报其运行日的 96 点用电需求曲线（含线损电量），即运行日每 15 分钟的用电量预测值。批发用户各时段申报电量上限为其合同容量限额（兆瓦） $\times 1/4 \times L$ 。

(3) 合同容量取值等于用户参与中长期交易的合同容量，L 值暂定为 1.17。

(4) 用电侧经营主体申报的用电需求曲线按规则推送调度机构。用户侧日前缺省申报值，以其运行日 96 点持有的中长期合约电量作为日前申报数据。

第三十六条 具备条件后，逐步推动用户侧经营主体以“报量报价”的方式参与现货市场。批发用户、售电公司原则上按出清节点申报自身分段量价曲线，申报的最大电力需求不得超出用户报装容量。售电公司和批发用户“报量报价”参与现货市场时，其申报的分段价格曲线作为日前现货市场出清计算的依据，申报曲线应满足如下要求：

1.第一段起始负荷为 0 兆瓦，每一段报价的起始负荷应等于上一段报价的结束负荷，相邻出力区间衔接点对应报价属于前一出力区间报价，最后一段报价终点对应的电力作为用户的最大用电需求。

2.随着电力负荷增加，每一段报价必须单调非递增。

3.报价段数不超过 5 段。

4.各段报价不可超过申报价格上、下限限制。

5.用户申报电价的最小单位是 1 元/兆瓦时。

第三十七条 独立储能申报要求：

独立储能需在运行日前一天（D-1 日）上午 8:45 前通过新疆电力交易平台完成运行日（D 日）信息申报，并提前完成缺省信息申报。

以“报量不报价”方式参与市场的独立储能申报次日 96 点充放电功率值，单位为兆瓦。储能充电按照用户侧交易单元进行申报，放电按照发电侧交易单元进行申报。每个自然小时内的 4 个时段只能选择发电侧身份或用电侧身份进行填报。当选择发电

侧身份时，填报电力标识为放电电力，申报范围为 $[0, \text{额定放电功率}]$ ，当选择用电侧身份时，填报电力标识为充电电力，申报范围为 $[-\text{额定充电功率}, 0]$ ，未填视为 0。

以“报量报价”方式参与市场的独立储能可在日前申报以下信息：

(1) 电能量报价，单位为元/兆瓦。独立储能充、放电报价分别可最多申报 5 段，每段需申报出力区间起点（兆瓦）、出力区间终点（兆瓦）以及该区间出力价格（元/兆瓦）。充电功率以负值表示，第一段出力区间起点为额定充电功率，最后一段出力区间终点为 0；放电功率以正值表示，最后一段出力区间终点为额定放电功率；每段报价的出力区间起点必须等于前一段报价的出力区间终点，两段报价的出力衔接点对应报价值属于前一段报价。每段出力区间不得跨越其充放电功率范围，出力报价不可超过申报价格的上下限范围。报价曲线应随出力增加非单调递减。

(2) 最大、最小充放电功率，单位为兆瓦。若迟报、漏报或不报，按缺省值处理。

(3) 最大、最小允许荷电状态，单位为%。若迟报、漏报或不报，按缺省值处理。

(4) 运行日末期望荷电状态上、下限，单位为%，即运行日结束时刻经营主体期望达到的荷电状态上下限范围。若迟报、漏报或不报，则由现货市场出清结果确定。

(5) 意向充放、电时段, 以 15 分钟为单位申报运行日连续的充放电意向时段。

(6) 首次参与现货市场的独立储能需申报运行日起始时刻的荷电状态。

第二节 机组参数

第三十八条 机组参数是由经营主体向所属电力调度机构提供的并网机组运行参数及缺省申报参数, 作为现货市场计算出清的默认参数。

第三十九条 机组并网运行参数包括:

1. 发电机组额定有功功率 (新能源场站为全厂装机容量), 单位为兆瓦。

2. 机组最小稳定技术出力 (仅限火电), 单位为兆瓦。

3. 机组有功功率调节速率, 即机组最大爬坡速率, 单位为兆瓦/分钟。

4. 厂用电率 (火电为每台机厂用电率, 其余电厂为全厂厂用电率), 单位为百分数, $\text{厂用电率} = (1 - \text{机组 (场站) 上月度实际上网电量} / \text{机组 (场站) 上月度实际发电量}) \times 100\%$ 。

5. 最小连续开机时间, 表示机组开机后, 距离下一次停机至少需要连续运行的时间。

6. 最小连续停机时间, 表示机组停机后, 距离下一次开机至少需要连续停运的时间。

7.独立储能运行参数，包括：额定功率，单位为兆瓦；充放电效率，单位为%，即独立储能充电时增加存储电量与输入电量的比值、放电时输出电量与减少存储电量的比值等。

8.电力调度机构所需的其他参数。

第四十条 参与现货市场交易的经营主体在市场注册时提供缺省量价参数，若经营主体未按时在日前现货市场中进行申报，则采用缺省量价参数进行计算出清。原则上，各经营主体的缺省申报参数一月内允许更改一次，每月底前3个自然日内由经营主体向市场运营机构提出申请，通过规定程序进行更改。现阶段，机组缺省申报参数包括：

1.发电机组（交易单元）默认电能量报价，申报方式同发电机组（交易单元）电能量报价。

2.火电机组默认启动费用，申报方式同火电机组启动费用。

3.机组典型开、停机曲线，申报方式同机组开、停机曲线。

4.独立储能缺省参数，包括默认电能量报价；最大、最小充放电功率，单位为兆瓦；最大、最小允许荷电状态，单位为%。

第三节 交易流程

第四十一条 竞价日前一日（D-2日，D日为运行日，下同）18:00前，电力调度机构向经营主体发布运行日（D）交易的边界条件信息（包含辅助服务市场需求）主要包括：统调负荷预测曲线、新能源预测出力、疆内非市场机组出力计划曲线、外送电

力计划曲线、备用要求、输变电设备检修计划、市场限价等交易参数。

D-1 日 8:30 前，新能源配建储能完成运行日充放电计划曲线申报。

D-1 日 8:45 前，经营主体完成日前现货市场和辅助服务市场量价申报。

D-1 日 11:00 前，电力调度机构根据外送预计划、系统负荷预测、发电侧申报量价等信息，采用安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）集中优化开展日前现货市场预平衡，并将预平衡结果通过电力交易平台向经营主体进行发布。如省间交易相关规则发生变化，则对疆内日前预平衡组织时序同步进行调整。

D-1 日 11:30 前，经营主体完成省间日前现货市场“电力-价格”曲线申报。

D-1 日 11:45 前，电力调度机构根据日前市场预平衡结果对经营主体省间电力现货市场申报数据进行合理性校验，并将校验结果上报至上级调度机构，具体流程按照《省间电力现货交易规则》执行。

D-1 日 12:30 前，接收省间日前电力现货市场出清结果，分解并下发至经营主体。

D-1 日 14:30 前，组织参与西北区域省间互济交易，并根据交易结果与电力电量平衡情况按需参与应急调度。

D-1 日 22:00 前，基于发电侧申报的量价信息、系统负荷预测及联络线终计划等边界条件进行日前现货市场正式出清，并向经营主体发布日前现货市场出清结果（若省间联络线计划下发时间延迟，后续市场出清时间节点将依次顺延）。日前预平衡阶段的机组组合中新增开机的机组在日前省内正式出清时原则上保障优先开机，机组实际开停机计划以日前正式出清阶段结果为准。

具备条件后，日前市场正式出清按以下方式进行：

D-1 日 22:00 前，电力调度机构基于发电侧申报的量价信息、用电侧市场化用户申报信息叠加电网企业代理购电工商业用户申报信息、居民农业及其它不参与现货市场的用户信息与联络线计划等边界条件，采用安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）集中优化完成日前现货市场正式出清，并向经营主体发布日前现货市场出清结果（若省间联络线计划下发时间延迟，后续市场出清时间节点将依次顺延），作为日前市场的结算依据。

D-1 日 22:00 前，电力调度机构基于发电侧申报的量价信息、系统负荷预测及联络线终计划等最新边界条件，采用安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）集中优化完成运行日可靠性机组组合安排，作为日前发电调度计划依据。

第四节 边界条件

第四十二条 新疆电力现货日前市场组织的边界条件包括机组运行边界条件和电网运行边界条件。

第四十三条 机组运行边界条件主要包括机组状态约束、发电机组最早可并网时间、发电机组调试计划、机组启停出力曲线等。

1. 机组状态约束

市场运营机构应根据机组检修批复以及调试（试验）计划批复情况，确定运行日其调管范围内机组的 96 点状态，作为日前现货市场出清的边界条件。

机组状态分为可用及不可用两类。处于可用状态的机组，相应时段内按照规则参与日前现货市场出清；处于不可用状态的机组，相应时段内不参与日前现货市场出清。

（一）可用状态：机组处于运行状态、备用状态以及调试（试验）状态时均视为可用状态。

（二）不可用状态：不可用状态包括机组检修、事故停运、缺燃料以及其他情况。

2. 发电机组最早可并网时间

电力调度机构根据经营主体申报的机组最早可并网时间开展优化出清。若机组最早可并网时间发生临时调整，由经营主体提出变更申请，经电力调度机构核实后进行更新并以修正后的参数进行日前现货市场出清计算。

3. 机组调试（试验）计划

新建的发电侧经营主体在并网调试期间按照调试需求安排发电。在运的发电侧经营主体计划开展试验工作时，须报送试验时段内的发电计划，并由电力调度机构审核批准后，作为边界条件不参与市场优化，作为价格接受者。

4.机组启停出力曲线

机组启动或停机过程的功率曲线，时间间隔为 15 分钟；由发电企业在日前现货市场进行申报并确认，若未填报则读取该机组典型开机/停机曲线。

5.发电机组出力上下限约束

电力调度机构根据火电机组的额定有功功率、日前申报出力限额，检修和调试（试验）批复等情况，确定发电机组出力上、下限约束，作为现货市场出清的边界条件。

6.新能源场站出力上、下限约束

对于不含配建储能的新能源场站，其出力上限为该场站的新能源短期功率预测；对于含配建储能的新能源场站，其出力上限为新能源短期功率预测与配建储能充放电计划之和。新能源场站的出力下限为 0 兆瓦。

第四十四条 日前市场出清电网运行边界条件包括负荷预测、外送电计划、非市场化机组发电计划、备用约束、输变电设备检修计划、输变电设备投产与退役计划、电网安全约束等。

1.负荷预测

负荷预测包括统调负荷预测和母线负荷预测。统调负荷预测

是指预测运行日零时开始的每 15 分钟的统调负荷需求，每天共计 96 个点。日前市场预平衡、日前可靠性机组组合及实时市场出清环节均采用统调负荷预测进行集中优化；日前市场正式出清时采用市场化用户申报曲线叠加代理购电工商业用户申报信息、居民农业等非市场化用户信息进行集中优化。母线负荷预测是指预测运行日零时开始的每 15 分钟的 220 千伏母线节点负荷需求，每天共计 96 个点。

2. 外送电计划

外送电计划指由上级电力调度机构根据各省区的电力平衡情况、电网安全约束、新能源消纳情况、框架协议、省间中长期交易情况、日前省间现货市场出清结果、西北区域省间互济交易结果、跨省通道运行情况等，形成的省间联络线计划。

3. 非市场化机组发电计划

(1) 直流配套火电以上级调度机构下发的次日发电计划曲线为边界条件。直流配套新能源根据其短期功率预测，经安全校核后形成发电计划曲线作为边界条件。

(2) 自备电厂按照优先满足自身用电需求的原则确定 96 点发电计划曲线。

(3) 非市场化的水电机组综合来水情况、水利枢纽安全、以及上下游灌溉、航运、民生用水等综合需求，在机组短期发电预测的基础上，考虑新能源发电能力预测，经优化校核后形成发电计划。

(4) 电力调度机构可根据电网安全及电力平衡、断面控制要求等情况对非市场化机组发电计划开展校核与调整。

4. 备用约束

电力调度机构根据相关规定制定备用要求。日前现货市场出清结果需满足运行日的备用要求。特殊时期电力调度机构可根据系统安全供应需要，调整备用约束限值。

5. 输变电设备检修计划

电力调度机构基于月度输变电设备检修计划，结合电网实际运行状态，批复确定运行日的输变电设备检修计划。

6. 输变电设备投产与退役计划

电力调度机构基于月度输变电设备投产与退役计划，结合电网实际运行状态，批复确定运行日的输变电设备投产与退役计划。

7. 电网安全约束

电网安全约束边界条件包括但不限于线路极限功率、输变电设备与断面极限功率、发电机组必开必停约束、电网功率调节极限等。

(一) 以下为电力调度机构可设置的必开机组：

(1) 因系统安全约束，需要提前开机以及必须维持运行状态的机组。

(2) 因保供电或防范极端自然灾害等特殊情况，需要提高安全裕度而增开或维持开机状态的机组。

(3) 经方式校核, 为满足系统稳定要求的最小开机方式需要维持开机状态的机组。

(4) 因保障民生供热或经政府部门批准承担供汽责任而需要维持开机状态的机组。

(5) 其他保障电力安全可靠供应需要开机运行的机组。

(二) 以下为电力调度机构可设置的必停机组:

(1) 因系统安全约束需处于停机状态的机组。

(2) 因政府部门要求需处于停机状态的机组。

(3) 不具备并网条件的机组。

(4) 不满足环保等要求, 经电力平衡分析后具备安排停机条件的机组。

(5) 已纳入政府当年关停计划的机组。

(6) 处于计划检修、临时检修等状态的机组。

(三) 出现以下情况时, 电力调度机构可设置发电机组(群)出力上、下限约束:

(1) 因系统安全约束, 需要限制出力上、下限及开机台数的发电机组(群)。

(2) 因保供电、防范极端自然灾害或提高供电可靠性, 需要提高安全裕度限制开机台数或将出力控制在上、下限值以内的发电机组(群)。

(3) 因机组检修、电网运行方式变更等情况, 需要在运行日某些时段限制出力上、下限的发电机组(群)。

(4) 其他保障电网安全可靠供应需要限制开机台数或限制出力上、下限的发电机组(群)。

第五节 市场出清与安全校核

第四十五条 日前现货市场出清计算过程如下：

1.采用安全约束机组组合(SCUC)程序计算运行日96点机组启停计划。

以运行日(D)全时段发电成本最小化为目标函数，满足运行日(D)的负荷需求及外送计划、备用容量需求、输变电设备及断面传输容量极限、机组出力上下限、机组爬坡速率及最小连续开停机时间等约束条件，同时考虑机组报价，计算运行日(D)机组启停机计划。

2.采用安全约束经济调度(SCED)程序优化计算运行日96点机组出力曲线和分时节点电价。

以运行日(D)全时段发电成本最小化为目标函数，满足负荷需求及外送计划、备用容量需求、输变电设备及断面传输容量极限、机组出力上下限、机组爬坡速率等约束条件，同时考虑机组报价，计算运行日(D)96点机组出力曲线和分时节点电价。

3.当新能源报价相同时，按照各主体同报价段的申报容量比例进行分配。

4.日前现货市场采用的优化算法数学模型详见附件1-2：安全约束机组组合数学模型，附件1-3：安全约束经济调度数学模

型。

5.为确保优化算法有可行解，电力调度机构负责制定并公布上述约束条件的松弛条件，相关信息参见附件 1-7：现货市场出清约束松弛惩罚因子。

第四十六条 特殊机组在日前市场中的出清机制如下：

1.必开机组

必开机组在必开时段内的机组状态为开机，不参与机组组合优化，必开最小出力部分接受日前市场出清形成的节点电价。若电力调度机构未指定必开机组的必开最小出力，则必开最小出力为该台机组的最小稳定技术出力。必开最小出力之上的发电能力根据发电机组的电能量报价参与优化出清。某交易时段中，若必开机组仅中标必开最小出力，该时段内该台必开机组不参与市场定价；若必开机组的必开最小出力之上的发电能力中标，该时段内该台必开机组可参与市场定价。

2.热电联产机组

电力调度机构根据核定的电厂供热机组电力负荷上下限，在确保电力有序供应、电网安全稳定、调频备用等基本需要的前提下，供热电力负荷下限接受日前市场出清形成的节点电价，不参与优化；供热电力负荷下限至供热电力负荷上限之间的发电能力，根据发电机组申报的电能量价格参与优化出清。

某交易时段中，若热电联产机组仅中标供热电力负荷下限对应的出力，该时段内该台热电联产机组不参与市场定价；若热电

联产机组的供热电力负荷下限之上的部分中标,该时段内该台热电联产机组可参与市场定价。

3.调试(试验)主体

(1) 调试阶段的新建主体

新投主体调试期间按照调试需求安排发电出力,不参与现货市场交易。

新建火电机组在完成满负荷试运行到现货运行日(D)日零点之间,电力调度机构可安排其停机或在保安全、保供应情况下按照最小稳定技术出力安排机组运行。为保障电网安全稳定及电力有序供应,电力调度机构可在市场化调节手段用尽后对该机组出力进行调整。自运行日(D)起,机组按照现货市场交易规则参与市场出清。进入商业运营但未准入市场的机组,可根据电网运行安全等需求安排发电,接受市场出清形成的节点电价。

若主体的调试计划不满足电网安全稳定、电力有序供应、调频等要求,电力调度机构可根据需要对主体的调试计划曲线进行调整。

(2) 试验阶段的在运主体

申报了运行日试验计划的在运主体,在试验时段内的机组状态为开机,不参与优化,接受市场出清形成的节点电价。

对于因主体原因试验的,该主体的出力曲线为其申报并经电力调度机构审核同意的试验出力曲线。电力调度机构可根据电力有序供应、电网安全稳定等需要对主体的试验计划曲线进行调整。

整。非试验时段内机组按照在日前电能量市场中申报的量价信息或充放电曲线，根据市场规则进行优化出清。

机组计划检修及非计划抢修完工后应向电力调度机构申报检修调试计划曲线并开展验证。调试时段内的发电出力曲线为其申报的调试出力曲线。非调试时段按照机组的申报信息根据市场规则进行优化出清。

因电网原因处于试验状态的主体在相应的试验时段固定出力，试验时段的出力为经电力调度机构安排的出力，试验时段内机组出力不参与优化，接受日前市场出清形成的节点电价。在非试验时段内，按照机组在日前电能量市场中申报的量价信息或充放电曲线，根据市场规则进行优化出清。

4.处于开/停机过程的机组

处于开机状态的发电机组，在机组并网后升功率至最小可调出力期间，发电出力为其申报开机曲线或典型开机曲线，不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，接受日前市场出清形成的节点电价。机组发电出力达到最小可调出力之后，从下一个交易时段开始，按照其电能量报价参与日前电能量市场优化出清。

处于停机状态的发电机组，在机组从最小可调出力降功率至与电网解列期间，发电出力为其申报停机曲线或典型停机曲线，不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，接受日前市场出清形成的节点电价。

第四十七条 具备条件后，电力调度机构可依据电网安全及电力平衡、新能源消纳需求或断面控制要求等情况对市场化水电企业申报出力曲线开展优化。

第四十八条 日前现货市场正式出清结果包括运行日（D）火电机组启停计划、各机组/场站运行日（D）96点分时出力曲线、发电侧节点边际电价以及用户侧统一结算点分时电价等信息。

第四十九条 为保证电网运行安全和电网输配电设备运行控制要求，电力调度机构对各类经营主体申报信息在日前现货市场出清环节开展安全校核。若存在平衡约束、安全约束等无法满足要求的时段，电力调度机构可采取调整运行边界、增加机组约束等方式，优化得到满足安全约束的出清结果。安全校核内容主要为电力平衡校核与安全稳定校核：

（一）电力平衡校核指分析各时段备用是否满足备用约束，是否存在电力供应风险的情况。

（二）安全稳定校核包括基态潮流校核与静态安全分析。基态潮流校核采用交流潮流模型校核基态潮流下线路/断面传输功率不超过极限值等。

第六节 市场定价

第五十条 日前市场出清形成每15分钟的节点电价，每小时内4个15分钟的节点电价的算术平均值，计为该节点每小时的平均节点电价。日前市场中，发电机组以机组所在节点的小时

平均节点电价作为相应时段的结算价格。日前现货市场出清节点电价上/下限详见附件 1-5。

第五十一条 日前市场中，售电公司和批发用户等用户侧日前现货出清价格为发电侧所有节点日前出清电量和日前节点电价的加权均值（按小时计算）。

第七节 日前调度计划

第五十二条 日前确定的可靠性机组组合即为运行日的机组开机方式，可靠性机组组合出清结果即为日前发电调度计划执行依据。

第六章 实时市场

第一节 交易组织

第五十三条 实时市场中，市场运营机构在运行日根据经营主体申报，在机组组合基本确定的基础上，考虑电网实际运行状态和物理约束，满足超短期负荷预测和备用需求，以社会福利最大为目标，进行实时市场出清，形成实时市场出清结果。

第五十四条 参与实时现货市场的主体采用日前现货市场封存电能报价信息进行出清。非现货市场主体申报运行日发电出力预测，若不申报则沿用日前申报信息。

第二节 交易流程

第五十五条 参与现货市场的火电企业、水电企业、独立储能、光热项目、生物质发电、综合利用项目等经营主体沿用日前市场封存的申报信息，具备预测条件的新能源主体需额外申报超短期功率预测曲线。

D 日 T-95 分钟，经营主体完成省间日内现货市场“电力-价格”曲线申报。

D 日 T-85 分钟，完成经营主体省间日内现货市场申报数据校核，并将校核结果提交至上级调度机构。

D 日 T-60 分钟，接收省间日内现货市场出清结果，经安全校核后，将省间日内现货交易结果下发至经营主体。

D 日 T-60~T-30 分钟，组织参与西北区域省间互济交易，并根据交易结果与电力电量平衡情况按需参与应急调度。

D 日 T-30 分钟，上级调度机构下发最新省间联络线计划。

D 日 T-25~T-15 分钟，基于最新的边界条件和经营主体申报信息，组织实时现货市场出清。

电力调度机构以实时电能量市场每 15 分钟出清结果为依据制定实时发电计划并向经营主体发布，经营主体跟踪执行。

第五十六条 具备条件后，逐步推动实现组织运行日 288 个时段（00：05-24：00，5 分钟为一个时段）的实时交易。

第三节 边界条件

第五十七条 新疆电力现货实时市场组织的边界条件包括机

组运行边界条件和电网运行边界条件。

第五十八条 机组运行边界条件主要包括：发电机组出力上下限约束、发电机组调试计划、机组启停出力曲线等。

1.发电机组出力上下限约束

发电机组在日内预计出力上下限发生变化时，应向电力调度机构提出机组出力上下限调整申请，电力调度机构依据机组实际情况进行确认，并按照确认后的机组出力上下限作为机组实时市场出清的边界条件。

2.发电机组调试（试验）计划

原则上发电机组的调试或试验计划按照其日前申报且经电力调度机构批准后的调试或试验计划曲线执行，电力调度机构可依据电网安全稳定约束及电力电量平衡情况、新能源消纳需求等对机组调试或试验计划曲线进行调整。

3.机组启停出力曲线

机组启动或停机过程的功率曲线，时间间隔为 15 分钟；由发电企业在日前现货市场进行申报并确认，若未填报则读取该机组典型开机/停机曲线。

4.新能源场站出力上、下限约束

对于不含配建储能的新能源场站，其出力上限为该场站的新能源超短期功率预测；对于含配建储能的新能源场站，其出力上限为新能源超短期功率预测与配建储能自调度计划之和。新能源场站的出力下限为 0 兆瓦。

第五十九条 电网运行边界条件主要包括：超短期负荷预测、外送电计划、非市场化机组发电计划、备用约束、输变电设备检修计划、输变电设备投产与退役计划、电网安全约束。

1.超短期负荷预测

超短期负荷预测包括超短期统调负荷预测和超短期母线负荷预测。超短期统调负荷预测是指预测实时运行时刻开始至未来4小时的统调负荷需求。电力调度机构根据实际情况对超短期负荷预测结果进行调整，调整需综合考虑但不仅限于以下因素：实时负荷走势、历史相似日负荷、工作日类型、气象因素、用户用电需求、节假日或社会大事件影响等情况。

超短期母线负荷预测是指预测实时运行时刻开始至未来4小时的220千伏母线节点负荷需求。电力调度机构综合气象因素、工作日类型、节假日影响等因素，基于历史相似日预测母线负荷。

2.外送电计划

西北调控分中心基于日内省间现货市场出清结果，以及西北区域省间互济交易结果，综合考虑电力平衡、电网安全约束、新能源消纳、跨省通道运行情况等，更新省间联络线计划并下发。

3.非市场化机组发电计划

（1）直流配套火电以上级调度机构下发的运行日发电计划曲线为边界条件。直流配套新能源根据其超短期功率预测，经安全校核后形成发电计划曲线作为边界条件。

(2) 自备电厂，按照优先满足自身用电需求的原则确定 96 点发电计划曲线。

(3) 非市场化的水电机组，综合来水情况、水利枢纽安全、以及上下游灌溉、航运、民生用水等综合需求，在机组超短期发电预测的基础上，考虑新能源超短期发电能力预测，经优化校核后形成发电计划。

(4) 电力调度机构可根据电网安全及电力平衡、断面控制要求等情况对非市场化机组发电计划开展校核调整。

4.运行备用

电网实时运行应满足相关运行备用调度管理要求，若发生变化需以最新的运行备用要求作为边界条件开展日内发电计划滚动计算。

当运行备用容量无法满足要求时，可立即进行以下调整：

(1) 电力调度机构可采取新增机组开机等措施以保证备用容量满足要求。

(2) 电力调度机构可通过省间电力现货市场、西北区域省间电力互济市场等交易满足备用容量要求。

5.输变电设备检修计划

电力调度机构基于月度输变电设备检修计划，结合考虑电网实时运行要求、不同检修设备停送电顺序衔接、现场设备状态、现场操作准备等，执行输变电设备停、送电操作，并做好相应记录。

6.电网安全约束

实时现货市场出清使用的安全约束条件原则上与日前现货市场所提出约束条件保持一致。如果其他边界条件发生变化,经电力调度机构评估影响系统安全运行时,可对电网安全约束条件进行更新,并在事后将相关信息向经营主体进行发布。

考虑到母线负荷波动性、随机性较大,在实时运行中为确保电网安全约束不被破坏,须将安全稳定断面限值留出一定控制裕度,按照在断面极限值基础上扣除 3%~5% 后的限值作为实时控制要求。

第四节 市场出清与安全校核

第六十条 实时现货市场出清计算过程如下:

1.电力调度机构根据最新的系统负荷预测、联络线计划和系统约束条件等,在机组组合基本确定的基础上,考虑电网实际运行状态和物理约束,满足超短期负荷预测和备用需求,以社会福利最大为目标进行实时市场出清,形成实时市场出清结果。

2.当新能源报价相同时,按照各主体同报价段的申报容量比例进行分配。

3.实时市场所采用的优化算法数学模型详见附件 1-3:安全约束经济调度数学模型。

4.为确保优化算法有可行解,电力调度机构负责制定并公布上述约束条件的松弛条件,相关信息详见附件 1-7:现货市场出

清约束松弛惩罚因子。

第六十一条 特殊机组在实时市场中的出清机制如下：

1. 必开机组

原则上，在日前电能量市场中指定为必开机组的发电机组，在实时电能量市场中的相应时段同样视为必开机组。电力调度机构可基于电网安全以及实际运行情况调整必开机组必开出力和必开时段。必开机组在实时电能量市场中的出清机制与日前市场一致。

日前电能量市场中未被列入机组开机组合，在实时运行调整环节由电力调度机构安排新增开机的机组同样为必开机组，电力调度机构按照各发电机组启动费用从低至高排序，在满足安全约束的前提下按照序列逐个安排新增开机。实时电能量市场中，根据其电能量报价参与市场优化出清。

2. 热电联产机组

在日前电能量市场中申报了供热计划的热电联产机组，在实时电能量市场中同样视为热电联产机组。实时电能量市场中热电联产机组的出清及定价机制与日前市场一致。

日前申报的热电联产机组原则上在实时运行中不允许更换。当日前申报的热电联产机组在实时运行中发生故障或非计划停运而不具备供热条件时，发电厂可向所属电力调度机构申请更换供热机组，经许可后可进行更换，更换后的供热机组按照本条的规定参与实时电能量市场出清。

3.调试（试验）机组

（1）调试阶段的新建机组

调试阶段的新建机组在实时电能量市场中按照调试需求安排发电，出清机制与日前市场一致。

（2）试验阶段的在运机组

在日前市场中申报了运行日试验计划的在运发电机组，在实时市场中同样视为试验机组，在实时市场中的出清机制与日前市场一致。

4.处于开、停机过程的机组

处于开、停机状态的发电机组，在机组并网后升功率至最小可调出力期间，或机组从最小可调出力降功率至与电网解列期间，现货市场技术支持系统跟踪机组实际出力，相应时段内机组不参与优化，接受市场出清形成的节点电价。

第六十二条 实时市场出清结果包括各机组未来15分钟至2小时的出力和节点边际电价等信息。

第六十三条 为保证电网运行安全和电网输配电设备运行控制要求，在实时市场出清后，需要对出清结果进行安全校核。校核内容同日前市场相关规定。

第五节 市场定价

第六十四条 实时市场出清形成每15分钟的节点电价，每小时内4个15分钟的节点电价的算术平均值，计为该节点每小

时的平均节点电价。实时市场中，发电机组以机组所在节点的小时平均节点电价作为相应时段的结算价格。实时现货市场出清节点电价上/下限详见附件 1-5。

第六十五条 实时市场中，售电公司和批发用户等用户侧实时现货价格按照发电侧实时市场出清电量和实时市场节点电价进行所有节点加权平均（按小时计算）。

第六节 实时调度计划

第六十六条 实时现货市场的发电侧出清结果即为自动发电控制指令依据。

第六十七条 电网实时运行中，当系统发生事故或紧急情况时，电力调度机构应按照安全第一的原则处理。处置结束后，受影响的发电机组以当前的出力点为基准，恢复参与实时电能量市场出清计算，电力调度机构应记录事件经过、计划调整情况等，并通过技术支持系统将市场相关干预情况向市场成员发布。

发生下列情况之一时，电力调度机构可根据系统运行需要进行调整：

- 1.电力系统发生事故可能影响电网安全时。
- 2.系统频率或电压超过规定范围时。
- 3.系统调频容量、备用容量和无功容量无法满足电力系统安全运行的要求时。
- 4.输变电设备过载或断面超出稳定限额时。

5.继电保护及安全自动装置故障，需要改变系统运行方式时。

6.气候、水情发生极端变化可能对电网安全造成影响时。

7.为保证省间联络线输送功率在正常允许范围而需要调整时。

8.为保证电网安全运行需要进行调整的其他情形。

在出现上述情况时，电力调度机构可以采取以下措施调整运行方式：

1.调用调频、备用辅助服务进行系统运行调节。

2.依据发电机组启动费用排序进行调用或退出运行。

3.调整设备停复役计划。

4.调整省间联络线的送受电计划。

5.报请政府主管部门同意后，开展电力需求响应。

6.报请政府主管部门同意后，执行有序用电控制负荷。

7.汇报政府主管部门，经批准后暂停实时现货市场交易。

8.其他有效调整措施。

第六十八条 当由于技术支持系统故障等原因导致经营主体无法接收实时调度指令时，若故障能够在规定出清时间 2 小时内恢复并正常接收指令，异常时段出清结果按照故障前最新时段实时市场未来 2 小时的出清结果执行；若故障无法在规定出清时间 2 小时内恢复，则异常时段在规定时间 2 小时以外的出清结果按照日前市场对应时段出清结果执行。若在 D+1 日前故障无法恢

复,D+1 日起以中长期月度交易形成的发电计划作为实时发电计划依据。技术支持系统主系统发生故障时,应视情况及时切换至 B 节点备用系统开展相关流程,保障市场稳定运行。

第七章 煤电机组成本补偿机制

第六十九条 煤电机组成本补偿分为机组启动补偿和机组运行补偿,成本补偿费用按日统计、按月结算。由所有参与现货市场结算的经营主体(含批发用户、售电公司、发电企业、独立储能充电电量、电网企业代理购电等)按月度现货实际结算周期内实际结算电量比例分摊。运行初期暂设经营主体月度成本补偿费用分摊上限为 γ ,超出部分由补偿费用获得方按比例进行费用削减。

第七十条 现货市场运行初期,对煤电机组成本补偿费用进行统计,暂不进行实际补偿结算。后期结合现货市场运行情况、综合评估用户侧电价承受能力、研究确定补偿费用分摊主体后,适时进行补偿结算。

第七十一条 机组启动补偿指对煤电机组开机过程给予补偿,启动补偿费用根据机组不同启动状态下申报的启动费用计算,机组实际的启动状态根据调度自动化系统记录的启停机时间信息进行认定。启动补偿费用计算方式如下:

$$R_i^{\text{启动}} = \sum P_{i,d}^{\text{启动}}$$

其中, $R_i^{\text{启动}}$ 为机组 i 当月总启动补偿费用; $P_{i,d}^{\text{启动}}$ 为机组 i 月

内 d 日启动对应的启动费用报价。

第七十二条 机组运行补偿指对煤电机组现货实时市场电能量电费低于电能量成本的情况进行补偿,按照成本与电能量电费的差额进行计算,具体计算方式如下:

$$R_{i,d}^{\text{运行补偿}} = \max \left\{ \sum_t^T [R_{i,t}^{\text{电能成本}} - Q_{i,t}^{\text{实际}} \times P_{i,t}^{\text{实时}}], 0 \right\} \times h$$

$$h = \frac{P_i^{\text{灵活性改造下限}}}{P_i^{\text{申报下限}}}$$

其中, $R_{i,d}^{\text{运行补偿}}$ 为 d 日煤电机组 i 的运行补偿费用; $Q_{i,t}^{\text{实际}}$ 为 d 日 t 时段煤电机组 i 的实际上网电量; $R_{i,t}^{\text{电能成本}}$ 为煤电机组 i 在 t 时段的电能成本,取基于其核定变动成本 α 和申报量价曲线计算所得电能成本中的较小值; $P_{i,t}^{\text{实时}}$ 为 d 日 t 时段煤电机组 i 的实时市场节点电价; h 为运行补偿系数 ($h \leq 1$); $p_i^{\text{灵活性改造下限}}$ 为煤电机组 i 灵活性改造出力下限; $p_i^{\text{申报下限}}$ 为煤电机组 i 在运行日申报出力下限的平均值。

第七十三条 若机组实际出力超出 AGC 系统下发指令 (机组供热期考虑电锅炉运行负荷) 且偏差量大于指令值的 β 倍,则对应时段不进行补偿。未准入现货市场的煤电机组不进行补偿。

第七十四条 由于供热、供汽等原因对机组出力上、下限进行调整的,具体操作流程按照《新疆煤电机组发电能力上下限核定工作指引》执行。

第八章 发电侧考核机制

第一节 机组非计划停运

第七十五条 当机组在实时运行中出现非计划停运时，非计划停运时段正常参与现货电能量市场偏差结算。非计划停运考核按照“两个细则”相关要求执行。非计划停运的时段按照如下规则进行认定：

正常运行机组因自身原因跳闸或被迫停运，从发生跳闸时刻（以系统判定的时间为准）的上一个整点时刻起，至该机组重新并网的下一个整点时刻为止，之间的时间段计为非计划停运时段。

机组因自身原因未按照日前电能量市场中出清的并网时间或电力调度机构在实时运行中要求的并网时间按时并网，且偏差2小时以上时，从日前电能量市场出清的并网时刻（或电力调度机构在实时运行中要求的并网时刻）的上一个整点时刻起，至机组实际并网时刻的下一个整点时刻之间的时段计为非计划停运时段。若机组在运行日（D）内因电厂自身原因未并网，非计划停运时段的终点时刻计为运行日的24:00。

第二节 机组实时发电计划执行偏差

第七十六条 每个交易时段内，通过AGC控制系统采样电厂实际发电出力曲线，与下发至各机组（场站）的发电计划作比较，计算该交易时段内每分钟电厂实际发电出力与下发计划的偏差量 $P_{\text{偏差}}$ ，其计算公式如下：

$$P_{\text{偏差}} = P_{\text{实际}} - P_{\text{计划}}$$

1.火电、水电、储能。当实际出力与下发计划值（火电机组供热期考虑电锅炉运行负荷）的偏差量 $P_{\text{偏差}}$ 超过该时刻计划值 $P_{\text{计划}}$ 的 K_1 倍，超出 K_1 的部分取绝对值计入执行偏差考核积分电量。

2.风电。当实际出力与下发计划值的偏差量 $P_{\text{偏差}}$ 超过该时刻计划值 $P_{\text{计划}}$ 的 K_2 倍，则超出 K_2 的部分取绝对值计入执行偏差考核积分电量。若计划值 $P_{\text{计划}}$ 的 K_2 倍低于 5 兆瓦，按 5 兆瓦计算；若计划值 $P_{\text{计划}}$ 的 K_2 倍高于 -5 兆瓦，按 -5 兆瓦计算。

3.光伏。当实际出力与下发计划值的偏差量 $P_{\text{偏差}}$ 超过该时刻计划值 $P_{\text{计划}}$ 的 K_3 倍，则超出 K_3 的部分取绝对值计入执行偏差考核积分电量。若计划值 $P_{\text{计划}}$ 的 K_3 倍低于 5 兆瓦，按 5 兆瓦计算；若计划值 $P_{\text{计划}}$ 的 K_3 倍高于 -5 兆瓦，按 -5 兆瓦计算。

第七十七条 现货市场试运行期间，西北区域“两个细则”中并网主体日发电计划曲线管理对应内容不再执行。

第七十八条 每个交易时段内偏差考核积分电量统计完成后，计算各时段执行偏差考核费用。

每个结算时段内偏差考核费用计算公式如下：

$$R_{\text{偏差},t} = Q_{\text{偏差},t} \times P_{\text{考核},t} \times k$$

其中， $R_{\text{偏差},t}$ 为 t 时段偏差考核费用； $Q_{\text{偏差},t}$ 为 t 时段偏差考核积分电量； $P_{\text{考核},t}$ 为执行偏差考核价格，当前设置为被考核机组（场站）实时现货市场出清价格；k 为执行偏差考核系数。

第七十九条 全天所有时段的偏差考核费用之和即为该机组

（场站）当日执行偏差考核费用。

第八十条 执行偏差考核费用月清月结，具备条件后按日清分按月结算。其中，发电机组超发电量偏差考核费用，在未被考核的所有市场化发电侧经营主体中按实际发电量比例返还。发电机组少发电量偏差考核费用，在参与现货市场结算的用电侧经营主体中按实际结算用电量比例返还。

第八十一条 被考核的经营主体对考核结果存在异议的，须在 D+1 日结束前向市场运营机构提出异议，市场运营机构在 D+2 日前对执行偏差考核结果进行复核确认。

若经营主体在 D+1 日结束前未对执行偏差考核结果提出异议，则从 D+2 日起，认为经营主体对执行偏差考核情况无异议并不再进行相关受理。

第八十二条 存在以下情况的，可对经营主体的实时发电计划执行偏差进行免考核：

- （1）经营主体因实际参与调频、备用辅助服务产生偏差；
- （2）在保安全、保供应等情况下对经营主体发电计划进行调整；
- （3）机组启机后 2 小时内、停机前 2 小时内产生偏差。（启停机时间以调度自动化系统记录时间为准）

第九章 市场力监测与缓解

第一节 事前市场力监测与缓解

第八十三条 为避免具有市场力的发电集团操纵市场，防止不同经营主体串谋报价，抬高现货市场出清价格。市场运营机构对全网发电机组开展市场力检测。通过市场力检测的发电机组电能报价被视为有效报价，可直接参与市场出清，未通过市场力检测的发电机组采用市场力缓解措施后，可参与市场出清。

第八十四条 日前现货市场出清前，逐时段计算各发电集团的剩余供给指数，若某时段发电集团剩余供给指数低于限定值，则对该发电集团旗下机组报价进行检测。剩余供给指数计算公式如下：

$$RSI_{i,t} = \frac{\sum_{j=1}^N Q_{j,t} - Q_{i,t}}{D_t - \sum_{n=1}^{NT} T_{n,t} - S_t}$$

其中， $RSI_{i,t}$ 为第 i 个发电集团的剩余供给指数； $Q_{j,t}$ 为 t 时刻全网第 j 个市场化开机运行机组的可发电容量； $Q_{i,t}$ 为 t 时刻第 i 个发电集团市场化开机运行机组的可发电容量； D_t 为 t 时段系统负荷。 $T_{n,t}$ 为联络线 n 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）； NT 为联络线总数； S_t 为 t 时刻非市场化电源出力计划。

市场初期，剩余供给指数限定值为 R_1 ，后期视新疆电力现货市场实际运行情况进行调整。

第八十五条 事前价格检测步骤如下：

1. 计算运行日（D）每个时段发电集团的剩余供给指数 RSI 。若发电集团 RSI 小于 R_1 ，则触发事前价格检测机制；
2. 统计运行日（D）每个时段发电集团市场化开机机组申报

容量，计算公式如下：

$$Q_{\text{总},t} = \sum_{j=1}^{NG} Q_{j,t}$$

其中， $Q_{\text{总},t}$ 为运行日 t 时刻发电集团市场化开机机组申报容量之和； $Q_{j,t}$ 为 t 时刻第 j 个市场化开机机组的申报容量； NG 为机组总数。

3.对该发电集团旗下的市场化开机火电机组报价进行统计分析，统计其与最高报价相同或接近（在该集团最高报价 R_2 范围内）的机组及其申报容量，计算公式如下：

$$Q_{\text{max},i} = \sum_{j=1}^{NG} Q_{i,j} (P_{i,j} \in R_2)$$

其中， $Q_{\text{max},i}$ 为发电集团 i 与最高报价相同或接近的开机火电机组申报容量之和； $Q_{i,j}$ 为第 i 个集团的第 j 台开机火电机组的申报容量； $P_{i,j}$ 为第 i 个集团的第 j 台开机火电机组的报价； NG 为第 i 个发电集团内机组总数。

4.判断发电集团与最高报价相同或接近的开机机组申报容量之和 $Q_{\text{max},i}$ 是否超过该集团开机机组总申报容量 $Q_{\text{总},t}$ 的 R_3 ，若超过 R_3 ，则认定该集团在日前报价阶段行使市场力，将该集团下所有市场化开机火电机组高于参考价格 R_4 的报价按照参考价格 R_4 替换。若在参考价格统计时间范围内存在发电集团触发市场力监测与缓解机制，则按照报价替换后的价格进行申报均价计算。

第八十六条 经事前价格检测并替代的报价参与日前/实时

现货市场出清，出清结果作为市场结算的依据。

第八十七条 电力调度机构对全网参与市场出清的新能源场站进行超短期发电功率预测曲线申报监测。若新能源场站滚动申报的超短期功率预测曲线中，某时段的预测值高于前后相邻两时段预测平均值的 M 倍，则按照前后相邻两时段功率预测的平均值对其进行替换并以替换后的曲线作为新能源场站的有效超短期功率预测曲线。

第八十八条 事前市场力监测与缓解相关标准及参数根据市场运行情况适时调整，并向经营主体公布。

第二节 事后市场力监测与缓解

第八十九条 具备条件后，建立单个经营主体异常行为识别与处置机制及事后市场力监测与缓解机制，持续监测经营主体异常报价、违规交易、扰乱市场秩序等异常行为，若发现主体行为异常，可采取价格替换等措施并及时向政府部门报告。

第九十条 日前市场出清后，计算日前市场发电侧 96 点出清加权均价，判断是否高于市场力事后监测参考价格 C 。若高于参考价格 C ，则触发市场力管控条件，计算参考价格 C 与日前市场发电侧 96 点出清加权均价的比例，并按该比例对发电侧各节点的 96 点出清电价进行调减，将调减后的电价用于日前市场结算。

第九十一条 事后市场力监测与缓解相关标准及参数根据市场运行情况适时调整，并向经营主体公布。

第十章 风险防控

第九十二条 电力现货市场应具备健全的风险防控机制，防范市场风险，保障电力系统安全 and 市场平稳运行，维护经营主体合法权益和社会公共利益。

第九十三条 市场运营机构按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，履行市场监控和风险防控责任，对市场依规开展监测，并接受监督管理。市场成员应共同遵守并按规定落实电力市场风险防控职责。

第九十四条 新疆电力现货市场风险类型包括：

（一）电力供需风险，指电力供应与需求大幅波动、超正常预测偏差范围，影响电力系统供需平衡的风险。

（二）市场价格异常风险，指部分时段或局部地区市场价格持续偏高或偏低，波动范围或持续时间明显超过正常变化范围的风险。

（三）电力系统安全运行风险，指电力系统在运行中承受扰动时，无法承受住扰动引起的暂态过程并过渡到一个可接受的运行工况，或者在新的运行工况下，各种约束条件不能得到满足的风险。

（四）电力市场技术支持系统风险，指支撑电力市场的各类技术支持系统出现异常或不可用状态，影响市场正常运行的风险。

（五）网络安全风险，指因黑客、恶意代码等攻击、干扰和

破坏等行为，造成被攻击系统及其中数据的完整性、可用性被破坏的风险。

（六）履约风险，指由于经营主体失信、存在争议或不可抗力等原因而不能正常履行合同，影响市场结算工作正常开展的风险。

第九十五条 市场运营机构负责编制各类风险处置预案，包括风险级别、处置措施、各方职责等内容，并滚动修编。风险处置预案经国家能源局派出机构批准、报自治区电力主管部门备案后，方可执行。

第九十六条 市场风险发生时，各方按照事前制定的有关预案，在事中、事后采取相应的措施进行处置，尽可能减小风险造成的后果，按要求披露市场风险处置情况。

第九十七条 经营主体应充分知悉、了解电力现货交易相关风险，增强防范意识，建立防控机制，配合做好市场监控、市场干预、应急处置等工作。

第九十八条 任何单位和个人不得非法干预电力市场正常运行，不得实施地方保护、市场分割、指定交易、区域壁垒等妨碍统一市场和公平竞争的政策。

第十一章 市场干预

第一节 市场干预

第九十九条 政府干预条件：现货市场运行过程中出现电力供应严重不足时；电力市场未按照规则运行和管理时；结算试运

行工作指引不适应电力现货市场交易需要必须进行修改时；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时；市场价格达到价格限值且触发管控条件时以及其他认为需要进行市场干预的情形时。

出现上述情况时，由国家能源局派出机构、自治区电力主管部门根据职责作出市场干预决定，包括临时中止市场运行、中止部分或全部规则的执行、价格管制等措施，并委托市场运营机构实施市场干预。

第一百条 市场运营机构干预：现货市场运行过程中出现电力系统发生故障导致网络拓扑发生重大变化，或当电网整体、局部发生稳定破坏，严重危及电网安全时；因重大自然灾害、突发事件等原因导致电网运行安全风险较大时；技术支持系统发生重大故障导致无法按照市场规则进行出清和调度时。

出现上述情况时，市场运营机构应按照安全第一的原则采取取消市场出清结果、实施发用电计划管理等措施对市场进行干预，并尽快报告国家能源局派出机构、自治区电力主管部门。

第一百〇一条 电力调度机构在保安全、保供应的背景下，为应对电网整体或局部平衡缺口，或其它电力系统重大风险等必要情况时，可按需调用独立储能、新能源配建储能参与电网应急调峰。

第一百〇二条 为保障电网安全稳定、电力供需平衡，电力调度机构可在紧急情况下调整各类电源发电计划。

第一百〇三条 市场运营机构须按要求记录干预的原因、措施，分析存在的问题，形成方案建议，并尽快向国家能源局派出机构、自治区电力主管部门等有关主管部门备案。

第二节 市场中止与恢复

第一百〇四条 当触发市场干预条件，且市场中止之外的措施不足以将市场恢复到正常运行状态，由国家能源局派出机构、自治区电力主管部门做出市场中止决定，并委托市场运营机构实施。市场运营机构应立即发布市场中止声明。突发情况时，市场运营机构可按规定进行市场干预，并做好相关记录，事后由国家能源局派出机构、自治区电力主管部门做出是否中止市场的决定并发布。

第一百〇五条 当异常情况解除、电力市场重启具备条件后，经政府部门同意，市场运营机构按程序恢复市场正常运行。市场恢复通知应按要求提前向经营主体发布。

第一百〇六条 当技术支持平台运行异常导致发布的市场出清结果出现异常时，需按照原有边界条件重新进行出清计算，得到校正之后的出清结果，并及时向市场成员发布。若重新计算校正结果后，出清结果尚未执行，则按校正之后的结果执行。

第十二章 信息披露

第一百〇七条 信息披露按照《国家能源局关于印发〈电力市

场信息披露基本规则>的通知》（国能发监管〔2024〕9号）相关要求规范开展。

第一百〇八条 信息披露应当遵循“安全、及时、真实、准确、完整、易于使用”的原则。信息披露主体应严格按照要求披露信息，并对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

第一百〇九条 经营主体、电网企业应当按照有关规定向市场运营机构提供信息。市场运营机构在确保信息安全基础上，定期向经营主体和社会公众按要求披露电力市场运行信息。

第十三章 争议处理

第一百一十条 经营主体之间、经营主体与市场运营机构之间、经营主体与电网企业之间因参与电力现货市场发生争议时，按照《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）相关规定执行。

第一百一十一条 市场成员有义务按规定为政府部门提供争议处理所需的数据和材料。承担调解工作的相关人员应遵守相关规定，不得泄露因调解工作知悉的商业信息。

第十四章 法律责任

第一百一十二条 经营主体未按照国家、自治区及其它相关法律法规要求规范开展交易，存在串通报价、不正当竞争和其他违规交易行为的，将按规定移交国家能源局派出机构和自治区电

力主管部门对其进行处理。

第一百一十三条 若经营主体未能在付款截止日前完成全额付款，电网企业应及时告知电力交易机构，电力交易机构按规定向经营主体发出违约通知，同时发出暂停交易通知，并做好相关信用记录。

第一百一十四条 经营主体发生以下情况时，电力交易机构依法依规强制其退出市场并予以自动注销，其已签订但未履行的合同中止执行，同时按规定向政府部门备案：

（一）因情况变化不再符合准入条件（包括依法被撤销、解散，依法宣告破产、歇业，电力业务许可证被注销等情况）。

（二）隐瞒有关情况或者以提供虚假申请材料等方式违法违规进入市场，且拒不整改的。

（三）严重违反市场交易规则，且拒不整改的。

（四）企业违反信用承诺且拒不整改或信用评价降低为不适合继续参与市场交易的。

（五）因违反交易规则及市场管理规定等情形被暂停交易，且未在期限内完成整改的。

（六）法律、法规规定的其他情形。

第十五章 附则

第一百一十五条 本指引由自治区电力主管部门负责解释。

第一百一十六条 本指引自发布之日起执行。现阶段，市场

结算相关内容按照《新疆维吾尔自治区电力现货市场试运行工作指引 5.0 版-结算部分》执行。待《新疆电力市场结算实施细则》发布后，结算相关内容按照《新疆电力市场结算实施细则》执行。

附件 1—1：术语定义

1.电能量市场：指以电能量为交易标的物的市场。

2.中长期交易市场：指以多年、年、月、周、日以上为交易组织周期，以电能量、辅助服务、容量、输电权、需求侧响应等为交易标的物的市场。

3.负荷预测：指根据电网运行特性，综合自然条件、经济状况与社会事件等因素，对电力调度机构所辖电网未来特定时刻的负荷需求进行预测的行为。

4.电力现货市场：通过技术支持系统在日前及更短时间内集中开展的电能量交易活动的市场。

5.日前现货市场：竞价日（D-1）进行的决定运行日（D）机组组合状态和发电计划的电能量交易市场。

6.竞价日（D-1）：指运行日（D）前一工作日。

7.实时现货市场：运行日（D）进行的决定运行日（D）未来 15 分钟最终调度资源分配状态和计划的电能量交易市场。

8.安全约束机组组合（Security-Constrained Unit Commitment, SCUC）：指在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大等为优化目标，制定分时段的机组启停计划。

9.安全约束经济调度（Security-Constrained Economic Dispatch, SCED）：指在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大等为优化目标，制定分时段的机组发电出力计划。

10.节点边际电价（Locational Marginal Price, LMP）：指

在满足当前输电网络设备约束条件和各类其它资源的工作特点的情况下，在某一节点增加单位负荷需求时所需要增加的边际成本，简称节点电价。节点电价由系统电能价格与阻塞价格两部分构成。

11.阻塞管理：当市场出清过程中进行安全校核时，若输电线路潮流超出了安全约束，市场运营机构需根据一定原则调整发电机组出力，改变输电线路潮流使其符合安全约束，并且分配调整后产生的盈余或者成本。

12.市场出清：指电力市场根据市场规则通过竞争方式确定中标电力电量及价格。

13 安全校核：对检修计划、发电计划、市场出清结果和电网运行操作等内容，从电力系统运行安全角度分析其安全性和电力平衡的过程。现货电能量市场交易的安全校核与市场出清同步进行，市场出清结果必须满足国家和行业的政策、标准要求，满足电网安全稳定运行以及电力电量平衡要求。

14.必开机组、必停机组：因电网安全约束、民生供热保障或政府环保等要求，部分发电机组在某些时段需要并网发电或配合停机。

15.市场力：市场成员操纵市场价格，使之偏离市场充分竞争情况下所应达到的价格水平的能力。

附件 1—2：安全约束机组组合数学模型

1. 目标函数：

日前电能量市场出清 SCUC 的目标函数如下所示：

$$\min \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^U] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^T [C_{es,t}(P_{es,t})] \right\}$$

其中：

N 表示机组的总台数；

T 表示所考虑的总时段数，其中 D 日每 15 分钟一个时段，考虑 96 个时段；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 、 $C_{i,t}^U$ 分别为机组 i 在时段 t 的运行费用、启动费用，其中机组运行费用 $C_{i,t}(P_{i,t})$ 是与机组申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；机组启动费用 $C_{i,t}^U$ 是与机组停机时间有关的函数，以表示机组在不同状态（冷态/温态/热态）下的启动费用。

M 为用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子；

SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量； NL 为线路总数；

SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量； NS 为断面总数。

ES 表示储能交易单元总数， $C_{es,t}(P_{es,t})$ 表示储能的运行费用，

是与储能申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

机组出力表达式：

$$P_{i,t} = \sum_{m=1}^{NM} P_{i,t,m}$$

$$P_{i,m}^{\min} \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{\max}$$

其中， NM 为机组报价总段数， $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{\max}$ 、 $P_{i,m}^{\min}$ 分别为机组 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

机组运行费用表达式：

$$C_{i,t}(P_{i,t}) = \sum_{m=1}^{NM} C_{i,m} P_{i,t,m}$$

其中， NM 为机组报价总段数， $C_{i,t,m}$ 为机组 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

独立储能出力表达式：

$$\begin{cases} P_{es,t}^{ch} = \sum_{m=1}^{NC} P_{es,t,m}^{ch} & (P_{es,m}^{ch(MIN)} \leq P_{es,t,m}^{ch} \leq P_{es,m}^{ch(MAX)}) \\ P_{es,t}^{dis} = \sum_{m=1}^{ND} P_{es,t,m}^{dis} & (P_{es,m}^{dis(MIN)} \leq P_{es,t,m}^{dis} \leq P_{es,m}^{dis(MAX)}) \end{cases}$$

其中， NC 、 ND 表示独立储能充放电报价总段数， $P_{es,t,m}^{ch}$ 、 $P_{es,t,m}^{dis}$ 表示独立储能 es 在时段 t 第 m 个出力区间中的充放中标电力， $P_{es,m}^{ch(MAX)}$ 、 $P_{es,m}^{ch(MIN)}$ 、 $P_{es,m}^{dis(MAX)}$ 、 $P_{es,m}^{dis(MIN)}$ 分别表示独立储能 es 申报的第 m 个充放电出力区间上、下界；

独立储能运行费用表达式：

$$C_{es,t}(P_{es,t}) = \sum_{m=1}^{NC} C_{es,m}^{ch} P_{es,t,m}^{ch} + \sum_{m=1}^{ND} C_{es,m}^{dis} P_{es,t,m}^{dis}$$

其中， $C_{es,m}^{ch}$ 、 $C_{es,m}^{dis}$ 表示独立储能 es 申报的第 m 个充放电出力区间对应的能量价格。

2.约束条件:

(1) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{ch} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{dis} = D_t$$

其中， $P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力， $T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 为联络线总数， D_t 为时段 t 的系统负荷。

(2) 系统正备用容量约束

在确保系统功率平衡的前提下，为了防止系统负荷预测偏差以及各种实际运行事故带来的系统供需不平衡波动，一般整个系统需要留有一定的容量备用。

需要保证每天的总开机容量满足系统的最小备用容量。系统正备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\max} \geq D_t - \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + R_t^U$$

其中， $\alpha_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的启停状态， $\alpha_{i,t}=0$ 表示机组停机， $\alpha_{i,t}=1$ 表示机组开机； $P_{i,t}^{\max}$ 为机组 i 在时段 t 的最大出力； R_t^U 为时段 t 的系统正备用容量要求。

(3) 系统负备用容量约束

系统负备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\min} \leq D_t - \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} - R_t^D$$

其中， $P_{i,t}^{\min}$ 为机组 i 在时段 t 的最小出力； R_t^D 为时段 t 的系统负备用容量要求。

(4) 特殊机组状态约束

1) 算法和人工判断确定为必开机组的，应处于开机状态：

$$\alpha_{i,t} = 1, \forall i \in I_{s1}$$

其中， I_{s1} 指的是必开机组的全集。

2) 算法和人工判断确定为必停机组的，应处于关机状态：

$$\alpha_{i,t} = 0, \forall i \in I_{s2}$$

其中， I_{s2} 指的是必停机组的全集。

(5) 机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$\alpha_{i,t} P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t} \leq \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\max}$$

对于必开机组，在其必开时段内，要求 $\alpha_{i,t} = 1$ ，若有最低出力要求，则上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 取为对应时段的必开最低出力。

(6) 机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{j,t}^{\min} \leq \sum_{i \in j} P_{i,t} \leq P_{j,t}^{\max}$$

其中， $P_{j,t}^{\max}$ 、 $P_{j,t}^{\min}$ 为机组群 j 在时段 t 的最大、最小出力。

(7) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq \Delta P_i^U \alpha_{i,t-1} + P_{i,t}^{\min} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,t}^{\max} (1 - \alpha_{i,t})$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq \Delta P_i^D \alpha_{i,t} - P_{i,t}^{\min} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,t}^{\max} (1 - \alpha_{i,t-1})$$

其中， ΔP_i^U 为机组 i 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 为机组 i 最大下爬坡速率。

(8) 机组最小连续开停时间约束

由于火电机组的物理属性及实际运行需要，要求火电机组满足最小连续开机/停机时间。最小连续开停时间约束可以描述为：

$$T_{i,t}^D - (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) T_D \geq 0$$

$$T_{i,t}^U - (\alpha_{i,t-1} - \alpha_{i,t}) T_U \geq 0$$

其中， $\alpha_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的启停状态； T_U 、 T_D 为机组的最小连续开机时间和最小连续停机时间； $T_{i,t}^U$ 、 $T_{i,t}^D$ 为机组 i 在时段 t 时已经连续开机的时间和连续停机的时间，可以用状态变量 $\alpha_{i,t}$ ($i=1 \sim N, t=1 \sim T$) 来表示：

$$T_{i,t}^U = \sum_{k=t-T_U}^{t-1} \alpha_{i,k}$$

$$T_{i,t}^D = \sum_{k=t-T_D}^{t-1} (1 - \alpha_{i,k})$$

(9) 独立储能充放电功率约束

独立储能出清的充放电功率需要在独立储能申报的最大最小充放电功率范围内， $\alpha_{es,t}$ 和 $\beta_{es,t}$ 是控制独立储能充放状态的

0-1 变量。

$$\begin{cases} \alpha_{es,t} P_{es}^{dis(MIN)} \leq P_{es,t}^{dis} \leq \alpha_{es,t} P_{es}^{dis(MAX)} \\ \beta_{es,t} P_{es}^{ch(MAX)} \leq P_{es,t}^{ch} \leq \beta_{es,t} P_{es}^{ch(MIN)} \\ 0 \leq \alpha_{es,t} + \beta_{es,t} \leq 1 \\ P_{es}^{ch(MIN)} \leq 0, P_{es}^{dis(MIN)} \geq 0 \end{cases}$$

其中， $P_{es}^{ch(MAX)}$ 、 $P_{es}^{ch(MIN)}$ 、 $P_{es}^{dis(MAX)}$ 、 $P_{es}^{dis(MIN)}$ 分别表示独立储能 es 申报的最大、最小充放电功率（充电功率为负，放电功率为正）。

（10）独立储能荷电状态约束

独立储能在优化时段初始时刻和结束时刻的荷电状态需要满足储能上一个优化周期末尾和独立储能申报的参数。

$$E_{es,t} = E_{es,t-1} - P_{es,t}^{ch} \eta_{es}^{ch} \Delta t - \left(P_{es,t}^{dis} / \eta_{es}^{dis} \right) \Delta t$$

$$\underline{E_{es,t}} \leq E_{es,t} \leq \overline{E_{es,t}}$$

其中， $E_{es,t}$ 表示独立储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态； η_{es}^{ch} 、 η_{es}^{dis} 分别表示独立储能 es 的充放电效率； Δt 表示时段长度； E_{es} 表示独立储能 es 的额定容量； $\overline{E_{es,t}}$ 、 $\underline{E_{es,t}}$ 分别表示独立储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态上下限。

（11）独立储能运行日初始与末尾时段荷电状态约束

$$E_{es}^0 = E_{es}^{ini}$$

$$E_{es}^T = E_{es}^{fin}$$

其中， E_{es}^0 代表用于计算的初始荷电状态， E_{es}^{ini} 代表前一天最后时段的荷电状态， E_{es}^T 代表用于计算的最后一个时段目标荷

电状态， E_{es}^{fin} 代表申报的最后一个时段的荷电状态。

(12) 独立储能循环充放电约束

$$\frac{\sum_{t=1}^T (P_{es,t}^{dis} / \eta_{es}^{dis} - P_{es,t}^{ch} \eta_{es}^{ch}) \Delta t}{2E_{es,t}} \leq N_{es,circle}$$

其中， $N_{es,circle}$ 为独立储能 es 的缺省日充放电转换次数。

(13) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$-P_l^{\max} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max}$$

其中， $P_l^{\max}$ 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为机组 i 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(14) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$P_s^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{\max}$$

其中， $P_s^{\min}$ 、 $P_s^{\max}$ 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^-

分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

附件 1—3：安全约束经济调度数学模型

1. 目标函数：

日前电能量市场出清 SCED 的目标函数如下所示：

$$\min \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t}(P_{i,t}) + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T (b_i P_{i,t} + a_{i,t} P_{i,t}^2) \right\}$$

其中：

N 表示机组的总台数；

T 表示所考虑的总时段数，其中 D 日每 15 分钟一个时段，考虑 96 个时段；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 为机组 i 在时段 t 的运行费用，是与机组申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

b_i 为折算成本，设置折算成本小于任意两个报价差值，出清计算时可视情况对火电机组进行赋值；

$a_{i,t}$ 为二次项系数，与出力分配依据指标为反比关系；

M 为用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子；

SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量； NL 为线路总数；

SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量； NS 为断面总数。

2. 约束条件：

(1) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{ch} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{dis} = D_t$$

其中， $P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的输出， $T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 为联络线总数， D_t 为时段 t 的系统负荷。

(2) 机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$\alpha_{i,t} P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t} \leq \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\max}$$

对于必开机组，在其必开时段内，要求 $\alpha_{i,t}=1$ ，若有最低出力要求，则上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 取为对应时段的必开最低出力。

(3) 机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{j,t}^{\min} \leq \sum_{i \in j} P_{i,t} \leq P_{j,t}^{\max}$$

其中， $P_{j,t}^{\max}$ 、 $P_{j,t}^{\min}$ 为机组群 j 在时段 t 的最大、最小出力。

(4) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$\begin{aligned} P_{i,t} - P_{i,t-1} &\leq \Delta P_i^U \alpha_{i,t-1} + P_{i,t}^{\min} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,t}^{\max} (1 - \alpha_{i,t}) \\ P_{i,t-1} - P_{i,t} &\leq \Delta P_i^D \alpha_{i,t} - P_{i,t}^{\min} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,t}^{\max} (1 - \alpha_{i,t-1}) \end{aligned}$$

其中， ΔP_i^U 为机组 i 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 为机组 i 最大下爬坡速率。

(5) 独立储能充放电功率约束

独立储能出清的充放电功率需要在独立储能申报的最大最小充放电功率范围内， $\alpha_{es,t}$ 和 $\beta_{es,t}$ 是控制独立储能充放状态的 0-1 变量。

$$\begin{cases} \alpha_{es,t} P_{es}^{dis(MIN)} \leq P_{es,t}^{dis} \leq \alpha_{es,t} P_{es}^{dis(MAX)} \\ \beta_{es,t} P_{es}^{ch(MAX)} \leq P_{es,t}^{ch} \leq \beta_{es,t} P_{es}^{ch(MIN)} \\ 0 \leq \alpha_{es,t} + \beta_{es,t} \leq 1 \\ P_{es}^{ch(MIN)} \leq 0, P_{es}^{dis(MIN)} \geq 0 \end{cases}$$

其中， $P_{es}^{ch(MAX)}$ 、 $P_{es}^{ch(MIN)}$ 、 $P_{es}^{dis(MAX)}$ 、 $P_{es}^{dis(MIN)}$ 分别表示独立储能 es 申报的最大、最小充放电功率。

(6) 独立储能荷电状态约束

独立储能在优化时段初始时刻和结束时刻的荷电状态需要满足储能上一个优化周期末尾和独立储能申报的参数。

$$E_{es,t} = E_{es,t-1} - P_{es,t}^{ch} \eta_{es}^{ch} \Delta t - \left(P_{es,t}^{dis} / \eta_{es}^{dis} \right) \Delta t$$

$$\underline{E_{es,t}} \leq E_{es,t} \leq \overline{E_{es,t}}$$

其中， $E_{es,t}$ 表示独立储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态； η_{es}^{ch} 、 η_{es}^{dis} 分别表示独立储能 es 的充放电效率； Δt 表示时段长度； E_{es} 表示独立储能 es 的额定容量； $\overline{E_{es,t}}$ 、 $\underline{E_{es,t}}$ 分别表示独立储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态上下限。

(7) 独立储能运行日初始与末尾时段荷电状态约束

$$E_{es}^0 = E_{es}^{ini}$$

$$E_{es}^T = E_{es}^{fin}$$

其中， E_{es}^0 代表用于计算的初始荷电状态， E_{es}^{ini} 代表前一天最后时段的荷电状态， E_{es}^T 代表用于计算的最后一个时段目标荷电状态， E_{es}^{fin} 代表申报的最后一个时段的荷电状态。

(8) 独立储能循环充放电约束

$$\frac{\sum_{t=1}^T (P_{es,t}^{dis} / \eta_{es}^{dis} - P_{es,t}^{ch} \eta_{es}^{ch}) \Delta t}{2E_{es,t}} \leq N_{es,circle}$$

其中， $N_{es,circle}$ 为独立储能 es 的缺省日充放电转换次数。

(9) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$-P_l^{\max} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max}$$

其中， $P_l^{\max}$ 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为机组 i 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(10) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$P_s^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{\max}$$

其中, $P_s^{\min}$ 、 $P_s^{\max}$ 分别为断面 s 的潮流传输极限; G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子; G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子; G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

附件 1—4：机组核定参数表

序号	申报内容	备注
1	机组额定有功功率	与发电业务许可证保持一致
2	机组有功功率调节速率	上升调节速率与下降调节速率
3	机组冷态启动时间	停机时间 72 小时以上
4	机组温态启动时间	停机时间 10 小时（含）至 72 小时（含）
5	机组热态启动时间	停机时间 10 小时以内
6	机组典型开机曲线	从并网至最小可调出力期间的升功率曲线
7	机组典型停机曲线	从最小可调出力至解列期间的降功率曲线
8	最小连续开机时间	机组开机后，距离下一次停机至少需要连续运行的时间，申报范围 1-72 小时
9	最小连续停机时间	机组停机后，距离下一次开机至少需要连续停运的时间，申报范围为 1-48 小时

附件 1—5：市场核定参数表

序号	参数	参数说明	参数取值
1	E_1	电能量申报价格上下限	【 40, 650 】元/兆瓦时
2	E_2	电能量出清价格上下限	【 40, 750 】元/兆瓦时
3	L	用户侧申报电量上限系数	1.17
4	γ	火电机组成本补偿费用分摊上限	0.005 元/千瓦时
5	α	核定的火电机组变动成本平均值, 根据成本变化情况适时调整	0.13 元/千瓦时
6	β	火电机组运行补偿出力偏差统计范围	5%
7	K_1	火电、水电、储能执行偏差考核统计范围	$\pm 2\%$
8	K_2	风电执行偏差考核统计范围	+5%, -13%
9	K_3	光伏执行偏差考核统计范围	+5%, -10%
10	K	执行偏差考核系数	1.0
11	R_1	剩余供给指数限定值	1.0
12	R_2	报价集中度价格统计范围	集团最高报价【 80%, 100% 】范围内
13	R_3	报价集中度容量统计范围	50%
14	R_4	事前市场力监测参考价格	前 30 天 (不含当日) 所有市场化火电机组 剔除 5% 极端高价和 5%

			极端低价后的申报均价。
15	M	新能源超短期功率预测偏差限定值	1.05
16	C	事后市场力监测参考价格	疆内燃煤基准价格的1.5倍。

附件 1—6：火电机组启动费用申报上限

火电机组申报的启动费用不得超过启动费用申报上限，申报上限依据不同额定容量的机组在不同状态下的启动时间进行设定，具体设置如下：

机组冷、温、热态启动认定为：

冷态：停机 72 小时以上

温态：停机 10 小时（含）至 72 小时（含）

热态：停机 10 小时以内

机组装机容量 （万千瓦）	冷态申报上限 （万元）	温态申报上 限（万元）	热态申报上 限（万元）
20 及以下	40	32	24
30	50	40	30
60	80	64	48
100	100	80	60

附件 1—7：现货市场出清约束松弛惩罚因子

当优化算法在满足约束条件下找不到可行解时，会根据特定的松弛条件对某些约束进行松弛化处理，以保证系统能够得到可行解。松弛惩罚因子依据实际运行情况进行优化调整，并通过电力交易平台及时披露。

平衡约束松弛 ED 惩罚因子	1000000000
平衡约束松弛 LPC 惩罚因子	1000
断面约束松弛 ED 惩罚因子	10000000000
断面约束松弛 LPC 惩罚因子	1000
机组调频备用松弛惩罚因子	1000

新疆维吾尔自治区电力现货市场试运行工作 指引 5.0 版-结算部分

2026 年 9 月

目 录

第一章 总述	1
第二章 主要权责	1
第三章 结算原则	4
第四章 追退补和清算	16
第五章 市场分摊及返还费用	17
第六章 其他事项	26
第七章 争议处理	28
第八章 附则	28
附件：电量数据拟合规则	28

第一章 总述

第一条 《新疆维吾尔自治区电力现货市场试运行工作指引 5.0 版-结算部分》（以下简称“本部分”）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》、《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）、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）、《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）、《国家发展改革委 国家能源局关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》（发改价格〔2024〕196号）、《电力市场运行基本规则》（中华人民共和国国家发展和改革委员会 2024 年第 20 号令）、《电力辅助服务市场基本规则》（发改能源规〔2025〕411号）、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2025〕394号）、《电力市场计量结算基本规则》（发改能源规〔2025〕976号）和有关法律、法规规定，结合新疆区情网情进行制定。

第二条 本部分适用于新疆电力现货市场结算试运行期间结算相关工作。

第二章 主要权责

第三条 电力交易机构在市场结算方面的权利和义务主要包括：

（一）负责按照现货基本规则及本指引，通过电力交易平台等方式向各经营主体单独推送其结算明细和结算依据，在电力交易平台公开计算示例和说明，数据推送应采用数据接口等便于经营主体使用的方式。

（二）负责按现货基本规则及本指引处理经营主体结算的相关查询。

（三）负责经营主体的履约保函管理，接受电网企业履约保函、保险的使用申请，要求履约保函、保险的开立单位支付款项，向经营主体发出履约保函、保险执行告知书并做好相关信用评价管理记录。

（四）按照有关规定，将经营主体的结算信息和数据进行涉密管理。

（五）组织协调结算依据有关问题，参与协调电费结算有关问题。

（六）负责编制与发布结算依据所需信息系统的建设、管理、维护。

第四条 电网企业在市场结算方面的权利和义务主要包括：

（一）依法依规披露和提供支撑结算所需的相关基础数据，确保交互数据的准确性、完整性和及时性。

（二）负责根据电力交易机构提供的结算依据，按自然月周期向经营主体出具结算账单，并按照规定向经营主体收付款。

（三）按照有关规定，将经营主体的结算信息和数据进行涉密管理。

（四）负责向发生付款违约的经营主体催缴欠款，对于逾期仍未全额付款的经营主体，向电力交易机构提出履约保函、保险的使用申请。

（五）负责电费结算相关信息系统的建设、管理、维护，根据用户授权向市场经营主体提供电能数据查询服务，并将电能数据推送电力交易平台。

（六）组织协调电能计量和电费结算有关问题，参与协调结算依据有关问题。

第五条 电力调度机构在市场结算方面的权利和义务主要包括：

（一）依法依规披露和提供信息，负责提供支撑结算所需的相关基础数据，确保交互数据的准确性、完整性和及时性。

（二）负责按时向电力交易机构提供电力辅助服务市场费用计算结果。

（三）负责结算所需的调度数据采集管理信息系统的建设、管理、维护。

（四）按照数据管理有关规定，对市场经营主体计量结算的信息和数据进行管理。

（五）组织协调电力辅助服务市场计量结算有关问题，参与协调结算依据、电费结算有关问题。

第六条 经营主体在市场结算方面的权利和义务主要包括：

（一）可以获取、查看其在各历史交易日、各历史结算时段的结算明细。

（二）结算依据出具后，应按照时间表核对并确认结算依据的完整性和准确性。

（三）对结算依据、结算账单存在疑问时，可在规定时间内向电力交易机构、电网企业提交结算查询。

（四）负责提供用于资金结算的银行账户。

（五）应按规定向电网企业支付（或收取）款项。

（六）拥有配电网运营权的售电公司根据政府有关规定开展电费结算。

第三章 结算原则

第一节 结算周期

第七条 新疆电力现货市场试运行期间，参与现货市场的经营主体采用“日清月结”结算模式，以小时为基本计算时段，以日为电费计算周期，出具日清分临时结果，以月度为周期开展电费正式结算，发布正式结算依据。

第八条 遇特殊情况和节假日，结算相关工作顺延。其中日清分临时结果发布遇周六、周日和其他节假日时，相关日清分临时结果顺延至下一工作日发布。具备条件后推动日清分临

时结果每日发布。

第二节 结算电量

第九条 根据电网企业提供的各小时电量数据开展结算工作，其中用电量根据国家发布的综合线损率折算线损后作为实际结算用电量。

第十条 存在转供关系的电力用户或关联关系的发电企业，因互感器综合倍率不一致等原因产生的负电量，按负电量进行结算。

第三节 结算模式

第十一条 现货市场未全月结算时，未参与现货市场的经营主体按照中长期交易结算，参与现货市场的经营主体采用中长期与现货结算衔接模式，现货结算日按照双偏差方式结算。新替交易纳入月度结算不参与现货市场日清分。

第十二条 现货市场未全月结算时，用电侧当月非现货期间偏差电量计算按照以下方式：用电侧（含电网企业代理购电）月度中长期与现货分别结算，且在计算中长期偏差范围时不含现货实际结算期间各类成分电量。即自身原因超用、少用电量=全月实际结算用电量-各类成分电量（不含现货实际结算期间各类成分电量）-现货实际结算期间实际结算用电量。

第十三条 现货市场未全月结算时，发电侧当月非现货期

间偏差电量计算按照以下方式：

外送电量不具备日清分条件时，省内现货作为一个成分进行结算，其余计算方式与目前保持一致，即自身原因超发少发电量=全月上网电量-各类成分电量（含现货实际结算期间各类成分电量）-上下调电量-省内日前结算电量-省内实时结算电量。

外送电量实现日清分后，月度中长期与现货分别结算，且在计算中长期偏差范围时不含现货实际结算期间各类成分电量，即自身原因超发少发电量=全月上网电量-各类成分电量（不含现货实际结算期间各类成分电量）-上下调电量-现货实际结算期间上网电量。

第十四条 电力市场结算可采用两种方式结算：

方式一：现货市场全电量按现货市场价格结算，中长期合同电量按中长期合同价格与中长期结算参考点的现货价格差值结算。

方式二：中长期合同电量按中长期合同价格结算，并结算所在节点或统一结算点与中长期结算参考点的现货价格差值,实际电量与中长期合同电量的偏差按现货市场价格结算。

新疆电力现货市场目前采用方式一进行结算，中长期结算参考点暂按用户侧日前市场统一结算点电价执行。

第十五条 每日售电公司实际结算用电量按照运行日（D）日7点前与其存在零售合同（套餐）关系的零售用户实际结算

用电量汇总形成。现货市场全月结算时，根据售电公司实际绑定所有零售用户汇总形成最终日清分结果。

第十六条 独立储能企业放电参照发电侧结算方式，充电参照用户侧结算方式，按照日前、实时现货市场出清形成的充放电电量进行结算，放电采用节点电价、充电采用用户侧统一结算点电价，暂不参与市场结构平衡费用分摊及返还，不参与用户侧中长期偏差收益回收及返还、发电侧中长期偏差收益回收及返还。若日前或实时市场出清电量充放电方向与对应结算单元不一致时，不一致的充放电方向日前或实时市场出清电量按 0 进行结算。

第十七条 日清分计算时，以日清分计算日抽取各类成分为准，仅作为临时计算结果，根据临时结果开展信息披露，如有变化将在月度结算时重新进行日清分，并纳入月度结算依据统一展示。

第四节 结算电价

第十八条 结算电价：

日前、实时市场出清分别形成每 15 分钟的节点电价，每小时内 4 个 15 分钟的节点电价的算术平均值，计为该节点每小时的平均节点电价。日前、实时市场，发电机组均以机组所在节点的小时平均节点电价作为相应小时的结算价格。

如产生 1 个调度单元对应多个结算单元，按照结算单元每

小时上网电量比例拆分调度单元出清电量及费用，如无上网电量，按照结算单元在交易平台注册容量比例计算出清电量及费用。如产生多个调度单元对应 1 个结算单元，电量按照结算单元进行加和，电价按照加权平均值计算，如多个调度单元出清电量均为 0 值，电价按照多个调度单元节点电价的算术平均值计算。

第十九条 处于调试运行期的发电企业和独立新型储能，上网电量及价格，按照国家及自治区相关政策执行。

第二十条 用电侧日前、实时市场电价分别采用日前市场统一结算点电价、实时市场统一结算点电价进行结算，其中日前市场统一结算点电价为发电侧所有节点日前出清电量和日前节点电价的加权均值（按小时计算）。实时市场统一结算点电价为发电侧实时市场出清电量和实时市场节点电价进行所有节点加权平均（按小时计算）。

第二十一条 现货市场全月结算时，调平电量包括因中长期合同分解、执行、省间交易据实结算等过程中产生的偏差电量，以及因每小时结算电量之和与月度结算电量产生的偏差电量。调平电量按照发电侧实时市场出清电量和实时市场每小时节点电价按月度进行所有节点加权平均价格结算。

第二十二条 零售用户按月结算，结算电价按照交易平台形成的线上零售合同（套餐）执行。若无可执行零售合同（套餐），零售用户全部实际结算用电量视为超用电量，按照各时

段月度集中竞价交易最高成交价乘以 1.1 倍惩罚系数结算。月度集中竞价交易个别时段经营主体未申报（未形成）价格时，以最近一次集中竞价交易（包括年度集中竞价交易）对应时段最高价乘以惩罚系数结算超用电量。

第二十三条 参与现货市场的水电企业，在现货结算周期内，不再执行上下调电量机制，电能量电费按照第二十八条发电企业进行结算。

第二十四条 现货市场全月结算时，参与中长期市场但未进入现货市场的经营主体（含配套电源）作为现货市场价格接受者进行结算，不再执行上下调电量机制，以小时为基本计算时段，以日为计算周期，按月度发布正式结算依据。上网电量或实际结算用电量与各类成分电量每日每小时的偏差电量，按照发电侧实时市场出清电量和实时市场每小时节点电价进行所有节点加权平均价结算，据此纳入市场结构平衡费用。

确无法分时计量的经营主体，上网电量或实际结算用电量与各类成分电量之差，按照发电侧实时市场出清电量和实时市场每小时节点电价按月度进行所有节点加权平均价结算。

第五节 结算流程

第二十五条 结算流程：

D-1 日 电力调度机构将 D 日省内日前市场出清结果推送至电力交易机构。

D+1 日 电力调度机构将 D 日省内实时现货市场、辅助服务市场出清信息、省间现货日前及日内结算信息等结算需要的量价信息推送至电力交易机构。

电网企业将 D 日参与现货市场的发电企业、电力用户、新型经营主体等每小时电量数据推送至电力交易机构，保障数据完整准确。

D+3 日 电力调度机构将调频辅助服务费用、机组考核费用等需要结算的电费信息推送至电力交易机构。

D+5 日 电力交易机构发布日清分临时结果。前端数据未及时更新、提交的，电力交易机构以电力交易平台既有数据形成日清分结果。

第二十六条 经营主体在日清分临时结果发布后进行核对、确认，如有异议，需在结果发布 24 小时内将相关意见反馈电力交易机构，电力交易机构于 24 小时内反馈相关数据提供部门，并将反馈情况告知相关经营主体，由相关数据部门提出异议处理意见，如需调整数据，需原数据提供部门重新提供数据，逾期视为无异议。电力交易机构根据经营主体确认情况，按月开展日清分电量电费重新计算工作。

第二十七条 每月月底前，电网企业按照现有数据预估发电企业结算电费，并预估电网代理购电结算费用。

次月初，结算基础数据完整后 2 个工作日内，电力交易机构根据当月发电企业、电网代理购电预估结算情况和用户侧实

际结算情况计算市场结构平衡费用预估值，纳入批发用户、售电公司结算依据中。

次月中下旬，电力交易机构按照月度结算流程完成发电侧、电网企业代理购电实际结算，计算正式市场结构平衡费用，发电侧、电网企业代理购电按照正式市场结构平衡费用执行，批发用户、售电公司正式与预估市场结构平衡费用的差额在次月市场结构平衡费用中分摊或分享。

第六节 发电侧电能量电费

第二十八条 参与现货市场的发电企业在现货结算日电能量电费包括中长期合约电能量电费 $R_{\text{中长期合约}}$ ，省内日前电能量电费 $R_{\text{省内日前}}$ ，省内实时电能量电费 $R_{\text{省内实时}}$ ，省间日前电能量电费 $R_{\text{省间日前}}$ ，省间日内电能量电费 $R_{\text{省间日内}}$ ，发电侧调平电费 $R_{\text{调平发电}}$ 。

$$R_{\text{电能}} = R_{\text{省内日前}} + R_{\text{省内实时}} + R_{\text{中长期合约}} + R_{\text{省间日前}} + R_{\text{省间日内}} + R_{\text{调平发电}}$$

省内日前市场电能量电费 ($R_{\text{省内日前}}$) 根据省内日前市场出清电量、节点电价计算，具体计算公式如下：

$$R_{\text{省内日前}} = \sum (Q_{\text{省内日前},t} \times P_{\text{省内日前},t})$$

其中：

$R_{\text{省内日前}}$ 为发电企业在省内日前市场的结算电费；

$Q_{\text{省内日前},t}$ 为发电企业在 t 时段的省内日前出清电量；

$P_{\text{省内日前},t}$ 为发电企业在 t 时段的省内日前节点电价。

省内实时市场电能量电费 ($R_{\text{省内实时}}$) 根据省内实时市场结算

电量、节点电价计算，具体计算公式如下：

$$R_{\text{省内实时}} = \sum (Q_{\text{省内实时},t} \times P_{\text{省内实时},t})$$

其中：

$R_{\text{省内实时}}$ 为发电企业在省内实时市场的结算电费；

$Q_{\text{省内实时},t}$ 为发电企业在 t 时段的省内实时结算电量，即发电企业在 t 时段实际上网电量与省内日前市场出清电量、省间日前结算电量、省间日内结算电量、省间电力互济交易、省间调峰辅助服务电量、省间备用辅助服务电量等成分的差额；

$P_{\text{省内实时},t}$ 为发电企业在 t 时段的省内实时节点电价。

中长期合约电能量电费 ($R_{\text{中长期合约}}$) 根据分解至 t 时段的中长期合同电量，按中长期合同价格与中长期结算参考点的现货价格差值计算，具体计算公式如下：

$$R_{\text{中长期合约}} = \sum [Q_{\text{中长期合约},t} \times (P_{\text{中长期合约},t} - P_{\text{中长期参考点},t})]$$

其中：

$R_{\text{中长期合约}}$ 为发电企业在中长期交易市场的合约电费；

$Q_{\text{中长期合约},t}$ 为发电企业在 t 时段的中长期交易合约分解电量；

$P_{\text{中长期合约},t}$ 为发电企业在 t 时段的中长期合约电价；

$P_{\text{中长期参考点},t}$ 为 t 时段用户侧的日前市场统一结算点电价。

省间日前电能量电费 ($R_{\text{省间日前}}$) 根据省间日前市场结算电量与省间日前市场电价计算电费，省间电力互济交易、省间调峰辅助服务电量、省间备用辅助服务电量、调试电量成分参照执行，具体计算公式如下：

$$R_{\text{省间日前}} = \sum Q_{\text{省间日前},t} \times P_{\text{省间日前},t}$$

其中：

$R_{\text{省间日前}}$ 为发电企业在省间日前市场的电能量电费；

$Q_{\text{省间日前},t}$ 为发电企业在t时段的省间日前市场电能量；

$P_{\text{省间日前},t}$ 为发电企业在t时段的省间日前市场的电价。

省间日内电能量电费 ($R_{\text{省间日内}}$) 根据省间日内市场结算电量与省间日内市场电价计算电费，具体计算公式如下：

$$R_{\text{省间日内}} = \sum Q_{\text{省间日内},t} \times P_{\text{省间日内},t}$$

其中：

$R_{\text{省间日内}}$ 为发电企业在省间日内市场的电能量电费；

$Q_{\text{省间日内},t}$ 为发电企业在t时段的省间日内市场电能量；

$P_{\text{省间日内},t}$ 为发电企业在t时段的省间日内市场的电价。

发电侧调平电费 ($R_{\text{调平发电}}$) 根据发电企业调平电量，按照发电侧实时市场出清电量和实时市场每小时节点电价按月度进行所有节点加权平均价格结算。具体计算公式如下：

$$R_{\text{调平发电}} = Q_{\text{调平发电}} \times P_{\text{月度实时}}$$

其中：

$R_{\text{调平发电}}$ 发电企业月度调平电量电费；

$Q_{\text{调平发电}}$ 发电企业月度调平电量；

$P_{\text{月度实时}}$ 发电侧实时市场出清电量和实时市场每小时节点电价按月度进行所有节点加权平均价格。

第七节 用电侧日清分电能量电费

第二十九条 参与现货交易的用电侧经营主体现货结算日电能电费包含合约电能电费、日前市场电能电费、实时市场电能电费、用电侧调平电费。国家明确规定的电气化铁路牵引用电用户作为批发用户参与交易时，结算将采用双偏差结算模式，结算价格按各小时加权平均价格执行。

月度结算电能电费（ $C_{\text{电能}}$ ）。

$$C_{\text{电能}} = C_{\text{合约}} + C_{\text{日前}} + C_{\text{实时}} + C_{\text{调平用电}}$$

其中：

$C_{\text{电能}}$ 为月度结算电能电费；

$C_{\text{合约}}$ 为用户在中长期交易市场的合约电费；

$C_{\text{日前}}$ 为用户在日前市场的结算电费；

$C_{\text{实时}}$ 为用户在实时市场的结算电费。

日前市场电能电费（ $C_{\text{日前}}$ ）根据日前市场每小时出清电量，按日前市场统一结算点电价计算，具体计算公式如下：

$$C_{\text{日前}} = \sum [Q_{\text{日前},t} \times P_{\text{日前},t}]$$

其中：

$C_{\text{日前}}$ 为用户在日前市场的结算电费；

$Q_{\text{日前},t}$ 为用户日前市场t时段出清电量；

$P_{\text{日前},t}$ 为日前市场t时段统一结算点电价。

实时市场电能电费（ $C_{\text{实时}}$ ）根据用户每小时实际结算用电量与日前市场出清的每小时电量之间的差额，其中电网企业代理

购电工商业还需扣减调试电量，按实时市场统一结算点电价计算，具体计算公式如下：

$$C_{\text{实时}} = \sum [(Q_{\text{实际},t} - Q_{\text{日前},t}) \times P_{\text{实时},t}]$$

其中：

$C_{\text{实时}}$ 为用户在实时市场的结算电费；

$Q_{\text{实际},t}$ 为用户实时市场t时段实际结算用电量；

$Q_{\text{日前},t}$ 为用户日前市场t时段出清电量；

$P_{\text{实时},t}$ 为实时市场t时段统一结算点电价。

中长期交易市场电能电费 ($C_{\text{合约}}$) 根据用户分解至t时段的中长期合同电量，按中长期合同价格与中长期结算参考点的现货价格差值计算，具体计算公式如下：

$$C_{\text{合约}} = \sum [Q_{\text{合约},t} \times (P_{\text{合约},t} - P_{\text{中长期参考点},t})]$$

其中：

$C_{\text{合约}}$ 为用户在中长期交易市场的合约电费；

$Q_{\text{合约},t}$ 为用户t时段的合约分解电量；

$P_{\text{合约},t}$ 为用户t时段的合约电价；

$P_{\text{中长期参考点},t}$ 为 t 时段用户侧的日前市场统一结算点电价。

用电侧调平电费 ($C_{\text{调平用电}}$) 根据用户侧月度调平电量，按照发电侧实时市场出清电量和实时市场每小时节点电价按月度进行所有节点加权平均价格结算。具体计算公式如下：

$$C_{\text{调平用电}} = Q_{\text{调平用户}} \times P_{\text{月度实时}}$$

其中：

$C_{\text{调平用电}}$ 用电月度调平电量电费；

$Q_{\text{调平用户}}$ 用电月度调平电量；

$P_{\text{月度实时}}$ 发电侧实时市场出清电量和实时市场每小时节点电价按月度进行所有节点加权平均价格。

第四章 追退补和清算

第三十条 追退补是指因市场经营主体原因或数据异常以及其他规则允许情况，对已结算的电量、电费重新计算，在后续结算周期进行费用多退少补。追退补应设追溯期，原则上不超过 12 个月。

第三十一条 清算是指因政策或规则调整等原因，对已结算的电量、电费重新计算，在后续结算周期进行费用多退少补。

第三十二条 由于以上原因，需要进行重新计算的，根据以下原则开展计算工作。

(1) 在日清分账单核对期内，在月度账单发布前发生的电量、电价、市场运营费用变化，并能及时调整时，重新计算相应日期和小时的电能电费及相关分摊及返还费用。

(2) 在月度账单发布后，因中长期合同数据异常，导致电费需要调整的，按照正确中长期合同电费与错误中长期合同电费差值，结算退补电费。因电量计量数据异常，导致电费需要调整的，调整电量按照数据异常月份发电侧实时市场出清电量和实时市场每小时节点电价按月度进行所有节点加权平均价进

行结算，产生的市场结构平衡费用在数据异常月份进行清算。因省间双轨制资金及市场运营费用计算异常，追补正确费用后，在最近一次结算中将差错资金计入相应费用进行分摊。其他情况参照执行。以上追退补、清算事项由相关部门需重新提供数据，作为追退补、清算依据，追退补及清算结果在最近一次市场结算中予以体现。

第五章 市场分摊及返还费用

第三十三条 市场分摊及返还费用包括市场平衡类费用及市场运营类费用，根据“谁产生、谁负责，谁受益、谁承担”原则确定分摊及返还方式。

第三十四条 市场平衡类费用包括市场结构平衡费用、阻塞平衡费用、省间双轨制不平衡资金。

第三十五条 市场运营类费用包括机组考核费用、火电机组成本补偿费用、用户侧现货偏差收益回收、用户侧中长期偏差收益回收、发电侧中长期偏差收益回收等。

第三十六条 在结算过程中，因四舍五入导致的偏差电费以月度为单位，由所有参与市场结算的经营主体按月度实际结算电量分摊或返还。

第一节 市场结构平衡费用

第三十七条 市场结构平衡费用包括非市场偏差电费和市

场偏差电费，扣减阻塞平衡费用、省间中长期差价费用后，按照当月上网电量或者用网电量占比分摊或者返还给所有市场主体，月结月清。用户侧分摊范围包括电网企业代理购电和批发用户（含售电公司）。

$$R_{\text{市场结构平衡费用}} = R_{\text{非市场偏差电费}} + R_{\text{市场偏差电费}} - R_{\text{阻塞平衡费用}} - R_{\text{省间中长期差价}}$$

省间中长期差价费用为省间中长期送出价格与实际结算价格之间的价差，由疆内市场结算的发电企业按照月度外送中长期实际结算电量分摊或分享。

$$R_{\text{省间中长期差价}} = \sum Q_{\text{省间中长期实际结算电量 } i,t} \times (P_{\text{中长期参考点 } i,t} - P_{\text{省内日前 } i,t})$$

其中： $Q_{\text{省间中长期实际结算电量 } i,t}$ 为疆内发电侧主体 i 在 t 时段省间中长期实际送出结算电量；

$P_{\text{中长期参考点 } i,t}$ 为疆内发电侧主体 i 在 t 时段的中长期结算参考点电价；

$P_{\text{省内日前 } i,t}$ 为疆内发电侧主体 i 在 t 时段的省内日前节点电价。

第三十八条 当市场结构平衡费用清算时，经营主体注销或退出市场交易的，其市场结构平衡费用由其他经营主体按照上网电量或者用网电量占比分摊或者返还。

第三十九条 非市场偏差电费按照以下方式计算：

$$R_{\text{非市场偏差电费}} = Q_{\text{非市场月度偏差电量}} \times P_{\text{非市场偏差}}$$

$$Q_{\text{非市场月度偏差电量}} = Q_{\text{上网电量}} - Q_{\text{省间实际结算电量}} - (Q_{\text{实际结算用电量}} - Q_{\text{电网代购调试电量}}) - Q_{\text{优先合同电量}} - Q_{\text{市场化发电企业调试电量}}$$

$R_{\text{非市场偏差电费}}$ 为非市场月度偏差电费；

$Q_{\text{非市场月度偏差电量}}$ 为非市场月度偏差电量；

$P_{\text{非市场偏差}}$ 为非市场月度偏差电价，按照 250 元/兆瓦时计算；

$Q_{\text{上网电量}}$ 为当月疆内市场化发电侧主体上网电量；

$Q_{\text{省间实际结算电量}}$ 为当月疆内发电侧主体省间中长期实际结算电量、省间现货电量、省间辅助服务电量；

$Q_{\text{实际结算用电量}}$ 为当月疆内市场化用电侧主体实际结算用电量；

$Q_{\text{电网代购调试电量}}$ 为当月电网企业代购结算的调试电量；

$Q_{\text{优先合同电量}}$ 为当月疆内市场化发电侧主体优先合同电量；

$Q_{\text{市场化发电企业调试电量}}$ 为当月疆内市场化发电侧主体调试电量。

第四十条 市场偏差电费按照以下方式计算：

$$R_{\text{市场偏差电费}} = R_{\text{用电侧电能量电费}} - R_{\text{电网代购调试电量电费}} - (R_{\text{发电侧电能量电费}} - R_{\text{省间实际结算电量电费}} - R_{\text{优先合同电量电费}} - R_{\text{市场化发电企业调试电量电费}}) + R_{\text{用户侧偏差收益回收}} + R_{\text{发电侧偏差收益回收}}$$

其中：

$R_{\text{用电量侧电能量电费}}$ 为当月疆内市场化用电侧主体实际结算电能量电费；

$R_{\text{电网代购调试电量}}$ 为当月电网企业代购结算的调试电量电费；

$R_{\text{发电量侧电能量电费}}$ 为当月疆内市场化发电侧主体实际结算电能量电费；

$R_{\text{省间实际结算电量电费}}$ 为当月疆内发电侧主体省间中长期实际结算电量电费、省间现货电量电费、省间辅助服务电量电费；

$R_{\text{优先合同电量电费}}$ 为当月疆内发电侧主体优先合同电量电费；

$R_{\text{市场化发电企业调试电量电费}}$ 为当月疆内发电侧主体调试电量电费；

$R_{\text{用户侧偏差收益回收}}$ 为用户侧各时段偏差收益回收费用之和；

$R_{\text{发电侧偏差收益回收}}$ 为发电侧各时段偏差收益回收费用之和。

第四十一条 现货市场全月结算时，《新疆电力市场结算方案（修订稿）》补充完善条款中第二十八条偏差收益回收不再执行，即用户侧、发电侧各时段偏差收益回收费用（ $R_{\text{用户侧偏差收益回收}}$ 、 $R_{\text{发电侧偏差收益回收}}$ ）不再回收。

第二节 阻塞平衡费用

第四十二条 阻塞平衡费用是指现货市场中，发电侧主体以节点电价进行电能量电费结算，用户侧主体以统一结算点电价进行电能量电费结算，由此导致的应收批发市场用户费用与应付发电企业费用之间的偏差费用。阻塞平衡费用按小时计算按日返还。阻塞平衡费用按照所有参与现货市场结算的经营主体（含批发用户、售电公司、发电企业、电网企业代理购电、独立储能）按日实际结算电量分摊或返还。计算公式如下：

$$R_{\text{阻塞平衡费用},i} = \sum [Q_{\text{省内实时},i,t} \times (P_{\text{实时统一},t} - P_{\text{实时},i,t})]$$

其中：

$R_{\text{阻塞平衡费用},i}$ 为发电侧主体 i 当日所有小时合计阻塞平衡费用；

$Q_{\text{省内实时},i,t}$ 为发电侧主体 i 在 t 时段的省内实时结算电量，即发电企业在 t 时段实际上网电量与省内日前市场出清电量、省间日前结算电量、省间日内结算电量、省间电力互济交易、省间调峰辅助服务电量、省间备用辅助服务电量等成分的差额；

$P_{\text{实时统一},t}$ 为实时市场 t 时段统一结算点电价；

$P_{\text{实时},i,t}$ 为发电侧主体 i 在 t 时段实时市场节点电价。

第三节 省间双轨制不平衡资金

第四十三条 现货市场全月结算时，跨省调峰浅调不平衡电量、跨省备用辅助服务（未落实至经营主体部分）、日前实时送出电量、直流通道波动偏差电量等省间未清分成分，省外按省间交易价格结算，在疆内按照非市场偏差价格平衡，两者产生的费用偏差即为省间双轨制资金。省间双轨制不平衡资金由疆内市场结算的发电企业按照月度外送实际结算电量比例分摊或分享。

具体计算公式如下：

$$R_{\text{省间双轨制}} = Q_{\text{省间外送}} \times (P_{\text{省间外送结算}} - P_{\text{月度实时}})$$

其中， $R_{\text{省间双轨制}}$ 为省间未清分成分产生的省间双轨制资金；

$Q_{\text{省间外送}}$ 为省间外送电未清分到省内经营主体的电量；

$P_{\text{省间外送结算}}$ 为省间交易结算价格；

$P_{\text{月度实时}}$ 为发电侧实时市场出清电量和实时市场每小时节点电价按月度进行所有节点加权平均价格。

第四节 其他运营费用

第四十四条 机组考核费用、火电机组成本补偿费用按照指引现货市场交易部分执行。

第五节 用户侧现货偏差收益回收

第四十五条 用户侧现货偏差收益费用按小时统计回收、按月返还，由所有参与现货市场结算的经营主体（含批发用户、售电公司、发电企业、独立储能、电网企业代理购电）按日实际结算电量返还。

第四十六条 用户侧经营主体 i 日前申报的用电需求在 t 小时的偏差率 L 按如下公式计算：

$$L = \frac{|Q_{i,t,\text{申报}} - Q_{i,t,\text{实际}}|}{Q_{i,t,\text{实际}}}$$

其中， $Q_{i,t,\text{申报}}$ 为用户侧经营主体 i 在日前电能量市场中申报的第 t 小时的用电量，如未主动申报，按相应缺省原则处理（其中调试电量纳入中长期电量计算），如未申报且无缺省参数时按 0 计算；

$Q_{i,t,\text{实际}}$ 为用户侧经营主体 i 在运行日第 t 小时的实际结算电量。当 $Q_{i,t,\text{实际}}$ 为零时不按照上述公式进行计算，同时用户侧经营主体 i 在日前电能量市场中申报的第 t 小时的用电量不为 0，且用户侧经营主体 i 在运行日第 t 小时的实际结算电量为 0 时，用户侧经营主体 i 日前申报的用电需求在 t 小时的偏差率 L 为无穷大，应按照偏差收益回收计算公式回收对应时段所得收益。

当 $L > L_0$ 时，需计算申报偏差所对应的收益，并将对应小时所得收益回收。 L_0 表示用户侧允许最大申报偏差率，暂定为 20%，

根据现货市场运行情况动态调整。

偏差收益回收计算公式如下：

当 $Q_{i,t,申报} > Q_{i,t,实际} \times (1+20\%)$ ，且 $P_{t,实时} > P_{t,日前}$ 时，回收收益金额为：

$$R_{回收} = [Q_{i,t,申报} - Q_{i,t,实际} \times (1+20\%)] \times (P_{t,实时} - P_{t,日前})$$

当 $Q_{i,t,申报} < Q_{i,t,实际} \times (1-20\%)$ ，且 $P_{t,实时} < P_{t,日前}$ 时，回收收益金额为：

$$R_{回收} = [Q_{i,t,实际} \times (1-20\%) - Q_{i,t,申报}] \times (P_{t,日前} - P_{t,实时})$$

其中， $P_{t,日前}$ 为日前电能量市场中第 t 小时内用户侧统一电价， $P_{t,实时}$ 为实时电能量市场中第 t 小时内用户侧统一电价。

第六节 用户侧中长期偏差收益回收

第四十七条 用户侧中长期偏差收益回收是指，现货实际结算期间，用户侧主体中长期净合约分小时的月累计量与实际用电分小时的月累计量偏差超过限值，对相关收益进行回收。用电侧中长期偏差收益回收费用按照所有参与现货市场结算的经营主体（含批发用户、售电公司、发电企业、电网企业代理购电）按月度现货实际结算周期内实际结算电量分摊或返还。

代理兵团、增量配电网内工商业用户的售电公司及电网企业，月度中长期合同与其实际用电结算电量偏差超过 20% 时，参照用户侧中长期偏差收益回收，按照月度峰谷时段开展回收。

第四十八条 现货市场实际结算期间，用电侧经营主体月

分时累计中长期签约比例小于 60%或大于 120%（调试电量纳入电网代理购电工商业用户中长期签约比例计算），则对用电侧经营主体在允许偏差外的中长期市场与现货市场间价差收益进行回收。计算方式如下：

当 $Q_{\text{中长期},i,t} < Q_{\text{实际},i,t} \times 0.6$ ，且 $P_{\text{中长期},t} > P_{\text{日前},t}$ 时：

$$R_{\text{回收},i,t} = (P_{\text{中长期},t} - P_{\text{日前},t}) \times (0.6 \times Q_{\text{实际},i,t} - Q_{\text{中长期},i,t}) \times K$$

当 $Q_{\text{中长期},i,t} > Q_{\text{实际},i,t} \times 1.2$ ，且 $P_{\text{中长期},t} < P_{\text{日前},t}$ 时：

$$R_{\text{回收},i,t} = (P_{\text{日前},t} - P_{\text{中长期},t}) \times (Q_{\text{中长期},i,t} - 1.2 \times Q_{\text{实际},i,t}) \times K$$

其中， $Q_{\text{实际},i,t}$ 为用电侧经营主体 i 在现货实际结算日 t 时段的月累计实际结算用电量；

$Q_{\text{中长期},i,t}$ 为用电侧经营主体 i 现货实际结算周期内 t 时段的月累计中长期合同电量；

$P_{\text{中长期},t}$ 为用户侧在现货实际结算周期内 t 时段中长期净合约执行电量月度加权电价；

$P_{\text{日前},t}$ 为用户侧在现货实际结算周期内 t 时段日前统一结算点电价按日前出清电量月度加权价；

K 为用电侧中长期偏差回收系数，暂取 1。

第七节 发电侧中长期偏差收益回收

第四十九条 发电侧中长期偏差收益回收是指，现货实际结算期间，发电侧主体中长期净合约分小时的月累计量与实际上网电量分小时的月累计量偏差超过限值，对相关收益进行回

收。发电侧中长期偏差收益回收费用按照所有参与现货市场结算的经营主体（含批发用户、售电公司、发电企业、电网企业代理购电）按月度现货实际结算周期内实际结算电量分摊或返还。

现货市场实际结算期间，未纳入机制的发电侧经营主体月分时累计中长期合同签约比例小于 80%或大于 120%，纳入机制的发电侧经营主体月分时累计中长期合同签约比例小于 80%×（1-机制比例）或大于 120%，则对发电企业在允许偏差外的中长期市场与现货市场间价差收益进行回收。对于同一结算单元下多个机组机制比例不同的情况，其机制比例按照月度机制电量除以月度上网电量计算。

（1）未纳入机制的发电侧经营主体计算方式如下：

当 $Q_{\text{中长期},i,t} < Q_{\text{实际上网},i,t} \times 0.8$ ，且 $P_{\text{中长期},t} < P_{\text{日前},t}$ 时：

$$R_{\text{回收},i,t} = (P_{\text{日前},t} - P_{\text{中长期},t}) \times (0.8 \times Q_{\text{实际上网},i,t} - Q_{\text{中长期},i,t}) \times K$$

当 $Q_{\text{中长期},i,t} > Q_{\text{实际上网},i,t} \times 1.2$ ，且 $P_{\text{中长期},t} > P_{\text{日前},t}$ 时：

$$R_{\text{回收},i,t} = (P_{\text{中长期},t} - P_{\text{日前},t}) \times (Q_{\text{中长期},i,t} - 1.2 \times Q_{\text{实际上网},i,t}) \times K$$

（2）纳入机制的发电侧经营主体计算方式如下：

当 $Q_{\text{中长期},i,t} < Q_{\text{实际上网},i,t} \times 0.8 \times (1 - \text{机制比例})$ ，且 $P_{\text{中长期},t} < P_{\text{日前},t}$ 时：

$$R_{\text{回收},i,t} = (P_{\text{日前},t} - P_{\text{中长期},t}) \times (0.8 \times (1 - \text{机制比例}) \times Q_{\text{实际上网},i,t} - Q_{\text{中长期},i,t}) \times K$$

当 $Q_{\text{中长期},i,t} > Q_{\text{实际上网},i,t} \times 1.2$ ，且 $P_{\text{中长期},t} > P_{\text{日前},t}$ 时：

$$R_{\text{回收},i,t} = (P_{\text{中长期},t} - P_{\text{日前},t}) \times (Q_{\text{中长期},i,t} - 1.2 \times Q_{\text{实际上网},i,t}) \times K$$

其中， $Q_{\text{实际上网},i,t}$ 为发电侧主体 i 现货实际结算周期内 t 时段的月累计实际上网电量；

$Q_{\text{中长期},i,t}$ 为发电侧经营主体 i 现货实际结算周期内 t 时段的月累计中长期合同电量；

$P_{\text{中长期},t}$ 为发电侧在现货实际结算周期内 t 时段中长期净合约执行电量月度加权电价；

$P_{\text{日前},t}$ 为发电侧在现货实际结算周期内 t 时段日前节点电价按日前出清电量月度加权价；

K 为发电侧中长期偏差回收系数，暂取 1。

第六章 其他事项

第五十条 因政策调整或合同关键要素缺失等原因，导致不满足结算条件的，在满足结算条件的下一个结算周期完成结算。因经营主体对结算依据提出异议的，异议处理无法按时达成一致的，纳入下一结算周期进行结算、追退补或清算，异议处理不得影响无争议部分的电费结算。经营主体对结算数据有异议的，均以规则为准进行处理。

第五十一条 因结算基础数据错误、不可用或存在争议，需要提供方重新提供信息时，应书面明确原因并通过平台补推，做好记录。电力交易机构收到补推数据后，在满足结算条件的下一个结算周期进行结算、追退补。

第五十二条 当出现影响现货市场运行的各类情况时（包括现货技术支持系统结算功能异常等），中止现货日清分结算相关工作，汇报政府相关部门，取得意见后进行处理，如结算数据已经发布的进行清算。

第五十三条 当日前或实时现货市场中止时，市场结算原则上按照中长期市场结算的相关规则执行，若有自治区电力主管部门、国家能源局派出机构相关意见，按相关意见执行。

第五十四条 电力交易和调度机构要加强市场运营监测和风险防控，规范各市场主体行为。电力用户可自主并自由选择售电公司，可在次月更换售电公司，并签订零售合同（套餐），合同中服务费及批零差价由用户与售电公司双方协商，电网企业根据政策文件和电力交易机构推送的结算基础数据，核对结算依据，并按正式结算依据编制电费账单。

第五十五条 本着维护市场公平公正秩序，畅通电价改革红利向用户传导，售电公司须向用户说明现货价格及到户价格构成，不得以中长期合同价代替现货价格，维护零售用户知情权和议价权。

第五十六条 为防范系统性市场风险，保障新疆电力市场稳定运行，针对售电公司未按时足额缴纳履约保函、保险，经电力交易机构书面提醒仍拒不足额缴纳的，应对其实施以下措施：

（一）取消后续交易资格，其所有已签订但尚未履行的购

售电合同，可通过电力交易平台转让给其他售电公司。未转让的合同暂停结算和执行，由此造成不良影响或经济损失的，由售电公司承担相应责任。

（二）在电力交易平台、“信用中国”网站等政府指定网站公布该售电公司相关信息和行为；

（三）公示结束后按照国家有关规定，对该企业法定代表人、自然人股东、其它相关人员依法依规实施失信惩戒。

第五十七条 连续 12 个月未进行实际交易的售电公司，电力交易机构征得地方主管部门同意后暂停其交易资格，重新参与交易前须再次进行公示。

第七章 争议处理

第五十八条 争议处理相关内容按照《电力现货市场基本规则(试行)》(发改能源规〔2023〕1217 号)执行。

第八章 附则

第五十九条 本指引由自治区电力主管部门负责解释。

第六十条 本指引自发布之日起执行，原《新疆维吾尔自治区电力现货市场试运行工作指引 4.0 版-结算部分》不再执行。

附件：电量数据拟合规则

对于参与现货市场的发电企业、电力用户，当电能计量采集系统无法采集到计量装置 96 点完整示值曲线数据时，需要对缺失数据按照本拟合规则修正补全，以满足结算要求。

异常示数校核及处理规则：

（一）每日 0 时的日冻结值（包括正反向有功总、正反向最大需量，月末日 24 时的日冻结数据还应包括正反向无功）应完整、准确，采集不成功的进行补采或现场补抄。

（二）D 日 0 时的曲线值应等于 D 日 0 时的日冻结值，D 日 24 时的曲线值应等于 D+1 日 0 时的日冻结值。不相等时，以 D 日 0 时的日冻结值替代 D 日 0 时的曲线值，以 D+1 日 0 时的日冻结值替代 D 日 24 时的曲线值。

（三）D 日 24 时的曲线值（D+1 日 0 时的日冻结值）必须大于等于 D 日 0 时的曲线值，否则删除 D 日 24 时的曲线值进行补采或现场补抄，若核实为电能表故障，按照计量故障处理。

（四）每日曲线所有整点数据以 0 时、24 时两点的数据为基准，删除两点之间不合逻辑的异常数据（如，小于 0 时的曲线值、大于 24 时的曲线值、任意整点示数值小于前一个整点示数值等），按照缺失示数拟合规则修正补全。

缺失示数拟合规则：

(一) D 日曲线值任一时段内连续缺失 3 个点及以下的(非 0 时、24 时两点数据), 取缺失整点前后时刻示值的差值做等差均分, 以单调递增方式拟合缺失的整点电能示值。

(二) D 日曲线值任一时段内连续缺失 3 个点以上的(非 0 时、24 时两点数据), 该日缺失曲线值全部根据前 7 日曲线中同时刻各整点数据(含拟合数据)计算变化趋势修正补全。前 7 日曲线中同时刻各整点数据存在缺失的, 则该日曲线数据不参与趋势计算。若前 7 日均无完整曲线数据, 则按上一条规则(“连续缺失 3 个点及以下”)拟合。

(三) 最终用于结算的 96 点曲线数据应符合“异常示数校核及处理规则”的要求。

电能表停运期间缺失的整点数据, 按照停运时间前的最后一个整点数据修正补全。电能表运行状态以现场实际情况为准。

旧电能表拆除之时至当日 24 时之间的整点数据, 按拆表时的底码数据修正补全。新装电能表自当日 0 时至安装后记录的第一个整点数据之间的各整点数据, 按新装时的起始数据修正补全。

用于结算的拟合数据均单独保存, 用电信息采集系统原始数据不做更改。