

附件

新疆电力中长期交易实施细则 (征求意见稿)

国家能源局新疆监管办公室

2021年9月

目 录

第一章	总则.....	3
第二章	市场成员.....	4
第一节	权利与义务.....	4
第二节	准入与退出.....	10
第三章	市场注册、变更与注销.....	15
第四章	交易品种和交易方式.....	20
第五章	价格机制.....	25
第六章	交易组织.....	32
第一节	总体原则.....	32
第二节	年度交易准备.....	34
第三节	年度交易.....	35
第四节	月度交易准备.....	38
第五节	月度交易.....	39
第六节	月内（多日）交易准备.....	42
第七节	月内（多日）交易.....	43
第八节	临时交易和紧急支援交易.....	45
第九节	其他交易.....	45
第十节	偏差电量处理机制.....	47
第七章	安全校核.....	50
第一节	概述.....	50
第二节	安全校核基本原则.....	53
第三节	安全校核内容.....	54
第四节	安全校核结果.....	58
第八章	合同签订与执行.....	60
第一节	合同签订.....	60
第二节	优先发电合同.....	63
第三节	合同执行.....	65
第九章	计量和结算.....	68

第一节 计量.....	68
第二节 结算基本原则.....	70
第三节 市场结算及偏差处理.....	73
第十章 信息披露.....	85
第十一章 市场监管和风险控制.....	89
第一节 市场监管.....	89
第二节 争议和违规处理.....	90
第三节 市场干预.....	91
第四节 风险控制.....	92
第十二章 附则.....	93

新疆电力中长期交易实施细则

第一章 总则

第一条 为规范新疆电力中长期交易，依法维护电力市场主体的合法权益，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、国家发改委、国家能源局《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）和有关法律、法规规定，结合新疆实际制定本实施细则。

第二条 本实施细则适用于新疆区域内电力中长期市场交易。在开展电力现货市场交易后，可结合实际情况，修订本实施细则。

第三条 本实施细则所称电力中长期交易指发电企业、电力用户、售电公司等市场主体，通过双边协商、集中交易等市场化方式，开展的多年、年、季、月、周、多日等电力批发交易。

执行政府定价的优先发电电量和分配给燃煤（气）机组的基数电量（二者统称为计划电量）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，其执行和结算均须遵守本实施细则。

新疆电力辅助服务市场（补偿）机制按照新疆电力辅助服务市场运营规则执行。

第四条 电力市场成员应当严格遵守本实施细则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他市场主体的合法权益。

任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第五条 政府电力管理部门会同相关部门制定新疆区域发电计划放开实施方案，确保优先发用电计划的平衡，并根据职责依法依规进行监督、评估。

第六条 国家能源局新疆监管办公室(以下简称：能源监管机构)会同新疆区域政府电力管理部门负责本实施细则的制修订，并根据职能依法履行市场监管职责。

第二章 市场成员

第七条 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、储能企业等。其中：

(一) 发电企业：包括火电、水电、新能源、燃气等发电机组。

(二) 电网企业：包括国网新疆电力有限公司、各局域电网企业（兵团、水利、石油等）、趸售县（团场）供电公司、增量配电网企业等。

(三) 配售电企业：包括独立的售电公司和拥有配电网运营权的售电公司。

第一节 权利与义务

第八条 发电企业的权利和义务：

（一）按照规则参与电力交易，签订和履行各类交易合同（含电子合同），按时完成电费结算；

（二）获得公平的输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；

（四）按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和提供信息，获得市场化交易和输配电服务等相关信息；

（五）按照实施细则向电力调度机构和电力交易机构提供发电能力预测数据（预测出力数据）；

（六）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第九条 电力用户的权利和义务：

（一）按照规则参与电力市场化交易，签订和履行各类电力交易合同（含购售电合同）、输配电服务合同、供用电合同等，提供市场化交易所必须的电力电量需求、典型负荷曲线以及相关生产信息；

（二）获得公平的输配电服务和电网接入服务，按时支付购电费（含辅助服务电费、市场交易电量电费、基本电费、功率因数调整电费、违约电费等）、输配电费、政府性基金及附加等；

（三）依法依规披露和提供信息，获得市场化交易和输配电服务等相关信息；

（四）服从电力调度机构的统一调度，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)遵守政府电力管理部门有关电力需求侧管理规定,执行有序用电管理,配合开展错峰;

(六)依法依规履行清洁能源消纳责任;

(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。

第十条 售电公司的权利和义务:

(一)按照规则参与电力市场化交易,签订和履行市场化交易合同(含供用电合同)、购售电合同、输配电合同等,按时完成电费结算;

(二)依法依规披露和提供信息,在政府指定网站上公示公司资产、经营状况等情况和信用承诺,依法对公司重大事项进行公告,并定期公布公司年报;

(三)按照规则向电力交易机构、电力调度机构提供签约参加零售交易的电力用户的交易电力电量需求、典型负荷曲线以及其他生产信息,获得市场化交易、输配电服务和签约市场主体的基础信息等相关信息,承担用户信息保密义务;

(四)依法依规履行清洁能源消纳责任;

(五)具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段;

(六)拥有配电网运营权的售电公司承担配电区域内电费收取和结算业务;

(七)法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 储能企业的权利和义务

（一）按规则参与电力市场化交易、辅助服务交易，签订和履行电力市场化交易合同和辅助服务合同；

（二）获得公平的输电服务和电网接入服务；

（三）服从电力调度机构的统一调度，按调度指令和合同约定提供辅助服务；

（四）按规定披露和提供信息，获得市场交易和辅助服务等相关信息；

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 电网企业的权利和义务：

（一）保障电网以及输配电设施的安全稳定运行；

（二）为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务，提供报装、计量、抄表、收费等各类供电服务；

（三）建设、运行、维护和管理电网配套技术支持系统，服从电力调度机构的统一调度；

（四）按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和提供信息，向电力交易机构提供支撑市场化交易和市场服务所需的相关数据，按照国家网络安全有关规定实现与电力交易机构的数据交互；

（五）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；

（六）按照政府定价或者政府相关规定向优先购电用户以及其他不参与市场化交易的电力用户（以下统称“非市场用户”）提供供电服务，签订供用电合同；

- (七) 预测非市场用户的电力、电量需求等;
- (八) 依法依规履行清洁能源消纳责任;
- (九) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十三条 电力交易机构的权利和义务:

- (一) 参与拟定新疆区域内相关电力交易规则;
- (二) 提供各类市场主体的注册服务;
- (三) 按照实施细则组织电力市场交易, 并负责交易合同的汇总管理;
- (四) 提供电力交易结算依据(包括但不限于全部电量电费、辅助服务费及输电服务等)以及相关服务, 按照规定收取交易服务费;
- (五) 建设、运营和维护电力市场化交易技术支持系统(以下简称“电力交易平台”);
- (六) 按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和发布信息, 提供信息发布平台, 为市场主体信息发布提供便利, 获得市场成员提供的支撑市场化交易以及服务需求的数据等;
- (七) 配合能源监管机构和政府电力管理部门对市场规则进行分析评估, 提出修改建议;
- (八) 监测和分析市场运行情况, 依法依规干预市场, 预防市场风险, 并于事后向能源监管机构和政府电力管理部门等及时报告;
- (九) 对市场主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为进行报告并配合调查;

- (十) 配合开展市场主体信用评价工作;
- (十一) 配合开展市场监控和风险防范工作;
- (十二) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十四条 电力调度机构的权利和义务:

- (一) 负责安全校核;
- (二) 按照调度规程实施电力调度, 负责系统实时平衡, 保障电网安全稳定运行;
- (三) 向电力交易机构提供安全约束边界和必开机组组合、必开机组发电量需求、影响限额的停电检修、关键通道可用输电容量等数据, 配合电力交易机构履行市场运营职能;
- (四) 合理安排电网运行方式, 保障电力交易结果的执行(因电力调度机构自身原因造成实际执行与交易结果偏差时, 由电力调度机构所在电网企业承担相应的经济责任), 保障电力市场正常运行;
- (五) 监测和分析市场运行情况, 依法依规干预市场, 预防市场风险, 并于事后向能源监管机构和政府电力管理部门等及时报告;
- (六) 按照电力企业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实现与电力交易机构的数据交互;
- (七) 配合开展市场监控和风险防范工作;
- (八) 法律法规规定的其他权利和义务。

第二节 准入与退出

第十五条 市场主体应当是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。内部核算的市场主体经法人单位授权，可参与相应电力交易。

第十六条 市场准入基本条件：

（一）发电企业

1. 依法取得发电项目核准或者备案文件，依法取得或者豁免电力业务许可证（发电类）；

2. 并网自备电厂在公平承担社会责任、承担国家及新疆依法合规设立的政府性基金及附加以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴，取得电力业务许可证（发电类），达到能效、环保要求，可作为发电侧市场主体参与市场化交易；

3. 分布式发电企业符合分布式发电市场化交易试点规则要求；

4. 新能源发电企业中扶贫项目、平价上网项目、特许权项目暂不参与市场交易，如需参与规则另行制定；

5. 竞价上网项目根据新疆电力市场实际情况，逐步纳入市场交易范畴；

6. 新疆区域内外送配套发电企业经国家能源主管部门批复（备案）同意后可参与新疆区域内组织的电力市场交易；

7. 符合条件的局域电网、趸售县（团场）供电公司及增量配电网等电网范围内的发电企业，可根据市场实际情况和相关政策

条件，独立参与交易；

8. 新能源发电企业、燃煤自备电厂所属企业及不同调度控制区内火电企业可参与新疆区域新能源发电企业与燃煤自备电厂调峰替代交易；

9. 符合新疆区域关停替代交易相关规定的关停机组，仅参与发电权交易；

10. 其他相关法律法规规定。

（二）电力用户

1. 符合电网接入规范、满足电网安全技术要求，与电网企业签订正式供用电协议（合同）；

2. 经营性电力用户的发用电计划原则上全部放开，鼓励优先购电的企业和电力用户自愿进入市场。不符合国家产业政策的电力用户暂不参与市场化交易，产品和工艺属于淘汰类和限制类的电力用户严格执行现有差别电价政策，具体按照新疆区域有序放开发电计划相关政策执行，如未确定的，暂按上一年的原则执行。

3. 拥有自备电厂的用户在公平承担社会责任，承担国家和地方依法合规设立的政府性基金及附加、政策性交叉补贴；

4. 符合准入条件的局域电网、趸售县（团场）供电公司及增量配电网等电网内的电力用户可单独或通过售电公司代理参与交易，其中，符合零售交易准入条件的电力用户仅可通过售电公司代理参与市场化交易。同一合同执行周期内，电力用户不能同时与两家售电公司存在代理关系。

5. 具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足市场计量和

结算的要求。

6. 拥有自备电厂的电力用户下网电量部分可选择以下两种方式参与：

(1) 符合新能源发电企业与自备电厂调峰替代交易市场准入条件直接交易条件的，其自备电厂发电机组自发电量部分，可参与新能源发电企业与自备电厂调峰替代交易；

(2) 不符合新能源发电企业与自备电厂调峰替代交易市场准入条件直接交易条件的可参与直接交易或向电网企业购买电量。

(三) 售电公司准入条件按照国家和新疆区域对售电公司准入与退出有关规定执行。拥有配电网运营权的售电公司应当取得电力业务许可证(供电类)。

(四) 新疆区域拥有储能设备(含电储能和抽水蓄能等)或具备需求侧相应(如可中断负荷、新能源友好型负荷、聚合体、充电桩等)条件的市场主体(发电企业或电力用户)可参与电力市场交易、电力辅助服务市场交易等。

第十七条 参加批发交易的市场主体以及参加零售交易的电力用户均应符合国家和新疆区域相应的准入条件。均需按要求完成市场注册。其中，参加零售交易的电力用户的注册手续和程序可以适当简化。

第十八条 参加市场化交易的电力用户全部电量需通过参加批发或零售交易购买，且不得同时参加批发交易和零售交易，同时不再执行目录电价；未参加交易的电力用户，可探索公开招标

确定售电公司提供零售服务等市场价格形成机制，也可执行政府电力管理部门核定的目录电价。

第十九条 电力用户（含新注册）参与市场判定标准：

（一）参加批发交易的电力用户（含售电公司）依据其首次成交合同确定是否参与市场交易。

（二）参加零售交易的电力用户依据其与售电公司业务关达成确定是否参与市场交易。

第二十条 参加市场化交易的电力用户，允许在合同期满的下一个年度，按照准入条件选择参加批发或者零售交易。

第二十一条 符合批发交易准入条件的电力用户在交易开始前未绑定售电公司的应参加批发交易，在交易开始前绑定售电公司的，应参加零售交易。

第二十二条 已经选择市场化交易的发电企业和电力用户（售电公司），原则上不得自行退出市场。有下列情形之一的，可办理正常退市手续：

1. 市场主体宣告破产，不再发电或者用电；
2. 因国家政策、电力市场规则发生重大调整，导致原有市场主体非自身原因无法继续参加市场的情况；
3. 因电网网架调整，导致发电企业、电力用户的发用电物理属性无法满足所在地区的市场准入条件。

上述市场主体，在办理正常退市手续后，执行政府电力管理部门有关发用电政策。售电公司退出条件按照国家有关售电公司准入与退出管理规定执行。

第二十三条 已经选择市场化交易的市场主体有下列情形之一的，视为无正当理由退市。

（一）因正常退市以外原因自愿退市的；

（二）存在以下情形被强制退出市场的：

1. 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；

2. 严重违反市场交易规则，且拒不整改的；

3. 依法被撤销、解散，依法宣告破产、歇业的；

4. 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；

5. 被有关部门和社会组织依法依规对其他领域失信行为做出处理，并被纳入严重失信主体“黑名单”的；

6. 法律、法规规定的其他情形。

第二十四条 对于滥用市场操纵力、不良交易行为等违反电力市场秩序的行为，可进行市场内部曝光，并按照要求计入新疆电力市场信用体系；对于严重违反交易规则的行为，可依据《电力监管条例》、《新疆区域电力市场交易信用评价及评定管理办法（试行）》等有关规定处理。

第二十五条 退出市场的市场主体需妥善处理其全部合同义务。无正当理由退市的市场主体，原则上原法人及其法人代表三年内均不得再选择参加市场化交易。

第二十六条 无正当理由退市的电力用户，由为其提供输配电服务的电网企业承担保底供电责任。电网企业与电力用户

交易的保底价格在电力用户缴纳输配电价的基础上，按照地方价格主管部门核定的目录电价的 1.2—2 倍执行。其中，保底价格具体水平由地方价格主管部门按照国家确定的上述原则确定。

第二十七条 完成市场注册且已开展交易的电力用户，合同期满后未签订新的交易合同但发生实际用电时，不再按照政府电价管理部门核定的目录电价结算。其中，参加批发交易的用户按照本实施细则进行偏差结算，参加零售交易的电力用户按照保底价格执行。

完成市场注册但未开展交易的电力用户，可探索公开招标确定售电公司提供零售服务等市场价格形成机制，也可执行政府核定的目录电价。

第三章 市场注册、变更与注销

第二十八条 市场注册业务包括注册、信息变更、市场注销以及参加零售交易的电力用户与售电公司业务关系确定等。

第二十九条 市场主体参与电力市场化交易，应当符合政府电力管理部门确定的准入条件，并列入准入目录。在电力交易机构办理市场注册，按照有关规定履行承诺、公示、注册、备案等相关手续。市场主体应当保证注册提交材料的真实性、完整性。

第三十条 符合准入目录条件的市场主体均须通过电力交易平台申请市场注册，市场主体注册申请材料按照国家及新疆区域

相关规定执行。

电力交易机构应受理市场注册申请之日起的 10 个工作日内完成申请材料初步审查；经审查不符合要求的，电力交易机构应一次性书面通知申请单位进行修改和补充，申请单位在接到通知的 20 个工作日内完成申请材料修改和补充，并重新提交电力交易机构审查。

第三十一条 对经审查不予注册的，电力交易机构在审查完成的 3 个工作日内通过电力交易平台通知申请单位并说明理由。同时报能源监管机构和政府电力管理部门备案。

第三十二条 已通过注册的市场主体，应办理数字交易证书，签订《电力交易平台使用协议》并通过电力交易平台分配权限，其中售电公司还应与电力交易机构签订《售电公司入市协议》。

第三十三条 企事业单位、机关团体等办理注册手续时应当关联用电户号等实际用电信息，并提供必要的单位名称、法人代表、联系方式等。

参与批发交易的市场主体，应当办理数字安全证书或者采取同等安全等级的身份认证手段。

第三十四条 办理售电增项业务的发电企业，应当分别以发电企业和售电公司的市场主体类别进行注册。

第三十五条 当国家和地方政府相关政策调整或者交易规则发生重大变化时，电力交易机构可组织已注册市场主体重新办理注册手续。

第三十六条 市场主体注册信息发生变更时，应当及时向电力交易机构提出变更申请，电力交易机构按照有关规定办理，并在10个工作日内完成审查。信息变更包括但不限于：

（一）因新建、扩建、兼并、重组、合并、分立等导致市场主体股权、经营权、营业范围发生变化的；

（二）企业更名、法人变更的；

（三）发电企业通过设备改造、大修、变更等，关键技术参数发生变化的；

（四）企业银行账号变更的；

（五）售电公司与用户建立、变更、取消购售电关系的；

（六）其他与市场准入资质要求相关的信息变更等。

市场主体类别、法人、业务范围、公司主要股东等有重大变化的，市场主体应当再次予以承诺、公示。公示期满无异议的，电力交易机构向社会发布。

第三十七条 电力用户或者售电公司关联的用户发生并户、销户、过户、改名或者用电类别、电压等级等信息发生变化时，市场主体应当在电网企业办理变更的同时，在电力交易机构办理注册信息变更手续。业务手续办理期间，电网企业需向电力交易机构提供分段计量数据。电力交易机构完成注册信息变更后，对其进行交易结算，提供结算依据。

第三十八条 市场主体注册、信息变更应履行公示手续。

（一）新注册电力用户，参与年度交易的，公示时间不小于5个自然日；参与月度交易的，公示时间不小于3个自然日，

原则上每月月初、中旬各公示一次（遇节假日顺延）。

（二）信息变更的公示时间不小于3个自然日，原则上每月月初、中旬各公示一次（遇节假日顺延）。

（三）公示期间，公示期满无异议的市场主体，注册手续自动生效。电力交易机构将公示期满无异议的市场主体纳入交易市场；公示期间存在异议的市场主体，可再次提交补充材料重新履行公示手续或直接向能源监管机构提请进行争议调解。

（四）已注册生效的市场主体，存在异议的，由能源监管机构按国家确定的电力争议调解相关政策法规进行争议调解，调解书未下达前不影响异议各方市场正常交易行为。异议各方经自行协商达成一致意见的，可由异议方提出取消异议的说明，解除异议。

第三十九条 参加零售交易的电力用户市场注册生效后，可通过电力交易平台发起绑定流程，上传代理购电合同（协议），经双方确认后确定售电公司代理关系，绑定双方名称应与代理购电合同（协议）双方名称一致。

第四十条 参加零售交易的电力用户与售电公司确定绑定关系后，电力交易机构应通过电力交易平台对绑定情况进行公示，公示期原则上不得小于3个工作日。公示期内有异议的，可及时向电力交机构提出，公示期满无异议的，绑定双方业务关系自动生效。

第四十一条 参加零售交易的电力用户与售电公司在妥善处理已达成的市场化交易合同、向提供输配电服务的电网企业

结清费用、提供达成中止业务关系的协议后，可在协议存续期间解除 1 次业务关系。参加零售交易的电力用户与售电公司解除业务关系后，在重新与售电公司确定业务关系前，由为其提供输配电服务的电网企业承担保底供电责任，并按保底电价进行结算。

第四十二条 发电企业、电力用户、售电公司根据交易需求和调度管理关系在电力交易机构办理注册手续；售电公司可自主选择一家电力交易机构办理注册手续。各电力交易机构共享注册信息，无须重复注册，按照对应的准入条件和本实施细则参与交易。

第四十三条 出现下列情形之一的市场主体，应在 5 个工作日内通过电力交易平台向电力交易机构提出注销申请，经能源监管机构批准后，电力交易机构予以注销：

- （一）因兼并、重组、合并、分立、破产、关停等变化，不能继续满足市场准入条件，无法继续参与市场交易的；
- （二）违反市场规则，并按规定列入“黑名单”的；
- （三）其他原因导致不能继续参与市场交易的。

第四十四条 退出市场的主体，应及时向电力交易机构提出注销申请，电力交易机构应通过电力交易平台向社会进行公示，公示期为 10 个工作日，公示期内有异议的，应及时向电力交易机构提出，公示期满无异议，并已履行和处理完成交易合同相关事宜后予以注销。

第四十五条 电力交易机构应根据本实施细则相关原则编制市场主体注册流程、指南等，由电力市场管理委员会审议通过，

报能源监管机构备案后执行。

第四十六条 发电企业、电力用户、配售电企业根据交易需求和调度管理关系在相应的电力交易机构办理注册手续；售电公司自主选择一家电力交易机构办理注册手续。各电力交易机构共享注册信息，无须重复注册，按照自治区的准入条件和本实施细则参与交易。电力交易机构应按月将市场主体注册情况向能源监管机构和政府电力管理部门和政府引入的第三方征信机构备案，并通过制定网站和电力交易机构网站向社会公布，公布的内容包括但不限于已注册市场主体的名单、联系方式等。

第四章 交易品种和交易方式

第四十七条 新疆电力中长期交易现阶段主要开展电能量交易、发电权交易和合同转让交易。根据新疆统一电力市场发展需要适时开展输电权、容量等交易。其中，电能量交易包括电力直接交易、预挂牌上下调交易、新能源发电企业与燃煤自备电厂调峰替代交易、跨省（区）外送（外购）交易等，发电权交易、电量互保交易，合同转让交易。

第四十八条 （一）电力直接交易是指已完成市场注册的发电企业与电力用户（含售电公司）经双边协商、集中交易等方式达成的市场交易。

（二）新能源发电企业与自备电厂调峰替代交易是指已完成市场注册的新能源发电企业与符合准入条件的自备电厂所属企

业(不同调度控制区内公用火电企业)之间达成的发电权交易(参与新能源发电企业与自备电厂调峰替代交易的自备电厂所属用户侧下网电量视作合同电量)。

(三)跨区跨省外送(外购)交易:是指已完成市场注册的发电企业、售电公司、电力用户、电网企业等市场主体,通过双边协商、集中交易等市场化方式,与不同省级电网的其他市场主体开展的购电、送电交易。

(四)在役机组发电权交易是指发电企业之间就政府制定的优先、基数电量交易合同开展的发电权益转让交易。

不可转让的电量合同包括:余热、余压、余气优先发电电量合同、新能源发电企业与自备电厂调峰替代交易中新能源侧电量合同、政府规定的不允许转让的政策性电量合同,以及其他特殊约定的电量合同。

(五)关停机组发电权交易是指符合准入条件的发电企业(含局域电网内发电企业)之间经双边协商、集中交易等方式达成的发电权益转让替代交易。其中关停机组享有的发电量指标即为合同电量。原则上同等条件下应由清洁、高效、环保、大容量机组替代低效、小容量机组。

(六)合同转让交易是指批发用户(售电公司、电力用户)之间、发电企业之间,就市场交易合同开展的电量转让交易。主要包括直接交易合同、新能源发电企业与自备电厂调峰替代交易中用电侧合同等;

(七)电量互保交易:是指发电企业之间、电力用户、售电

公司之间事前签订符合交易要求的协议，因特殊原因协议相关方无法履行合同电量时，经电力调度机构安全校核通过后，可由其他协议主体代发（代用）部分或全部电量的交易，参与交易的市场主体需在事前进行确认；

（八）发电侧预挂牌上下调交易是指月度交易结束后，发电机组申报上调报价和下调报价。电力交易机构按照申报价格形成机组调用排序列表，电力调度机构根据电网需要进行上调下调调用，实现供需平衡。

第四十九条 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、季（多月）电量交易、月度电量交易、周电量交易、月内（多日）电量交易等针对不同交割周期的电量交易

（一）年度（多年）电量交易是指以某个或者多个年度的电量作为交易标的物，并分解到月的电量交易；

（二）季（多月）电量交易是指以某个或者多个季度或多个月度的电量作为交易标的物，并分解到月的电量交易；

（三）月度电量交易是指以某个月度的电量作为交易标的物的电量交易；

（四）月内（多日）电量交易是指以月内剩余天数的电量或者特定天数的电量作为交易标的物的电量交易，周交易可视为交易周期为7个自然日的月内（多日）交易。

第五十条 按照交易方式不同，电能量交易包括集中交易和双边协商交易两种方式。其中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。

（一）双边协商交易：指市场主体之间自主协商交易电量（电力曲线）、电价，形成双边协商交易的初步意向后，通过电力交易平台进行申报，经相关方确认和电力调度机构安全校核后形成交易结果。鼓励交易双方按峰、平、谷段电量（或按标准负荷曲线）进行协商交易。

（二）集中交易：指所有市场主体通过电力交易平台申报电量、电价等信息，以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报，电力交易机构按照事先确定的规则进行市场预出清，经电力调度机构安全校核后，形成交易结果。鼓励电力用户整合内部用电负荷或售电公司整合已准入的电力用户将用电负荷进行峰、平、谷段电量（或按标准负荷曲线）集中交易。

1. 集中竞价（撮合）交易：交易申报截止时间前，市场主体通过电力交易平台申报电量、电价等信息，并经电力调度机构安全校核通过后，按照高低匹配、边际出清规则进行交易出清。集中竞价（撮合）交易可分段申报电量、电价，申报截止前以最后一次的有效申报作为最终申报。

2. 符合准入条件的火电、新能源、水电等不同类型电源发电企业，可单独或打捆方式参与年度或月度交易。

（三）滚动撮合交易：在规定的交易起止时间内，市场主体可以随时提交购电或者售电信息，电力交易平台按照时间优先、价格优先的原则进行滚动撮合成交。

（四）挂牌交易：指市场主体通过电力交易平台，提出售电

（发电侧）、购电（用电侧）合同的电量、电价等申请信息，或由电力交易机构代理向所有符合条件的市场主体挂牌发布购电、售电合同的电量、电价等申请信息，由符合资格要求的另一方提出接受该要约的申请。

第五十一条 以双边协商和滚动撮合形式开展的电力中长期交易鼓励连续开市，以集中竞价、挂牌交易形式开展的电力中长期交易应当实现定期开市。双边合同在双边交易申报截止时间前均可提交或者修改。

第五十二条 同一市场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。

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；发电权交易、合同转让交易应当遵循购售双方的意愿，不得人为设置条件，原则上鼓励清洁、高效机组替代低效机组发电。

第五十三条 在优先安排优先发电合同输电容量的前提下，鼓励发电企业、电力用户、售电公司利用剩余输电容量直接进行跨区跨省交易。

跨区跨省交易可在区域电力交易平台开展（如北京、西北、

华东等），也可以在相关省平台开展（如新疆、河南、安徽等）；点对点专线输电的发电机组和网对网专线输电但明确配套发电机组均视同为受电地区发电机组（如天中、吉泉配套电源等），纳入受电地区电力电量平衡，根据受电地区发电计划放开情况参与受电地区电力市场化。

第五十四条 电力供应存在短缺风险时，可探索建立容量市场，保障长期电力供应安全。对于燃煤机组利用小时严重偏低时，可建立容量补偿机制并制定相关规则。

第五章 价格机制

第五十五条 计划电量执行政府确定的价格，除此以外电力中长期交易的成交价格应当由市场主体通过双边协商、集中交易等市场化方式形成，第三方不得干预。

（一）电能量市场化交易（含省内和跨区跨省）价格包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。

（二）电力直接交易输配电价按照经国家核定的新疆电网输配电价执行；已核定输配电价但未覆盖电压等级的电力用户（含局域电网、趸售用户），可采取电网购销差价不变的方式执行，但须事先获得地方政府价格管理部门批准，政府性基金及附加按国家有关规定执行。

第五十六条 局域电网、趸售县（团场）供电公司及增量配电网内电力用户，其配电电价和输电电价未单独核定前，可暂

按趸售电价顺推方式执行或按输配电价计算到局域电网出口处（产权分界点处），执行输配电价时，配电网按上一级电网不同电压等级价差收取配电价格，但用户承担的配电价格与上一级新疆省级电网输配电价之和不得高于其直接接入相同电压等级对应的现行新疆省级电网输配电价。政府性基金及附加按照国家有关规定执行，待核定配电价格后，按照核定后的输配电价执行。

第五十七条 合同转让交易的价格不影响出让方原有合同的价格和结算。新疆区域内合同（含跨区跨省合同）转让交易不收取输电费和网损。

第五十八条 新能源替代自备电厂调峰交易中新能源发电企业电价按交易出清电价执行，自备电厂所属企业下网替代电量电价按原下网电度电价扣除新能源出清电价与基准电价的差值后执行，或按新能源发电企业出清电价加上核定的输配电价执行。

第五十九条 因电网安全约束必须开启的机组，约束电量超出其合同电量（含优先发电合同、基数电量合同、市场交易合同）的部分，按照本实施细则结算。加强对必开机组组合和约束上电量的监管，保障公开、公平、公正。

第六十条 市场用户的用电价格由电能量交易价格、输配电价格、辅助服务费用、政府性基金及附加等构成，促进市场用户公平承担系统责任。输配电价格、政府性基金及附加按照国家有关规定执行。

第六十一条 双边交易价格按照双方合同约定执行。集中竞价交易可采用边际出清或者高低匹配等价格形成机制；滚动撮合交易可采用滚动报价、撮合成交的价格形成机制；挂牌交易采用一方或双方挂牌、摘牌成交的价格形成机制。

（一）边际电价出清法：

1. 边际电价出清法中所有成交电量均采用统一价格进行出清；

2. 发电企业、电力用户、售电公司交易申报截止后，电力交易机构根据交易公告，考虑输配电价、网损、政府性基金及附加，将申报的购、售电价格统一折算到同一个交易关口，形成折算后的购电方报价和售电方报价；

3. 折算后的购电方（用户侧）报价由高到低排序形成购电方申报曲线，价格相同时按其申报电量的比例分配成交电量；

4. 折算后的售电方（发电侧）报价由低到高排序形成售电方申报曲线。价格相同时，按照“新能源优先，节能环保优先”的原则排序；当以上条件均相同时，按其申报电量的比例分配成交电量；

5. 当购电方申报曲线（含电量、电价、时间等要素）与售电方申报曲线有交叉，交叉点对应的价格为边际出清价格。折算后的售电方报价低于边际出清价格的申报电量，折算后的购电方报价高于边际出清价格的申报电量均成交。如果等于边际出清价格的购电方申报电量与售电方申报电量不相等，按照较小的申报电量成交；

6. 当购电方申报曲线与售电方申报曲线没有交叉，且购电方报价始终大于售电方报价时，成交总电量为购电方与售电方申报总电量的较小者。边际出清价格为依据购、售电方报价的差值系数 E 值确定（或按照成交电量中折算后的购电方报价的最小值与折算后的售电方报价的最大值的算术平均值确定），E 值在 0-1 之间（根据购售电方的供需情况事先在公告中予以确定）。差值系数经新疆电力市场管理委员会提出报能源监管机构和政府电力管理部门备案后执行；当购电方申报曲线与售电方申报曲线没有交叉，且折算后的购电方报价始终小于折算后的售电方报价时，没有成交电量。

7. 购电侧也可采取把成交电厂等效成一个电厂，成交用户等效成一个用户，电厂售出电价价差为 A，用户期望电价价差为 B，用户成交电价 M 为： $M=B+(A-B)/2=(A+B)/2$ ；

8. 根据边际出清价格，考虑交易关口、输配电价、网损、政府性基金和附加，分别形成购电出清价格和售电出清价格；

9. 拥有配电网运营权的售电公司（含局域电网等）或该区域内电力用户，可采用价差传导方式：一是购电方申报与现行目录电度电价的价差和购电电量，售电方申报与其上网电价的价差和售电电量，电价下浮为负，电价上浮为正；二是将购电方申报价差由高到低排序，售电方申报价差由低到高排序，排序原则与一般报价的原则一致；三是按市场边际成交价差作为全部成交电量价差，统一出清；四是若购电方与售电方边际成交价差不一致，则按两个价差的算术平均值执行；

10. 对于已批复输配电价地区，可采用输配电价方式组织交易，其扣减输配电价等后计算方法相同，已单独批复配电价格的区域不再执行价差传导方式。

（二）高低匹配电价出清法：

1. 购电方、售电方申报价格(差)配对形成竞争交易价格(差)进行出清；

2. 申报截止后，电力交易机构根据交易公告，将发电企业、电力用户、售电公司申报的购电价格、售电价格，考虑输配电价、政府性基金及附加后折算到同一个交易关口，形成折算后的购电方报价和售电方报价；

3. 比较折算后的购电方报价的最高值与折算后的售电方报价的最低值。一是若折算后的购电方报价高于或等于折算后的售电方报价则匹配成交，成交价格为配对双方报价的算术平均值（或根据两者的一定比例确定），成交电量为购电方与售电方申报电量的较小值，由此确定交易对象、成交电量、执行时间等合同要素；二是在剩余未匹配的购售申报中，按以上原则进行交易匹配，直到所有申报购电量（或售电量）均已成交或折算后的购电方报价的最高值低于折算后的售电方报价的最低值为止；

4. 对于折算后的报价相同的购电申报和报价相同的售电申报，按照边际电价法的排序原则进行排序，并确定成交优先顺序；

5. 拥有配电网运营权的售电公司（含局域电网等）或该区域内电力用户，可采用价差传导方式组织交易。一是购电方申报与现行目录电价的价差，售电方申报与其上网电价的价差，电价下

浮为负，电价上浮为正；二是将售电方申报价差由高到低排序，购电方申报价差由低到高排序，排序原则与一般报价的原则一致；申报价差较大的售电方与申报价差较小的购电方依次成交，形成竞价交易价差对，即价差对=购电申报价差-售电申报价差；三是价差对为正值时，价差对大者优先成交；价差对为零值时，按申报电量比例确定成交电量；价差对为负值时，不能成交，即购电成交价=购电申报价-E1×价差，售电成交价=售电申报价-E2×价差，其中，E1、E2为比例系数，E1+E2=1。比例系数根据市场情况进行调整，经新疆电力市场管理委员会提出报能源监管机构和政府电力管理部门备案后执行；

6. 报价撮合预出清后，电力交易机构根据出清结果确定各中标市场主体的交易电量和电价，形成无约束交易结果提交相应调度机构进行安全校核后形成最终成交结果，无约束交易结果不体现撮合配对情况；

7. 对于已批复输配电价地区，可采用输配电价方式组织交易，其扣减输配电价等后计算方法相同，已单独批复配电价格的区域不再执行价差传导方式。

（三）挂牌交易电价出清法：

1. 挂牌交易启动后，参与挂牌交易的市场主体在规定的时间内按照交易公告约定的交易要素申报交易意向。在条件允许的情况下，市场主体可采用购、售电需求时间和电力曲线申报方式；

2. 市场主体申报总电量不得超过挂牌交易上限，售电方应考虑其完成合同电量后的交易电量不超过其自身发电能力；

3. 购、售双方按照规则申报交易电量意愿，挂牌交易闭市后，电力交易机构交易电量意向进行汇总，形成无约束交易出清结果；

4. 经相应调度机构对无约束交易出清结果进行安全校核，形成交易结果，交易结果由电力交易机构发布，挂牌交易出清价格为挂牌方的挂牌价格。

第六十二条 参与直接交易的峰谷电价电力用户，可以继续执行峰谷电价，直接交易电价作为平段电价，峰、谷电价按现有峰平谷比价计算，电力用户不参与分摊调峰费用；也可以按直接交易电价结算（即全部执行平段电价结算），电力用户通过辅助服务考核与补偿机制分摊调峰费用或者直接购买调峰服务，具体分摊标准由相关电网企业进行测算，经市场管理委员会研究并报能源监管机构备案后执行。电力用户侧单边执行峰谷电价造成的损益单独记账，在今后电价调整中统筹考虑。

采用发用电调度曲线一致方式执行合同的电力用户，不再执行峰谷电价，按直接交易电价结算。

第六十三条 双边协商交易原则上不进行限价。集中竞价交易中，为避免市场操纵以及恶性竞争，可对报价或者出清价格设置上、下限。价格上、下限应当避免政府不当干预，原则上由新疆电力市场管理委员会提出，经能源监管机构和政府有关部门审定后执行。

第六十四条 跨区跨省交易受电地区落地价格由电能量交易价格（送电侧）、输电价格、辅助服务费用、输电损耗构成。输

电损耗在输电价格中已明确包含的，不再单独收取；未明确的，暂按该输电通道前三年输电损耗的平均值计算，报国家能源局备案后执行。输电损耗原则上由买方承担，也可由市场主体协商确定承担方式。

第六章 交易组织

第一节 总体原则

第六十五条 政府电力管理部门应当在每年 11 月底前确定次年跨区跨省优先发电计划、新疆区域内优先发电计划和基数电量、优先购电计划。按照年度（多年）、季度（多月）、月度、月内（多日）的顺序开展电力交易。

第六十六条 根据市场需求和实际情况，多年、季度（多月）电力市场交易参照年度市场交易组织模式开展。

第六十七条 电力交易机构在每年年底前，制定次年全年电力市场交易组织计划，报能源监管机构及政府电力管理部门备案后，并向市场主体进行公布。

第六十八条 合同转让交易原则上以月度（月内）交易为主，交易组织方式采取双边协商、集中交易等方式进行。未成交的剩余电量，按原合同执行。

第六十九条 交易的限定条件必须事前在交易公告中明确，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，确有必要应当公开说明原因。

第七十条 电力调度机构、电网企业按照新疆电力市场信息披露规则相关要求，在规定时限内向电力交易机构提供相关公告披露信息资料和交易所需安全约束条件。

第七十一条 售电公司交易前需按照相关要求向电力交易机构提交履约保函，售电公司交易规模限额依据履约保函设定，具体按照新疆电力市场售电公司履约保函相关规定和新疆电力市场交易信用评级相关规定执行。

第七十二条 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及出清。

第七十三条 对于签订市场化交易合同的机组，分配基数电量时原则上不再进行容量剔除。

第七十四条 探索建立分时段签约机制。鼓励参与交易的市场主体通过协商，分时段约定电量（电力交易曲线）电价，签订电力中长期合同。根据本地区历史发用电曲线，以峰（尖）、平、谷段签订起步，随着市场机制的不断完善逐步细化时段划分。

第七十五条 电力交易机构负责组织开展可再生能源电力相关交易，指导参与新疆区域内电力交易的承担消纳责任的市场主体优先完成可再生能源电力消纳相应的电力交易，在中长期电力交易合同审核、电力交易信息公布等环节对承担消纳责任的市场主体给予提醒。各承担消纳责任的市场主体参与电力市场交易时，应当向电力交易机构作出履行可再生能源电力消

纳责任的承诺。

第二节 年度交易准备

第七十六条 每年 11 月，预测次年电力电量需求及区域内年度优先发电电量计划。

(一)预测跨区跨省送受电规模：每年年底，交易机构根据国家指令性计划、政府间协议等预测全疆外送电量规模；

(二)预测区域内发用电规模：每年年底，由电网企业、售电公司、参加市场交易的电力用户、参加替代调峰交易的企业等在 11 月前上报下一年度的用电量规模预测等，结合电网安全、供需形势、电源结构、合理测算区域内发用电总体规模，测算区域内用电规模；

(三)确定跨区跨省优先发电：首先确定跨区跨省送受电计划中国家计划、地方政府协议（电力援疆协议）电量优先发电；电力援疆的电量确定和分配原则应按照自治区确定的相关政策执行；

(四)确定新疆区域内优先发电量规模。政府电力管理部门结合电网安全、供需形势、电源结构等，科学安排区域内优先发电。安排规划内的风电、光伏、生物质能等新能源以及新能源调峰机组优先发电；安排调峰调频（满足调峰调频和电网安全）电量优先发电；安排热电联产机组“以热定电”优先发电；安排不可调节水电、调节性水电等清洁能源优先发电；安排余热余压余气等资源综合利用电厂优先发电；安排火电机组防冻

电量、调试、试运行电量及燃气发电优先发电；

(五) 按照相关规定，确定年度市场化电量，开展年度交易；

(六) 确定燃煤发电机组基数电量。根据新疆区域年度发电预测情况，减去上述环节优先发电和年度交易结果后，如果不参与市场用户仍有购电需求，则该部分需求在燃煤发电企业中分配，作为年度基数电量。

第七十七条 电网企业通过电力交易平台发布已核准（批复）的输配电价格等价格政策。

第七十八条 根据确定的区域内发电企业（或机组）优先发电计划，在每年年度直接交易开始前签订厂网间年度优先发电交易合同。

第三节 年度交易

第七十九条 年度交易主要开展区域内电力直接交易、跨区跨省交易、发电权交易等。

第八十条 年度交易开市时间为每年 12 月 20 日前的最后 1 个工作日，一经确定一般不进行调整，如有需要调整，需经新疆电力市场管理委员会表决通过可临时调整开闭市时间，同时向市场主体公告开闭市时间调整事宜。

第八十一条 每年 12 月 5 日前，电力调度机构向电力交易机构提供下一年度主要输电设备停电检修计划（含相应调度机构直调发电机组，按照年度计划分解到月）、次年各输电通道输电

能力（分解到月）、次年电网运行方式，电力交易机构汇总后发布。

第八十二条 电力交易机构应于年度双边协商交易开市前至少 5 个工作日通过电力交易平台发布次年市场交易相关市场信息和交易公告，包括：

（一）交易开闭市时间；

（二）交易品种、准入条件和范围、交易电量（电力）规模、执行周期、交易组织及出清方式、价格形成机制、交易申报说明等；

（三）次年主要输电设备停电检修计划（分解到月）；

（四）次年相关交易输电通道剩余可用输送能力情况（分解到月）；

（五）次年新疆区域内全社会、省统调口径电力电量供需预测；

（六）次年参与市场用户年度总需求及分月需求预测；

（七）次年已确定的新疆区域内优先发电合同交易电量计划及输电通道安排（分解到月）；

（八）其他法律法规规定的需要公告的内容。

第八十三条 公告发布后的第 5 个工作日后，年度双边协商交易开市。市场交易主体经过双边协商可自愿签订交易意向协议，主要包括年度总量及各月分解电量、交易价格等。交易双方可根据已签订的交易意向协议在电力交易平台中进行申报和确认。交易开市的持续时间原则上不超过 2 日，闭市前双方可

在任意时间修改交易意向。

第八十四条 在年度双边协商交易闭市后1日内，电力交易机构依据发电机组能力和通道输电能力对购、售电方确认后的信息向进行审核和汇总，形成预成交结果，并通过交易平台进行发布。

第八十五条 年度双边协商交易闭市后2日内，年度集中交易开市。购电方（售电方）相关市场主体通过电力交易平台申报分解至月度的购、售电需求，申报内容包括售电方、购电方的电量和电价，可分段申报电量、电价，总电量应在发电能力之内。交易平台对申报数据进行确认，并以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报，原则上应分月申报、分月成交，市场主体对所申报的数据负责。

第八十六条 在年度集中交易闭市后1日内，电力交易机构依据发电机组能力和通道输电能力对购、售电方确认后的信息向进行审核和汇总，形成预成交结果，并通过交易平台进行发布。

第八十七条 年度交易中仅组织双边协商交易的，电力调度机构在5个工作日内完成安全校核，并将具体校核意见提交电力交易机构；如还需组织其他年度交易的，待整体年度交易完成后统一校核。当安全校核不通过需要调减电量时按照交易组织顺序逆序调减。

第八十八条 安全校核通过后，电力交易机构于1日内发布交易结果，包括但不限于：

- (一) 各市场主体达成的交易结果;
- (二) 安全校核情况, 电量调减有关信息和原因。

第八十九条 市场主体对交易结果有异议的, 在交易结果发布 1 个工作日内向电力交易机构提出质疑, 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, 视为无意见, 电力交易平台自动确认成交, 成交结果视为电子合同。

第九十条 季度(多月)交易上参照年度交易组织模式开展, 原则上不限制交易规模。

第四节 月度交易准备

第九十一条 根据区域内电量实际需求变化、次月年度(双边、集中出清结果)分月交易计划与预测的偏差等情况, 预测月度市场电量规模。

第九十二条 月度交易品种主要包括电力直接交易、跨区跨省交易、发电权交易、合同转让交易等。月度交易电量包括但不局限于: 年度交易安全校核调减的购(售)电量、购(售)电方在上一次交易中未购足的电量、符合条件的新增电量、年度分月及月度转让的电量。

第九十三条 月度直接交易包括双边协商、集中交易。原则上市场主体应明确月内多日电量计划, 经安全校核通过后, 形成正式交易结果。

第九十四条 已经签订年度优先发电合同、年度(双边、集

中)市场交易合同和季度交易合同的市场主体,须在每月20日前,经合同双方协商一致,明确次月交易电量安排建议。可在年度合同总量范围内,对下月交易电量进行调整。

(一)每月10日前最后一个工作日,电力调度机构应向电力交易机构提供以下信息:

1.次月主要输电设备停电检修计划(含相应调度机构直调发电机组,分解到周);

2.次月各输电通道输电能力;

(二)电网企业通过电力交易平台发布交易输配电价格执行政策。

第九十五条 交易开闭市时间如遇国家法定节假日,可顺延,但电力交易机构应提前向市场主体公告开闭市时间调整事宜。

第九十六条 参加月度交易的市场主体需为符合准入条件的发电企业、电力用户、售电公司等。

第九十七条 月度交易应按照统一安全校核原则,在最后一类月度交易组织完成后按照要求进行。

第五节 月度交易

第九十八条 每月15日前,电力交易机构综合考虑月度检修计划安排和购电方、售电方需求后,在月度交易开市前至少1个工作日通过电力交易平台发布月度交易相关市场信息和交易公告,包括但不限于:

(一) 交易开闭市时间;

(二) 交易品种、准入条件和范围、交易电量(电力)规模、执行周期、交易组织及出清方式、价格形成机制、交易申报说明等;

(三) 次月主要输电设备停电检修计划(分解到日);

(四) 次月关键交易输电通道剩余可用输送能力情况(分解到日);

(五) 次月新疆区域内全社会、省统调口径电力电量供需预测;

(六) 次月参与市场用户月度总需求;

(七) 次月已确定的新疆区域内优先发电合同交易电量计划、已开展的年度交易分月计划预测及输电通道安排(分解到日);

(八) 次月新疆区域内月度交易电量需求预测;

第九十九条 交易公告发布后的2个工作日后, 月度双边协商交易开市。市场交易主体经双边协商可自愿签订交易意向协议, 主要包括年度总量及各月分解电量、交易价格等。交易双方可根据已签订的交易意向协议在交易平台中进行申报和确认。交易开市的持续时间原则上不超过1日, 闭市前双方可在任意时间修改交易意向。

第一百条 在交易闭市后1个工作日内, 电力交易机构依据发电机组能力和通道输电能力对购、售电方确认后的信息向进行审核和汇总, 形成预成交结果, 并通过交易平台进行发布。

第一百〇一条 月度双边协商交易闭市后 2 日内，月度集中交易开市。购电方（售电方）相关市场主体通过电力交易平台申报次月的购、售电需求，申报内容包括售电方、购电方的电量和电价，可分段申报电量、电价，总电量应在发电能力之内。交易平台对申报数据进行确认，并以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报，市场主体对所申报的数据负责。

第一百〇二条 在月度集中交易闭市后 1 日内，电力交易机构依据发电机组能力和通道输电能力对购、售电方确认后的信息向进行审核和汇总，形成预成交结果，并通过交易平台进行发布。

第一百〇三条 月度交易中仅组织双边协商交易的，电力调度机构在 2 个工作日内完成安全校核，并将具体校核意见提交电力交易机构；如还需组织其他月度交易的，待整体月度交易完成后统一校核。当安全校核不通过需要调减电量的按照交易组织顺序逆序调减。

第一百〇四条 安全校核通过后，电力交易机构于 1 日内发布交易结果。发布内容包括但不限于：

- （一）各市场主体达成的交易结果；
- （二）安全校核情况，电量调减有关信息和原因。

第一百〇五条 市场主体对交易结果有异议的，在交易结果发布 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，视为无意见，电力交易平台自动确认成交，成交结果视为电子合同。

第一百〇六条 电力交易机构应当根据经安全校核后的交易结果，对年度交易分月结果和月度交易结果进行汇总，于每月月底前发布汇总后的交易结果。

第六节 月内（多日）交易准备

第一百〇七条 根据区域内电量实际需求变化、当月年度（双边、集中出清结果）分月及月度交易计划与实际执行的偏差等情况，预测月内（多日）交易电量规模。

第一百〇八条 月内（多日）交易品种主要包括电力直接交易、跨区跨省交易、发电权交易、合同转让交易等。月内（多日）交易电量包括但不限于年度、月度交易安全校核调减的购（售）电量、购（售）电方在上一次交易中未购足的电量、符合准入条件的新增电量、年度分月及月度内需转让的电量。

第一百〇九条 月内（多日）交易主要通过集中交易方式开展。原则上市场主体应明确月内多日电量计划，经安全校核通过后，形成正式交易结果。

第一百一十条 每周第 3 个工作日前，电力调度机构应向电力交易机构提供以下信息：

（一）次月主要输电设备停电检修计划（含相应调度机构直调发电机组，分解到周）；

（二）次月各输电通道输电能力；

第一百一十一条 电网企业通过电力交易平台发布交易输电价格执行政策。

第一百一十二条 交易开闭市时间如遇国家法定节假日，可顺延，但电力交易机构应提前向市场主体公告开闭市时间调整事宜。

第一百一十三条 参加月度交易的市场主体需为符合准入条件的发电企业、电力用户、售电公司等。

第一百一十四条 月内（多日）交易应按照统一安全校核原则，在最后一类交易组织完成后按照要求进行。

第七节 月内（多日）交易

第一百一十五条 每周第4个工作日前，电力交易机构综合考虑月度检修计划安排和购电方、售电方需求后，在月内（多日）交易开市前至少1个工作日通过电力交易平台发布月内（多日）交易相关市场信息和交易公告，包括但不限于：

（一）开闭市时间；

（二）交易品种、准入条件和范围、交易电量（电力）规模、执行周期、组织及出清方式、价格形成机制、交易申报说明等；

（三）当月主要输电设备停电检修计划（分解到日）；

（四）当月剩余天数或特定天数的关键交易输电通道剩余可用输送能力情况（分解到日），无特殊情况或能容更新时可采用月度交易公示内容；

(五) 当月新疆区域内月内(多日)交易电量需求预测;

第一百一十六条 交易公告发布后的1个工作日后,月内(多日)交易开市。售电方、购电方通过电力交易平台直接进行月内(多日)的售电、购电需求申报,申报内容包括售电方、购电方的电量和电价,其中集中竞价交易可分段申报电量、电价,但最多不超过5段且总电量必须在发电能力之内。

第一百一十七条 月内(多日)交易申报时间原则上不超过1个工作日。售电方、购电方通过电力交易平台申报电量、电价,以申报截止前最后一次的有效申报数据作为最终申报数据。

第一百一十八条 电力交易机构在月内(多日)交易闭市后1个工作日内,依据发电机组能力和通道输电能力对交易结果进行审核、汇总,形成无约束出清结果,并通过交易平台进行发布。

第一百一十九条 电力调度机构应在1个工作日内完成校核,并反馈具体校核意见。

第一百二十条 安全校核通过后,电力交易机构于1日内发布交易结果。发布内容包括但不限于:

- (一) 各市场主体达成的交易结果;
- (二) 安全校核情况,电量调减有关信息等。

第一百二十一条 市场主体对交易结果有异议的,在交易结果发布1个工作日内向电力交易机构提出质疑,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，视为无意见，电力交易平台自动确认成交，成交结果视为电子合同。

第八节 临时交易和紧急支援交易

第一百二十二条 新疆区域电网企业、市场主体可与其他省（市）或新疆区域内电网企业、市场主体之间通过双边协商模式开展临时及紧急支援交易。交易电量、交易曲线和交易价格均由购、售双方协商确定。

第一百二十三条 新疆电网企业或市场主体可委托电力交易机构事先与其它其他省（市）或区域内电网企业、市场主体约定紧急支援交易的价格及其他事项，在电力供应出现缺口（或备用不足）时，由电力调度机构根据电网安全约束组织实施。必要时可以采取预挂牌方式确定紧急支援交易的中标机组排序。

第一百二十四条 电力调度机构事后应将临时及紧急支援交易的原因、电量、电价等情况告知电力交易机构，便于交易结算工作的开展。

第九节 其他交易

第一百二十五条 月度发电权交易和合同转让交易

（一）发电权交易和合同转让交易可采取双边协商和集中交易方式进行，交易最终形成后应签订转让交易合同。未成交的剩余电量，按原合同执行；

（二）年度合同分月计划调整可认为是市场主体不变的合同

转让交易，各市场主体可按照本实施细则相关要求开展。

(三)发电权交易和合同转让交易出让方向电力交易机构提出合同电量转让意向，电力交易机构在开市的 1 个工作日内发布相关信息并组织进行交易，电力调度机构在闭市的 1 个工作日内完成安全校核，安全校核通过的执行合同转让交易结果，未通过的执行原合同及违约责任。

第一百二十六条 月度互保交易

(一)根据市场需求，由电力交易机构统一组织月度互保交易；月度交易闭市后的第 1 个工作日，互保开市，并在当日内完成。互保双方签订互保书面意向书，并由一方通过电力交易平台提交互保申请，按照规定格式录入互保电量上限、电价等信息和资料，另一方在电力交易平台上确认。

(二)互保交易闭市后，电力交易机构在 1 日内对互保意向进行汇总，形成无约束交易出清结果；电力交易机构将结果提交电力调度机构进行安全校核。电力调度机构在 2 个工作日内完成校核并反馈校核意见；

(三)若月度互保交易结果分项校核未通过，电力交易机构可按照申报确认时间的先后逆序调减或等比例调减，直至通过安全校核(或取消该分项互保交易)；安全校核通过后发布月度互保交易结果及内容，市场主体对交易结果有异议的应当在交易结果发布当日向电力交易机构反馈，由电力交易机构会同电力调度机构在当日给予解释。市场主体对交易结果无异议的，视为无意见，电力交易平台自动确认成交，成交结果视为电子

合同。

第十节 偏差电量处理机制

第一百二十七条 偏差电量是指购、售电合同双方在合同执行周期内（如年度、月度）实际发用电量与月度发用电计划之间的差值。

第一百二十八条 交易合同执行前，市场主体可通过合同调整、月度发电权交易、月度合同转让交易、签订月度互保协议等方式减少月度发用电计划执行偏差。

（一）交易合同调整：发用双方在协商一致的前提下，可在每月 20 日前对次月分月合同计划进行调整，减少合同执行偏差。

（二）月度发电权交易：发电企业可通过参加月度发电权交易的方式转让或购入优先合同、基数合同电量，减少合同执行偏差。

（三）月度合同转让：电力用户、发电企业可通过参加月度合同转让交易的方式转让或购入市场化交易合同电量，减少合同执行偏差。

（四）签订月度互保协议：市场主体可在次月合同电量执行前与同类型市场主体签订月度互保协议，约定月度互保电量和价格，减少合同执行偏差。

第一百二十九条 交易合同执行过程中，市场主体可通过月内（多日）交易实现月度发用电计划调整，减少合同执行偏差。月

内(多日)交易主要包括直接交易、发电权交易、合同转让交易等。

第一百三十条 电力调度机构应以同类型机组月度发用电计划执行率基本相当为目标调度,确保月度发用电计划执行。电力调度机构应根据本实施细则相关要求,制定新疆电力市场合同电量偏差责任认定相关制度规程,为市场主体提供合理的偏差责任认定。相关制度规程经新疆电力市场管理委员会审议,并报能源监管机构备案后执行。

第一百三十一条 合同执行完成,在扣除富余可再生能源现货交易、新疆电力辅助服务交易电量后,当月度实际用电需求与月度发电计划仍存在偏差时,在考虑月度互保协议等方式后主要通过发电侧上下调预挂牌机制进行处理,发电企业产生的超发、少发电量,电力用户产生的超用、少用电量均按照偏差结算价格进行结算。在发电侧上下调预挂牌机制确因实际情况无法执行时,也可采用偏差电量次月挂牌、合同电量滚动调整、偏差电量月结月清等偏差处理机制。

第一百三十二条 发电侧上下调预挂牌机制采用“报价不报量”方式,具有调节能力的机组均应当参与上下调报价。发电侧上下调预挂牌机制可采用如下组织方式:

(一)月度交易结束后,发电机组申报上调报价(单位增发电量的售电价格)和下调报价(单位减发电量的购电价格)。允许发电机组在规定的月内截止日期前,修改其上调和下调报价。原则上预挂牌交易上、下调价格不设置上、下限,确需进行限价的可由市场管理委员会提出,经能源监管机构及政府电

力管理部门批准后执行。

(二)电力交易机构按照上调报价由低到高排序形成上调机组调用排序列表,按照下调报价由高到低排序形成下调机组调用排序列表。价格相同时按照发电侧节能低碳电力调度的优先级进行排序。

(三)月度最后7个自然日,根据电力电量平衡预测,各类合同电量的分解执行无法满足省内供需平衡时,电力调度机构参考上下调机组排序,在满足电网安全约束的前提下,预先安排机组提供上调或者下调电量、调整相应机组后续发电计划,实现供需平衡。机组提供的上调或者下调电量根据电力调度机构的实际调用量进行结算。

第一百三十三条 偏差电量次月挂牌机制可采用如下组织方式:

(一)电力调度机构在保证电网安全运行的前提下,根据全网机组运行负荷率确定预挂牌机组负荷率上限和下限,并在月初公布。各机组上调、下调电量的限额按照负荷率上下限对应发电量与机组当月计划发电量的差额确定。

(二)在满足电网安全约束的前提下,将上月全网实际完成电量与全网计划发电量的差额,按照各机组上月申报的预挂牌价格(上调申报增发价格、下调申报补偿价格)排序确定机组上调、下调电量,作为月度调整电量累加至机组本月计划发电量。其中,下调电量按照机组月度集中交易电量、月度双边交易电量、年度分月双边交易电量、计划电量的顺序扣减相应合同电量。

(三) 月度发电计划执行完毕后, 发电侧首先结计算机组上调电量或者下调电量, 其余电量按照各类合同电量结算顺序以及对应电价结算; 用户侧按照当月实际用电量和合同电量加权价结算电费, 实际用电量与合同电量的偏差予以考核。

第一百三十四条 合同电量滚动调整机制可采用发电侧合同电量按月滚动调整, 用户侧合同电量月结月清或者按月滚动调整。根据实际情况, 确需采用此种方式时, 按规定流程另行制定。

第七章 安全校核

第一节 概述

第一百三十五条 电力调度机构负责各类交易的安全校核工作, 涉及跨区跨省的交易, 须提交相关电力调度机构共同进行安全校核, 各级电力调度机构均应向电力交易机构提供涉及本级调度范围内的电力交易安全校核情况。

第一百三十六条 安全校核基于预测电量、预测负荷及发电设备检修计划、电网设备检修计划等边界条件进行, 按照交易周期的不同, 安全校核包括年度(多年)交易安全校核、月度交易安全校核、月内(多日)交易安全校核、日前安全校核和临时安全校核。按照校核内容的不同, 安全校核包括通道输电能力限制校核、机组发电能力限制校核、机组辅助服务限制校核、电网及发电机组最小运行方式校核、新能源消纳电网承载能力校核等。

第一百三十七条 安全校核基础数据。

各市场主体在各类市场化交易开始前按规定时限向电力调度机构提供以下安全校核基础数据，包括但不限于：

1. 电网企业：提供电力交易周期内的输、配、变电设备相关参数、电源结构、检修计划、电力电量预测等。

2. 电力交易机构：汇总每类交易的预成交结果，并统计整理参与交易的市场主体交易周期内的交易电量总量及分月安排、其它交易分月电量数据以及后续分月交易电量滚动修编计划等对交易校核结果可能产生影响的数据

3. 发电企业：机组基本信息、特性参数、性能指标，电能量交易周期内的发电能力预测、发电量预测、机组及升压站设备检修计划等。

4. 电力用户（配售电企业）：用电特性参数和指标，电力交易周期内的电力电量需求、典型用电负荷曲线、最大和最小用电负荷等。

5. 储能企业：电力交易周期内的辅助服务品种及额度、时间。

第一百三十八条 在各类市场化交易开始前，电力调度机构负责收集、汇总各市场主体提供的安全校核基础数据，根据电网运行方式安排、关键设备检修计划、机组可调出力、系统负荷曲线、跨区跨省交、直流通道输送能力、各断面（设备）、各路径可用输电容量、关键通道可用输电容量以及电网约束情况等，折算得出各机组的上网电量上、下限，对参与市场化交

易的机组发电利用小时数提出限制建议。

对于年度交易，在年度电力电量预测平衡的基础上，结合检修计划，按照关键通道可用输电容量的80%下达交易限额。

对于月度交易，在月度电力电量预测平衡的基础上，结合检修计划和发电设备利用率，按照关键通道可用输电容量的90%下达交易限额。

对于月内交易，在月度电力电量预测平衡的基础上，结合检修计划和发电设备利用率，按照关键通道可用输电容量的95%下达交易限额。

第一百三十九条 在各类市场化交易开始前，电力调度机构应当及时向电力交易机构提供或者更新电网运行方式安排、分区方式、关键设备检修计划、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、系统负荷曲线、电网约束情况、必开机组组合、发电量需求、参与市场化交易的机组发电利用小时数限制、发电设备利用率等电网运行相关信息，由电力交易机构通过交易平台予以公布。

第一百四十条 电力交易机构汇总每类交易的预成交结果，并统计整理参与交易的市场主体交易周期内的交易电量数据（含分月安排）、其它交易电量数据（含分月安排）以及后续分月交易电量滚动修编计划等对交易校核结果可能产生影响的数据，以正式业务联系单的形式提供电力调度机构进行安全校核。

第一百四十一条 电力调度机构应建立电力中长期交易安全

校核技术支持系统，并制定安全校核工作制度、规程，明确调度各职能部门在安全校核工作中和流程安排等的职责，报能源监管机构备案后执行。

第二节 安全校核基本原则

第一百四十二条 保障电网安全运行的原则。综合考虑通道输电能力、机组辅助服务、区域平衡、机组发电能力、系统整体备用、调峰能力等安全约束条件，各类机组的交易电量应在确保电网安全运行的最大及最小安全电量范围之内。

第一百四十三条 分区域平衡的原则。结合新疆电网分区的特点，安全校核以分区形式进行，电力调度机构提供分区电源可发最大及最小电量、分区机组开机方式等。电力调度机构应将电网分区运行及断面约束情况提前发布。

第一百四十四条 新能源优先消纳的原则。优先安排新能源企业发电，各类市场成份电量应当包含在安全电量之内，尽最大能力给新能源消纳预留空间。燃煤火电企业的援疆电量校核排序在新能源之后。

第一百四十五条 确保民生的原则。火电机组应充分考虑其开机方式、供热约束、工业抽汽、调峰调频等约束条件，根据能源监管机构核定的燃煤火电机组调峰性能，确定燃煤火电发电企业月度开机方式及发电能力上、下限。供热期和非供热期燃煤火电机组调峰性能由电力调度机构确定，并报能源监管机构批准后执行。

第三节 安全校核内容

第一百四十六条 年度（多年）交易安全校核

（一）数据提供。市场主体应在11月15日前向电力调度机构提供下一年度安全校核基础数据，电力交易机构应在年度交易结束后1个工作日内，将年度预成交结果（含分月安排）提交电力调度机构统一进行安全校核。

（二）校核内容。通道输电能力限制校核、机组发电能力限制校核、机组辅助服务限制校核、电网及发电机组最小运行方式校核、新能源消纳电网承载能力校核、新能源年度可发电量校核、水电年度可发电量校核、新能源替代自备电厂企业发电交易校核等；

（三）校核流程

1. 校核各类机组的年度总电量（含计划电量和年度交易电量及其分月安排）是否满足电网年度最小运行方式下的年度及各月的最小安全电量，对不满足最小安全电量的机组，提出电量需求及购入电量的建议。

2. 校核各类机组的年度总电量是否超过年度可发电量和分月电量是否超过机组发电能力限制的最大安全电量，对超过最大安全电量的机组，提出削减超出最大安全电量限额部分的电量值的建议。

3. 校核自备电厂企业年度及各月的最大下网能力，按照新能源、水电、火电的顺序依次校核各分区、各断面下新能源最

大消纳能力、水电消纳能力、火电机组的辅助服务（调峰）能力，根据各区域间关键通道输电能力限制，校核出各区域、断面下电网阻塞情况、火电机组最大、最小设备利用率，折算得出参与交易的机组年度及分月上网电量上、下限，对超出限额的机组，提出削减和调整建议。

（四）电力调度机构在年度交易闭市后 5 个工作日内向电力交易机构提供正式校核结果，安全校核结果由电力交易机构发布，并报能源监管机构备案。

第一百四十七条 月度交易安全校核

（一）数据提供。市场主体应在每月 20 日前向电力调度机构提供次月安全校核基础数据。电力调度机构每月 25 日前确定次月网内发电设备、输变电设备检修计划，交由电力交易机构予以公布。电力交易机构应在月度交易结束后 1 个工作日内，将月度预成交结果提交电力调度机构统一进行安全校核。

（二）校核内容。通道输电能力限制校核、机组发电能力限制校核、机组辅助服务限制校核、电网及发电机组最小运行方式校核、新能源消纳电网承载能力校核、新能源月度可发电量校核、水电月度可发电量校核等；

（三）校核流程

1. 校核各类机组的月度总电量（含原有电量和本次交易电量）是否满足电网月度最小运行方式下的最小安全电量，供暖期火电最小运行方式下的最小安全电量，对不满足最小安全电量的机组，提出电量需求及购入电量的建议。

2. 校核各类机组的月度总电量是否超过月度可发电量和机组发电能力限制的最大安全电量，对超过最大安全电量的机组，提出削减超出最大安全电量限额部分的电量值的建议。

3. 按照新能源、水电、火电的顺序依次校核各分区、各断面下新能源最大消纳能力、水电消纳能力、火电机组的辅助服务（调峰）能力，根据各区域间关键通道输电能力限制，校核出各区域、断面下电网阻塞情况、火电机组月度最大、最小设备利用率，折算得出参与交易的机组月度上网电量上、下限，对超出限额的机组，提出削减和调整建议。

（四）电力调度机构在月度交易闭市后 2 个工作日内向电力交易机构提供正式校核结果，安全校核结果由电力交易机构发布，并报能源监管机构备案。

第一百四十八条 月内（多日）交易安全校核

（一）数据提供。电力调度机构按照月度交易市场主体提供的安全校核基础数据，月内交易组织 1 个工作日前，将月内剩余天数或者特定天数的网内发电设备、输变电设备检修计划，交由电力交易机构予以公布。电力交易机构应在月内交易结束后 1 个工作日内，将月内交易预成交结果提交电力调度机构统一进行安全校核。

（二）校核内容。通道输电能力限制校核、机组发电能力限制校核、机组辅助服务限制校核、电网及发电机组最小运行方式校核、新能源消纳电网承载能力校核。

（三）校核流程

1. 校核各类机组的本次交易周期内的总电量(含原有电量和本次交易电量)是否满足月内剩余天数或者特定天数电网最小运行方式下的最小安全电量,供暖期火电最小运行方式下的最小安全电量,对不满足最小安全电量的机组,提出电量需求及购入电量的建议。

2. 校核各类机组的月度总电量是否超过本次交易周期内的可发电量和机组发电能力限制的最大安全电量,对超过最大安全电量的机组,提出削减超出最大安全电量限额部分的电量值的建议。

3. 按照新能源(水电)、火电的顺序依次校核各分区、各断面下新能源最大消纳能力、水电消纳能力、火电机组的辅助服务(调峰)能力,根据各区域间关键通道输电能力限制,校核出各区域、断面下电网阻塞情况,折算得出参与交易的机组交易周期内上网电量上、下限,对超出限额的机组,提出削减和调整建议。

(四)电力调度机构在月内(多日)交易闭市后1个工作日内向电力交易机构提供正式校核结果,安全校核结果由电力交易机构发布,报能源监管机构备案。

第一百四十九条 日前安全校核

(一)电力调度机构根据日前发电设备、输变电设备停电计划、日前用电负荷预测、新能源预测情况、中长期跨区跨省外送交易,完成日前安全校核,并下发日前发电计划曲线。

(二)校核内容。通道输电能力限制校核、机组发电能力限

制校核、机组辅助服务限制校核、各电源日前发电计划校核、日前跨区跨省富余新能源现货交易校核。

(三)校核流程。前一日 10:00 前,电力调度机构确定运行日的机组组合;前一日 11:00 前,确定日前现货市场的预出清结果及弃风弃光信息;前一日 14:30 前,依据省内电力平衡情况,按照西北区域省间交易的相关规则组织日前交易;前一日 17:00,电力调度机构向发电企业发布日前计划曲线(96点)。

(四)发电企业根据电力调度机构下发的日前计划曲线,确定次日的发电计划安排。

第一百五十条 临时安全校核

(一)校核条件

1. 出现 2 台及以上运行机组非计划停运;
2. 吉泉、天中直流、750 千伏交流线路或重要输电断面的 220 千伏线路非计划停运;
3. 外送电量和用电负荷电量发生 30%以上的调整;
4. 其他电力调度机构认为需要时。

(二)校核内容。调峰能力校核、电网阻塞校核。

(三)校核完成后,电力调度机构在 1 个工作日内向电力交易机构提供正式校核结果,安全校核结果由电力交易机构发布,并报能源监管机构备案。

第四节 安全校核结果

第一百五十一条 电力调度机构应当在规定的期限内完成

安全校核，无法按时完成安全校核时，应提前说明原因，延期不得超过2个工作日，逾期视为校核通过。

第一百五十二条 电力调度机构需出具安全校核结果，一般为“校核通过”、“部分通过”或“校核不通过”。安全校核“部分通过”时需提供通过的电量值，“校核不通过”时需出具书面解释，并给出调整建议，由电力交易机构予以公布。

第一百五十三条 安全校核“部分通过”及“校核不通过”时，由电力交易机构根据安全校核结果对交易预成交结果进行削减，按照价格优先、等比例、时间优先等原则进行调整。

（一）年（月）度双边交易安全校核结果未通过时，由电力交易机构按照申报时间逆序进行削减，直至通过安全校核。安全校核需调减售电方申报电量时，由电力交易机构按照申报时间逆序或等比例进行调减；申报时间相同的，按照“新能源优先、节能环保优先”的顺序调减；排序相同时，按照申报电量比例调减；对于约定电力曲线的最后调减。

（二）年（月）度集中交易安全校核结果未通过时，由电力交易机构按照申报价格由高到低顺序进行削减，直至通过安全校核；安全校核需调减售电方申报电量时，由电力交易机构按照申报价格由高到低顺序进行调减；申报价格相同的，发电侧按照“新能源优先、节能环保优先”的顺序调减；排序相同时，按照申报电量比例调减；对于约定电力曲线的最后调减。

（三）年（月）度挂牌交易安全校核结果未通过，由电力交

易机构按规则进行调减，直至通过安全校核。按照摘牌申报时间依序成交的，按申报时间逆序调减；按摘牌申报电量等比例成交的，按中标电量等比例调减。

第一百五十四条 当实际边界条件发生变化时，电力调度机构应正式通知电力交易机构，电力交易机构通过交易平台向市场主体公示后，重新进行安全校核。

第一百五十五条 执行过程中，电力调度机构因电网安全和新能源（水电）消纳原因需调整中长期交易计划的，应当详细记录原因并向市场主体说明。

第八章 合同签订与执行

第一节 合同签订

第一百五十六条 各市场成员应当根据交易结果或者政府下达的计划电量，参照合同示范文本签订购售电合同，并在规定时间内提交至电力交易机构。

第一百五十七条 电力交易合同包括但不限于：电力直接交易合同、新能源发电企业与燃煤自备电厂调峰替代交易合同、跨区跨省交易合同、优先发电交易合同（购售电合同）、发电权交易合同、合同转让交易合同、互保交易合同、代理购电合同（协议）、供用电合同、辅助服务市场交易合同等。

电力交易合同按照交易期限分为多年、年度、季度（多月）、月度、月内多日交易合同等。

按照不同服务种类分为电力交易合同、输（配）电服务合同、电力调度协议等。

第一百五十八条 电力交易合同分为纸质和电子合同两类，市场化交易一般为电子合同（含各类中标通知书、交易的承诺书和发布的交易结果等），在电力交易平台提交、确认的双边协商交易以及参与集中交易产生的结果，各相关市场成员可将电力交易机构出具的电子交易确认单（视同为电子合同）作为执行依据，与纸质合同同等效力。年度及多年交易可签订纸质合同，供用电合同中提供的保底供用电合同可签订纸质合同。

第一百五十九条 电力交易合同的内容

（一）电力交易合同包括但不限于：交易主体、交易时间、交易电量、交易价格、不可抗力、争议解决、调整和违约、特别约定等，一般为市场主体之间签订；

（二）优先发电交易合同（购售电合同）包括但不限于：购电方、售电方、输电方、电量（电力）、双方的权利和义务、优先发电电量（电力）、电价、执行周期、结算方式、偏差电量计量、并网点和计量点信息、违约责任、资金往来等，一般为发电企业与电网企业签订，可参照合同示范文本签订；

（三）代理购电合同（协议）包括但不限于：售电企业与用户间的权利和义务、售电量、售电价格（套餐）、偏差考核分摊等内容，一般为售电公司与参加零售交易的电力用户签订，可参照《新疆电力市场售电公司与电力用户代理协议标准文本》签订；

（四）供用电合同

1. 电网企业与售电企业（拥有配电网运营权的售电公司）、电力用户签订的供用电合同包括但不限于：各方的权利和义务、用户在电网企业户号、输电通道、计量信息、电压等级及对应的用电性质、输电费用，合同变更、转让和终止程序以及违约责任，争议解决、约定保底供电服务相关内容等；

2. 电网企业与非市场化电力用户签订的供用电合同包括但不限于：双方的权利和义务、用电类型、电量、电价和电费等。

（五）电力交易合同为各类交易电量的结算依据，签订纸质合同的市场主体应在合同签订后的 5 个工作日内提交电力交易机构，电力交易机构据此开展结算工作；未签订纸质合同的市场主体，电力交易机构将根据电子合同或市场成交结果开展结算工作。

第一百六十条 购售电合同原则上应当采用电子合同签订，电力交易平台应当满足国家电子合同有关规定的技术要求，市场成员应当依法使用可靠的电子签名，电子合同与纸质合同具备同等效力。

第一百六十一条 签订电力交易合同的市场双方每年需与电网企业（配电网企业）签订三方输配电服务合同。输配电服务合同原则上应集成在交易平台中与电力交易合同同时签订。发电企业和配售电企业应事先与电力调度机构签订电力调度协议。

第一百六十二条 合同签订。电力交易市场主体应在交易结果发布次日通过交易平台确认成交信息和电子合同；如有异

议，应在结果发布当日向电力交易机构提出意见，由电力交易机构会同电力调度机构给予解释，否则视为无异议。经确认无异议的交易结果形成合同主要内容，市场主体据此签订合同。

第一百六十三条 合同解除。交易各方协商一致后，即可解除交易合同，合同解除应按照原交易合同形式，签订解除协议。其中，售电企业与其代理电力用户应向提供输配电服务的电网企业结清费用后，解除三方合同。

第一百六十四条 各类合同除国家出台的示范文本外，其余电力交易合同、输配电服务合同等格式文本应报能源监管机构备案后执行，并按照《新疆区域电力运营合同（协议）签订及备案实施办法（试行）》的要求，在合同签订后 10 个工作日内报能源监管机构备案。

第二节 优先发电合同

第一百六十五条 跨区跨省的政府间协议原则上在上一年度的 11 月底前预测和下达总体电力电量规模和分月计划，由购售双方签订相应的购售电合同。合同需约定年度电量规模以及分月计划、送受电曲线或者确定曲线的原则、交易价格等，纳入送、受电省优先发电计划，并优先安排输电通道。年度电量规模以及分月计划可根据实际执行情况，由购售双方协商调整。

第一百六十六条 对于新疆区域内优先发电计划，由政府电力管理部门结合新疆电网安全、供需形势、电源结构等因

素，科学安排优先发电电量，不得将上述电量安排在指定时段内集中执行，也不得将上述电量作为调节市场竞争的手段。

第一百六十七条 政府电力管理部门确定的新疆区域内优先发电电量，原则上在每年年度双边交易开始前，电网企业对执行政府定价的电量签订厂网间年度购售电合同，约定年度电量规模以及分月计划、交易价格等。

年度交易开始前仍未确定优先发电的，可参考历史情况测算，预留优先发电空间，确保市场交易正常开展。

第一百六十八条 政府电力管理部门根据非市场用户年度用电预测情况，扣除各环节优先发电电量后，作为年度基数电量在燃煤（气）等发电企业中进行分配。

第一百六十九条 优先发电电量和基数电量的分月计划可由合同签订主体在月度执行前进行调整和确认，其执行偏差可通过预挂牌上下调机制等方式处理。

优先发电电量和基数电量的分月计划的调整和确认主要由相关市场主体按照年度分月计划调整的要求开展，电力交易机构在综合考虑月度网购电量与月度整体优先发电电量和基数电量相对平衡的基础上进行调整。严禁超月度网购电量调整月度优先发电电量和基数电量。

第一百七十条 采用“保量保价”和“保量竞价”相结合的方式，推动优先发电参与市场，不断提高跨区跨省优先发电中“保量竞价”的比例，应放尽放，实现优先发电与优先购电

规模相匹配。

第三节 合同执行

第一百七十一条 电力交易机构汇总新疆区域内市场成员参与各类交易合同，形成新疆区域内发电企业的月度发电合同计划，并依据月内（多日）交易，进行更新和调整。电力调度机构应当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。相关电力交易机构汇总跨区跨省交易合同，形成跨区跨省发电企业的月度发电计划，并依据月内（多日）交易，进行更新和调整。

第一百七十二条 市场主体月度发用电计划制定。

（一）月度计划制定应遵循的原则。

1. 保障电网安全稳定运行和电力电量平衡的原则。
2. 坚持清洁能源优先消纳的原则。
3. 坚持优先发电优先安排并刚性执行的原则。
4. 坚持优先发电和优先用电规模、市场化发电和市场化用电规模相匹配的原则。
5. 坚持计划制定公平、公正、公开的原则。

（二）电力交易机构应于每月1日前汇总新疆区域内市场成员参与各类交易合同（含优先发电合同、基数电量合同、市场交易合同），按照向能源监管机构备案后的计划编制制度规程确定的原则形成新疆区域发电企业的月度发电合同计划，经电力调

度机构安全校核并正式反馈校核结果后，由电力交易机构正式下达并通过电力交易平台发布。发电企业月度发电合同计划编制制度规程文件，应征求发电企业意见后报能源监管机构备案执行。

第一百七十三条 市场主体月度发用电计划调整。

（一）合同计划调整应遵循自主自愿、合同总量不变的原则。

（二）年度合同的执行周期内，每月于 20 日前。在购售双方一致同意且不影响其他市场主体交易合同执行的基础上，允许通过电力交易平台调整后续各月的合同分月计划（合同总量不变），调整后的分月计划需通过电力调度机构安全校核。原则上分月调整计划在次月交易开始前完成。

第一百七十四条 市场主体月度发用电计划下达。

（一）月度发电计划的下达应遵循公开透明、依法合规的原则。

（二）电力交易机构应于电力调度机构出具安全校核意见后 1 日内形成最终月度发电计划，并正式向电力调度机构下发，电力调度机构如对月度发电计划存在异议的应于当日及时向电力交易机构提出。

第一百七十五条 市场主体月度发用电计划执行。

（一）电力交易机构定期跟踪和公布月度（含月内多日交易调整后的）发电计划完成进度情况。市场主体对发电计划完成进度提出异议时，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。

1. 以最大限度消纳新能源为目标，确定交易计划和运行方

式，其中：火电机组月度电网安全约束开机方式、供热安全约束开机方式由电力调度机构依据电网运行方式商电力交易机构后确定；在冬季供暖期间，按已批准后的供热最小方式确定的原则执行，如调峰能力不满足供热要求时，可启动自备电厂冬季调峰等方案；

2. 直接交易的电力用户、售电公司开展的年度交易分解到月度后，在月度交易开展前应确定次月执行电量（但需保持交易周期内平衡）；在月度交易后，确定次月执行的月度直接交易等计划电量，月度执行后依然超出月度计划的偏差电量应承担偏差电费；

3. 月度市场主体发用电计划中新能源发电企业月度总市场化电量叠加总区域内优先保障电量之和后应不超出月度电网新能源电量总消纳能力。

（二）市场主体月度发用电计划按以下优先级执行

1. 在确保电网安全、保证民生供热和水电下游民生取水的前提下优先新能源发电企业发电；

2. 区域内非市场化电量优先于市场化交易电量执行；

3. 在优先保障疆内电力市场主体月度发用电计划执行的基础上，有序执行跨区跨省发用电计划。

（三）市场化交易原则上按以下优先级执行

I 级：多年交易，包括多年交易合同、年度补充合同、转让交易合同；

II 级：年度、季度（多月）交易，包括年度、季度（多月）

交易合同、转让交易合同；

Ⅲ级：月度交易，包括月度交易合同、转让交易合同；

Ⅳ级：月内（多日）交易，包括月内（多日）交易合同、转让交易合同。其中，周期长的交易具备滚动调整条件时，可结合实际情况优先执行周期较短的交易。

（四）电力调度机构应当根据经安全校核后的月度（含调整后的）市场主体发用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，确保月度市场主体发用电计划有效执行。

第一百七十六条 全部合同约定交易曲线的，电力调度机构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，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。

第一百七十七条 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，事后向能源监管机构和政府电力管理部门报告事件经过，并向市场主体进行相关信息披露。

第九章 计量和结算

第一节 计量

第一百七十八条 电网企业应当根据市场运行需要为市场

主体安装符合技术规范的计量装置；计量装置原则上安装在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置的，应按照各电压等级三年平均变线损进行核算。电网企业应当在跨区跨省输电线路两端安装符合技术规范的计量装置，跨区跨省交易均应当明确其结算对应计量点。

第一百七十九条 电力用户、售电公司、发电企业原则上按自然月和月内（多日）交易周期进行抄表计量，计量周期和抄表时间应当保证最小交易周期的结算需要，保证计量数据准确、完整。

第一百八十条 发电企业、跨区跨省交易送受端同一计量点应当安装相同型号、相同规格、相同精度的主、副电能表各一套，主、副表应当有明确标志，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。

第一百八十一条 多台发电机组共用计量点且无法拆分，发电机组需分别结算时，按照每台机组的实际发电量（或主变高压侧上网电量）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，无法按照上述分摊方式分摊计算时也可按照额定容量比例计算各自上网电量。

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（或主变高压侧上网电量）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。

第一百八十二条 电网企业应当按照电力市场结算要求定期抄录发电企业（机组）和电力用户电能计量装置数据，并将计量数据提交电力交易机构。对计量数据存在疑义时，由具有相应资质的电能计量检测机构确认并出具报告，由电网企业组织相关市场成员协商解决。异议解决前，暂按照已有计量数据进行结算和清算。

第二节 结算基本原则

第一百八十三条 电力交易机构负责向市场成员出具结算依据，市场成员根据相关规则进行电费结算。跨区跨省交易由组织该交易的电力交易机构会同送受端电力交易机构向市场成员出具结算依据。

第一百八十四条 电网企业之间结算的输配电费用，按照政府价格主管部门核定的输配电价和实际物理计量电量结算。

第一百八十五条 发电企业上网电量电费由电网企业支付；电力用户向电网企业缴纳电费，并由电网企业承担电力用户侧欠费风险；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。市场主体可自行约定结算方式，未与电网企业签订委托代理结算业务的，电网企业不承担欠费风险；自行约定结算方式前，均由电网企业无偿代理结算业务

第一百八十六条 电力用户的基本电价、输配电价、政府性基金及附加、峰谷分时电价、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自治区

有关规定进行结算。

第一百八十七条 遵循发电企业与电力用户、售电公司的电量分开解耦结算的原则，建立合同偏差电量结算机制，发电企业和电力用户的合同偏差分开计算。批发交易中售电公司整体计算合同偏差；零售交易中按照售电公司与零售用户双方自愿协商一致的约定计算零售用户合同偏差。

第一百八十八条 电力交易机构向各市场成员提供的结算依据包括以下内容：

（一）实际结算电量；

（二）各类交易合同（含优先发电合同、基数电量合同、市场交易合同）电量、电价和电费；

（三）上下调电量、电价、电费，偏差电量、电价和电费，分摊的结算资金差额或者盈余等信息；

（四）新机组调试电量、电价、电费；

（五）出具零售交易结算依据。

第一百八十九条 市场主体接到结算依据后，核对并确认，如有异议应在 3 个工作日内通知电力交易机构，逾期视同没有异议。

第一百九十条 市场主体因偏差电量引起的电费资金，暂由电网企业收取和支付，并应当在电费结算依据中单项列示。

第一百九十一条 市场主体的合同电量和偏差电量分开结算。以年度交易和月度交易为主时，按月清算、结账；开展多日交易后，按照多日交易规则清算，按月结账。

第一百九十二条 电力用户拥有储能，或者电力用户参加特定时段的需求侧响应，由此产生的偏差电量，由电力用户自行承担。

第一百九十三条 拥有配电网运营权的售电公司，与省级电网企业进行电费结算，并按照政府价格主管部门的相关规定，向省级电网企业支付输电费用。

第一百九十四条 按照自治区核定的最低保障收购年利用小时数，风电、光伏发电企业最低保障收购年利用小时数内的电量按政府批复的价格水平或价格机制进行结算，超出最低保障收购年利用小时数的部分通过市场交易方式消纳。

第一百九十五条 风电、光伏发电量参与市场交易，结算涉及中央财政补贴时，按照有关补贴管理规定执行。

第一百九十六条 电力交易机构应根据本实施细则相关要求制定新疆电力市场结算工作制度，细化完善工作流程，相关制度或规程经新疆电力市场管理委员会审议，并报能源监管机构和地方电力管理部门备案后执行。

第一百九十七条 直流配套电源参与本通道配套外送电量执行跨区跨省规则，参与省间、省内市场的合同电量按照相应规则执行，产生的偏差电量参照本方案同类型发电企业偏差处理规则执行，其中超发电量电价按照同类型发电企业上调电价执行，少发电量电价按照配套外送均价确定。

第一百九十八条 正常退市电力用户按照地方价格主管部门核定的目录电价结算；无正当理由退市的电力用户，由为其

提供输配电服务的电网企业承担保底供电责任，保底价格按照自治区价格主管部门核定的价格执行。

第一百九十九条 完成市场注册且已开展交易的电力用户，合同期满后未签订新的交易合同但发生实际用电时，不再按照政府电价管理部门核定的目录电价结算。其中，参加批发交易的用户按照本方案进行偏差结算，参加零售交易的用户按照保底价格结算。

第三节 市场结算及偏差处理

第二百条 参加批发交易的用户（含售电公司，下同）电量电费结算

（一）批发交易用户偏差电量分为超用电量 and 少用电量，超用电量支付购电费用，少用电量获得售电收入。

（二）批发交易用户偏差电量=用户实际用电量（不含因落实可再生能源消纳权重纳入优先部分电量）-（各类交易合同购入电量-各类交易合同售出电量）。

超用电量的结算价格=火电企业上调电价×U1。U1为用户侧超用电量惩罚系数， $U1 \geq 1$ 。U1按照三段设置，其中当月交易合同0至5%（含5%）超用偏差， $U1=1.1$ ；当月交易合同5至10%（含10%）超用偏差， $U1=1.3$ ；当月交易合同10%以外超用偏差， $U1=1.5$ 。

少用电量的结算价格=火电企业下调电价×U2。U2为用户侧少用电量惩罚系数， $U2 \leq 1$ 。U2按照三段设置，其中当月交易合

同 0 至-5%（含-5%）少用偏差， $U_2=1$ ；当月交易合同-5%至-10%（含-10%）少用偏差， $U_2=0.8$ ；当月交易合同-10%以外少用偏差， $U_2=0.65$ 。

火电企业上、下调电价均按照月度全疆直接交易火电发电企业成交价格的加权平均值执行。

（三）惩罚系数可根据用户超用电量或少用电量的区间范围分段设置，原则上年内保持不变。如本年度未确定，则按照上一年度确定值执行。如惩罚系数调整，需由市场管理委员会提出，经自治区发展改革委、国家能源局新疆监管办公室同意后执行。

（四）当售电公司所有签约用户月度实际总用量与售电公司月度交易计划存在偏差时，售电公司承担偏差电量电费。

（五）在电费结算时，参加批发交易用户的输配电价、政府性基金及附加等相关附加费用均按照有关政策在市场交易合同电价、偏差电价基础上叠加执行。

（六）具体计算公式如下。

1. 批发交易用户超用

$$R_{\text{批发交易用户电费}} = Q_{\text{市场合同}} \times P_{\text{市场}} + Q_{\text{超用偏差}} \times P_{\text{超用偏差}}$$

$$P_{\text{超用偏差}} = P_{\text{发电侧上调电价}} \times U_1$$

$$Q_{\text{超用偏差}} = Q_{\text{实际用电量}} - Q_{\text{市场合同}}$$

$Q_{\text{超用偏差}}$ 、 $P_{\text{超用偏差}}$ 根据偏差范围分段计算执行。

2. 批发交易用户少用

$$R_{\text{批发交易用户电费}} = Q_{\text{市场合同}} \times P_{\text{市场}} - Q_{\text{少用偏差}} \times P_{\text{少用偏差}}$$

$$P_{\text{少用偏差}} = P_{\text{发电侧下调电价}} \times U_2$$

$$Q_{\text{少用偏差}} = | Q_{\text{实际用电量}} - Q_{\text{市场合同}} |$$

$Q_{\text{少用偏差}}$ 、 $P_{\text{少用偏差}}$ 根据偏差范围分段计算执行。

3. 售电公司费用结算

$$R_{\text{售电公司结算费用}} = \Sigma R_{\text{参加零售交易电力用户电费}} - R_{\text{批发交易用户电费}}$$

其中：

$R_{\text{批发交易用户电费}}$ 为批发交易用户当月支出电费；

$Q_{\text{市场合同}}$ 为批发交易用户当月交易合同（购入、售出相互抵消后的净购入合同）；

$P_{\text{市场}}$ 为批发交易用户当月交易合同电价；

$Q_{\text{超用偏差}}$ 为批发交易用户当月超用偏差电量；

$Q_{\text{少用偏差}}$ 为批发交易用户当月少用偏差电量；

$P_{\text{超用偏差}}$ 为批发交易用户当月超用偏差结算电价；

$P_{\text{少用偏差}}$ 为批发交易用户当月少用偏差结算电价；

$Q_{\text{实际用电量}}$ 为批发交易用户当月实际用电量（不含因落实可再生能源消纳权重纳入优先部分电量）；

$R_{\text{售电公司结算费用}}$ 为售电公司当月结算费用， $R_{\text{售电公司结算费用}} \geq 0$ 时售电公司获得收益， $R_{\text{售电公司结算费用}} < 0$ 时售电公司支付费用。

当根据计划（考虑批发、零售电量不平衡情况）测算的 $\Sigma R_{\text{参加零售交易电力用户电费}} < R_{\text{批发交易用户电费}}$ 时，售电公司需按照有关规定提前落实保证履约的措施。如未按要求落实相应措施，则由政府相关部门进行处理。

第二百〇一条 参加零售交易电力用户电量电费结算

（一）零售交易用户实际用电量（不含因落实可再生能源消

纳权重纳入优先部分电量)均按照其与售电公司协商确定的价格进行结算。其中月度计划电量按照协商的交易价格结算,月度偏差电量按照零售用户与售电公司双方协商的偏差价格结算。如双方未协商确定偏差价格,则零售交易用户实际用电量均按照协商的交易价格结算。

售电公司与零售用户应按月及时申报确认当月协商的电量、电价信息,如逾期未完成申报确认工作,则零售用户当月无合同,按照保底价格进行结算;售电公司按照新疆电力市场交易信用评级有关办法进行信用评级记录。

(二)参加零售交易电力用户偏差电量=用户实际用电量(不含因落实可再生能源消纳权重纳入优先部分电量)-计划用电量,分为超用电量和少用电量,超用电量支付购电费用,少用电量获得售电收入。

(三)在电费结算时,参加零售交易电力用户输配电价、政府性基金及附加等相关附加费用均按照有关政策在相关协商价格基础上叠加执行。

(四)具体计算公式如下。

$$R_{\text{参加零售交易电力用户电费}} = Q_{\text{计划电量}} \times P_{\text{零售交易价格}} + Q_{\text{偏差电量}} \times P_{\text{零售偏差价格}}$$

$$Q_{\text{偏差电量}} = Q_{\text{实际用电量}} - Q_{\text{计划电量}}$$

$R_{\text{参加零售交易电力用户电费}}$ 为参加零售交易电力用户当月支出电费;

$Q_{\text{实际用电量}}$ 为参加零售交易电力用户当月实际用电量(不含因落实可再生能源消纳权重纳入优先部分电量);

$Q_{\text{计划电量}}$ 为参加零售交易电力用户当月计划用电量;

$P_{\text{零售交易价格}}$ 为参加零售交易电力用户与售电公司协商确定的交易电价；

$Q_{\text{偏差电量}}$ 为参加零售交易电力用户当月偏差用电量；

$P_{\text{零售偏差价格}}$ 为参加零售交易电力用户与售电公司协商确定的偏差电价。

第二百〇二条 发电企业电量电费结算

(一) 发电企业的偏差电量分为超发电量和少发电量，超发电量获得售电费用，少发电量支付购电费用。

(二) 火电发电企业

超发电量结算价格=火电企业下调电价 $\times K1$ 。 $K1$ 为发电侧超发电量惩罚系数， $K1 \leq 1$ 。 $K1$ 按照三段设置，其中火电企业当月合同5%及以下超发偏差， $K1=1$ ；火电企业当月合同5%至10%之间超发偏差， $K1=0.8$ ；火电企业当月合同10%以外超发偏差， $K1=0.6$ 。

少发电量结算价格=火电企业上调电价 $\times K2$ 。 $K2$ 为发电侧少发电量惩罚系数， $K2 \geq 1$ 。 $K2$ 按照两段设置，其中火电企业当月合同-5%及以下少发偏差， $K2=1$ ；火电企业当月合同-5%以外少发偏差， $K2=1.2$ 。

火电企业上、下调电价均按照月度全疆直接交易火电发电企业成交价格的加权平均值执行。

(三) 水电发电企业

自治区电力主管部门下达年度优先发电计划的省调直调水电发电企业，无论是否参与市场，其实际电量与计划电量之间产

生的偏差电量，均按照如下方式进行结算。

超发电量结算价格=水电企业下调电价×K1。K1为发电侧超发电量惩罚系数， $K1 \leq 1$ 。K1按照两段设置，其中水电企业当月合同35%及以下超发偏差， $K1=1$ ；水电企业当月合同35%以外超发偏差， $K1=0.8$ 。

少发电量结算价格=水电企业上调电价×K2。K2为发电侧少发电量惩罚系数， $K2 \geq 1$ 。K2按照两段设置，其中水电企业当月合同-35%及以下少发偏差， $K2=1$ ；水电企业当月合同-35%以外少发偏差， $K2=1.2$ 。

各水电企业上、下调电价按照各水电企业月度直接交易各自成交价格的加权平均值确定。

（四）风电、光伏发电企业

超发电量结算价格=新能源下调电价×K1。K1为发电侧超发电量惩罚系数， $K1 \leq 1$ 。K1按照两段设置，其中新能源企业当月合同25%及以下超发偏差， $K1=1$ ；新能源企业当月合同25%以外超发偏差， $K1=0.8$ 。

少发电量结算价格=新能源上调电价×K2。K2为发电侧少发电量惩罚系数， $K2 \geq 1$ 。K2按照两段设置，其中新能源企业当月合同-25%及以下少发偏差， $K2=1$ ；新能源企业当月合同-25%以外少发偏差， $K2=1.2$ 。

新能源上、下调电价均按照月度全疆直接交易新能源发电企业成交价格的加权平均值确定。

（五）惩罚系数由市场管理委员会按年确定，原则上年内保

持不变。如本年度未确定，则按照上一年度确定值执行。如惩罚系数调整，需由市场管理委员会提出，经自治区发展改革委、国家能源局新疆监管办公室同意后执行。

（六）发电企业自身原因超发或者少发偏差电量确定

1. 发电企业自身原因导致的超发或者少发电量由以下两部分组成：一是发电企业超自身发电能力获得合同电量产生的少发偏差电量，具体为发电企业月度超出调度确定上网能力上限部分合同电量，认定为当月发电企业少发偏差电量，调度机构提供发电企业当月上网能力上限，交易机构在当月最后一次发电企业合同电量转让交易前发布（对于调度机构多次提供发电能力的情况，按当月最大上网能力上限值计算）；二是调度机构认定的发电企业自身原因超发或者少发偏差电量，由调度机构在结算日前提供交易机构。

2. （发电企业上网电量-各类合同电量）与发电企业自身原因超发或者少发偏差电量综合计算，确定当月发电企业需要结算超发或者少发偏差电量，然后考虑允许偏差后进行结算。具体确定方式为：

（发电企业上网电量-各类合同电量） ≥ 0 ，发电企业当月无少发偏差电量和下调电量，（发电企业上网电量-各类合同电量）与发电企业自身原因超发偏差电量二者绝对值取小确定当月发电企业需要结算超发偏差电量。剩余部分视为上调电量，按照上调电价结算。

（发电企业上网电量-各类合同电量） < 0 ，发电企业当月无

超发偏差电量和上调电量，（发电企业上网电量-各类合同电量）与发电企业自身原因少发偏差电量二者绝对值取小确定当月发电企业需要结算少发偏差电量。剩余部分视为下调电量，按照下调电价结算。

3. 鼓励发电企业通过合同电量转让交易，减少发电企业自身原因偏差电量。疆内机组外送电量（含援疆电量）在月度结算前，应根据跨省跨区交易结算依据对相关机组的外送电量计划进行调整，并计算偏差。参与电力辅助服务市场形成交易电量、跨区域省间可再生能源现货交易电量在计算偏差电量时扣除。

（七）具体计算公式如下。

1. 上下调电量计算

$$Q_{\text{上下调}} = Q_{\text{实际上网电量}} - Q_{\text{优先计划}} - Q_{\text{援疆电量}} - Q_{\text{市场合同}} - Q_{\text{偏差}}$$

当 $Q_{\text{上下调}} \geq 0$ ，为上调电量，按照确定的不同电源类型上调价格结算；当 $Q_{\text{上下调}} < 0$ ，为下调电量，按照确定的不同电源类型下调价格结算。 $Q_{\text{偏差}}$ 为绝对值取小计算后确定的发电企业需要结算的超发、少发偏差电量，其中超发为正值，少发为负值。

2. 发电企业电费计算

（1）发电企业超发

$$R_{\text{电费}} = Q_{\text{优先计划}} \times P_{\text{基准（或标杆）}} + Q_{\text{援疆电量}} \times P_{\text{援疆}} + Q_{\text{市场合同}} \times P_{\text{市场}} + Q_{\text{上调}} \times P_{\text{上调}} + Q_{\text{超发偏差}} \times P_{\text{超发偏差}}$$

$$Q_{\text{上调}} = Q_{\text{实际上网电量}} - Q_{\text{优先计划}} - Q_{\text{援疆电量}} - Q_{\text{市场合同}} - Q_{\text{超发偏差}}$$

$P_{\text{超发偏差}} = P_{\text{下调价格}} \times K1$ ， $P_{\text{下调价格}}$ 根据不同电源类型确定。K1为发电侧超发电量惩罚系数。

$Q_{\text{超发偏差}}$ 、 $P_{\text{超发偏差}}$ 根据偏差范围分段计算执行。

(2) 发电企业少发

$$R_{\text{电费}} = Q_{\text{优先计划}} \times P_{\text{基准(或标杆)}} + Q_{\text{援疆电量}} \times P_{\text{援疆}} + Q_{\text{市场合同}} \times P_{\text{市场}} - Q_{\text{下调}} \times P_{\text{下调}} - Q_{\text{少发偏差}} \times P_{\text{少发偏差}}$$

$$Q_{\text{下调}} = | Q_{\text{实际上网电量}} - Q_{\text{优先计划}} - Q_{\text{援疆电量}} - Q_{\text{市场合同}} - Q_{\text{少发偏差}} |$$

$P_{\text{少发偏差}} = P_{\text{上调价格}} \times K2$ ， $P_{\text{上调价格}}$ 根据不同电源类型确定。 $K2$ 为发电侧少发电量惩罚系数。

$Q_{\text{少发偏差}}$ 、 $P_{\text{少发偏差}}$ 根据偏差范围分段计算执行。

其中：

$R_{\text{电费}}$ 为发电企业当月收入电费；

$Q_{\text{优先计划}}$ 为发电企业当月优先发电计划；

$P_{\text{基准(或标杆)}}$ 为发电企业上网基准或标杆电价；

$Q_{\text{援疆电量}}$ 为发电企业当月援疆电量合同；

$P_{\text{援疆}}$ 为发电企业当月援疆电量结算电价；

$Q_{\text{市场合同}}$ 为发电企业当月交易合同；

$P_{\text{市场}}$ 为发电企业当月交易合同电价；

$Q_{\text{上调}}$ 为发电企业当月产生的上调电量；

$Q_{\text{下调}}$ 为发电企业当月产生的下调电量；

$P_{\text{上调}}$ 为发电企业当月上调电量结算电价，不同电源类型执行各自类型上调电价；

$P_{\text{下调}}$ 为发电企业当月下调电量结算电价，不同电源类型执行各自类型下调电价；

$Q_{\text{超发偏差}}$ 为发电企业当月由调度机构认定的超发偏差电量；

$Q_{\text{少发偏差}}$ 为发电企业当月由调度机构认定的少发偏差电量；

$P_{\text{超发偏差}}$ 为发电企业当月超发偏差电量结算电价；

$P_{\text{少发偏差}}$ 为发电企业当月少发偏差电量结算电价。

第四节 月度清算

第二百零三条 月度清算费用由非市场偏差电费和市场偏差电费两部分组成。

第二百零四条 非市场偏差电费计算。

(一) 非市场电力用户为未参与电力市场交易的用户，主要包含优先购电用户(市场化用户因落实可再生能源消纳权重纳入优先部分电量也纳入优先购电用户电量中)、未开展交易用户(含完成市场注册情况)、正当理由退市用户和执行保底电价的电力用户。执行保底电价的电力用户主要指无正当理由退市用户和未取得零售合同的零售用户。非电力市场用户结算、清算工作在上下调机制全面执行后，由为非市场用户供电的电网企业代为结算偏差电量费用，由此造成的电网企业购电成本损益应单独记账，按照当月上网电量占比分摊或者返还给所有机组，月结月清。

(二) 具体计算公式如下。

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

$$Q_{\text{非市场用户月度偏差电量}} = Q_{\text{非市场用户实际用电量}} - Q_{\text{非市场用户月度计划电量}}$$

其中：

$$Q_{\text{非市场用户实际用电量}} = Q_{\text{优先、未交易用户、正当理由退市用户实际用电量}} + Q_{\text{无正当理由退市用户实际用电量}} + Q_{\text{未取得零售合同的零售用户实际用电量}}$$

或 $Q_{\text{非市场用户实际用电量}} = Q_{\text{电网售电量}} - Q_{\text{市场用户实际用电量}}$

$Q_{\text{非市场用户月度计划电量}} = Q_{\text{电网企业非市场月度实际购电量}} \times (1 - \text{网损率})$

$R_{\text{非市场偏差电费}}$ 为非市场用户月度偏差电费；

$Q_{\text{非市场用户月度偏差电量}}$ 为非市场用户月度偏差电量；

$P_{\text{非市场偏差}}$ 为非市场用户月度偏差电价，按照 250 元/千千瓦时计算；

$Q_{\text{非市场用户月度实际用电量}}$ 为非市场用户月度实际用电量；

$Q_{\text{电网售电量}}$ 为电网企业月度售电量；

$Q_{\text{市场用户实际用电量}}$ 为市场用户月度实际用电量；

$Q_{\text{电网企业非市场月度购电量}}$ 为电网企业月度非市场购电量；

网损率为电网企业的网损率，可以按照当月值确定，也可按照三年平均值按年确定。一个年度只能采用同一种方式。

(三) 电网企业需在每月结算日提供上月 $Q_{\text{非市场用户实际用电量}}$ 、 $Q_{\text{电网企业非市场月度实际购电量}}$ 和网损率，用于非市场电力用户月度偏差电量电费计算。

第二百〇五条 市场偏差电费计算

(一) 市场用户（包括批发交易电力用户、售电公司）包括正常开展市场交易用户、已参与批发交易但合同期满未签订新的批发合同的电力用户。

(二) 市场偏差电费分为市场进账费用和市场出账费用。其中市场进账费用包括批发交易用户超用电量费用、发电企业少发偏差电量费用、发电企业下调电量费用；市场出账费用包括批发交易用户少用电量费用、发电企业超发偏差电量费用、发电企业

上调电量费用。

(三) 具体计算公式如下。

$$R_{\text{市场进账费用}} = R_{\text{批发用户超用电量费用}} + R_{\text{发电企业少发电量费用}} + R_{\text{发电企业下调电费}}$$

$$R_{\text{市场出账费用}} = R_{\text{批发用户少用电量费用}} + R_{\text{发电企业超发电量费用}} + R_{\text{发电企业上调电费}}$$

其中：

$R_{\text{市场进账费用}}$ 为月度市场偏差进账费用；

$R_{\text{市场出账费用}}$ 为月度市场偏差出账费用；

$R_{\text{批发用户超用电量费用}}$ 为批发用户超用电量费用；

$R_{\text{批发用户少用电量费用}}$ 为批发用户少用电量费用；

$R_{\text{发电企业少发电量费用}}$ 为发电企业少发偏差电量费用；

$R_{\text{发电企业超发电量费用}}$ 为发电企业超发偏差电量费用；

$R_{\text{发电企业下调电费}}$ 为发电企业下调电量费用；

$R_{\text{发电企业上调电费}}$ 为发电企业上调电量费用

第二百〇六条 月度清算计算

(一) 电力用户侧（包括批发交易电力用户、售电公司、非市场用户）的偏差电量费用与发电侧的上下调费用、偏差电量费用等之间的差额，按照当月上网电量占比分摊或者返还给当月所有疆内市场结算发电企业，月结月清。

(二) 具体计算公式如下。

$$R_{\text{月度清算费用}} = R_{\text{非市场偏差电费}} + R_{\text{市场进账费用}} - R_{\text{市场出账费用}}$$

$$R_{\text{单个发电企业分摊或者返还费用}} = R_{\text{月度清算费用}} \times Q_{\text{单个发电企业上网电量}} / Q_{\text{全部发电企业上网电}}$$

量

其中：

$R_{\text{月度清算费用}}$ 为月度清算费用， $R_{\text{月度清算费用}} > 0$ 时，返还至发电企业； $R_{\text{月度清算费用}} < 0$ 时，分摊至发电企业。

$R_{\text{单个发电企业分摊或者返还费用}}$ 为单个发电企业分摊或者返还的清算电费；

$Q_{\text{单个发电企业上网电量}}$ 为单个发电企业上网电量；

$Q_{\text{全部发电企业上网电量}}$ 为全部发电企业上网电量之和。

第十章 信息披露

第二百〇七条 按照信息保密要求和公开范围分类，电力市场信息分为社会公众信息、市场公开信息和私有信息。

社会公众信息是指向社会公众披露的信息；

市场公开信息是指向所有市场主体披露的信息；私有信息是指向特定的市场主体披露的信息。

第二百〇八条 社会公众信息包括但不限于：

（一）电力交易适用的法律、法规以及相关政策文件，电力交易业务流程、管理办法等；

（二）国家批准的发电侧上网电价、销售目录电价、补贴电价、输电损耗率、输配电价、各类政府性基金及附加、系统备用费以及其他电力交易相关收费标准等；

（三）电力市场运行基本情况，包括各类市场主体注册情况，电力交易总体成交电量、总体价格情况等；

（四）电网运行基本情况，包括电网主要网络通道的示意图、各类型发电机组装机总体情况，发用电负荷总体情况等；

(五) 其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

第二百〇九条 市场公开信息包括但不限于：

(一) 市场主体基本信息，市场主体注册准入以及退出情况，包括企业名称、统一社会信用代码、联系方式、信用评价信息等；

(二) 发电设备信息，包括发电企业的类型、所属集团、装机容量、检修停运情况，项目投产（退役）计划、投产（退役）情况、发电能力计算方法、AGC 负荷分配系数组成及计算方法、新能源集中区域新能源装机容量、运行方式等；

(三) 售电企业信息，包括代理的用户名单，代理用户数量；售电公司准入和退出标准确定的交易许可能力；年度交易需求信息等；

(四) 电网运行信息，电网安全运行的主要约束条件、电网重要运行方式的变化情况，电网各断面（设备）、各路径可用输电容量，必开必停机组组合和发电量需求，以及导致断面（设备）限额变化的停电检修等；

(五) 市场交易类信息，包括年、季、月电力电量平衡预测分析情况，非市场化电量规模以及交易总电量安排、计划分解，交易公告信息、各类交易的总成交电量和成交均价，安全校核结果以及原因等；

(六) 交易执行信息，包括交易计划执行总体情况，偏差责任认定情况，计划执行调整以及原因，市场干预情况等；

(七) 结算类信息，包括合同结算总体完成情况，差额资金每月的盈亏和分摊情况；

(八) 半年度报告和年度报告信息, 包括财务状况、一次燃料供应情况, 发电机组可用系数情况, 交易合同签订级履约情况, 遵守调度纪律和市场规则的情况, 是否存在被监管机构行政处罚或采取其他监管措施的情况, 是否存在其他违反法律法规被政府部门或司法机关处理的情况等;

(九) 其他政策法规要求对市场主体公开的信息。

第二百一十条 市场私有信息主要包括:

(一) 发电机组的机组特性参数、性能指标, 电力用户用电特性参数和指标;

(二) 各市场主体的市场化交易申报电量、申报电价等交易申报信息;

(三) 各市场主体的各类市场化交易的成交电量以及成交价格等信息;

(四) 各市场主体的市场化交易合同以及结算明细信息。

第二百一十一条 市场成员应当遵循及时、真实、准确、完整的原则披露电力市场信息, 对其披露信息的真实性负责。对于违反信息披露有关规定的市场成员, 可依法依规纳入电力市场信用体系信用评价和评定管理, 情节严重的可按照规定取消市场准入资格。

第二百一十二条 电力交易机构、电力调度机构应当公平对待市场主体, 无歧视披露社会公众信息和市场公开信息。市场成员严禁超职责范围获取私有信息, 不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息。

第二百一十三条 电力交易机构负责市场信息的管理和发布，会同电力调度机构按照市场信息分类及时向社会以及市场主体、政府有关部门发布市场需求信息、电网阻塞管理信息、市场交易信息、辅助服务信息、电网拓扑模型、发电机组检修计划、电网检修计划等。市场主体、电力调度机构应当及时向电力交易机构提供支撑市场化交易开展所需的数据和信息。

第二百一十四条 在确保安全的基础上，市场信息主要通过电力交易平台、电力交易机构网站进行披露。公众信息主要通过信息发布会、简报、公告等方式进行披露；公开信息主要通过电力交易机构门户网站和电力交易技术支持系统进行披露；私有信息主要通过电力交易技术支持系统进行披露。

第二百一十五条 电力交易机构负责电力交易平台、电力交易机构网站的建设、管理和维护，并为其他市场主体通过电力交易平台、电力交易机构网站披露信息提供便利。电力交易平台、电力交易机构网站安全等级应当满足国家信息安全三级等级防护要求。

第二百一十六条 市场主体如对披露的相关信息有异议或者疑问，可向电力交易机构、电力调度机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构负责解释。

第二百一十七条 能源监管机构、政府电力管理部门、电力市场成员等不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息。电力交易机构应保证私有数据信息在保密期限内的保密性。

第二百一十八条 其余未明确的按照《新疆电力市场信息披露实施细则（试行）》执行。

第二百一十九条 能源监管机构、政府电力管理部门根据职能依法履行监督职责。

第十一章 市场监管和风险控制

第一节 市场监管

第二百二十条 能源监管机构应当建立健全交易机构专业化监管制度，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。

第二百二十一条 电力市场监管对象为电力交易机构、电力调度机构、电网企业、发电企业、电力用户和售电公司等市场成员。

第二百二十二条 电力市场监管主要对市场成员履行电力系统安全义务情况、参与电力市场交易资质的情况、执行电力市场运行规则的情况、进行交易和电费结算情况、电力市场信息披露和报送情况、执行国家标准、行业标准的情况等实施监管。

第二百二十三条 能源监管机构依法履行市场监管职责，可以采取下列措施，进行现场检查：

（一）进入监管对象进行检查；

(二) 询问电力市场成员的工作人员，要求其有关检查事项作出说明；

(三) 查阅、复制与检查事项有关的文件、资料，对可能被转移、隐匿、损毁的文件、资料予以封存；

(四) 对检查中发现的违法违规行为，有权当场予以纠正或者要求限期改正。

第二百二十四条 市场成员违反市场规则有关规定的，能源监管机构可采取监管约谈、监管通报、责令改正、出具监管意见等监管措施，并记入诚信档案。

第二百二十五条 市场成员扰乱市场秩序，出现下列违规行为的，由能源监管机构按照《电力监管条例》等相关法律法规处理：

- (一) 提供虚假材料或以其他欺骗手段取得市场准入资格；
- (二) 滥用市场力，恶意串通、操纵市场；
- (三) 不按时结算，侵害其他市场交易主体利益；
- (四) 市场运营机构对市场交易主体有歧视行为；
- (五) 提供虚假信息或违规发布信息；
- (六) 泄露应当保密的信息；
- (七) 其他严重违反市场规则的行为。

第二节 争议和违规处理

第二百二十六条 本实施细则所指争议是市场成员之间的下列争议：

- (一) 注册或注销市场资格的争议;
- (二) 市场成员按照规则行使权利和履行义务的争议;
- (三) 市场交易、计量、考核和结算的争议;
- (四) 其他方面的争议。

第二百二十七条 发生争议时，市场成员可自行协商解决，协商无法达成一致时可提交能源监管机构、政府电力管理部门调解处理，也可直接向能源监管机构申请争议调解或向相关部门提请仲裁、向人民法院提起诉讼等。

第三节 市场干预

第二百二十八条 当出现以下情况时，能源监管机构可会同政府电力管理部门等共同做出中止电力市场的决定，并向市场交易主体公布中止原因。

- (一) 电力市场未按照规则运行和管理的;
- (二) 电力市场运营规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改的;
- (三) 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;
- (四) 电力市场技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等发生重大故障，导致交易长时间无法进行的;
- (五) 因不可抗力市场交易不能正常开展的;
- (六) 电力市场发生严重异常情况的。

第二百二十九条 当出现以下情况时，电力交易机构、电

力调度机构经能源监管机构、政府电力管理部门等授权后可依法依规采取市场干预措施：

（一）电力系统内发生重大事故危及电网安全的；

（二）发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的；

（三）市场技术支持系统发生重大故障，导致交易无法正常进行的；

（四）因不可抗力电力市场化交易不能正常开展的；

（五）能源监管机构作出暂停市场交易决定的；

（六）市场发生其他严重异常情况的。

第二百三十条 市场干预期间，电力交易机构会同电力调度机构应当详细记录市场干预的起因、起止时间、范围、对象、手段和结果等有关情况，并向能源监管机构、政府电力管理部门提交报告。

第二百三十一条 当面临重大自然灾害和突发事件时，省级以上人民政府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主体的违约责任。发电全部或部分电量应执行指令性交易，包括电量、电价，用电执行有序用电方案。

第二百三十二条 市场秩序满足正常交易时，电力交易机构应及时向市场交易主体发布市场恢复信息。

第四节 风险防控

第二百三十三条 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。根据能源监管机构的监管要求，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，形成市场监控和风险防控工作方案和市场监管分析报告。

第二百三十四条 市场监管分析报告内容包括但不限于：

- （一）市场报价和运行情况；
- （二）市场成员执行市场交易规则情况；
- （三）市场主体在市场中份额占比等市场结构化指标情况；
- （四）网络阻塞情况；
- （五）非正常报价等市场异常事件；
- （六）市场风险防控措施和风险评估情况；
- （七）市场交易规则修订建议等。

第二百三十五条 电力交易机构和电力调度机构编制的市场监管和风险防控工作方案应向能源监管机构备案后执行，并于每年7月和次年1月前向能源监管机构、政府电力管理部门提交半年和年度市场监管分析报告。

第十二章 附则

第二百三十六条 新疆区域其他电力交易规则相关条款如与本实施细则冲突，以本实施细则为准。

第二百三十七条 本实施细则由国家能源局新疆监管办公

室负责解释。本规则自发布之日起施行。

名词解释：

批发市场：是指发电企业与电力用户或售电公司之间通过市场化方式达成的电能交易。参与批发市场交易的电力用户为批发用户。

零售市场：是指售电公司与电力用户之间进行的购售电交易。参与零售市场交易的电力用户为零售用户。

优先发电电量：现阶段视为厂网双边协商交易电量，其上网电量优先全额收购，其上网电价按政府核定的上网电价结算，并签订厂网间《购售电合同》，纳入电力中长期交易范畴。

基数电量：指根据年度发电预测情况，减去跨区跨省优先发电、省内优先发电规模和年度交易结果后，非市场用户仍有购电需求的电量，此部分电量按照价格主管部门批复的价格在燃煤发电企业中分配。

市场化电量：对交易意向进行审核、计算、安全校核，得出的月度市场合约电量。含双边交易电量与集中交易成交电量。

市场主体：指发电企业、储能企业、电网企业、售电公司、电力用户等。

目录电价：国家规定的到户的分用电类别、电压等级的电价，如商业用电和生活用电，工业用电等。

保底价格：指完成市场注册且已开展交易的电力用户，合同期满后未签订新的交易合同或无正当理由退市的，发生实际用电时采用的电价。

电能量交易：指电力直接交易、新能源发电企业与燃煤自备电厂调峰替代交易、跨省（区）外送（外购）交易、预挂牌上下调交易等。

容量市场：指一种经济激励机制，使（可靠的）发电机组（或等同的需求响应负荷）能够获得在不确定性较高的能量市场和辅助服务市场以外的稳定经济收入，来鼓励机组建设，使系统在面对高峰负荷时有足够的发电容量冗余。

预成交结果：市场主体经过双边协商形成的年度（多年）意向协议，电力交易机构根据电力调度机构提供的安全约束条件（含关键通道年度可用输电容量等），形成的交易结果。

正式成交结果：市场主体经过双边协商形成的年度（多年）意向协议，经电力调度机构安全校核，形成的正式交易结果。

安全约束条件：指通道输电能力限制、机组发电能力限制、机组辅助服务限制断面（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发电量需求、影响断面（设备）限额变化的停电检修等。

不可抗力：指对市场和电力系统有严重影响的不可预期和不可控制的时间或其产生的结果，包括自然灾害、政府干预和战争行为等，具体以合同约定为准。

辅助服务电费：参与电力市场交易的电力用户执行平段电价时，承担的电力辅助服务分摊费用。