

新疆电力中长期交易实施细则  
(试行稿)

2018年4月

# 目 录

<b>第一章</b>	<b>总则</b> .....	<b>2</b>
<b>第二章</b>	<b>市场成员权利和义务</b> .....	<b>3</b>
<b>第三章</b>	<b>市场准入和退出</b> .....	<b>9</b>
<b>第四章</b>	<b>交易品种、周期和方式</b> .....	<b>16</b>
<b>第五章</b>	<b>价格形成机制</b> .....	<b>21</b>
<b>第六章</b>	<b>交易组织</b> .....	<b>27</b>
第一节	概述 .....	27
第二节	交易时序安排 .....	28
第三节	年度交易准备 .....	29
第四节	年度双边协商交易 .....	31
第五节	年度集中竞价（撮合）交易 .....	33
第六节	年度挂牌交易 .....	35
第七节	月度交易准备 .....	38
第八节	月度双边协商交易 .....	39
第九节	月度集中竞价（撮合）交易 .....	41
第十节	月度挂牌交易 .....	43
第十一节	月度其他交易 .....	45
第十二节	跨省跨区电量交易 .....	47
第十三节	临时交易和紧急支援交易 .....	48
<b>第七章</b>	<b>安全校核</b> .....	<b>49</b>
<b>第八章</b>	<b>合同签订与执行</b> .....	<b>54</b>
第一节	合同类型及签订 .....	54
第二节	合同执行 .....	56
第三节	合同电量偏差处理 .....	58
<b>第九章</b>	<b>辅助服务</b> .....	<b>60</b>
<b>第十章</b>	<b>计量和结算</b> .....	<b>62</b>
第一节	计量的基本原则 .....	62
第二节	结算的基本原则 .....	63
第三节	预挂牌月平衡偏差交易结算 .....	68
<b>第十一章</b>	<b>信息披露</b> .....	<b>78</b>
<b>第十二章</b>	<b>争议和违规处理</b> .....	<b>81</b>
<b>第十三章</b>	<b>市场干预</b> .....	<b>82</b>
<b>第十四章</b>	<b>附则</b> .....	<b>83</b>
	<b>名词解释</b> .....	<b>84</b>

# 新疆电力中长期交易实施细则

## （试行稿）

### 第一章 总则

第一条 为规范新疆电力市场中长期交易，依法维护电力市场主体的合法权益，保证电力市场建设工作统一、开放、竞争、有序，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实施细则（暂行）》（发改能源〔2016〕2784号）等有关法律、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现阶段开展的电力直接交易、跨省跨区交易（指跨越发电调度控制区）、新能源发电企业与自备电厂调峰替代交易、合同电量转让交易等。随着全疆竞争性环节电价放开或者发用电计划电量放开达到一定比例，或者合同执行偏差电量无法按照本实施细则规定的方法解决时，新疆区域应当适时启动电力现货市场建设，建立以电力中长期交易和现货交易相结合的全疆统一市场化电力电量平衡机制。

第三条 本实施细则所称电力中长期交易，主要是指符合准入条件的发电企业、售电公司、电力用户和独立辅助服务提供者等市场主体，通过双边协商、集中竞价（撮合）、挂牌交易等市场化方式，开展多年、年、季、月、月内多日（含周交易，下同）的电力交易。

未参与市场交易的优先发电电量和基数电量视为双边协商交易电量，签订购售电合同，纳入电力中长期交易范畴，其交易、

执行和结算均应符合本实施细则相关规定。

**第四条** 辅助服务补偿（交易）机制纳入电力中长期交易范畴，执行《新疆区域电力辅助服务市场运营规则》、西北能源监管局发布的《辅助服务管理实施细则》以及本实施细则中的其他条款。

**第五条** 电力市场成员应严格遵守市场规则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他市场主体的利益。任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

**第六条** 国家能源局新疆监管办公室负责本实施细则的制定，并会同地方电力管理部门（自治区经信委、自治区发改委、自治区能源局、兵团发改委、兵团工信委，下同）根据职责依法履行市场监管职责。

## **第二章 市场成员权利和义务**

**第七条** 市场成员包括各类发电企业、售电公司（含拥有配电网运营权的售电公司、独立的售电公司）、电网企业（含各局域电网企业、趸售县（团场）供电公司）、电力用户、电力交易机构、电力调度机构和独立辅助服务提供者等。

**第八条 发电企业权利和义务：**

（一）严格遵守有关法律法规、行业标准以及相关政府电力管理、监管部门的有关规程、规定，生产符合国家标准和电力行业标准的电能；

（二）按规则参与电力市场交易，执行优先发电等合同，签订和履行市场化交易形成的购售电合同（含电子合同）；

（三）获得公平的输电服务和电网接入服务；

(四) 严格执行已签订的并网调度协议，服从调度机构的统一调度，落实为保证电力系统安全稳定运行而下达的各类安全技术措施，按规定提供辅助服务；

(五) 按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息；

(六) 按规定向调度机构和交易机构提供发电能力预测数据（预测出力数据）；

(七) 法律法规规定的其他权利和义务。

### **第九条 电力用户权利和义务：**

(一) 按规则参与电力市场交易，签订和履行各类电力交易合同（购售电合同）、输配电服务合同、供用电合同等，提供交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他生产信息；

(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（含市场交易电量电费、容量电费、力率调整电费、违约电费等）、输配电费、政府性基金及附加等；

(三) 符合准入条件的电力用户可自主选择售电公司或按本实施细则自愿进入市场，自主选择交易对象，并依据本实施细则退出市场；

(四) 按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息；

(五) 服从电力调度机构统一调度，在系统特殊运行状况下（如事故、严重供不应求等）按调度机构要求安排用电；

(六) 遵守有关电力需求侧管理规定，执行有序用电管理，配合开展错峰避峰；

(七) 法律法规规定的其他权利和义务。

## 第十条 售电公司权利和义务

### （一）独立的售电公司：

1. 按规则参与电力市场交易，签订和履行电力市场交易合同（含供用电合同）、购售电合同、输配电合同等，约定交易、服务、结算、收费等事项；

2. 获得公平的输配电服务；

3. 按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息；

4. 承担保密义务，不得泄露用户信息；

5. 按照国家有关规定，在指定网站上公示公司资产、经营状况等情况和信用承诺，对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报；

6. 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）按调度要求协助安排受委托的电力用户用电；

7. 遵守有关电力需求侧管理规定，执行有序用电管理，配合开展错峰避峰；

8. 已在电力交易机构注册的售电公司不受配电区域限制，可同时或单独在区域内多个配电区域售电；

9. 法律法规规定的其他权利和义务。

### （二）拥有配电网运营权的售电公司：

1. 具备独立售电公司全部的权利和义务；

2. 享有公平无歧视接入电网的权利；

3. 享有依法合规参与辅助服务市场的权利；

4. 按国家有关规定和合同约定履行保底供电服务和普遍服务，在独立的售电公司无法为其签约用户提供售电服务时提供保底供电服务；

5. 负责配电网的调度，建设、运行、维护和管理电网配套技术支持系统；

6. 负责配电网的投资、建设、改造、运营、维护、检修及事故处理等工作，保障配电设施的安全稳定运行，履行防窃电义务；

7. 无歧视开放配电网，公平地向网内分布式发电企业、电力用户和相关售电公司提供报装、接入、增容、计量、抄表、维修、结算、收费、支付、开具发票等各类供电服务；

8. 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）按调度机构要求安排用电；

9. 代收、代付配电网内使用的新能源电量补贴，代收配电网内国家规定的政府性基金及附加，根据核定的配电价收取配电费，按合同向各方支付相关费用；

10. 按规定向市场主体披露配电网可用容量、实际容量等必要的市场信息；

11. 承担配电网安全责任，按照要求提供安全、可靠的电力供应，确保承诺的供电质量符合国家、电力行业和新疆区域电力标准；

12. 同一配电区域内只能有一家公司拥有该配电网运营权；

13. 法律法规规定的其他权利和义务。

#### **第十一条 独立辅助服务提供者权利和义务：**

（一）按规则参与辅助服务交易，签订和履行辅助服务合

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 电网企业权利和义务：**

(一) 严格遵守法律法规、行业标准以及相关地方电力管理、监管机构的相关规定，负责建设、运营和公平开放电网，保障经营范围内输配电设施的安全、稳定、经济运行；

(二) 为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务，签订合同并严格履行，对其管辖的输、变、配电设备进行管理、检修维护，对其管辖的继电保护、安全自动装置、自动化、通信等二次设备进行技术管理及运行维护；

(三) 向发电企业、电力用户和售电公司提供报装、计量、抄表、维修、结算、收费、支付等各类供电服务；

(四) 按规定收取输配电费，代付网内新能源电量补贴电费，代收、代缴政府性基金及附加等，并按规定及时向相关市场成员结算电费；

(五) 预测并确定非市场电力用户（包括优先购电用户）的电量需求，执行厂网间优先发电合同等；

(六) 按政府定价向优先购电用户及其他不参与市场交易的电力用户提供配售电服务，签订和履行相应的供用电合同和购售电合同；

(七) 向电力交易机构提供电力交易组织所需的有关信息，包括但不限于通道输电能力、停电检修计划、关口表计量、电网规划、输电通道投运计划等信息，并按规定向市场主体披露有关信息；

(八) 采取有效措施加强和促进电网建设，提高输送能力，减少输送限制；

(九) 法律法规规定的其他权利和义务。

### **第十三条 电力交易机构权利和义务：**

(一) 按规则组织各类中长期电力交易，建设、运营和维护电力交易平台和交易技术支持系统；

(二) 拟定相应交易实施细则，对市场运营规则进行分析评估，提出修改建议；

(三) 负责各类市场化交易、输配电合同等的组织签订、汇总、管理和备案；

(四) 根据各类市场化交易合同编制年度交易计划、月度交易计划和月内调整计划，并向相应电力调度机构下达；

(五) 负责市场主体的注册管理；

(六) 负责提供电力交易结算凭证（包括但不限于全部电量电费、辅助服务费及输电服务等）及相关服务；

(七) 监视和分析市场运行情况，负责各类交易平衡分析预测；

(八) 根据规则及相关政策在特定情况下干预市场，防控市场风险，并于事后向国家能源局新疆监管办公室和自治区经信委申报、备案、调整；

(九) 按规则披露和发布信息，保证信息披露及时、真实、

准确和完整；

(十) 配合开展市场主体信用评价，按授权对市场主体和相关从业人员违反交易规则、扰乱交易秩序等违规行为进行监察和报告；

(十一) 法律法规所赋予的其他权利和义务。

#### **第十四条 电力调度机构权利和义务：**

(一) 负责安全校核；

(二) 按调度规程实施电力调度，负责系统实时平衡，确保电网安全；

(三) 向电力交易机构提供安全约束条件和基础数据，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）；

(五) 按规定披露和提供电网运行的相关信息；

(六) 法律法规规定的其他权利和义务。

### **第三章 市场准入和退出**

**第十五条** 参加市场交易的发电企业、售电公司、电力用户以及独立辅助服务提供者，应当是具有独立法人资格、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。内部核算的发电企业（电网企业保留的调峰调频电厂除外）、电力用户经法人单位授权，可以参与相应电力市场交易。

**第十六条** 参与电力市场交易的市场主体采取注册制度。符合国家及自治区（兵团）有关准入条件的发电企业、售电公司、

电力用户按程序在交易机构完成注册后，可自愿参与电力市场交易。

**第十七条** 参与电力市场交易的电力用户原则上应全部电量进入市场，不执行目录电价；符合准入条件但未选择参与直接交易的电力用户，可向售电企业（包括保底供电企业）购电；不符合准入条件的电力用户由所在地供电企业按政府定价提供供电服务；鼓励发电企业全部电量进入市场；市场主体参与市场后不得随意退出市场。

**第十八条 发电企业市场准入条件：**

（一）依法取得核准和备案文件及电力业务许可证（发电类）；

（二）符合国家产业政策，环保设施正常投运且达到环保标准要求；

（三）并网自备电厂在公平承担社会责任，承担国家依法合规设立的政府性基金及附加，以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴、支付系统备用费后，可作为合格的发电侧市场主体参与市场化交易；

（四）符合条件的局域电网、增量配电区域及趸售县（团场）等电网范围内的发电企业，可以独立参与交易；

（五）新疆区域内外送配套电源所属的发电企业，暂不参与新疆区域内组织的电力交易，如确需参与则另行确定；

（六）保留在电网企业内部且没有核定上网电价的发电企业不参与跨省跨区交易；

（七）关停机组在关停之日起至国家规定的期限内，可直接在电力交易机构注册，仅参与优先发电电量合同转让交易；

(八) 其他相关法律法规规定。

## 第十九条 电力用户市场准入条件：

### (一) 准入条件

1. 10 千伏及以上电压等级电力用户，鼓励优先购电的企业和电力用户自愿进入市场；

2. 符合国家和自治区（兵团）产业政策及节能环保要求，落后产能、违规建设和环保不达标、违法排污项目不得参与；

3. 拥有自备电厂的用户在公平承担社会责任，承担国家依法合规设立的政府性基金及附加，以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴、支付系统备用费后，可作为合格的用户侧市场主体参与市场化交易；

4. 符合准入条件的兵团、石油、水利、趸售县（团场）等局域电网内的电力用户可单独参与市场化交易；

5. 符合电网接入规范，满足电网安全技术要求；

6. 其他相关法律法规规定。

### (二) 电力用户参与市场的分类管理

1. 2018 年，原则上按年用电量在 1.0 亿千瓦时及以上的电力用户可参与双边协商交易；1.0 亿千瓦时以下的电力用户可参与集中竞价（撮合）和挂牌交易；符合准入条件的电力用户均可选择一家售电公司参与交易（参加双边协商交易的售电公司代理申报总电量应满足双边协商交易电量要求），已选择售电公司的电力用户，不能同时单独以电力用户的身份参与双边协商或集中竞价（撮合）交易。2019 年及以后，根据自治区（兵团）有序放开发电计划相关政策，在前一年予以确定后执行；如无法确定的，暂按上一年的原则执行。

2. 满足新能源发电企业与自备电厂调峰替代交易市场准入条件的并网自备电厂，其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，用电负荷自用电量部分可选择以下两种方式参与：

(1) 自备电厂所属用户符合直接交易条件的可参与直接交易；

(2) 不符合直接交易条件的直接向电网企业购买电量。

参加直接交易电量和调峰替代电量应分别计算和结算，分别承担违约责任。

#### **第二十条 售电公司市场准入条件：**

(一) 售电公司准入条件按照《售电公司准入与退出管理办法》（发改经体〔2016〕2120号）有关规定及自治区（兵团）售电侧改革相关政策文件确定的原则执行；

(二) 拥有配电网经营权的售电企业应取得电力业务许可证（供电类）。

#### **第二十一条 独立辅助服务提供者准入条件：**

(一) 具有辅助服务能力的独立辅助服务提供者，应向电力调度机构提供具备相应资质咨询机构出具的机组辅助服务能力测试报告，经技术测试通过后可参与交易；

(二) 鼓励电储能设备、需求侧（如可中断负荷）等尝试参与。

#### **第二十二条 合同电量转让交易的市场条件：**

(一) 拥有各类交易合同电量（不含电力援疆外送电量合同）的发电企业可有条件进行转让；拥有直接交易合同的电力用户、售电公司可有条件进行转让；

(二) 合同电量转让交易原则上只在符合原交易准入条件的发电企业之间、售电公司之间和电力用户之间进行，不同类型交易之间暂不进行，售电公司代理的用户在同一交易类型之间可进行；

(三) 发电企业原则上应由高效、环保机组替代低效、小容量机组；

(四) 其他可转让合同电量：

1. 特殊方式确定“以热定电”抽凝机组“保量不保价”对应的电量；

2. 可再生能源调峰机组优先发电电量；

3. 新能源替代自备电厂交易中自备电厂所属用户侧合同电量可在同一替代方式内进行转让；

4. 水电机组为提高水能利用率或增加电网调峰能力的电量（含水电机组替代交易电量）。

(五) 不可转让合同电量：

1. 背压式热电联产机组“以热定电”电量、余热余压余气优先发电电量等；

2. 新能源发电企业与自备电厂调峰替代交易中新能源侧合同电量；

3. 有其他特殊约定的；

4. 法律法规规定的。

### **第二十三条 市场注册管理**

(一) 新疆电力交易机构应向其他省（市）电力交易机构共享注册信息，市场主体无需重复注册。交易市场主体目录（含注册和退出）根据准入情况按月滚动调整，定期向地方电力管理部

门、国家能源局新疆监管办公室及政府引入的第三方征信机构备案，并通过“信用中国”网站和新疆电力交易机构网站向社会公布；

（二）电力交易机构根据相关规定建立市场注册备案管理实施细则，由市场管理委员会审议通过后，报国家能源局新疆监管办公室和地方电力管理部门备案后执行；

（三）注册要求：

1. 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国家及自治区（兵团）相关规定执行；

2. 电力交易机构在受理市场主体注册申请之日起的 10 个工作日内完成申请材料初步审查；

3. 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；

4. 对不予注册的，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，报国家能源局新疆监管办公室及地方电力管理部门备案。

（四）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》；

（五）市场主体注册内容发生变化，须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：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；企业更名、法人变更的；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；企业银行账号变更的；售电公司与用户建立、变更、取消购售电关系的；其他与市场准入资质要求相关的信息变更等；

（六）出现下列情况之一者，电力交易机构可注销其市场主体资格，市场主体通过电力交易平台提出申请，经国家能源局新疆监管办公室批准后，电力交易机构予以注销；

1. 已注册的市场主体发生兼并、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；

2. 违反市场规则的，按规定列入黑名单的；

3. 其他原因导致不能继续参与市场的。

（七）市场主体注销后停止在市场中的所有交易及活动；自注销之日起 15 个工作日内，结清与所有相关市场主体的账目及款项；注销前，应妥善处理相关事宜，履行完毕或转让所有已签订的交易合同，并按合同约定承担相应违约责任，与另一市场主体存在的争议应按照此前合同约定解决；

（八）市场主体对电力交易机构的注册决定有异议，可在收到处理通知之日起 30 日内向国家能源局新疆监管办公室提请复议；

（九）电力交易机构按规定通过交易平台披露市场主体注册信息，包括但不限于已注册的发电企业、售电公司和电力用户的名单、联系方式等。

## **第二十四条 市场主体退出**

（一）发电企业、电力用户、售电企业、独立辅助服务提供

者等市场主体自愿或强制退出，均参照《售电公司准入与退出管理办法》（发改经体〔2016〕2120号）及国家、自治区（兵团）相关规定执行；

（二）市场主体自愿或强制退出的，原则上3年内不得参与电力市场交易，由原受理申请的电力交易机构进行注销，并向社会公示。其中，对强制退出的市场主体除按合同约定承担相应违约责任外，电力交易机构还应提出处罚建议报国家能源局新疆监管办公室批准后执行，同时不再继续执行该市场主体签订的合同电量。退出市场的电力用户须向售电企业（包括保底供电企业）购电。

## 第四章 交易品种、周期和方式

**第二十五条** 电力市场交易品种包括电力直接交易、合同电量转让交易、电量互保交易、跨省跨区交易、预挂牌月平衡交易、预挂牌日平衡交易及辅助服务交易等。

（一）电力直接交易：指符合准入条件的发电企业与电力用户（含售电公司）经双边协商、集中竞价（撮合）、挂牌等方式达成的市场交易。符合准入条件的局域电网内电力用户、发电企业及售电公司等市场主体均可参与直接交易；

（二）合同电量转让交易：指发电企业之间、售电公司之间、电力用户之间（含售电公司代理用户之间），就电量交易合同开展的电量转让交易。主要包括优先发电合同、直接交易合同、新能源发电企业与自备电厂调峰替代交易合同、关停机组发电权交易合同、跨省跨区交易合同（不含电力援疆外送电量合同）等；

1. 新能源发电企业与自备电厂调峰替代交易是指符合准入条件的新能源发电企业与符合准入条件的自备电厂所属企业之间经集中竞价（撮合）、挂牌等方式达成的发电权益转让交易（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）；

2. 关停机组发电权交易是指符合准入条件发电企业（含局域电网内发电企业）之间经双边协商、集中竞价（撮合）等方式达成的发电权益转让替代交易（关停机组享有的发电量指标视作合同电量）；

（三）电量互保交易：是指发电企业之间、电力用户之间以及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；

（四）跨省跨区交易：是指符合准入条件的发电企业、售电公司、电力用户、电网企业等市场主体，通过自主协商、集中竞价等市场化方式，与不同省级电网的其他市场主体开展的多年、年、季、月及月内多日（含周交易，下同）交易；

（五）预挂牌月平衡交易：是指通过预挂牌方式确定次月上调机组调用排序和下调机组调用排序，每月最后 7 日开始执行；

（六）预挂牌日平衡交易：是指通过预挂牌方式确定次月上调机组调用排序和下调机组调用排序，当系统实际用电需求与系统日前计划存在偏差时，按日进行调用；

（七）电力辅助服务交易：是指为保障电力系统安全稳定运

营需要的调频、自动发电控制、备用、调峰、无功调节、自动电压控制及黑启动等电力交易。根据市场需求和技术条件分阶段逐步开展。

**第二十六条** 电力市场交易按交易期限原分为多年、年度、季度、月度、月内多日交易（不含日前、日内现货交易）。现阶段主要按照年度和月度开展，如有特殊需求的，也可以根据实际情况开展年度以上、季度或者月内多日交易。多年交易需分解到年度，年度、季度交易需分解到月度，月度交易及月内多日上交易可分解到日。

**第二十七条** 合同电量转让交易主要按月度开展，其他交易主要按年度、月度开展。部分交易可在条件成熟后逐步过渡到日前开展，电力交易的周期、品种原则上不进行调整。

**第二十八条** 电力中长期交易组织方式包括双边协商交易、集中竞价（撮合）交易、挂牌交易等，各类交易按照本细则组织开展，具体组织时结合交易公告执行。

**（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（新能源企业需打捆参与），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。协商是主要的交易方式。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）集中竞价（撮合）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。鼓励大用户

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）集中竞价（撮合）交易。

1. 集中竞价（撮合）可以采取高低匹配、边际出清等方式进行。其中，发电企业的申报按照分机组（或同一发电厂整体）申报、电力用户按照分电压等级的户号申报、售电公司代理用户分别进行申报（后续可逐步过渡至整体申报）；电量、电价可分段进行申报；

2. 符合准入条件的新能源机组（含风电、光伏、水电等）可参加集中竞价（撮合）交易，并应分别进行出清，实现新能源、水电和火电打捆交易。

**（三）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，电力交易机构根据市场情况向所有符合条件的市场主体发布挂牌交易公告及交易合同事项，将购、售电市场主体的电量和价格等信息对外发布要约，由符合资格要求的另一方提出接受该要约的申请，并得到相关方确认，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，形成出清结果。当安全校核未通过时，由电力交易机构对相关交易进行调减：按照交易申报时间依序成交的，按申报时间逆序调减；按交易申报电量等比例成交的，按中标电量等比例调减。挂牌交易可采用以下两种方式进行。

**方式一：**交易组织时，按照供方或需方挂牌对外发布要约，由符合资格要求的另一方（或多方）提出接受该邀约的申请，按照市场规则进行交易出清的交易组织方式。

**方式二：**交易组织时，按照供需双方同时进行 1 次挂牌对外发布要约（双边挂牌），由符合资格要求的另一方（或多方）提出接受该邀约的申请，在交易参与各方成交前（或闭市前）可以调整 1 次挂牌价格（间隔在 10 分钟以上），经两轮挂牌后双方最后共同确认成交，按照市场规则进行交易出清的交易组织方式。

挂牌交易可以采用两种方式成交：一是已达到开市前约定的闭市时间，出现已确定的交易电量未超过挂牌电量时，则按照申报的交易电量成交，出现已确定的交易电量超过挂牌电量时，则按交易申报电量等比例成交；二是已达到挂牌交易电量对应的时间，即交易申报电量达到挂牌交易电量时，自动关闭电力交易平台申报，并按照交易申报时间依序成交，直至挂牌电量全部成交或达到开市前约定的闭市时间。

**第二十九条** 年度直接交易原则上允许按照扣除相应发电容量方式执行，具体由新疆电力市场管理委员会每年 11 月下旬提出建议，报国家能源局新疆监管办公室和自治区经信委批准后执行。发电容量在年度交易时扣除，月度交易时不再扣除，参与跨省跨区外送电交易的不扣除容量。

**第三十条** 现货市场启动前，电网企业可以代理未进入市场的电力用户参与跨省跨区交易，售电企业可以代理符合准入条件的电力用户参与跨省跨区交易，电网企业、发电企业可以代理小水电企业、风电企业等参与跨省跨区交易，由市场主体自主决定。

## 第五章 价格形成机制

第三十一条 电力中长期交易的成交价格（出清后电价）由市场主体通过自主协商、集中竞价（撮合）、挂牌交易等市场化方式形成；优先发电电量中非市场化电量执行政府批复价格。

第三十二条 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。

第三十三条 对拥有配电网运营权的售电公司，其配电电价和输电价未单独核定前，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；价格管理部门核定标准后，按核定标准执行。

第三十四条 合同电量转让交易价格为实际转让成交价（含跨省跨区输电费和网损），不影响出让方原有合同的价格和结算。新疆区域内合同电量转让不收取输电费和网损；跨省跨区合同转让（不含电力援疆电量合同）应按潮流实际情况，另行支付输电费和网损。

第三十五条 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标杆电价的差值后执行，或按新能源发电企业出清电价加上核定的输配电价执行，其他容量电价等维持不变。

第三十六条 电量互保交易，由发电企业之间、售电公司之间、电力用户之间签订电量互保协议，按照合同约定的价格结

算。

**第三十七条** 新能源打捆交易（含双边、集中和挂牌）可分别进行申报价格（协商）、排序和出清，但新能源打捆比例应按照已确定比例执行，原则上不超过上一年新疆电网购电量中新能源占比，并预留一定的新能源保障性收购比例。

**第三十八条** 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。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。

**第三十九条** 双边协商交易，价格按照合同约定执行，原则上不进行限价，特殊情况可由新疆电力市场管理委员会商议确定交易价格区间或采取事前集合竞价确定，报国家能源局新疆监管办公室及地方电价管理部门批准后执行。

**第四十条** 集中竞价（撮合）交易，按照边际电价出清法或高低匹配电价出清法计算后确定；集中竞价（撮合）交易中，为避免市场操纵及恶性竞争，可以对报价或者结算价格设置上限；鉴于现阶段新疆区域发电能力明显大于用电需求，也可对报价或者结算价格设置下限。即分别设立发电企业报价区间和电力用户报价区间，报价区间可由新疆电力市场管理委员会确定或采取事前集合竞价确定，报国家能源局新疆监管办公室及地方电价管理

部门批准后执行。

### （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  $K$  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）， $K$  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讨论通过并报国家能源局新疆监管办公室和地方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；二是电价下浮为负，电价上浮为正；三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；四是按市场边际成交价差作为全部成交电量价差，统一出清；五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- $K_1$ ×价差，售电成交价=售电申报价- $K_2$ ×价差，其中， $K_1$ 、 $K_2$ 为比例系数， $K_1+K_2=1$ 。随着市场发展，比

例系数可视情况调整，经新疆电力市场管理委员会讨论通过并报国家能源局新疆监管办公室和地方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，已单独批配电价格的区域不再执行价差传导方式。

#### **第四十一条 挂牌交易电价出清法：**

（一）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；

（二）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；

（三）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；

（四）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。

## 第六章 交易组织

### 第一节 概述

**第四十二条** 各类交易按照本实施细则组织开展，具体组织时结合交易公告执行。其中，合同电量转让交易根据需求，在组织年度、月度交易时，随双边协商交易、集中竞价（撮合）一并开展或分别开展。

**第四十三条** 电力市场的交易组织模式、交易规模、交易时间、准入成员、出清规则、结果发布时间均需在交易组织前公示。交易的申报和出清均在全过程数字加密下进行，严禁任何单位、组织、个人在交易进行中泄露市场成员私有信息或在交易进行中临时修改出清规则或设立修正系数（电力调度机构依据电网安全校核规则调整的除外）。

**第四十四条** 组织方式。交易组织以年度交易和月度交易为主，辅以周等日以上交易，特殊情况下也可以开展多年度或季度交易；交易价格主要采用双边协商、集中竞价（撮合）和挂牌三种方式确定，互保交易按照约定的互保电价结算。

**第四十五条** 安全校核和调整。同一周期内（年度、季度和月度）采用多种定价方式的，不同定价方式（双边协商、集中竞价（撮合）交易和挂牌交易）形成的交易结果必须同时进行安全校核。校核不通过时，由电力交易机构按照交易组织时间逆序进行调整；安全校核通过后，形成正式交易结果并公布，相关各方据此签订交易合同。

**第四十六条** 交易角色。任何一次交易组织中（年度、季度或月度等），同一市场主体不应同时开展购电和售电交易，只能二者选其一。购、售双方在挂牌交易期间只进行一次挂牌申报，

但可以摘牌多笔挂牌电量。

**第四十七条** 年度优先发电交易计划确定：原则上每年 12 月 1 日前，自治区经信委确定下一年度优先发电计划，电力交易机构按照已确定的年度优先发电计划，组织发电企业与电网企业签订区域内年度优先发电合同。如在规定的时间内仍未确定的，由电力调度机构参考历史情况测算，预留足够的优先发电空间，确保市场交易正常进行。

## 第二节 交易时序安排

**第四十八条** 开展年度交易遵循以下原则和时序：首先确定跨省跨区中的国家指令性计划、政府间协议等优先发电，其次确定区域内优先发电，然后开展年度市场化交易，最后确定燃煤发电企业基数电量。

（一）年度交易以年度双边协商、年度集中竞价（撮合）和年度挂牌交易顺序组织；年度交易可按新能源打捆比例开展交易；水电机组可视实际情况分月或按阶段打捆参与；

（二）电力交易机构在各类年度交易结束后，根据经安全校核后的交易结果，于 12 月底前将优先发电合同、基数电量合同、直接交易合同、跨省跨区交易和合同电量转让交易结果进行汇总，发布年度汇总后的交易结果和分项交易结果。电力调度按该交易结果合理安排电网运行方式，保障交易结果的执行。

**第四十九条** 开展月度交易遵循的原则和时序：

（一）在年度合同进行月度分解的基础上，首先开展月度双边协商交易，原则上只能对次月电量进行交易（或年度合同后续月份的分解电量之外的电量进行交易）；其次开展月度集中竞价

（撮合）交易、月度挂牌交易。如果月度双边协商已满足全部交易需求，则可不开展月度集中竞价（撮合）、月度挂牌交易；

（二）月度交易不进行新能源打捆，水电机组可单独或打捆参与交易。

**第五十条** 季度交易可按月度交易原则及时序与月度交易一并组织开展。

**第五十一条** 月度合同电量转让交易主要通过双边协商交易、集中竞价（撮合）和挂牌交易三种方式开展。合同电量转让交易原则上应早于月度合同执行前 3 日开展，市场主体已签订购售合同后即可进行转让。每月 15 日前（遇节假日顺延至下 1 工作日），市场主体应对年度交易的次月分月意向再次进行申报和确认，并以此次申报作为结算、考核的基准。

### 第三节 年度交易准备

**第五十二条** 每年年底，综合考虑新疆区域总体经济发展形势、经济结构、投资与消费增长等，合理预测次年电力电量需求，确定区域内年度优先发电量规模。分别确定国网新疆电力公司经营区域内发电量规模（含调试电量等）、局域电网发电量（含兵团、石油、水利等）、自备电厂自发自用发电量、孤网运行发电量等。

（一）预测跨省跨区送受电规模：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、参加直接交易的电力用户、参加替代调峰交易的企业等在 11 月 10 日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）确定跨省跨区优先发电：首先确定跨省跨区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；配套电源优先确定配套新能源发电量，其次确定配套火电发电量；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。自治区经信委结合电网安全、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（按照同流域内水电机组弃水率大体相当的原则确定）；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，开展年度双边协商交易、年度集中竞价（撮合）交易、年度挂牌交易；

（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。

**第五十三条** 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。

**第五十四条** 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。

#### 第四节 年度双边协商交易

**第五十五条** 年度双边协商交易主要开展区域内直接交易、跨省跨区交易、合同电量转让交易等。

**第五十六条** 参加年度双边协商交易的市场主体为符合准入条件的发电企业、电力用户、售电公司和独立的辅助服务提供者。

**第五十七条** 年度交易开闭市时间一般不进行调整，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，同时应提前5日向市场主体公告开闭市时间调整事宜。

**第五十八条** 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。12月10日前的最后一个工作日，电力交易机构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，包括但不限于：

- （一）次年主要输电设备停电检修计划（分解到月）；
- （二）次年相关交易输电通道剩余可用输送能力情况（分解到月）；
- （三）次年新疆区域内全社会、省统调口径电力电量供需预测；
- （四）次年参与市场用户年度总需求及分月需求预测；
- （五）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）；

（六）交易资格要求、交易预计规模、年度双边协商交易安排等；

（七）已注册市场主体的基本信息及信用等级评价信息。

**第五十九条** 公告发布后的第 5 日内，交易开市。市场主体经过双边协商分别形成交易意向协议并签订书面合同。签订的交易意向协议应包括年度总量及各月分解电量、交易价格、新能源打捆场站名单（打捆比例不超过已确定的比例）、水电站参与名单。交易意向协议应通过电力交易平台提交至电力交易机构。交易开市的持续时间原则上不超过 2 天。

**第六十条** 开展交易时，先售电方（购电方）登录交易平台，按照规定格式录入信息；后购电方（售电方）登录交易平台确认售电方（购电方）信息，交易即可达成。闭市前，双方可在任意时间修改交易意向，签订协议，登陆交易平台修改及确认。

**第六十一条** 在交易闭市后 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，形成无约束出清结果，并通过交易平台进行发布。

**第六十二条** 年度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。

**第六十三条** 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简要原因。

**第六十四条** 市场主体对交易结果有异议的，在交易结果发布当日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当日给予解释。市场主体对交易结果无异议的，应当在交易结果发布当日通过电力交易平台反馈成交确认信息，逾期不反馈视为无意见。

**第六十五条** 交易结果确认后，由电力交易平台自动生成年度双边直接交易、年度双边合同电量转让交易（意向书）等，相关市场主体应在成交信息发布后的 3 日内通过新疆电力交易平台签订电子合同（意向书）。逾期未签订合同的取消本次交易资格。

### **第五节 年度集中竞价（撮合）交易**

**第六十六条** 年度集中竞价（撮合）交易主要开展区域内直接交易、合同电量转让交易、新能源发电企业与自备电厂调峰替代交易等。

**第六十七条** 每年 12 月 20 日前，在年度双边协商交易闭市后，电力交易机构通过电力交易平台发布次年集中竞价（撮合）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）次年主要输电设备停电检修计划（分解到月）；
- （三）次年关键交易输电通道剩余可用输送能力情况（分解到月）；
- （四）次年新疆区域内全社会、省统调口径电力电量供需预测；
- （五）次年已完成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）；

（六）次年新疆区域内集中竞价（撮合）交易电量需求预测；

（七）年度双边协商交易的无约束出清情况；

（八）次年参与市场用户年度总需求及分月需求预测；

（九）已注册市场主体的基本信息及信用等级评价信息。

**第六十八条** 年度集中竞价（撮合）交易的交易公告可与年度双边协商交易市场信息和交易公告一并发布，也可另行发布。

**第六十九条** 年度集中竞价（撮合）交易开始后，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，最多不超过 5 段，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。

**第七十条** 电力交易机构在年度集中竞价（撮合）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。

**第七十一条** 年度仅组织双边协商交易和集中竞价（撮合）交易的，电力调度机构在 5 个工作日内完成校核，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。

**第七十二条** 安全校核通过后，电力交易机构于 1 日内发布年交易结果。发布内容包括但不限于：

(一) 各市场主体达成的交易结果（分解到月）；

(二) 安全校核情况，电量调减有关信息和简要原因。

**第七十三条** 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，应当在交易结果发布当日通过电力交易平台反馈成交确认信息，逾期不反馈视为无意见。

**第七十四条** 交易结果确认后，由电力交易平台自动生成年度集中竞价（撮合）交易合同，相关市场主体应当在成交信息发布后的 3 日内通过电力交易平台签订电子合同。逾期未签订合同的取消本次交易资格。

**第七十五条** 年度集中竞价（撮合）交易的新能源打捆比例按已确定的执行，由电力交易机构按照新能源发电企业（水电企业）申报和校核情况进行匹配，与最终交易结果一同发布。鼓励年度集中竞价（撮合）交易进行新能源打捆；鼓励水电企业部分时段打捆参与交易。

## **第六节 年度挂牌交易**

**第七十六条** 年度挂牌交易主要开展新疆区域内直接交易、合同电量转让交易、新能源发电企业与自备电厂调峰替代交易等。

**第七十七条** 根据市场交易情况，由电力交易机构统一组织年度挂牌交易，根据年度双边协商、集中竞价（撮合）交易无约束出清结果确定挂牌交易上限。

**第七十八条** 每年 12 月 23 日前，在年度集中竞价（撮合）

交易闭市后，电力交易机构通过电力交易平台发布次年挂牌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）次年主要输电设备停电检修计划（分解到月）；
- （三）次年关键交易输电通道剩余可用输送能力情况（分解到月）；
- （四）次年新疆区域内全社会、省统调口径电力电量供需预测；
- （五）次年参与市场用户年度总需求及分月需求预测；
- （六）次年已完成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）；
- （七）次年区域内挂牌交易电量需求预测；
- （八）年度双边协商交易、年度集中竞价（撮合）交易的无约束出清情况；
- （九）已注册市场主体的基本信息及信用等级评价信息。

**第七十九条** 年度集中竞价（撮合）交易闭市后的第 1 个工作日，挂牌交易开市，并在当日内完成。购、售双方通过电力交易平台提交挂牌申请，按照规定格式录入购、售电需求电量、电价、违约电量赔偿标准等信息。在挂牌交易期间，购、售双方原则上只能进行一次挂牌申报，但可以交易多笔挂牌电量。如果同一笔挂牌电量被多家交易，则按照摘牌申报时间或申报电量比例分配后依序形成合同。

- （一）市场主体申报总电量应不超过挂牌交易上限，售电方市场主体还需考虑其完成各类合同电量后的交易空间，应不超过其自身发电能力；

(二) 按照“时间优先”原则申报交易意愿，购、售双方申报意愿达到挂牌上限后，电力交易平台关闭挂牌交易申报；购、售双方申报意愿未达到挂牌上限，按照开市到闭市总体时间段为原则申报交易意愿，达到闭市公示的时间后，电力交易平台关闭挂牌交易申报；

(三) 挂牌交易闭市后，电力交易机构在 1 日内对摘牌意向进行汇总，形成无约束交易出清结果，并提交电力调度机构与其他年度交易一并进行安全校核。

第八十条 调度机构应在挂牌交易结束的 5 个工作日内完成校核，并向电力交易机构提交整体校核意见。

第八十一条 安全校核通过后，电力交易机构于 1 日内发布挂牌交易结果（同时发布年度其他交易结果）。发布内容包括但不限于：

(一) 各市场主体达成的交易结果（分解到月）；

(二) 安全校核情况，电量调减有关信息和简要原因。

第八十二条 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，应当在交易结果发布当日通过电力交易平台反馈成交确认信息，逾期不反馈视为无意见。

第八十三条 交易结果确认后，由电力交易平台自动生成年度挂牌交易合同，相关市场主体应当在成交信息发布后的 3 日内通过电力交易平台签订电子合同。逾期未签订合同的取消本次交易资格。

第八十四条 年度挂牌交易新能源打捆比例按已确定的比例

执行，并由电力交易机构按照新能源发电企业申报和校核情况进行匹配，与最终交易结果一同发布。鼓励年度挂牌交易进行新能源打捆。

## 第七节 月度交易准备

第八十五条 根据区域内电量实际需求变化、次月年度（双边、集中、挂牌出清结果）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。如年度分月计划交易已满足次月市场需求，可不开展次月的月度交易。

第八十六条 月度交易品种主要包括直接交易、跨省跨区交易、合同电量转让交易等。月度交易电量包括但不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、符合准入条件的新增电量、年度分月及月度内需转让的电量。

第八十七条 月度交易包括双边协商交易、集中竞价（撮合）交易或挂牌交易。月度交易暂不进行新能源打捆交易（跨区跨省外送电除外），鼓励水电企业参与交易。原则上市场主体应明确月内多日（含周交易）电量计划，经安全校核通过后，形成正式交易结果。

第八十八条 已经签订年度优先发电合同、年度（双边、集中、挂牌）市场交易合同和季度交易合同的市场主体，须在每月15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，并以此作为月底交易电量结算和偏差处理的依据。原则上交易电价不作调整。

（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。

**第八十九条** 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 3 日向市场主体公告开闭市时间调整事宜。

**第九十条** 参加月度双边协商交易、集中竞价（撮合）交易、挂牌交易等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。

**第九十一条** 月度交易顺序按照双边协商、集中竞价（撮合）、挂牌、合同电量转让、互保、偏差电量预挂牌、临时和紧急支援开展，如其中某项交易不开展，可直接开展后续交易，其中跨省跨区交易和新疆区域内交易应分别开展。月度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。

## 第八节 月度双边协商交易

**第九十二条** 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，通过电力交易平台发布月度市场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）次月主要输电设备停电检修计划（分解到日）；

(三) 次月关键交易输电通道剩余可用输送能力情况(分解到日);

(四) 次月新疆区域内全社会、省统调口径电力电量供需预测;

(五) 次月参与市场用户月度总需求;

(六) 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);

(七) 次月新疆区域内双边协商交易电量需求预测;

(八) 已注册市场主体的基本信息及信用等级评价信息。

**第九十三条** 交易公告发布后的2日后,双边协商交易开市。市场交易主体经过协商分别形成双边协商电量交易、双边合同电量转让交易的意向协议,并签署书面合同,通过电力交易平台申报,双边协商交易开市的持续时间原则上不超过2日。

**第九十四条** 在双边协商交易市场闭市前,市场主体可在任意时间修改双边协商交易意向;签订的双边协商交易意向协议应包括月度总量、交易价格等。

**第九十五条** 售电方应首先登录交易平台,按照规定格式录入分月的电量、电价、违约电量赔偿标准等信息;然后,相关购电方登录交易平台,确认售电方录入的信息。

**第九十六条** 电力交易机构在双边协商交易闭市后1日内依据发电机组能力和通道输电能力对购电方签订的双边协商交易意向进行审核、汇总,形成双边协商无约束交易结果,并通过交易平台进行发布。

**第九十七条** 电力调度机构在2个工作日内完成校核,反馈

电力交易机构。

**第九十八条** 安全校核通过后，电力交易机构于 1 日内发布双边协商交易结果。发布内容包括但不限于：各市场主体达成的交易结果；安全校核情况，电量调减有关信息等。

**第九十九条** 市场主体对交易结果有异议的，应当在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，应当在结果发布当日通过电力交易平台反馈成交确认信息，逾期不反馈视为无意见。

**第一百条** 交易结果确认后，由电力交易平台自动生成双边直接交易成交信息，并发布。相关市场主体应在成交信息发布后的 2 日内通过电力交易平台签订电子合同（意向书）。逾期未签订合同的取消本次交易。

## 第九节 月度集中竞价（撮合）交易

**第一百〇一条** 双边协商交易闭市后第 1 个工作日，电力交易机构通过电力交易平台发布月度集中竞价（撮合）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）次月主要输电设备停电检修计划（分解到日）；
- （三）次月关键交易输电通道剩余可用输送能力情况（分解到日）；
- （四）次月新疆区域内全社会、省统调口径电力电量供需预测；
- （五）次月参与市场用户月度总需求；

（六）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）；

（七）次月新疆区域内月度集中竞价（撮合）交易电量需求预测；

（八）已注册市场主体的基本信息及信用等级评价信息。

**第一百〇二条** 集中竞价（撮合）交易的市场信息和交易公告可与双边协商交易市场信息和交易公告一并发布；双边协商交易闭市后的第2个工作日，集中竞价（撮合）交易开市。

**第一百〇三条** 售电方、购电方通过电力交易平台直接进行月度的售电、购电需求申报，申报内容包括售电方、购电方的电量和电价，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。

**第一百〇四条** 集中竞价（撮合）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。

**第一百〇五条** 电力交易机构在月度集中竞价（撮合）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。

**第一百〇六条** 电力交易机构将月度双边协商交易、月度集中竞价（撮合）交易结果提交电力调度机构进行安全校核。

**第一百〇七条** 电力调度机构在2个工作日内完成校核，并反馈具体校核意见。

**第一百〇八条** 安全校核通过后，电力交易机构于1日内发

布月度集中竞价（撮合）交易结果。发布内容包括但不限于：各市场主体达成的交易结果；安全校核情况，电量调减有关信息等。

**第一百〇九条** 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，应当在交易结果发布当日通过电力交易平台反馈成交确认信息，逾期不反馈视为无意见。

**第一百一十条** 交易结果确认后，由电力交易平台自动生成成交信息，相关市场主体应在成交信息发布后的 2 日内通过电力交易平台签订电子合同（意向书）。逾期未签订合同的取消本次交易资格。

## 第十节 月度挂牌交易

**第一百一十一条** 月度集中竞价（撮合）交易闭市后第 1 个工作日，电力交易机构通过电力交易平台发布月度挂牌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）次月主要输电设备停电检修计划（分解到日）；
- （三）次月关键交易输电通道剩余可用输送能力情况（分解到日）；
- （四）次月区域内全社会、省统调口径电力电量供需预测；
- （五）次月参与市场用户月度总需求；
- （六）次月已确定的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）；

(七) 次月区域内月度挂牌交易电量需求预测；

(八) 已注册市场主体的基本信息及信用等级评价信息。

**第一百一十二条** 根据市场交易情况和购、售电双方需求组织交易，形成无约束出清结果，确定挂牌交易上限。

**第一百一十三条** 月度集中竞价（撮合）交易闭市后的第 1 个工作日，挂牌交易开市，日内完成。购、售双方通过电力交易平台提交挂牌申请，按照规定格式录入购、售电需求电量、电价、违约电量赔偿标准等信息。

**第一百一十四条** 市场主体申报总电量不应超过挂牌交易上限，售电方市场主体应考虑其完成各类合同电量后的交易空间，不得超过其自身发电能力；如按照“时间优先”原则申报交易意愿，购、售双方申报意愿达到挂牌上限后，关闭电力交易平台挂牌交易申报；申报意愿未达到挂牌上限，到达市场闭市时间后，自动关闭电力交易平台挂牌交易申报。

**第一百一十五条** 挂牌交易闭市后，电力交易机构在 1 日内对摘牌意向进行汇总，形成无约束的出清结果；并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。

**第一百一十六条** 安全校核通过后，电力交易机构于 1 日内发布月度挂牌交易结果。发布内容包括但不限于：各市场主体达成的交易结果；安全校核情况，电量调减有关信息等。

**第一百一十七条** 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，应当在交易结果发布当日通过电力交易平台反馈成交确认信息，逾期

不反馈视为无意见。

**第一百一十八条** 交易结果确认后，由电力交易平台自动生成成交信息，相关市场主体应在成交信息发布后的 2 日内通过新疆电力交易平台签订电子合同（意向书）。逾期未签订合同的取消本次交易资格。

## 第十一节 月度其他交易

### 第一百一十九条 月度合同电量转让交易

（一）合同电量转让交易可采取双边协商和挂牌方式进行，交易最终形成后应签订转让交易合同。合同电量转让交易原则上先开展双边协商交易，无法满足市场需求时再开展集中竞价（撮合）（挂牌）交易。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电量转让交易。电力交易机构原则上每月集中组织一次次月合同转让类交易。具有市场成交电量年度合同的市场主体可提出次月合同电量调整意向，具有优先发电电量年度合同的市场主体可提出次月合同电量转让交易意向，报电力交易机构，电力调度机构安全校核通过后执行；

（三）合同电量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双边（或挂牌）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电量转让交易结果，未通过的执行原合同及违约责任。逾期未签订合同的取消本次交易资格。

### 第一百二十条 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；月度集中竞价（撮合）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。月内，参与互保交易的市场成员最多进行 2 次互保交易；

（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，电力交易机构按照申报确认时间的先后逆序调减，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，应当在交易结果发布当日通过电力交易平台反馈成交确认信息，逾期不反馈视为无意见；

（四）交易结果确认后，由电力交易平台自动生成成交信息，相关市场主体应在成交信息发布后的 2 日内通过新疆电力交易平台签订电子合同（意向书）。逾期未签订合同的取消本次交易资格。

### **第一百二十一条 预挂牌月（日）平衡偏差交易**

（一）月度偏差电量预挂牌交易主要对次月可能出现的电量偏差，通过预挂牌方式确定次月上调机组调用排序（按照增发价格由低到高排序）和下调机组调用排序（按照补偿价格由低到高

排序)；

(二) 电力交易机构在每月 25 日左右组织发电企业申报次月预挂牌上下调价格，汇总形成次月上下调价格序列并公布。当价格相同时，增发按照机组容量由大到小，减发按照机组容量由小到大的顺序确定中标机组。次月未纳入开机组合的机组不参与交易。预挂牌交易上、下调价格上、下限可由市场管理委员会会商确定，报国家能源局新疆监管办公室及地方电力管理部门批准后执行。

## 第十二节 跨省跨区电量交易

第一百二十二条 电力交易机构根据跨省跨区市场主体涉及新疆区域的注册情况，将相关注册主体信息按月汇总后按本实施细则进行备案。

第一百二十三条 跨省跨区交易的准入发电企业、电力用户和售电公司等市场主体可选择自主参与或委托电网企业（或交易机构）代理其参与。鼓励新能源发电企业积极参与交易，并积极开展绿色能源证书认购工作，以适应清洁能源配额机制的建立。

第一百二十四条 跨省跨区交易（含电力援疆）可在北京交易平台开展，也可在其他交易平台开展。天中直流配套电源等点对点网专线输电的发电机组（含网对网专线输电但明确配套发电机组的情况）视同为受电地区的发电企业，纳入受电地区的电力电量平衡，并按受电地区要求参与市场。

第一百二十五条 根据确定的跨省跨区年度及以上优先发电合同（含国家指令性计划和政府间协议），电力企业在每年年度跨省跨区双边协商交易开始前协商签订下一年度交易合同（含补

充协议），约定年度电量规模及分月计划、送受电曲线、交易价格等，经电力调度机构安全校核后纳入新疆电网年度发电计划，并在“电力援疆”电量计划后安排。

**第一百二十六条** 跨省跨区交易可分为年度、月度、月内多日和短时支援交易。月内多日、日前、短时支援交易一般为年度交易以外的增量电能交易，可执行挂牌交易规则。

**第一百二十七条** 跨省跨区电量交易的受电地区落地价格由成交价格（送电价格）、输电价格（费用）和输电损耗构成。输电损耗在输电价格中已明确包含的，不再单独或另外收取；未明确的按实际情况收取；新疆区域内根据前三年同电压等级线路的输电损耗平均水平确定，由地方价格主管部门批复后执行。跨省跨区交易输电费用及网损按照实际计量的物理量结算。

**第一百二十八条** 跨省跨区交易合同（协议）执行的优先级由高到低依次为：事故应急支援交易、“电力援疆”年度和月度交易、年度市场化交易、月度市场化交易、月内短期或临时跨省跨区交易。当实际情况发生变化对交易合同进行调整时，按由低到高次序依次进行。

### **第十三节 临时交易和紧急支援交易**

**第一百二十九条** 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。

**第一百三十条** 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。

**第一百三十一条** 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。

## **第七章 安全校核**

**第一百三十二条** 电力调度机构负责各种交易的安全校核工作。跨省跨区的交易由省级电力调度机构负责协调相关调度机构共同进行，各级电力调度机构均应向电力交易机构提供涉及本其调度范围内的电力交易安全校核情况。

**第一百三十三条** 安全校核基本原则。

（一）在确保电网安全的前提下，为保障系统整体备用和调峰能力，综合考虑通道受阻、机组辅助服务、区域平衡、新能源消纳等条件后进行；

（二）年度和月度应预留充足的可再生能源消纳空间，可再生能源发电机组月度总市场电量与总区内优先保障电量之和不超过月度电网可再生能源总消纳能力，月度市场交易电量与优先保障电量之和不超过其当月发电能力，明确年度分月优先发电量；

（三）火电机组应充分考虑其开机方式、分区方式和集群方式，新能源消纳、电网安全约束、供热约束、调峰调频等后预安排（各）月度开机方式，确定发电企业发电能力上、下限，月度开机方式应满足已确认的供热期和非供热期最小运行方式。供热期和非供热期最小运行方式由电力调度机构确定，并报国家能源

局新疆监管办公室批准后执行。

**第一百三十四条** 在各类市场交易开始前，电力调度机构可根据机组可调出力、检修天数、系统净负荷曲线以及电网约束情况，折算得出各机组的电量上、下限，提出参与市场交易的机组发电利用小时数限制建议。

**第一百三十五条** 在各类市场交易开始前，电力调度机构应按规定向交易机构提供关键通道输电能力、关键设备检修计划、分区方式、集群方式及电网运行最小方式等电网运行相关信息，由电力交易机构公布。

**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，包括年度安全校核、月度安全校核和临时安全校核等。

### **第一百三十七条 年度安全校核**

（一）校核内容。电网及常规发电机组最小运行方式校核、调峰能力校核、电网阻塞校核（含定点外送地区发电空间校核、疆电外送能力校核）、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；

#### （二）数据要求

1. 电力调度机构：汇总的年度发电设备检修计划、汇总的年度输变电设备停电计划、年度跨区跨省交、直流通道输送能力、年度电网稳定限额；

2. 电力交易机构：年度发电计划、年度跨区跨省交易合同及分月安排、年度直接交易电量及分月安排等；

3. 发电企业：年度机组检修计划、升压站设备检修计划等；

4. 售电企业：汇总的总用电量及分月安排、分月最大和最小

用电负荷、月典型用电负荷曲线等，以及重点用户用电量及分月安排、分月最大和最小用电负荷、月典型用电负荷曲线等；

5. 电力用户：总用电量及分月安排、分月最大和最小用电负荷、月典型用电负荷曲线等。

（三）数据提供。市场主体应在 11 月 30 日前向电力调度机构提供下一年度相关数据，售电企业和电力用户应在 11 月 30 日前向电力交易机构提供下一年度相关数据。电力交易机构应在年度交易意向达成后并汇总形成无约束出清电量及分月交易计划后的 2 个工作日内向电力调度机构提供下一年度相关数据；

（四）电力调度机构依据市场主体和电力交易机构提供的基础数据制定年度安全校核规则，报国家能源局新疆监管办公室备案；

（五）在年度交易组织周期内，调度机构应根据年度安全校核规则和基本原则，对交易机构提供的无约束出清结果进行统一安全校核，并在 5 个工作日内向交易机构提供书面校核结果，校核结果应报国家能源局新疆监管办公室备案；

### **第一百三十八条 月度安全校核**

（一）校核内容。机组开机组合校核、调峰能力校核、电网阻塞校核、新能源消纳电网承载能力校核等；

#### **（二）数据要求**

1. 电力调度机构：汇总的月度发电设备检修计划、汇总的月度输变电设备停电计划、月度跨区跨省交、直流通道输送能力、月度电网稳定限额；

2. 电力交易机构：月度发电计划、月度跨区跨省交易合同及安排、月度直接交易电量及安排等；

3. 发电企业：月度机组检修计划、升压站设备检修计划等；
4. 售电企业：汇总的总用电量及安排、月度最大和最小用电负荷、月内典型用电负荷曲线等，以及重点用户用电量及安排、月内最大和最小用电负荷、月内典型用电负荷曲线等；
5. 电力用户：月度用电量及安排、月内最大和最小用电负荷、月内典型用电负荷曲线等；

（二）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相关数据，电力用户和售电企业应在每月 20 日前向电力交易机构提供次月相关数据，电力交易机构在交易意向达成后汇总形成无约束出清电量及分月交易计划的 2 个工作日内向电力调度机构提供次月相关数据；

（三）电力调度机构依据市场主体和电力交易机构提供的基础数据制定月度安全校核规则，并报国家能源局新疆监管办公室备案；

（五）在月度交易组织周期内，调度机构应根据月度安全校核规则和基本原则，对交易机构提供的无约束出清结果进行统一安全校核，并在 2 个工作日内向交易机构提供书面校核结果，校核结果应报国家能源局新疆监管办公室备案。

### **第一百三十九条 临时安全校核**

（一）校核的条件。2 台及以上运行机组非计划停运；天中直流、750 千伏交流线路、重要输电断面的 220 千伏线路非计划停运；其它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，电力调度机构根据校核结果在 1 个工作日内向交易机构提交书面校核结果，并将书面校核结果报国家能

源局新疆监管办公室备案。

**第一百四十条** 电力调度机构需出具安全校核结果一般为“校核通过”或“校核不通过”，不通过时应明确具体电量和原因，必要时给出调整建议，由电力交易机构予以公布。

**第一百四十一条** 电力交易机构负责根据安全校核结果对无约束出清电量进行调减，调整的顺序根据交易方式，按照组织时间逆序调整。

（一）如年（月）度双边协商交易结果校核未通过，由电力交易机构按照申报时间逆序进行调减，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。年度双边交易调减的电量可作为月度交易的需求，进入月度交易；

（二）如年（月）度集中竞价（撮合）交易结果校核未通过，由电力交易机构按照申报价格由高到低顺序进行调减，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，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。安全校核需调减的电量，作为月度交易需求，可进入月度交易；

（三）如年（月）度挂牌交易结果校核未通过，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；需调减的电量，作为月度交易需

求，可进入月度交易。

**第一百四十二条** 当实际边界条件发生变化时，电力调度机构应书面通知电力交易机构，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。

## **第八章 合同签订与执行**

### **第一节 合同类型及签订**

**第一百四十三条** 电力交易合同包括但不限于：跨省跨区交易合同；优先发电权交易合同（购售电合同）；直接交易合同；新能源发电企业与自备电厂调峰替代交易合同；合同电量转让交易合同；代理购电合同（协议）；互保交易合同；辅助服务市场交易合同；供用电合同等。

电力交易合同按照交易期限分为多年、年度、季度、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。

**第一百四十四条** 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、月度集中竞价（撮合）交易的承诺书和发布的交易结果等），并通过电力交易平台签订，具有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须签订纸质合同；特殊情况下的月度和周、日以上交易单也可视为电力交易合同。

**第一百四十五条** 电力交易合同书的内容

（一）优先发电交易合同（购售电合同）包括但不限于：双方的权利和义务、分月优先发电电量、价格、并网点和计量点信

息以及违约责任等，一般为发电企业与电网企业签订；

（二）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；

（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，一般为售电公司与用户签订；

（四）供用电合同：

1. 电网企业与售电企业（拥有配网的售电公司）、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，市场主体应在合同签订后的 5 日内提交电力交易机构，电力交易机构据此开展结算工作。

**第一百四十六条** 签订电力交易合同的市场双方每年需与电网企业（配电企业）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。

**第一百四十七条** 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。

**第一百四十八条 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。

**第一百四十九条 电力交易合同、输配电服务合同、电力调度协议**范本报国家能源局新疆监管办公室备案后执行，签订后的合同应在 10 个工作日内报国家能源局新疆监管办公室备案，具体备案实施细则另行制定。

## 第二节 合同执行

**第一百五十条 电力交易机构**根据年度交易合同中约定的月度分解电量和已达成各类月度交易合同，制定月度交易计划。

（一）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；

（二）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数值（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范围（含合同转让和互保协议）的偏差电量应承担违约责任，并按本实施

细则计算和执行违约处罚；

（三）月度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不应超出月度电网新能源电量总消纳能力。

**第一百五十一条** 交易计划按以下优先级执行

（一）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；

（二）在保证区域内用电的前提下优先保障跨省跨区交易完成；

（三）区域内非市场化电量优先于市场化交易电量执行。

**第一百五十二条** 市场化交易原则上按以下优先级执行

（一）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；

（二）Ⅱ级：年度交易，包括年度交易合同、转让交易合同；

（三）Ⅲ级：月度交易，包括月度交易合同、转让交易合同；

（四）Ⅳ级：月内和月内多日以上交易，包括交易合同及其他。其中，周期长的交易具备滚动调整条件，可结合实际情况优先执行周期短的交易。

**第一百五十三条** 电力调度机构负责根据经安全校核后的月度交易计划（含月内调整计划），合理安排电网运行方式和机组开机方式并保障交易计划的执行。

**第一百五十四条** 电力调度机构负责月度交易计划执行；电力交易机构每日跟踪和公布月度交易计划执行进度情况，原则上

偏差应控制在 5%以内，超出范围说明原因。市场主体对月度发电计划执行提出异议时，电力调度机构负责出具书面说明，电力交易机构负责公布相关信息。

**第一百五十五条** 已约定交易曲线的电力直接交易合同或跨省跨区合同等，其中发电企业部分合同约定了交易曲线的，电力调度机构根据系统运行需要，运行前安排无交易曲线合同的发电曲线，与合同约定曲线叠加形成次日发电计划；发电企业全部合同约定了交易曲线的，按合同约定曲线形成次日发电计划。未约定交易曲线的电力直接交易合同、跨省跨区合同等，以及优先发电合同，由电力调度机构根据系统运行需要安排机组的发电计划。

**第一百五十六条** 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，并在事后向国家能源局新疆监管办公室和地方电力管理部门书面报告事件经过。紧急情况导致的经济损失，有明确责任主体的，由相关责任主体承担经济责任；无明确责任主体的，由所有市场交易主体共同承担。

### 第三节 合同电量偏差处理

**第一百五十七条** 合同电量偏差是指购、售电合同双方在交易周期内（如年度、月度）实际发用电量与合同电量之间的偏差。合同电量偏差可采用合同电量转让、月度合同电量调整、签订互保协议等方式进行事前控制。

**第一百五十八条** 电力市场交易双方根据年度交易合同，在保持后续月份原有分解计划总量不变的前提下，可于每月 15 日前对年度交易合同中的次月分解计划提出调整申请，通过交易平

台上报电力交易机构，经安全校核后，作为月度交易计划安排和月度交易电量结算的依据。

**第一百五十九条** 中长期交易主要采用预挂牌月平衡偏差方式或预挂牌日平衡偏差方式处理合同电量偏差。

**第一百六十条** 预挂牌月平衡偏差交易：月度交易结束后，通过预挂牌方式确定次月上、下调机组，按照增发补偿价格由低到高的顺序确定上调机组调用排序；按照少发补偿价格由低到高的顺序确定下调机组调用排序。预挂牌交易可根据约束条件申报上、下调价格。每月最后 7 日，电力调度机构根据各机组整体合同完成率，判断当月基本电力供需形势。当电力供需形势紧张时（月度系统实际用电需求大于月度系统总合同电量时），基于预挂牌确定的机组排序，满足电网安全约束的前提下，优先安排上调价格较低的机组增发电量，其余机组按合同电量安排发电计划；当电力需求不足时（月度系统实际用电需求小于月度系统总合同电量时），优先安排下调价格较低的机组减发电量，其余机组按照合同电量安排发电计划。

（一）电力调度机构将发电企业按照并网点通道的阻塞程度划分成若干个不同区域（含集群方式），每个区域内根据发电机组事先申报的上、下调价格进行排序，在考虑电网安全约束和申报机组最大可调发电量情况下，基于同一个发电区域内价格优先的次序原则进行调用，直至满足电网实际需求；

（二）机组各日的上调电量或下调电量进行累加（互抵），得到月度的净增发电量或净减发电量，按照其月度预挂牌价格进行结算。其余机组原则上按日前制定的计划曲线发电，按已签订的合同结算；

（三）月度上下、调电量当月有效、当月执行，不跨月滚动。上调电量不占用机组优先发电和市场化交易合同，下调电量按照机组月度集中竞价（撮合）交易电量、月度双边协商交易电量、年度集中竞价（撮合）交易分月电量、年度双边协商交易分月电量、优先发电分月计划的顺序依次扣减。其中，市场化部分按照先区域内后跨省跨区原则扣减。

**第一百六十一条 预挂牌日平衡偏差交易：**月度交易结束后，通过预挂牌方式确定次月上、下调机组，按照增发补偿价格由低到高的顺序确定上调机组调用排序；按照少发补偿价格由低到高的顺序确定下调机组调用排序。实时运行过程中，当系统实际用电需求与系统日前计划存在偏差时，按照价格优先原则调用相应机组增发或减发电量，保障系统实时平衡。机组各日的增发或减发电量进行累加（互抵），得到月度的净增发电量或净减发电量，按照其月度预挂牌价格进行结算。其余机组原则上按日前制定的计划曲线发电。

## **第九章 辅助服务**

**第一百六十二条** 辅助服务分为基本辅助服务和有偿辅助服务。鼓励需求侧、高性能储能设备参与提供辅助服务，允许独立辅助服务提供者参与提供辅助服务。

**第一百六十三条** 发电企业基本辅助服务是指为了保障电力系统安全稳定运行，保证电能质量，发电机组必须提供的辅助服务，包括基本调峰、基本无功调节等；有偿辅助服务是指并网发电机组在基本辅助服务之外所提供的辅助服务，包括调频、自动发电控制、备用、有偿调峰、有偿无功调节、自动电压控制及黑启

动等。

**第一百六十四条** 按照“补偿成本、合理收益”的基本原则，建立有利于新能源发电上网的价格和调度机制，根据开展辅助服务效果确定辅助服务计量公式，对提供有偿辅助服务的并网发电厂、电力用户、独立辅助服务提供者进行补偿。

**第一百六十五条** 根据新疆区域内电力市场情况，分批次、分品种有序推进辅助服务市场化，逐步放开辅助服务市场化交易品种，采用竞争方式确定辅助服务提供主体。电力调度机构根据系统运行需要，确定调峰、调频、备用等服务总需求量，各主体通过竞价的方式提供辅助服务。

（一）电力用户、独立辅助服务提供者参与提供辅助服务需满足各类辅助服务技术要求，并且与发电企业按照统一标准进行补偿。电力用户辅助服务费用随电力用户电费一并结算；

（二）电力直接交易双方发用电曲线一致的，对应电量不分摊调峰辅助服务补偿费用；剔除直接交易曲线后的剩余发电曲线，对应电量分摊调峰辅助服务补偿费用；

（三）加强需求侧管理。在负荷控制系统、用电信息采集系统基础上，推广用电用能在线监测和需求侧响应，积极培育电能服务，参与市场竞争，逐步形成需求侧机动调峰能力（如蓄热电锅炉等），保障轻微缺电情况下的电力供需平衡；

（四）跨省跨区外送交易涉及“网对网”的发电企业纳入受端地区辅助服务。

## 第十章 计量和结算

### 第一节 计量的基本原则

第一百六十六条 电网企业（含拥有配电网运营权售电公司）应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；计量装置原则上应安装在产权分界点处，产权分界点无法安装计量装置的，如新能源发电企业所属汇集站等，可以采取比例分摊方式计算，但应考虑相应的变（线）损。

第一百六十七条 同一计量点应安装相同型号、相同规格、同精度的主、副电能表各一套，主、副表应有明确标志，以主表计量数据作为结算依据，副表计量数据作为参照，当确认主表故障后，副表计量数据替代主表计量数据作为电量结算依据。电力用户可根据实际情况配置必要的计量装置。

第一百六十八条 电力用户不同电压等级应分户号计量；售电公司代理的电力用户应依照直接交易合同对应的关联户号做汇总统计；对由售电公司代理的直接交易电力用户，如其计量点存在照明、农业等用电与工业用电混合计量的情况，须按照“定量或定比方式”拆分后，统计其用于直接交易的每个月的大工业（或一般工商业）实际用网电量。对增量配电网、园区配电网的用户由售电公司代理交易的，其直接交易电量可逐步过渡到全电量参与模式，拥有配电网的售电公司整体参与交易的规则另行制定。

第一百六十九条 电网企业应按照电力市场结算要求定期抄录发电企业（含汇集站内不同的发电企业）和电力用户电能计量装置数据，并提交电力交易机构。拥有配电网运营权的售电公司应按照电力市场结算要求定期抄录电力用户电能计量装置数据，并提交电力交易机构。当出现计量数据不可用时，由负荷条件的

电能计量检测机构确认并出具报告，结算电量由电力交易机构组织相关市场主体协商解决。

## 第二节 结算的基本原则

第一百七十条 市场主体的可结算电量统计口径，按照发电企业、电力用户等分别统计。发电企业由实际上网电量、优先发电电量、直接交易电量、新能源发电企业与自备电厂调峰替代电量、跨省跨区外送电量、合同电量转让、互保电量、月度上下调电量、违约电量等部分组成；电力用户按实际用网电量、直接交易电量、新能源发电企业与自备电厂调峰替代电量（对应相应用户）、合同电量转让、互保电量、违约电量等组成。

第一百七十一条 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。售电公司代理的直接交易用户可逐步过渡到整体打捆计算偏差电量方式。

第一百七十二条 坚持月结、月清的原则，即按月对合同电量电费和执行偏差进行结算、清算；开展月内短期交易的地区，按交易周期进行电量电费计算，按月结算、清算。

第一百七十三条 电力交易机构负责向市场主体出具结算依据，市场主体根据相关规则进行资金结算。其中：跨省跨区交易原则上由电力交易机构协调外省交易机构后，向市场主体出具结算依据；合同电量转让交易由电力交易机构分别向出让方和受让方出具结算依据。

第一百七十四条 电力用户和发电企业原则上均按自然月份计量用电量和上网电量，如暂不具备条件时保持现有计量抄表方

式不变。各市场主体暂时保持与电网企业的电费结算和支付方式不变，并由电网企业承担用户侧欠费风险，保障交易电费资金安全。不承担电费结算职能的电网企业也不再承担欠费风险，市场主体可自行约定结算方式。

**第一百七十五条** 发电企业上网电量电费由电网企业在次月支付；电力用户仍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；售电公司按照交易机构出具的结算依据和电网企业进行电费结算。

**第一百七十六条** 在每次结算规定日期前，电力调度机构须向电力交易机构提供交易计划执行过程中的偏差电量责任认定情况说明，由电力交易机构公示无异议后执行，并报国家能源局新疆监管办公室备案。

**第一百七十七条** 发电企业的新机调试电量和调试电价、差额资金等，单独统计和结算。

**第一百七十八条** 市场主体的结算依据，包括但不限于以下部分：

1. 发电企业：本月实际上网电量、每笔合同结算电量和电价及违约电量和电价、优先发电电量和电价等；电量电费、上调服务补偿费、下调服务补偿费、偏差考核费用、平均分摊的结算差额或盈余资金、辅助服务费用等。

2. 电力用户：

(1) 参与直接交易的，由电力交易机构提供每笔合同结算电量和电价及违约（偏差考核）电量和电价、输配电费，其他容量电费、功率因数调整等由电网公司提供；

(2) 由售电公司代理的，由售电公司将用户市场化结算电

量和电价（或由电网企业直接提供）提电力交电力交易机构，核对汇总后，提交电网企业进行资金结算；其他容量电费、功率因数调整等由电网公司提供。

3. 售电公司：由电力交易机构提供直接交易电力用户每笔合同结算电量和电价及违约电量和电价、输配电费等，由售电公司向电力交易机构提供其代理的电力用户每个户号的结算电量、电价等，电力交易机构与电力用户确认后，汇总完成；

4. 电网企业：由电力交易机构提供输配电费用结算单，包括每笔合同输配电电量、电价及违约电量、电价等；跨区跨省市场主体购、售电结算单，包括每笔合同的结算电量和电价及违约电量、电价等；

5. 电力调度机构：由电力调度机构提供辅助服务结算数据，电力交易机构出具结算依据。

第一百七十九条 市场主体接到电费结算依据后，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。

第一百八十条 电力用户结算的基本原则。合同偏差采用交易周期内清算方式结算，将月度内所有交易电量统一进行计算，其合同执行月度计划周期内实际用网电量与合同电量(含合同电量转让互抵和互保协议后)允许偏差范围为±5%。均执行月度清算，在允许偏差范围以内，按照实际用网电量结算；偏差范围以外的电量按本实施细则承担违约责任，并支付偏差考核费用；其偏差考核费用按照本实施细则确定的原则全部返还到发电企业。

第一百八十一条 售电公司结算原则：

（一）对于售电公司代理的电力用户，其代理的各用户实际

用网电量累加值（分户计量，汇总结算；可分户结算）与合同电量（含合同电量转让互抵和互保协议）偏差按照±5%为允许偏差范围。与直接参与交易的用户结算和偏差处理相同；

（二）经营配网业务的售电公司，其配网范围内供电的电力用户的电量、电费结算由所属经营配电网的售电公司参照已签订的《供用电协议》执行。

#### 第一百八十二条 发电企业结算基本原则：

（一）新能源（风电、光伏）和新能源（可调节性和不可调节性水电）上网电量实行保障性收购和市场化交易增加收购的方式执行。

1. 参加绿色能源认证交易的新能源发电企业上网电量不再享受政府补贴；

2. 新能源发电企业发电侧月度合同执行的实际上网电量与合同电量允许偏差范围±15%、无调节能力水电允许偏差范围±10%，未超出部分，对统一出清电价的（火电与新能源相同电价的）相应调整交易电量的打捆比例，不同电价的，应调整用户侧结算电价（或通过平衡账户解决）；超出偏差电量范围以外的违约电量按本实施细则承担违约责任，并支付违约金；其违约金按照本实施细则确定的原则全部返还到其他发电企业；

3. 对新能源打捆比例的结算。按照跨省跨区交易电量、直接交易电量等实际执行的电量和已确定的打捆比例对应的电量值进行计算和结算，建立平衡账户或“调整打捆比例”处理。

（二）有调节性水电企业未参加市场化交易的，其对应的电量和按政府批复上网电价结算；参加市场化交易的，优先结算优先发电权的电量，其市场化电量按照市场化合同电量完成对应的电

量、电价进行结算。与新能源发电企业规则相同，但允许偏差范围为±5%（与火电企业相同）；

（三）垃圾掺烧发电企业按国家垃圾掺烧比例政策结算；生物质发电、余热余压等资源综合利用电厂实行保障性收购；新能源调峰机组（满足调峰调频和电网安全）未施行市场化交易的部分电量进行保障性收购。以上电量，按政府批复上网电价结算；

（四）热电联产企业“以热定电”、火电防冻机组，常规燃煤、燃气发电企业的市场化交易电量，按照市场化交易合同约定结算；非市场化部分电量，按照电网运行需要由优先合同电量按照月度计划执行，上网电量按照政府核定的上网电价结算。其合同执行计划周期（或月度内）内实际用网电量与合同电量（含合同电量转让互抵和互保协议后）允许偏差范围为±5%。

**第一百八十三条** 天中直流等外送配套电源企业的结算。优先确定配套新能源发电企业送出电量并结算，再确定配套火电外送电量，扣除配套电源送出电量后，最终确定疆内组织直流外送电量和不同成分完成电量，再按已确定的打捆比例对外送电量进行等比例调整火电（含水电）和新能源出清结果对应的电量进行结算，回购电量单独计算和结算。

**第一百八十四条** “电力援疆”发电企业结算。按已确定的打捆比例对外送电量进行等比例调整后，火电（含水电）和新能源出清结果对应的电量进行结算，如新能源送出电量未完成合同（含疆内不同区域内），由疆内其他新能源补足（多发电的企业向受援地区支付一定比例的补偿费）；“点对点”地区的火电企业援疆外送电量（火电不足则按全疆未参加“点对点”外送火电装机容量均分，并由多发电的企业向受援地区转让的火电企业支

付一定比例的补偿费)；参与电力援疆的疆内火电企业按本实施细则进行结算。

### 第三节 预挂牌月平衡偏差交易结算

第一百八十五条 各市场主体按照市场合约电量将发电企业与电力用户解耦计算，并按月清算、结算（含合同电量转让互抵和互保协议），如月度偏差电量采取发电企业上调、下调方式和“月度盈亏平衡账户”无法处理时，应尽快启动现货交易。

第一百八十六条 发电企业月度优先发电和基数电量按政府核定上网电价结算。

第一百八十七条 发电企业的电费构成包括：电量电费、下调服务补偿费、偏差考核费用、平均分摊的结算差额或盈余资金、辅助服务费用。市场电力用户的电费构成包括：电量电费、偏差考核费用、输配电费、政府性基金及附加等。

第一百八十八条 发电企业电量首先结算优先发电电量，再次结算市场化合约电量，最后结算偏差电量。其中，Q 为电量；R 为电量收入；P 为度电电价。

第一百八十九条 各发电企业月度电量收入按照如下公式计算：

#### (一) 月度优先发电和基数电量

$$R_{\text{优先和基数}} = (Q_{\text{优先发电}} + Q_{\text{基数}}) \times P_{\text{标杆}} \quad (1)$$

其中：

$R_{\text{优先和基数}}$  为各发电企业月度优先发电和基数电量电费收入；

$Q_{\text{优先发电}}$  为各发电企业月度优先发电合同电量；

$Q_{\text{基数}}$  为各发电企业月度基数合同电量；

$P_{\text{标杆}}$  为各发电企业标杆上网电价。

## (二) 月度市场化合约电量收入计算：

$$R_{\text{市场合同}} = Q_{\text{双边}} \times P_{\text{双边}} + Q_{\text{竞价}} \times P_{\text{竞价}} + Q_{\text{挂牌}} \times P_{\text{挂牌}}$$

其中：

$R_{\text{市场合同}}$  为发电企业月度市场合约电量电费收入；

$Q_{\text{双边}}$  为发电企业月度双边协商交易电量；

$Q_{\text{竞价}}$  为发电企业月度集中竞价（撮合）交易电量；

$Q_{\text{挂牌}}$  为发电企业月度挂牌等交易电量（含合同转让电量和互保协议电量）；

$P_{\text{双边}}$  为发电企业双边协商交易度电电价；

$P_{\text{竞价}}$  为发电企业集中竞价（撮合）度电电价；

$P_{\text{挂牌}}$  为发电企业挂牌交易度电电价。

## (三) 新能源发电企业（包括风电、光伏）和无调节能力的水电月度电量电费收入计算

1. 根据次月整体最大发电能力预测值、优先发电计划及月度市场化合同电量确定次月月度发电计划，并按照有关规定和本实施细则对新能源进行结算。

2. 新能源发电企业和无调节能力的水电月度合同执行的实际上网电量与合同电量允许偏差范围为风电、光伏发电 15%以内，无调节能力水电 10%以内。在允许偏差范围内免除考核；在允许偏差范围以外的需支付偏差考核费用。

3. 新能源发电企业和无调节能力的水电月均不参与预挂牌月平衡偏差交易，但±15%（±10%）以外的偏差电量按照火电机组预挂牌上、下调加权平均价格结算。

$$R_{\text{新能源优先}} = Q_{\text{新能源优先}} \times P_{\text{标杆}} \quad (3)$$

$$R_{\text{新能源市场合同}} = Q_{\text{双边}} \times P_{\text{双边}} + Q_{\text{竞价}} \times P_{\text{竞价}} + Q_{\text{挂牌}} \times P_{\text{挂牌}} \quad (4)$$

$$R_{\text{偏差}} = (|Q_{\text{新能源实际}} - Q_{\text{新能源月度总合同}}| - Q_{\text{新能源月度总合同}} \times 15\% \text{或} 10\%) \times P_{\text{预挂牌加权平均}} \quad (5)$$

当偏差小于 15%或 10%时

$$R_{\text{免考偏差}} = (Q_{\text{新能源实际}} - Q_{\text{新能源月度总合同}}) \times P_{\text{市场合同加权平均}} \quad (6)$$

$$R_{\text{新能源实际}} = R_{\text{新能源优先}} + R_{\text{新能源市场合同}} + R_{\text{免考偏差}} \quad (7)$$

当偏差大于 15%或 10%时

$$R_{\text{免考偏差}} = (Q_{\text{新能源月度总合同}} \times 15\% \text{或} 10\%) \times P_{\text{市场合同加权平均}} \quad (8)$$

$$\text{超发: } R_{\text{新能源实际}} = R_{\text{新能源优先}} + R_{\text{新能源市场合同}} + R_{\text{免考偏差}} - R_{\text{偏差}} \quad (9)$$

$$\text{少发: } R_{\text{新能源实际}} = R_{\text{新能源优先}} + R_{\text{新能源市场合同}} - R_{\text{免考偏差}} - R_{\text{偏差}} \quad (10)$$

其中:

$R_{\text{新能源实际收入}}$  为新能源发电企业月度实际电量收入;

$R_{\text{偏差}}$  为新能源发电企业月度偏差考核费用, 当  $|Q_{\text{新能源实际}} - Q_{\text{新能源月度总合同}}| \leq Q_{\text{新能源总}} \times 15\% \text{或} 10\%$  时  $R_{\text{偏差}} = 0$ , 当  $|Q_{\text{新能源实际}} - Q_{\text{新能源总}}| > Q_{\text{新能源总}} \times 15\% \text{或} 10\%$  时  $R_{\text{偏差}}$  为公式 (5) 计算值;

$R_{\text{免考偏差}}$  为新能源发电企业月度允许偏差范围内电费收入;

$Q_{\text{新能源月度总合同}}$  为新能源发电企业月度总合同电量, 为优先发电合同电量和市场化合同电量之和;

$R_{\text{新能源市场合同}}$  为新能源市场化合同电量总收入按照公式 (4) 计算得出;

$P_{\text{预挂牌加权平均}}$  为火电预挂牌加权平均电价, 分为上调电价和下调电价两种, 新能源超发 (用户少用) 采用下调加权平均电价, 新能源少发 (用户多用) 采用上调加权平均电价;

$P_{\text{市场合同加权平均}}$  为新能源市场化合同加权平均电价。

(四) 其他机组在新能源次月月度发电计划确定后, 根据优

先发电计划和市场化合同确定次月月度发电计划，按照有关规定和本实施细则进行结算。其中新能源和无调节性水电以外的发电企业月度发电收入按照以下方式结算：

1. 当上网电量小于月度优先发电和和基数电量时，按政府批复的上网电价结算实际上网电量；提供下调服务导致的减发电量按其预挂牌价格获得补偿，5%以内的减发电量免于补偿；因自身原因导致的少发电量按月度集中竞价交易最高成交价的 10%支付偏差考核费用，5%以内的少发电量免于支付偏差考核费用。

当  $Q_{\text{其他实际}} \leq Q_{\text{优先发电}} + Q_{\text{基数}}$  时：

$$Q_{\text{其他偏差}} = |Q_{\text{其他总合同}} - Q_{\text{其他实际}}| - 5\% \times Q_{\text{其他总合同}} \quad (11)$$

$$R_{\text{偏差}} = Q_{\text{其他偏差}} \times P_{\text{预挂牌下调}} \quad (12)$$

$$Q_{\text{自身考核}} = Q_{\text{自身原因}} - 5\% \times Q_{\text{其他总合同}} \quad (13)$$

$$R_{\text{自身考核}} = Q_{\text{自身考核}} \times P_{\text{竞价最高}} \times 10\% \quad (14)$$

$$R_{\text{其他实际收入}} = Q_{\text{其他实际}} \times P_{\text{标杆}} + R_{\text{偏差}} - R_{\text{自身考核}} \quad (15)$$

其中：

$Q_{\text{实际上网}}$  为其他发电企业月度实际上网电量；

$R_{\text{实际收入}}$  为其他发电企业月度实际电费收入；

$Q_{\text{其他总合同}}$  为其他发电企业月度总合同电量（包括月度优先发电、基数电量和市场化合同电量）；

$P_{\text{预挂牌下调}}$  为其他发电企业预挂牌下调成交电价；

$Q_{\text{其他偏差}}$  为其他发电企业获得补偿的偏差电量，为公式（11）的计算值；

$R_{\text{偏差}}$  为其他发电企业的偏差补偿收入，当  $|Q_{\text{其他总合同}} - Q_{\text{优先发电}} - Q_{\text{基数}}| \leq 5\% \times Q_{\text{其他总合同}}$  时  $R_{\text{偏差}} = 0$ ，当  $|Q_{\text{其他总合同}} - Q_{\text{其他实际}}| > 5\% \times Q_{\text{总发电量}}$  时  $R_{\text{偏差}}$  为公式（12）的计算值；

$Q_{\text{自身原因}}$  为因企业自身原因导致的少发或多发总电量；

$Q_{\text{自身考核}}$  为因企业自身原因导致的少发考核或多发补偿电量；

$R_{\text{自身考核}}$  为当  $Q_{\text{自身考核}} \leq 5\% \times Q_{\text{其他总合同}}$  时  $R_{\text{自身考核}} = 0$ ，当  $Q_{\text{自身考核}} > 5\% \times Q_{\text{其他总合同}}$  时  $R_{\text{自身考核}}$  为公式（14）计算值；

$P_{\text{竞价最高}}$  为市场月度集中竞价交易最高成交电价；

2. 当实际上网电量大于其月度优先发电和基数电量但小于月度优先发电和基数电量与市场合同电量之和时，按政府批复电价结算优先发电和基数电量，按其所签订的市场合同加权平均价结算剩余电量；提供下调服务导致的减发电量按其预挂牌价格获得补偿，5%以内的减发电量免于补偿；因自身原因导致的少发电量按市场月度集中竞价交易最高成交价的 10% 支付偏差考核费用，5% 以内的少发电量免于支付偏差考核费用。

当  $Q_{\text{优先发电}} + Q_{\text{基数}} < Q_{\text{实际上网}} \leq Q_{\text{优先发电}} + Q_{\text{基数}} + Q_{\text{市场合约}}$  时：

$$Q_{\text{其他实际市场合同}} = (Q_{\text{实际上网}} - Q_{\text{优先发电}} - Q_{\text{基数}}) \quad (16)$$

$$R_{\text{实际收入}} = R_{\text{其他优先和基数}} + Q_{\text{其他实际市场合同}} \times P_{\text{合同加权平均}} + Q_{\text{其他偏差}} \times P_{\text{预挂牌下调}} - Q_{\text{自身考核}} \times P_{\text{竞价最高}} \times 10\% \quad (17)$$

其中：

$R_{\text{其他优先和基数}}$  按照公式（1）计算；

$Q_{\text{其他实际市场合同}}$  为其他发电企业月度实际市场合约发电量，按照公式（13）计算；

$Q_{\text{其他偏差}}$  按照公式（11）计算；

$Q_{\text{自身考核}}$  按照公式（13）计算；

$Q_{\text{其他实际市场合同}}$  为其他发电企业实际发出的合同电量，按照公式（16）计算。

3. 当实际上网电量大于其月度优先发电和基数电量与市场合

同电量之和时，按政府批复电价结算优先发电和基数电量，按合同价格结算各类市场合同电量；提供上调服务导致的增发电量按其预挂牌价格获得补偿；因自身原因导致的超发电量按市场月度集中竞价交易的最低成交价结算。

当  $Q_{\text{实际上网}} > Q_{\text{优先发电}} + Q_{\text{基数}} + Q_{\text{市场合约}}$  时：

$$R_{\text{实际收入}} = R_{\text{其他优先和基数}} + R_{\text{其他市场合同}} + Q_{\text{其他偏差}} \times P_{\text{预挂牌上调}} + Q_{\text{自身考核}} \times P_{\text{竞价最低}} \quad (18)$$

其中：

$R_{\text{其他优先和基数}}$  按照公式（1）计算；

$R_{\text{其他市场合同}}$  按照公式（2）计算；

$Q_{\text{其他偏差}}$  按照公式（11）计算；

$Q_{\text{自身考核}}$  按照公式（13）计算；

$P_{\text{竞价最低}}$  为月度集中竞价最低价格；

$P_{\text{预挂牌上调}}$  为其他企业月度预挂牌上调成交电价。

4. 全部合同均约定交易曲线的发电企业，根据每日的实际发电曲线考核偏差电量。各时段，因自身原因导致的超发电量按月度集中竞价交易最低成交价结算；因自身原因导致的少发电量按月度集中竞价交易最高成交价的 10% 支付偏差考核费用；提供上调服务导致的增发电量按其预挂牌价格获得补偿；提供下调服务导致的减发电量按其预挂牌价格获得补偿。

5. 机组提供上调服务（或下调服务）导致的增发电量（或减发电量），均以调度安排为准。月内既提供上调服务又提供下调服务的机组，以互抵后的净值作为月度增发电量或减发电量。

第一百九十条 市场电力用户（售电公司）电费结算按照如下公式计算：

(一) 实际用电量超过合同电量时 ( $Q_{\text{用户实际}} > Q_{\text{市场合同}}$ ):

1. 按其合同加权平均价结算总合同电量, 超用电量按上调服务的加权平均价结算。

$$R_{\text{用户实际}} = Q_{\text{市场合同}} \times P_{\text{合同加权平均}} + (Q_{\text{用户实际}} - Q_{\text{市场合同}}) \times P_{\text{预挂牌加权平均}} \quad (19)$$

其中:

$R_{\text{用户实际}}$ : 用户支付总电费;

$Q_{\text{用户实际}}$ : 用户实际用电量;

公式其他字母含义同上。

2. 系统未调用上调服务时, 按月度集中竞价交易的最高成交价结算。

$$R_{\text{用户实际}} = Q_{\text{市场合同}} \times P_{\text{合同加权平均}} + (Q_{\text{用户实际}} - Q_{\text{市场合同}}) \times P_{\text{竞价最高}} \quad (20)$$

(二) 实际用电量小于合同电量时 ( $Q_{\text{用户实际}} < Q_{\text{市场合同}}$ ) 时:

1. 按其合同加权平均价结算实际用电量。5%以内的少用电量免于支付偏差考核费用, 5%以外的少用电量按系统下调电量的补偿单价支付偏差考核费用。

$$Q_{\text{用户偏差考核}} = |Q_{\text{市场合同}} - Q_{\text{用户实际}}| - 5\% \times Q_{\text{市场合同}} \quad (21)$$

$$R_{\text{用户偏差}} = Q_{\text{用户偏差考核}} \times P_{\text{下调电量补偿}} \quad (22)$$

$$R_{\text{用户实际}} = Q_{\text{用户实际}} \times P_{\text{合同加权平均}} + R_{\text{用户偏差}} \quad (23)$$

$Q_{\text{用户偏差考核}}$  为用户少用的考核电量;

$R_{\text{用户偏差}}$  为用户支付的偏差考核费用, 其中当  $|Q_{\text{市场合同}} - Q_{\text{用户实际}}| \leq 5\% \times Q_{\text{市场合同}}$  时  $R_{\text{用户偏差}} = 0$ , 当  $|Q_{\text{市场合同}} - Q_{\text{用户实际}}| > 5\% \times Q_{\text{市场合同}}$  时按照公式 (21) 和公式 (22) 计算得出;

$P_{\text{下调电量补偿}}$ ：下调电量补偿单价，等于所有下调电量的补偿价格和所有下调电量乘积的累加值与下调总电量的比值；

2. 系统未调用下调服务时，按其合同加权价的 10% 支付偏差考核费用。

$$R_{\text{用户实际}} = Q_{\text{用户实际}} \times P_{\text{合同加权平均}} + Q_{\text{用户偏差考核}} \times 10\% \times P_{\text{合同加权平均}} \quad (24)$$

其中： $Q_{\text{用户偏差考核}}$ 按照公式（21）计算。

（三）售电公司按照其代理各用户的累加值参照以上公式进行结算。

第一百九十一条 非市场电力用户电费结算按照如下公式计算：

（一）非市场电力用户（含优先购电电力用户，下同）按实际用电量和目录电价结算。

$$R_{\text{非市场实际}} = Q_{\text{非市场实际}} \times P_{\text{目录}} \quad (25)$$

其中：

$R_{\text{非市场实际}}$ 为非市场化用户应结算电费；

$Q_{\text{非市场实际}}$ 为非市场化用户实际用电量；

$P_{\text{目录}}$ 为非市场用户目录电价。

（二）非市场电力用户的总用电量大于优先发电和基数电量时，5%以内的超用电量免于支付偏差考核费用；5%以外的超用电量按月度集中竞价交易最高成交价的 10% 支付偏差考核费用。

当  $Q_{\text{总非市场实际}} > Q_{\text{总优先发电}} + Q_{\text{总基数}}$  时：

$$Q_{\text{总非市场考核}} = \left| Q_{\text{总非市场实际}} - (1+5\%) \times (Q_{\text{总优先发电}} + Q_{\text{总基数}}) \right| \quad (26)$$

$$R_{\text{非市场考核}} = Q_{\text{总非市场考核}} \times 10\% \times P_{\text{竞价最高}} \quad (27)$$

$$R_{\text{非市场}} = Q_{\text{总非市场实际}} \times P_{\text{目录}} + R_{\text{非市场考核}} \quad (28)$$

其中：

$Q_{\text{总非市场考核}}$  为非市场电力用户偏差考核电量，按照公式（26）计算；

$R_{\text{非市场考核}}$  为非市场电力用户偏差考核费用，当  $Q_{\text{总非市场考核}} \leq (Q_{\text{总优先发电}} + Q_{\text{总基数}}) \times 5\%$  时  $R_{\text{非市场考核}} = 0$ ，当  $Q_{\text{总非市场考核}} > (Q_{\text{总优先发电}} + Q_{\text{总基数}}) \times 5\%$  时  $R_{\text{非市场考核}}$  为公式（27）的计算值；

$Q_{\text{总优先发电}}$  为发电侧总的优先发电量；

$Q_{\text{总基数}}$  为发电侧总的基数电量；

$Q_{\text{总非市场考核}}$  为非市场电力用户总偏差考核电量；

$Q_{\text{总非市场实际}}$  为非市场电力用户实际用电量。

（三）非市场电力用户的总用电量小于优先发电电量和基数电量时，5%以内的少用电量免于支付偏差考核费用，5%以上的少用电量按下调电量补偿单价支付偏差考核费用。

1. 当  $Q_{\text{总非市场实际}} \leq Q_{\text{总优先发电}} + Q_{\text{总基数}}$  时：

$$R_{\text{非市场考核}} = Q_{\text{总非市场考核}} \times P_{\text{下调电量补偿}} \quad (29)$$

$$R_{\text{非市场实际}} = Q_{\text{总非市场实际}} \times P_{\text{目录}} + R_{\text{非市场考核}} \quad (30)$$

其中：

$Q_{\text{总非市场考核}}$  按照公式（26）计算；

$R_{\text{非市场考核}}$  为非市场电力用户偏差考核费用，当  $Q_{\text{总非市场考核}} \leq (Q_{\text{总优先发电}} + Q_{\text{总基数}}) \times 5\%$  时  $R_{\text{非市场考核}} = 0$ ，当  $Q_{\text{总非市场考核}} > (Q_{\text{总优先发电}} + Q_{\text{总基数}}) \times 5\%$  时  $R_{\text{非市场考核}}$  为公式（27）的计算值；

2. 系统未调用下调服务时，按月度集中竞价交易最高成交价的 10% 支付偏差考核费用。

$$R_{\text{非市场考核}} = Q_{\text{总非市场考核}} \times 10\% \times P_{\text{竞价最高}} \quad (31)$$

$$R_{\text{非市场实际}} = Q_{\text{总非市场实际}} \times P_{\text{目录}} + R_{\text{非市场考核}} \quad (32)$$

其中：

$Q_{\text{总非市场考核}}$ 按照公式（26）计算；

$R_{\text{非市场考核}}$ 为非市场电力用户偏差考核费用，当  $Q_{\text{总非市场考核}} \leq (Q_{\text{总优先发电}} + Q_{\text{总基数}}) \times 5\%$  时  $R_{\text{非市场考核}} = 0$ ，当  $Q_{\text{总非市场考核}} > (Q_{\text{总优先发电}} + Q_{\text{总基数}}) \times 5\%$  时  $R_{\text{非市场考核}}$  为公式（27）的计算值；

（四）非市场电力用户用电偏差导致的偏差考核费用由电网企业承担，电网企业也可以委托电力调度机构通过对非统调电厂、地方电网造成的偏差进行计量，按责任分摊部分偏差考核费用。

**第一百九十二条** 对于约定交易曲线的用户，根据每日实际用电曲线考核偏差电量。每日各时段的累计超用电量按上调服务的加权平均价结算（系统未调用上调服务时，按月度集中竞价交易的最高成交价结算）；每日各时段的累计少用电量，5%以内的少用电量免于支付偏差考核费用，5%以上的少用电量按系统下调电量的补偿单价支付偏差考核费用（系统未调用下调服务时，按其合同加权价的 10% 支付偏差考核费用）。

**第一百九十三条** 电力用户偏差考核费用、发电企业偏差考核费用，以及上调服务所增加的电网企业结算正收益，统一用于支付下调机组的补偿费用，盈余或缺额部分由所有统调发电企业按上网电量比重返还或分摊。

上调服务所增加的电网结算正收益 = (优先发电和基数电量加权平均价 - 机组上调服务加权平均价) × (非市场电力用户当月实际用电量 - 新能源当月实际完成的优先发电和基数电量 - 其他类型电源当月计划合同电量)

优先发电和基数电量加权平均价 = (新能源政府批复电价 (不含补贴) × 新能源当月实际完成的优先发电和基数电量 + 其

他类型电源政府批复电价×其他类型电源当月计划合同电量) / (新能源当月实际完成的优先发电和基数电量 + 其他类型电源当月计划合同电量)

以上用电量均按上年网损率折算到发电侧，电力用户侧收取的市场化交易费用（含偏差考核，不含电网输配电费）和发电企业偏差考核费用统一用于支付发电企业市场化交易费用（含上、下调服务费），盈余或缺额部分由所有统调发电企业按上网电量比重返还或分摊。

**第一百九十四条** 对于电网故障、电网改造等非不可抗力因素导致的合同电量执行偏差，由电网企业承担相关偏差考核费用：

$$R_{\text{电网偏差}} = Q_{\text{电网原因偏差}} \times P_{\text{预挂牌加权平均}} \quad (33)$$

其中：

$R_{\text{电网偏差}}$  为因电网原因造成偏差考核费用；

$Q_{\text{电网原因偏差}}$  为因电网原因造成的合同偏差电量。

**第一百九十五条** 对于不可抗力因素导致的合同电量执行偏差，由所有市场主体共同分摊相关费用。

## 第十一章 信息披露

**第一百九十六条** 市场信息分为公众信息、公开信息和私有信息。公众信息是指向社会公众发布的数据和信息，公开信息是指向所有市场成员公开提供的数据和信息，私有信息是指特定的市场成员有权访问并且不得向其他市场成员公布的数据和信息。

**第一百九十七条** 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。电力交易机构、电力调度机构应

当公平对待市场主体，无歧视披露公众信息和公开信息，严禁超职责范围获取或泄露私有信息。

**第一百九十八条** 电力交易机构负责市场信息的管理和发布，会同电力调度机构及时向市场主体发布市场需求信息、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。

**第一百九十九条** 市场成员应该报送与披露包括但不限于以下信息：

（一）电力交易机构：按规定披露信息，包括（但不限于）电力供需形势预测、各类型电量、国家批准的输电价、大用户直购电输配电价、跨省跨区输配电价、网损、国家批准的收费标准、交易信息、电网安全约束信息和报价约束信息；交易结果包括年度、月度各类型交易成交电量、各类型交易最低成交价格、各类型交易最高成交价格、平均成交价格等；偏差电量责任认定、月度、年度偏差处理资金收入及支出情况；其他法律法规要求披露的信息等；

（二）电力调度机构：按规定披露安全校核依据，具体输配电线路或输变电设备名称的安全约束情况、限制容量、限制依据、该输配电设备上其他用户的使用情况、约束时段等；交易计划执行过程中的偏差电量责任认定情况；法律法规要求披露的其他信息；

（三）电网企业：按规定报送、披露信息，包括（但不限于）直接交易电量、结算电费、输配电价、输配电损耗率、政府性基金和附加等；年度电力供需预测，主要输配电设备典型时段的最大允许容量、预测需求容量、约束限制的依据等；电网检修计

划；其他法律法规要求披露的信息等；

#### （四）交易主体：

发电企业：按规定报送、披露信息，包括（但不限于）参与直接交易公司名称、股权结构、投产时间、机组编号、容量、发电业务许可证、年发电量计划、能耗水平、环保设施运行情况等；已签合同电量等；直接交易电量完成情况、电量清算情况、电费结算情况等；

售电企业：按规定报送、披露信息，包括（但不限于）公司名称、股权结构、交易许可能力；直接交易需求信息；直接交易电量完成情况、电量清算情况、电费结算情况等；

电力用户：按规定报送、披露信息，包括（但不限于）公司名称、股权结构、投产时间、受电电压等级、最大负荷及负荷特性、年最大用电量、产品能耗水平等；直接交易需求信息、最大需量；直接交易电量完成情况、电量清算情况、电费结算情况等；

独立辅助服务提供商：按规定报送、披露信息，包括（但不限于）公司名称、股权结构、服务性质能力；直接交易需求信息；直接交易电量完成情况、电量清算情况、电费结算情况等。

第二百条 在确保安全的基础上，市场信息主要通过电力市场技术支持系统、电力交易机构网站进行披露。

第二百零一条 电力交易机构负责管理和维护电力市场技术支持系统、电力交易机构网站，并为其他市场成员通过技术支持系统、电力交易机构网站披露信息提供便利。各类市场成员按规定通过电力市场技术支持系统、电力交易机构网站披露有关信息，并对所披露信息的真实性、准确性和及时性负责。

第二百〇二条 市场主体如对披露的相关信息有异议或疑问，可向电力交易机构、电力调度机构提出，由电力交易机构、电力调度机构负责解释。

第二百〇三条 国家能源局新疆监管办公室、地方电力管理部门、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。

第二百〇四条 国家能源局新疆监管办公室会同地方电力管理部门根据实际制定新疆电力市场信息报送和披露实施细则并监督实施。

## 第十二章 争议和违规处理

第二百〇五条 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。

第二百〇六条 发生争议时，具体双方先协商解决；协商解决不成的，可以申请调解；仍无法达成一致意见的，可以提请仲裁，具体按照国家有关法律法规和国家能源局及新疆监管办公室出台的相关规定处理。

第二百〇七条 市场成员扰乱市场秩序，出现下列违规行为的，由国家能源局新疆监管办公室按照《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。

### **第十三章 市场干预**

第二百〇八条 当出现以下情况时，国家能源局新疆监管办公室会同自治区经信委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。

第二百〇九条 电力交易机构会同电力调度机构为保证电力系统安全稳定运行，可以进行市场干预，同时可制定临时性条款，并对相关内容进行适当调整，有利于市场尽快恢复运行。市

场干预期间，电力交易机构会同电力调度机构应详细记录干预的起因、起止时间、范围、对象、手段和结果等内容，事后报国家能源局新疆监管办公室和自治区经信委备案。

**第二百一十条** 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。

**第二百一十一条** 市场秩序满足正常交易时，电力交易机构应及时向市场交易主体发布市场恢复信息。

## **第十四章 附则**

**第二百一十二条** 本实施细则由国家能源局新疆监管办公室负责解释。

**第二百一十三条** 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，则以本实施细则为准。

**第二百一十四条** 本实施细则自发布之日起开始施行。

## 名词解释

1. **中长期交易**：指符合准入条件的发电企业、电网企业、售电公司、电力用户等市场主体，通过自主协商、集中竞价（撮合）、挂牌等方式，开展的多年、年、季、月及月内多日等以上的电力交易。

2. **跨省跨区交易**：具有直接交易资格的发电企业、电力用户和售电企业可直接或委托电网企业代理跨越发电调度控制区进行交易。

3. **电力直接交易**：指符合准入条件的发电企业、售电公司和电力用户等市场主体，通过自主协商和集中竞价（撮合）、挂牌等市场化方式形成的发电企业与售电公司、电力用户之间中长期市场化电量交易。此市场化交易方式下，发电企业可以通过市场化交易调整已核准的上网电价，电力用户可以通过市场调整已核准的终端用户目录销售电价。

4. **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。

5. **双边协商交易**：指市场主体之间自主协商交易电量（电力）、电价，形成双边协商交易意向，通过电力交易平台进行市场主体通过电力交易平台，提出购电、售电或合同的电量和价格等申请信息，北京电力交易机构根据市场交易情况面向所有符合资格的市场主体发布挂牌交易公告及交易合同事项，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，经调度部门安全校核后形成交易结果并签订交易合同。

6. **预挂牌月平衡偏差交易**：在月底最后 7 日开始，电力

调度机构根据各个机组的整体合同完成率，判断当月基本电力供需形势，当电力供需形势紧张时（超发），基于预挂牌确定的机组排序，满足电网安全约束的前提下，优先安排增发价格较低的机组增发电量，其余机组严格按合同电量安排发电计划；当电力需求不足时（欠发），优先安排补偿价格较低的机组减发电量，其余机组严格按合同电量安排发电计划。

**7. 预挂牌日平衡偏差交易：**电力调度机构根据各个机组的整体合同完成率，每日跟踪判断当月基本电力供需形势，当电力供需形势紧张时（超发），基于预挂牌确定的机组排序，满足电网安全约束的前提下，优先安排增发价格较低的机组增发电量，其余机组严格按合同电量安排发电计划；当电力需求不足时（欠发），优先安排补偿价格较低的机组减发电量，其余机组严格按合同电量安排发电计划。

**8. 辅助服务：**指为维护电力系统的安全稳定运行，由发电企业除正常电能生产外额外提供的服务，包括但不限于：调频服务、无功及电压控制、运行备用、黑启动服务等。

**9. 区域内电力交易：**指通过新疆区域内输电通道，购电方（含电网企业、电力用户、售电公司）与售电方（含发电企业、电网企业）或合同有关方通过电力交易平台开展的交易。

**10. 市场成员：**即市场参与者，包括市场主体和市场运营机构，其中市场主体包括发电企业、电网企业、售电公司、电力用户等，市场运营机构包括电力交易机构和电力调度机构。

**11. 非市场化电力用户（包括优先购电用户）：**未参与市场化交易的电力用户，其继续执行政府规定的电价（即已核准的

终端用户目录销售电价)。

**12. 市场化电力用户：**参与电力市场的用户为市场化电力用户，其购电价格由市场交易价格、输配电价（含线损和交叉补贴）和政府性基金及附加组成，

**13. 独立辅助服务提供者：**是指为保障电力系统安全稳定运行，保证电能质量，在电力系统内单独提供调频、调峰、无功调节、备用、黑启动等辅助服务的市场主体。

**14. 优先发电：**优先发电是指按照政府定价或同等优先原则，优先出售电力电量，包括纳入规划的新能源发电、调峰调频电量和热电联产机组“以热定电”电量，水电、核电、余热余压余气发电以及跨省区国家计划、地方政府协议和历史形成的送电量。

**15. 优先购电：**优先购电是指按照政府定价优先购买电力电量，并获得优先用电保障，包括一产用电、居民生活用电，以及三产中的重要公用事业和公益性服务行业用电。

**16. 全电量参与市场交易：**全电量参与市场交易是相对于部分电量参与市场交易而言，电力用户（售电公司）全电量参与市场交易后，不再执行目录电价，由市场用户的电量来决定发电厂的发电量供给，再辅以偏差电量结算及考核。

**17. 发电侧和售电侧电价市场化：**参与市场交易的发电企业上网电价由用户或市场化售电主体与发电企业通过自愿协商、市场竞价等方式自主协商确定，电网企业按照国家已核定的输配电价收取过网费。

**18. 两部制电价：**电网对大工业用电实行的电价制度。它将电价分成基本电价与电度电价两部，基本电价是按照工业企业

的变压器容量或最大需用量(即一月中每 15 分钟或 30 分钟平均负荷的最大值)作为计算电价的依据,由供电部门与用电部门签订合同,确定限额,每月固定收取,不以实际耗电数量为转移,即使不用电,也需要交纳基本电价;电度电价,是按用电部门实际耗电度数计算的电价,即用多少度电,交纳与之相对应的电费。

**19. 输配电价:** 销售电价中包含的输配电成本,按照输送电量来收费,根据不同的电压等级,遵循“准许成本+合理收益”原则,由国家发展改革委对各省核定。

**20. 市场出清:** 商品市场与要素市场同时实现供求平衡的市场状态,但有时也指某一商品市场或某一要素市场实现供求平衡的市场状态。市场上价格有充分的弹性,价格机制的自我调节能够让市场自发实现供求均衡,即市场出清的状态。

**21. 边际电价法:** 所有成交电量均采用统一价格进行出清的方法。

**22. 高低匹配法:** 将购电方、售电方申报价格(差)配对,形成竞争交易价格(差)进行出清的方法。

**23. 安全校核:** 校核由市场出清预先形成的无约束交易结果是否满足网络安全稳定的约束条件的过程。

**24. 月度交易电量偏差:** 指月度系统实际用电需求大于月度系统预测总合同电量时,造成发电侧出现一定的月度超发(或欠发)情况,形成月度交易电量偏差。

**25. 市场信息:** 可以分为公众信息、公开信息、私有信息和交换信息四大类。公众信息指电力监管机构批准下达后,通过电力交易平台向社会公众公布的信息;公开信息指所有市场主体

均可获得的信息；私有信息指只有特定的市场主体及电力交易机构、电网企业调度部门才可获得的信息；交换信息是特定的市场主体及相关电力交易机构、电网企业调度部门之间为维持电力系统正常运行和电力市场正常运转所交换的信息。

**26. 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。

**27. 平衡账户：**为满足区域电力市场建设需要，保持销售电价的相对稳定，妥善处理发电企业、电网经营企业和电力用户的利益关系，规范竞价上网产生的差价资金管理，促进电力市场的健康发展，建立区域电力平衡账户。区域电力市场试行发电侧竞价上网后，在销售电价未与上网电价联动的情况下，实际上网电价低于或高于国家有关部门核定的销售电价的部分，计入平衡账户，主要用于平衡、稳定销售电价。