

新疆维吾尔自治区 发展和改革委员会文件

新发改能源〔2023〕5号

关于印发《新疆维吾尔自治区2023年 电力市场化交易实施方案》的通知

各地、州、市发展改革委，国网新疆电力有限公司，新疆电力交易中心有限公司，各有关企业：

根据《电力中长期交易基本规则》等国家有关文件要求，结合我区实际，我委编制了《新疆维吾尔自治区2023年电力市场化交易实施方案》。现印发给你们，请认真贯彻执行。

附件：新疆维吾尔自治区2023年电力市场化交易实施方案



自治区发展改革委办公室

2023年1月4日印发

附件

新疆维吾尔自治区 2023 年电力市场化 交易实施方案

为深入推进电力市场化改革工作，根据《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制的通知》（发改价格〔2021〕1093号）、《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）、《国家发展改革委 国家能源局关于做好 2023 年电力中长期合同签订履约工作的通知》（发改运行〔2022〕1861号）、《国家发展改革委办公厅关于进一步做好电网代理购电工作的通知》（发改办价格〔2022〕1047号）等文件精神，制定本方案。

一、基本原则

——保障电力市场平稳运行。充分发挥电力中长期交易“压舱石”作用，创新交易品种，扩大市场化规模，提高交易频次，实现中长期交易连续开市。

——推动中长期分时段签约。按照峰、平、谷以及季节性分月划分时段，以时段内电量作为交易标的，实现分时段组织、分时段计量、分时段结算。

——促进绿色低碳发展。加大新能源参与市场化交易的支持

力度，体现新能源发电特性，促进能源清洁低碳安全高效利用。

二、市场主体及其准入条件

（一）准入范围

各市场主体准入标准按照《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）和《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）等文件要求执行。各市场主体应具备相应的计量能力，满足市场分时段计量和结算的要求。

——发电侧方面

1. 燃煤、生物质、资源综合利用发电企业（含余热余压余气发电、煤层气发电等）进入电力市场，生物质、资源综合利用发电企业视为火电企业参与市场化交易。

2. 集中式扶贫光伏、特许权新能源、示范试验类新能源等实行全额保障性收购，暂不参与新疆电力市场交易。

3. 省调调管水电站、装机5万千瓦及以上地调调管水电站原则上进入电力市场。水电企业因所在流域特殊原因放弃进入市场的，流域内水电机组电量纳入优先发电计划，由电网企业按照批复上网电价收购。

4. 鼓励新型储能、虚拟电厂等各类新型市场主体参与市场化交易。

——用户侧方面

1.10 千伏及以上工商业用户(含不具备法人资格的工商业用户)原则上直接参与市场交易(直接向发电企业或售电公司购电),未直接从电力市场购电的工商业用户由代购企业代理购电(含已在电力交易平台注册但未曾参与电力市场交易的用户)。

2.年用电量在 500 万千瓦时及以上(南疆地区为 300 万千瓦时及以上)且接入电压等级在 10 千伏以上的工商业电力用户为大用户,其他用户为中小用户。大用户可参加批发交易,直接向发电企业购电;中小用户原则上仅能参加零售交易,向售电公司或者代购企业购电。

3.不符合国家产业政策的电力用户不直接参与市场交易,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。

4.拥有燃煤自备电厂的用户应当按照国家规定承担政府性基金及附加、政策性交叉补贴,未按规定承担相关费用的燃煤自备电厂企业不得自行或由售电公司代理参与交易,由代购企业代理购电。

5.由代购企业代理购电的工商业用户,可在每季度最后 15 日前选择下一季度起,按准入条件直接或由售电公司代理参与市场交易,并向新疆电力交易中心有限公司提交申请,代购企业代理购电相应终止。批发用户完成注册后,在规定时间内通过交易平台提交申请,自下一季度起参与市场交易,执行偏差考核。零售用户完成注册后,在规定时间内与售电公司完成代理关系绑定,

自下一季度起参与市场交易。

6.已参与电力市场交易的市场主体，应持续满足电力市场准入基本条件，不再满足准入基本条件时，应暂停电力市场交易资格。未持续满足注册条件的售电公司，在接到新疆电力交易机构通知后2个月未完成整改，执行强制退市。符合正常退市条件的市场主体，可向新疆电力交易机构提交退市申请。当电力用户所有营销户号（用电单元）均已注销的，电力用户可申请正常退市。

（二）市场注册

1.市场主体在新疆电力交易平台注册前，应当符合自治区确定的准入条件，按照自治区有关规定履行承诺、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和完整性。集团用户分地州注册。新疆电力交易中心每月将市场主体名录报自治区电力主管部门备案。

2.国网新疆公司，兵团及各师（市）电力公司、增量配电网经营主体等配售电公司应在新疆电力交易平台注册。

3.兵团各师（市）电力公司、增量配电网经营主体等配售电公司用户参与交易前，需与相关输配电网企业共同签订协议，通过协议明确电量认定、电费收取支付等事宜，保障交易顺利执行。

4.参与电力市场交易的市场主体（发电企业、电力用户）应具备分时计量与数据传递条件，原则上能实现在线实时采集并接入新疆电力交易平台，目前采用线下传递数据的用户应抓紧具备线上传递数据功能。

5.新疆电力交易平台已经注册生效的中小用户因用电单元（计量点）或用电负荷增加，达到大用户电量标准、拟转为大用户的，应当按照有关规定办理身份变更手续。

6.电力用户新增用户营销编号，可在每季度最后 15 日前，通过交易平台提交新增申请，新增的用户营销编号及其用电单元自下一季度起参与市场交易。

7.参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。未做出选择的，延续 2022 年批发或零售交易身份。

8.电力用户参与零售市场前，需与售电公司签订购售电合同（协议），同时在新疆电力交易平台与售电公司线上完成购电关系确认。鼓励售电公司向电力用户提供零售套餐，电力用户自主选择。

9.电力用户与售电公司电力交易平台确认的绑定期限至少为一个交易期完整年度，且不得超过代理协议中约定的代理期限。电力用户与售电公司代理关系在购售电合同（协议）存续期间难以维持的，妥善处理好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，自然年内可解除 1 次业务关系。

三、时段划分

根据《自治区发展改革委关于印发〈自治区贯彻落实进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革方案〉的通知》（新发改规

〔2022〕6号)文件要求,将每日用电时间分为高峰、平时段、低谷时段,具体为:

高峰时段8小时(8:00—11:00, 19:00—24:00);平时段8小时(11:00—14:00, 16:00—19:00, 0:00—2:00);低谷时段8小时(2:00—8:00, 14:00—16:00)。

夏季7月份的21:00—23:00,冬季1、11、12月份的19:00—21:00由高峰时段调整为尖峰时段,夏季7月高峰时段变成6小时(8:00—11:00, 19:00—21:00, 23:00—24:00),冬季1、11、12月份的高峰时段变为6小时(8:00—11:00, 21:00—24:00)。

根据实施情况逐步优化时段划分,研究设定深谷时段,进一步拉大峰谷价差。

四、交易组织

贯彻落实国家电力市场化改革工作部署,推动电力市场化交易从电量交易模式向分时段交易模式转变。根据国网新疆电力有限公司(以下简称“国网新疆公司”)测算,预计2023年全年市场化交易电量1200亿千瓦时(含电采暖交易)。

(一)年度电网代购交易

1.优先组织年度电网代购交易。售方火电、新能源均可参与,购方为电网企业,电网企业含国网新疆公司、兵团及各师(市)电力公司、增量配电网经营主体等配售电公司均可参与。

2.电网企业以年度代购分月电量预测值的60%作为购方申报上限,剩余交易需求进入月度市场。

3.年度电网代购交易，采用场内集中竞价方式组织。在交易闭市前，购方通过电力交易平台申报峰、平、谷、尖四个时段电量，按月分时段申报电量，其中1月、7月、11月、12月需要填尖峰电量。发电企业作为售方按月申报一个总电量和四个时段价格。系统根据电网企业各时段申报电量比例将发电企业申报总电量分配，与发电企业各时段最大申报电量取小后，生成发电企业各时段的申报电量，系统分别根据各时段的申报数据按照边际电价法出清，电网企业作为价格接受者，按售方“价格优先”原则出清。安全校核后，若发电企业申报量高于电网企业申报量，发电企业按价格“从低到高”排序依次出清，边际点若出现同价情况等比例出清。出清价格为发电企业报价边际点对应的价格。若发电企业申报量低于电网企业申报量，出清电量为发电企业申报电量，出清价格为发电企业最高申报电价。系统分别根据各时段的申报数据按照边际电价法出清。

如果有多个电网企业参与申报，将多个电网企业各时段申报电量合并，按照相同方式出清，出清后每个电网企业出清电量按照各自申报电量比例分配。

（二）年度直接交易

1.年度直接交易售方火电、新能源均可参与。

2.单个用户年度直接交易以年用电量的85%为购方交易申报上限（售电公司交易电量不超过其代理用户年用电量之和的85%），剩余交易需求进入月度市场。

3.年度直接交易，采用双边方式组织。在交易闭市前，一对购售双方只能申报一组量价对，购方通过电力交易平台申报峰、平、谷、尖四个时段电量和电价，其中电量按月分时段申报，其中1月、7月、11月、12月需要填尖峰电量，各月相同时段价格相同。售方分别对电量、电价确认。系统分别对各时段申报数据按照双边方式出清。

（三）月度电网代购交易

1.售方火电、新能源均可参与，购方为电网企业，电网企业含国网新疆公司、兵团及各师（市）电力公司、增量配电网经营主体等配售电公司均可参与。

2.年度电网代购未成交部分电量、月度剩余电网代购需求进入月度电网代购交易。

3.月度电网代购交易，采用场内集中竞价方式组织。交易组织时间为每月14日（如遇节假日可调整）。电网企业作为购方按时段申报电量，发电企业作为售方申报一个总电量和各时段的电价，系统根据电网企业各时段申报电量比例将发电企业申报总电量分配，与发电企业各时段最大申报电量取小后，生成发电企业各时段的申报电量，系统分别根据各时段的申报数据按照边际电价法出清。电网企业作为价格接受者，按售方“价格优先”原则出清。安全校核后，若发电企业申报量高于电网企业申报量，发电企业按价格“从低到高”排序依次出清，边际点若出现同价情况等比例出清。出清价格为发电企业报价边际点对应的价格。若发电

企业申报量低于电网企业申报量，出清电量为发电企业申报电量，出清价格为发电企业最高申报电价。系统分别根据各时段的申报数据按照边际电价法出清。

如有多个电网企业参与申报，将多个电网企业各时段申报电量合并，按照相同方式出清，出清后每个电网企业出清电量按照各自申报电量比例分配。

（四）月度直接交易

1.月度双边交易。售方火电、新能源、水电均可以参与，交易组织时间为每月 19 日（如遇节假日可调整）。在交易闭市前，一对购售双方只能申报一组量价对，购方通过电力交易平台申报各时段电量和电价，售方分别对电量、电价确认。系统分别对各时段申报数据按照双边方式出清。

2.月度集中交易。售方仅火电参与，交易组织时间为每月 20 日（如遇节假日可调整）。在交易闭市前，购售双方分别按时段申报电量、电价，系统分别根据各时段的申报数据按照边际电价法出清。

（五）月内合同交易

月内合同交易所有发电企业和电力用户（售电公司）均可参与。月内合同交易以月度为周期，暂定为按周开市，发电企业和电力用户（售电公司）以买方或者卖方的身份参与交易。月内合同交易仅作为市场主体调整合同偏差的手段，不统计可再生能源消纳权重。

原则上交易组织时间为每月 26 日前(含 26 日)的每周周三,按此计算当月最后一次可组织交易时间在 23 日之前(含 23 日)的,该次交易调整为 26 日前最后一个工作日(含 26 日)组织。月内合同交易按分时段组织,组织方式为滚动撮合方式。在各时段的月内合同交易中,市场主体只能以购方或者售方身份参加交易,在申报时间内,实时申报电量、电价,系统根据价格优先、时间优先的原则即时匹配出清。滚动撮合交易出清方式:

1.购方申报价格大于等于售方申报价格即时出清;

2.售方按照申报价格从低到高顺序成交,申报价格相同按照申报时间从先到后顺序成交,申报价格及申报时间相同按照申报电量比例等比例成交。

3.购方按照申报价格从高到低顺序成交,申报价格相同按照申报时间从先到后顺序成交,申报价格及申报时间相同按照申报电量比例等比例成交。

4.成交价格为报价双方的算数平均价。

5.发电企业作为售方参与,成交电量为正值,作为购方参与,成交电量为负值;电力用户(售电公司)、电网企业等作为售方参与,成交电量为负值,作为购方参与,成交电量为正值。

(六) 新能源与燃煤自备电厂调峰替代交易

新能源与燃煤自备电厂调峰替代交易(以下简称新替交易)满足交易准入条件且未被售电公司代理的燃煤自备电厂所属企业可以作为购方参与。新替交易按月组织,每月 8 日(如遇节假

日可调整)组织疆内新替交易,每月9日(如遇节假日可调整)组织配套新替交易,组织方式为集中竞价。在交易闭市前,购售双方分别按时段申报电量、电价,系统分别根据各时段的申报数据按照边际电价法出清。

五、价格机制

(一)燃煤发电企业在省内直接交易中申报的平时段报价按照国家规定的燃煤基准价浮动范围进行限制,目前为20%浮动比例,即 $250 \times (1 \pm 20\%)$ 元/兆瓦时。

(二)双边直接交易中,双方按月申报分时段电量电价,应先申报平时段电价,平台根据各时段电价系数,自动生成峰(尖峰)时段和谷时段的报价范围,其中:峰时段价格申报下限=平时段价格 $\times (1+65\%)$,谷时段价格申报上限=平时段价格 $\times (1-65\%)$,1月、7月、11月、12月的尖峰价格申报下限=平时段价格 $\times (1+65\%) \times (1+20\%)$ 。

(三)月度集中交易中,双方平时段报价范围为 $250 \times (1 \pm 20\%)$,峰时段申报价格下限=平时段价格 $\times (1+65\%)$,谷时段申报价格上限=平时段价格 $\times (1-65\%)$,尖峰时段申报价格下限=平时段价格 $\times (1+65\%) \times (1+20\%)$ 。

(四)电网代购交易中,售方平时段报价范围为 $250 \times (1 \pm 20\%)$,峰时段申报价格=平时段价格 $\times (1+65\%)$,谷时段申报价格=平时段价格 $\times (1-65\%)$,尖峰时段申报价格=平时段价格 $\times (1+65\%) \times (1+20\%)$ 。

(五) 月内合同交易中, 设置各时段申报价格上限, 计算方式为: 平时段价格申报上限 $=250 \times (1+20\%) = 300$ 元/兆瓦时, 峰时段价格申报上限 $=250 \times (1+20\%) \times (1+65\%) = 495$ 元/兆瓦时, 谷时段申报上限 $=250 \times (1+20\%) \times (1-65\%) = 105$ 元/兆瓦时, 尖峰时段申报上限 $=250 \times (1+20\%) \times (1+65\%) \times (1+20\%) = 594$ 元/兆瓦时。

(六) 高耗能企业市场交易电价不受上浮 20%限制, 本地区高耗能企业名单由各地出台并定期完善。国家明确规定的电气化铁路牵引用电用户, 参与市场化交易时, 按时段申报电量和电价, 各时段电价申报相同价格。结算时, 按照不分时段的原则进行结算。

(七) 用户侧执行到户电价由市场交易上网价格、输配电价、辅助服务费用和政府性基金及附加组成, 市场交易上网电价由用户或市场化售电主体与发电企业通过分时段市场化交易组织形成, 输配电价、辅助服务费用和政府性基金及附加按照政府政策执行。

六、电量限额

(一) 发电企业月度最大售出电量 $=$ 月度最大上网电量 $-$ 月度已有合同 $-$ 申报成功但未出清电量。

(二) 电力调度机构应根据机组可调出力、检修天数、系统负荷曲线以及电网约束情况, 折算出各发电企业月度最大上网电量, 在交易前通过信息平台将数据推送至新疆电力交易平台。

(三)新替交易前,调度机构应提供燃煤自备电厂在交易执行周期内的最大下网能力,通过信息平台将数据推送至新疆电力交易平台。

(四)发电企业各时段最大申报电量=交易单元对应的装机容量×(交易周期内自然月各时段对应的小时数)·K-该月各时段已成交合同-各时段申报成功但未出清电量,其中光伏发电企业仅在7:00-22:00之间折算各时段对应的小时数,火电企业K值取92%,新能源K值取80%。

(五)电力用户(售电公司)各时段最大申报电量=该用户(代理用户)合同容量×(交易周期内自然月各时段对应的小时数)-该月各时段已成交合同-各时段申报成功但未出清电量。用户合同容量为该用户在营销系统中的数据。

(六)售电公司剩余交易限额按照履约保函、资产总额以及当年交易方案中明确的交易电量限额要求计算。

(七)年度、月度交易中,发电企业申报电量需要同时满足,各时段申报电量不超过各时段最大申报电量,各时段申报电量之和不得超过月度最大售出电量。

(八)年度、月度交易中,电力用户(售电公司)各时段申报电量不超过各时段最大申报电量,售电公司各时段申报电量之和不得超过剩余交易限额。

(九)在单批次月内合同交易中,发电企业在各时段交易中的售出电量不得超过其本月最大申报电量,各时段售出电量之和

不得超过月度最大售出电量，各时段购入电量不得超过其各时段净售出电量（指多次售出、购入相互抵消后的净售电量，不含优先发电合同）的 10%。电力用户和售电公司各时段售出电量不得超过其各时段净购入电量（指多次购入、售出相互抵消后的净购电量）的 10%，各时段购入电量不得超过各时段最大申报电量，各时段购入电量之和不得超过剩余交易限额。

（十）单个售电公司全年交易规模不得超过 2023 年全年电力市场化交易预计规模的 20%。按照履约保函、资产总额、全年交易规模计算交易电量限额时，售电公司全年交易规模即全年合同净值（指多次售出、购入相互抵消后的净售电量）。

七、安全校核

（一）安全校核分为单笔校核方式和打捆校核方式，年度交易（年度电网代购交易、年度直接交易）和月度交易（月度双边交易、月度集中交易）采用打捆校核方式，其余交易采用单笔校核方式。单笔校核方式下，由交易机构汇总已有合同数据和单笔交易申报数据，推送至调度机构安全校核；打捆校核方式下，由交易机构汇总已有合同数据和多笔交易申报数据总和，推送至调度机构安全校核，交易机构根据交易优先级确定各批次校核后的电量（优先组织优先出清）。调度机构根据最新安全约束条件，仅反馈本次交易安全约束条件和校核意见（通过、不通过、部分通过）。

（二）双边交易申报数据被调减时，按照各时段申报电量比

例调减，按用户申报电量等比例对用户侧同步调减，若发电侧和用户侧同时存在调减电量的情况，则按照发用两侧分别等比例调减后取小方式出清；对于集中交易申报数据被调减时，按各时段申报电量比例等比例调减，并按照调减后的数据有约束出清。

（三）月内合同交易申报结束后，交易机构将汇总发电企业已有合同数据和预出清结果（售出电量），推送至调度机构安全校核，调度机构应当在1个工作日内返回安全校核结果，安全校核未通过时，由电力交易机构调减。交易机构根据最新的安全约束条件对交易结果按照价格由高到低的原则，对涉及的交易双方预出清结果调减，当价格相同时，按时间逆序调减，形成正式出清结果。

（四）生物质、资源综合利用发电企业、地调调管电源参与市场后统一由省级调度机构统筹安全校核。

（五）年度交易、月度交易、月内交易的校核时间分别为5个工作日、2个工作日、1个工作日，安全校核结果由调度机构提供给交易机构，并通过电力交易平台发布。

八、合同管理

（一）优先发电计划

优先发电计划由电网企业根据政府分时段优先发电计划下达情况，依据新疆电网发电企业月度合同电量计划编制规范要求，在合同中明确分时段电量或者分时段电量形成方式，形成月度分时段优先电量计划，在交易组织前将优先计划分时段电量推送至

交易机构。优先发电计划价格初期统一按政府批复价格执行。关停替代交易组织完成后，替代方电厂获取的关停发电权替代指标按照优先发电计划方式下达。

（二）合同标准化处理

市场主体某一结算周期某个时段的中长期合约电量为相应时段年、月、月内交易形成电量之和。根据实际需要，当某一交易品种的时段划分标准与疆内不一致时，可以按照段内小时数均分的原则进行合同分解，价格与原时段对应价格一致，然后按照疆内统一时段合并，最后与疆内时段保持一致。考虑光伏发电企业的特殊性，在分解光伏发电企业合同时，仅在 7:00 - 22:00 之间分配。配套新能源优先送出电量应按本方案时段划分。

九、电量结算

（一）满足准入条件的批发用户（含电网代理购电）、零售用户、发电企业均按分时段电量电费结算，偏差电量分时段执行，其总上网电量（用电量）及各时段上网电量（用电量）应满足计量要求，发电企业辅助服务电量、现货电量、上下调电量、新机调试电量均应按时段区分，电网企业（含配售电企业）应按要求报送交易机构用于交易结算。

（二）参加批发交易的用户（含售电公司）分时段电量电费结算参照《新疆电力市场结算方案（修订稿）》执行。对于有源配电网企业内用户参与市场化的情况，以各时段联络线下网电量为边界条件开展结算工作。

(三)电网代理购电电量分时段结算方式参照批发交易的用戶分时段结算方式开展,各时段偏差范围及各时段惩罚系数按照现行常规交易结算偏差范围及惩罚系数执行。

(四)发电企业各时段偏差范围在原有常规交易结算的基础上上下浮动5个百分点。各时段惩罚系数暂按原有常规交易结算惩罚系数执行。

各电源类型各时段上调、下调电价计算不含电网代理购电交易及绿色电力交易。绿色电力交易及新替交易据实纳入偏差范围计算。

(五)参加零售交易的用戶实际用电量均按照其与售电公司协商确定的各时段交易价格结算,各时段交易价格的峰谷比例需满足自治区相关政策要求,各时段用电量按照各时段交易价格结算。

(六)所有用戶结算顺序均按绿色电力交易、新能源替代交易、其他市场交易结算。绿色电力交易的售电公司应等量等价传导至用戶。

(七)在直流通道检修时,相应直流通道配套新能源新替交易按照“以发定用”结算,其余新替交易均按照“以用定发”结算。

(八)跨区跨省交易时段与本方案时段不同的,以本方案时段划分为准。跨区跨省交易按小时出清的,结算时按时段合并结算;不能按小时出清的,按原合同完成省间结算后,结算至发电企业时由交易机构等比例拆分省间据实结算后的合同,再按本方

案时段合并后进行发电侧结算。

(九)发电企业分摊承担的日前实时类(含无法清分至市场主体类省间成分)外送电量,按照相应送出价格结算。分摊方式按各时段剩余电量等比例分摊,如仍有剩余电量,按疆内市场结算的火电、新能源发电企业上网电量等比例分摊,其余与现有原则保持一致。

(十)配套新能源优先送出电量应按本方案时段划分。直流配套电源送受电协议对配套新能源优先送出电量明确约定为全额收购的,按配套新能源各时段上网电量减对应时段市场化电量后的剩余电量等比例结算;未明确约定的,按发电企业各时段优先送出合同电量等比例结算。

(十一)新投机组在调试期结束后全部电量在注册当月按照《新疆电力市场结算方案(修订稿)》结算。全额保障性收购的发电企业上网电量据实按基准电价(或批复电价)结算。

(十二)南疆三地州燃煤发电企业疆内消纳电量按照0.035元/千瓦时补贴,补贴资金来源为月度清算费用。南疆三地州燃煤发电企业纳入当月补贴结算电量上限=(三地州以外燃煤发电企业当月上网电量/三地州以外燃煤发电企业装机容量)×该电厂装机容量。

(十三)按照《自治区发展改革委关于印发〈完善我区新能源价格机制的方案〉的通知》(新发改能价〔2022〕185号)要求,我区2021年起投产的新能源平价项目发电量全部纳入电力

市场，执行相关目标上网电价政策。此类项目涉及的疆内实际交易电价、市场均价均为各时段加权平均价。

（十四）设置偏差收益回收费用，即对批发交易的用户（含售电公司）各时段各偏差范围的少用电量结算电价大于其各时段合同均价的部分，以及发电企业各时段各偏差范围的少发电量结算电价小于其各时段合同均价的部分，进行电费回收，并纳入月度清算费用计算。

（十五）本方案电量结算部分第 2 至 4 条设置过渡期，暂定三个月，过渡期内结算方式按不分时段执行，偏差范围及系数均参照《新疆电力市场结算方案（修订稿）》。过渡期结束后，按照本方案执行。

十、交易事项

（一）电力用户年用电量均以 2022 年 10 月已结算数据为基准往前连续倒推 12 个月计算。自备电厂企业年用电量为从主网下网的电量，不含自发自用电量。

（二）年度交易组织前，对符合 2023 年年度交易准入条件的电力用户以及售电公司核算年用电量以及电网企业年度代购总电量预测值信息披露及公示，并受理各市场主体对此提出的相关异议，受理截止时间为年度交易组织前 2 个工作日。

（三）当电力用户由于扩容、新建等原因导致合同容量发生变化时，确保交易前与各地州供电公司对接，履行正常变更流程后，营销系统将在流程结束后自动更新合同容量数据。

(四) 市场主体不再开展年度分时段合同的分月调整工作。

(五) 自行参与交易的兵团电力用户执行全疆统一标准，交易合同、执行、结算、偏差处理等事宜按照自治区相关文件要求执行。

(六) 兵团各师(市)电力公司报送参与交易用户的结算电量之和，不得超过主网联络线下网电量之和。

(七) 发电机组在规定调试运行期内的调试电量，纳入代理购电电量来源，收购电价按照国家有关要求执行。

(八) 所有市场用户要按照国家和自治区可再生能源电力消纳保障要求，履行可再生能源消纳权重责任。对 2023 年自治区可再生能源消纳责任权重及分配方案执行情况开展月度监测预警，鼓励可再生能源电量优先疆内消纳。

(九) 2023 年绿色电力交易(以下简称绿电交易)组织平台为北京电力交易中心 e-交易平台，2023 年绿电交易按时段申报，时段划分标准与本方案保持一致，各时段报价不设置电价比例限制，其他事项按照《新疆绿色电力交易方案(试行)》执行。

(十) 2023 年 1 月月度和月内交易具体事项参照 2022 年电力直接交易方案有关规定执行。2023 年年度交易及后续月份月度交易按照 2023 年电力市场化交易实施方案执行，年度交易执行周期为 2—12 月。

(十一) 对于市场主体发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的，电力交易机构、电力调度机构应依法依规采

取市场干预措施，并向国家能源局新疆监管办、自治区政府电力管理部门提交干预情况报告。政府有关部门将市场主体违规行为计入企业信用记录。

（十二）具体交易组织时间、申报精度、申报方式等以正式发布的交易公告为准。

十一、附则

本方案最终解释权归政府电力管理部门。