

国家能源局新疆监管办公室
自治区经济和信息化委员会 文件
新疆生产建设兵团工业和信息化委员会

新监能市场〔2017〕143号

关于印发《新疆电力辅助服务市场运营
规则（试行）》的通知

国网新疆电力公司、新疆电力交易中心有限公司、华电新疆发电有限公司、国电新疆电力有限公司、华能新疆能源开发有限公司、国家电投集团新疆能源化工有限责任公司、大唐新疆发电有限公司、神华国能集团有限公司新疆分公司、天山电力股份有限公司及有关公用发电企业、自备电厂、售电企业、电力用户：

为进一步深化电力体制改革，切实推进新疆电力辅助服务市场建设，探索新疆电力辅助服务市场化新机制，新疆能源监管办

会同自治区经信委、兵团工信委等部门编制了相关市场运营规则，在充分征求政府相关部门、电力企业及用户意见的基础上，形成了《新疆电力辅助服务市场运营规则（试行）》，现印发给你们，请遵照执行，如有重大问题，可及时向我们反馈。

联系人：韩龙

联系电话：0991-2918971 17709911651

传 真：0991-2918972

电子邮箱：403808100@qq.com

附件：《新疆电力辅助服务市场运营规则（试行）》



2017年9月25日

抄送：国家能源局市场监管司，电气化新疆办公室，自治区发改委，
自治区能源局；兵团发改委。

国家能源局新疆监管办公室

2017年9月25日印发

新疆电力辅助服务市场运营规则 (试行)

第一章 总则

第一条 为保障新疆地区电力系统安全、优质、稳定、经济运行，规范辅助服务管理，发挥市场在资源配置中的决定性作用，通过市场化的经济补偿机制激励并网发电机组调峰，促进风电、光伏等清洁能源消纳，制定本规则。

第二条 本规则制定依据为《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）及其相关配套文件、《电力监管条例》（国务院令 第432号）、《国家能源局关于印发2016年体制改革工作要点的通知》（国能综法改〔2016〕57号）、《国家能源局关于促进电储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿（市场）机制试点工作的通知》（国能监管〔2016〕164号）、《电力中长期交易基本规则（暂行）》、《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》（电监市场〔2006〕43号）、《关于印发〈西北区域发电厂并网运行管理实施细则〉及〈西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则〉的通知》（西北监能市场〔2015〕28号）及国家有关法律、法规及行业标准。

第三条 本规则适用于新疆省级及以上电力调度机构直接调管的，参与新疆区域内电力电量平衡的并网发电机组、获得准入的电力用户及独立辅助服务提供商参加的辅助服务交易行为。新

疆电力辅助服务市场所有成员必须遵守本规则，已有辅助服务政策中相关条款与本规则不一致的部分，按照本规则执行。

第四条 本规则所称辅助服务是指为维护电力系统的安全稳定运行，保证电能质量，由并网发电厂或电力用户及独立辅助服务提供商提供的除正常电能生产以外的市场化辅助服务。本规则的辅助服务主要为有偿调峰服务，市场交易方式为日前组织、日内调整。

第五条 辅助服务交易以确保电力安全、居民供热为前提，发电企业参与辅助服务市场要严格执行调度指令，要以确保电力安全、供热安全为前提，不得以参与辅助服务市场为由，影响电力安全及居民供热质量。发电企业不得以在辅助服务市场中被考核为由，采取拒绝供热、降低供热质量或其它影响供热和电网安全的行为。

第六条 国家能源局新疆能监管办公室（以下简称新疆能源监管办）会同自治区经信委、兵团工信委根据职责履行市场监督与管理，监管本规则的实施。

第二章 市场成员

第七条 新疆电力辅助服务市场包括市场运营机构和市场主体。新疆电力辅助服务市场运营机构为新疆省级电力调度机构和电力交易机构。

第八条 电力调度机构主要职责：

- (一) 按照规则管理、运营新疆电力辅助服务市场;
- (二) 负责市场交易主体注册管理;
- (三) 建立、维护市场交易的技术支持平台;
- (四) 拟定平台相关技术服务标准;
- (五) 依据市场规则组织交易、按照交易结果进行调用;
- (六) 对市场交易执行结果进行统计考核;
- (七) 依据市场规则定期向交易机构提供市场出清结果;
- (八) 发布实时市场信息;
- (九) 评估市场运行状态, 对市场规则提出修改意见;
- (十) 紧急情况下中止市场运行, 保障系统安全运行;
- (十一) 向新疆能源监管办提交相关市场信息和调用结果。

第九条 电力交易机构主要职责:

- (一) 与市场主体进行结算, 出具结算凭证;
- (二) 发布月度结算信息;

第十条 国网新疆电力公司依据结算凭证负责与市场主体进行费用结算。

第十一条 电力辅助服务市场的市场主体为新疆省级及以上电力调度机构直接调管的, 参与新疆区域内电力电量平衡的并网发电厂(包括公用火电、风电、光伏、装机容量 50MW 及以上的水电站和自备电厂), 以及经市场准入的电储能和可中断负荷电力用户(不包括风电电采暖试点期间的企业)或独立辅助服务提供

商等。其中，水电站暂时仅参与调停备用交易，后续根据市场条件逐步参与其他交易品种；公用火电机组的参与范围为单机容量100MW及以上的燃煤、燃气、垃圾、生物质发电机组。

第十二条 新建发电机组满负荷试运行结束后次日零点即纳入辅助服务管理范围，兵团、石油、水利、地方电网等有源地网、售电企业待市场条件成熟后逐步纳入。

第三章 调峰辅助服务

第十三条 本规则所指调峰辅助服务是指并网发电机组、可中断负荷或电储能装置，按照电网调峰需求，平滑、稳定调整机组出力、改变机组运行状态或调节负荷所提供的服务。

第十四条 调峰辅助服务分为基本（义务）调峰服务和有偿调峰服务。有偿调峰服务在新疆电力辅助服务市场中交易，暂包含实时深度调峰交易、调停备用交易、可中断负荷交易、电储能交易。跨省调峰服务暂不开展，维持现有省间交易机制，待市场条件成熟后逐步实施。

第十五条 辅助服务市场中的火电机组开机基准方式根据在新疆能监办备案的新疆电网月度机组组合确定。

第十六条 调峰辅助服务产生的电量，视为已发出且直接转让的市场化电量。

第十七条 调峰辅助服务在调度机构调用后方产生费用和补

偿，机组自身原因需带低负荷运行及机组启停期间负荷率较低等情况均不计为调峰辅助服务。

第十八条 自备电厂暂时参与供暖期期间的基本调峰，调峰幅度因各厂工艺不同而不同，一般为 5%-20%，春节期间为 5%-30%。随着市场条件的逐步成熟，逐步参与其它辅助服务市场交易。

第四章 实时深度调峰交易

第十九条 实时深度调峰交易是指火电厂开机机组通过调减出力，使火电机组平均负荷率小于有偿调峰基准时提供服务的交易。火电机组提供实时深度调峰服务，须能够按照电力调度机构的指令，满足一定调节速率要求，随时平滑稳定地调整机组出力。

第二十条 实时深度调峰交易的购买方是风电、光伏以及出力未减到有偿调峰基准的公用火电机组。

第二十一条 负荷率是机组发电电力与机组额定容量之比，以 15 分钟为单位统计周期计算机组的平均负荷率。平均负荷率小于或等于有偿调峰补偿基准时获得补偿，平均负荷率大于有偿调峰补偿基准时参与分摊调峰补偿费用。

火电厂机组容量以调度机构在新疆能源监管办备案的并网调度协议中确定的容量为准。

第二十二条 公用火电机组（含供热机组）有偿调峰基准见下表：

时期	火电厂类型	有偿调峰补偿基准
----	-------	----------

非供暖期	纯凝火电机组	负荷率 50%
	热电机组	负荷率 45%
供暖期	纯凝火电机组	负荷率 45%
	热电机组	负荷率 50%

第二十三条 有偿调峰基准点是一个体现市场供求关系的动态平衡点。新疆能源监管办可以根据火电厂最小运行方式、电网调峰缺口、辅助服务补偿资金等情况每个季度进行调整，电力市场发生较大变化时也可进行调整。

第二十四条 单位统计周期（15 分钟）是交易量计算的基本时间单位，在每个统计周期中计算调峰服务购售双方收支费用。考虑新疆全区的供暖情况，本规则所述供暖期暂定为每年的 11 月 1 日至次年的 3 月 31 日，若遇极端天气及特殊情况可根据实际进行调整。

第二十五条 深度调峰交易采用“阶梯式”报价方式和价格机制，发电企业在不同时期分两档浮动报价，具体分档及报价上、下限见下表：

时期	报价档位	公用电厂类型	火电厂负荷率	报价下限 (元/kWh)	报价上限 (元/kWh)
非供暖期	第一档	纯凝火电机组	40%<负荷率<50%	0	0.22
		热电机组	40%<负荷率<45%		
	第二档	全部火电机组	负荷率≤40%	0.22	0.5
供暖期	第一档	纯凝火电机组	40%<负荷率<45%	0	0.22
		热电机组	40%<负荷率<50%		
	第二档	全部火电机组	负荷率≤40%	0.22	0.5

第二十六条 在供热期如火电厂运行机组台数超过核定的最小运行方式开机台数时，火电厂获得的调峰补偿费用减半，按补偿费用的 50%折算后结算。

第二十七条 春节期间（原则上为农历腊月二十八零点至农历正月初八二十四点），公用火电有偿调峰基准调整为 40%，只对第二档深度调峰予以补偿，负荷率超过 40%的公用火电厂全部参与分摊。

第二十八条 实时深度调峰交易可分为日前调用和日内调用。电力调度机构根据电网运行需要在次日编制计划时、或日内根据日前竞价结果由低到高依次调用（竞价相同时按等比例调用）。

第二十九条 日前调用后，电力调度机构可根据电网运行及清洁能源发电情况按竞价结果由高到低依次取消（竞价相同时按等比例取消）。

第三十条 实时深度调峰交易按照各档有偿调峰电量及对应市场出清价格进行结算。其中，有偿调峰电量为火电厂在各有偿调峰分档区间内平均负荷率低于有偿调峰基准形成的未发电量，档内市场出清价格为单位统计周期内同一档内实际调用到的最后一台调峰机组的报价。

第三十一条 火电厂获得补偿费用根据开机机组不同时段调峰深度所对应的阶梯电价进行统计，计算方式如下：

公式：火电厂实时深度调峰获得费用 =

$$\sum_{i=1}^2 (\text{第}i\text{档有偿调峰电量} \times \text{第}i\text{档实际出清电价})$$

第三十二条 实时深度调峰有偿服务补偿费用由省（区）内负荷率大于等于深度调峰基准的公用火电厂、风电场、光伏电站按照调用时段共同分摊。

（一）火电厂分摊方法：参与分摊的火电厂根据实际调峰率的不同，分三档依次加大分摊比重，进行“阶梯式”分摊。具体分摊金额按照以下方式计算：

公式：火电厂调峰分摊金额 = 【火电厂修正后发电量 / （省区内参与分摊的所有火电厂总修正后发电量 + 省区内参与分摊的所有风电场、光伏电站修正后总发电量）】 × 调峰补偿总金额

$$\text{火电厂修正后发电量} = \sum_{i=1}^3 (\text{第}i\text{档实际发电量} \times \text{修正系数}k_i)$$

其中，火电厂发电量按不同负荷率区间进行分档，负荷率高于有偿调峰基准但小于 70% 部分为第一档，负荷率在 70% 至 80% 之间部分为第二档，负荷率高于 80% 部分为第三档，对应三档的修正系数分别为 $k_1 = 1$ 、 $k_2 = 1.5$ 、 $k_3 = 2$ 。因系统原因或调度调用造成火电厂负荷率偏高的不进行分摊。

（二）风电场、光伏电站分摊方法：参与分摊的风电场、光伏电站根据实际发电量比例进行分摊，并根据风电场、光伏电站上一年度利用小时数与保障性收购小时数之差进行阶梯式修正。

具体分摊金额按照以下方式计算：

公式：调峰分摊金额 = 【风电场、光伏电站修正后发电量 / （省区内参与分摊的所有火电厂修正后总发电量 + 省区内参与分摊的所有风电场、光伏电站修正后总发电量）】 × 调峰补偿总金额

省区内参与分摊的所有风电场、光伏电站修正后总发电量 = 省区内参与分摊的所有风电场、光伏电站实际总发电量 × 修正系数 p × 区域系数 q

修正系数 p 以保障性收购利用小时数（参考《国家发展改革委 国家能源局关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》发改能源[2016]1150 号）为基准进行修正（文件中未提及地区按最低标准计算），上年度利用小时数较保障性收购

利用小时数每降低 100 小时（取整），分摊电量系数减小 10%。若上年度利用小时数高于等于保障性收购利用小时数，则 $p=1$ 。

$$p = 0.9^n$$

$$n = \frac{\text{保障性收购利用小时数} - \text{实际利用小时数}}{100}$$

区域系数 q 是充分考虑新疆电网西部和南部清洁能源发电受阻情况后设立的，其中阿勒泰、塔城、博州、阿克苏、喀什、和田地区的清洁能源厂站该系数为 0.9，其它地区清洁能源厂站该系数为 1，若系统网架变化区域系数将进行年度调整。

第三十三条 风电场、光伏电站和火电厂深度调峰分摊金额均设置上限，当单位统计周期内风电场、光伏电站和火电厂通过上述分摊办法计算得出的应承担费用大于分摊金额上限时，按分摊金额上限进行支付。

公式：火电厂支付上限 = 火电厂实际发电量 × 上一年度公用火电平均上网电价 × 0.25

风电场、光伏电站分摊金额上限 = 风电场、光伏电站实际发电量 × 上一年度风电场、光伏电站平均上网电价（不包含政府补贴电价）× 0.8

第三十四条 因某发电企业支付费用达到上限，导致实时深度调峰分摊费用存在缺额时，缺额部分由其余未达到支付上限的发电企业按其修正后发电量比例承担，按如下方法循环计算：

公式：未达到支付上限各发电企业承担的费用 = （发电企业修正后发电量 / 所在省区未达到支付上限发电企业总修正后发电量）× 实时深度调峰费用总缺额

第三十五条 全部参与分摊的发电企业支付费用均达到上限后，实时深度调峰费用仍存在缺额时，缺额部分由负荷率低于有偿调峰基准的火电厂在其获得费用中消减，消减费用按如下方法计算：

公式：各火电厂的缺额消减费用 = （各火电厂获得实时深度调峰费用 / 所在省区实时深度调峰总费用）× 实时深度调峰费用总缺额

第三十六条 鼓励火电企业投资建设储能调峰设施，在计量

关口出口内可与机组联合参与调峰，在计量关口出口建设的储能设施，视为深度调峰设施，在深度调峰交易中抵减机组发电出力进行费用计算及补偿，最多可抵减至出力为零，对抵减后出力为负的部分不予补偿。储能调峰设施不影响机组最小运行方式核定。

第五章 调停备用交易

第三十七条 调停备用交易是指通过机组启停为清洁能源消纳提供调峰容量的交易。包含月度计划停备、公用火电应急启停交易及水电调停备用交易。

第三十八条 月度计划停备是指在月度机组组合中安排的停机备用。公用火电电量转让交易、公用火电应急启停交易在月度机组组合的基础上开展。

第三十九条 月度计划停备不进行补偿。

第四十条 公用火电应急启停交易是指电力调度机构根据日内电网安全运行实际需要，按照各机组日前单位容量报价由低到高依次调停公用火电机组（不超过 72 小时），为电网提供的调峰服务。

第四十一条 公用火电应急启停交易的出让对象是风电、光伏及未达到有偿调峰基准的公用火电厂。

第四十二条 公用火电企业按照机组额定容量对应的应急启停调峰服务报价区间浮动报价，各级别机组的报价上限见下表：

机组额定容量级别（万千瓦）	报价上限（万元/次）
---------------	------------

10	50
20	80
30	110
60	200
100	300

第四十三条 应急启停交易根据各级别机组市场出清价格按台次结算，市场出清价格是指当日实际调用到的最后一台应急启停的同容量级别机组的报价。

第四十四条 公用火电机组应急启停费用按照各火电厂、风电场、光伏电站月度实时深度调峰有偿服务补偿费用承担比例进行支付。具体支付费用按照以下方式计算：

公式：各公用火电厂、风电场、光伏电站应急启停支付费用 = （各公用火电厂、风电场、光伏电站应急启停期间实时深度调峰支付费用 / 所在省区应急启停期间实时深度调峰总支付费用） × 应急启停总费用

第四十五条 参与调峰服务分摊的水电机组按调度指令进行启停机调峰，每次按启停机容量进行调停备用补偿。

第四十六条 水电机组调停备用交易根据机组容量按月度启停次数进行补偿，每次补偿 25 元/万千瓦。

第四十七条 水电机组调停备用补偿的分摊范围是风电、光伏及未达到有偿调峰基准的公用火电厂。

第四十八条 水电机组调停备用补偿的结算周期为月度。其补偿费用分摊按照以下方式计算：

公式：各公用火电厂、风电场、光伏电站水电调停补偿支付费用 = （各公用火电厂、风电场、光伏电站月度实时深度调峰支付费用 / 所在省区月度实时深度调峰总支付费用） × 水电调停补偿总费用

第六章 可中断负荷交易

第四十九条 可中断负荷在市场初期暂定义为可在弃风、弃光时段用电，为电网提供调峰服务的用电负荷项目（包含电制氢、电储热、电储冷等项目）。后期根据市场发展程度，逐步过渡至为在负荷高峰时段或紧急状况下，根据系统调峰需求，通过削减用电负荷或中断用电等方式提供的电网调峰辅助服务。

第五十条 参与本交易的可中断负荷用户最大用电电力须达到 1 万千瓦及以上，且能够将实时用电信息上传至所在省级电力调度机构，并接受所在省级电力调度机构的集中统一调度指挥。

第五十一条 可中断负荷用户与发电企业可通过双边协商确定交易价格，也可通过市场平台集中交易确定价格。

第五十二条 风电、光伏企业购买到的可中断负荷电力为风电、光伏企业对应时段新增发电空间。除发生危及电网安全运行等特殊情况外，电力调度机构须严格保证风电、光伏企业交易电力的发电空间。

由于风电、光伏自身原因及风、光资源不足等未发出的交易电力视为已完成，后期不予追补。

第五十三条 当可中断负荷用户如约履行合同时，电网企业按以下方式计算参与可中断负荷用户交易的补偿费用：

可中断负荷用户获得的调峰服务费用=Σ成交电量×成交价格+Σ调用剩余电量×调用补偿价格

签订合同的风电、光伏企业支付给可中断负荷用户的调峰服务费用=Σ成交电量×成交价格

当可中断负荷用户未如约履行合同，若实际用电量大于合同

电量时，成交电量为合同电量，仅对合同电量部分进行补偿；若实际用电量小于合同电量时，成交电量为可中断负荷用户低谷实际用电量。

第七章 电储能交易

第五十四条 电储能交易指蓄电设施通过化学或物理方法，在低谷或弃风、弃光时段储存电力，在需要时段释放电力，从而提供调峰服务的交易。

第五十五条 鼓励发电企业、售电企业、电力用户、独立辅助服务提供商等投资建设电储能设施，要求充电功率在 1 万千瓦及以上、持续充电时间 4 小时以上。

第五十六条 在火电厂计量关口出口内建设的电储能设施，与机组联合参与调峰，按照深度调峰管理、费用计算和补偿。

第五十七条 在风电场、光伏电站计量关口出口内建设的电储能设施，由电力调度机构监控、记录其实时充放电状态，其充电能力优先由所在风电场和光伏电站使用，由电储能设施投资运营方与风电场、光伏电站自主协商确定补偿费用，释放电量等同与发电厂发电量，按照发电厂相关合同电价结算。

第五十八条 发电企业计量出口内的储能设施也可自愿作为独立的电力用户参与辅助服务市场。

第五十九条 用户侧电储能设施须在新疆电力调度机构能

够监控、记录其实时充放电状态的前提下参与辅助服务市场，不得在负荷高峰时段充电，不得在负荷低谷时段放电，否则不予补偿。

第六十条 作为独立市场主体的电储能设施可与发电企业可通过双边协商确定交易价格，也可通过市场平台集中交易确定价格。

第六十一条 风电、光伏企业购买到的电储能设施的电力为风电、光伏企业对应时段新增发电空间。除发生危及电网安全运行等极特殊情况外，电力调度机构须严格保证风电、光伏企业交易电力的发电空间。

由于风电、光伏自身原因及风、光资源不足等未发出的交易电力视为已完成，后期不予追补。

第六十二条 当储能用户如合同履行同时，电网企业按以下方式计算用户侧电储能设施的补偿费用：

电储能设施获得的调峰服务费用= Σ 成交电量 \times 成交价格+ Σ 调用剩余电量 \times 调用补偿价格

签订合同的风电、光伏企业支付给电储能设施的调峰服务费用= Σ 成交电量 \times 成交价格

当储能用户未如合同履行同时，若实际用电量大于合同电量时，成交电量为合同电量，仅对合同电量部分进行补偿；若实际用电量小于合同电量时，成交电量为储能用户低谷实际用电量。

第八章 市场组织与竞价

第六十三条 有关发电企业、可中断负荷用户、电储能等将双边协商达成的电量转让交易、可中断负荷交易、电储能交易意向提前 3 个工作日提交辅助服务平台，由电力调度机构校核通过后执行。

第六十四条 每日 11 时前，有意愿提供实时深度调峰服务的火电厂向调峰服务平台申报次日报价及机组有功出力可调区间。其中，最大出力应考虑机组因自身原因造成的受阻电力。

第六十五条 每日 11 时前，有意愿参与电力辅助服务市场集中交易且满足要求的可中断负荷用户向调峰服务平台申报交易期间意向价格、日用电曲线，包括用电时段及每 15 分钟用电功率曲线。根据调峰服务平台发布的信息，风电、光伏企业申报购买可中断负荷。

第六十六条 每日 11 时前，有意愿提供应急启停调峰服务的火电厂向调峰服务平台申报机组应急启停报价。

第六十七条 调峰服务平台每交易日 18 时前发布经安全校核后的深度调峰日前调用结果、电量转让交易结果、可中断负荷集中交易结果。18-19 时，达成交易的双方企业通过网络签署交易合同，作为日后的结算依据。

第九章 交易结果执行

第六十八条 在保障电网安全运行前提下，根据“价格优先、

按需调度”的原则，对电力辅助服务不同交易品种依据经济性调用，即优先调用无偿及低价的电力辅助服务资源。

第六十九条 公用电发电机组进行重大技术改造参与调峰的，同等条件下优先调用其参与有偿调峰。

第七十条 为保证电网安全运行，电力调度机构有权在特殊情况下根据电网调峰需求采取临时增加或中止运行机组调峰资源或安排机组应急启停调峰等措施。

第七十一条 发电企业负责厂内设备运行与维护，确保能够根据电力调度机构指令提供符合规定标准的调峰服务。

第七十二条 风电、光伏企业参与可中断负荷及电储能交易发出的电量部分不参与实时深度调峰费用分摊。

第七十三条 确因电网安全运行需要或网络阻塞原因，按照调度指令要求，负荷率高于有偿调峰基准的火电厂不支付实时深度调峰费用，电力调度机构应将原因详细记录于月报。

第七十四条 为规范市场运行机制，避免各发电企业盲目逐利的行为，对因自身原因导致日内调峰能力与日前上报竞价情况不符的火电厂进行相应的考核：

考核罚金 = 减少的有偿调峰电量 × 出清电价 × 2

获得的考核罚金优先补充深度调峰服务基金，以弥补因火电厂或风电场、光伏电站分摊的深度调峰费用达到分摊金额上限，导致深度调峰补偿金额存在的缺额。

第十章 计量与结算

第七十五条 电网企业按照调度管辖范围记录所辖并网发电厂调峰服务交易、调用、计算和结算等情况。

第七十六条 电力辅助服务计量的依据为：电力调度指令、智能电网调度控制系统采集的实时数据、电量数据等。

第七十七条 因提供电力辅助服务造成电厂少发电量，少发电量视作合同转让电量，由增发电厂按照实时深度调峰补偿费用分摊比例分配，电价按原合同电价结算。

第七十八条 电厂少发电量的电价，按照当月市场化电量计算的平均电价确定，月度结算，季度清算。

第七十九条 市场主体产生的调峰补偿费用，由参与市场主体根据分配结果结算，分配结果每日公布，次月1日结算本月数据。

第八十条 电力辅助服务费用实行专项管理，按照收支平衡原则，根据调度管辖范围统一进行计算。

第八十一条 电力辅助服务费用采用电费结算方式，发电厂和电网企业之间按照结算关系进行结算，与本月电费同步完成。

第八十二条 调峰服务费用的结算结果需按月上报新疆能源监管办，并向国家电网西北分部备案。

第十一章 信息发布

第八十三条 电力调度机构应建立辅助服务市场技术支持系统，发布电力辅助服务市场相关信息。电力辅助服务市场信息分为实时信息、日信息及月度信息，内容包括调度管辖范围内所有发电企业的调峰服务补偿和分摊对象、时段、电力、电量、价格、费用等。

第八十四条 电力调度机构通过辅助服务市场技术支持系统每小时对调度管辖范围内所有发电企业发布预补偿和预分摊结果等实时信息。

第八十五条 当日信息由电力调度机构在下一个工作日 14 时前发布。各发电厂如对日信息有异议，应于发布之日的 17 时前向调度机构提出核对要求。电力调度机构每日 19 时前发布确认后的统计结果。

第八十六条 调度机构应在每月第 5 个工作日内将上月辅助服务市场月度信息报交易机构，并通过“新疆电力交易平台网站”发布。

第十二章 市场监管及干预

第八十七条 新疆能源监管办会同自治区经信委、兵团工信委根据职责履行对电力辅助服务市场运行进行监督管理。电力调度机构应建立并网发电厂辅助服务管理技术支持系统，并将信息接入新疆能源监管办的监管信息系统。

第八十八条 调度和交易机构应在每月 15 日前将上月调峰服务交易情况、交易合同、结算情况等信息报新疆能源监管办备案，并抄报自治区经信委和兵团工信委。

第八十九条 新疆能源监管办可采取现场或非现场方式对本规则实施情况开展检查，对市场主体和市场运营机构违反有关规定的依法依规进行处理。

第九十条 发生以下情况时，新疆能源监管办可会同自治区经信委、兵团工信委对市场进行干预，也可授权市场运营机构进行临时干预：

（一）市场主体滥用市场力、串谋及其他严重违约等情况导致市场秩序受到严重扰乱；

（二）电力系统或调峰服务平台发生故障，导致市场无法正常进行时；

（三） 其他必要情况。

第九十一条 市场干预的主要方式包括：

（一） 临时调整市场上下限价格；

（二） 制定或调整市场临时交易机制；

（三） 暂停市场交易，处理和解决问题后重新启动。

第九十二条 因电力辅助服务交易、调用、统计及结算等情况存在争议的，市场主体应先与调度机构自主协商，电力调度机构应在收到市场主体申请的 2 个工作日内予以答复。

第十三章 附则

第九十三条 参与辅助服务市场的市场主体每违约一次，缴纳罚金 5 万元，计入有偿服务补偿费用。

第九十四条 疆内清洁能源出现弃风、弃光时，调度机构首先在疆内组织自备电厂下网清洁能源替代、开展调峰辅助服务等工作，在疆内调节资源已经全部用尽，各类外送交易全部落实的情况下，风电、光伏仍有富余发电能力，预计产生的弃风、弃光电量可以参与跨区域现货交易。

第九十五条 本规则由新疆能源监管办负责解释，并根据市场实际运行情况，对相关标准和条款进行修改，报国家能源局备案后执行。

第九十六条 新疆实施的《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》中与本规则内容有关的规定停止执行。

第九十七条 本办法自印发之日起实施。