

储能顶峰最高0.9元/kWh！西北省间顶峰辅助服务交易规则（征求意见稿）发布

9月25日，国家能源局西北监管局印发《西北省间顶峰辅助服务交易规则（试行）》（征求意见稿）。规则指出，西北区域省间顶峰辅助服务是在西北区域内顶峰资源不足省（区）存在电力缺口、用户用电无法保障时，向顶峰资源富余省区的储能电站、可中断用户购买跨省顶峰的服务。

储能顶峰分I类顶峰和II类顶峰，I类顶峰是指放电电量接受过省内或省间调峰辅助服务补偿的放电顶峰服务，报价区间为0-0.3元/千瓦时。II类顶峰是指放电电量未接受过调峰辅助服务补偿的放电顶峰服务，报价区间为0-0.9元/千瓦时。

以下为原文

西北省间顶峰辅助服务交易规则（试行）（征求意见稿）

第一章 总 则

第一条 为落实《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）及配套文件精神，发挥市场在资源配置中的决定性作用，充分利用西北电网各省（区）间互济能力，激励独立储能、可中断负荷等市场主体参与电网顶峰，保障西北区域电力可靠供应，制定本规则。

第二条 本规则依据《关于推进电力市场建设的实施意见》（中发〔2015〕9号附件3）、《电力监管条例》（国务院令432号）、《国家能源局关于印发<完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案>的通知》（国能发监管〔2017〕67号）、《国家能源局关于印发<电力辅助服务管理办法>的通知》（国能发监管规〔2021〕61号）、《国家发展改革委国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》（发改办运行〔2022〕475号）及国家相关法律、法规制定。

第三条 西北区域省间顶峰辅助服务是在西北区域内顶峰资源不足省（区）存在电力缺口、用户用电无法保障时，向顶峰资源富余省区的储能电站、可中断用户购买跨省顶峰的服务。

第四条 坚持市场化导向，市场主体自主自愿参与市场，根据“先省内、后跨省”的优先级顺序，坚持“公开、公平、公正”原则，确保市场运作规范透明。

第五条 参与西北区域省间顶峰辅助服务市场所有成员必须遵守本规则，严格执行调度指令，不得以参与市场为由，影响电力系统安全。

第六条 国家能源局西北能源监管局会同甘肃、新疆能源监管办（以下简称“西北能源监管局”、“甘肃、新疆能源监管办”）负责西北区域省间调峰辅助服务市场的运营管理，监管本规则的实施。

第二章 市场成员

第七条 市场成员包括市场运营机构、市场主体和电网企业。

第八条 市场运营机构包括电力调度机构和交易机构。

第九条 市场主体包括：

（一）提供服务方：提供顶峰辅助服务的储能、电力用户，其中，电力用户可选择独立参与也可通过聚合商代理参与。

（二）接受服务方：接受顶峰辅助服务省（区）内出力未达标的火电机组、出力未达到计划值的风电、光伏等清洁能源企业等，具体在各省区分摊细则中确定，由所属电网公司统一代理参与市场。

第十条 区域电力调度机构（以下简称“西北网调”）的权利义务：

- （一）运营西北区域省间顶峰辅助服务市场。
- （二）建设、运行和维护西北省间顶峰辅助服务市场的技术支持平台。
- （三）依据市场规则组织区域顶峰辅助服务。
- （四）发布日、月度市场信息。
- （五）负责向相关电力交易机构提供交易结算所需信息。
- （六）紧急情况下根据授权中止市场运行，保障电网安全运行。
- （七）评估市场运行状态，对市场规则提出修改意见。
- （八）向西北能源监管局上报市场运行信息，接受监管。
- （九）法律法规及相关市场规则规定的其他权利和义务。

第十一条 省级电力调度机构（以下简称“省调”）的权利义务：

- （一）建设、运行和维护本省侧配套技术支持系统。
- （二）配合区域调度机构运营西北区域省间顶峰辅助服务市场。
- （三）根据本省区电力供应形势，代理申报省间顶峰辅助服务需求。
- （四）组织本省区市场主体参与市场，负责相关主体申报数据的合理性校验和调管范围内电网安全校核。
- （五）按照市场出清结果组织本省内主体执行，对市场执行情况进行监测和评估。
- （六）法律法规及相关市场规则规定的其他权利和义务。

第十二条 区域电力交易机构的权利义务：

- （一）开展省间顶峰辅助服务交易结算。
- （二）按规定披露和发布市场信息。
- （三）承担信息保密义务。
- （四）法律法规及相关市场规则规定的其他权利和义务。

第十三条 省级电力交易机构的权利义务：

- （一）负责本省区市场主体交易注册工作。
- （二）按规定披露和发布市场信息。
- （三）开展顶峰辅助服务费用及省间交易电量、费用分摊与结算。
- （四）承担信息保密义务。
- （五）法律法规及相关市场规则规定的其他权利和义务。

第十四条 储能权利义务：

- （一）自愿选择参与省间储能顶峰辅助服务，主动在市场运营机构完成准入，在所在省区交易中心完成注册。
- （二）进行放电能力、放电时长、交易价格等信息的申报和竞价。
- （三）根据出清结果按时按量放电，并获取相应收益。
- （四）服从调度机构的统一调度，严格执行调度机构印发的相关管理制度，保障涉网性能、电能质量、数据质量等达标合格。
- （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）其他法律法规所赋予的权利和义务。

第十五条 可中断用户（含负荷聚合商，下同）权利义务：

- （一）自愿选择参与省间用户削峰辅助服务，主动在市场运营机构完成准入，聚合商在所在省区交易中心完成注册。
- （二）进行削峰能力、时长等信息的申报，主动回应并确认市场出清结果。
- （三）根据出清结果按时按量削减用电负荷，并获取相应收益。
- （四）服从调度机构的统一调度，严格执行调度机构印发的相关管理制度。
- （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）其他法律法规所赋予的权利和义务。

第十六条 接受服务方权利义务：

- （一）提升发电预测准确率，申报发电预测情况。
- （二）提升机组顶峰能力，申报发电能力。
- （三）按市场规则接受辅助服务，并支付辅助服务费用。
- （四）服从电力调度机构的统一调度，在系统特殊运行状况下（如事故等）按调度要求安排出力。
- （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）其他法律法规所赋予的权利和责任。

第十七条 电网公司权利义务：

- （一）保障跨省输电通道等输配电设施的安全稳定运行。
- （二）为市场主体提供公平的输电服务和电网接入服务。
- （三）向市场运营机构提供支撑开展省间顶峰辅助服务交易的相关数据，按照国家网络安全有关规定实现与市场运营机构的数据交互。
- （四）其他法律法规所赋予的权利和责任。

第十八条 独立储能准入条件：

（一）新型储能应为在所在省（区）电力交易机构完成注册的独立储能设施，满足《电力系统电化学储能系统通用技术标准》（GB/T 36558-2018）、《电化学储能系统接入电网技术规定》（GB/T 36547-2018）等国家有关安全要求与涉网技术标准。

（二）充电功率在10MW以上且持续充电时间2小时以上，具备独立计量和自动发电控制功能(AGC)，并以独立主体身份接受电网统一调度。

（三）调节性能需满足相关要求并接入西北网调度自动化系统。

第十九条 对于新能源配建储能，在具备独立计量和AGC功能后，后期视政策要求可作为提供服务方参与市场，具体准入条件再行通知。初期，引入具备技术条件的部分配建储能开展试点。

第二十条 可中断用户准入条件：

（一）具备法人资格、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。内部核算的用户主体经法人单位授权，可以相应法人名义参与相应市场交易。

（二）符合国家相关产业政策和环保政策，两年内无窃电、违约用电、拖欠电费、执行有序用电不到位等行为。

（三）用户可直接或由负荷聚合商代理参与，独立用户最小调节能力应不低于2MW，单日累计持续响应时间不低于1小时。负荷聚合商最小调节能力应不低于10MW，单日累计持续响应时间不低于1小时。

（四）负荷聚合商需按照《国家电网有限公司西北分部关于 完善可调节用户参与西北区域电力辅助服务市场准入、退出规则的报告 》(西北调控〔2021〕124号)完成市场准入工作。

（五）用户主体须在电力调度机构能够监控、记录其实时运行状态的前提下参与辅助服务市场，通过电力调度数据网、所在省（区）电力公司用电信息采集系统、西北电网源网荷储协同互动智能调控平台（简称“ I-GDP平台”，曾用名“ U-GDP平台 ”）等系统与电网企业进行实时运行信息安全交互，并满足信息安全防护、分时计量采集等技术要求。

（六）负荷聚合商需在所代理用户所在省（区）交易中心完成市场注册，并提交履约保函或保险，提交主体为负荷聚合商，受益人为与其发生结算关系的电网企业，具体以各省（区）交易中心要求为准。履约保函、保险原则上不低于30万元，对于在多个省（区）开展聚合业务的负荷聚合商，应分别提交履约保函或保险。

（七）燃煤自备企业暂不参与。

第二十一条 市场主体存在以下情形的，强制退出市场：

（一）因情况变化不再符合准入条件(包括依法被撤销、解散，依法宣告破产、歇业等情况)。

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

（三）严重违反市场交易规则，且拒不整改的。

（四）发生重大安全生产和污染事故法律、法规规定的其他情形。

第二十二条 经西北能源监管局、甘肃、新疆能源监管办发现的须强制退市成员，或市场运营机构、电力交易机构上报西北能源监管局后经认定退市的成员，列入退市名单，通过西北能源监管局官方网站公示5个工作日，公示通过后退市生效，电力交易机构相应取消注册。

第三章 交易品种

第二十三条 西北区域省间顶峰类辅助服务包括储能顶峰、可中断负荷削峰两个交易品种。

第二十四条省间储能顶峰辅助服务（简称“储能顶峰”）是指当某省区预测某时段将出现供电缺口、或上备用不满足要求（简称“缺口省”）时，其他省（区）独立储能设施自主参与市场，向缺口省放电的跨省顶峰服务。

第二十五条省间可中断负荷削峰辅助服务（简称“用户削峰”）是指西北区域出现缺口省时，未启动电力需求响应、有序用电等负荷管理措施且上备用充足省区（简称“富裕省”）的电力用户自主参与市场，主动改变固有用电习惯，减少用电负荷，向缺口省让渡电能的跨省顶峰服务。

第四章 储能顶峰

第二十六条 独立储能参与省间顶峰辅助服务基准由所属调度机构根据相关市场规则制定并报送西北网调，日前市场组织前报送执行日（D日）参与基准，日内需滚动更新报西北网调。

第二十七条 同一时刻储能不可同时参与省间调峰、省间顶峰辅助服务。

第二十八条 储能顶峰分I类顶峰和II类顶峰，I类顶峰是指放电电量接受过省内或省间调峰辅助服务补偿的放电顶峰服务，报价区间为0-0.3元/千瓦时。II类顶峰是指放电电量未接受过调峰辅助服务补偿的放电顶峰服务，报价区间为0-0.9元/千瓦时。

第二十九条 储能顶峰包括日前市场和日内市场，与储能顶峰交易的市场主体需在日前申报次日市场信息，包括：最大放电电力、最大放电容量、可参与省间顶峰的时段、I类及II类顶峰价格。日内沿用日前信息，不再单独申报。

第三十条 储能顶峰先出清I类顶峰交易，不足部分再出清II类顶峰交易，I、II类分别定价。

第三十一条 储能顶峰价格采用“分省定价，边际出清”，即依据储能报价从低到高依次调用，I类顶峰出清价格为本省（区）最后一台被调用的储能I类报价，II类顶峰出清价格为本省（区）最后一台被调用的储能II类报价。

第三十二条 储能顶峰根据出清情况计算顶峰收益，以15分钟为采样周期计算，公式为：

储能I类顶峰费用=0.25 × ∑ I类顶峰出清价格 × 出清电力（执行时段）

储能II类顶峰费用=0.25 × ∑ II类顶峰出清价格 × 出清电力（执行时段）

第三十三条

对于未运行现货省区，由所属调度机构负责安排中标的储能充电，需确保交易执行期间储能按出清结果放电。

第三十四条 对于运行现货省区，储能执行省间顶峰辅助服务所需的充电电量，由储能主体自主通过省内现货、省间调峰辅助服务或其他市场获取。

第三十五条 储能参与省间辅助服务市场结果作为省内市场出清边界。

第三十六条 对于日前中标I类顶峰，但日内实际未中标调峰辅助服务市场的储能，相应顶峰电量按日前出清的II类顶峰价格结算，若日前无储能II类顶峰出清，按0.9元/千瓦时结算。

第三十七条 对于日前中标II类顶峰，但日内实际参与调峰辅助服务市场的储能，相应顶峰电量按日前出清的I类顶峰价格结算。若日前无储能I类顶峰出清，按0.3元/千瓦时结算。

第五章 可中断负荷削峰

第三十八条 用户参与省间削峰辅助服务基线计算方法同省间调峰辅助服务保持一致。在市场组织前，市场运营机构依据用户用电信息数据计算用户基线负荷。基线负荷参照《GB/T37016-2018电力用户需求响应节约电力测量与验证技术要求》计算，即用户基线负荷计算的典型日按如下规则选取：

（一）若需求响应发生在工作日，则选取需求响应日或执行需求响应日前10天，其中需剔除非工作日、电力中断及用户参与需求响应日，剔除后不足10天的部分向前顺序选取，应补足10天，从上述10天中再剔除电力用户日最大负荷最大、最小的两天，剩余8天作为典型日。

（二）若需求响应发生在非工作日，则选择需求响应日前最近的3个非工作日为典型日，其中需剔除电力中断以及用户参与需求响应日，剔除后不足3天的部分向前顺序选取，应补足3天。

第三十九条 同一时刻用户不可同时参与省间调峰、省间削峰辅助服务。

第四十条 用户削峰仅在日前组织，用户需申报参与削峰时段、削峰电力。原则上，用户申报的削峰电力不得超过备案的最大削峰能力。

第四十一条 负荷聚合商代理参与市场时，应上报聚合后的总调节能力及可调节时段，市场出清后，负荷聚合商负责将出清结果分解成其代理用户的削峰曲线，并下发执行。

第四十二条 用户削峰采用定价模式，补偿标准按照各省区日前需求响应补偿标准上限的2倍，对于按“/千瓦·次”补偿的省区，按照4小时调用折算为“/千瓦时”，价格不超1元/千瓦时。依据各省（区）用户补偿价格从低到高依次调用。

第四十三条 为鼓励用户参与顶峰市场，同时兼顾到新能源、火电企业承受能力，初期用户削峰优先调用，设置总量上限。当用户申报的总削峰能力超过总量上限时，则在用户侧主体范围内按照价格由低到高依次调用（若报价相同则按等比例调用），超出部分与储能集中竞价。待市场成熟后，用户削峰变更为以上述补偿价格为上限，与其他市场主体竞价出清，用户侧削峰依据报价依次调用（报价相同时等比例调用），用户削峰出清价格为本省最后一个被调用的用户报价。

第四十四条 用户侧削峰需保证削峰时段内(每15分钟为一个时段)用电负荷不高于对应时段基线负荷，且执行时长不低于出清时长的80%，否则该时段视为无效执行时段，无效执行时段削峰费用不予结算。

第四十五条 可中断负荷有效削峰电量以15分钟为采样周期计算，公式为：

实际削峰电力=基线负荷-执行时刻实际负荷

有效削峰电量=0.25 × ∑ 执行系数 × 实际调节电力（执行时段）

用户削峰费用=有效削峰电量 × 补偿标准

其中，分档执行系数见下表：

表1 用户削峰费用分档执行系数

实际调节电力与出清调节电力的比值k	执行系数
$K < 70\%$	0
$70\% \leq K < 90\%$	0.8
$90\% \leq K < 120\%$	1
$K > 120\%$	超出120%部分：0

第四十六条 对于运行现货省区，用户参与省间辅助服务市场结果作为省内市场出清边界。

第六章 组织流程

第四十七条 省间顶峰辅助服务组织流程与调峰市场保持一致。原则上，在西北区域备用辅助服务市场之后，备用

市场保障性匹配之前组织。

第四十八条 日内省间顶峰辅助服务市场允许接受服务方随时申报跨省顶峰需求，调度机构视情况组织顶峰交易。

第四十九条 储能日内顶峰能力扣除日前已出清部分。

第一节 日前市场组织流程

第五十条 [预测信息披露] D-1日9:00前，各省级电力调度机构（简称“省调”）通过跨省调峰辅助服务市场平台向西北网调上报次日系统负荷预测、清洁能源预测等信息，西北网调在平台上发布。

第五十一条 [省内预平衡] D-1日9:30前，各省调完成省内调峰辅助服务市场预出清，省内现货预平衡，向西北网调申报次日本省区独立储能设施充、放电预计划。

第五十二条 [信息申报] D-1日10:00前独立储能运营商、削峰电力用户完成次日交易信息申报，各省调对本省参与主体申报信息完成安全及合理性校核。

第五十三条 [跨省联络线计划预下发] D-1日15:00前，国家电力调度控制中心（简称“国调”）完成省间电力现货日前交易出清，下发跨区发输电日前调度计划，西北网调按照国调下发跨区联络线计划，向各省(区)调下发次日跨省联络线计划。

第五十四条 [需求申报] D-1日15:30前，各省调完成次日96点跨省顶峰需求曲线申报，完成本省（区）独立储能次日96点充放电功率预计划申报；同时，对本省储能、用户申报的次日跨省顶峰、削峰信息完成最终校核。

第五十五条 [市场出清与结果下发] D-1日16:30前，西北网调先组织次日省间调峰辅助服务集中出清，后组织顶峰调峰辅助服务市场出清，并下发最终的次日跨省联络线计划。中标的储能及用户可通过西北省间调峰辅助服务市场运营平台查询最终出清结果。

第五十六条

[日前计划编制] D-1日17:30后，西北网调及各省调依据省内与省间市场交易结果完成次日电能计划编制。

第二节 日内市场组织流程

第五十七条 [需求申报] T-30分钟前（交易时段起始时刻为T,下同），各省调完成省间顶峰需求曲线申报，最长可申报T至T+3.5小时之间的顶峰需求。各省调根据本省调峰辅助服务市场出清结果、省内平衡结果，向网调申报本省储能设施充放电计划。

第五十八条 [日内市场出清] T-25分钟前，西北网调完储能省间顶峰辅助服务出清，形成满足安全约束的出清结果。若同时有省间调峰和顶峰需求时，先组织顶峰。

第五十九条 [市场结果下发] T-15分钟前，西北网调下发市场出清结果至各省调，相关省调更新本省储能充放电功率计划并下发相关储能。

第七章 交易结果执行

第六十条 五省（区）调应严格执行市场出清后的联络线计划。储能主体需确保在顶峰交易执行前已存储电量可满足顶峰交易要求。电力用户应严格按照市场出清结果调整自身用电负荷。

第六十一条 若顶峰交易接受服务方预测负荷大于实际负荷，且实际负荷大于市场已出清的顶峰交易量，所在省（区）公司应组织其他电源降低出力，以填补跨省联络线的偏差，省间顶峰电量不变。

第六十二条 储能、用户因自身原因导致实际顶峰、削峰电量高于出清电量时，多调整部分不予补偿，带来的辅助服务费用偏差，由所在省（区）内参与偏差调整的其他市场主体获得。

第六十三条 独立储能因自身原因导致实际顶峰电力低于出清电力90%时，对缺额电量予以考核。以15分钟为采样周

期计算，考核罚金计算公式为：

储能考核罚金=1.3×0.25×∑(出清价格×max(0.9×出清顶峰电力-实际顶峰电力,0))

第六十四条 用户自身原因导致实际削峰电力不足出清电力的60%时，对缺额电量进行考核。以15分钟为采样周期计算，考核罚金计算公式为：

用户考核罚金=0.5×0.25×∑(出清价格×max(0.6×出清削峰电力-实际削峰电力,0))

第六十五条 考核罚金由储能、用户所在省(区)电力公司收取，补偿至参与偏差调整的其他市场主体。

第八章 计量与结算

第六十六条 西北区域省间顶峰辅助服务计量的依据为：电力调度指令、系统采集的实时数据、电量数据等。

第六十七条 用户削峰辅助服务结算不影响用户正常电费结算。

第六十八条 区域顶峰服务费用实行专项管理，按照收支平衡原则，进行日清月结。

第六十九条 独立储能设施参与省间储能顶峰辅助服务时产生的省间交易电量按照所在送出省最近一个月的跨省跨区月度外送交易分时平均价格计算。

第七十条 用户参与省间可中断负荷削峰辅助服务时产生的省间交易电量按照用户所在送出省最近一个月的省内电力直接交易分时平均价格计算。

第七十一条 负荷聚合商及其代理用户的收益结算，应首先由聚合商按照其与代理用户的收益清分约定对月度总收益进行清分，并按协议约定提供代理用户收益结算方式。负荷聚合商应于每月第2个工作日前将上月辅助服务费用清分明细报送西北网调。

第七十二条 西北网调负责向北京电力交易中心市场交易六部（以下简称“京交六部”）提供独立用户、负荷聚合商及其代理用户参与顶峰辅助服务市场省间交易结算单，包括提供服务方的出清结果、执行情况、削峰服务收入、接受服务方所在省（区）应支付的辅助服务费用总额等明细清单信息，京交六部负责开展省间结算。独立用户及负荷聚合商所在省（区）电力公司负责按照省间交易结算单开展电费结算。

第七十三条 独立用户及负荷聚合商代理用户的结算由所在省（区）电力交易中心有限公司发起，电力公司营销部门兑现。负荷聚合商的结算由所在省（区）电力交易中心有限公司发起，电力公司财务部门兑现。

第九章 信息发布

第七十四条 市场信息通过区域调峰辅助服务市场平台统一发布。

第七十五条

市场信息分为日信息、月度信息，内容包括提供服务方、接受服务方、服务时段、电力电量、价格、费用等。

第七十六条 工作日12时发布前一日区域顶峰辅助服务市场信息。对市场信息有异议的发电企业和用户应在信息发布后2小时内提出核对要求。调度机构在接到核对要求后的4小时内予以答复，并发布最终的统计结果，作为市场结算依据。

第七十七条 每月第5个工作日，京交六部根据西北网调出具的结算依据，向市场主体及省级电力交易机构发送上月省间顶峰辅助服务交易月度结算单，并向西北能源监管局报备，同时抄送甘肃、新疆能源监管办公室。

第七十八条 每月第10个工作日，西北网调负责向西北能源监管局报备上月度顶峰辅助服务市场月度运行报表，并向市场主体发布，省级电力交易机构负责向区域电力交易机构报送顶峰辅助服务费用月度分摊结算明细，同时报备相关能源监管机构。

第十章 市场监管及干预

第七十九条 西北能源监管局会同甘肃能源监管办、新疆能源监管办负责对省间调峰辅助服务市场实施监管，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。

第八十条 发生以下情况时，西北能源监管局可会同甘肃能源监管办、新疆能源监管办对市场进行干预，也可授权市场运营机构进行干预：

- （一）电网发生故障、异常或遇到不可抗力因素，影响电网安全稳定运行时。
- （二）系统调峰、调频容量及无功容量无法满足电网安全稳定运行要求时。
- （三）跨省顶峰辅助服务市场平台、调度技术支持系统、数据通信系统发生故障，导致调峰无法正常进行时。
- （四）市场主体滥用市场力、串谋及其他违规情况导致市场秩序受到严重扰乱。
- （五）发生其他严重异常情况时。

第八十一条 市场干预的主要手段包括但不限于：

- （一）调整储能、用户参与市场基准；
- （二）调整市场限价；
- （三）调整市场准入及退出；
- （四）暂停市场交易，处理和解决问题后重新启动。

第八十二条 市场干预期间，国网西北分部应记录干预的起因、起止时间、干预方式及结果等内容并报西北能源监管局构备案，同时抄送甘肃能源监管办和新疆能源监管办。

第八十三条 市场干预期间，各市场主体应按照电网调度管理规程，严格执行调度指令，确保电网安全稳定运行。

第八十四条 国网西北分部应将省间顶峰辅助服务市场年度运营情况等信息报送西北能源监管局备案，同时抄送甘肃能源监管办和新疆能源监管办。

第八十五条 因省间顶峰辅助服务调用、统计及结算等情况存在争议的，提出争议方应在争议发生半年内向西北能源监管局提出书面申请，西北能源监管局会同涉及省（区）的能源监管机构依据相关办法进行处理。

第十一章 附则

第八十六条 本规则由西北能源监管局负责解释。

第八十七条

西北能源监管局根据电力体制改革情况及省间顶峰辅助服务市场运营情况，组织对相关规则进行修改完善。

第八十八条 本规则自发布之日起施行。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/200955.html>