

国家能源局西北监管局文件

西北监能市场〔2023〕2号

国家能源局西北监管局关于印发 《西北区域省间调峰辅助服务市场运营规则》 补充修订条款的通知

各有关单位：

为贯彻落实《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）《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号）等文件精神，进一步发挥西北省间互济作用，促进清洁能源电量消纳，保障西北电力系统安全、优质、经济运行，我局组织相关单位对《西北区域省间调峰辅助服务市场运营规则》（西北监能市场〔2020〕8号）进行了修订完善，形成了《西北区域省

— 1 —

间调峰辅助服务市场运营规则》补充修订条款，现予以印发，
请认真贯彻执行，执行过程中如有问题请及时向我局反映。

联系人：余波 029-81008058

附件：《西北区域省间调峰辅助服务市场运营规则》补充修
订条款



附件

《西北区域省间调峰辅助服务市场运营规则》 补充修订条款

一、第一章 总则

原第六条“西北区域省间调峰辅助服务市场中的火电机组基准开机方式依据机组组合确定。水电机组电量计划依据黄河水利委员会每月下达的水库计划确定。用户侧基准依据前10个自然日的平均原始负荷曲线确定。”中的“用户侧基准依据前10个自然日的平均原始负荷曲线确定。”删除。

二、第二章 市场成员

（一）第十条 市场主体中提供服务方内容修订如下：

提供服务方：西北电力调度控制中心（以下简称“西北网调”）直调（含国调委托调管机组）及五省（区）调直调的公网火电机组（单机容量需在200MW及以上）、西北网调直调水电机组，西北区域内的虚拟储能服务提供商、直流配套电源、经市场准入的储能设施以及具备一定调节能力的独立用户、负荷聚合商可参与市场。除目前已参与市场的主体外，其余公网火电机组深调能力至少需达到35%额定容量方可参与市场。

（二）第十一条 提供服务方权利义务中，第（三）项内容修改如下：

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。

三、第四章 有偿调峰

原第二十一条、第二十二条、第二十三条、第二十五条、第二十六条不再执行。

该章增补条款如下：

（一）火电企业有偿调峰报价档位共分为五档，其中第一档调峰电量予以追补，以月度为单位进行滚动平衡；第二至五档调峰电量不予追补，作为替发电量，从当月发电计划中核减，具体分档及报价上下限参见下表：

表 1 省间调峰市场有偿调峰补偿报价区间

报价档位	火电厂负荷率	调峰报价（元/千瓦时）	
		报价上限	报价下限
第一档	负荷率 $\geq 50\%$	0.08	0
第二档	$40\% \leq \text{负荷率} < 50\%$	0.3	0
第三档	$30\% \leq \text{负荷率} < 40\%$	0.55	0
第四档	$20\% \leq \text{负荷率} < 30\%$	0.8	0
第五档	$0\% \leq \text{负荷率} < 20\%$	1.00	0

（二）非直流配套火电机组为所在省（区）直流配套新能源提供调峰服务时，第一档调峰报价区间为 0-0.05 元/千瓦时，其它档位参照所在省（区）内调峰辅助服务市场规则执行。

（三）直流配套火电优先为同一控制区内新能源企业提供调峰服务，补偿报价参照所在省（区）内调峰辅助服务市场规则执行（昭沂直流配套火电参照宁夏区内调峰辅助服务市场规

则)。

(四) 直流配套新能源无调峰需求时，直流配套火电优先为所在省(区)新能源企业(含所在省(区)其它直流配套新能源企业)提供调峰服务，第一档调峰报价区间为 0-0.05 元/千瓦时，其它档位参照所在省(区)内调峰辅助服务市场规则执行。

四、第七章 用户侧调峰

整体条款替换如下：

(一) 参与用户侧调峰的市场主体(独立用户、负荷聚合商)需按照《可调节用户参与西北区域电力辅助服务市场准入、退出管理办法(暂行)》(西北调控〔2021〕124号)要求，完成市场注册。

(二) 用户基线负荷的计算按照《电力用户需求响应节约电力测量与验证技术要求》(GB/T 37016-2018)执行，其中第 5.1.2 典型日确定中，暂定 N 取 10。即用户基线负荷计算的典型日按如下规则选取：

a) 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月份第一个需求响应日前 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；

b) 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。

(三) 用户侧调峰分日前市场和日内市场,由西北网调根据市场需求进行用户侧调峰出清,确定用户的调峰曲线。其中,参与日内市场的用户需具备在接到调度指令后 60 分钟内响应的能力。

(四) 电动汽车类型用户参与日前市场补偿费用按 0.4 元/千瓦时执行,参与日内市场补偿费用按 0.45 元/千瓦时执行。

(五) 大工业用户、电蓄热、智能楼宇等其他类型用户参与市场补偿费用基准为:日前市场 0.45 元/千瓦时,日内市场 0.5 元/千瓦时。考虑西北五省(区)峰谷电价划分差异,按照午间(10:00-16:00)非谷段电价时长占比((峰段电价时长+平段电价时长)/6 小时)进行分档,基准费用乘以相应系数对本省区用户进行补偿,具体系数见下表:

非谷段电价时长占比	系数	补偿费用	
		日前	日内
$0.8 \leq \text{占比} \leq 1$	1.1	0.495	0.55
$0.3 \leq \text{占比} < 0.8$	0.9	0.405	0.45
$0 \leq \text{占比} < 0.3$	0.6	0.27	0.3

后期,补偿费用基准及系数将在峰谷电价政策发生变化时进行调整。

(六) 为鼓励用户侧参与调峰市场,同时兼顾到新能源、火电企业承受能力,初期用户侧调峰优先调用并设置总量上限。当用户侧申报的总调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）。待市场成熟后，用户侧调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。

（七）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调峰曲线，并下发执行。

（八）用户侧调峰需保证调峰响应时段内（每 15 分钟为一个时段）用电负荷不低于对应时段基线负荷，且该时段内调峰电量不小于出清电量的 70%，否则该时段视为无效响应时段，无效响应时段内调峰费用不予结算。

（九）在现货市场运行的省份，省内用户参与用户侧调峰出清后的调峰曲线作为省内现货市场出清的边界条件。

五、增加章节 储能调峰

该章具体条款如下：

（一）储能调峰是指储能设施根据电网调峰需要，在系统存在弃水、弃风、弃光的时段进行充电，在其他时段放电，从而为清洁能源提供调峰服务。

（二）参与储能调峰的储能设施要求充电功率在 10MW 以上且持续充电时间 2 小时以上，并具备自动发电控制功能（AGC），调节性能需满足相关要求并接入西北网调，实现充、放电等信息实时监控。储能装置需满足《电力系统电化学储能系统通用技术条件》（GB/T 36558-2018）《电化学储能系统接入电网技术

规定》(GB/T 36547-2018)等国家标准要求。

(三)发电企业、用户计量出口外并网或直接接入电网侧的储能设施,可作为独立主体参与市场交易;

(四)在新能源场站计量关口内建设的储能设施,满足电力调度机构可实时监控并记录充放电功率的条件后,可将全部或部分容量进行申报,并参与市场交易。

(五)在火电企业计量关口内的储能设施视为机组自身调节能力,与机组联合申报,并按照火电有偿调峰规则执行。

(六)储能调峰分日前市场和日内市场,参与储能调峰的市场主体需在日前申报次日可交易时段、充电电力及交易价格。未执行储能租赁政策的省(区),储能设施调峰的报价区间为0-0.6元/千瓦时。由西北网调根据电网运行需要,与其他市场主体竞价出清,并形成储能的调峰曲线。

(七)储能设施中标调峰服务后,其放电电量归属储能设施所在省(区),放电时段由西北网调会同储能设施所在省(区)调根据电网实际运行情况统筹安排,该部分放电电量不再结算上网电费。

(八)储能设施的充放电损耗由储能调峰提供方主体承担,由其所在省(区)电网企业从调峰服务补偿费用中进行回收,结算方法见具体结算细则。

六、增加章节 自备电厂调峰

该章具体条款如下:

（一）自备电厂调峰是指西北区域内的自备电厂根据电网调峰需要，在系统存在弃风弃光的时段较发电基准值降低出力，从而为清洁能源提供调峰服务。

（二）自备电厂参与调峰的发电基准值由市场运营机构制定，向所在省（区）能源监管派出机构报备后执行。

（三）自备电厂调峰分日前市场和日内市场，参与自备电厂调峰的市场主体需在日前申报次日 96 点可调节能力及调峰价格，自备电厂调峰的报价区间为 0-0.5 元/千瓦时。由西北网调根据电网运行需要，与其他市场主体竞价出清，并形成自备电厂的正式调峰曲线。

七、第九章 交易结果执行

第七十二条 内容修订如下：

用户因自身原因导致实际提供的调峰电量高于出清调峰电量时，按照出清调峰电量作为辅助服务费用结算基准。用户因自身原因导致实际提供的调峰电量低于出清调峰电量时，按照剔除无效响应时段后实际提供的调峰电量作为辅助服务费用结算基准。

该章增补条款如下：

（一）调峰市场运行期间，优先由未中标（含未参与）机组参与联络线调节；在联络线调节需求超出未中标（含未参与）机组能力时，中标机组可参与调节，调峰电量以 15 分钟为周期进行计量结算，其中：因响应联络线偏差调节导致实际调峰电

量低于出清调峰电量时，按照实际调峰电量进行调峰结算，因响应联络线偏差调节导致实际调峰电量高于出清调峰电量时，按照出清调峰电量进行调峰结算；中标机组参与联络线调节时，产生的调峰电量偏差不予考核。

（二）由于用户实际调峰电量缺额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。

（三）储能、自备电厂因缺陷等自身原因导致实际调峰电量低于出清调峰电量的 90%时，对调峰电量缺额部分进行考核，考核罚金由所在省（区）内参与偏差调整的其他市场主体获得。

考核罚金= $\max(0, \text{出清储能调峰电量} \times 90\% - \text{实际储能调峰电量}) \times \text{出清电价} \times 1.3$

（四）储能、自备电厂因自身原因导致实际调峰电量高于出清电量时，多调整部分不予补偿。

（五）自备电厂调峰不影响其现行结算方式。

八、第十章 计量与结算

该章增补条款如下：

（一）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 个工作日内将上月辅助服务费用清分明细报送西北网调。

（二）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调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、调峰服务收入、接受服务方所在省(区)应支付的有偿调峰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。

(三)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。

国家能源局西北监管局综合处

2023 年 1 月 4 日印发

