

国家能源局四川监管办公室

关于公开征求《四川负荷侧调峰辅助服务市场交易细则（征求意见稿）》意见的通知

为推动构建新型电力系统，深化四川省电力辅助服务市场机制建设，规范电力辅助服务管理，充分调动负荷侧主体参与系统调峰积极性，依据《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）和《国家能源局关于印发电力辅助服务管理暂行办法的通知》（国能发监管规〔2021〕61号）等有关文件精神，结合四川实际，我办组织编制了《四川负荷侧调峰辅助服务市场交易细则（征求意见稿）》，现公开征求意见。

各机关团体、企事业单位和个人均可提出意见和建议，相关意见请通过电子邮箱发送至 scnyjgbssc@163.com，征求意见截止时间为 2023 年 5 月 20 日。

联系人：张 晨

联系电话：（028）85253859

附件：《四川负荷侧调峰辅助服务市场交易细则（征求意见稿）》

(此页无正文)



四川负荷侧调峰辅助服务市场交易 细则（征求意见稿）

第一章 总 则

第一条 【实施目标】为深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，完整准确全面贯彻新发展理念，做好碳达峰、碳中和工作，推动构建新型电力系统，建立完善辅助服务市场，运用交易机制和价格杠杆，引导负荷侧资源参与系统调峰，保障电力安全稳定供应，促进清洁能源消纳，制定本细则。

第二条 【依据】本细则依据《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）及相关配套文件、《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号）等有关文件精神，结合四川实际进行编制。

第三条 【编制原则】本细则编制遵循有利于推动四川电力市场建设，有利于规范电力调峰辅助服务市场运营，有利于保障电力安全稳定供应，以及“谁受益、谁承担”和“公开、公平、公正”的原则。根据四川电网目前实际运行需要，试行期内暂开展负荷侧削峰调峰辅助服务交易，后期根据市场发展需要，逐步丰富交易品种。

第四条 【监管实施】国家能源局四川监管办公室（以下简称“四川能源监管办”）负责负荷侧调峰辅助服务市场的监督与

管理，负责监管本细则的实施。

第二章 市场成员

第五条 【成员分类】市场成员包括市场主体、市场运营机构和电网企业三类。

市场主体为具有独立法人资格、独立财务核算、诚实守信、能够独立承担民事责任的经济实体，包括负荷聚合商和电力用户，其中，负荷聚合商是指将某一区域内各类负荷侧资源统一管控并聚合参与负荷侧调峰辅助服务市场交易的主体。

试行期内，已完成四川电力市场注册且 2023 年年度交易代理电量 10 亿千瓦时及以上，或缴纳履约保障凭证额度达 800 万元及以上（额度不足的可自愿补交差额）的售电公司可自愿申请成为负荷聚合商，在条件具备后引入第三方独立主体负荷聚合商。

试行期内，国网四川省电力公司经营区、地方电网、增量配电网内已完成四川电力市场注册的 10 千伏及以上工商业用户，且具备分时计量（全天 96 点负荷曲线采集能力）与数据传输条件，单个户号响应时长不低于 1 小时的，可自愿参与市场。

市场运营机构包括四川电力交易中心（以下简称“交易中心”）和四川电力调度控制中心（以下简称“调控中心”）。

电网企业为国网四川省电力公司、地方电网企业、增量配电网企业。

第六条 【电力用户权责】按规定披露和提供信息，以用电

户号为单元向国网四川省电力公司提交响应参数信息(包括最大响应能力、最小响应能力、最大响应时长、最小响应时长、可响应时段等);参与负荷侧调峰辅助服务市场运营,签订和履行代理合同及结算协议;获取负荷侧调峰辅助服务市场运营相关信息;执行负荷侧调峰辅助服务市场交易结果;服从电力调度机构的统一调度;法律法规规定的其他权利和义务。

第七条 【负荷聚合商权责】按规定披露和提供信息;参与负荷侧调峰辅助服务市场运营,签订和履行代理合同及结算协议;获取负荷侧调峰辅助服务市场运营相关信息,组织所代理的电力用户执行负荷侧调峰辅助服务市场交易结果;法律法规规定的其他权利和义务。

第八条 【市场运营机构权责】交易中心负责市场注册、市场申报组织、交易出清、合同管理、结算依据出具、信息披露;负责完善电力交易平台相关功能。调控中心负责动态评估和确认负荷侧调峰辅助服务需求,提出需求容量、需求地区、需求时段及需求原因等;负责相关技术支持系统的建设运维等。

第九条 【电网企业权责】按规定披露和提供信息;负责按经营范围与市场主体签订结算协议,开展电费结算;负责计量管理、基线负荷计算、提供电力用户用电负荷曲线;负责相关技术支持系统的建设运维等。

第三章 交易组织

第十条 【调峰需求预估】四川电力调度控制中心(以下简

称“调控中心”)根据省内发用电预测、跨省跨区交易计划、设备停电检修等相关边界条件,滚动开展电力供需测算,当研判D日可能出现电力缺口时,于D-3日15:00前完成D日的调峰需求(包括需求容量、需求地区、需求时段、需求原因等,下同)预估,并推送至国网四川省电力公司和交易中心,其中需求时段以1小时为最小单位,以整点作为起止时间。

特殊情况下,若因电网运行相关边界条件发生重大变化,调控中心研判D日可能出现新增调峰需求时,应于D-2日15:00前完成新增调峰需求预估,并推送至国网四川省电力公司和四川电力交易中心。

第十一条 【调峰需求预发布】交易中心于D-3日17:00前通过电力交易平台预发布D日调峰需求,特殊情况下若有新增调峰需求,则于D-2日17:00前通过电力交易平台预发布。国网四川省电力公司于调峰需求预发布日17:00前通过电力交易平台发布相关用户的基线负荷,电力用户、经用户授权的负荷聚合商可通过电力交易平台查询。

第十二条 【调峰需求确认】D-1日13:00前,调控中心依据最新边界条件,在电力交易平台上修订并确认D日的调峰需求。确认的调峰需求应与预发布调峰需求相匹配,即需求容量、需求地区、需求时段均不超过预发布值。

第十三条 【市场申报】需求预发布后至D-1日13:00前,负荷聚合商和电力用户可在电力交易平台分时段(按小时)进行市

场交易申报。申报信息包括：

（一）可响应容量（千瓦）。最小申报单位为 10 千瓦。电力用户申报时，以用电户号作为交易单元，单个用电户号可响应容量申报下限不小于其最小响应能力，申报上限不大于其最大响应能力。负荷聚合商申报时，须先与所代理的电力用户确认每个用电户号的可响应容量，再将用电户号及可响应容量进行拆分组合形成容量包，单个容量包的可响应容量应不小于 1000 千瓦，且包内所有响应资源（用电户号及对应可响应容量）均满足其响应能力要求，最后以容量包作为交易单元进行市场申报。

（二）响应价格（元/千瓦时）。单个交易单元只能申报一个响应价格，响应价格的上下限分别为 P1 和 P2。响应价格的上下限 P1、P2 暂定为 3.5 元/千瓦时和 0 元/千瓦时，后期视市场运行情况进行调整。

在此期间，国网四川省电力公司应及时校核负荷侧调峰辅助服务需求对应的可响应用户名单，并实时更新推送至电力交易平台。

第十四条 【市场出清】交易中心于 D-1 日 13:00 组织市场出清。出清时，先将申报价格由低到高排序，报价相同时以最近一次申报时间先后顺序排序，再按需求容量的 1.1 倍开展边际出清，出清价格为边际交易单元的申报价。当边际交易单元可响应容量大于剩余需求容量时，若边际交易单元为电力用户，则全量出清；若边际交易单元为容量包，则以剩余需求容量为限，按容

量包内每个用电户号的可响应容量占比打折出清。

若打折出清结果不满足单个用电户号的最小响应能力要求，该户号本轮不进行出清，剩余需求容量按最小出清原则（按申报容量从大到小进行补足，相同申报容量按时间优先，下同）补足已出清用电户号且不超过其申报容量。若补足完成后仍存在剩余需求容量，按最小出清原则继续出清，若存在最后一个用电用户最小响应能力大于剩余需求容量时，按该用电户号最小响应能力出清。

第十五条 【结果发布】交易中心于D-1日14:00前在电力交易平台发布负荷侧调峰辅助服务市场交易出清结果，包括各用电户号的中标响应容量、响应价格、响应时段等，并将相关信息推送至国网四川省电力公司。负荷聚合商应及时通知其代理用户的出清结果，并督促其执行到位。出清结果作为各用电户号和负荷聚合商响应结算的依据。

第四章 代理合同签订

第十六条 【代理关系】电力用户可自主选择负荷聚合商签订负荷侧调峰辅助服务市场交易代理合同，形成唯一的代理关系，负荷侧调峰辅助服务市场交易代理关系可与电能量交易代理关系不一致。用电户号响应能力1000千瓦以下的，须通过负荷聚合商代理；用电户号响应能力大于等于1000千瓦的，可选择直接参与负荷侧调峰辅助服务交易。同一电力用户的不同用电户号仅可通过同一家负荷聚合商代理，且在一个交易年内不能更换。

第十七条 【代理合同】 负荷聚合商与电力用户应按照合同模板签订负荷侧调峰辅助服务市场交易代理合同，作为交易及结算的执行依据。代理合同中，提供两种套餐模式供负荷聚合商和电力用户选择：

（一）“保底+分成”模式

负荷聚合商与电力用户按用电户号约定对应有效响应容量的保底价格（ $0 \leq \text{保底价格} \leq P1$ ）及响应费用分成比例 α （ $0 \leq \alpha \leq 100\%$ ），并约定考核费用向代理用户分摊比例 θ （ $0 \leq \theta \leq 100\%$ ）。若出清价格小于保底价格，电力用户按保底价格获取响应费用；若出清价格大于保底价格，电力用户按[保底价格+（出清价格-保底价格） $\times \alpha$]获取响应费用。

（二）“固定价格”模式

负荷聚合商与代理用户按用电户号约定对应有效响应容量的固定价格（ $0 \leq \text{固定价格} \leq P1$ ），并约定响应考核费用向代理用户分摊比例 θ （ $0 \leq \theta \leq 100\%$ ）。

第五章 响应执行及负荷采集

第十八条 【响应执行】 电力用户在D日按照负荷侧调峰辅助服务市场交易中标结果，按时按量压降用电负荷，执行情况纳入国网四川省电力公司实时动态监测。

第十九条 【基线负荷计算及实际负荷采集】：

（一）基线负荷计算

基线负荷计算以用电户号为单元、按小时开展，分为工作日、

非工作日两类。国网四川省电力公司负责基线负荷计算，并于负荷侧调峰辅助服务需求预发布日17:00前通过电力交易平台向市场主体发布基线负荷及其样本值。

工作日：从需求预发布日向前选择5个不参与响应、未执行负荷管理的工作日，以对应某小时内每15分钟计量样本的均值作为该小时的基线负荷，根据基线负荷计算出的算术平均负荷为该小时的基线平均负荷，以4个15分钟计量样本均值中的最大值作为该小时的基线最大负荷。在选择每小时基线负荷计量样本时，应剔除该小时平均负荷低于对应5个样本平均负荷25%或高于5个样本平均负荷200%的计量样本，并向前依次递推另选。

非工作日：从需求预发布日向前选择2个不参与响应、未执行负荷管理的非工作日，以对应某小时内每15分钟计量样本的均值作为该小时的基线负荷，根据基线负荷计算出的算术平均负荷为该小时的基线平均负荷，以4个15分钟计量样本均值中的最大值作为该小时的基线最大负荷。在选择每小时基线负荷计量样本时，应剔除该小时平均负荷低于对应2个样本平均负荷25%或高于2个样本平均负荷200%的计量样本，并向前依次递推另选。

（二）实际负荷采集

电力用户实际用电数据采集以用电户号为单元开展，由国网四川省电力公司用电信息采集系统提供并推送至电力交易平台，采集周期为15分钟。电力用户某小时的实际平均负荷为该小时4个15分钟实际用电数据的算术平均值，实际最大负荷为该小时4

个15分钟实际用电数据的最大值。如个别时点采集数据缺失，参照四川水电竞价现货市场用电侧电量数据拟合办法处理。

第六章 结算与考核

第二十条 【电力用户有效调峰响应容量计算】：

电力用户有效调峰响应容量计算以用电户号为单元、按小时开展。用电户号在响应时段内按小时同时满足以下两个条件则认定为有效调峰响应，形成有效调峰响应容量，否则为无效响应。

（一）实际平均负荷低于基线平均负荷；

（二）实际最大负荷不高于基线最大负荷。

用电户号在某小时被认定完成有效调峰响应后，将实际响应负荷（即基线平均负荷与实际平均负荷的差值）与中标响应容量作比较，按以下方式确定有效调峰响应容量。

（一）若实际响应负荷小于或等于中标响应容量的110%，则有效调峰响应容量=实际响应负荷；

（二）若实际响应负荷大于中标响应容量的110%，则有效调峰响应容量=中标响应容量×110%+（实际响应负荷-中标响应容量×110%）×0.5。

第二十一条 【负荷聚合商有效调峰响应容量计算】：

负荷聚合商有效调峰响应容量计算时，视为一个整体用电户号，基线负荷、实际负荷由其代理的所有电力用户按用电户号整合（代数和）形成，计算方法与电力用户相同。

第二十二条 【结算方式】响应执行后，国网四川省电力公

司于D+5日向交易中心推送相关用电户号的实际用电数据，交易中心据此计算实际响应负荷、有效调峰响应容量，于D+7日完成D日的日清分，按月对负荷聚合商和电力用户出具结算依据。

第二十三条 【直接交易用户结算】：

（一）直接交易用户响应费用。直接交易用户每个提供有效调峰响应容量的用电户号按小时计算响应费用，日清月结。具体计算公式如下：

直接交易用户响应费用=Σ有效调峰响应容量×出清价格

（二）直接交易用户考核费用。对有效调峰响应容量不足中标响应容量90%的部分进行考核，考核费用按小时计算，日清月结。具体计算公式如下：

直接交易用户考核费用=Σ max（中标响应容量×90%-有效响应容量，0）×考核价格

其中，考核价格暂定为出清价格的1.1倍，并视市场运行情况调整。

（三）直接交易用户响应收益。直接交易用户响应收益=直接交易用户响应费用-直接交易用户考核费用。

第二十四条 【负荷聚合商及其代理用户结算】：

（一）代理用户响应费用。代理用户每个提供有效调峰响应容量的用电户号按小时计算响应费用，日清月结。具体计算公式如下：

1. “保底+分成”模式下，当出清价格小于保底价格，代理

用户响应费用= Σ 有效调峰响应容量 $\times$ 保底价格；当出清价格大于保底价格，代理用户响应费用= Σ 有效调峰响应容量 $\times$ [保底价格+（出清价格-保底价格） $\times$ 响应费用分成比例 α]

2. “固定价格”模式下，代理用户响应费用= Σ 有效调峰响应容量 $\times$ 固定价格

（二）代理用户预考核费用。对代理用户有效调峰响应容量不足中标响应容量90%的部分进行预考核，考核费用按小时计算，日清月结。具体计算公式如下：

代理用户预考核费用= $\Sigma \max$ （代理用户中标响应容量 $\times$ 90%-代理用户有效调峰响应容量，0） $\times$ 考核价格

其中，考核价格暂定为出清价格的1.1倍，并视市场运行情况调整。

（三）负荷聚合商响应费用。对提供有效调峰响应容量的负荷聚合商按小时计算响应费用，日清月结。具体计算公式如下：

负荷聚合商响应费用=负荷聚合商有效调峰响应容量 $\times$ 出清价格

（四）负荷聚合商预考核费用。对负荷聚合商有效调峰响应容量不足中标响应容量90%的部分进行预考核，考核费用按小时计算，日清月结。具体计算公式如下：

负荷聚合商预考核费用= $\max$ （负荷聚合商中标响应容量 $\times$ 90%-负荷聚合商有效调峰响应容量，0） $\times$ 考核价格

其中，考核价格暂定为出清价格的1.1倍，并视市场运行情况

况调整。

（五）代理用户实际考核费用。某代理用户实际考核费用=负荷聚合商预考核费用×该代理用户预考核费用占该负荷聚合商所有用户预考核费用的占比× θ ，其中 θ 为负荷聚合商与其代理用户在代理合同中约定的考核分摊比例。

（六）负荷聚合商实际考核费用。负荷聚合商实际考核费用=负荷聚合商预考核费用- Σ 代理用户实际考核费用。

（七）代理用户响应收益。代理用户响应收益=代理用户响应费用-代理用户实际考核费用。

（八）负荷聚合商响应收益。负荷聚合商响应收益=负荷聚合商响应费用-负荷聚合商实际考核费用- Σ 代理用户响应收益。

第二十五条 【与电能量交易结算的衔接】：

（一）水电竞价现货市场运行期间，当电力用户中标负荷侧调峰辅助服务时，其在电能量市场中用于结算的日前申报电量调整为日前申报电量减去负荷侧调峰辅助服务中标电量。

（二）火电竞价现货市场运行期间，当电力用户中标负荷侧调峰辅助服务时，其提供的实际调峰响应负荷可在计算当月偏差电量时予以扣减。

（三）现货市场未运行期间，参照火电竞价现货市场运行期间衔接方式执行。

第二十六条 【结算单核对与申诉】交易中心于D+7日通过电力交易平台向市场主体披露D日清算单。如发现问题，市场主

体可在2个自然日内、月度结算前提交质询申请和相关证明材料，交易中心会同国网四川省电力公司核查处理。

第二十七条 【费用分摊与支付】按照“谁受益、谁承担”的原则，负荷聚合商和电力用户参与负荷侧调峰辅助服务市场的响应收益，由需求地区10千伏及以上工商业用户（含市场化交易用户、电网企业代理购电用户）按响应执行时段实际用电量比例分摊（分享），分摊（分享）费用纳入负荷侧调峰辅助服务费用，在次月电力用户电费结算时单列。

某用户当日度电分摊（分享）费用=本地区市场主体当日响应收益/ $\sum i$ （本地区当日*i*时段总用电量×当日*i*时段中响应时段占比），*i*为四川分时电价政策中规定的峰、平、谷时段。

交易中心于M+1月（M为调峰响应执行月）对负荷聚合商、电力用户的响应收益分别出具结算依据，国网四川省电力公司据此在M+2月电费结算时予以支付。

第七章 附则

第二十八条 【保障措施】电力用户应科学评估响应能力，合理安排生产方式，履约实施负荷侧调峰辅助服务响应。负荷聚合商应积极服务其代理用户参与负荷侧调峰辅助服务交易，及时告知其代理用户出清结果，并督促执行到位。

第二十九条 【市场干预】发生以下情况时，四川能源监管办有权对负荷侧调峰辅助服务市场进行市场干预：

（一）市场主体滥用市场力、串谋及其它严重违约等情况导

致交易结果严重偏离合理范围，市场秩序受到扰乱；

（二）市场主体频繁、严重违约，对电网安全稳定运行造成一定影响；

（三）相关技术支持系统等发生重大故障，导致交易长时间无法进行的。

第三十条 【有效期限】本细则自印发之日起执行至2024年1月31日，到期后视情况研究调整。国家政策如有重大调整，从其规定。